

**PROGRAMA DE INSPECCIÓN BASADA EN EL
RIESGO (RBI), DEL SISTEMA DE TUBERÍA DE LA
UNIDAD DE GENERACIÓN DE HIDROGENO
DE LA PLANTA DE PARAFINAS DE LA
GRB – ECOPETROL S.A.**

MAURICIO MANUEL HERAZO AGUAS

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

2009

**PROGRAMA DE INSPECCIÓN BASADA EN EL
RIESGO (RBI), DEL SISTEMA DE TUBERÍA DE LA
UNIDAD DE GENERACIÓN DE HIDROGENO
DE LA PLANTA DE PARAFINAS DE LA
GRB – ECOPETROL S.A.**

MAURICIO MANUEL HERAZO AGUAS

**Trabajo de grado para optar al título de
Ingeniero Mecánico**

Director

**CARLOS RAMÓN GONZÁLEZ BOHÓRQUEZ
Ingeniero Mecánico**

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

2009

DEDICATORIA

A mi madre, Enalba Aguas por su amor, comprensión y sacrificio que dedico para mi educación y crecimiento personal.

AGRADECIMIENTOS

A Dios por darme la vida e iluminar mi andar.

A mi hermana Elba Herazo y su esposo Álvaro Reales por creer en mí y darme la oportunidad de realizar una carrera universitaria.

A mi hermano Cristóbal, mis hermanas Cecilia, Glenda, Diana, y demás hermanos, por su apoyo y fuerza.

A mis sobrinos Sandra, Maye, Álvaro y Erika, por su apoyo y colaboración.

A mi novia, Paola Otero, por su cariño, comprensión y amor.

Al profesor Carlos Ramón Gonzales Bohórquez, por sus conocimientos compartidos y su apoyo incondicional al desarrollo del proyecto.

A la coordinación de Inspección e Integridad de Equipos de la GRB, Ecopetrol S.A.

El Autor

CONTENIDO

	Pag.
INTRODUCCIÓN	1
1. ECOPETROL S.A.....	4
1.1. RESEÑA HISTORICA.....	4
1.2. MARCO ESTRATEGICO	6
1.3. MISIÓN	7
1.4. VISIÓN 2015.....	7
1.5. ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL	7
1.6. REFINERIA DE BARRANCABERMEJA	9
1.7. PLANTA DE PARAFINAS.....	11
1.7.1. Desfaltado con propano.....	12
1.7.2. Desparafinado con solvente.....	12
1.7.3. Generación de hidrogeno.....	13
1.7.4. Tratamiento con hidrogeno.	13
1.7.5. Extracción con fenol.....	13
1.7.6. Bases naftenicas.....	14
1.8. IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA	14
1.9. OBJETIVOS DEL TRABAJO DE GRADO	15
1.10. ESTRATEGIA DE TRABAJO	17
1.10.1. Etapa de caracterización.....	17
1.10.2. Etapa de análisis.....	17
1.10.3. Etapa de desarrollo	18
2. INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO (RBI).....	19
2.1. PROCESO DE INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO	20
2.1.1. Base de datos del sistema.....	22

2.1.2. Proceso de valoración del riesgo	24
2.1.3. Grado de riesgo.	81
2.1.4. Plan de inspección.....	82
2.1.5. Resultados de la inspección	89
2.1.6. Nueva valoración	91
3. CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA DE TUBERIA	92
3.1. DESCRIPCIÓN DEL FLUJO.....	93
3.1.1. Carga	93
3.1.2. Reformado con vapor	93
3.1.3. Conveertidor de alta temperatura	96
3.1.4. Convertidor de baja temperatura	96
3.1.5. Eliminación de CO ₂	97
3.1.6. Metanización.....	98
3.2. ISOMÉTRICOS.....	98
3.3. DESCRIPCIÓN Y LISTADO DE LÍNEAS.....	111
3.4. HISTÓRICO DE ESPESORES	117
3.5. DESCRIPCIÓN DE MATERIALES Y LAZOS DE CORROSIÓN	146
4. IMPLEMENTACIÓN DE LA INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO	153
4.1. ANÁLISIS DE VELOCIDADES DE CORROSIÓN	155
4.1.1. Velocidad de corrosión para cada TML's.....	156
4.1.2. Velocidad de corrosión para cada línea de tubería	157
4.1.3. Velocidad de corrosión para cada lazo de corrosión	157
4.2. ANÁLISIS DE VIDA REMANENTE	157
4.2.1. Cálculo de la vida remanente según la velocidad de corrosión individual del TML's	158
4.2.2. Cálculo de la vida remanente según la velocidad de corrosión de la línea de tubería	159
4.2.3. Cálculo de vida remanente según la velocidad de corrosión del lazo de corrosión	160
4.3. ANÁLISIS DE CRITICIDAD	160

4.3.1. Análisis de probabilidad de falla.....	160
4.3.2. Análisi de consecuencias.....	169
4.3.3. Análisis de riesgo.....	172
4.4. RESULTADOS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA INSPECCIÓN	
BASDA EN RIESGO.....	174
4.4.1. Cálculo de las velocidades de corrosión.....	174
4.4.2. Cálculo de vidas remanentes.....	179
4.4.3. Determinación del riesgo.....	182
5. PROGRAMA DE INSPECCIÓN PARA EL SISTEMA DE TUBERÍA DE	
LA UNIDAD DE GENERACIÓN DE HIDROGENO.....	192
CONCLUSIONES.....	200
BIBLIOGRAFÍA.....	203

LISTA DE FIGURAS

	Pag.
Figura 1. Marco estrategico Ecopetrol S.A.	6
Figura 2. Organigrama Ecopetrol S.A.	8
Figura 3. Refineria de Barrancabermeja	9
Figura 4. Organigrama refineria de Barrancabermeja.....	10
Figura 5. Proceso de inspección basado en riesgo.	21
Figura 6. Proceso de valoración del riesgo	25
Figura 7. Serie continua de valoración de RBI.....	27
Figura 8. Descripción del acercamiento cualitativo de RBI	42
Figura 9. Descripción de la determinación de la probabilidad de falla para un RBI cualitativo	44
Figura 10. Descripción de la determinación de las consecuencias de daño para un RBI cualitativo	47
Figura 11. Descripción de la determinación de las consecuencias para la salud para un RBI cualitativo	51
Figura 12. Descripción del acercamiento cuantitativo de RBI.....	54
Figura 13. Descripción del análisis de consecuencias para un RBI cuantitativo.....	55
Figura 14. Propiedades de algunos fluidos representativos	59
Figura 15. Proceso para determinar el tipo de lanzamiento.....	60
Figura 16. Propiedades de reultados para lanzamientos continuos.....	63
Figura 17. Propiedades de resultados para lanzamientos instantaneos.....	64
Figura 18. Vista superior de un lanzamiento toxico	65
Figura 19. Descripción del proceso de análisis de probabilidad para un RBI cuantitativo.....	68

Figura 20. Descripción del factor de modificación del equipo	72
Figura 21. Porcentaje de los sistemas de gestión Vs. Factor de modificación de los sistemas de gestión.....	77
Figura 22. Descripción del acercamiento semicuantitativo	78
Figura 23. Descripción del análisis de consecuencias para un RBI semicuantitativo	79
Figura 24. Descripción del análisis de probabilidad para un RBI semicuantitativo	80
Figura 25. Descripción del plan de inspección.....	83
Figura 26. Diagrama de flujo unidad de generación de hidrogeno.	95
Figura 27. Isométrico 1	100
Figura 28. Isométrico 2	101
Figura 29. Isométrico 3	102
Figura 30. Isométrico 4	103
Figura 31. Isométrico 5	104
Figura 32. Isométrico 6	105
Figura 33. Isométrico 7.	106
Figura 34. Isométrico 8	107
Figura 35. Isométrico 9.	108
Figura 36. Isométrico 10	109
Figura 37. Isométrico MEA	110
Figura 38. Proceso para la implementación de la inspección basada en riesgo para la unidad de generación de hidrogeno	154
Figura 39. Análisis de velocidades de corrosión para la unidad de generación de hidrogeno	155
Figura 40. Análisis de vida remanente para la unidad de generación de hidrogeno	158
Figura 41. Análisis de probabilidad de falla para la unidad de generación de hidrogeno, según el modulo técnico de reducción	162

Figura 42. Análisis de consecuencias para la unidad de generación de hidrogeno	170
Figura 43. Velocidad de corrosión por mínimos cuadrados para el TML's 31	177
Figura 44. Subfactor de Modulo Técnico para la línea 11508.....	185
Figura 45. Diamante de fuego del hidrogeno.....	188
Figura 46. Valoración del riesgo para la línea 11508.....	189

LISTA DE TABLAS

	Pag.
Tabla 1: Productos de la Refinería de Barrancabermeja	11
Tabla 2: Categoría de la Probabilidad para un RBI Cualitativo	45
Tabla 3. Categoría de la Consecuencia de Daño para un RBI Cualitativo	49
Tabla 4. Categoría de la Consecuencia para la Salud para un RBI Cualitativo	52
Tabla 5. Matriz de Riesgo para un RBI Cualitativo	52
Tabla 6. Tamaños de Agujeros Usados en un Análisis de RBI Cuantitativo	59
Tabla 7. Guía para Determinar la Fase del Fluido	61
Tabla 8. Frecuencias de Falla Genéricas de Equipos.....	69
Tabla 9. Evaluación de los Sistemas de Gestión	77
Tabla 10. Tipos y Características de Daño	84
Tabla 11. Mecanismos de Daño por Corrosión.....	84
Tabla 12. Mecanismos de Daño por Stress Corrosion Cracking.....	85
Tabla 13. Mecanismos de Daño Inducidos por Hidrogeno	86
Tabla 14. Mecanismos de Daño Mecánicos	86
Tabla 15. Mecanismos de Daño Metalúrgicos y Ambientales	87
Tabla 16. Eficiencia de las Técnicas de Inspección para Varios Tipos de Daño	88
Tabla 17. Descripción y Listado de Líneas	113
Tabla 18. Histórico de espesores SK-1.....	119
Tabla 19. Histórico de espesores SK-2.....	123
Tabla 20. Histórico de espesores SK-3.....	125
Tabla 21. Histórico de espesores SK-4.....	126

Tabla 22. Histórico de espesores SK-5.....	128
Tabla 23. Histórico de espesores SK-6.....	132
Tabla 24. Histórico de espesores SK-7.....	134
Tabla 25. Histórico de espesores SK-8.....	136
Tabla 26. Histórico de espesores SK-9.....	138
Tabla 27. Histórico de espesores SK-10.....	141
Tabla 28. Histórico de espesores SK-MEA.....	142
Tabla 29. Listado de Líneas por Lazos de Corrosión.....	148
Tabla 30. Materiales y Mecanismos de Daño Presentes en la Unidad de Generación de Hidrogeno	151
Tabla 31. Datos Básicos Requeridos para el Análisis de Reducción.....	163
Tabla 32. Eficiencia de la Inspección – Reducción General	165
Tabla 33. Eficiencia de la Inspección – Reducción Localizada.....	166
Tabla 34. Subfactor de Módulo Técnico	167
Tabla 35. Factor por Sobre Diseño	167
Tabla 36. Factor de Ajuste por supervisión en Línea.....	168
Tabla 37. Categoría de la Probabilidad.....	169
Tabla 38. Consecuencias Económicas	170
Tabla 39. Consecuencias de Salud y Seguridad	171
Tabla 40. Consecuencias al Medio Ambiente	171
Tabla 41. Matriz de Riesgo	173
Tabla 42. Características Línea 11508	174
Tabla 43. Histórico de Espesores Línea 11508	175
Tabla 44. Velocidades de Corrosión para cada TML's Línea 11508.....	176
Tabla 45. Velocidad de Corrosión Línea 11508.....	178
Tabla 46. Velocidad de Corrosión Lazo LC-1150-02	178
Tabla 47. Resumen Velocidades de Corrosión Línea 11508.....	179
Tabla 48. Vida Remanente de los TML's de la Línea 11508, Según Velocidad de Corrosión del TML's	180

Tabla 49. Vida Remanente de los TML's de la Línea 1158, Según Velocidad de Corrosión de la línea	181
Tabla 50. Vida Remanente de los TML's de la Línea 1158, Según Velocidad de Corrosión del Lazo	181
Tabla 51. Espesor Inicial Línea 11508.....	183
Tabla 52. Equivalencia de la Categoría de Probabilidad del API-581 y la Matriz de Riesgo de Ecopetrol S.A	186
Tabla 53. Resultados Inspección Basada en Riesgo Línea 11508.....	191
Tabla 54. Programa de Inspección para el Sistema de Tubería de la Unidad de Generación de Hidrogeno	193

RESUMEN

TITULO: PROGRAMA DE INSPECCIÓN BASADA EN EL RIESGO (RBI), DEL SISTEMA DE TUBERÍA DE LA UNIDAD DE GENERACIÓN DE HIDROGENO DE LA PLANTA DE PARAFINAS DE LA GRB-ECOPETROL S.A.¹

AUTOR: MAURICIO MANUEL HERAZO AGUAS²

PALABRAS CLAVES: Inspección Basada en Riesgo, Probabilidad de Falla, Consecuencias de Falla, Criticidad, Velocidad de corrosión.

DESCRIPCIÓN: Este proyecto parte de la necesidad de implementar la metodología de la Inspección Basada en el Riesgo descrita en el API-580 y su Documento Base API-581, y el código de Inspección de Tubería API-570 y las Practicas de Inspección para Componentes de Sistemas de Tubería API-574, para el Sistema de Tubería de la Unidad Generación de Hidrogeno de la planta de Parafinas de la refinería de Barrancabermeja, con el fin de determinar el estado actual y establecer un programa de inspección basado en el riesgo para el mismo.

La metodología que se siguió propone el cálculo de velocidades de corrosión y de vidas remanentes, según el API-570, para después realizar el análisis de criticidad, determinando la probabilidad de falla según el Modulo Técnico de Reducción del API-581. El análisis de consecuencias se realizó según la Matriz de Valoración de Riesgos-RAM implementada por Ecopetrol S.A., para posteriormente determinar el nivel de riesgo de cada una de las líneas del sistema.

El resultado es una estrategia para la valoración del riesgo del sistema de tubería de la unidad, determinando la condición actual del mismo y estableciendo un programa de inspección que permitirá la reducción del nivel de riesgo, garantizando la operatividad de la unidad y de la planta en las líneas de proceso.

¹ Proyecto de Grado

² Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingeniería mecánica, Director: Carlo Ramón González Bohórquez, Ingeniero Mecánico.

SUMMARY

TITLE: PROGRAM OF RISK BASED INSPECTION (RBI), OF THE SYSTEM OF PIPE OF THE UNIT OF GENERATION OF HYDROGEN OF THE PARAFFIN PLANT OF GRB-ECOPETROL S.A.³

AUTHOR: MAURICIO MANUEL HERAZO AGUAS⁴

KEY WORDS: risk based inspection, failure probability, failure consequences, criticality, corrosion rate.

DESCRIPTION: This project leaves from the necessity to implement the methodology of Risk Based Inspection, described in the API-580 and their Base Document API-581, and the Piping Inspection Code API-570 and Inspection Practices for Piping Systems Components API-574, for the Piping System of the Hydrogen Generation Unit of the plant Paraffin of the Barrancabermeja's refinery, with the purpose of determine the current state and to establish the risk based inspection program of the system.

The methodology that was followed proposes the calculation of corrosion rate and remaining lives, according to the API-570, later to realize the criticality analysis, determining the failure probability according to the Technical Module of Reduction of the API-581. The consequences analysis was realized according to the Risk Assessment Matrix-RAM implemented by Ecopetrol S.A., later to determine the risk level of each one of the lines of the system.

The result is a strategy for the valuation of the risk of the piping system of the unit, determining the current condition of the system and establishing an inspection program that will allow the reduction of the risk level, guaranteeing the operability of the unit and the plant in their process lines.

³ Project of degree

⁴ Physical-Mechanical Engineering Faculty. Mechanical Engineering School, Director:
Carlo Ramón Gonzalez Bohórquez, Mechanical Engineer

INTRODUCCIÓN

Con el fin de aumentar la producción de sus refinerías, la Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol S.A., ha empezado un plan de ampliación y modernización de las mismas y el aumento de la confiabilidad de los equipos actuales que se encuentran en funcionamiento. De esta forma la refinería de Barrancabermeja, con su Coordinación de Inspección e Integridad de Equipos, la cual es la encargada de todo lo referente a equipo estático, busca que los diferentes procesos que se dan en cada una de las plantas, cumplan con los requerimientos técnicos establecidos para la obtención de los productos esperados. Es por esto que se debe garantizar que los diferentes equipos que hacen parte de estos procesos estén dentro de su ventana operativa.

La implementación de metodologías de gerencia de mantenimiento busca aumentar la confiabilidad y la productividad de los equipos, direccionando las actividades de mantenimiento y de inspección hacia los equipos más críticos, dando como resultado un mayor rendimiento de y una disminución en los costos de reparaciones de los mismos.

Actualmente las técnicas de gestión de mantenimiento más aplicadas para la inspección en refinerías y plantas petroquímicas se basan en la evaluación del riesgo a nivel económico, salud y seguridad, y ambiental, para lo cual se hace necesaria la implementación combinada de algunas de estas herramientas junto con la aplicación de una técnica que establezca patrones de inspección de los distintos sistemas.

El American Petroleum Institute (API) Desarrolló una metodología que utiliza el análisis de riesgo para priorizar y gerenciar los programas de inspección de equipos en servicio, la cual se conoce como Inspección Basada en Riesgo (Risk Based Inspection - RBI), que permite determinar cuáles equipos o sistemas necesitan más prioridad en las actividades de mantenimiento. Es aquí donde el proyecto PROGRAMA DE INSPECCIÓN BASADA EN EL RIESGO (RBI), DEL SISTEMA DE TUBERÍA DE LA UNIDAD DE GENERACIÓN DE HIDROGENO DE LA PLANTA DE PARAFINAS DE LA GRB⁵-ECOPETROL S.A., se aplicara para determinar el nivel de criticidad de las diferentes líneas del sistemas de tubería de esta unidad, y para establecer y ejecutar las actividades de inspección y reparación que mantengan en funcionalidad el sistema.

La metodología que se siguió para la implementación del RBI, se inicio con la determinación de la criticidad de cada una de las líneas del sistema de tubería de la unidad, analizando la probabilidad de falla y la consecuencia de la misma (Consecuencia económica, salud y seguridad, ambiental), cruzando estos datos en la matriz de criticidad y determinando su nivel de riesgo. Seguidamente se hizo un estudio riguroso de los valores de espesores del sistema de tubería, aplicando la metodología del código API 570 y 574, determinando las velocidades de corrosión para cada TML's⁶, para cada línea y para cada lazo de corrosión⁷, así como la vida remanente en cada caso.

Como resultado se obtendrá una estrategia de mantenimiento que cumple con los estándares internacionales que actualmente se aplican en la inspección de equipos, garantizando la confiabilidad y mantenibilidad de los distintos sistemas de la unidad, ya que se conoce el estado actual de cada

⁵ GRB: Gerencia Refinería Barrancabermeja

⁶ TML: Thickness Monitoring Location (Localidades monitoreadas por espesor)

⁷ Conjunto de equipos y tuberías sometidos a los mismos mecanismos de degradación, mismo criterio de selección de materiales y a las mismas condiciones de operación.

línea, su espesor y la velocidad de corrosión actual, así como la criticidad de la misma, determinando las actividades de inspección y mantenimiento en cada caso.

La realización de este proyecto de grado, por parte del autor, ha sido una experiencia muy agradable y enriquecedora, y el cual espera que lo aquí realizado sea de mucha ayuda para la Coordinación de Inspección e Integridad de Equipos de Ecopetrol S.A.

1. ECOPETROL S.A.

Ecopetrol S.A. es la principal compañía petrolera en Colombia. Por su tamaño, Ecopetrol S.A. pertenece al grupo de las 39 petroleras más grandes del mundo y es una de las cinco principales de Latinoamérica.

Tiene la participación mayoritaria de la infraestructura de transporte y refinación del país, posee el mayor conocimiento geológico de las diferentes cuencas, cuenta con una respetada política de buena vecindad entre las comunidades donde se realizan actividades de exploración y producción de hidrocarburos, es reconocida por la gestión ambiental y, tanto en el upstream⁸ como en el downstream⁹, han establecido negocios con las más importantes petroleras del mundo.

Ecopetrol S.A. cuenta con campos de extracción de hidrocarburos en el centro, el sur, el oriente y el norte de Colombia, dos refinерías, puertos para exportación e importación de combustibles y crudos en ambas costas y una red de transporte de 8.500 kilómetros de oleoductos y poliductos a lo largo de toda la geografía nacional, que intercomunican los sistemas de producción con los grandes centros de consumo y los terminales marítimos.

1.1 RESEÑA HISTÓRICA

La reversión al Estado Colombiano de la Concesión De Mares, el 25 de agosto de 1951, dio origen a la Empresa Colombiana de Petróleos.

⁸ Negocios referentes a la Exploración y Producción de hidrocarburos.

⁹ Negocios referentes a Refinación, Transporte y Comercialización de productos.

La naciente empresa asumió los activos revertidos de la Tropical Oil Company que en 1921 inició la actividad petrolera en Colombia con la puesta en producción del Campo La Cira-Infantas en el Valle Medio del Río Magdalena, localizado a unos 300 kilómetros al nororiente de Bogotá.

En 1961 asumió el manejo directo de la refinería de Barrancabermeja. Trece años después compró la Refinería de Cartagena, construida por Intercol en 1956.

En septiembre de 1983 se produjo el descubrimiento del Campo Caño Limón, en asocio con OXY, un yacimiento con reservas estimadas en 1.100 millones de millones de barriles. En los años noventa Colombia prolongó su autosuficiencia petrolera, con el descubrimiento de los gigantes Cusiana y Cupiagua, en el Piedemonte Llanero, en asocio con la British Petroleum Company.

En el 2003 con la expedición del Decreto 1760 del 26 de Junio, modificó la estructura orgánica de la Empresa Colombiana de Petróleos y la convirtió en Ecopetrol S.A., una sociedad pública por acciones, ciento por ciento estatal, vinculada al Ministerio de Minas y Energía. Liberándola también de las funciones de Estado como administrador del recurso petrolero y adjudicando esta función a la creada ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos).

A partir de 2003, Ecopetrol S.A. inició una era en la que ha acelerado sus actividades de exploración, su capacidad de obtener resultados con visión empresarial y comercial y el interés por mejorar su competitividad en el mercado petrolero mundial. Actualmente Ecopetrol S.A., es la empresa más grande del país con una utilidad neta de \$11,63 billones registrada en 2008 y la principal compañía petrolera en Colombia.

1.2 MARCO ESTRATÉGICO

Con la nueva estructuración, Ecopetrol S.A. ha generado un nuevo marco estratégico, mostrado en la figura 1, el cual promueve dentro de todo su personal la integración de todas sus áreas organizacionales, exigiendo una mayor gestión administrativa y técnica para su personal, logrando la consolidación estratégica de la empresa.

Figura 1. Marco Estratégico Ecopetrol S.A.



Fuente: IRIS (Intranet de Ecopetrol)

1.3 MISIÓN

Descubrimos fuentes de energía y las convertimos en valor para nuestros clientes y accionistas, asegurando el cuidado del medio ambiente, la seguridad de los procesos e integridad de las personas, contribuyendo al bienestar de las áreas donde operamos, con personal comprometido que busca la excelencia, su desarrollo integral y la construcción de relaciones de largo plazo con nuestros grupos de interés.

1.4 VISIÓN 2015

Ecopetrol será una empresa global de energía y petroquímica, con énfasis en petróleo, gas y combustibles alternativos; reconocida por ser competitiva, con talento humano de clase mundial y socialmente responsable.

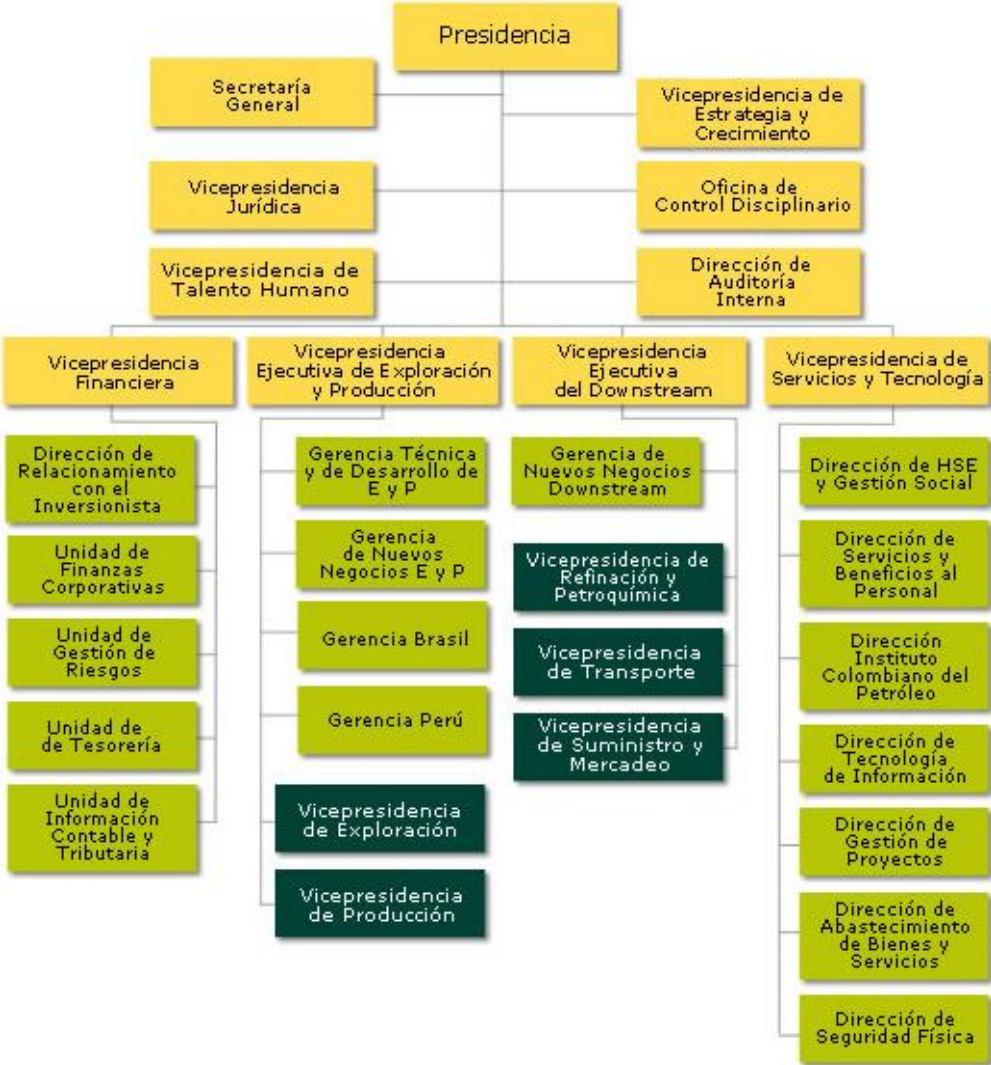
1.5 ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL

Mediante el Decreto 409 del 8 de febrero de 2006 el Gobierno Nacional modificó la actual Estructura de Ecopetrol S.A., que rige desde el 10 de febrero de 2006, fecha en la cual se publicó el decreto en el diario oficial. En adelante, la Sociedad tendrá la estructura y funciones contempladas en el decreto, sin perjuicio de las establecidas en las disposiciones legales vigentes. En la figura 2 se puede observar el esquema de la nueva estructura organizacional.

Los cambios introducidos atienden a los principios de eficiencia y racionalidad en los que se enmarca la gestión pública de acuerdo con las necesidades, planes y programas de la Organización, determinando para ello

las tareas y responsabilidades a cargo de las dependencias, sin que en ningún momento se vea afectada la naturaleza jurídica de Ecopetrol S.A. que continúa siendo una Sociedad Pública por Acciones del Orden Nacional, vinculada al Ministerio de Minas y Energía.

Figura 2. Organigrama Ecopetrol S.A.



Fuente: IRIS (Intranet de Ecopetrol)

1.6 REFINERÍA DE BARRANCABERMEJA

La refinería de Barrancabermeja posee una capacidad instalada de 250 kbpd¹⁰ y tiene como actividades principales la refinación de crudo y la obtención de productos petroquímicos. Ésta se encuentra ubicada en el Magdalena Medio, a la rivera del río Magdalena, en la ciudad de Barrancabermeja en el departamento de Santander, como se observa en la figura 3.

Figura 3. Refinería de Barrancabermeja.

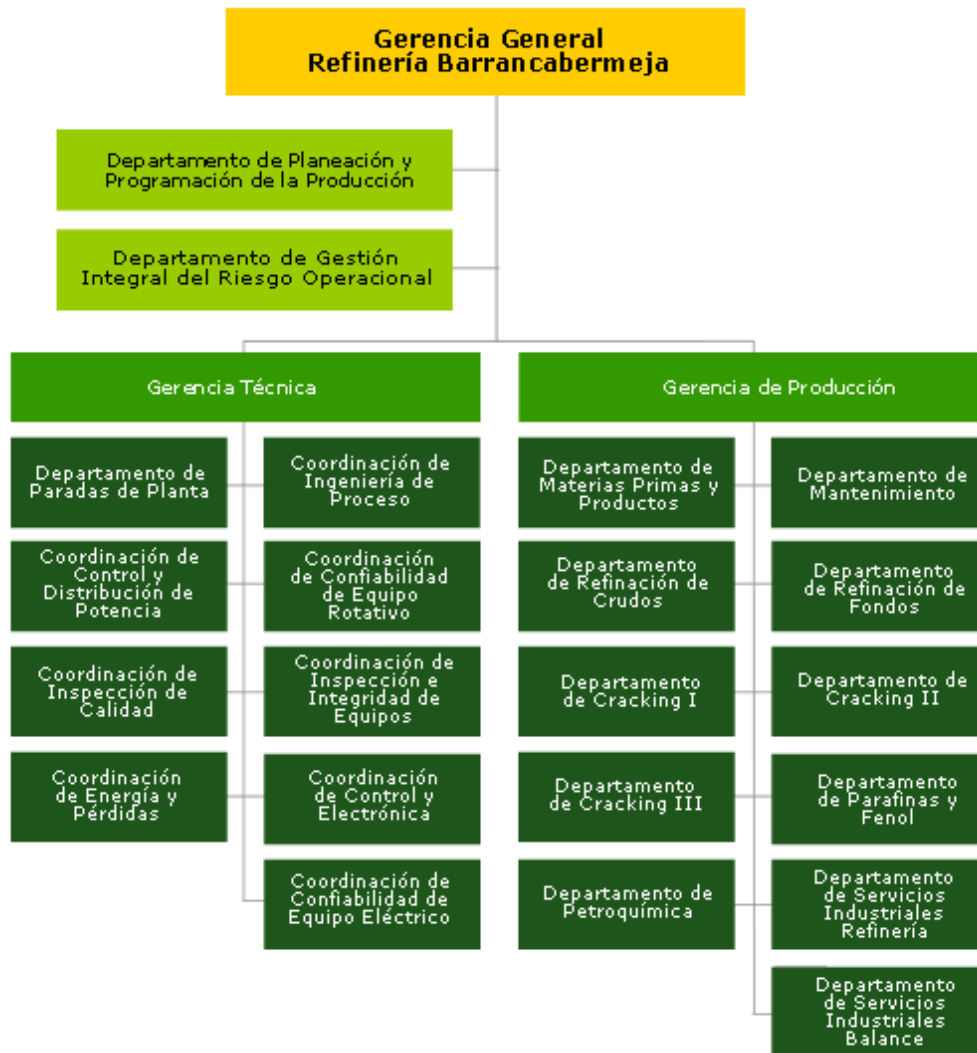


Fuente: IRIS (Intranet de Ecopetrol)

¹⁰ Kilo barriles por día

La Refinería de Barrancabermeja recientemente presentó su mapa de estructura de cargos sujeto a los lineamientos del decreto 409 del 8 de febrero de 2006, el cual se muestra en la figura 4.

Figura 4. Organigrama Refinería de Barrancabermeja



Fuente: IRIS (Intranet de Ecopetrol)

A través de los diferentes procesos de refinación de hidrocarburos la refinería de Barrancabermeja produce los diferentes combustibles líquidos, productos

petroquímicos e industriales y gases industriales y domésticos que suplen las necesidades energéticas del país y ayudan a su desarrollo. Estos productos se muestran en la tabla 1.

Tabla 1. Productos de la refinería de Barrancabermeja

COMBUSTIBLES LÍQUIDOS	
Gasolina Corriente	Gasolina Extra
Diesel Corriente	Diesel Extra
Bencina	Queroseno
Combustóleo	Jet 1 ^a
Diesel Marino	Gasolina de Aviación grado 100
IFOs 380 180	
PETROQUÍMICOS E INDUSTRIALES	
Disolventes Alifáticos	Benceno
Tolueno	Xilenos Mezclados
Ortoxileno	Ciclohexano
Bases Lubricantes	Ceras Parafinicas
Asfaltos	Arotar
Azufre Petroquímico	Polietileno de baja Densidad (Polifén)
GASES INDUSTRIALES Y DOMÉSTICOS	
Gas licuado de Petróleo GLP	

Fuente: IRIS (Intranet de Ecopetrol)

1.7 PLANTA DE PARAFINAS

El objetivo de esta planta es producir ceras y bases lubricantes parafínicas y nafténicas, a partir de destilación de crudos parafínicos.

La planta de parafinas está integrada por las siguientes unidades de proceso:

- Desasfaltado con propano.

- Desparafinado con MEK – Tolueno.
- Generación de Hidrógeno.
- Tratamiento con Hidrógeno.
- Extracción con Fenol.

Los crudos parafínicos se someten a una destilación al vacío, obteniéndose:

- Destilados livianos
- Destilados medios
- Fondos de vacío.

Los destilados livianos y medios se someten a un desparafinado con solvente. Los fondos de vacío se someten a un desasfaltado con propano.

1.7.1 Desfaltado con Propano

Consiste en una extracción líquido - líquido con propano como solvente, obteniéndose aceite parafínico (DAO). El aceite DAO actúa como carga en la unidad de Desparafinado y el asfalto es enviado a combustóleo.

1.7.2 Desparafinado con Solvente

Utilizando una mezcla de metiletilcetona (MEK) al 60% y Tolueno al 40% a baja temperatura, son separadas las ceras que contienen las fracciones lubricantes del crudo parafínico.

La cera cristaliza a baja temperatura y el solvente permitiendo la separación del aceite de la cera por filtración. Los aceites son sometidos a un proceso

de extracción de aromáticos con Fenol y después a tratamiento con Hidrógeno. Se recupera MEK y Tolueno de las ceras y aceite.

1.7.3 Generación de Hidrogeno

El Hidrógeno se produce tratando el gas Payoa con vapor de agua a alta temperatura obteniéndose: Hidrógeno, Monóxido de carbono y Dióxido de carbono.

El Monóxido de carbono es oxidado a Dióxido de carbono y absorbido en monoetanolamina (MEA)¹¹.

1.7.4 Tratamiento con Hidrógeno

El tratamiento con Hidrógeno (hidrogenación) se realiza mediante un proceso catalítico con el objetivo de mejorar la calidad de los productos en relación a calor, viscosidad y estabilidad a la oxidación, disminuyendo el contenido del Azufre y de oleofinas en los aceites, obteniéndose las bases parafínicas hidrolizadas. Las ceras mejoran su estabilidad y el color.

1.7.5 Extracción con Fenol

El fenol es usado como solvente en extracción líquido - líquido, para separar sustancias parafínicas y nafténicas, mejorando de esta forma el índice de viscosidad del producto. El fenol es recuperado. Las parafinas, actualmente son comercializadas de forma líquida.

¹¹ Monoetanolamina: Usada en la amina para quitar el H₂S y el CO₂ de corrientes de hidrocarburos.

1.7.6 Bases Nafténicas

Se originan por destilación al vacío, de crudo reducido del fondo de la destilación atmosférica.

Las fracciones lubricantes se obtienen de las corrientes laterales (destilados medios y pesados).

Como producto de fondo se obtiene asfalto.

Los productos nafténicos medios y pesados son tratados con Hidrógeno en proceso catalítico para remover Azufre, Oxígeno, Nitrógeno y saturar oleofinas.

1.8 IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

Los sistemas de tubería en una refinería hacen parte integral de la misma, estos conectan entre sí gran variedad de equipos como intercambiadores, separadores, torres, filtros, bombas, compresores y demás, así como también transportan diversos tipos de fluidos que son utilizados en los diferentes procesos de la refinería.

Los sistemas de tubería están expuestos a gran variedad de condiciones que afectan la integridad del sistema. Muchas de estas condiciones son implícitas al proceso y no se pueden evitar y además están sujetas a cambios según la necesidad que se requiera. También los sistemas de tubería se ven afectados por las condiciones ambientales del lugar donde se encuentran dispuestos. Todos estos factores van generando en el sistema de tubería problemas que terminan debilitándolo y generando fallas en el mismo.

Los problemas que se pueden presentar en los sistemas de tubería van desde corrosión tanto interna como externa, hasta problemas en los diferentes tipos de juntas, válvulas, soportes y aislamientos, los cuales se tienen que mantener controlados para garantizar la confiabilidad del sistema y por lo tanto de la unidad y de la planta.

Dentro de los tipos de corrosión interna más comunes que se presentan en la unidad encontramos el ataque por hidrogeno a alta temperatura (HTHA), corrosión por ácido carbónico, Stress corrosión cracking (SSC) y corrosión por MEA, los cuales generan regularmente problemas en el sistema de tubería, ocasionando paradas de la unidad.

La corrosión en general ataca directamente las paredes de la tubería, haciendo que esta se adelgace y pierda su espesor original, generando un debilitamiento, que terminara con una falla de la misma, debido a que ya no soportara las condiciones de operación.

De esta forma la unidad de Generación de hidrogeno se ve sometido a los anteriores problemas de corrosión y al adelgazamiento natural de las paredes del sistema de tubería ocasionando fallas, las cuales en el último año han tenido un incremento considerable en comparación con los sistemas de las otras unidades, convirtiendo al sistema de tubería de esta unidad como el más crítico de la planta.

1.9 OBJETIVOS DEL TRABAJO DE GRADO

Para la realización del plan de inspección y del diagnostico del sistema de tubería de la unidad de Generación de Hidrogeno de la planta de Parafinas de la Gerencia Refinería de Barrancabermeja (GRB) es necesario la ejecución de las siguientes etapas:

- ✓ Caracterización e identificación del sistema de tubería.
 - Recopilación y actualización de la información documental (Isométricos-Sk's, PID's, Line List, históricos de espesores¹², lazos de corrosión, información de campo, entre otros).

- ✓ Análisis de materiales y mecanismos influyentes en los procesos de falla que afectan el sistema de tubería de la unidad.

- ✓ Determinación de los ítems de la normatividad para la Inspección Basada en Riesgo, API 580 y API 581, Inspección de Sistemas de Tubería, API 570 y las Recomendaciones Prácticas del API 574, que se aplicaran.

- ✓ Aplicación de las normas para la realización de un plan de inspección y diagnóstico de la condición actual del sistema de tubería de la unidad de Generación de Hidrogeno de la planta de Parafinas de la GRB, según el RBI realizado para la planta.
 - Aplicar la matriz de criticidad para la valoración del riesgo de las líneas del sistema de tubería para la realización del plan.
 - Donde criticidad es f(Probabilidad de falla; Consecuencias), siendo las consecuencias f(económicas; salud y seguridad; ambientales).

¹² Isométricos: Tubería empleada en líneas de proceso con sus respectivas dimensiones.

SK's: Dibujo esquemático de los isométricos de una planta, pero sin indicar distancias reales de la tubería.

P&ID's: Pipe And Instruments Diagram (Diagrama de Tubería e Instrumentos).

Line List: Listado de Líneas.

Histórico de espesores: Historial de los valores de espesores medidos para cada TML.

- Identificar los lazos de corrosión (líneas sometidas a los mismos mecanismos de degradación, mismo criterio de selección de materiales y mismas condiciones de operación).
- Determinar las velocidades de corrosión para los diferentes lazos.
- Hacer el plan de medida de espesores teniendo en cuenta el espesor de retiro.

1.10 ESTRATEGIA DE TRABAJO

Para cumplir con los objetivos planteados anteriormente se han establecido una serie de etapas, las cuales buscan obtener un desarrollo organizado y además garantizar el cumplimiento de los mismos, estas etapas se describen a continuación:

1.10.1 Etapa de caracterización: En la cual se recopilará toda la información existente del sistema de tubería (Isométricos, SK's, P&ID's, Line List, históricos de espesores, lazos de corrosión, información de campo, entre otros), así como la normatividad sobre la inspección de los sistemas de tubería y la Inspección Basada en riesgo.

1.10.2 Etapa de análisis: Se determinarán los ítems de las normas que aplican a este caso, y se analizarán los mecanismos de daño que afectan el sistema de tubería estudiado.

1.10.3 Etapa de desarrollo: Se calcularán las velocidades de corrosión de los distintos puntos, líneas y lazos de corrosión, determinando la vida remanente en cada caso. Se establecerá la matriz de criticidad de cada línea y según esto se realizara el plan de inspección del sistema de tubería.

2. INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO (RBI)¹³

La Inspección Basada en Riesgos (RBI) es un proceso que identifica, evalúa y realiza un mapeo de los riesgos industriales (mecanismos de daño), los cuales pueden comprometer la integridad de un equipo o planta de proceso, valiéndose del riesgo como una herramienta para priorizar y organizar los programas de inspección.

El riesgo es la combinación de la probabilidad que ocurra cierto acontecimiento durante un periodo de tiempo de interés y de las consecuencias, (generalmente negativas) asociadas al acontecimiento. En términos matemáticos, el riesgo se puede calcular por la ecuación:

$$Riesgo = Probabilidad * Consecuencias \quad (1)$$

La sencillez matemática de esta expresión, contrasta con su utilidad práctica. En primer lugar, es preciso identificar todos y cada uno de los peligros presentes en una instalación industrial y después conocer la frecuencia con la que ocurrirá un evento (en el contexto del análisis de riesgos será siempre un evento no deseado), y la magnitud del daño que se producirá.

¹³ Tomado del:

-Instituto Americano del Petróleo, API. Inspección Basada en Riesgo, Práctica recomendada; API-580; Primera Edición, 2002. 60p.

-Instituto Americano del Petróleo, API. Inspección Basada en Riesgo, Documento de Recurso Base; API-581; Primera Edición, 2000. 333p.

2.1 PROCESO DE INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO

Un proceso de inspección basado en riesgo deberá contener como mínimo los siguientes elementos:

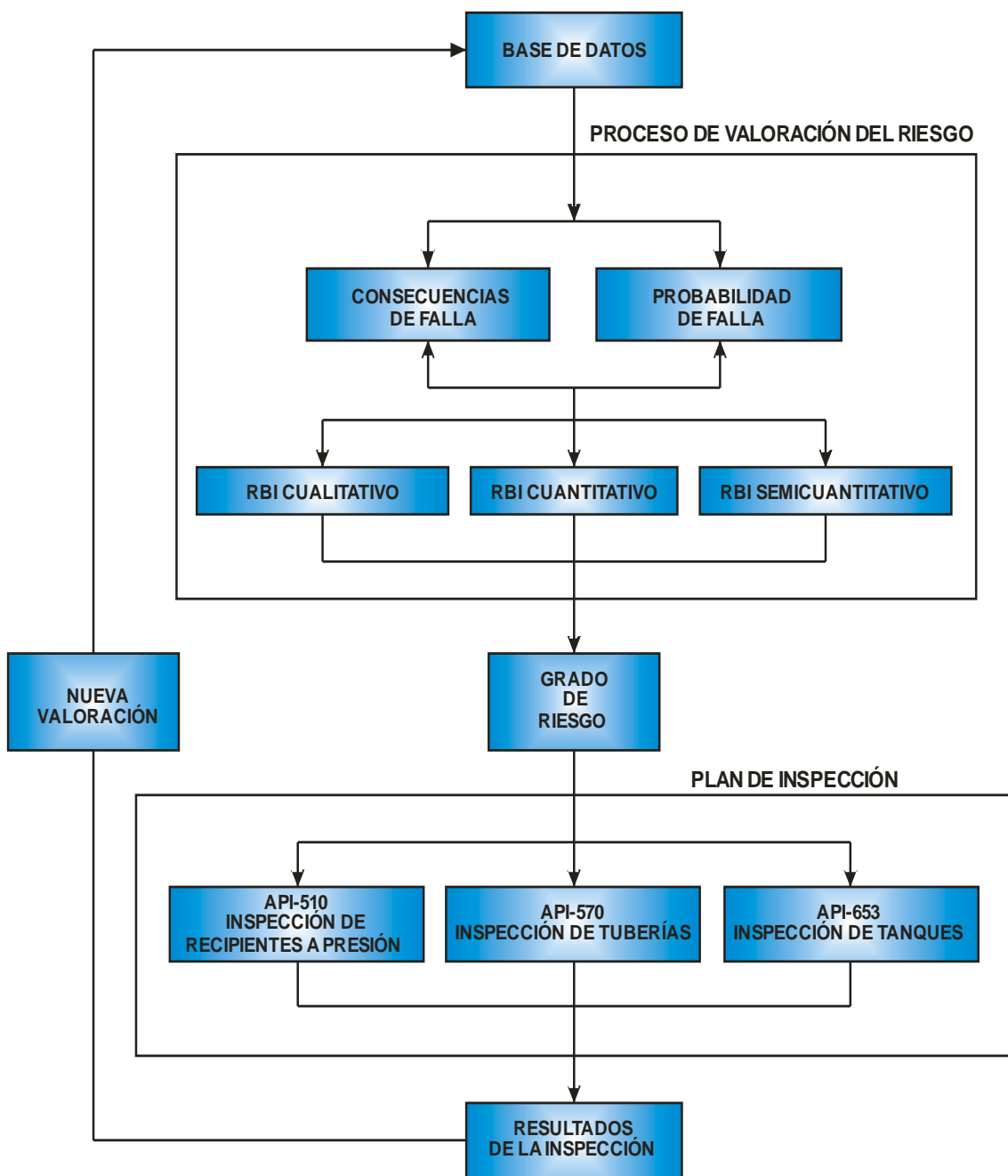
- ◆ Base de Datos.
- ◆ Valoración del Riesgo.
- ◆ Plan de Inspección.
- ◆ Resultados de la Inspección.
- ◆ Nueva Valoración.

En la Figura 5, se muestra el esquema de un proceso para la inspección basada en riesgo, el cual incluye actividades de inspección, recolección de datos de inspección, actualización, y la retroalimentación del sistema. La valoración del riesgo realizada por un procedimiento de este tipo, incluye un análisis de probabilidad y de consecuencias, que pueden ser evaluados de forma cualitativa, cuantitativa o semicuantitativa, según lo más conveniente.

Un programa de inspección basada en riesgo, se caracteriza por realizar inspecciones según el nivel de riesgo que se tiene de ciertos componentes de un sistema, categorizando y dando prioridades a la inspección de los equipos más críticos.

Para la inspección de ciertos equipos se hace necesario la aplicación de los códigos y estándares existentes, como por ejemplo: el Código de Inspección de Recipientes a Presión (API-510), el Código de Inspección de Tubería (API-570) y el Código de Inspección de Tanques (API-653), como se muestra en la Figura 5, para poder así establecer las actividades de inspección adecuadas para cada tipo de equipo.

Figura 5. Proceso de Inspección Basada en riesgo.



Fuente: API-580

Después de realizado el plan de inspección los resultados son analizados, y se toman las medidas pertinentes para una nueva valoración del proceso que permita la reducción del riesgo, alcanzando de esta forma la actualización del sistema.

2.1.1 Base de Datos del Sistema

La base de datos del sistema es toda aquella información relacionada con los equipos y proceso (Data Sheet's, fluido de proceso, etc.), de la planta o unidad que se está interviniendo.

Para el estudio de un proceso de inspección basada en riesgo es importante documentar toda la información para el análisis, así como también cualquier desviación de procedimientos prescrita en los estándares aplicados.

Los datos típicos necesarios para un análisis de RBI puede incluir pero no se limitan a:

- Información de peligros (materiales y fluidos peligrosos, fichas de seguridad, etc.).
- Tipo de equipo (intercambiadores, tambores, tubería, etc.).
- Datos de diseño (materiales de construcción, condiciones de diseño, P&ID's, isométricos de tubería, diámetros, boquillas, etc.).
- Expedientes de inspección, reparación y reemplazo (bitácoras).
- Datos del proceso (composición del fluido del proceso, presión y temperatura de operación, caudal).
- Sistemas de seguridad (válvulas de alivio).
- Sistemas de detección (alarmas).
- Mecanismos de daño, velocidades de corrosión y severidad del deterioro.
- Densidad de personal (operadores, población vecina).

- Recubrimiento, revestimiento y datos del aislamiento.
- Costos de interrupción del negocio (lucro cesante).
- Costos de reemplazo del equipo.
- Costos de remediación ambiental.

La cantidad y el detalle de los datos necesarios para un estudio de RBI depende de la forma en que se realizará la valoración de las consecuencias y de la probabilidad de falla (cualitativa, cuantitativa, etc.), ya que según esta evaluación dependerá la cantidad de entradas, cálculos y salidas de la misma.

✓ **Calidad de los Datos**

La calidad de los datos tiene una relación directa a la exactitud relativa del análisis de RBI. Aunque los requisitos de los datos sean absolutamente diferentes para los diferentes tipos de análisis de RBI, la calidad de los datos de entrada es igualmente importante. Es beneficioso a la integridad de un análisis de RBI asegurar que los datos se encuentren actualizados y validados por personal capacitado.

En cualquier programa de inspección, la validación de datos es esencial por un número de razones. Entre las razones están dibujos y documentación anticuada, error del inspector, error de oficina, y la exactitud del equipo de medida. Otra fuente de error potencial en el análisis de RBI son las asunciones realizadas durante la historia de operación del equipo. Por ejemplo si las inspecciones de una línea del fondo de una torre no fueron realizadas ni fueron documentadas, el espesor nominal se puede utilizar como el espesor original. Esta asunción puede afectar perceptiblemente la velocidad de corrosión calculada para la vida de la tubería, disminuyendo

una alta velocidad de corrosión o aumentando una velocidad de corrosión baja.

Este paso de validación requiere el esfuerzo de una persona bien informada para comparar los datos de las inspecciones y las velocidades de corrosión esperadas de los mecanismos de deterioro, comparando los resultados con las medidas anteriores de ese sistema, y sistemas similares en el lugar o dentro de la compañía o de datos publicados por otras entidades.

2.1.2 Proceso de Valoración del Riesgo

Un proceso de valoración del riesgo como el mostrado en la Figura 6, consiste en evaluar el riesgo de cada uno de los equipos que forman parte de la planta o unidad, calculando la frecuencia de falla de cada equipo como una función directa de los mecanismos de daño que se presentan y el cálculo de las consecuencias económicas en términos de daño al personal, a la instalación, al medio ambiente y/o a las pérdidas de producción que se puedan generar.

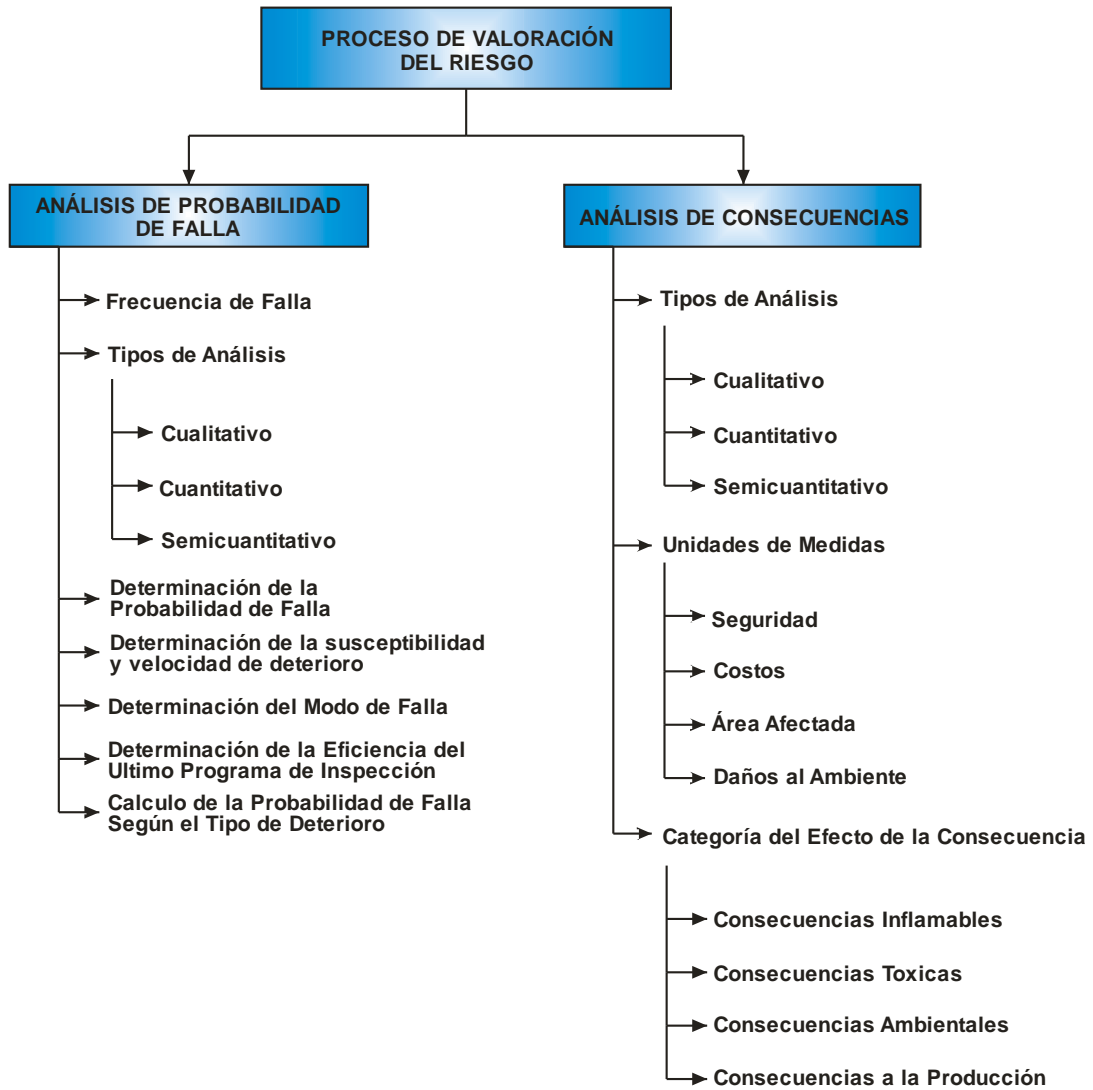
2.1.2.1 Análisis de Probabilidad de Falla

El análisis de probabilidad en un proceso de RBI se realiza para estimar la probabilidad de que una falla específica ocurra, resultando en una pérdida de integridad debido a un mecanismo de deterioro.

Otras causas de pérdida de integridad se pueden incluir y no limitar a:

- Actividad sísmica.

Figura 6. Proceso de Valoración del Riesgo.



Fuente: API-581

- Condiciones extremas del tiempo.
- Sobrepresión debido a la falla del dispositivo de la alivio de presión.
- Error de operador.
- Substitución inadvertida de materiales de construcción.
- Error de diseño.

- Sabotaje.

Éstas y otras causas de pérdida de integridad pueden tener un impacto en la probabilidad de falla y se pueden incluir en el análisis de probabilidad de falla.

El análisis de probabilidad de falla debe tratar todos los mecanismos de deterioro a los cuales el equipo que se está estudiando, es susceptible. Además, debe tratar la situación donde el equipo es susceptible a múltiples mecanismos de deterioro (ejemplo: corrosión, agrietamiento, ampolla miento, etc.).

La valoración de la probabilidad de falla se conduce para estimar la posibilidad de ocurrencia de los diferentes mecanismos de daño. Si ocurre un modo de falla con bastante frecuencia, es mejor utilizar datos históricos para estimar la probabilidad del acontecimiento. Cuando se carece de datos históricos, se realizan asunciones para todos los elementos del evento para predecir la probabilidad total del escenario de falla.

El factor más común de la probabilidad para un modo de falla es su frecuencia. La frecuencia se puede utilizar para un solo acontecimiento o una serie de acontecimientos. Si, por ejemplo, se sabe que en una tubería ocurre un escape cada cinco años, esta tendría una frecuencia de escape de uno en cinco años, o 0.2 por año.

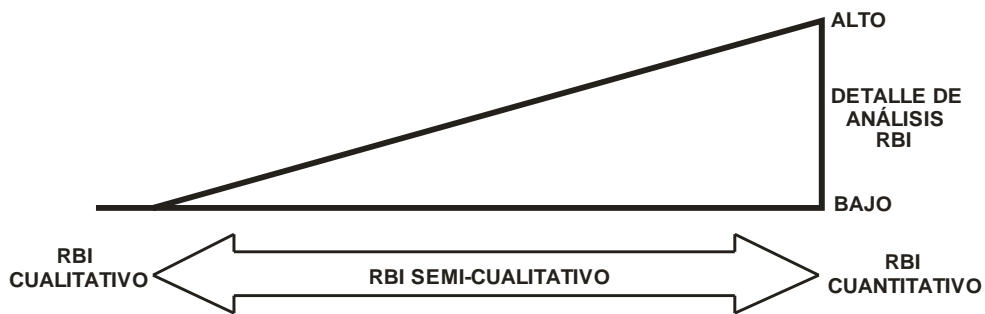
Para obtener la frecuencia del modo de falla ($F_{\text{Modo de Falla}}$), se multiplica la frecuencia del escape (F_{Escape}) por la probabilidad de todos los acontecimientos que sigan como resultado del escape ($F_{\text{Resultado}}$). La probabilidad resultante es la frecuencia del evento. La representación matemática de la probabilidad de la secuencia, en términos de frecuencia es:

$$F_{\text{Modo de falla}} = F_{\text{Escape}} * F_{\text{Resultado}} \quad (2)$$

✓ **Tipos de análisis de probabilidad de falla**

Como se mencionó anteriormente, un análisis de probabilidad se puede realizar de forma “cualitativa” o “cuantitativa.” Sin embargo, debe ser reconocido que una evaluación “cualitativa” y “cuantitativa” son los puntos extremos de una serie continua de acercamientos distintivos (Ver Figura 7). La mayoría de los gravámenes de la probabilidad utilizan una mezcla de acercamientos cualitativos y cuantitativos.

Figura 7. Serie Continua de Valoración de RBI.



Fuente: API-580

✓ **Determinación de la probabilidad de falla**

Sin importar si un análisis más cualitativo o más cuantitativo está siendo aplicado, la probabilidad de la falla es determinada por dos consideraciones principales:

- Mecanismos de daño y velocidades de deterioro de los materiales de construcción del elemento del equipo, resultado del ambiente de operación (internas y externas).

- Eficiencia del programa de inspección para identificar y supervisar los mecanismos de deterioro de modo que el equipo pueda ser reparado o reemplazado antes de la falla.

Analizar en servicio el efecto del deterioro y la inspección en la probabilidad de falla implica los siguientes pasos:

- Identificar los mecanismos activos y creíbles de deterioro que son razonablemente esperados que ocurran durante el periodo de tiempo que está siendo considerado (consideración de condiciones normales y de trastornó).
- Determinar la susceptibilidad y la velocidad de deterioro.
- Cuantificar la eficiencia del último programa de inspección y de mantenimiento y de un programa futuro de inspección y de mantenimiento propuesto. Es generalmente necesario evaluar la probabilidad de falla considerando varias alternativas futuras de inspección y mantenimiento, posiblemente incluyendo una estrategia de “ninguna inspección o mantenimiento”.
- Determinar la probabilidad que si con la condición actual, el deterioro continúa a la velocidad prevista, ésta excederá la tolerancia de daño del equipo resultando en una falla. El modo de falla (por ejemplo: escape pequeño, escape grande, ruptura del equipo) debe también ser resuelto basado en el mecanismo de deterioro. Puede ser deseable en algunos casos determinar la probabilidad de más de un modo de falla y combinar los riesgos.

✓ **Determinación de la susceptibilidad y la velocidad de deterioro**

Las combinaciones de condiciones de proceso y materiales de construcción para cada elemento del equipo se deben evaluar para identificar los

mecanismos activos y creíbles de deterioro. Un método de determinar estos mecanismos y susceptibilidad es agrupar los distintos componentes en lazos de corrosión (componentes que tienen el mismo material de construcción y se expone al mismo ambiente interno y externo). Los resultados de la inspección a partir de un elemento del grupo se pueden relacionar con otro equipo del grupo.

La velocidad de deterioro se puede expresar en términos de la velocidad de corrosión por reducción o susceptibilidad para los mecanismos de deterioro donde la velocidad de deterioro es desconocida o incalculable (por ejemplo: el agrietamiento por corrosión por tensión, según su nombre en inglés “stress corrosion cracking, SCC”).

La velocidad de deterioro de un equipo específico de proceso no se sabe a menudo con certeza. La capacidad de indicar la rata de deterioro es afectada exactamente por la complejidad del equipo, tipo de mecanismo de deterioro, y variaciones del proceso y metalurgia, inaccesibilidad para la inspección, limitaciones de los métodos de inspección y prueba y de la maestría del inspector. Las fuentes de información de la velocidad de deterioro incluyen:

- Datos publicados.
- Pruebas de laboratorio.
- Prueba "in-situ" y supervisión en servicio.
- Experiencia con un equipo similar.
- Datos anteriores de inspección.

Otras fuentes de información podían incluir las bases de datos de las plantas y de la experiencia de expertos, lo cual es usado frecuentemente en plantas donde existen bases de datos, y algunas veces no contienen información suficientemente detallada.

✓ **Determinación del modo de falla**

La probabilidad del análisis de la falla se utiliza para evaluar el modo de falla (por ejemplo: agujero pequeño, grieta, ruptura catastrófica) y la probabilidad que ocurra cada modo de falla. Es importante ligar el mecanismo de deterioro al modo de falla resultante más probable. Por ejemplo:

- Las picaduras llevan generalmente a pequeños agujeros y pequeños escapes.
- El SCC puede desarrollar pequeñas grietas en la pared interna, o en algunos casos, producir la ruptura catastrófica.
- El deterioro metalúrgico y el deterioro mecánico pueden llevar a modos de falla que varían desde pequeños agujeros hasta rupturas.
- La reducción general por corrosión lleva a menudo a escapes o a una ruptura más grande.

El modo de falla afecta sobre todo la magnitud de las consecuencias. Por esto y otras razones, los análisis de probabilidad y de consecuencia se deben trabajar recíprocamente.

✓ **Determinación de la eficiencia del último programa de inspección**

Los programas de la inspección (la combinación de métodos de ensayos no destructivos, por su nombre en inglés “Non destructive examination, NDE”, tales como inspección visual, por ultrasonido, radiografía, frecuencia y cobertura/localización de inspecciones) varían en su eficiencia por localización y tamaño de deterioro y de esta manera la determinación de las velocidades de deterioro.

Las limitaciones de la eficiencia de un programa de inspección podrían ser debido a:

- a. Carencia de cobertura de un área sujeta a deterioro.
- b. Limitaciones inherentes de algunos métodos de inspección para detectar y cuantificar ciertos tipos de deterioro.
- c. Selección de métodos y herramientas de inspección inadecuadas.
- d. Uso de métodos y herramientas por inadecuado entrenamiento personal de inspección.
- e. Procedimientos inadecuados de inspección.
- f. La velocidad de deterioro bajo algunas condiciones extremas son tan altas que la falla puede ocurrir en un breve periodo de tiempo. Aunque no se encuentra ningún deterioro durante una inspección, la falla podría todavía ocurrir como resultado de un cambio o de un trastorno en condiciones de proceso.

Si se han realizado múltiples inspecciones, es importante reconocer que la inspección más reciente puede reflejar condiciones de operación actuales. Si las condiciones de funcionamiento han cambiado, las velocidades de deterioro basadas en datos de inspección de las condiciones de operación anteriores pueden no ser válidas.

La determinación de la eficiencia de la inspección debe considerar lo siguiente:

- a. Tipo de equipo.
- b. Mecanismos activos y creíbles de deterioro.
- c. Velocidad de deterioro o de susceptibilidad.
- d. Métodos de NDE, cobertura y frecuencia.
- e. Accesibilidad a las áreas previstas de deterioro.

La eficiencia de las inspecciones futuras se puede optimizar por la utilización de mejores métodos NDE para los mecanismos activos de deterioro, ajustando la cobertura de inspección, la frecuencia de inspección o cierta combinación entre éstas.

✓ **Cálculo de la probabilidad de falla según el tipo de deterioro**

Combinando el mecanismo previsto de deterioro, velocidad o susceptibilidad, datos de inspección y efectividad de la inspección, una probabilidad de falla puede ahora ser determinada para cada tipo de deterioro y modo de falla. La probabilidad de la falla puede ser determinada tanto para periodos de tiempo y condiciones actuales como futuras.

2.1.2.2 Análisis de Consecuencias

El análisis de consecuencia en un programa de RBI se realiza para proporcionar la discriminación entre los artículos del equipo en base del significado de una falla potencial.

Un programa de RBI será manejado por un lado, por los inspectores de la planta o los ingenieros de inspección, quienes manejarán el riesgo manipulando la probabilidad de falla con el planeamiento de inspecciones y mantenimiento, teniendo normalmente poca capacidad de modificar la consecuencia de la falla. Por otro lado, el personal de seguridad de proceso y gerencia, querrán manipular el riesgo manejando el lado de la consecuencia en la ecuación del riesgo.

Perdida de Integridad: La consecuencia de la pérdida de integridad se evalúa generalmente como pérdida de líquido al ambiente externo. Los efectos de la consecuencia por la pérdida de integridad se pueden considerar generalmente según:

- a. Impacto en la salud y seguridad.
- b. Consecuencias para el medio ambiente.

- c. Pérdidas de producción.
- d. Costos del mantenimiento y de reconstrucción.

Otras fallas funcionales: Aunque el RBI se refiera principalmente a fallas por pérdida de integridad, otras fallas funcionales se podrían incluir en un estudio de RBI si se desea. Otras faltas funcionales podían incluir:

- a. Falla funcional o mecánica de los componentes internos de presión que contiene el equipo (por ejemplo: bandejas de columna, esteras del separador de partículas, elementos del aglutinador, etc.).
- b. Falla de tubos de un intercambiador de calor.
- c. Falla del dispositivo de alivio de presión (válvula de alivio).
- d. Falla de equipo rotativo (por ejemplo: escapes del sello, fallas del impulsor, etc.).

Estas y otras fallas funcionales se cubren dentro de programas de mantenimiento centrados en confiabilidad (RCM) y por lo tanto no se cubren generalmente detalladamente en programas de RBI.

✓ **Tipos de análisis de consecuencias**

El análisis de consecuencias, al igual que el análisis de probabilidad, se puede realizar de forma “cualitativa” o “cuantitativa”, o según lo indicado en la Figura 7.

☑ **Análisis de consecuencia cualitativo:** Un método cualitativo implica la identificación de las unidades, sistemas o equipos, y los peligros presentes como resultado de condiciones de operación y de líquidos de proceso. En base del conocimiento y de la experiencia de expertos, las consecuencias de la falla (impactos de seguridad, salud, ambientales o financieros) se pueden estimar por separado para cada unidad, sistema, grupo del equipo o artículo individual del equipo.

Para un método cualitativo, una categoría de las consecuencias (tal como "A"-“E” o “alto”, “medio” o “bajo ") se asigna típicamente para cada unidad, sistema, grupo o artículo del equipo. Puede ser apropiado asociar un valor numérico, tal como costos, a cada categoría de consecuencia.

☑ **Análisis de consecuencia cuantitativo:** Un método cuantitativo implica representar los efectos de una falla sobre personas, propiedad, negocio y ambiente. Los modelos cuantitativos contienen uno o más escenarios o normales de falla y calculan generalmente la consecuencia de falla basándose en:

- a. Tipo de líquido de proceso en el equipo.
- b. Estado del líquido de proceso dentro del equipo (sólido, líquido o gas).
- c. Características dominantes del líquido de proceso (peso molecular, punto de ebullición, temperatura del autoignición, energía de ignición, densidad, etc.).
- d. Variables de operación del proceso (temperatura y presión).
- e. Masa de inventario disponible para lanzamiento en caso de un escape.
- f. Tamaño del escape y modo de falla.
- g. Estado del fluido después del lanzamiento en condiciones ambientales (sólido, gas o líquido).

Los resultados de un análisis cuantitativo son generalmente numéricos. Las categorías de consecuencia se pueden también utilizar para organizar las consecuencias determinadas cuantitativamente en grupos manejables.

✓ **Unidades de Medidas en un Análisis de Consecuencias**

Diversos tipos de consecuencias se pueden describir mejor por diversas medidas. El analista de RBI debe considerar la naturaleza del peligro presente y seleccionar las unidades de medida apropiadas, teniendo en cuenta que las consecuencias resultantes deben ser comparables, tanto como sea posible, para la priorización subsecuente del riesgo.

Algunas unidades de las medidas de consecuencia que se pueda utilizar en una valoración de RBI son:

- Seguridad.
- Costos.
- Área afectada.
- Daños al ambiente.

Seguridad: Las consecuencias de seguridad se expresan a menudo como un valor numérico o caracterizado por una categoría de consecuencia asociado a la severidad de lesiones potenciales que pueden resultar de un acontecimiento indeseable por ejemplo: fatalidad, lesión seria, tratamiento médico, primeros auxilios, o se expresan como una categoría ligada a la severidad de la lesión por ejemplo: A, B, C, D o E.

Costos: El costo es de uso general como indicador de consecuencias potenciales. Es posible, aunque no siempre sea creíble, asignar costos a casi

cualquier tipo de consecuencia. Las consecuencias típicas que se pueden expresar en términos de “costo” incluyen:

- a. Pérdida de producción debido a la velocidad de reducción o al tiempo fuera de servicio.
- b. Despliegue de personal y equipo de emergencias.
- c. Producto perdido en un lanzamiento.
- d. Degradación de la calidad del producto.
- e. Reemplazo o reparación del equipo dañado.
- f. Daños materiales exteriores.
- g. Limpieza del derrame en el lugar o fuera del mismo.
- h. Costos de la interrupción del negocio (beneficios perdidos).
- i. Pérdida de parte del mercado.
- j. Lesiones o fatalidades.
- k. Reclamación de tierra.
- l. Pleito.
- m. Multas.

La lista antedicha es razonablemente comprensiva, pero algunos de estos costos no son prácticos ni necesarios para ser utilizados en un gravamen de RBI.

Los costos requiere generalmente información bastante detallada determinarlos completamente. La información tal como valor del producto, costos de equipo, costos de reparación, recursos del personal, y el daño medioambiental puede ser difícil de derivar, y la mano de obra requerida para realizar un completo análisis financiero de consecuencias puede ser limitada. Sin embargo, el costo tiene la ventaja de permitir una comparación directa de varios tipos de pérdidas sobre una base común.

☑ **Área afectada:** El área afectada representa la cantidad de superficie que experimenta un efecto (dosis tóxica, radiación térmica, sobrepresión de la explosión, etc.) mayor que un valor límite predefinido. De acuerdo con los umbrales elegidos, cualquier cosa - personal, equipo, ambiente - dentro del área será afectada por las consecuencias del peligro.

☑ **Daño al medio ambiente:** Las medidas de consecuencias ambientales son las menos desarrolladas entre las usadas actualmente por RBI. Una unidad de medida común para el daño ambiental no está disponible en la tecnología actual, haciendo las consecuencias ambientales difíciles determinar. Los parámetros típicos utilizados que proporcionan una medida indirecta del grado de daño ambiental son:

- a. Acres de tierra afectada por año.
- b. Millas de costa afectadas por año.
- c. El número de recursos usados: biológicos o humano.

La representación del daño al medio ambiente está relacionada invariablemente al uso del costo, en términos de dólares por año, para pérdida y restauración de recursos ambientales.

✓ **Categoría del efecto de la consecuencia**

Las consecuencias ocasionadas por un escape de líquidos pueden causar daño a la seguridad, la salud, al medio ambiente y al negocio. Se debe considerar la naturaleza de los peligros y asegurar que los factores apropiados están siendo considerados para el equipo, el sistema, la unidad o la planta que se está evaluando.

Sin importar si el análisis que se está usando es más cualitativo o más cuantitativo, los principales factores a considerar en la evaluación de las consecuencias de la falla se enumeran a continuación:

- Consecuencias inflamables.
- Consecuencias tóxicas.
- Consecuencias ambientales.
- Consecuencias a la producción.

Dependiendo del material lanzado, solamente uno de los tres efectos (inflamables, tóxicos o ambientales) se calcula generalmente, aunque todos puedan ser posibles con lanzamientos de ciertas mezclas.

Consecuencias inflamables: Cinco tipos de efectos inflamables pueden resultar del incendio de un hidrocarburo:

- Fuego de destello (flash fire).
 - Bola de fuego (fireball).
 - Llama de chorro (jet flame).
 - Fuego de piscina (pool fire).
 - Explosión.
-
- Fuego de destello: Ocurre cuando una nube grande, diluida en la cual el material se quema más rápidamente que la rata de lanzamiento.
 - Bola de fuego: Ocurre cuando una gran cantidad de material relativamente concentrado se enciende.
 - Llamas de chorro: Resultan cuando un gas de alto impulso, líquido, o un lanzamiento de dos fases se encienden.

- Fuegos de piscina: Son causados por la ignición de piscinas de materiales no volátiles o refrigerados.
 - Explosión: Bajo ciertas condiciones, un frente de llama puede viajar muy rápidamente. Si la velocidad de la llama es menor que la velocidad del sonido, una deflagración ocurre. Si la velocidad de la llama alcanza la velocidad del sonido, da lugar a una detonación.
- Consecuencias tóxicas:** Cuando se lanza un material tóxico, las consecuencias son determinadas por su concentración y duración. Es decir para que un efecto tóxico aparezca, la nube debe tener la suficiente concentración y debe retrasarse bastante tiempo para que los efectos se manifiesten. La concentración y la duración requerida son función del material.

Hay dos acercamientos comunes para evaluar los efectos de un lanzamiento tóxico. El primero utiliza un solo criterio que identifica un nivel específico en el cual efectos adversos serios sobre la salud pueden ocurrir. El segundo utiliza un acercamiento de probabilidad que refleja una probabilidad de daño entre una población para una dosis dada. El último acercamiento mencionado, el cual es llamado una función de la probabilidad, refleja la incertidumbre en la respuesta entre seres humanos a una dosis dada.

Consecuencias ambientales: El daño al medio ambiente más serio resulta de un gran escape constante de material, tal como petróleo crudo, que puede dañar la flora y fauna, y puede requerir esfuerzos significativos de limpieza.

La determinación del daño ambiental es extremadamente difícil debido a muchos factores implicados en esfuerzos de limpieza y en el cálculo de

costos para las penas o multas civiles posibles. El daño ambiental típicamente se determina basado en una estimación del costo por barril del material lanzado y la localización de este.

Las consecuencias ambientales se derivan típicamente de los elementos siguientes:

- a. El volumen de líquido lanzado.
- b. Capacidad de destellar para vaporizarse.
- c. Salvaguardias de contención del escape.
- d. Los recursos ambientales afectados (flora, fauna).
- e. Consecuencia regulatoria (citaciones por violaciones, multas, parada potencial por autoridades).

Los lanzamientos líquidos pueden dar lugar a la contaminación del suelo, del agua subterránea y/o agua abierta. Los lanzamientos gaseosos son igualmente importantes pero más difíciles determinar puesto que la consecuencia se relaciona típicamente con trabas reguladoras locales y multas por exceder los límites permitidos.

Consecuencias a la producción: Las consecuencias a la producción están generalmente relacionadas a la fuga del líquido de proceso y a menudo con un líquido para uso general (agua, vapor, gas de combustible, ácido cáustico, etc.). Estas consecuencias a la producción pueden ser independientes de las consecuencias inflamables, tóxicas, o ambientales. Las consecuencias principales a la producción para RBI son financieras.

Las consecuencias financieras podrían incluir el valor de la interrupción de proceso, pérdida del líquido y del negocio. El costo del líquido perdido se puede calcular fácilmente multiplicando el volumen lanzado por el valor. El

cálculo de la interrupción del negocio es más complejo. La selección de un método específico depende de:

- a. El alcance y el nivel de detalle del estudio.
- b. Disponibilidad de los datos de interrupción del negocio.

2.1.2.3 RBI Cualitativo

Un análisis de RBI cualitativo es un método que utiliza el juicio y la experiencia de la ingeniería como las bases para el análisis de probabilidad y de consecuencias de falla. Los resultados de los análisis de riesgo cualitativos son dependientes de la maestría de los analistas y de los objetivos del análisis.

Un análisis de RBI cualitativo como el mostrado en la Figura 8, proporciona una base para dar prioridad a un programa de inspección basado en riesgo.

Una valoración de RBI cualitativo requiere menos detalle y es lejos menos desperdiciador de tiempo. Mientras que los resultados que rinde no son tan exactos como los del análisis cuantitativo.

Un análisis cualitativo se puede realizar en uno de los siguientes niveles:

- a. Una unidad de operación: por ejemplo: una unidad completa de procesamiento de crudo.
- b. Un área importante o una sección funcional en una unidad de operación: por ejemplo: la sección de vacío de una unidad de procesamiento de crudo.

- c. Un Sistema: por ejemplo: un calentador atmosférico incluyendo la alimentación de intercambiadores de precalentamiento y bomba de carga.

Figura 8. Descripción del Acercamiento Cualitativo de RBI.



Fuente: RBI-581

✓ **Categoría de la Probabilidad de Falla**

La probabilidad de falla se asignada evaluando seis factores que afectan a la probabilidad de un escape grande. Cada factor es cargado, y su combinación da como resultado el factor de probabilidad. El modelo para la determinación de la probabilidad se puede observar en la Figura 9.

Los seis subfactores que componen la categoría de probabilidad son como sigue:

- Factor de Equipo (Equipment Factor, EF): Cantidad de Equipo.
- Factor de Daño (Damage Factor, DF): Mecanismos de Daño.

- Factor de Inspección (Inspection Factor, IF): Conveniencia de la Inspección.
- Factor de Condición (Condition Factor, CCF): Condición actual del Equipo.
- Factor de Proceso (Process Factor, PF): Naturaleza del Proceso.
- Factor de diseño mecánico (Mechanical Design Factor, MDF): Diseño del Equipo.

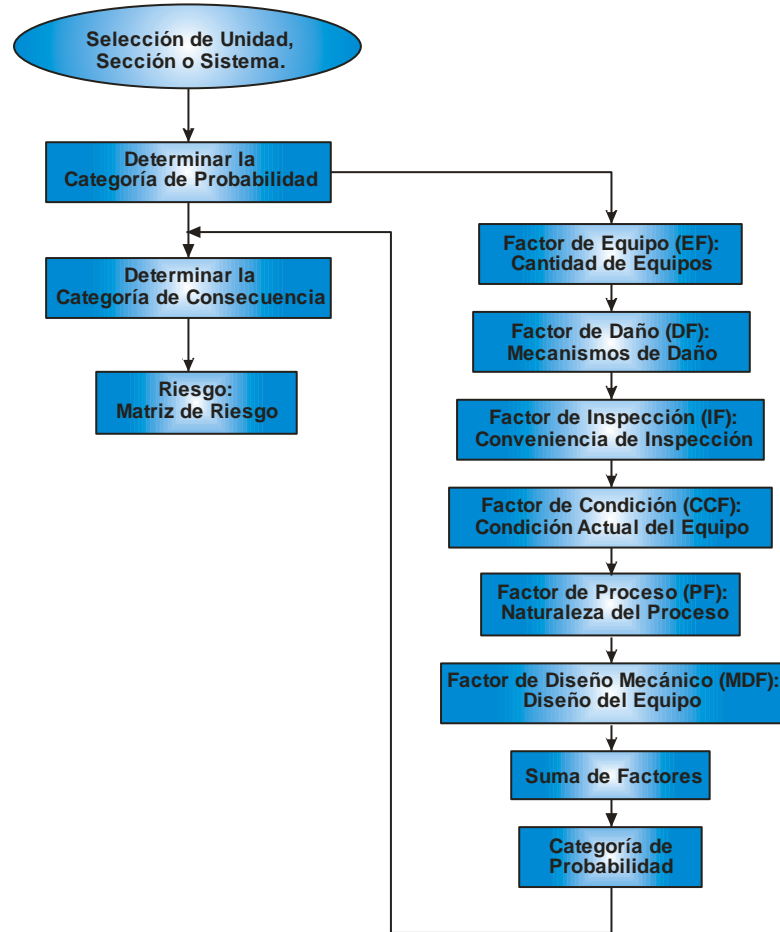
☑ **Factor de Probabilidad de Equipo, (EF):** Es el número de componentes en la unidad que tienen el potencial para fallar. El EF tiene un valor máximo de 15 puntos.

☑ **Factor de Probabilidad de Daño (DF):** Es una medida del riesgo asociado a los mecanismos sabidos de daño en la unidad. Estos mecanismos incluyen niveles de corrosión general, agrietamiento por fatiga, exposición a baja temperatura y de degradación por alta temperatura. Este factor recibe un valor máximo de 20 puntos en la valoración total.

☑ **Factor de Probabilidad de Inspección (IF):** Proporciona una medida de la eficiencia del programa actual de inspección y de su capacidad para identificar los mecanismos activos de daño en la unidad de forma anticipada. Examina los tipos de inspecciones, su minuciosidad, y gerenciamiento del programa de inspección. El valor máximo para el IF es 15 puntos.

☑ **Factor de Probabilidad de Condición (CCF):** Explica la condición física del equipo desde la perspectiva del mantenimiento y de la economía doméstica de la planta o unidad. Una evaluación simple se realiza en la condición aparente y mantenimiento del equipo en inspección visual. El CCF tiene un valor del máximo de 15 puntos.

Figura 9. Descripción de la Determinación de la Probabilidad para un RBI Cualitativo.



Fuente: API-581

☑ **Factor de Probabilidad de Proceso (PF):** Es una medida del potencial de operación en condiciones anormales o de trastorno iniciando una secuencia que lleve a una pérdida de integridad. Es una función del número de paradas o de interrupciones del proceso (previstas o imprevistas), de la estabilidad del proceso, y del potencial para la falla de dispositivos protectores debido a taponamiento u otras causas. El FPF se carga en un máximo de 15 puntos.

☑ **Factor de Probabilidad de Diseño Mecánico (MDF):** Mide el factor de seguridad dentro del diseño de la unidad: si está diseñada bajo los estándares actuales, y que tan único, complejo, o innovador es el diseño de la unidad. El MDF se carga en 15 puntos.

La categoría de la probabilidad de falla, se obtiene sumando entre si cada uno de los factores antedichos, asignando una categoría de probabilidad según como se muestra en la Tabla 2.

Tabla 2. Categoría de la Probabilidad para un RBI Cualitativo.

Factor de Probabilidad	Categoría de la Probabilidad
0-15	1
16-25	2
26-35	3
36-50	4
51-75	5

Fuente: API-581

✓ **Categoría de la Consecuencia**

Hay dos peligros potenciales importantes asociados a una refinería y a operaciones petroquímicas: (a) riesgos de fuego y de explosión y (b) riesgo tóxico. En la determinación de la categoría tóxica de la consecuencia, RBI considera solamente los efectos agudos.

El análisis de consecuencia determina dos factores para determinar las consecuencias, los cuales son:

- Factor de consecuencia de daño (Materiales Inflamables).
- Factor de consecuencia para la salud (Materiales Tóxicos).

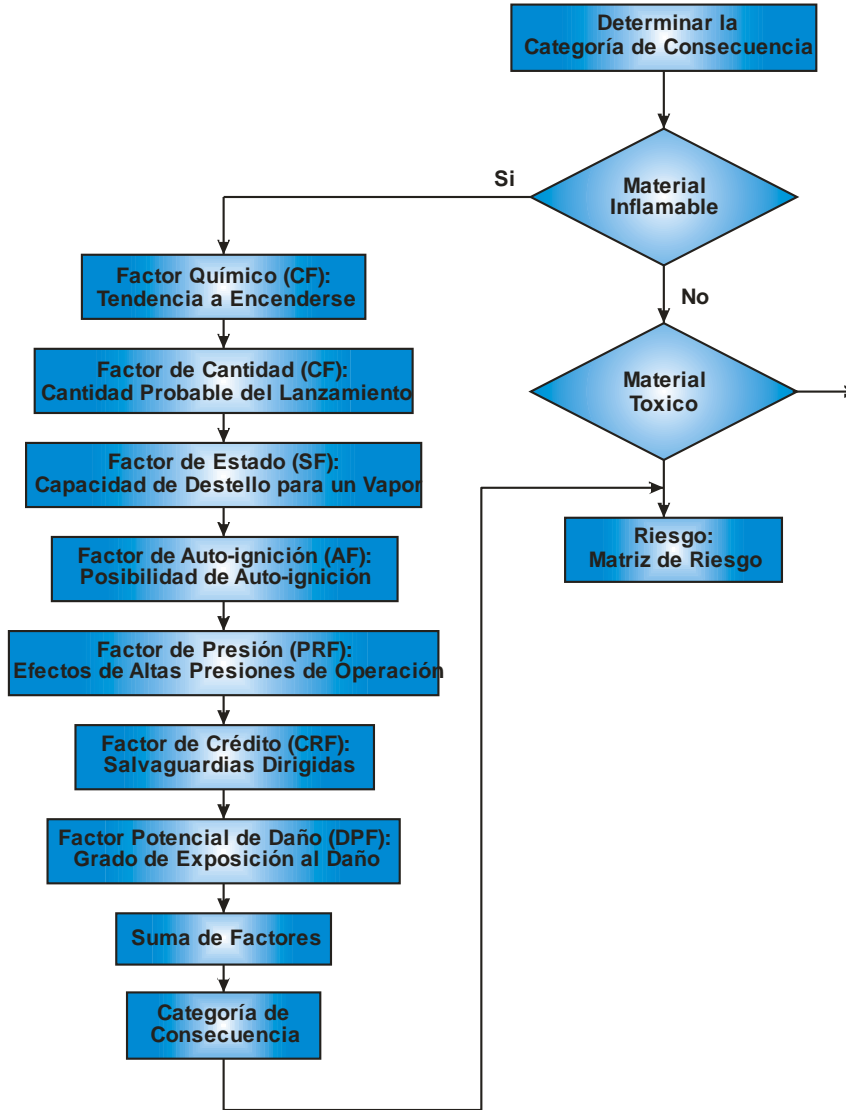
Categoría de Consecuencia de Daño: Se deriva de la combinación de varios elementos que determinan la magnitud de un incendio y/o del peligro de explosión. En la Figura 10 se presenta el modelo para determinar la categoría de consecuencia de daño. Los factores relacionados a esta categoría son:

- Factor Químico (Chemical Factor, CF): Tendencia inherente a encenderse.
- Factor de cantidad (Quantity Factor, QF): Cantidad que puede ser lanzada.
- Factor de Estado (State Factor, SF): Capacidad de destellar a un vapor.
- Factor de Auto-Ignición (Auto-Ignition Factor, AF): Posibilidad del Auto-Ignición.
- Factor de Presión (Pressure Factor, PRF): Efectos de altas presiones de operaciones.
- Factor de Crédito (Credit Factor, CRF): Salvaguardias Dirigidas.
- Factor Potencial de Daño (Damage Potential Factor, DPF): Grado de Exposición al Daño.

Factor Químico (CF): Tendencia inherente de un producto químico a encenderse, se deriva como combinación del factor de destello del material y de su factor de reactividad, según la norma NFPA 704¹⁴.

¹⁴ Asociación Nacional de Protección contra el Fuego (National Fire Protection Association).

Figura 10. Descripción de la Determinación de las Consecuencias de Daño para un RBI Cualitativo.



Fuente: API-581

- **Factor de Cantidad (QF):** Representa la cantidad más grande de material (en libras) que podría ser lanzado de una unidad en un solo acontecimiento.

- **Factor de Estado (SF):** Es una medida de cómo un material destellará fácilmente en vapor cuando se lanza a la atmósfera. Es resuelto de un cociente entre la temperatura de proceso media y la temperatura de ebullición a la presión atmosférica (usar temperaturas absolutas).

- **Factor de Auto-Ignición (AF):** Explica la probabilidad creciente de ignición para un líquido lanzado en un temperatura sobre su temperatura del auto-ignición.

- **Factor de Presión (PRF):** Es una medida de cómo el líquido puede escaparse rápidamente. Generalmente los líquidos o los gases procesados a alta presión (mayor de 150 psig) son más probables a ser lanzados rápidamente y dan lugar a un tipo instantáneo de lanzamiento, con consecuencias más severas que un lanzamiento de tipo continuo.

- **Factor de Crédito (CRF):** Se determina para explicar las características de seguridad dirigidas en la unidad. Estas características de seguridad pueden desempeñar un papel significativo en la reducción de las consecuencias de un lanzamiento potencialmente catastrófico. Varios aspectos del diseño y de la operación de la unidad se incluyen en este factor:
 - a. Capacidades de detección del gas.
 - b. Neutralización de atmósfera.
 - c. Seguridad de los sistemas de Contraincendios.
 - d. Capacidades de aislamiento.
 - e. Protección de ráfaga (chorro).
 - f. Sistemas rápidos de descarga.
 - g. Ignifugación de cables y de estructuras.
 - h. Capacidad de abastecimiento de agua contra incendios.
 - i. Existencia de sistemas fijos de espuma.

- j. Existencia de monitores de agua contraincendios.
- k. Cortinas de agua espray.

Factor Potencial de Daño (DPF): Es el potencial para que un fuego o una explosión cause daño al equipo en la unidad.

La Categoría de Consecuencia de Daño es entonces encontrada combinando los factores anteriormente mencionados, asignando una categoría de la consecuencia según como se muestra en la Tabla 3.

Tabla 3. Categoría de la Consecuencia de Daño para un RBI Cualitativo.

Factor de Consecuencia	Categoría de Consecuencia de Daño
0-19	A
20-34	B
35-49	C
50-79	D
>70	E

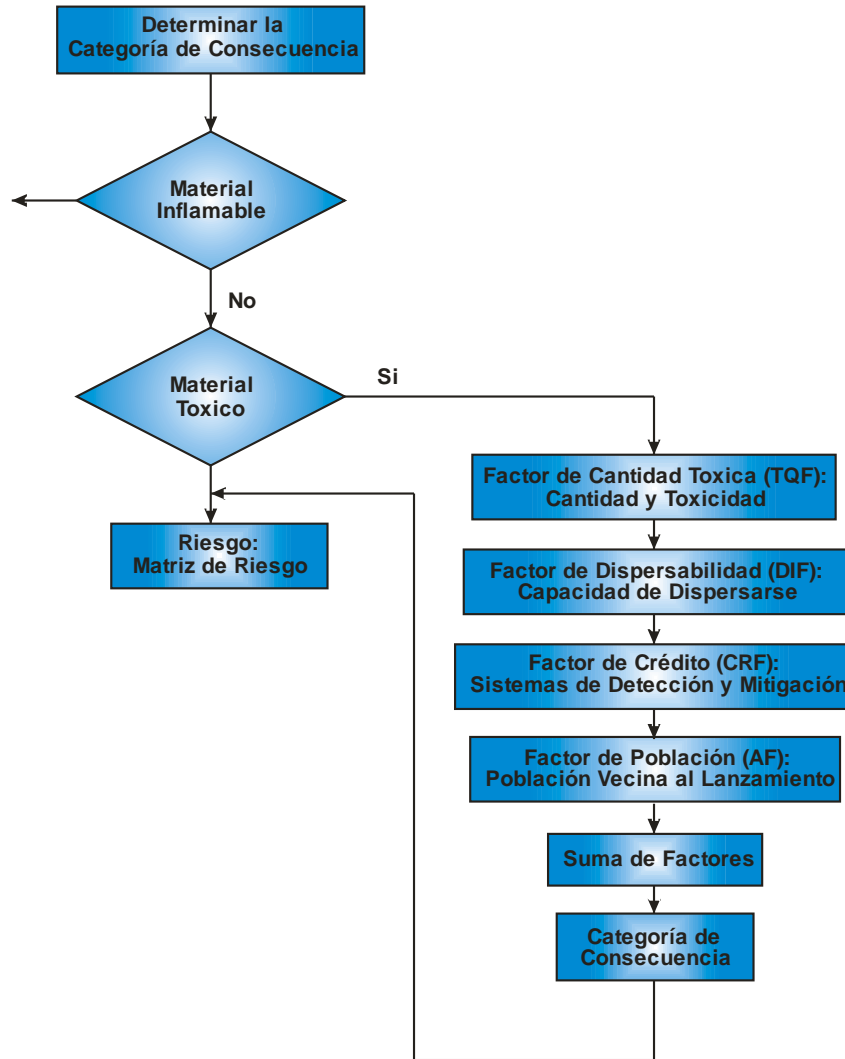
Fuente: API-581

Categoría de consecuencias para la salud: Se deriva de la combinación de varios elementos que determinan el grado de un peligro tóxico potencial en una unidad. En la Figura 11 se muestra el modelo para determinar las consecuencias para la salud. Los elementos usados en un análisis de este tipo son:

- Factor de Cantidad Tóxica (Toxic Quantity Factor, TQF): Cantidad y toxicidad.

- Factor de Dispersabilidad (Dispersibility Factor, DIF): Capacidad de dispersarse bajo condiciones típicas de procesos.
 - Factor de Crédito (Credit FactorC, CRF): Sistemas de Detección y de Mitigación.
 - Factor de Población (Population Factor, PPF): Población en la Vecindad de Lanzamiento.
- **Factor de Cantidad Toxica (TQF):** Es una medida de la cantidad y de la toxicidad de un material. La porción de cantidad se basa en masa y se encuentra usando un acercamiento similar al mostrado en el factor de cantidad de la sección de categoría de consecuencia de daño. La toxicidad del material se encuentra usando el factor de toxicidad según la norma NFPA 704.
- **Factor de Dispersabilidad (DIF):** Es una medida de la capacidad de un material de dispersarse. Se determina directamente del punto de ebullición normal del material. Cuanto más alto es el punto de ebullición, menos probable es un material de dispersarse.
- **Factor de Crédito (CRE):** Se determina para explicar las características de seguridad dirigidas en la unidad. El crédito se da para lo siguiente:
- a. Capacidades de detección de materiales tóxicos.
 - b. Capacidades de aislamiento.
 - c. Sistemas rápidos de descarga.
 - d. Sistemas de mitigación (cortinas de agua, etc.).
- **Factor de Población (PPF):** Es una medida del número de personas que pueden potencialmente ser afectadas por un acontecimiento de lanzamiento tóxico.

Figura 11. Descripción de la Determinación de las Consecuencias para la Salud para un RBI Cualitativo.



Fuente: API-581

La Categoría de Consecuencia para la Salud es encontrada entonces combinando los factores antedichos de la consecuencia, asignando una categoría de la consecuencia según como se muestra en la Tabla 4.

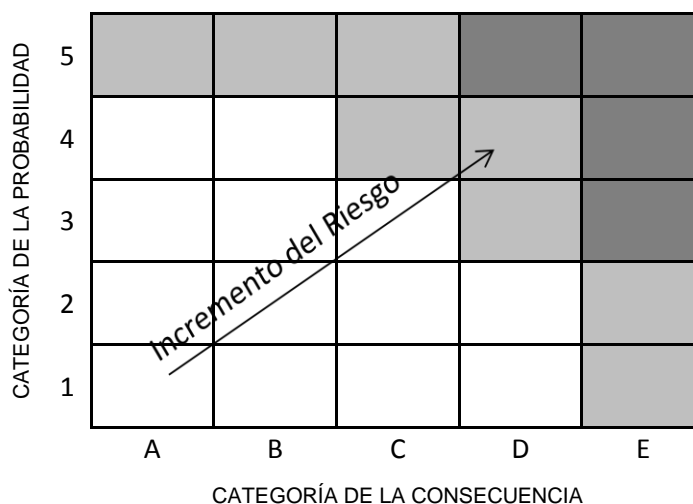
De las categorías de la consecuencia (salud y daño) se selecciona aquella con el valor más alto (A-más bajo, E-más alto) y se traza en el eje horizontal de la matriz del riesgo (Tabla 5), cruzándose con la categoría de la probabilidad en el eje vertical, obteniendo de esta forma un grado de riesgo para la unidad.

Tabla 4. Categoría de la Consecuencia para la Salud para un RBI Cualitativo.

Factor de Consecuencia	Categoría de Consecuencia para la Salud
<10	A
10-19	B
20-29	C
30-39	D
>40	E

Fuente: API-581

Tabla 5. Matriz de Riesgo para un RBI Cualitativo.



Fuente: API-581

Los sombreados proporcionados en la Tabla 6 son pautas para determinar el grado de riesgo potencial. Los sombreados no son simétricos, pues se basan en la asunción de que, en casi cada caso, el factor de la consecuencia

llevará más peso en la determinación de riesgo total que el componente de la probabilidad.

2.1.2.4 RBI Cuantitativo

El análisis de riesgo cuantitativo es un proceso que integra en una metodología uniforme la información relevante sobre la facilidad del diseño, prácticas de operación, historia de operación, confiabilidad de componentes, acciones humanas, seguimiento físico de accidentes, y potencial ambiental y efectos sobre la salud. Una descripción de la priorización cuantitativa de RBI se demuestra en la Figura 12.

✓ Descripción del Proceso de Análisis de Consecuencias

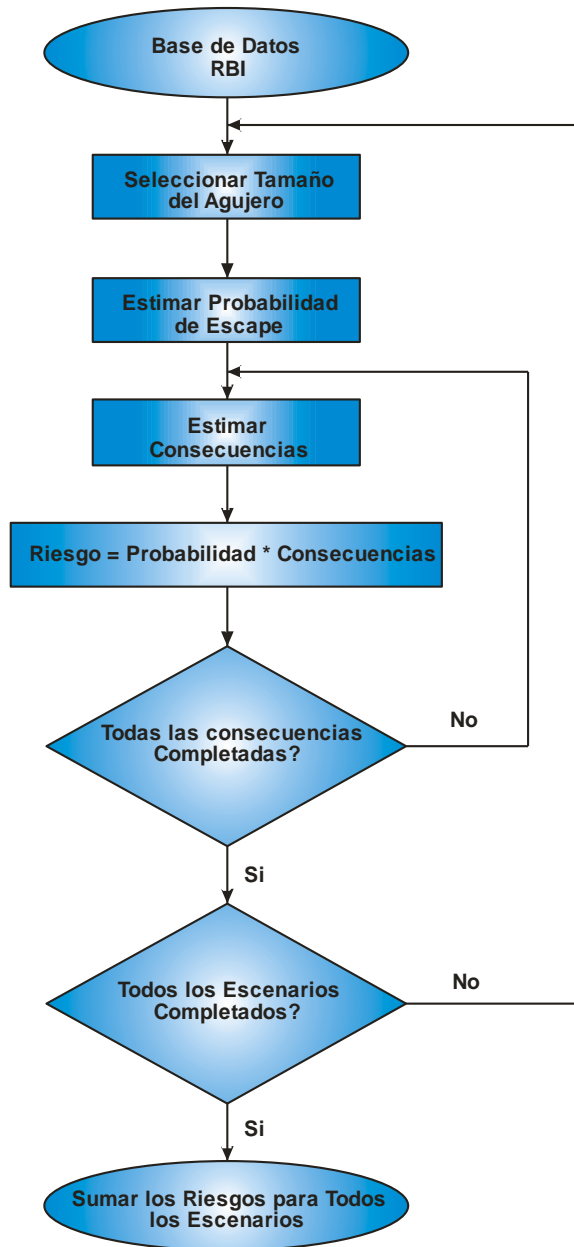
El análisis de consecuencia en un programa de RBI se realiza para ayudar en el establecimiento de una graduación relativa de los artículos del equipo en base al riesgo. Una descripción del análisis de consecuencias se puede observar en la Figura 13.

Las consecuencias de lanzar un material peligroso se estiman en cinco pasos distintos:

- a. Estimar la rata de lanzamiento o la masa total disponible para el lanzamiento.
- b. Determinar si el líquido se dispersa de una manera rápida (instantánea) o lentamente (continuo).
- c. Determinar si el líquido se dispersa en la atmósfera como un líquido o gas.

- d. Estimar los impactos de cualquier sistema de mitigación.
- e. Estimar las consecuencias.

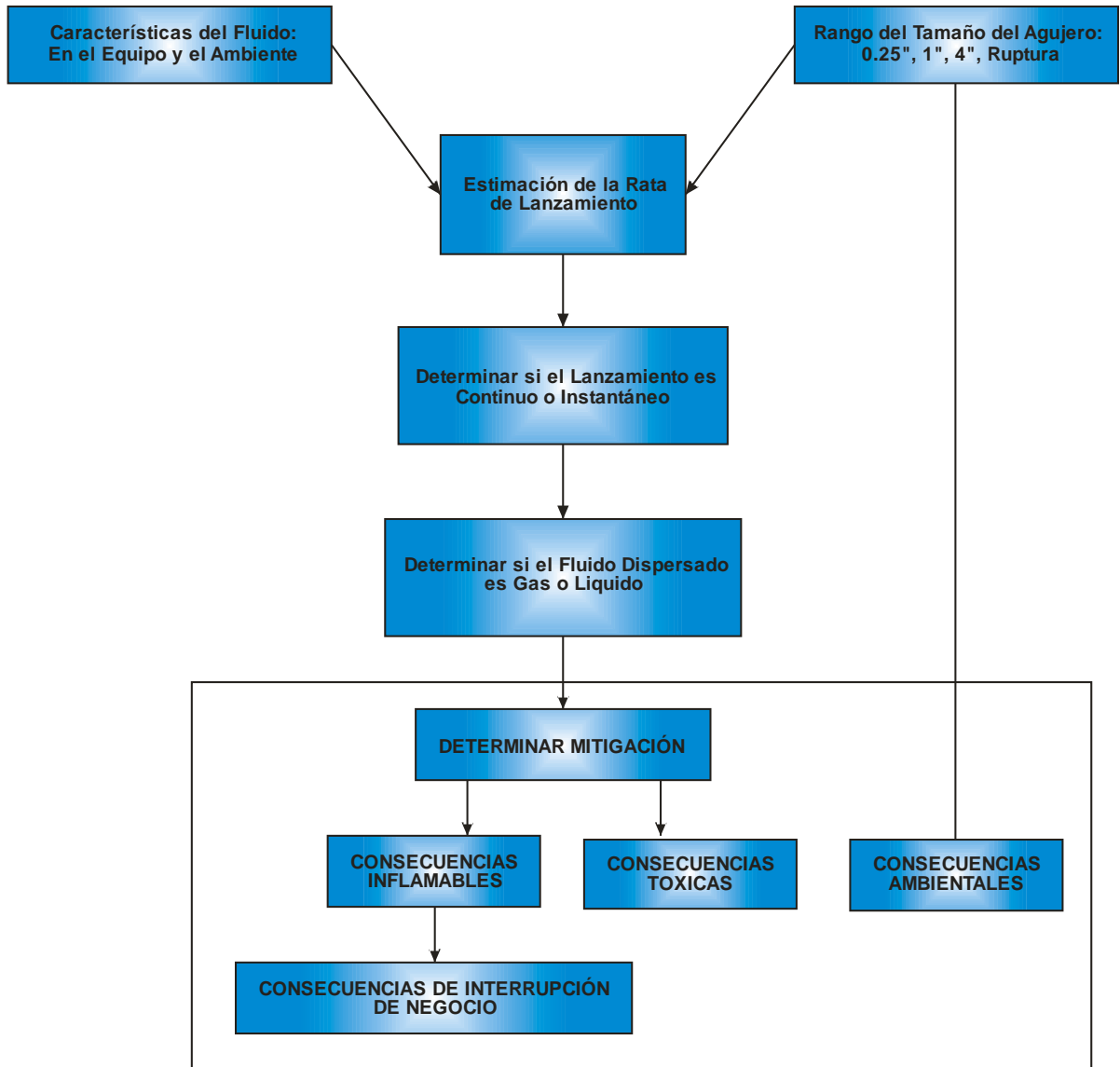
Figura 12. Descripción del Acercamiento Cuantitativo de RBI.



Fuente: API-581

☑ **Estimación de la Rata de Lanzamiento:** Las ratas de lanzamiento dependen de las características físicas del material, de la fase inicial (líquido o gas), y de las condiciones del proceso.

Figura 13. Descripción del Análisis de Consecuencias para un RBI Cuantitativo.



Fuente: RBI-581

□ **Cálculo de la Rata de Descarga de un Líquido:** Las descargas de líquidos a través de un orificio afilado son descritas por el trabajo de Bernoulli y de Toricelli (Perry y Green, 1984) y se pueden calcular como:

$$Q_L = C_d A \sqrt{2\rho - \rho \frac{g_c}{144}} \quad (3)$$

Donde:

- Q_L = Rata de descarga de líquido (lbs/sec),
- C_d = Coeficiente de Descarga,
- A = Área transversal del agujero (sq in),
- ρ = Densidad del Líquido (lb/ft³),
- DP = Diferencia entre contra corriente y presión atmosférica (psid),
- g_c = factor de conversión de lbf a la lbm, (32.2 lbm, - ft/lbf-sec²).

El coeficiente de descarga para flujo completamente turbulento de orificios afilados es 0.60 a 0.64. Un valor de 0.61 se recomienda para los cálculos de RBI. La ecuación antedicha se utiliza para los líquidos que destellan y que no destellan.

□ **Cálculo de la Rata de lanzamiento de un Gas:** Hay dos regímenes para el flujo de gases a través de un orificio: acústico (o estrangulado) para presiones internas más altas, y el flujo subsónico para presiones más bajas. Las ratas de lanzamiento del gas, por lo tanto, se calculan en un proceso de dos etapas. El primer paso determina qué régimen del flujo está presente. El segundo paso estima la rata de lanzamiento, usando la ecuación para el régimen específico del flujo. La ecuación siguiente define la presión en la cual los regímenes del flujo cambian de acústico a subsónico:

$$P_{trans} = P_a \left(\frac{K+1}{2} \right)^{\frac{k}{k-1}} \quad (4)$$

Donde:

P_{trans} = Presión de Transición (psia),

P_a = Presión Atmosférica (psia),

K = C_p/C_v ,

C_p = Capacidad de calor del gas ideal a presión constante (Btu/-lb mol °F)

C_v = Capacidad de calor del gas ideal a volumen constante (Btu/-lb mol °F)

Para los casos donde es mayor la presión dentro del equipo que P_{trans} , utilizar la ecuación acústica de rata de descarga de gas, y para los casos donde es inferior o igual la presión dentro del equipo que P_{trans} , utilizar la ecuación subsónica de la rata de descarga de gas.

□ **Cálculo Acústico de la Rata de Descarga de un Gas:** Las descargas de gases a velocidad acústica a través de un orificio se pueden calcular como:

$$W_g(acústico) = D_a A P \sqrt{\left(\frac{KM}{RT}\right) \frac{g_c}{144} \left(\frac{2}{K+1}\right)^{\frac{k+1}{k-1}}} \quad (5)$$

Donde:

W_g (acústico) = Rata de descarga de gas, flujo acústico (lbs/sec),

C_d = Coeficiente de Descarga (para gas $C_d = 0.85$ a 1),

A = Área sección transversal (in²),

P = Presión en Aguas Arriba (psia),

M = Peso Molecular (lb/lb-mol),

R = Constante del Gas (10.73 ft³-psia/lb-mol °R),

T = Temperatura Aguas Arriba (°R).

□ **Cálculo Subsónico de la Rata de Descarga de un Gas:** Las descargas de gases a velocidad subsónica a través de un orificio se pueden calcular como:

$$W_g(\text{subsónico}) = C_d A P \sqrt{\left(\frac{M}{RT}\right) \frac{g_c}{144} \left(\frac{2K}{K+1}\right) \left(\frac{P_a}{P}\right)^{\frac{2}{K}} \left[1 - \left(\frac{P_a}{P}\right)^{\frac{K-1}{K}}\right]} \quad (6)$$

Donde:

W_g (subsónico) = Rata de descarga de gas, flujo subsónico (lbs/sec)

El resto de los parámetros están definidos previamente.

□ **Descripción de un fluido representativo y sus propiedades:** Muy pocas corrientes en una refinería son materiales puros, la selección de un material representativo implica casi siempre hacer algunas asunciones. Las propiedades de los fluidos característicos aplicados por RBI, se pueden observar en la Figura 14.

□ **Selección del Tamaño del Agujero:** RBI define los tamaños de agujero pequeño, medio, grande, y la ruptura. RBI utiliza generalmente cuatro tamaños de agujeros para los acontecimientos de escapes, los cuales se muestran en la Tabla 6.

☑ **Descripción del Tipo de Lanzamiento:** La metodología de RBI agrupa todos los lanzamientos en dos tipos:

- Instantáneos.
- Continuos.

Los lanzamientos instantáneos son los que vacían el contenido de un recipiente en relativamente un corto período de tiempo. Los lanzamientos

continuos son los que ocurren durante un largo periodo del tiempo a una rata relativamente constante.

Figura 14. Propiedades de Algunos Fluidos Representativos.

Fluid	Molecular Weight	Density lb/ft ³	Normal Boiling Point °F	Ambient State	Cp Gas Constant A	Cp Gas Constant B	Cp Gas Constant C	Cp Gas Constant D	Auto Ignition Temperature °F
C1-C2	23	5.639	193	Gas	12.3	1.150E-01	-2.870E-05	-1.300E-09	1,036
C3-C4	51	3.610	6.3	Gas	2.632	0.3188	1.347E+04	1.466E-08	696
C6-C8	100	42.702	210	Liquid	-5.146	6.762E-01	-3.651E-04	7.658E-08	433
C9-C12	149	45.823	364	Liquid	-8.5	1.010E+00	-5.560E-04	1.180E-07	406
C13-C16	205	47.728	502	Liquid	-11.7	1.390E+00	-7.720E-04	1.670E-07	396
C17-C25	280	48.383	651	Liquid	-22.4	1.940E+00	-1.120E-03	-2.530E-07	396
C25+	422	56.187	981	Liquid	-22.4	1.940E+00	-1.120E-03	-2.530E-07	396
H ₂	2	4.433	-423	Gas	27.1	9.270E-03	-1.380E-05	7.650E-09	752
H ₂ S	34	61.993	-75	Gas	31.9	1.440E-03	2.430E-05	-1.180E-08	500
HF	20	60.370	68	Gas	29.1	6.610E-04	-2.030E-06	2.500E-09	32,000
Water	18	62.3	212	Liquid	32.4	0.001924	1.05E-05	-3.6E-07	n/a
Steam	18	62.3	212	Gas	32.4	0.001924	1.05E-05	-3.6E-07	n/a
Acid (low)	18	62.3	212	Liquid	32.4	0.001924	1.05E-05	-3.6E-09	n/a
Acid (med.)	18	62.3	212	Liquid	32.4	0.001924	1.05E-05	-3.6E-09	n/a
Acid (high)	18	62.3	212	Liquid	32.4	0.001924	1.05E-05	-3.6E-09	n/a
Aromatics	104	42.7314	293.3	Liquid	-28.25	0.6159	-4.02E-04	9.94E-08	914
Styrene	104	42.7314	293.3	Liquid	-28.25	0.6159	-4.02E-04	9.94E-08	914

Note: Reid, Robert C, et. al., *The Properties of Gases and Liquids*, 4th Edition, McGraw-Hill, New York, 1987.

Fuente: API-581

Tabla 6. Tamaños de Agujeros Usados en un Análisis de RBI Cuantitativo.

Tamaño del Agujero	Rango	Valor Representativo
Pequeño	0-1/4 in.	1/4 in.
Mediano	1/4-2 in.	1 in.
Grande	2-6 in.	4 in.
Ruptura	>6 in.	Diámetro nominal del artículo, hasta un máximo de 16 in.

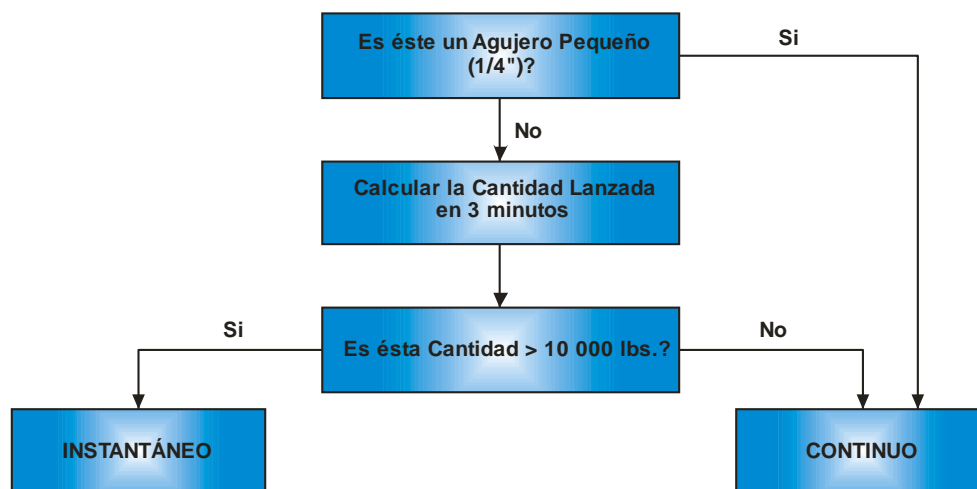
Fuente: API-581

Los lanzamientos instantáneos son los que vacían el contenido de un recipiente en relativamente un corto período de tiempo. Los lanzamientos continuos son los que ocurren durante un largo periodo del tiempo a una rata relativamente constante.

El proceso mostrado en la Figura 15, se proporciona para determinar el método apropiado para modelar el tipo de lanzamiento, según:

- a. Todos los agujeros “pequeños” (1/4-in.) se modelan como escapes continuos.
- b. Si tarda menos de tres minutos lanzar 10 000 libras, el lanzamiento del tamaño dado del agujero es instantáneo, y se modela como un lanzamiento tipo sopló.
- c. Todas las ratas de lanzamiento más lentas se modelan como continuas.

Figura 15. Proceso para Determinar el Tipo de Lanzamiento.



Fuente: API-581

☑ **Determinación de la fase final de los fluidos:** Las características de dispersión de un líquido después del lanzamiento es fuerte dependiendo de la fase (es decir, gas o líquido) en el ambiente. Si no hay ningún cambio de la fase para el líquido al ir de las condiciones de operación a las condiciones ambiente, la fase final del líquido es igual que la fase inicial. Sin embargo, si el líquido tendería a cambiar el estado sobre lanzamiento, la fase del material puede ser difícil de determinar para los posteriores cálculos de consecuencia. La Tabla 7 proporciona una serie de pautas simples para determinar la fase final del líquido para el cálculo de las consecuencias.

Tabla 7. Guía para Determinar la Fase del Fluido.

Fase de Líquido en Estado Estacionario Condiciones de Operación	Fase de Líquido en Estado Estacionario Condiciones de Ambiente	Determinación de la Fase Final para el Cálculo de las Consecuencias
Gas	Gas	Modelar como Gas
Gas	Líquido	Modelar como Gas
Líquido	Gas	Modelar como Gas a menos que el punto de ebullición del fluido en las condiciones ambiente sea mayor que 80°F, después modelar como Líquido
Líquido	Líquido	Modelar como Líquido

Fuente: API-581

☑ **Determinación de la Mitigación:** Dos parámetros dominantes se determinan en la evaluación de la respuesta del poste-escape: duración del lanzamiento y la reducción de la expansión de materiales peligrosos. Por esta razón, es necesario evaluar la respuesta del poste-escape para los cuatros tipos de consecuencias (inflamables, tóxicas, ambientales e interrupción del negocio) analizadas por el RBI, y descritas en las secciones anteriores.

Lanzamientos inflamables: Para el lanzamiento de materiales inflamables, las válvulas de aislamiento sirven para reducir la tarifa o la masa de lanzamiento.

Lanzamientos tóxicos: Los sistemas de mitigación, tales como cortinas de agua, servirán para reducir la extensión del material tóxico, reduciendo las consecuencias finales.

Lanzamientos al ambiente: Las consecuencias ambientales se atenúan de dos maneras: las barreras físicas actúan para contener los escapes en el lugar, y los sistemas de detección y de aislamiento limitan la duración del escape y volumen final del derramamiento.

Procedimiento para determinar las consecuencias inflamables: Las consecuencias inflamables se determinan según el siguiente proceso:

- Paso 1: Predecir las probabilidades de varios resultados
 - Paso 2: Calcular las consecuencias para cada tipo de resultado
 - Paso 3: Combinar las consecuencias en una sola ecuación empírica.
- Paso 1: Determina la probabilidad de que se presenta un tipo determinado de incendio (bola de fuego, fuego de destello, etc.) según las Figuras 16 y 17.
- Paso 2: El cálculo de las consecuencias de cada resultado se calcula según la siguiente ecuación:

$$A = ax^b \quad (7)$$

Donde:

A = Área de consecuencia (ft²).

- a,b = Material y constante dependiendo de la consecuencia.
- X = Rata de lanzamiento (lb/sec para continuo) o lanzamiento de masa (lb Para instantáneo).

▪ Paso 3: El área combinada de las consecuencia es determinada por un proceso de dos etapas:

- Etapa 1: Multiplicar el área de la consecuencia para cada resultado (computado de en la ecuación 7) por las probabilidades asociadas (tomadas de las Figura 16 y 17).

Figura 16. Probabilidad de Resultados para Lanzamientos Continuos.

Final State Liquid—Processed Above AIT						
Fluid	Probabilities of Outcomes					
	Ignition	VCE	Fireball	Flash Fire	Jet Fire	Pool Fire
C ₁ –C ₂						
C ₃ –C ₄						
C ₅						
C ₆ –C ₈	1				1	
C ₉ –C ₁₂	1				1	
C ₁₃ –C ₁₆	1				0.5	0.5
C ₁₇ –C ₂₅	1				0.5	0.5
C ₂₅ +						1
H ₂						
H ₂ S						

Final State Gas - Processed Above AIT						
Fluid	Probabilities of Outcomes					
	Ignition	VCE	Fireball	Flash Fire	Jet Fire	Pool Fire
C ₁ –C ₂	0.7				0.7	
C ₃ –C ₄	0.7				0.7	
C ₅	0.7				0.7	
C ₆ –C ₈	0.7				0.7	
C ₉ –C ₁₂	0.7				0.7	
C ₁₃ –C ₁₆						
C ₁₇ –C ₂₅						
C ₂₅ +						
H ₂	0.9				0.9	
H ₂ S	0.9				0.9	

Note: Shaded areas represent outcomes that are not physically possible

*Must be processed at least 80°F above AIT

Fuente: API-581

- Etapa 2: Sumar todos los productos de consecuencia-probabilidad encontrados en Etapa 1.

La ecuación que resume el anterior procedimiento es:

$$A_{comb} = P_1A_1 + P_2A_2 + \dots + P_iA_i \quad (8)$$

Donde:

A_{comb} = Área combinada de consecuencia (ft²).

P_i = Probabilidad del resultado específico (figuras 19 y 20).

A_i = Área individual de cada resultado, de la ecuación 7 (ft²)

Figura 17. Probabilidad de Resultados para Lanzamientos Instantáneos.

Final State Liquid—Processed Above AIT						
Fluid	Probabilities of Outcomes					
	Ignition	VCE	Fireball	Flash Fire	Jet Fire	Pool Fire
C ₁ –C ₂	0.7		0.7			
C ₃ –C ₄	0.7		0.7			
C ₅	0.7		0.7			
C ₆ –C ₈	0.7		0.7			
C ₉ –C ₁₂	0.7		0.7			
C ₁₃ –C ₁₆						
C ₁₇ –C ₂₅						
C ₂₅ +						
H ₂	0.9		0.9			
H ₂ S	0.9		0.9			

Fluid	Probabilities of Outcomes					
	Ignition	VCE	Fireball	Flash Fire	Jet Fire	Pool Fire
C ₁ –C ₂	0.7		0.7			
C ₃ –C ₄	0.7		0.7			
C ₅	0.7		0.7			
C ₆ –C ₈	0.7		0.7			
C ₉ –C ₁₂	0.7		0.7			
C ₁₃ –C ₁₆						
C ₁₇ –C ₂₅						
C ₂₅ +						
H ₂	0.9		0.9			
H ₂ S	0.9		0.9			

Note: Shaded areas represent outcomes that are not physically possible.

^aMust be processed at least 80°F above AIT.

Fuente: API-581

Procedimiento para determinar las consecuencias toxicas: Las consecuencias toxicas se determinan calculando el área que ocuparía la

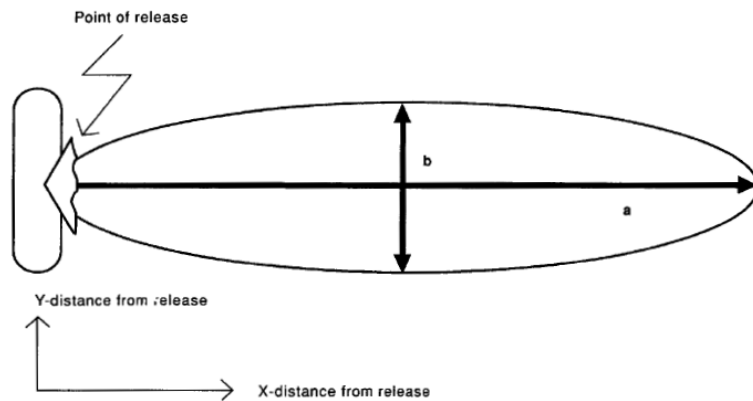
nube del material toxico, en el lugar del acontecimiento. El área está determinada a partir de la Figura 18, y se muestra en la siguiente ecuación:

$$Area = \pi ab \quad (9)$$

Donde:

- a = ½ de la anchura de la nube.
- b = ½ de la distancia en la dirección del viento de la dispersión.

Figura 18. Vista Superior de un Lanzamiento Toxico.



Fuente: AI-581

Para las consecuencias de un lanzamiento toxico, RBI asume que la probabilidad de que ocurra alguna fatalidad dentro del área del acontecimiento, es del 50%.

Es necesario anotar también, que el área de consecuencias depende del tipo de lanzamiento (continuo o instantáneo), de la rata de lanzamiento y del tiempo de duración del mismo.

Procedimiento para determinar las consecuencias ambientales: Las consecuencias de daño medioambiental son entendidas mejor por el costo. El costo puede ser calculado como sigue:

$$\text{Costo Ambiental} = \text{Costos por limpieza} + \text{Multas} + \text{Otros costos} \quad (10)$$

El costo por limpieza variará dependiendo de muchos factores. Algunos factores claves son:

- a. Tipo derrame: sobre la tierra, agua subterránea, superficial, etc.
- b. Tipo de líquido.
- c. Método de limpieza.
- d. Volumen de derramamiento.
- e. Accesibilidad y terreno en la localización del derramamiento.

El costo del componente de multas dependerá de las regulaciones y de las leyes de las jurisdicciones locales y federales aplicables.

El otro componente del costo incluiría los costos que se pueden asociar al derramamiento tal como pleito de terratenientes o de otras partes. Este componente es típicamente específico de la facilidad a la escena.

Procedimiento para determinar las consecuencias a la producción: Un método simple para estimar la consecuencia de la interrupción del negocio es utilizar la siguiente ecuación:

$$\text{Interrupción del negocio} = \text{Valor diario unidad de proceso} * \text{Tiempo fuera de servicio (días)} \quad (11)$$

El valor diario de la unidad podría estar en un ingreso o beneficio base. La estimación del tiempo fuera de servicio representaría el tiempo requerido para volver a entrar en producción.

Métodos más rigurosos para estimar consecuencias de interrupción del negocio pueden considerar factores como:

- a. Capacidad de compensar el equipo dañado (equipo de repuesto, desplazamiento, etc.).
- b. Potencial de daño a equipos cercanos.
- c. Potencial de pérdida de producción a otras unidades.

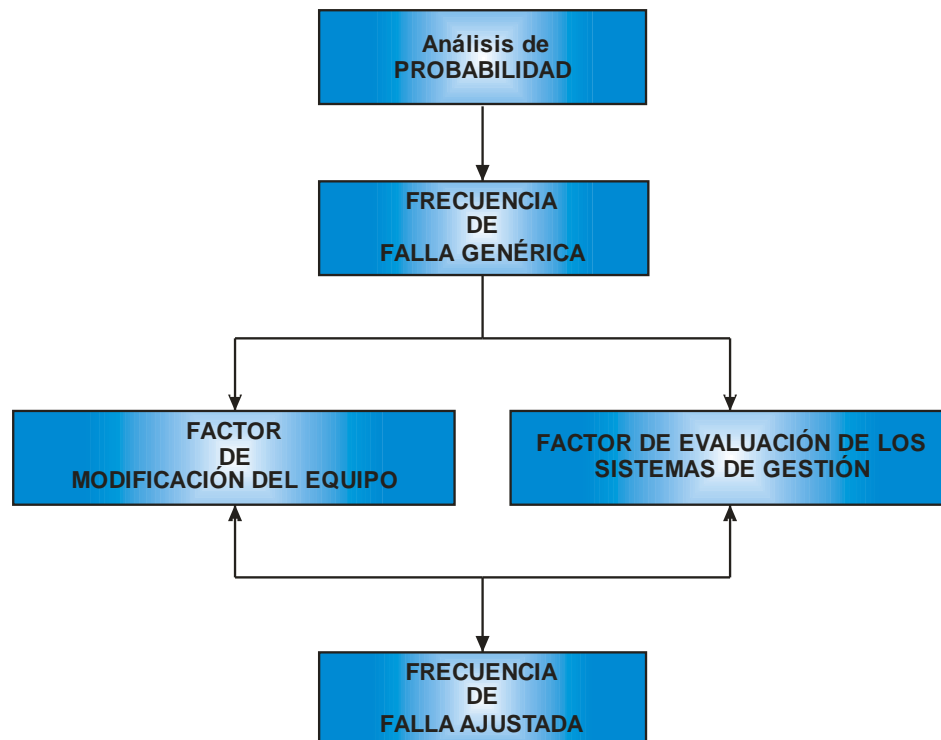
Las circunstancias específicas del lugar se deben considerar en el análisis de la interrupción del negocio para evitar un dimensionamiento elevado o bajo de esta consecuencia. Los ejemplos de estas consideraciones incluyen:

- a. La producción perdida se puede compensar en otra facilidad inutilizada o inactiva.
- b. La pérdida de beneficio podría aumentar si otras unidades utilizan la producción de la unidad como materia prima o líquido de proceso.
- c. Los costos de reparación de un daño pequeño por largo tiempo, se puede tomar como un costo de reparación de un daño grande.
- d. Tiempo fuera de servicio por largo tiempo puede dar lugar a pérdidas de clientes o partes del mercado, ampliando la pérdida de beneficio más allá del arranque de la producción.
- e. Pérdida de elementos de los equipos difíciles de conseguir, requiriendo tiempo extra para obtener los reemplazos.
- f. Cobertura de seguro.

✓ **Descripción del Proceso para el Análisis de Probabilidad de Falla**

El análisis de probabilidad comienza con una base de datos de las frecuencias de falla genéricas para equipos de refinación y equipos de proceso químico. Estas frecuencias genéricas son modificadas por dos factores, el Factor de Modificación del Equipo (Equipment Modification Factor, FE) y el Factor de Evaluación de los Sistemas de Gestión (Management Systems Evaluation Factor, FM), para rendir una frecuencia de falla ajustada. El modelo para la determinación de la probabilidad de falla se puede observar en la Figura 19.

Figura 19. Descripción del Proceso de Análisis de Probabilidad para un RBI Cuantitativo.



Fuente: API-581

La frecuencia de falla ajustada se puede modelar entonces como:

$$Frecuencia_{ajustada} = Frecuencia_{generica} * F_E * F_M \quad (12)$$

☑ **Frecuencia de falla genérica:** La base de datos de las frecuencias de falla genéricas se basa en una compilación de expedientes disponibles del historial de fallas del equipo. Los expedientes pueden venir de una variedad de fuentes. Las frecuencias de falla genérica se han desarrollado de estos datos para cada tipo de equipo y cada diámetro de tubería. Una base de datos genérica es detallada en la Tabla 8.

Tabla 8. Frecuencias de Falla Genéricas de Equipos.

TIPO DE EQUIPO	FUENTE DE DATO	Frecuencia de Fuga (por año para cuatro tamaños de agujero)			
		1/4 in.	1 in.	4 in.	Ruptura
Bomba Centrifuga, sello solo	1	6x10 ⁻²	5x10 ⁻⁴	1x10 ⁻⁴	
Bomba Centrifuga, sello doble	1	6x10 ⁻³	5x10 ⁻⁴	1x10 ⁻⁴	
Columna	2	8x10 ⁻⁵	2x10 ⁻⁴	2x10 ⁻⁵	6x10 ⁻⁶
Compresor Centrifugo	1		1x10 ⁻³	1x10 ⁻⁴	
Compresor Reciprocante	6		6x10 ⁻³	6x10 ⁻⁴	
Filtro	1	9x10 ⁻⁴	1x10 ⁻⁴	5x10 ⁻⁵	1x10 ⁻⁵
Enfriador de Aletas	3	2x10 ⁻³	3x10 ⁻⁴	5x10 ⁻⁸	2x10 ⁻⁸
Intercambiador de Calor, Casco	1	4x10 ⁻⁵	1x10 ⁻⁴	1x10 ⁻⁵	6x10 ⁻⁶
Intercambiador de Calor, lado tubo	1	4x10 ⁻⁵	1x10 ⁻⁴	1x10 ⁻⁵	6x10 ⁻⁶
Tubería, 0.75 in. Diámetro por ft	3	1x10 ⁻⁵			3x10 ⁻⁷
Tubería, 1 in. Diámetro por ft	3	5x10 ⁻⁶			5x10 ⁻⁷
Tubería, 2 in. Diámetro por ft	3	3x10 ⁻⁶			6x10 ⁻⁷
Tubería, 4 in. Diámetro por ft	3	9x10 ⁻⁷	6x10 ⁻⁷		7x10 ⁻⁸
Tubería, 6 in. Diámetro por ft	3	4x10 ⁻⁷	4x10 ⁻⁷		8x10 ⁻⁸
Tubería, 8 in. Diámetro por ft	3	3x10 ⁻⁷	3x10 ⁻⁷	8x10 ⁻⁸	2x10 ⁻⁸
Tubería, 10 in. Diámetro por ft	3	2x10 ⁻⁷	3x10 ⁻⁷	8x10 ⁻⁸	2x10 ⁻⁸
Tubería, 12 in. Diámetro por ft	3	1x10 ⁻⁷	3x10 ⁻⁷	3x10 ⁻⁸	2x10 ⁻⁸
Tubería, 16 in. Diámetro por ft	3	1x10 ⁻⁷	2x10 ⁻⁷	2x10 ⁻⁸	2x10 ⁻⁸
Tubería, > 16 in. Diámetro por ft	3	6x10 ⁻⁸	2x10 ⁻⁷	2x10 ⁻⁸	1x10 ⁻⁸
Recipiente a Presión	2	4x10 ⁻⁵	1x10 ⁻⁴	1x10 ⁻⁸	6x10 ⁻⁶
Reactor	2	1x10 ⁻⁴	1x10 ⁻⁴	3x10 ⁻⁸	2x10 ⁻⁵
Bombas reciprocantes	7	0.7	0.01	0.001	0.001
Tanques Atmosféricos	5	4x10 ⁻⁵	1x10 ⁻⁴	1x10 ⁻⁵	2x10 ⁻⁵

Fuente: API-581.

☑ **Factor de modificación del equipo:** El factor de modificación del equipo, o FE, se desarrolla para cada artículo del equipo, basado en el ambiente específico en el cual el equipo opera. Una descripción del factor de modificación de equipo se demuestra en la Figura 20. El FE se compone de cuatro subfactores que identifican las condiciones específicas que pueden tener una influencia importante en la frecuencia de falla del artículo del equipo, y son:

- **Subfactor de Módulo Técnico:** El cual examina los materiales de construcción, el ambiente y el programa de inspección.
- **Subfactor Universal:** El cual afecta la facilidad de todos los artículos del equipo.
- **Subfactor Mecánico:** El cual varía de artículo a artículo.
- **Subfactor de Proceso:** El cual puede afectar la integridad del equipo.

☐ **Subfactor de Módulo Técnico:** Los módulos técnicos son los métodos sistemáticos usados para determinar el efecto de los mecanismos de falla específicos en la probabilidad de la falla. Sirven para cuatro funciones:

- Para investigar los mecanismos de daño bajo condiciones de operación normal y trastorno.
- Establecer una velocidad de daño en el ambiente.
- Cuantificar la eficiencia del programa de inspección.
- Calcular el factor de modificación que se aplicará a la frecuencia de falla genérica.

Las técnicas de inspección requeridas para detectar y monitorear un mecanismo de falla pueden ser totalmente diferentes de aquellas necesarias para otro mecanismo. Estas diferencias son tratadas por un módulo técnico para cada mecanismo de daño. Para algunos mecanismos de daño, la

velocidad de daño puede ser significativamente mayor bajo ciertas condiciones no rutinarias, tales como cambios de temperatura o cambios anormales en las concentraciones de un contaminante particular. Estas condiciones ocurren a menudo durante trastornos o los arranques y las paradas del proceso. El módulo técnico explica tales condiciones y modifica la probabilidad de la falla por consiguiente.

□ **Subfactor Universal:** Cubre las condiciones que afectan igualmente a todos los artículos del equipo. Consecuentemente, como las condiciones de la planta, operación en tiempo frío y la actividad sísmica.

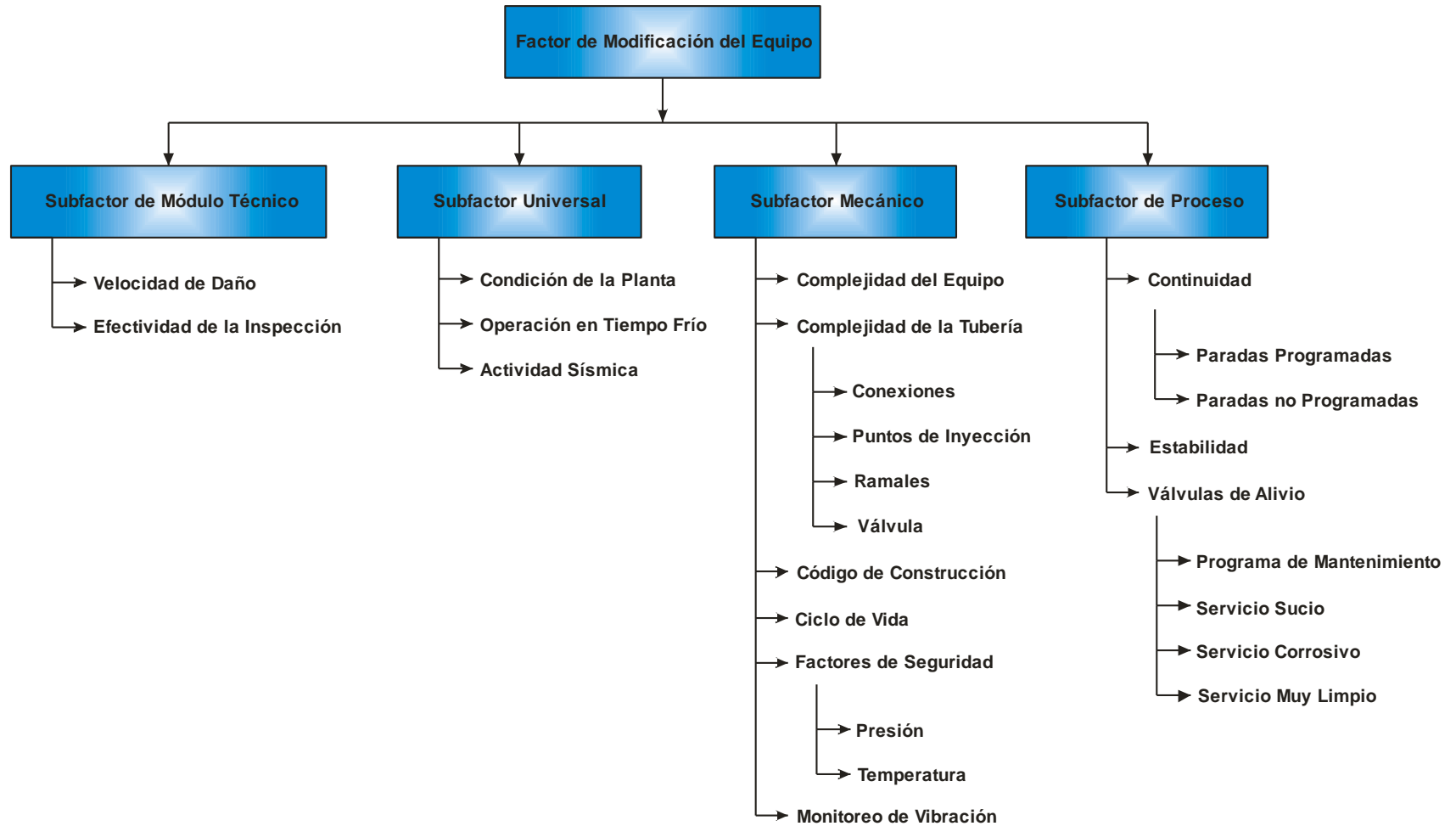
▪ Condición de la planta: Este elemento considera la condición actual de la planta que es evaluada. La graduación se debe basar en el juicio profesional del observador, en vista de las características siguientes:

a. Aspecto general de la planta, según lo determinado durante una caminata a través de la misma. Los factores a observar incluyen:

- Estado total de la economía doméstica.
- Evidencia de reparaciones temporales, particularmente si se encuentra que la condición “temporal” ha ocurrido en el lugar por un período extendido.
- Deterioro de pintura, número excesivo de escapes de vapor, u otra evidencia que se esté descuidando el mantenimiento general.

b. Eficiencia del programa de mantenimiento de la planta, basada en entrevistas con personal de operaciones y de mantenimiento. Un programa eficaz incluye:

Figura 20. Descripción del Factor de Modificación del Equipo.



Fuente: API-581

- Terminar la mayoría de las actividades de mantenimiento correctamente a la primera vez, con pocos servicios repetidos.
 - Evitar las reservas excesivas y crecimiento de las ordenes de trabajo.
 - Mantener una relación constructiva entre el mantenimiento y el personal de operaciones.
- c. Disposición y construcción de la planta. En sus condiciones actuales, la planta debe tener el espaciamiento y la orientación adecuada del equipo para facilitar las actividades de inspección y de mantenimiento.
- Operación en tiempo frío: Los climas fríos imponen riesgos adicionales ante el funcionamiento de la planta. Temperaturas extremadamente bajas inhiben actividades de mantenimiento y de inspección y pueden dar lugar a una supervisión reducida del equipo exteriormente por parte del operador.
 - Actividad sísmica: Una planta situada en un área sísmicamente activa tiene una probabilidad más alta de falla que instalaciones fuera de tales áreas, incluso cuando la instalación se ha construido bajo los estándares apropiados.
 - **Subfactor Mecánico:** El subfactor mecánico trata las condiciones relacionadas sobre todo con el diseño y la fabricación del equipo. La información para el análisis se encuentra normalmente en P&ID's, en archivos de ingeniería, etc.

Según la Figura 20, el subfactor mecánico se compone de los cinco elementos siguientes:

- a. Complejidad.

- b. Código de construcción.
 - c. Ciclo de vida.
 - d. Factores de seguridad.
 - e. Monitoreo de vibración.
- Complejidad: El elemento de complejidad se aplica diferentemente al equipo y a la tubería, los cuales se manejan como subelementos separados.

Una forma de juzgar la complejidad de un artículo del equipo y, en la mayoría de los casos, el tamaño del artículo está determinando por el número de boquillas. Una cuenta de las boquillas se obtiene y se puede fácilmente aplicar constantemente a todos los tipos de equipo.

En un estudio típico de RBI, el 60 a 80 por ciento de los artículos de los equipo analizados serán segmentos de tubería. Los estudios han demostrado que cerca de una mitad de todas las fallas de equipo importantes implica la instalación de tubos, más que cualquier otra categoría del equipo.

- Código de construcción: Los códigos representan el conocimiento acumulado de las generaciones de experiencia en la industria de procesos. Mientras que el diseño y la fabricación de un artículo del equipo según código no pueden asegurar una operación sin falla, pero si proporciona una base probada y aceptada para reducir los problemas al mínimo en la mayoría de las aplicaciones.
- Ciclo de vida del equipo: Con frecuencia, la confiabilidad de un artículo del equipo es más baja, y su probabilidad de la falla es más alta, durante los primeros meses o los años de servicio del artículo. Después de que la resolución de cualquier problema inicial de diseño, defectos de fabricación,

dificultades en la operación, etc., la frecuencia de falla del artículo sigue siendo relativamente constante hasta cerca del final de su vida útil, cuando la frecuencia de falla aumenta a menudo otra vez.

- Factores de seguridad: El factor de seguridad se compone de dos subelementos: Presión y Temperatura de operación.

La operación del equipo por debajo de la presión de diseño debe tener una probabilidad más baja de falla que una operación del artículo a la presión de diseño.

Cuando los artículos del equipo operan a temperaturas bien por arriba de la práctica normal o acercan a los límites superiores para su material de construcción, la frecuencia de falla aumenta.

- Monitoreo de vibraciones: La supervisión de vibración puede detectar normalmente problemas antes de que ocurra la falla del equipo. Este tipo de daño afecta principalmente a equipos rotativos.

□ **Subfactor de Proceso:** Las condiciones que son influenciadas más por el proceso se incluyen en el subfactor de proceso, tales como:

- Continuidad del proceso.
- Estabilidad del proceso.
- Válvulas de alivio.

- Continuidad del proceso: Cualquier parada, incluso una que se planea y se conduzca cuidadosamente, puede tener potencial para los errores operacionales y fallas mecánicas. Cuanto mayor es el número de paradas, más alta es la probabilidad de falla.

- Estabilidad del proceso: La inestabilidad del proceso dará lugar a trastornos significativos o a interrupciones imprevistas, aumentando de tal modo la frecuencia de falla.

- Válvulas de alivio: Los cuatro subelementos siguientes influyen en las válvulas de alivio de presión en la planta:
 - Programa de mantenimiento (según API-510).
 - Servicio sucio-contaminado (taponamientos).
 - Servicio corrosivo (internos).
 - Servicio muy limpio.

Factor de evaluación de los sistemas de gestión: La evaluación de los sistemas de gestión consiste en 101 preguntas, las cuales se le realizan al personal correspondiente para cada tema de evaluación. La mayor parte de las preguntas se estructuran de modo que puedan tener solamente una respuesta: sí o no: a, b, o c. A cada respuesta posible de cada pregunta se le da un valor, dependiendo de la conveniencia de la respuesta y de la importancia del asunto.

En la Tabla 9 se pueden observar los temas de éste cuestionario, así como también el número de preguntas para cada tema y el valor máximo que puede alcanzar cada tema.

Una vez realizado el cuestionario y encontrado el valor total de puntos, se obtiene el factor de modificación de los sistemas de gestión por medio de la Figura 21.

Frecuencia de falla ajustada: Una vez determinados el factor de modificación del equipo y el factor de evaluación de los sistemas de gestión,

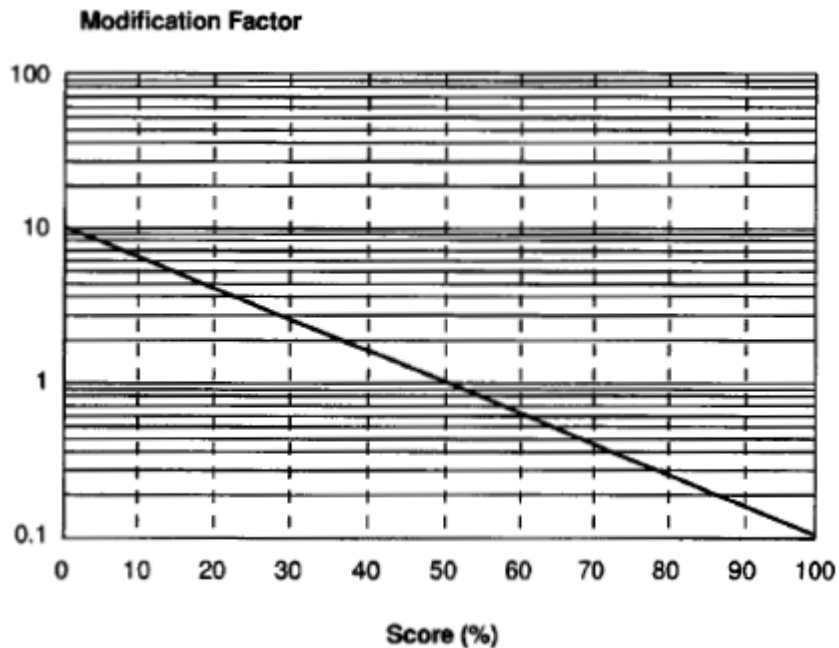
se procede al cálculo de la frecuencia de falla ajustada, según lo indicado en la ecuación 12.

Tabla 9. Evaluación de los Sistemas de Gestión.

SECCIÓN	TÍTULO	PREGUNTAS	PUNTOS
1	Dirección y Administración.	6	70
2	Información de Seguridad de Proceso.	10	80
3	Análisis de Peligros de Proceso.	9	100
4	Cambio de Gerencia.	6	80
5	Procedimientos de Operación.	7	80
6	Prácticas Seguras de Trabajo.	7	85
7	Entrenamiento.	8	100
8	Integridad Mecánica.	20	120
9	Revisión de Seguridad de Arranques.	5	60
10	Respuesta de Emergencia.	6	65
11	Investigación de Incidentes.	9	75
12	Contratistas.	5	45
13	Auditorias.	4	40
	TOTAL	101	1000

Fuente: API-581

Figura 21. Porcentaje de los Sistemas de Gestión Vs. Factor de Modificación de los Sistemas de Gestión.

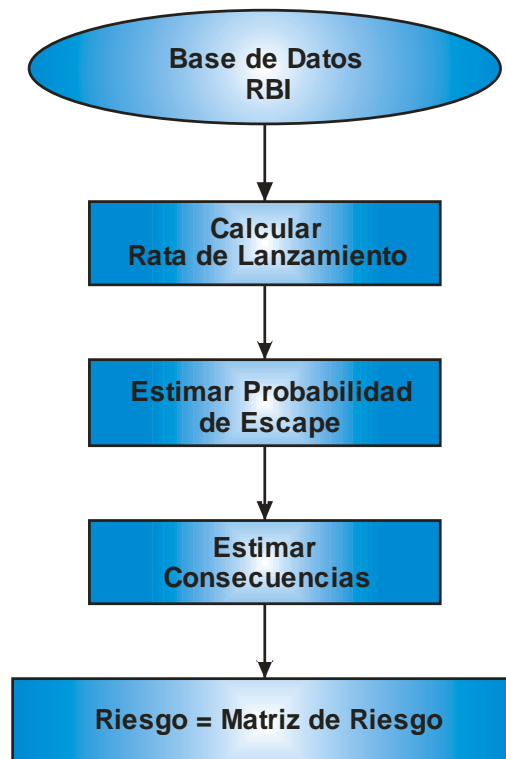


Fuente: API-581

2.1.2.5 RBI Semicuantitativo

Un proceso de RBI semicuantitativo como el mostrado en la Figura 22, describe cualquier acercamiento que tenga aspectos derivados de los acercamientos cualitativos y cuantitativos. Se engrana para obtener las ventajas principales de los dos acercamientos anteriores (ejemplo: velocidad del cualitativo y rigor del cuantitativo). Típicamente, la mayor parte de los datos usados en un acercamiento cuantitativo son necesarios para este acercamiento pero en menos detalle. Los modelos también pueden no ser tan rigurosos como aquellos usados para el acercamiento cuantitativo.

Figura 22. Descripción del Acercamiento Semicuantitativo de RBI.

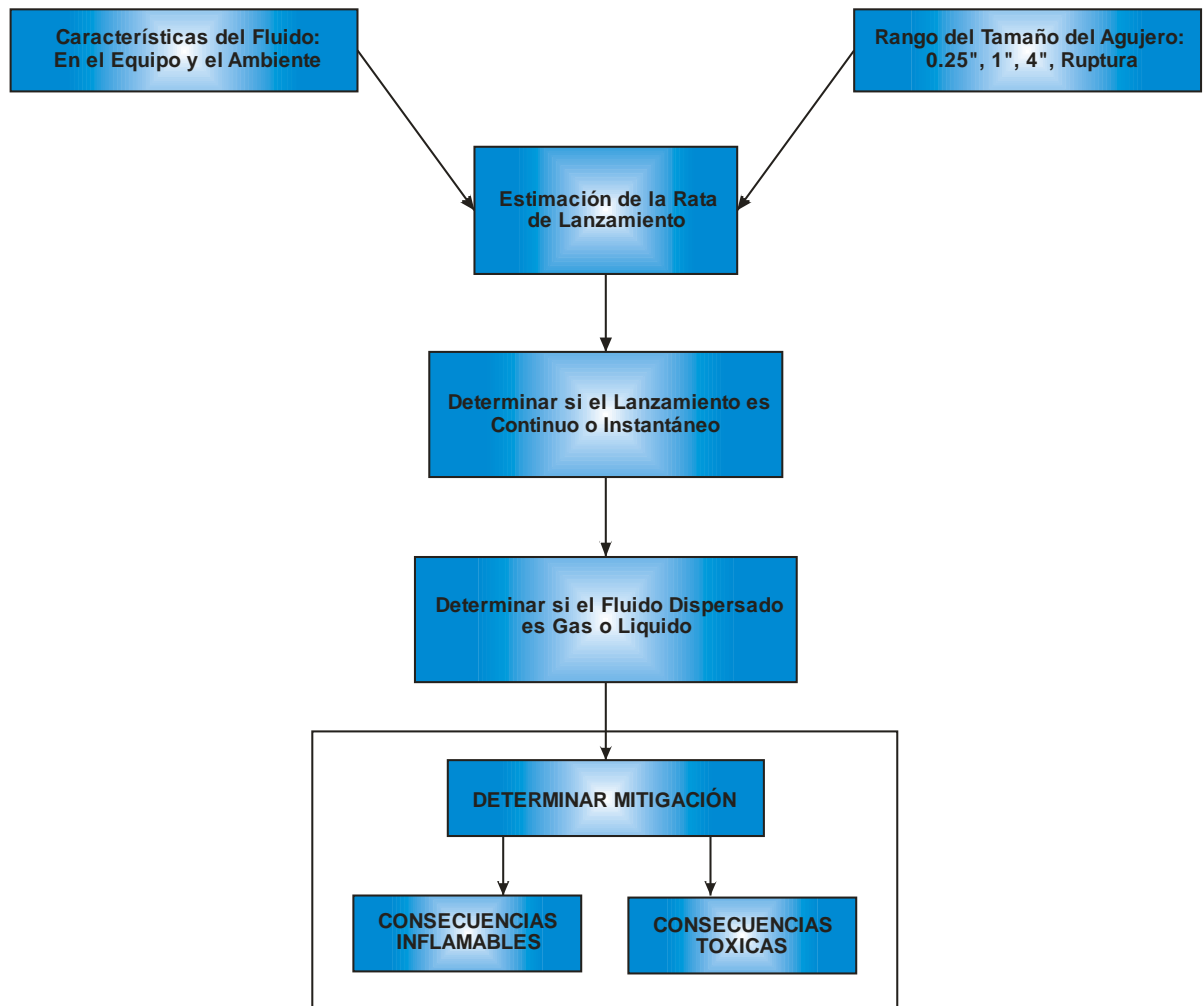


Fuente: API-581

✓ **Descripción del análisis de consecuencias**

El análisis de consecuencias para un acercamiento semicuantitativo es igual a la valoración hecha en el análisis cuantitativo, salvo que solo incluye las consecuencias inflamables y las consecuencias toxicas, en la Figura 23 se puede observar el proceso para estimar las consecuencias en un acercamiento semicuantitativo.

Figura 23. Descripción del Análisis de Consecuencias para un RBI Semicuantitativo.

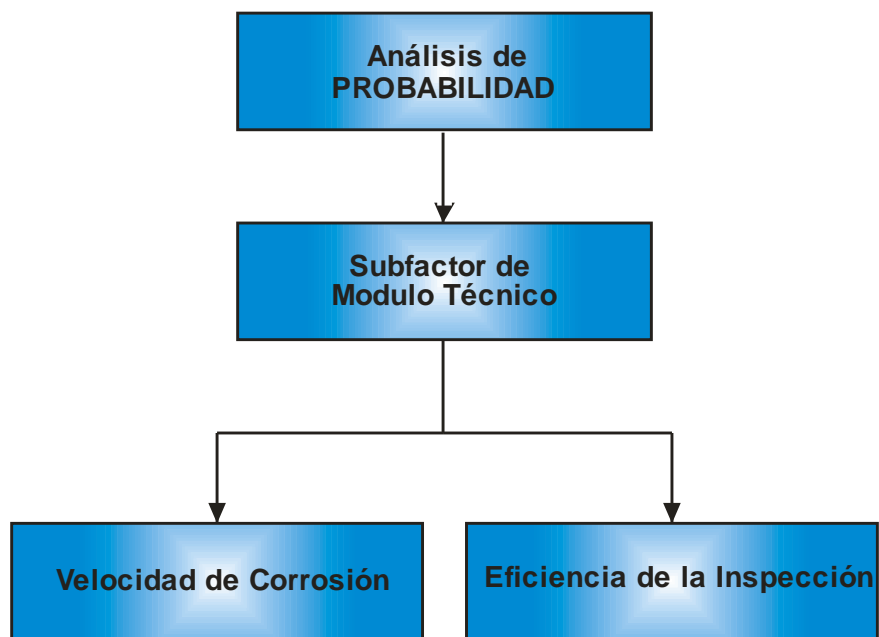


Fuente: API-581

✓ **Descripción del análisis de probabilidad de falla**

Al igual que el análisis de las consecuencias, el análisis de probabilidad de falla para un acercamiento semicuantitativo, es similar a la valoración hecha en el estudio cuantitativo, salvo que para este caso el análisis de probabilidad solo incluye el subfactor de modulo técnico, en la Figura 24 se ilustra el análisis de probabilidad de falla para un acercamiento semicuantitativo.

Figura 24. Descripción del Análisis de Probabilidad para un RBI Semicuantitativo.



Fuente: API-581

Una vez realizados los análisis de consecuencias y probabilidad, estos dos factores son cruzados en una matriz de riesgo como la usada en el acercamiento cualitativo (ver Tabla 6).

2.1.3 Grado de Riesgo

Después de haber realizado la valoración del riesgo y se hayan presentado los valores del riesgo en una matriz de riesgo o en un diagrama de riesgo, según lo más conveniente, el proceso de evaluación de riesgo comienza. La matriz o los diagramas de riesgo se dividen en regiones (umbrales) aceptables e inaceptables del riesgo. La seguridad corporativa y políticas financieras y apremios o los criterios de riesgo, influyen en el establecimiento de umbrales, que se utilizan para salvaguardar e identificar elementos del equipo con riesgo inicialmente alto, intermedio y bajo.

✓ Gestión del Riesgo

De acuerdo con el umbral de riesgo, el proceso de gestión de riesgos comienza. Para los riesgos determinados como aceptables, ninguna mitigación se puede requerir y ninguna otra acción es necesaria.

Para los riesgos considerados inaceptables y que por lo tanto requieren la disminución del riesgo, hay varias categorías de mitigación que se deben considerar:

- Desarmar: ¿Es el equipo realmente necesario para la operación de la unidad?
- Inspección/seguimiento: ¿Puede un programa de inspección rentable, con reparaciones según lo indicado por los resultados de la inspección, ser ejecutado para reducir los riesgos a un nivel aceptable?
- Mitigación de la consecuencia: ¿Se pueden tomar medidas para disminuir las consecuencias relacionadas con una falla del equipo?

- Mitigación de la probabilidad: ¿Se pueden tomar medidas para disminuir la probabilidad de la falla, tal como cambios en la metalurgia o reajuste del equipo?

Las decisiones de la gestión del riesgo pueden ser tomadas ahora, incluyendo las acciones de mitigación a realizar.

2.1.4 Plan de Inspección

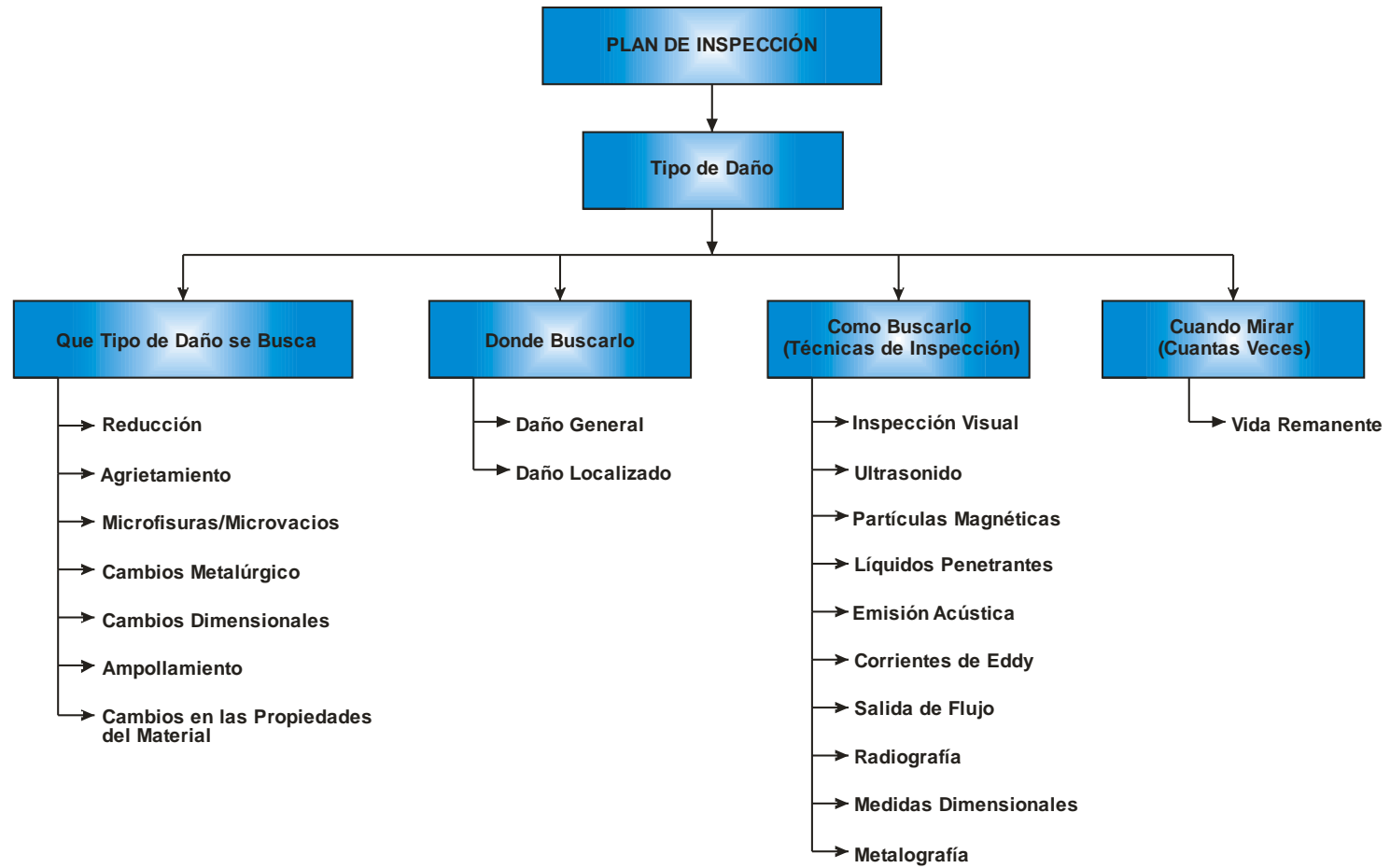
El propósito de un programa de inspección como el mostrado en la Figura 25, es definir y realizar las actividades necesarias para detectar el deterioro en servicio del equipo antes de que ocurran las fallas. Un programa de inspección es desarrollado sistemáticamente identificando:

- Qué tipo de daño se busca.
- Donde buscarlo.
- Cómo buscar el daño (qué técnica de inspección).
- Cuando mirar (o cuantas veces).

✓ Qué Tipo de Daño Buscar y Donde Buscar

Los tipos de daño son las características físicas del daño que se pueden detectar por una técnica de inspección. Los mecanismos de daño son la corrosión o las acciones mecánicas que producen el daño. La Tabla 10 describe los tipos de daño y sus características. Las Tablas 11 a 15 enumeran mecanismos del daño por categorías amplias. Los tipos de daño que se pueden asociar a ellos también se nombran.

Figura 25. Descripción del Plan de Inspección.



Fuente: API-581

Tabla 10. Tipos y Características de Daño.

TIPO DE DAÑO	DESCRIPCIÓN
Reducción (Incluye: general, localizada y picaduras)	El desgaste del material de uno o más superficies puede ser general o localizado.
Agrietamiento Conectado Superficial	Agrietamiento que es conectado a una o más superficies de metal.
Agrietamiento Subsuperficial	Agrietamiento debajo de la superficie del metal.
Formación de Microfisuras/Microvacíos	Grietas microscópicas o vacíos debajo de la superficie del metal.
Cambios Metalúrgicos	Cambios en la microestructura del metal.
Cambios Dimensionales	Cambios en el dimensionamiento físico u orientación de un objeto.
Ampollamiento	Ampollas inducido por Hidrógeno formando inclusiones de placa.
Cambios en las Propiedades del Material	Cambios en las características materiales del metal.

Fuente: API-581

El daño puede ocurrir uniformemente a través de una pieza del equipo, o puede ocurrir localmente, dependiendo del mecanismo que se presente. El daño que ocurre uniformemente se puede examinar y evaluar en cualquier localización conveniente del equipo, puesto que los resultados que se esperan pueden representar la condición total del equipo. El daño que ocurre localmente requiere un esfuerzo enfocado de la inspección. Esto puede implicar la inspección de un área más grande para asegurarse de que el daño localizado está detectado. Si el mecanismo del daño está suficientemente identificado de tal manera que permita la predicción de las localizaciones en donde ocurrirá el daño, el esfuerzo de la inspección puede centrarse en esas áreas.

Tabla 11. Mecanismos de Daño por Corrosión.

MECANISMO DE DAÑO	
Corrosión por Ácido Clorhídrico (HCl).	Corrosión por Hipoclorito de Clorina/Sodio.
Corrosión por Cloruros Orgánicos.	Corrosión Bajo Aislamiento/Ignifugación.
Corrosión por Cloruros Inorgánicos.	Corrosión por Agua de Enfriamiento.
Corrosión por Sulfuro Orgánico.	Corrosión Atmosférica.

Tabla 11. Mecanismos de Daño por Corrosión (Continuación).

MECANISMO DE DAÑO	
Sulfidación por H ₂ /H ₂ S.	Corrosión de Suelo.
Corrosión por CO ₂ .	Oxidación por Alta Temperatura.
Corrosión por Ácido Nafténico.	Corrosión Caliente.
Corrosión por Agua Agria.	Corrosión por Humo.
Corrosión por Ácido Sulfúrico.	Corrosión Galvánica.
Corrosión por Ácido Hidrofluórico.	Corrosión Bajo Depósito.
Corrosión por Fenol/NMP.	Corrosión Biológica.
Corrosión por Ácido Fosfórico.	Corrosión en Puntos de Inyección.
Corrosión Cáustica.	Corrosión Agua de Caldera Condensada.
Corrosión por Amoníaco.	Corrosión por Punto de Condensación (Dewpoint) de Humo.

Fuente: API-581

Tabla 12. Mecanismos de Daño por Stress Corrosion Cracking.

MECANISMOS DE DAÑO
Amina
Amoníaco
Soda Cáustica
Carbonato
Cloruro
Ácido de Politionico
Fragilidad por Metal Liquido
Ácido Hidrofluórico
Corrosión por Fatiga

Fuente: API-581

Tabla 13. Mecanismos de Daño Inducidos por Hidrogeno.

MECANISMO DE DAÑO	TIPO DE DAÑO
Ampollamiento	Ampollamiento, agrietamiento subsuperficial, agrietamiento conectado a la superficie, cambios dimensionales.
Agrietamiento Inducido por Hidrogeno, incluyendo etapas de agrietamiento	Agrietamiento subsuperficial, agrietamiento conectado a la superficie.
Agrietamiento Inducido por Hidrogeno Orientado por Tensión	Formación de microfisuras y microvacíos, agrietamiento subsuperficial, agrietamiento conectado a la superficie.
Agrietamiento por Tensión por Sulfuro	Agrietamiento conectado a la superficie.
Agrietamiento por Tensión por Cianuro	Agrietamiento conectado a la superficie.
Hidruro	Agrietamiento subsuperficial, agrietamiento conectado a la superficie, cambios metalúrgicos.
Ataque por Hidrogeno	Formación de microfisuras y microvacíos, cambios metalúrgicos, agrietamiento.
Fragilización por Hidrogeno	Agrietamiento conectado a la superficie, cambios en las propiedades del material.

Fuente: API-581

Tabla 14. Mecanismos de Daño Mecánicos.

MECANISMO DE DAÑO	TIPO DE DAÑO
Erosión por Sólidos	Reducción
Erosión por Goteo	Reducción
Cavitación	Reducción
Desgaste por Deslizamiento	Reducción
Fatiga Térmica	Agrietamiento conectado a la superficie, agrietamiento subsuperficial
Fatiga por Corrosión	Agrietamiento conectado a la superficie.
Ruptura por Tensión y Deslizamiento	Agrietamiento conectado a la superficie.
Agrietamiento por Deslizamiento	Formación de microfisuras y microvacíos, agrietamiento subsuperficial, agrietamiento conectado a la superficie, cambios metalúrgicos, cambios dimensionales.
Sobrecarga	Cambios dimensionales, reducción
Fractura Frágil	Cambios metalúrgicos, cambios en las propiedades del material

Fuente: API-581

Tabla 15. Mecanismos de Daño Metalúrgicos y Ambientales.

MECANISMO DE DAÑO	TIPO DE DAÑO
Fusión Incipiente	Formación de microfisuras y microvacíos, agrietamiento subsuperficial, agrietamiento conectado a la superficie, cambios en las propiedades del material y cambios metalúrgicos.
Esferoidización y Grafitización	Formación de microfisuras y microvacíos, agrietamiento subsuperficial, agrietamiento conectado a la superficie, cambios en las propiedades del material y cambios metalúrgicos.
Endurecimiento	Cambios metalúrgicos y en las propiedades del material.
Fragilización de la Fase Sigma	Cambios metalúrgicos y en las propiedades del material.
Fragilización a 885°F	Cambios metalúrgicos y en las propiedades del material.
Fragilidad por Temple	Cambios metalúrgicos y en las propiedades del material.
Agrietamiento por Recalentamiento	Agrietamiento conectado a la superficie, cambios metalúrgicos y en las propiedades del material.
Fragilidad por Precipitación del Cloruro	Cambios metalúrgicos y en las propiedades del material.
Carburización	Cambios metalúrgicos y en las propiedades del material.
Descarburización	Cambios metalúrgicos y en las propiedades del material.
Polvo de Metal	Reducción.
Nitruración	Cambios metalúrgicos y en las propiedades del material.
Envejecimiento por Tensión	Cambios metalúrgicos y en las propiedades del material.
Ablandamiento por Sobre-envejecimiento	Cambios metalúrgicos y en las propiedades del material.
Fragilización debido a Envejecimiento por Alta Temperatura	Cambios metalúrgicos y en las propiedades del material.

Fuente: API-581

✓ Como Buscar el Daño

En ésta fase se seleccionan las técnicas de inspección según su capacidad de encontrar el tipo de daño; sin embargo, el mecanismo que causó el daño puede afectar la selección de la técnica de inspección.

La Tabla 16 muestra la eficiencia de las técnicas de inspección para cada tipo de daño nombrado en la Tabla 10. En la cual se da un rango de eficiencia para la combinación del tipo de daño y la inspección del daño.

✓ Cuando Mirar (o cuantas veces)

La frecuencia de inspección es determinada combinando los siguientes cuatro factores:

Tabla 16. Eficiencia de las Técnicas de Inspección para Varios Tipos de Daño.

TÉCNICA DE INSPECCIÓN	REDUCCIÓN	AGRIETAMIENTO CONECTADO A LA SUPERFICIE	AGRIETAMIENTO SUBSUPERFICIAL	FORMACIÓN DE MICROFISURAS Y MICROVACIOS	CAMBIOS METALÚRGICOS	CAMBIOS DIMENSIONALES	AMPOLLAMIENTO
Inspección Visual	1-3	2-3	X	X	X	1-3	1-3
Haz Recto Ultrasónico	1-3	3-X	3-X	2-3	X	X	1-2
Honda Cortante Ultrasónica	X	1-2	1-2	2-3	X	X	X
Partículas Magnéticas Fluorescentes	X	1-2	3-X	X	X	X	X
Líquidos Penetrantes	X	1-3	X	X	X	X	X
Emisión Acústica	X	1-3	1-3	3-X	X	X	3-X
Corriente de Eddy	1-2	1-2	1-2	3-X	X	X	X
Salida de Flujo	1-2	X	X	X	X	X	X
Radiografía	1-3	3-X	3-X	X	X	1-2	X
Medidas Dimensionales	1-3	X	X	X	X	1-2	X
Metalografía	X	2-X	2-3	2-3	1-2	X	X
1 = Altamente Eficaz 2 = Moderadamente Eficaz 3 = Posiblemente Eficaz X = No Usado Normalmente							

Fuente: API-581

- Mecanismo de daño y tipo resultante de daño (grietas, adelgazamiento, etc.).
- Velocidad de progresión del daño.
- Tolerancia del equipo al tipo de daño.
- Probabilidad de detectar el daño y de predecir los estados futuros del daño con técnicas de inspección.

La frecuencia se define como la fracción de vida restante del equipo, la cual se expresa matemáticamente como:

$$Vida\ Remanente\ (años) = \frac{Tolerancia\ al\ Daño\ (unidades)}{Velocidad\ del\ Daño\ (unidades/años)} \quad (13)$$

2.1.5 Resultados de la inspección

Los resultados de la inspección, como por ejemplo: mecanismos de deterioro, velocidad de deterioro y tolerancia del equipo a los tipos de deterioro, se deben utilizar como variables en la evaluación de la vida remanente y planes de inspección futuros. Los resultados se pueden también utilizar para comparar o validar los modelos que se pudieron haber utilizado para la determinación de la probabilidad de falla.

Tras la realización de la inspección, acciones posteriores a ésta, se hacen necesarias para mitigar aquellos riesgos que no pudieron ser tratados adecuadamente por el plan de inspección. Dentro de las acciones requeridas, posteriores a la inspección, incluyen pero no se limitan a:

- Reemplazo y reparación de equipos.
- Evaluación de fallas por actitud para el Servicio (Fitness for Service).
- Rediseño, y modificación del equipo.

- Modificación del proceso.

☑ **Reemplazo y reparación de equipos:** Cuando el deterioro del equipo ha alcanzado un punto en que el riesgo de falla no se puede manejar a un nivel aceptable, el reemplazo/reparación es a menudo la única manera de atenuar el riesgo.

☑ **Actitud para el Servicio:** La inspección puede identificar defectos en el equipo. Una valoración de Aptitud para el Servicio (API RP 579) puede ser realizada para determinar si el equipo puede continuar funcionando con seguridad, bajo qué condiciones y por cuánto tiempo. Un análisis de Actitud para el Servicio puede también ser realizado para determinar qué tamaños de defectos, que se encuentren en inspecciones futuras, requerirían la reparación o el reemplazo del equipo.

☑ **Rediseño y modificación del equipo:** La modificación y el reajuste del equipo pueden proporcionar la mitigación de probabilidad de la falla. Los ejemplos incluyen:

- Cambio de metalurgia.
- Adición de guarniciones y capas protectoras.
- Retiro de deadlegs (Sección de tubería que se utiliza solamente en servicio intermitente como arranques o paradas).
- Aumento de la corrosión permitida (Corrosion Allowance).
- Cambios físicos que ayudarán a controlar/reducir al mínimo el deterioro.
- Mejoras del aislamiento.
- Cambios de diseño del punto de inyección.

☑ **Modificación del proceso:** La mitigación de la fuente primaria de consecuencia puede ser alcanzada cambiando el proceso hacia condiciones menos peligrosas. Ejemplos:

- Reducir la temperatura por debajo del punto de ebullición a presión atmosférica para reducir el tamaño de la nube.
- Substituir por un material menos peligroso (ejemplo: un solvente de destello alto por un solvente de destello bajo).
- Usar un proceso continuo en lugar de una operación variable.
- Diluir las sustancias peligrosas.

2.1.6 Nueva Valoración

RBI es una herramienta dinámica que puede proporcionar evaluaciones de riesgo actuales y futuras proyecciones. Sin embargo, estas evaluaciones se basan en datos y conocimientos a la hora de la valoración del RBI. Según va pasando el tiempo, los cambios son inevitables y los resultados de la valoración de RBI deben ser actualizados.

Es importante mantener y actualizar un proceso de RBI para asegurar la información de la inspección más reciente, proceso, y la información de mantenimiento. Los resultados de inspecciones, los cambios en las condiciones del proceso y la puesta en marcha de las prácticas de mantenimiento, pueden tener efectos significativos en el nivel de riesgo, requiriendo la necesidad de realizar una nueva valoración.

3. CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA DE TUBERÍA

La caracterización del sistema de tubería de la unidad de Generación de Hidrogeno se realizara con el fin de conocer y comprender los fundamentos del proceso, descripción del flujo, los mecanismos de daño que lo afectan, los criterios de clasificación, los distintos componentes que lo constituyen, etc., de esta forma la caracterización del sistema se realizó teniendo en cuenta la siguiente información:

- Proceso de generación de hidrogeno.
- RBI.
- Histórico de espesores.
- Histórico de recomendaciones.
- Isométricos.
- Line List.
- P&ID's.

Con el análisis de toda esta información se concretó la caracterización del sistema de tubería de la unidad. Esta caracterización se hizo teniendo en cuenta que se pudiera acceder a la información de manera ágil y detallada para obtener una verificación mucho más rápida, de tal forma se crearon una serie de archivos en copia magnética, ya que toda esta información se encuentra en copia dura y desorganizada.

Los archivos creados fueron los siguientes:

- ✓ Descripción y listado de líneas.
- ✓ Histórico de espesores.
- ✓ Descripción de los lazos de corrosión.

- ✓ Actualización de los isométricos.

Estos archivos contienen toda la información que se encuentra en los originales en copia dura, pero reunida de manera más eficaz y concisa.

3.1 DESCRIPCIÓN DEL FLUJO¹⁵

A continuación se explicara las diferentes etapas involucradas en el proceso de generación de hidrogeno que se lleva a cabo en la unidad, haciendo una descripción del flujo, a través de los diferentes equipos que componen la unidad y el cual se muestra en la Figura 26.

3.1.1 Carga

La carga a la unidad es gas natural de Payoa. Inicialmente pasa por la unidad de turboexpander, en donde se separa el etano más pesado, y llega a los límites de la unidad a una presión de 350 psig y 100°F de temperatura.

Entra a la unidad regulada por el controlador registrador de flujo FRC-11501. La presión en el tambor separador D-1154, se mantiene mediante el PRC-11501. Pasa luego a uno de los dos tambores D-1151 A/B, llenos con carbón activado, donde se le eliminan al gas las trazas de azufre que contiene.

3.1.2 Reformado con vapor

El gas, prácticamente libre de azufre, es precalentado a 600°F intercambiando calor con el efluente del metanizador en el intercambiador E-1154 y mezclado luego con vapor de 400 lbs, producido en el horno de

¹⁵ Unidad de Generación de Hidrogeno, Manual de Operaciones. Ecopetrol S.A.

reformado en una relación molar de 5 moles de vapor por una mol de gas. El vapor es controlado por el FRC-11506. Un relé indica la relación vapor/gas.

La mezcla vapor/gas al entrar al horno se calienta primero en el serpentín precalentador y pasa luego a través del catalizador colocado en los tubos verticales de la sección radiante del horno de reformado H-1151.

La temperatura de salida es de 1522 °F, controlada por la TRC-11503 el cual a su vez ajusta el PRC-11503 del gas combustible.

El PIC-11501 en la línea de gas combustible al horno mantiene siempre una presión mínima en el gas.

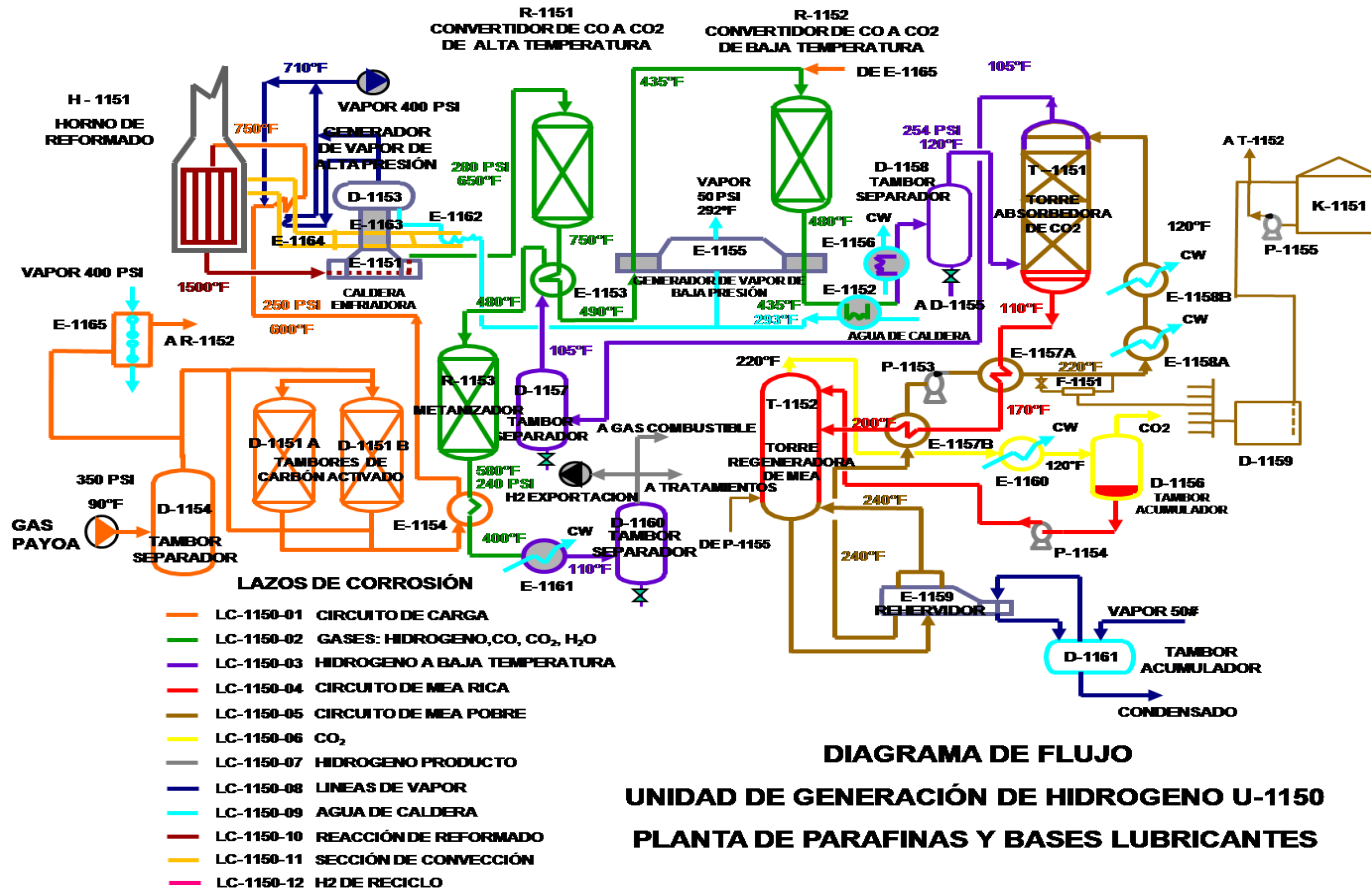
El calor contenido en los gases calientes de combustión que dejan la sección radiante del horno se utiliza para precalentar la mezcla de vapor y gas para recalentar el vapor producido, para producir vapor en el generador E-1151 y para precalentar el agua de calderas.

El agua de calderas, disponible en el límite de la unidad a 220 °F, se precalienta primero a 293 °F en el E-1152 con el efluente del convertidor de baja temperatura y luego en la sección de convención del horno; luego entra al tambor de vapor D-1153 bajo control de nivel (LIC-11509) ó control de flujo de vapor a través del selector de alta señal DC-11502. El agua de caldera se circula a la caldera enfriadora por diferencial de nivel.

El vapor producido es recalentado en la sección de convención del horno; parte del vapor se exporta y parte alimenta el reformador.

La presión en la cámara de combustión la regula el PRC-11504 el cual ajusta la posición de las persianas a la descarga del ventilador de gases.

Figura 26. Diagrama de Flujo Unidad de Generación de Hidrogeno



(Coordinación de Inspección e Integridad de Equipos, Ecopetrol S.A.)

3.1.3 Convertidor de alta temperatura

Los gases que dejan la caldera enfriadora E-1151, bajo control del TRC-11505, a 280 psig y 700 °F entran al convertidor R-1151 donde una gran parte del CO es convertida a CO₂. Como la reacción es exotérmica, los gases se calientan y llevan la temperatura de salida a 793 °F. Se ha provisto el registrador de temperatura TR-11502-1 para seguir el curso de esta temperatura.

3.1.4 Convertidor de baja temperatura

El efluente del convertidor R-1151 primero precalienta la carga al metanizador en el E-1153 y luego suministra calor adicional en la caldera enfriadora E-1155. Enfriado a 420 °F, entra al convertidor de baja temperatura E-1152. El controlador de temperatura TRC-11502 regula la temperatura de entrada al convertidor R-1152, en donde el contenido de CO se reduce a 0.3% por volumen.

El efluente a 474 °F se debe enfriar antes de pasar a la absorción del CO₂ con MEA. Este enfriamiento se efectúa en tres etapas sucesivas:

- a) a 315 °F en la caldera enfriadora E-1155.
- b) a 293 °F precalentando agua de calderas en E-1152.
- c) a 120 °F en el enfriador E-1156 con agua industrial.

A la salida del último enfriador la corriente entra al separador de condensado D-1158; el condensado separado, bajo control de nivel va al descarbonizador D-1155; el gas frío pasa a tratamiento con MEA.

La caldera enfriadora del efluente del convertidor E-1155, recobra calor del efluente de los convertidores R-1151 y R-1152, produce vapor a 292 °F y 50 psig que se utiliza en el rehervidor del generador de MEA. El agua de caldera se alimenta bajo control de nivel después de precalentarse en el E-1152 con el efluente del E-1155.

3.1.5 Eliminación de CO₂

El CO₂ producto del reformado con vapor y en las reacciones de conversión se elimina del gas mediante absorción de MEA en la T-1151.

Una vez que ha sido purificado, deja la cima de la torre y pasa al tambor separador D-1157 donde la MEA residual se elimina del gas y este pasa a metanización.

La solución de MEA rica se remueve del fondo de la torre absorbidora a 139 °F. Después de calentarse a 200 °F en el E-1157 A/B por la solución pobre, alimentando la regeneradora de MEA T-1152 bajo control de flujo FRC-11503.

La solución pobre entra al fondo de la torre y entra al rehervidor E-1159 alimentando con vapor de 50 psig controlado por el FRC-11505.

Después de ser enfriado en el casco del E-1157 B, la solución envía con la bomba P-1153 a la absorbidora pasando por el enfriador E-1157 A.

Antes de entrar a la torre una parte de la MEA pasa por el filtro F-1151 (10% del flujo total) para removerle complejos de sales feroz insolubles, se enfría mas en el E-1158 A/B, y entra bajo control de flujo FRC-11504 ajustado por el control de nivel del rehervidor, a la T-1151.

El CO₂ absorbido, despojado de MEA en la regeneradora T-1152 se remueve de la cima de la torre junto con el vapor y se enfría en el condensador E-1160. El agua condensada se acumula en el D-1156 y se bombea de nuevo a la torre como reflujo de cima. El flujo se controla por el nivel del tambor. Se ha provisto una adición de condensado del tambor D-1158.

La solución de MEA en agua de 15% en peso se prepara en el tambor D-1159 de donde se pasa ya sea directamente al sistema ó al TK-1151.

3.1.6 Metanización

El gas rico en hidrogeno que viene del tambor separador D-1157 se purifica de las trazas de CO y CO₂ por metanización.

Después de precalentarse a 600 °F en el E-1153, entra al metanizador R-1153 bajo control de temperatura.

La mezcla gaseosa con 95% de hidrogeno, deja el metanizador a 650 °F y 240 psig, intercambia calor con el gas natural en el E-1154 y finalmente se enfría con agua en el E-1161 a 120 °F.

El condensado que se forma se separa en el D-1160 y se descarga a la alcantarilla mediante drenaje manual.

3.2 ISOMÉTRICOS

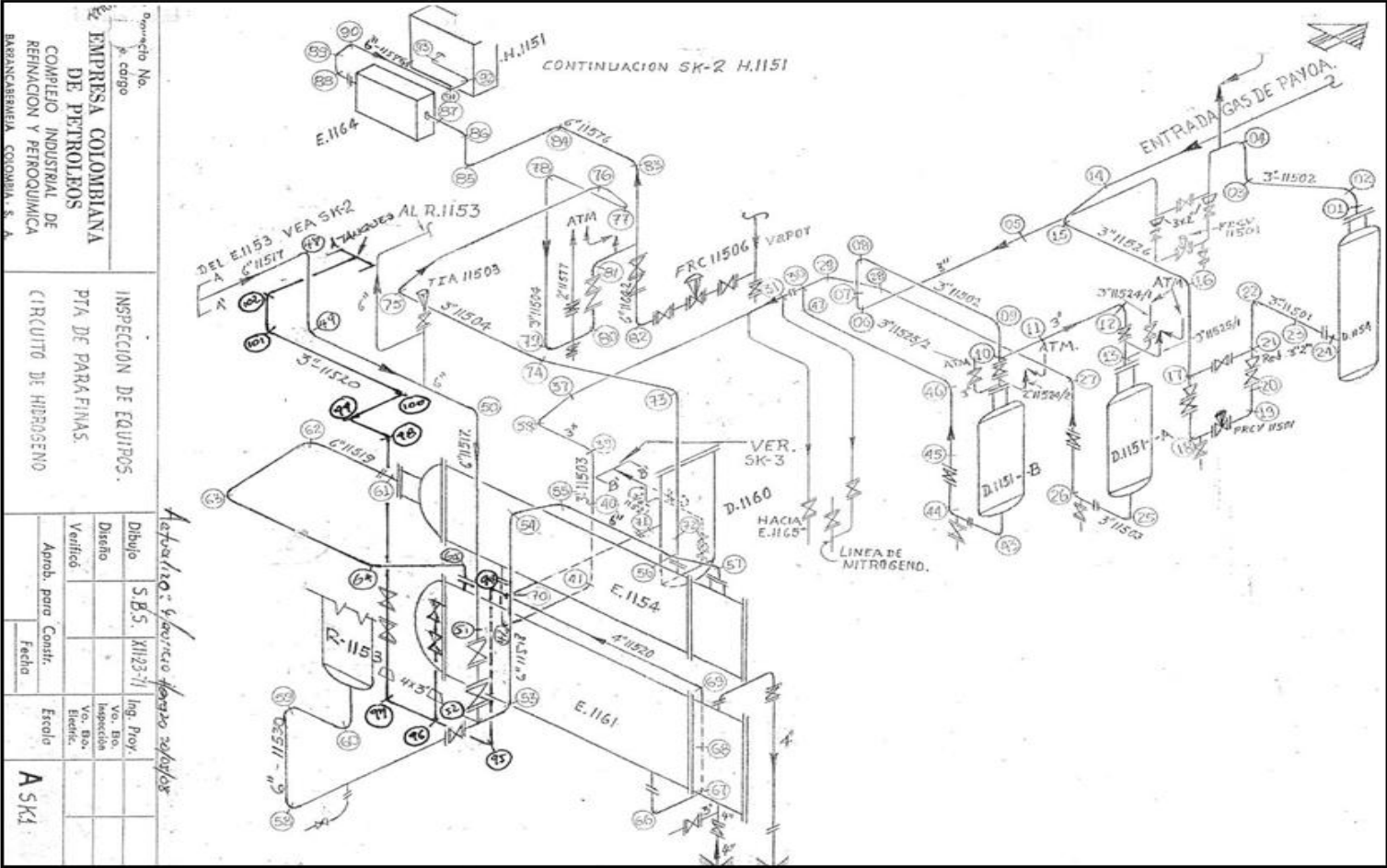
La actualización de los isométricos consistió en la verificación de que la información contenida en estos fuera real, para esto se constató que la información contenida en los isométricos fuera la misma encontrada en los P&ID's.

También se analizó la información encontrada en el histórico de espesores, ya que en estos se hacían anotaciones de algunos cambios encontrados en campo durante las inspecciones, y por último se confirmó el trazado que estos tienen con el trazado real de la tubería. De esta forma se cambiaron algunos datos y trazados que no correspondían con la realidad encontrada tanto en P&ID's como en campo.

Los isométricos pertenecientes a la unidad, se encuentran Distribuidos de la siguiente manera.

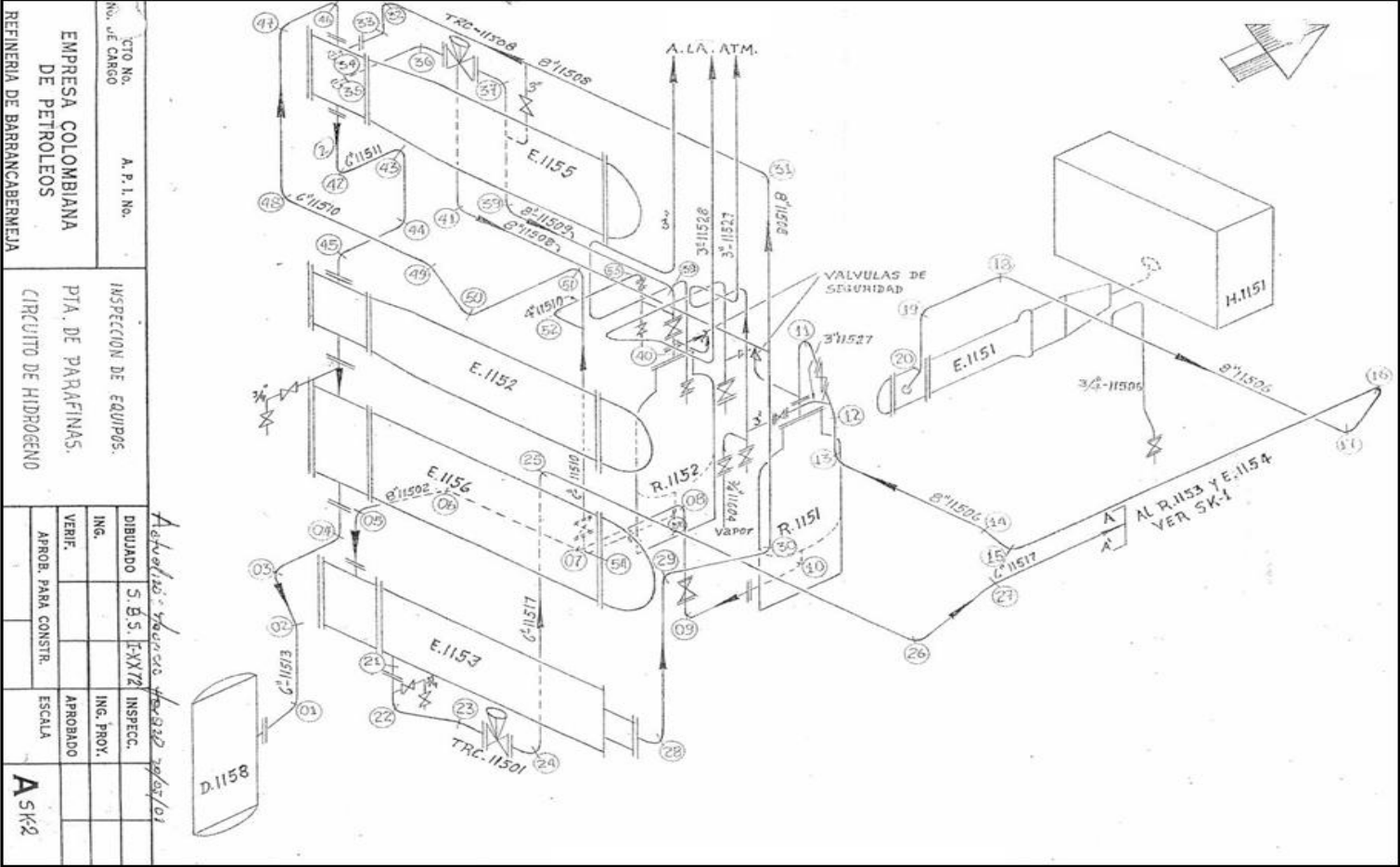
- Isométrico 1, SK-1, (Figura 27).
- Isométrico 2, SK-2, (Figura 28).
- Isométrico 3, SK-3, (Figura 29).
- Isométrico 4, SK-4, (Figura 30).
- Isométrico 5, SK-5, (Figura 31).
- Isométrico 6, SK-6, (Figura 32).
- Isométrico 7, SK-7, (Figura 33).
- Isométrico 8, SK-8, (Figura 34).
- Isométrico 9, SK-9, (Figura 35).
- Isométrico 10, SK-10, (Figura 36).
- Isométrico MEA, SK-MEA, (Figura 37).

Figura 27. Isométrico 1.



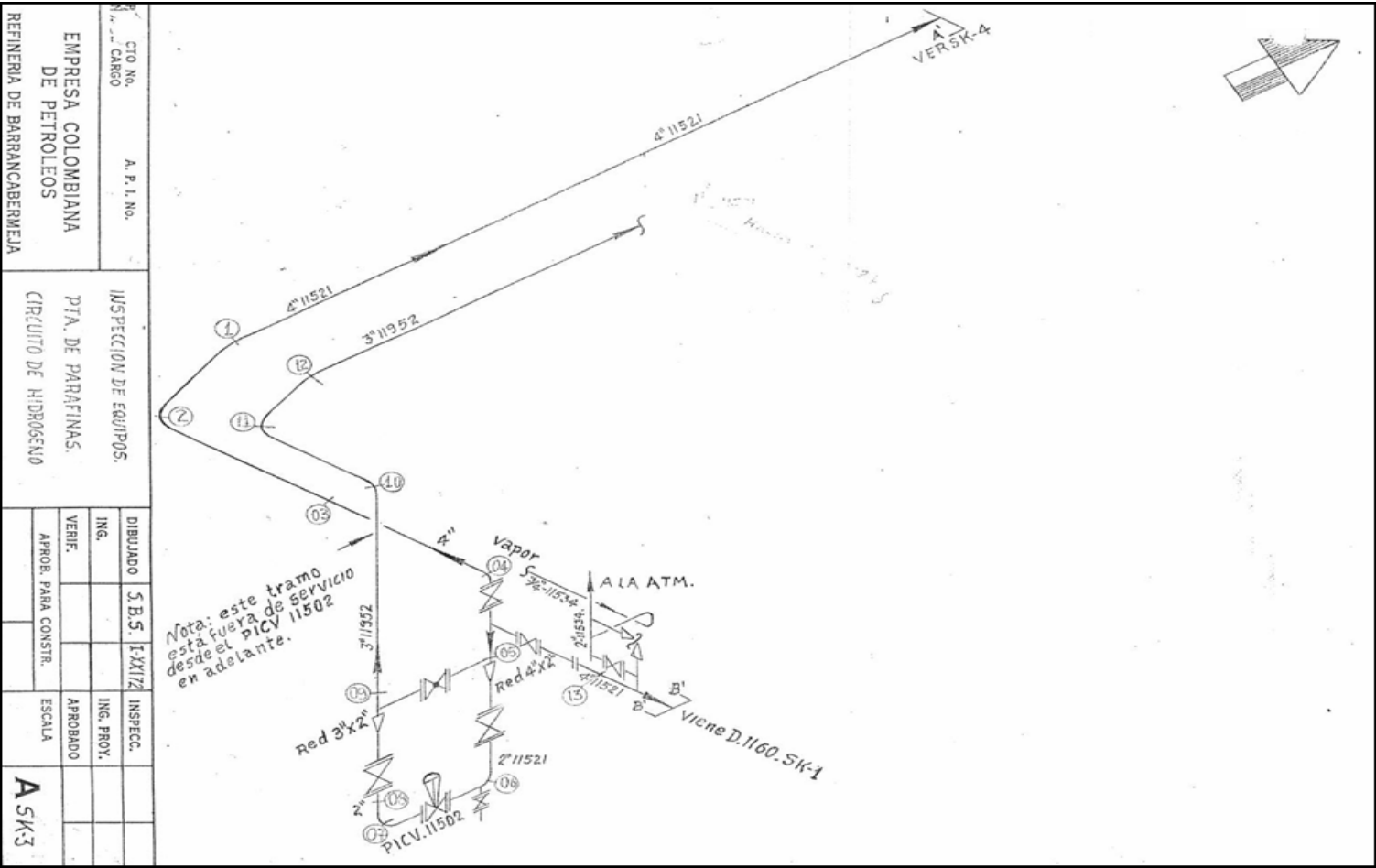
(Coordinación de Inspección e Integridad de Equipos, Ecopetrol S.A.)

Figura 28. Isométrico 2.



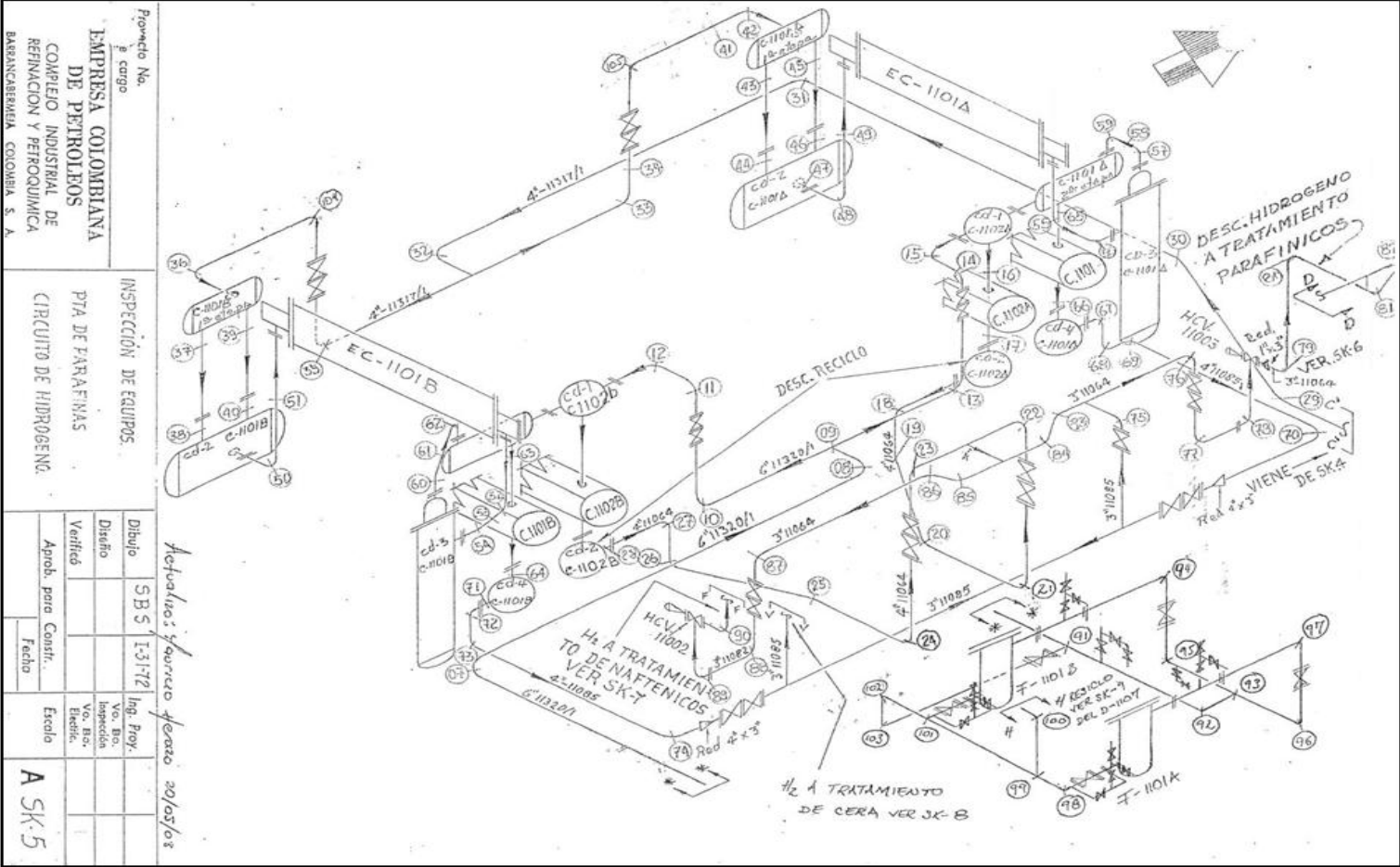
(Coordinación de Inspección e Integridad de Equipos, Ecopetrol S.A.)

Figura 29. Isométrico 3.



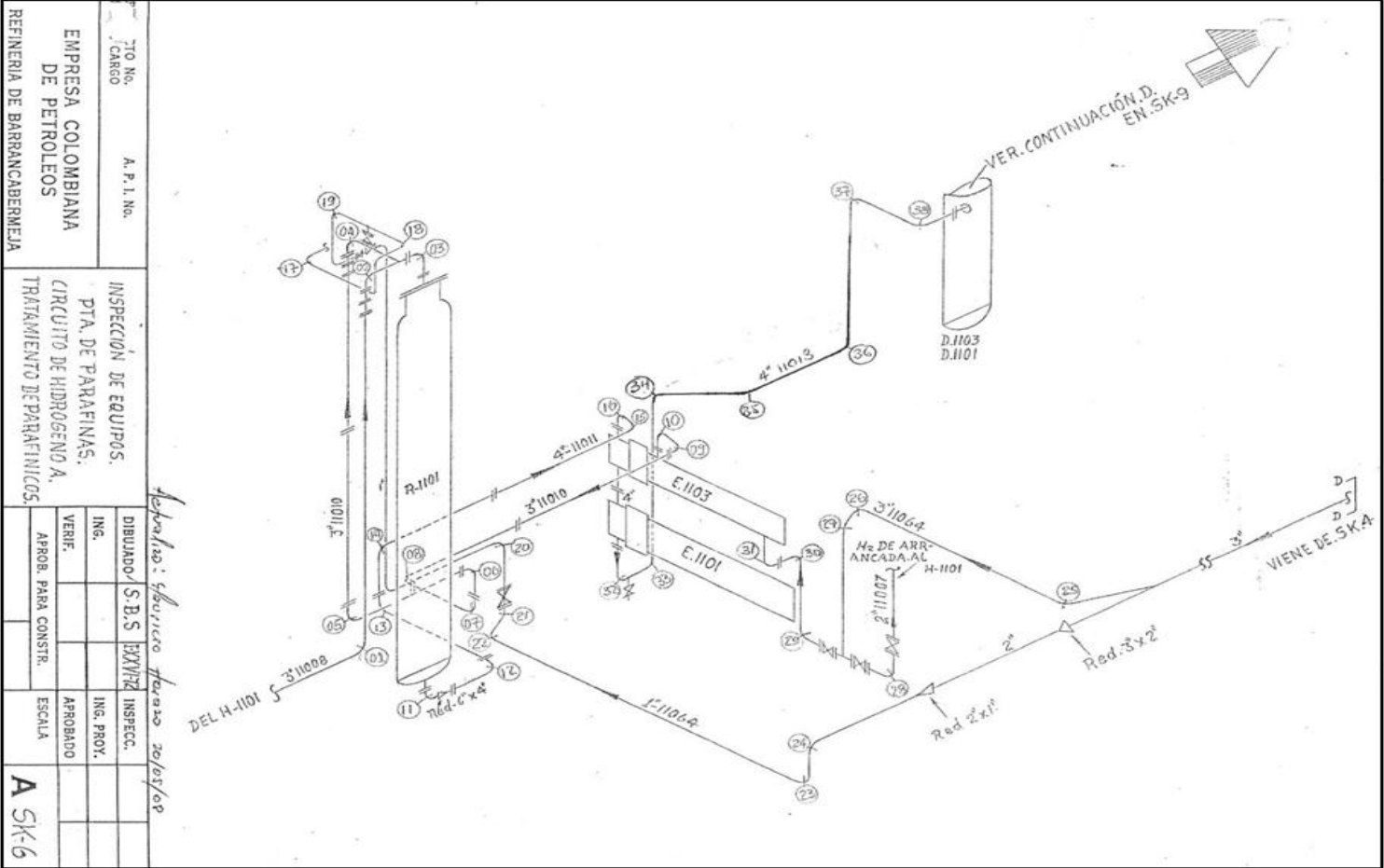
(Coordinación de Inspección e Integridad de Equipos, Ecopetrol S.A.)

Figura 31. Isométrico 5.



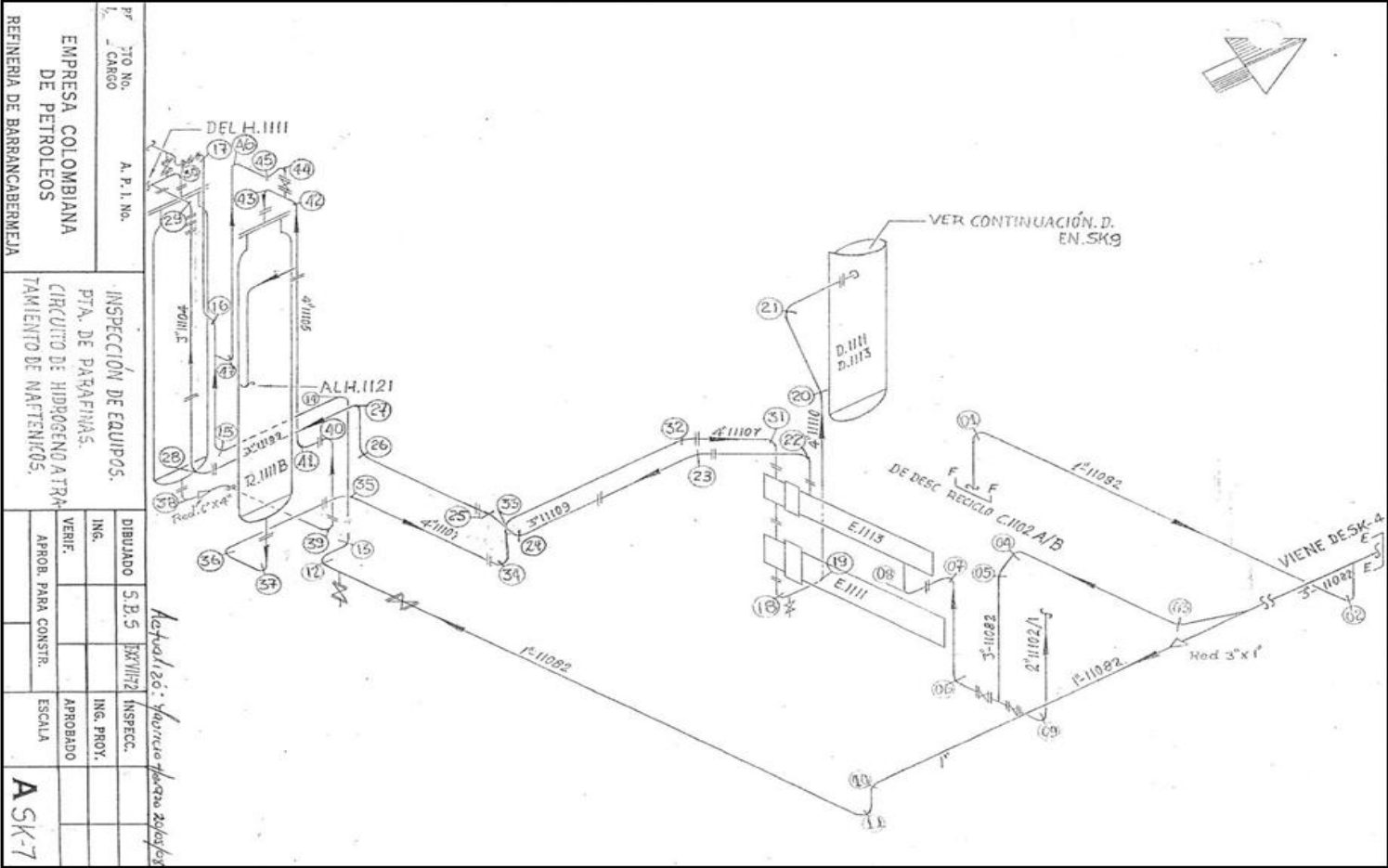
(Coordinación de Inspección e Integridad de Equipos, Ecopetrol S.A.)

Figura 32. Isométrico 6.



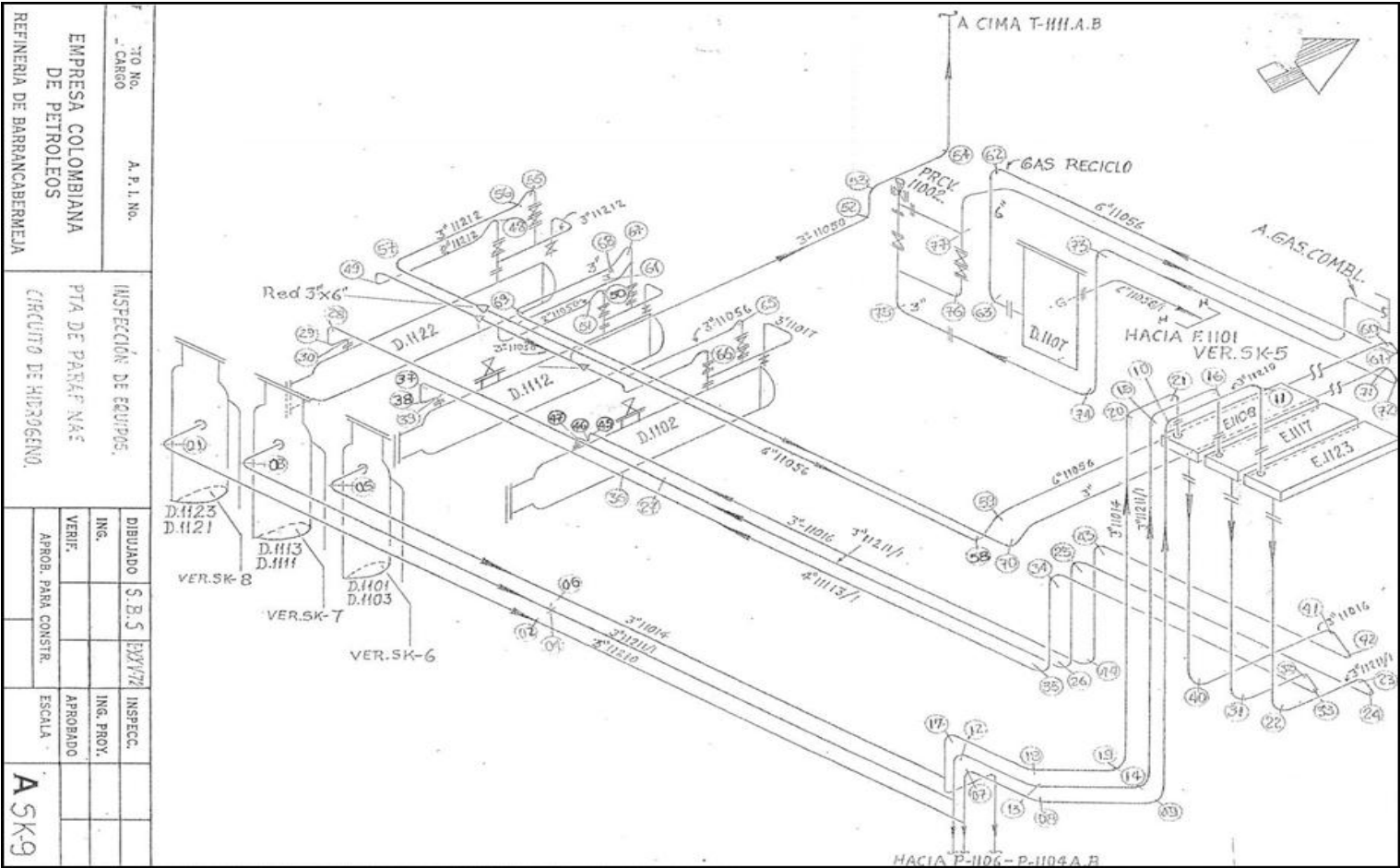
(Coordinación de Inspección e Integridad de Equipos, Ecopetrol S.A.)

Figura 33. Isométrico 7.



(Coordinación de Inspección e Integridad de Equipos, Ecopetrol S.A.)

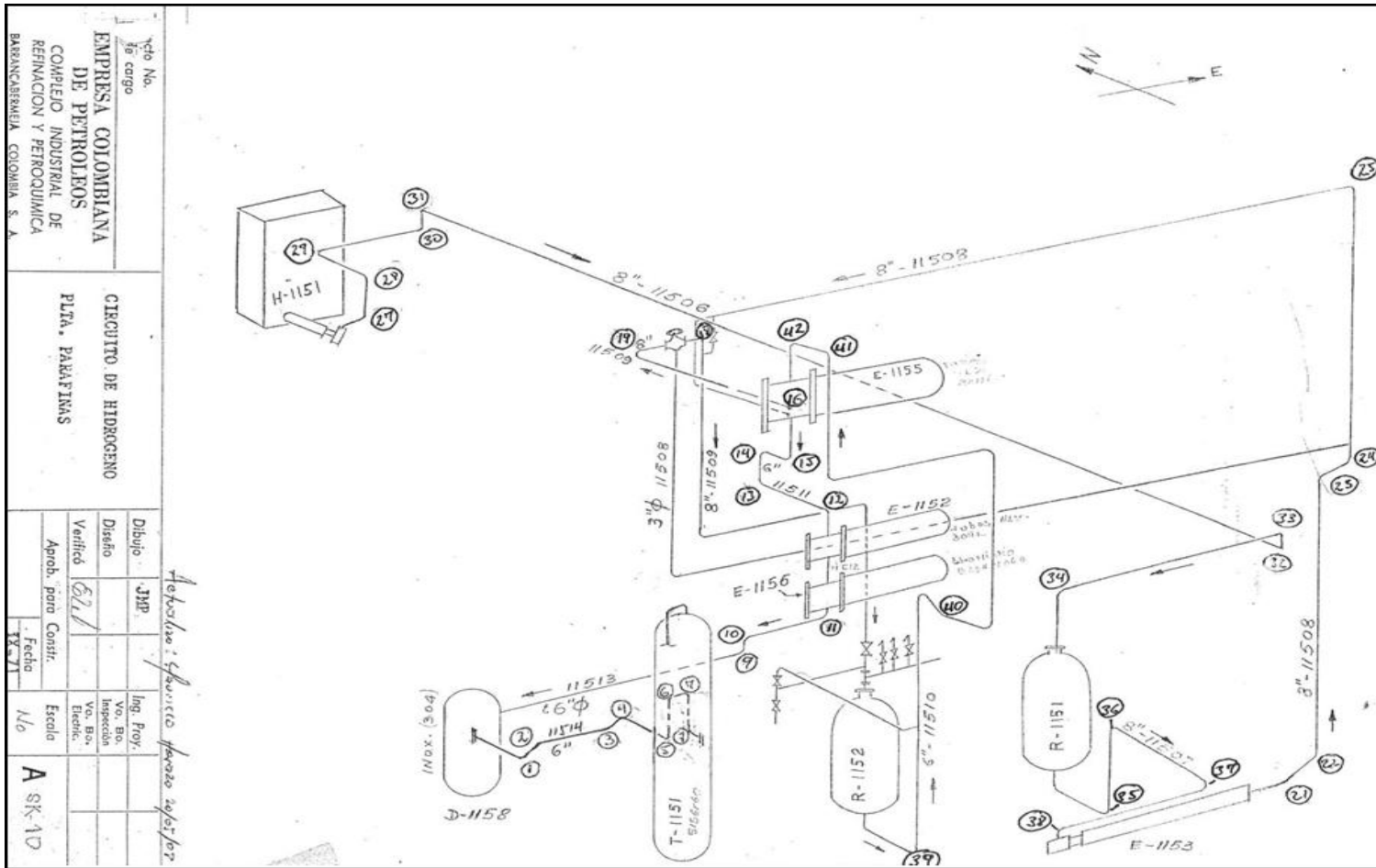
Figura 35. Isométrico 9.



(Coordinación de Inspección e Integridad de Equipos, Ecopetrol S.A.)

REFINERÍA DE BARANCABERMEJA	TIT. No.	A. P. I. No.	INSPECCIÓN DE EQUIPOS.	
	CARGO		PTA DE PARAF NAE	
EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS	CIRCUITO DE HIDROGENO			
	DIBUJADO		S. E. S	EXY/172
VERIF.		ING. PROY.	ING. PROY.	INSPECC.
APROB. PARA CONSTR.		ESCALA	APROBADO	
A SK-9				

Figura 36. Isométrico 10.



(Coordinación de Inspección e Integridad de Equipos, Ecopetrol S.A.)

3.3 DESCRIPCIÓN Y LISTADO DE LÍNEAS

Para poder caracterizar las diferentes líneas que conforman la unidad se hizo necesario la recolección de la información descrita en los isométricos, P&ID's y Line List de la unidad, extrayendo de ellos la siguiente información:

- ✓ **Nombre de la línea:** Nombre de la línea como aparece descrita en el line list (11510, 11520, etc.).
- ✓ **Isométrico al que pertenece:** Isométrico al cual está asociada la línea (Sk-1, Sk-2, etc.).
- ✓ **Servicio:** Describe principalmente el fluido que transporta (H₂ Producto, Vapor, etc.), el cual se puede asociar a un lazo de corrosión (LC-1150-01, LC-1150.02, etc.).
- ✓ **Condiciones de diseño:** Describe las condiciones de presión (psig) y temperatura (°F) bajo las cuales fue diseñada la línea.
- ✓ **Material:** Especifica el material de construcción de la línea, (Acero al carbono, Acero inoxidable, etc.).
- ✓ **Rating:** es la relación Presión-Temperatura (125, 150, 250, 300, 600, 900, 1500 lbs.), viene acompañado de las siglas FF, RF ó RTJ, las cuales se refieren a los tipos de cara de junta de la brida que se acopla.
- ✓ **Clase:** Se refiere al tipo de material y al tipo de servicio.
- ✓ **Diámetro:** Especifica el diámetro nominal de la tubería.
- ✓ **Corrosion Allowance (CA):** Especifica la corrosión permitida que puede tener la línea.
- ✓ **Espesor original:** Especifica el espesor original de la pared de la tubería. Este espesor se asume como el espesor que se encuentra en las tablas estándar de espesores de tubería según el diámetro nominal de la misma.

- ✓ **Espesor de retiro:** El espesor de retiro se especifica como el espesor en el cual se debe cambiar la tubería, este espesor se obtiene después de restarle al espesor original, el corrosion allowance.

Para esto se verifico que los nombres de las líneas que se encontraban en los isométricos, correspondían a los nombres especificados en los P&ID's, y se procedía a verificar en el line list la información particular de cada línea. Plasmando esta información en la Tabla 17, la cual muestra los datos anteriormente mencionados, individualmente para todas las líneas de proceso que conforman la unidad.

Tabla 17. Descripción y Listado de Líneas

LÍNEA	SK	SERVICIO	DISEÑO		MATERIAL	RATING	CLASE	DIÁMETRO (in)	SCHEDULE	CA (in)	E. ORIGINAL (in)	E. RETIRO (in)
			P (psi)	T (°F)								
3"-11502	1	CIRCUITO DE CARGA U-1150	375	100	CS	300 RF	A01	3	40	0.0625	0.216	0.154
3"-11526	1	CIRCUITO DE CARGA U-1151	375	100	CS	300 RF	A01	3	40	0.0625	0.216	0.154
3"-11501	1	CIRCUITO DE CARGA U-1152	375	100	CS	300 RF	A01	3	40	0.0625	0.216	0.154
3"-11503	1	CIRCUITO DE CARGA U-1153	360	100	CS	300 RF	A01	3	40	0.0625	0.216	0.154
6"-11517	1	GASES: HIDROGENO, CO, CO2, H2O	360	660	CS	300 RF	B03	6	40	0.0625	0.280	0.218
6"-11518	1	GASES: HIDROGENO, CO, CO2, H2O	360	683	CS	300 RF	B03	6	40	0.0625	0.280	0.218
6"-11530	1	GASES: HIDROGENO, CO, CO2, H2O	15	660	CS	150 RF	A01	6	40	0.0625	0.280	0.218
6"-11519	1	GASES: HIDROGENO, CO, CO2, H2O	360	485	CS	300 RF	A03	6	40	0.0625	0.280	0.218
4"-11520	1	LÍNEA DE VAPOR	360	120	CS	300 RF	A03	4	80	0.0625	0.337	0.275
3"-11520	1	LÍNEA DE VAPOR	360	120	CS	300 RF	A03	3	80	0.0625	0.300	0.238
3"-11504	1	CIRCUITO DE CARGA U-1153	360	600	CS	300 RF	A01	3	40	0.0625	0.216	0.154
6"-11642	1	VAPOR DE ALTA PRESIÓN 400#	465	730	CS	600 RF	A02	6	40	0.0625	0.280	0.218
6"-11576/1	1	CIRCUITO DE CARGA U-1153	360	700	CS	300 RF	A01	6	40	0.0625	0.280	0.218
3"-11525/2	1	DESCARGA A LA ATMOSFERA	15	160	CS	150 RF	A01	3	40	0.0625	0.216	0.154
3"-11524/1	1	DESCARGA A LA ATMOSFERA	15	100	CS	150 RF	A01	3	40	0.0625	0.216	0.154
2"-11524/2	1	DESCARGA A LA ATMOSFERA	15	100	CS	150 RF	A01	2	40	0.0625	0.154	0.092
2"-11577	1	DESCARGA A LA ATMOSFERA	15	700	CS	150 RF	A01	2	40	0.0625	0.154	0.092
6"-11513	2	LÍNEA DE VAPOR	360	120	SS	300 RF	D21	6	10S	0	0.134	0.134
8"-11502	2	GASES: HIDROGENO, CO, CO2, H2O	375	100	CS	300 RF	A01	8	20	0.0625	0.250	0.188
8"-11506	2	GASES: HIDROGENO, CO, CO2, H2O	360	700	C-MO	300 RF	B03	8	20	0.0625	0.250	0.188
3/4"-11506	2	GASES: HIDROGENO, CO, CO2, H2O	360	700	C-MO	300RF	B03	0.75	80	0.0625	0.154	0.092
3"-11527	2	DESCARGA A LA ATMOSFERA	15	400	CS	150 RF	39	3	40	0.0625	0.216	0.154
8"-11508	2	GASES: HIDROGENO, CO, CO2, H2O	360	582	C-MO	300 RF	B03	8	20	0.0625	0.250	0.188
8"-11509	2	GASES: HIDROGENO, CO, CO2, H2O	360	450	CS	300 RF	A03	8	20	0.0625	0.250	0.188
6"-11511	2	GASES: HIDROGENO, CO, CO2, H2O	360	315	SS	300 RF	D21	6	10S	0	0.134	0.134
6"-11510	2	GASES: HIDROGENO, CO, CO2, H2O	360	473	CS	300 RF	A03	6	40	0.0625	0.280	0.218
4"-11510	2	GASES: HIDROGENO, CO, CO2, H2O	360	473	CS	300 RF	A03	4	40	0.0625	0.237	0.175
3"-11527	2	DESCARGA A LA ATMOSFERA	15	400	CS	150 RF	A01	3	40	0.0625	0.216	0.154
3"-11528	2	DESCARGA A LA ATMOSFERA	15	470	CS	150 RF	A01	3	40	0.0625	0.216	0.154
3/4"-11604	2	VAPOR	75	400	CS	150 RF	A02	0.75	80	0.0625	0.113	0.051
4"-11521	3	H2 PRODUCTO	360	120	CS	300 RF	A03	4	80	0.125	0.337	0.212
2"-11521	3	H2 PRODUCTO	360	120	CS	300 RF	A03	2	80	0.125	0.218	0.093
3"-11952	3	H2 PRODUCTO	75	120	CS	150RF	A03	3	80	0.125	0.300	0.175
2"-11534	3	H2 PRODUCTO	15	400	CS	150 RF	A01	2	40	0.0625	0.154	0.092
3/4"-11534	3	H2 PRODUCTO	15	400	CS	150 RF	A01	0.75	80	0.0625	0.154	0.092
4"-11317/1	4	H2 PRODUCTO	280	120	CS	300 RF	A03	4	80	0.125	0.337	0.212

Tabla 17. Descripción y Listado de Líneas (Continuación).

LÍNEA	SK	SERVICIO	DISEÑO		MATERIAL	RATING	CLASE	DIÁMETRO (in)	SCHEDULE	CA (in)	E. ORIGINAL (in)	E. RETIRO (in)
			P (psi)	T (°F)								
4"-11084	4	H2 PRODUCTO	280	120	CS	300 RF	A03	4	80	0.125	0.337	0.212
3"-11064	4	H2 DE RECICLO	1892	200	CS	900 RJ	A31	3	160	0.125	0.438	0.313
2"-11064	4	H2 DE RECICLO	1892	208	CS	900 RJ	A31	2	160	0.125	0.343	0.218
3"-11521	4	H2 PRODUCTO	360	120	CS	300 RF	A03	3	80	0.125	0.300	0.175
3"-11083	4	H2 PRODUCTO	280	120	CS	300 RF	A03	3	80	0.125	0.300	0.175
2"-11083	4	H2 PRODUCTO	280	120	CS	300 RF	A03	2	80	0.125	0.218	0.093
2"-11343	4	H2 PRODUCTO	280	120	CS	300 RF	A03	2	40	0.0625	0.154	0.092
2"-11082	4	H2 PRODUCTO	1892	200	CS	900 RJ	A03	2	160	0.125	0.343	0.218
2"-11309	4	A LA ATMOSFERA	15	160	CS	150 RF	A03	2	80	0.125	0.218	0.093
1"-11310	4	A LA ATMOSFERA	75	400	CS	150 RF	A02	1	40	0.0625	0.133	0.071
6"-11058/1	5	H2 DE RECICLO	1700	175	CS	900 RJ	A03	6	120	0.125	0.562	0.437
6"-11320/1	5	H2 DE RECICLO	1700	175	CS	900 RJ	A03	6	120	0.125	0.562	0.437
3"-11317/1	5	H2 PRODUCTO	280	120	CS	900 RJ	A03	3	160	0.125	0.438	0.313
4"-11064	5	H2 DE RECICLO	1892	200	CS	900 RJ	A03	4	120	0.125	0.438	0.313
3"-11085	5	H2 DE RECICLO	1892	320	CS	900 RJ	A03	3	160	0.125	0.438	0.313
4"-11085	5	H2 DE RECICLO	1892	320	CS	900 RJ	A03	4	120	0.125	0.438	0.313
3"-11082	5	H2 DE RECICLO	1892	200	CS	900 RJ	A03	3	160	0.125	0.438	0.313
3"-11008	6	CARGA U-1100	1850	700	9CR-1MO	1500 RJ	OOO	3	160	0.125	0.438	0.313
3"-11010	6	H2 PRODUCTO	1820	580	5CR-AL	1500 RJ	OOO	3	160	0.125	0.438	0.313
4"-11011	6	MEZCLA H2 - CARGA U-1100	1800	685	5CR-AL	1500 RJ	OOO	4	160	0.125	0.531	0.406
6"-11011	6	MEZCLA H2 - CARGA U-1100	1800	685	5CR-AL	1500 RJ	OOO	6	160	0.125	0.718	0.593
1"-11064	6	MEZCLA H2 - CARGA U-1100	1892	200	CS	900 RJ	A03	1	160	0.125	0.250	0.125
2"-11064	6	H2 DE ARRANCADA, AL H-1101	1900	410	CS	900 RJ	A01	2	160	0.125	0.343	0.218
2"-11007	6	H2 DE ARRANCADA, AL H-1101	1900	410	CS	900 RJ	A01	2	160	0.125	0.343	0.218
4"-11013	6	MEZCLA H2 - CARGA U-1100	1800	600	C-0.5MO	1500 RJ	B03	4	160	0.125	0.531	0.406
1"-11082	7	MEZCLA H2 - CARGA U-1110	1892	200	CS	900 RJ	A03	1	160	0.125	0.250	0.125
2"-11102/1	7	MEZCLA H2 - CARGA U-1110	1930	535	CS	1500 RJ	A01	2	160	0.125	0.343	0.218
4"-11110	7	MEZCLA H2 - CARGA U-1110	1800	550	C-0.5MO	1500 RJ	B03	4	120	0.125	0.438	0.313
4"-11111	7	MEZCLA H2 - CARGA U-1111	1800	550	C-0.5MO	1501 RJ	B04	4	120	0.125	0.438	0.313
3"-11109	7	H2 PRODUCTO	1820	730	5CR-AL	1500 RJ	OOO	3	160	0.125	0.438	0.313
3"-11104	7	MEZCLA H2 - CARGA U-1110	1800	750	5CR-AL	1500 RJ	OOO	3	160	0.125	0.438	0.313
3"-11105	7	CARGA U-1110	1800	750	5CR-AL	1500 RJ	OOO	3	160	0.125	0.438	0.313
4"-11107	7	MEZCLA H2 - CARGA U-1110	1800	785	5CR-AL	1500 RJ	OOO	4	160	0.125	0.531	0.406
4"-11105	7	MEZCLA H2 - CARGA U-1110	1800	765	5CR-AL	1500 RJ	OOO	4	160	0.125	0.531	0.406
6"-11105	7	MEZCLA H2 - CARGA U-1110	1800	765	5CR-AL	1500 RJ	OOO	6	160	0.125	0.718	0.593

Tabla 17. Descripción y Listado de Líneas (Continuación).

LÍNEA	SK	SERVICIO	DISEÑO		MATERIAL	RATING	CLASE	DIÁMETRO (in)	SCHEDULE	CA (in)	E. ORIGINAL (in)	E. RETIRO (in)
			P (psi)	T (°F)								
8"-11085	8	H2 PRODUCTO	1892	320	CS	900 RJ	A03	8	120	0.125	0.718	0.593
2"-11203/1	8	H2 PRODUCTO	1900	415	CS	900 RJ	A01	2	160	0.125	0.343	0.218
1"-11085	8	H2 PRODUCTO	1892	320	CS	900 RJ	A03	1	160	0.125	0.250	0.125
2"-11085	8	H2 PRODUCTO	1892	320	CS	900 RJ	A03	2	160	0.125	0.343	0.218
4"-11209/1	8	MEZCLA H2 - CARGA U-1120	1600	500	C-0.5MO	1500 RJ	B03	4	120	0.125	0.438	0.313
3"-11208	8	H2 PRODUCTO	1820	530	5CR-AL	1500 RJ	B03	3	160	0.125	0.438	0.313
4"-11206/1	8	MEZCLA H2 - CARGA U-1120	1800	565	5CR-AL	1500 RJ	OOO	4	160	0.125	0.531	0.406
6"-11206/1	8	MEZCLA H2 - CARGA U-1120	1800	565	5CR-AL	1500 RJ	OOO	6	160	0.125	0.718	0.593
3"-11008	8	CARGA U-1120	1850	700	9CR-1MO	1500 RJ	OOO	3	160	0.125	0.438	0.313
4"-11205	8	MEZCLA H2 - CARGA U-1120	1850	625	5CR-MO	1500 RJ	OOO	4	160	0.125	0.531	0.406
3"-11205	8	CARGA U-1120	1850	625	5CR-0.5MO	1500 RJ	B03	3	160	0.125	0.438	0.313
3"-11210	9	MEZCLA H2 - CARGA U-1100	1735	500	C-MO	1500 RJ	B03	3	160	0.125	0.438	0.313
3"-11211/1	9	MEZCLA H2 - CARGA U-1110	1735	175	CS	900 RJ	A03	3	160	0.125	0.438	0.313
3"-11014	9	MEZCLA H2 - CARGA U-1120	1735	600	CS	1500 RJ	A01	3	160	0.125	0.438	0.313
3"-11016/1	9	AGUA AGRIA Y H2 DE RECICLO U-1100	1720	120	CS	900 RJ	A03	3	160	0.125	0.438	0.313
4"-11113/1	9	AGUA AGRIA Y H2 DE RECICLO U-1110	1735	120	CS	900 RJ	A03	4	120	0.125	0.237	0.112
4"-11116/1	9	AGUA AGRIA Y H2 DE RECICLO U-1110	1735	120	CS	900 RJ	A03	4	120	0.125	0.237	0.112
2"-11212	9	AGUA AGRIA Y H2 DE RECICLO U-1120	1705	175	CS	900 RJ	A03	2	160	0.125	0.343	0.218
2"-11050	9	AGUA AGRIA Y H2 DE RECICLO	15	250	CS	150 RF	A03	2	80	0.125	0.218	0.093
2"-11114	9	AGUA AGRIA Y H2 DE RECICLO	15	250	CS	150 RF	A03	2	80	0.125	0.218	0.093
3"-11050	9	AGUA AGRIA Y H2 DE RECICLO	15	250	CS	150 RF	A03	3	80	0.125	0.300	0.175
3"-11212	9	AGUA AGRIA Y H2 DE RECICLO U-1120	1705	175	CS	900 RJ	A03	3	160	0.125	0.438	0.313
6"-11056	9	H2 DE RECICLO	1700	150	CS	900 RJ	A03	6	120	0.125	0.562	0.437
3"-11056	9	H2 DE RECICLO	1700	150	CS	900 RJ	A03	3	160	0.125	0.438	0.313
2"-11017	9	AGUA AGRIA Y H2 DE RECICLO U-1100	1705	120	CS	900 RJ	A03	2	160	0.125	0.343	0.218
6"-11058/1	9	AGUA AGRIA Y H2 DE RECICLO	1700	175	CS	900 RJ	A03	6	120	0.125	0.562	0.437
6"-11514	10	H2 A BAJA TEMPERATURA	360	120	CS	300 RF	A03	6	40	0.125	0.280	0.155
8"-11507	10	GASES: HIDROGENO, CO, CO2, H2O	360	793	C-MO	300 RF	B03	8	20	0.0625	0.250	0.188
3"-11508	10	GASES: HIDROGENO, CO, CO2, H2O	360	582	C-MO	300 RF	B03	3	40	0.0625	0.216	0.154
4"-11515	MEA	H2 A BAJA TEMPERATURA	360	130	CS	300 RF	A03	4	40	0.0625	0.237	0.175
4"-11516	MEA	H2 A BAJA TEMPERATURA	360	125	CS	300 RF	A03	4	40	0.0625	0.237	0.175
2"-11539	MEA	H2 A BAJA TEMPERATURA	15	400	CS	150 RF	A03	2	40	0.0625	0.154	0.092
8"-11541	MEA	MEA RICA	360	200	CS	300 RF	A19	8	40	0.125	0.322	0.197

Tabla 17. Descripción y Listado de Líneas (Continuación).

LÍNEA	SK	SERVICIO	DISEÑO		MATERIAL	RATING	CLASE	DIÁMETRO (in)	SCHEDULE	CA (in)	E. ORIGINAL (in)	E. RETIRO (in)
			P (psi)	T (°F)								
3"-11542	MEA	MEA RICA	40	228	CS	150 RF	A19	3	80	0.125	0.300	0.175
6"-11542	MEA	MEA RICA	40	228	CS	150 RF	A19	6	40	0.125	0.280	0.155
8"-11542	MEA	MEA RICA	40	228	CS	150 RF	A19	8	40	0.125	0.322	0.197
12"-11543	MEA	CO2	40	228	CS	150 RF	A19	12	30	0.125	0.330	0.205
6"-11545	MEA	CO2	40	120	CS	150 RF	A01	6	80	0.1875	0.432	0.245
12"-11549	MEA	MEA POBRE	40	250	CS	150 RF	A19	12	STD	0.1875	0.375	0.188
18"-11550	MEA	MEA POBRE	40	250	CS	150 RF	A19	18	STD	0.1875	0.375	0.188
10"-11552	MEA	MEA POBRE	40	250	CS	150 RF	A19	10	40	0.1875	0.365	0.178
8"-11553	MEA	MEA POBRE	40	220	CS	150 RF	A19	8	40	0.125	0.322	0.197
8"-11554	MEA	MEA POBRE	530	220	CS	300 RF	A19	8	40	0.125	0.322	0.197
3"-11555	MEA	MEA POBRE	530	190	CS	300 RF	A19	3	80	0.125	0.300	0.175
8"-11555	MEA	MEA POBRE	530	190	CS	300 RF	A19	8	40	0.125	0.322	0.197
4"-11556	MEA	MEA POBRE	530	120	CS	300 RF	A19	4	80	0.125	0.337	0.212
8"-11556	MEA	MEA POBRE	530	120	CS	300 RF	A19	8	40	0.125	0.322	0.197
4"-11557	MEA	MEA POBRE	360	120	CS	300 RF	A19	4	80	0.125	0.337	0.212
8"-11557	MEA	MEA POBRE	360	120	CS	300 RF	A19	8	40	0.125	0.322	0.197
8"-11544	MEA	CO2	40	120	ALL	150 FF	E16	8	40	0	0.322	-
8"-11540	MEA	MEA RICA	500	470	CS	300 RF	A02	8	40	0.0625	0.322	0.260
8"-11640	MEA	MEA RICA	500	470	CS	300 RF	A02	8	40	0.0625	0.322	0.260

(Autor, 2009)

3.4 HISTÓRICO DE ESPESORES

El histórico de espesores de las distintas líneas de la unidad, es el historial de las medidas de espesores tomadas a estas en cada inspección realizada al sistema.

Esta información originalmente se encuentra en copia dura desde el año 1972, y para garantizar la búsqueda de manera más ágil de los datos de espesores y garantizar que la información no se pierda, la misma se recopiló y se tabuló en forma magnética.

La información de medidas de los distintos espesores para cada TML's de las diferentes líneas está distribuida de la siguiente manera:

- ✓ **TML's:** Lugar donde se toman mediciones de espesores, se representa por números consecutivos a lo largo de la tubería.
- ✓ **Diámetro:** Diámetro nominal de la línea al que pertenece el TML's.
- ✓ **Cedula:** Cedula de la línea al que pertenece el TML's, según esta (40, 80, etc.) será el espesor de la pared de la tubería.
- ✓ **Espesor original:** Espesor especificado en las tablas estándar de espesores de tubería, para cada TML's.
- ✓ **Espesor de retiro:** Espesor de retiro descrito en la sección anterior para cada TML's.
- ✓ **Lazo de corrosión:** Lazo de corrosión al que pertenece cada TML's de cada línea.
- ✓ **Medidas de espesores:** Valor del espesor de la pared del TML's medido en cada inspección realizada según el año.

Para la actualización del histórico de espesores, se procedió a verificar que los TML's de cada isométrico fueran los mismos para cada año en que se realizó una inspección. Cabe destacar que esto no era cierto, ya que durante

las primeras inspecciones los TML's no estaban definidos, entonces el encargado de la inspección los nombraba de manera diferente a los de las demás inspecciones, ya que no se percataban en verificar los datos de espesores tomados en anteriores oportunidades, haciendo que el análisis posterior fuera un poco mas engorroso.

Por otro lado, para la realización del histórico de espesores también fue necesario consultar el histórico de recomendaciones para verificar cambios de TML's, tuberías o tramos de las mismas. Esta información se encuentra descrita en el histórico de espesores como notas para cada isométrico y cada TML's.

A continuación se mostrara el histórico de espesores para cada isométrico, distribuido de la siguiente manera:

- Histórico de Espesores SK-1 (Tabla 18).
- Histórico de Espesores SK-2 (Tabla 19).
- Histórico de Espesores SK-3 (Tabla 20).
- Histórico de Espesores SK-4 (Tabla 21).
- Histórico de Espesores SK-5 (Tabla 22).
- Histórico de Espesores SK-6 (Tabla 23).
- Histórico de Espesores SK-7 (Tabla 24).
- Histórico de Espesores SK-8 (Tabla 25).
- Histórico de Espesores SK-9 (Tabla 26).
- Histórico de Espesores SK-10 (Tabla 27).
- Histórico de Espesores SK-MEA (Tabla 28).

Tabla 18. Histórico de espesores SK-1.

TML's	DIÁMETRO (in)	SCHEDULE	ESPESOR ORIGINAL	ESPESOR DE RETIRO	LAZO DE CORROSIÓN	FECHA DE INSPECCIÓN														
						jun-72	ene-73	feb-74	mar-75	jul-75	jul-77	sep-79	jul-80	ago-85	oct-87	oct-90	ene-94	sep-97	oct-06	abr-08
1	3	40	216	154	LC-1150-01	-	230	400	400	-	420	420	-	420	390	440	-	450	290	-
2	3	40	216	154	LC-1150-01	-	240	240	200	-	230	220	-	220	210	260	230	230	370	-
3	3	40	216	154	LC-1150-01	-	220	230	180	-	220	230	-	220	210	-	210	220	250	-
4	3	40	216	154	LC-1150-01	-	-	240	200	-	220	210	-	200	190	230	220	220	250	-
5	3	40	216	154	LC-1150-01	-	220	220	200	-	220	210	-	210	210	240	240	220	230	-
6	3	40	216	154	LC-1150-01	-	220	220	220	-	210	220	-	200	220	220	-	210	240	-
7	3	40	216	154	LC-1150-01	-	220	210	200	-	210	220	-	190	200	-	-	240	220	-
8	3	40	216	154	LC-1150-01	-	260	230	210	-	240	220	-	220	200	250	270	220	230	-
9	3	40	216	154	LC-1150-01	-	260	230	240	-	230	250	-	230	230	250	230	230	230	-
10	3	40	216	154	LC-1150-01	-	-	220	200	-	220	220	-	330	300	-	-	210	230	-
11	3	40	216	154	LC-1150-01	-	260	230	200	-	240	210	-	250	220	250	290	240	230	-
12	3	40	216	154	LC-1150-01	-	220	220	180	-	210	220	-	200	260	320	290	300	250	-
13	3	40	216	154	LC-1150-01	-	-	200	180	-	210	200	-	290	290	280	-	210	230	-
14	3	40	216	154	LC-1150-01	-	-	240	220	-	210	-	-	200	210	-	250	210	260	-
15	3	40	216	154	LC-1150-01	-	-	240	220	-	200	-	-	-	210	-	-	210	220	-
16	3	40	216	154	LC-1150-01	-	-	230	180	-	220	200	-	210	200	-	240	200	250	-
17	3	40	216	154	LC-1150-01	260	280	480	480	-	470	480	-	260	310	470	-	480	250	-
18	2	80	218	156	LC-1150-01	170	170	160	140	-	-	-	-	120	210	240	230	210	210	-
19	2	80	218	156	LC-1150-01	160	170	150	140	-	-	-	-	140	170	180	150	170	156	-
20	2	80	218	156	LC-1150-01	-	200	170	160	-	-	160	-	180	160	180	-	140	-	-
21	3	40	216	154	LC-1150-01	-	230	480	500	-	500	520	-	210	240	500	-	510	-	-
22	3	40	216	154	LC-1150-01	200	230	210	220	-	220	200	-	200	220	220	-	200	-	-
23	3	40	216	154	LC-1150-01	240	230	220	200	-	210	210	-	200	200	230	-	220	-	-
24	3	40	216	154	LC-1150-01	-	420	400	440	-	410	240	-	420	380	430	-	440	-	-
25	3	40	216	154	LC-1150-01	380	260	240	180	220	180	-	-	-	220	-	-	270	253	-
26	3	40	216	154	LC-1150-01	150	320	270	300	290	350	310	-	290	210	280	280	300	291	-
27	3	40	216	154	LC-1150-01	-	-	210	200	-	260	200	-	210	210	-	150	210	-	-
28	3	40	216	154	LC-1150-01	200	-	200	180	-	240	180	-	190	180	-	-	190	-	-
29	3	40	216	154	LC-1150-01	200	-	200	200	-	260	210	-	200	210	-	220	210	-	-
30	3	40	216	154	LC-1150-01	-	-	320	200	-	350	370	-	350	310	-	260	330	-	-
31	3	40	216	154	LC-1150-01	-	-	340	380	-	450	380	-	230	340	-	-	220	-	-
32	3	40	216	154	LC-1150-01	-	-	190	200	-	240	-	-	240	430	-	-	-	-	-
33	3	40	216	154	LC-1150-01	-	-	240	230	-	260	240	-	230	270	-	-	-	-	-

Tabla 18. Histórico de espesores SK-1 (Continuación).

TML's	DIÁMETRO (in)	SCHEDULE	ESPESOR ORIGINAL	ESPESOR DE RETIRO	LAZO DE CORROSIÓN	FECHA DE INSPECCIÓN														
						jun-72	ene-73	feb-74	mar-75	jul-75	jul-77	sep-79	jul-80	ago-85	oct-87	oct-90	ene-94	sep-97	oct-06	abr-08
34	3	40	216	154	LC-1150-01	-	-	200	200	-	-	200	-	HT	160	-	-	-	-	-
35	3	40	216	154	LC-1150-01	-	-	200	190	-	-	200	-	HT	200	-	-	-	-	-
36	3	40	216	154	LC-1150-01	-	-	220	240	-	260	210	-	220	200	-	-	-	-	-
37	3	40	216	154	LC-1150-01	-	-	190	200	-	240	-	-	220	190	210	220	210	-	-
38	3	40	216	154	LC-1150-01	240	-	220	230	-	270	220	-	230	210	240	220	230	-	-
39	3	40	216	154	LC-1150-01	-	-	200	220	-	260	220	-	210	220	200	200	300	-	-
40	3	40	216	154	LC-1150-01	-	-	220	240	-	270	250	-	220	190	230	-	290	-	-
41	3	40	216	154	LC-1150-01	220	-	240	180	-	240	190	-	180	180	200	180	300	-	-
42	3	40	216	154	LC-1150-01	220	-	220	230	-	240	190	-	190	220	190	180	300	-	-
43	3	40	216	154	LC-1150-01	400	-	340	-	320	360	-	-	-	310	-	-	340	300	-
44	3	40	216	154	LC-1150-01	220	-	230	220	210	240	220	-	190	170	220	210	180	185	-
45	3	40	216	154	LC-1150-01	-	-	210	240	-	250	210	-	190	200	-	210	210	-	-
46	3	40	216	154	LC-1150-01	-	-	210	200	-	260	210	-	200	220	-	-	210	-	-
47	3	40	216	154	LC-1150-01	-	-	190	180	-	240	200	-	220	210	-	-	230	-	-
48	6	40	280	218	LC-1150-02	-	-	250	380	-	350	300	300	-	260	270	-	320	-	-
49	6	40	280	218	LC-1150-02	-	-	250	380	-	340	290	-	-	270	-	-	330	-	-
50	6	40	280	218	LC-1150-02	-	300	260	280	-	350	300	280	-	280	260	-	310	-	277
51	6	40	280	218	LC-1150-02	-	-	250	280	-	360	270	-	-	330	290	-	-	-	260
52	6	40	280	218	LC-1150-02	-	-	600	580	-	640	450	-	-	600	-	-	-	425	656
53	6	40	280	218	LC-1150-02	340	320	280	320	-	350	290	280	-	270	270	-	300	292	282
54	6	40	280	218	LC-1150-02	300	300	240	460	-	340	260	320	-	260	350	270	290	-	304
55	6	40	280	218	LC-1150-02	360	300	250	420	-	350	300	320	-	270	270	260	290	-	277
56	6	40	280	218	LC-1150-02	340	300	250	400	-	360	270	260	-	280	240	-	320	-	296
57	6	40	280	218	LC-1150-02	380	310	250	420	-	360	280	260	-	280	250	270	330	-	286
58	6	40	280	218	LC-1150-02	300	300	250	300	-	350	280	300	250	260	260	-	310	246	268
59	6	40	280	218	LC-1150-02	300	300	250	280	-	350	260	280	250	270	300	-	-	259	281
60	6	40	280	218	LC-1150-02	-	710	730	-	-	740	-	-	-	650	-	-	740	-	-
61	6	40	280	218	LC-1150-02	-	420	460	580	-	450	300	-	-	300	-	-	-	-	-
62	6	40	280	218	LC-1150-02	300	300	280	400	-	340	280	340	-	280	290	-	-	-	-
63	6	40	280	218	LC-1150-02	300	270	280	420	-	350	300	340	-	280	280	-	-	-	-
64	6	40	280	218	LC-1150-02	-	270	270	400	-	350	300	340	-	290	290	-	-	-	-
65	6	40	280	218	LC-1150-02	310	300	280	-	-	360	330	340	-	320	330	-	-	-	-
66	4	80	337	275	LC-1150-03	340	350	360	380	-	350	360	340	350	360	360	-	350	-	-
67	4	80	337	275	LC-1150-03	300	310	340	300	-	340	340	340	370	340	330	-	330	-	-
68	4	80	337	275	LC-1150-03	-	360	370	360	-	350	400	-	360	380	360	-	390	-	-

Tabla 18. Histórico de espesores SK-1 (Continuación).

TML's	DIÁMETRO (in)	SCHEDULE	ESPESOR ORIGINAL	ESPESOR DE RETIRO	LAZO DE CORROSIÓN	FECHA DE INSPECCIÓN														
						jun-72	ene-73	feb-74	mar-75	jul-75	jul-77	sep-79	jul-80	ago-85	oct-87	oct-90	ene-94	sep-97	oct-06	abr-08
69	4	80	337	275	LC-1150-03	360	360	370	510	-	440	380	320	340	350	360	-	390	-	-
70	4	80	337	275	LC-1150-03	340	350	360	500	-	360	350	240	330	330	-	-	340	-	-
71	4	80	337	275	LC-1150-03	-	390	360	480	-	340	360	-	360	340	-	-	370	-	-
72	3	40	216	154	LC-1150-01	-	-	240	340	-	270	-	-	-	190	-	-	-	-	-
73	3	40	216	154	LC-1150-01	-	-	230	340	-	250	210	-	-	180	190	180	-	-	-
74	3	40	216	154	LC-1150-01	-	-	200	340	-	240	200	-	220	180	200	-	-	-	-
75	3	40	216	154	LC-1150-01	-	-	220	300	-	240	-	-	230	210	-	250	-	-	-
75A	3	40	216	154	LC-1150-01	-	-	-	-	-	250	-	-	-	-	-	240	-	-	-
76	3	40	216	154	LC-1150-01	-	-	220	280	-	250	200	-	220	230	270	250	-	-	-
77	3	40	216	154	LC-1150-01	-	-	200	300	-	260	220	-	240	220	250	190	-	-	-
78	3	40	216	154	LC-1150-01	-	-	190	380	-	240	200	-	180	190	210	250	-	-	-
79	3	40	216	154	LC-1150-01	-	-	220	300	-	260	240	-	220	210	220	250	-	-	-
80	3	40	216	154	LC-1150-01	-	-	220	300	-	270	230	-	180	200	240	190	-	-	-
81	3	40	216	154	LC-1150-01	-	-	320	380	-	350	320	-	290	300	290	330	-	-	-
82	6	40	280	218	LC-1150-01	-	-	-	320	-	340	280	-	280	280	320	-	-	-	-
83	6	40	280	218	LC-1150-01	-	-	-	300	-	350	290	-	290	270	300	320	290	-	-
84	6	40	280	218	LC-1150-01	-	-	-	280	-	340	290	-	330	280	330	330	280	-	-
85	6	40	280	218	LC-1150-01	-	-	-	330	-	350	-	-	300	320	330	-	-	-	-
86	6	40	280	218	LC-1150-01	-	-	-	320	-	350	310	-	290	310	330	320	-	-	-
87	6	40	280	218	LC-1150-01	-	-	-	320	-	350	470	-	450	330	480	-	450	-	-
88	6	40	280	218	LC-1150-01	-	-	-	320	-	-	-	-	-	320	-	-	280	-	-
89	6	40	280	218	LC-1150-01	-	-	-	330	-	-	-	-	-	280	-	-	290	-	-
90	6	40	280	218	LC-1150-01	-	-	-	310	-	-	-	-	-	290	-	-	270	-	-
91	6	40	280	218	LC-1150-01	-	-	-	320	-	-	-	-	-	300	-	-	310	-	-
92	6	40	280	218	LC-1150-01	-	-	-	340	-	-	-	-	-	310	-	-	300	-	-
93	6	40	280	218	LC-1150-01	-	-	-	300	-	-	-	-	-	290	-	-	280	-	-
94	3	80	300	238	LC-1150-03	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
95	3	80	300	238	LC-1150-03	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
96	3	80	300	238	LC-1150-03	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
97	3	80	300	238	LC-1150-03	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
98	3	80	300	238	LC-1150-03	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
99	3	80	300	238	LC-1150-03	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 18. Histórico de espesores SK-1 (Continuación).

TML's	DIÁMETRO (in)	SCHEDULE	ESPESOR ORIGINAL	ESPESOR DE RETIRO	LAZO DE CORROSIÓN	FECHA DE INSPECCIÓN													
						jun-72	ene-73	feb-74	mar-75	jul-75	jul-77	sep-79	jul-80	ago-85	oct-87	oct-90	ene-94	sep-97	oct-06
100	3	80	300	238	LC-1150-03	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
101	3	80	300	238	LC-1150-03	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
102	3	80	300	238	LC-1150-03	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

* Puntos nuevos
 * Recomendación para cambiar
 * Desaparecieron




(Autor, 2009)

Tabla 19. Histórico de Espesores SK-2.

TML's	DIÁMETRO (in)	SCHEDULE	ESPESOR ORIGINAL	ESPESOR DE RETIRO	LAZO DE CORROSIÓN	FECHA DE INSPECCIÓN												
						jun-72	ene-73	feb-74	jul-75	jul-77	jul-80	ago-80	ago-85	oct-87	oct-90	ene-94	sep-97	abr-08
1	6	10S	134	-	LC-1150-03	-	180	160	150	160	-	180	150	150	140	-	160	-
2	6	10S	134	-	LC-1150-03	-	190	180	160	160	-	180	160	140	130	-	160	-
3	6	10S	134	-	LC-1150-03	-	-	160	160	150	-	180	-	140	130	-	160	-
4	6	10S	134	-	LC-1150-03	-	-	160	-	150	-	-	-	130	-	-	-	-
5	8	20	250	188	LC-1150-02	320	330	-	290	350	-	340	320	320	290	360	300	-
6	8	20	250	188	LC-1150-02	290	330	-	280	340	-	360	370	330	280	350	270	-
7	8	20	250	188	LC-1150-02	320	330	-	280	310	-	340	350	310	300	370	320	-
8	8	20	250	188	LC-1150-02	340	320	-	280	310	-	320	330	300	290	330	320	-
9	8	20	250	188	LC-1150-02	300	-	-	290	310	-	320	350	320	290	-	310	-
10	8	20	250	188	LC-1150-02	540	-	-	540	520	-	-	260	510	500	330	520	-
11	8	20	250	188	LC-1150-02	-	-	-	320	350	-	320	370	350	280	370	330	-
12	8	20	250	188	LC-1150-02	320	-	-	320	320	-	340	330	330	280	240	300	-
13	8	20	250	188	LC-1150-02	330	-	-	320	350	-	340	340	350	270	340	350	-
14	8	20	250	188	LC-1150-02	300	-	-	340	330	-	340	310	320	300	360	310	-
15	8	20	250	188	LC-1150-02	500	-	-	400	470	-	320	250	460	300	-	320	-
16	8	20	250	188	LC-1150-02	330	-	-	360	460	-	310	440	450	300	380	450	-
17	8	20	250	188	LC-1150-02	320	-	-	360	320	-	280	330	330	300	-	-	-
18	8	20	250	188	LC-1150-02	320	-	-	360	340	-	340	350	350	290	380	370	-
19	8	20	250	188	LC-1150-02	320	-	-	340	380	-	360	350	350	310	320	360	-
20	8	20	250	188	LC-1150-02	320	-	-	360	440	-	280	400	360	310	380	360	-
21	6	40	280	218	LC-1150-02	-	-	-	1.16	1.15	-	1.15	330	1.07	-	-	1.11	-
22	6	40	280	218	LC-1150-02	340	320	-	270	290	-	310	310	290	310	-	290	273
23	6	40	280	218	LC-1150-02	320	300	-	260	280	-	300	320	270	300	-	310	314
24	6	40	280	218	LC-1150-02	260	320	-	270	290	-	290	320	270	230	-	280	289
25	6	40	280	218	LC-1150-02	-	-	-	250	250	-	-	270	260	-	-	-	-
26	6	40	280	218	LC-1150-02	280	-	-	260	280	-	270	310	270	300	-	-	-
27	6	40	280	218	LC-1150-02	300	-	-	270	290	-	290	330	260	290	-	-	-
28	8	20	250	188	LC-1150-02	320	330	-	280	290	-	340	340	310	330	340	310	-
29	8	20	250	188	LC-1150-02	320	-	-	260	300	340	300	-	260	320	-	-	-
30	8	20	250	188	LC-1150-02	380	-	-	280	310	340	340	340	320	-	330	330	-
31	8	20	250	188	LC-1150-02	350	-	-	340	310	-	360	400	300	280	330	430	-
32	8	20	250	188	LC-1150-02	340	-	-	290	360	-	320	320	340	340	340	320	-
33	8	20	250	188	LC-1150-02	310	-	-	310	300	-	320	320	320	380	-	310	-

Tabla 19. Histórico de Espesores SK-2 (Continuación).

TML's	DIÁMETRO (in)	SCHEDULE	ESPESOR ORIGINAL	ESPESOR DE RETIRO	LAZO DE CORROSIÓN	FECHA DE INSPECCIÓN												
						jun-72	ene-73	feb-74	jul-75	jul-77	jul-80	ago-80	ago-85	oct-87	oct-90	ene-94	sep-97	abr-08
34	8	20	250	188	LC-1150-02	-	-	-	760	520	-	-	300	500	320	-	-	-
35	8	20	250	188	LC-1150-02	-	-	-	670	460	-	-	-	480	440	-	-	-
36	8	20	250	188	LC-1150-02	220	270	-	240	240	-	220	350	220	320	-	320	-
37	8	20	250	188	LC-1150-02	240	270	-	250	250	-	-	400	370	430	-	290	-
38	8	20	250	188	LC-1150-02	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
39	8	20	250	188	LC-1150-02	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
40	8	20	250	188	LC-1150-02	-	-	-	240	250	-	-	-	340	280	-	-	-
41	8	20	250	188	LC-1150-02	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
42	6	10S	134	-	LC-1150-02	-	-	-	160	150	-	200	-	160	-	160	-	-
43	6	10S	134	-	LC-1150-02	-	-	-	160	160	-	200	-	170	130	-	-	-
44	6	10S	134	-	LC-1150-02	-	-	-	160	150	-	200	-	170	130	180	-	-
45	6	10S	134	-	LC-1150-02	-	-	-	160	150	-	180	-	160	-	160	160	-
46	6	40	280	218	LC-1150-02	270	-	-	260	270	-	260	270	270	270	-	-	-
47	6	40	280	218	LC-1150-02	280	-	-	260	270	-	300	270	290	300	-	-	-
48	6	40	280	218	LC-1150-02	-	-	-	-	-	-	-	-	310	-	-	-	-
49	6	40	280	218	LC-1150-02	340	-	-	250	290	-	-	-	310	-	-	-	-
50	6	40	280	218	LC-1150-02	320	-	-	270	300	-	-	300	300	-	-	-	-
51	6	40	280	218	LC-1150-02	-	-	-	260	-	-	-	-	310	-	-	-	-
52	4	40	280	218	LC-1150-02	240	260	-	230	240	-	-	430	230	230	-	-	-
53	4	40	280	218	LC-1150-02	230	250	-	230	220	-	-	-	220	200	-	-	-
54	6	40	280	218	LC-1150-02	340	360	-	270	300	-	260	-	260	270	-	-	-
55	6	40	280	218	LC-1150-02	680	-	-	660	540	-	-	-	620	650	-	-	-

-  * Los valores de los puntos 29 y 30 del año 80 corresponden a unos valores encontrados en un isométrico no registrado, esto en el mes de julio de este año (*Nota Posterior).
-  * Recomendación para cambiar
-  * Estos valores corresponden a la calibración encontrada en el SK-10, el cual en gran parte pertenece al SK-2

(Autor, 2009)

Tabla 20. Histórico de Espesores SK-3.

TML's	DIÁMETRO (in)	SCHEDULE	ESPESOR ORIGINAL	ESPESOR DE RETIRO	LAZO DE CORROSIÓN	FECHA DE INSPECCIÓN												
						jul-72	ene-73	feb-74	mar-75	jul-77	sep-80	ago-85	oct-87	oct-90	may-94	sep-97	sep-05	oct-06
1	4	80	337	212	LC-1150-07	320	-	320	340	350	300	320	300	-	300	330	-	-
2	4	80	337	212	LC-1150-07	340	-	320	380	330	360	320	350	-	300	360	-	-
3	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	320	360	340	330	340	340	-	300	360	-	-
4	4	80	337	212	LC-1150-07	340	-	340	380	350	320	340	340	-	300	340	-	-
5	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	340	280	360	330	360	360	280	300	350	-	-
6	2	80	218	93	LC-1150-07	200	-	200	200	200	-	210	-	280	220	200	-	-
7	2	80	218	93	LC-1150-07	200	-	200	220	220	-	210	-	280	230	200	-	-
8	2	80	218	93	LC-1150-07	-	-	210	220	250	-	230	-	-	270	210	-	-
9	3	80	300	175	LC-1150-07	-	-	280	280	260	260	270	410	300	250	390	-	-
10	3	80	300	175	LC-1150-07	320	-	280	320	300	290	320	300	230	330	320	-	-
11	3	80	300	175	LC-1150-07	300	-	280	300	340	270	290	240	230	Nuevo	280	-	-
12	3	80	300	175	LC-1150-07	280	-	280	280	340	250	270	190	-	Nuevo	260	-	-
13	4	80	337	212	LC-1150-07	220	-	230	400	220	220	250	220	-	-	-	-	-

 * Nuevo




(Autor, 2009)

Tabla 21. Histórico de Espesores SK-4.

TML's	DIÁMETRO (in)	SCHEDULE	ESPESOR ORIGINAL	ESPESOR DE RETIRO	LAZO DE CORROSIÓN	FECHA DE INSPECCIÓN												
						jun-72	ene-73	feb-74	mar-75	jul-77	sep-80	ago-85	oct-87	oct-90	may-94	sep-97	sep-05	oct-06
1	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	440	420	450	-	Modif
2	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	330	390	330	-	Modif
3	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	270	340	310	-	Modif
4	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	300	330	320	-	348
5	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	300	310	320	-	365
6	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	300	310	340	-	369
7	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	530	-	310	-	347
8	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	310	380	330	-	338
9	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	320	320	310	-	Modif
10	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	280	310	310	-	Modif
11	3	160	438	313	LC-1100-09	-	-	-	-	-	-	-	-	390	-	450	-	-
12	3	160	438	313	LC-1100-09	-	-	-	-	-	-	-	-	440	-	440	-	-
13	3	160	438	313	LC-1100-09	-	-	-	-	-	-	-	-	540	-	530	-	-
14	3	80	300	175	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
15	3	80	300	175	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	240	270	270	-	-
16	3	80	300	175	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	260	-	300	-	-
17	3	80	300	175	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	280	300	310	-	-
18	3	80	300	175	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	420	300	-	-	-
19	3	80	300	175	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	280	300	320	-	-
20	2	40	154	92	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	210	230	-	204
21	2	40	154	92	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	250	210	-	251
22	2	40	154	92	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	230	210	-	211
23	2	160	343	218	LC-1100-09	-	-	-	-	-	-	-	-	-	320	-	-	-
24	2	160	343	218	LC-1100-09	-	-	-	-	-	-	-	-	340	370	-	-	-
25	2	40	154	92	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	220	210	-	219
26	2	40	154	92	LC-1100-09	-	-	-	-	-	-	-	-	-	440	-	-	-
27	3	160	438	313	LC-1100-09	-	-	-	-	-	-	-	-	330	350	320	-	-
28	3	160	438	313	LC-1100-09	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	380	-	-
29	2	40	154	92	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	220	210	-	219
30	2	40	154	92	LC-1100-09	-	-	-	-	-	-	-	-	-	320	-	-	-
31	2	160	343	218	LC-1100-09	-	-	-	-	-	-	-	-	320	320	320	-	-
32	2	160	343	218	LC-1100-09	-	-	-	-	-	-	-	-	-	280	380	-	-
33	2	80	218	93	LC-1150-12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	200	-	-	-

Tabla 21. Histórico de Espesores SK-4 (Continuación).

TML's	DIÁMETRO (in)	SCHEDULE	ESPESOR ORIGINAL	ESPESOR DE RETIRO	LAZO DE CORROSIÓN	FECHA DE INSPECCIÓN												
						jun-72	ene-73	feb-74	mar-75	jul-77	sep-80	ago-85	oct-87	oct-90	may-94	sep-97	sep-05	oct-06
34	2	80	218	93	LC-1150-12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	200	-	-	-
35	2	80	218	93	LC-1150-12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	190	-	-	-
36	2	80	218	93	LC-1150-12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	190	-	-	-
37	Red. 4*3	-	-	-	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	380	380	-	-
38	Red. 4*3	-	-	-	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	410	380	-	-
39	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	529
40	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	329
41	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	351
42	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	342
43	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	362
44	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	364
45	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	538
46	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	339
47	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	340
48	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	340
49	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	499
50	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	350
51	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	345
52	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	336

-  * Puntos nuevos (Modificados). Esta calibración aparece en un isométrico que se levanto de la Succión de los C-1101 A/B. También se cambio la metalurgia a SS304 L, este cambio incluye las líneas de los F-1103 A/B.
-  * Recomendación para cambiar.
-  * Estos puntos ya no existen

(Autor, 2009)

Tabla 22. Histórico de Espesores SK-5.

TML's	DIÁMETRO (in)	SCHEDULE	ESPESOR ORIGINAL	ESPESOR DE RETIRO	LAZO DE CORROSIÓN	FECHA DE INSPECCIÓN												
						jun-72	ene-73	feb-74	mar-75	jul-77	sep-80	ago-85	oct-87	oct-90	may-94	sep-97	sep-05	oct-06
1	6	120	562	437	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	590	550	730	-	-
2	6	120	562	437	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	530	770	660	-	-
3	6	120	562	437	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	770	510	720	-	-
4	6	120	562	437	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	500	510	680	-	-
5	6	120	562	437	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	600	660	700	-	-
6	6	120	562	437	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	470	452	690	-	-
7	6	120	562	437	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	560	500	-	-	-
8	6	120	562	437	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	540	430	-	-	-
9	6	120	562	437	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	600	640	-	-	-
10	6	120	562	437	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	450	520	-	-	-
11	6	120	562	437	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	500	460	-	-	-
12	6	120	562	437	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	430	470	-	-	-
13	6	120	562	437	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	520	540	-	-	-
14	6	120	562	437	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	470	460	850	-	-
15	6	120	562	437	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	490	470	660	-	-
16	6	120	562	437	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	540	540	520	-	-
17	4	120	438	313	LC-1150-12	-	-	-	-	-	-	-	-	550	540	530	-	-
18	4	120	438	313	LC-1150-12	-	-	-	-	-	-	-	-	440	410	420	-	-
19	4	120	438	313	LC-1150-12	-	-	-	-	-	-	-	-	440	-	450	-	-
20	4	120	438	313	LC-1150-12	-	-	-	-	-	-	-	-	450	440	440	-	-
21	4	120	438	313	LC-1150-12	-	-	-	-	-	-	-	-	450	410	470	-	-
22	4	120	438	313	LC-1150-12	-	-	-	-	-	-	-	-	560	430	430	-	-
23	4	120	438	313	LC-1150-12	-	-	-	-	-	-	-	-	540	560	560	-	-
24	4	120	438	313	LC-1150-12	-	-	-	-	-	-	-	-	450	470	420	-	-
25	4	120	438	313	LC-1150-12	-	-	-	-	-	-	-	-	420	390	-	-	-
26	4	120	438	313	LC-1150-12	-	-	-	-	-	-	-	-	420	420	-	-	-
27	4	120	438	313	LC-1150-12	-	-	-	-	-	-	-	-	510	330	-	-	-
28	4	120	438	313	LC-1150-12	-	-	-	-	-	-	-	-	400	500	-	-	-
29	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	440	300	-	-	378
30	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	340	310	320	-	-
31	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	320	310	320	-	-
32	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	400	290	-	-	347
33	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	380	320	-	-	-

Tabla 22. Histórico de Espesores SK-5 (Continuación).

TML's	DIÁMETRO (in)	SCHEDULE	ESPESOR ORIGINAL	ESPESOR DE RETIRO	LAZO DE CORROSIÓN	FECHA DE INSPECCIÓN												
						jun-72	ene-73	feb-74	mar-75	jul-77	sep-80	ago-85	oct-87	oct-90	may-94	sep-97	sep-05	oct-06
34	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	380	380	-	-	-
35	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	310	340	-	-	-
36	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	230	-	220	-	-
37	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	400	300	290	-	-
38	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	460	-	300	-	-
39	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	460	-	290	-	-
40	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	440	-	360	-	-
41	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
42	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	220	-	210	-	-
43	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	450	300	290	-	-
44	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	460	400	420	-	-
45	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	420	450	290	-	-
46	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	430	-	420	-	-
47	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	540	370	-	-
48	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	360	350	380	-	-
49	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	360	340	390	-	-
50	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	410	330	330	-	-
51	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	360	330	320	-	-
52	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	330	320	-	-	-
53	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	350	-	-	-	-
54	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	330	310	-	-	-
55	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	340	320	330	-	-
56	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	300	290	300	-	-
57	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	330	330	320	-	-
58	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	400	360	320	-	-
59	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	350	330	320	-	-
60	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	320	290	290	-	-
61	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	300	320	310	-	-
62	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	330	290	-	-	-
63	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	540	500	-	-	-
64	4	80	337	212	LC-1150-12	-	-	-	-	-	-	-	-	640	500	-	-	-
65	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	590	-	340	-	-
66	4	80	337	212	LC-1150-12	-	-	-	-	-	-	-	-	590	550	560	-	-
67	4	120	438	313	LC-1150-12	-	-	-	-	-	-	-	-	470	440	450	-	-

Tabla 22. Histórico de Espesores SK-5 (Continuación).

TML's	DIÁMETRO (in)	SCHEDULE	ESPESOR ORIGINAL	ESPESOR DE RETIRO	LAZO DE CORROSIÓN	FECHA DE INSPECCIÓN												
						jun-72	ene-73	feb-74	mar-75	jul-77	sep-80	ago-85	oct-87	oct-90	may-94	sep-97	sep-05	oct-06
68	4	120	438	313	LC-1150-12	-	-	-	-	-	-	-	-	470	380	-	-	-
69	4	120	438	313	LC-1150-12	-	-	-	-	-	-	-	-	450	420	-	-	-
70	4	120	438	313	LC-1150-12	-	-	-	-	-	-	-	-	430	420	420	-	-
71	4	120	438	313	LC-1150-12	-	-	-	-	-	-	-	-	510	420	540	-	-
72	4	120	438	313	LC-1150-12	-	-	-	-	-	-	-	-	470	440	460	-	-
73	4	120	438	313	LC-1150-12	-	-	-	-	-	-	-	-	530	400	-	-	-
74	4	120	438	313	LC-1150-12	-	-	-	-	-	-	-	-	470	-	-	-	-
75	3	160	438	313	LC-1150-12	-	-	-	-	-	-	-	-	580	440	-	-	-
76	3	160	438	313	LC-1150-12	-	-	-	-	-	-	-	-	470	460	-	-	-
77	3	160	438	313	LC-1150-12	-	-	-	-	-	-	-	-	480	420	-	-	-
78	3	160	438	313	LC-1150-12	-	-	-	-	-	-	-	-	490	460	-	-	-
79	3	160	438	313	LC-1100-09	-	-	-	-	-	-	-	-	470	490	-	-	-
80	3	160	438	313	LC-1100-09	-	-	-	-	-	-	-	-	460	430	-	-	-
81	3	160	438	313	LC-1100-09	-	-	-	-	-	-	-	-	500	460	-	-	-
82	3	160	438	313	LC-1100-09	-	-	-	-	-	-	-	-	500	590	-	-	-
83	3	160	438	313	LC-1150-12	-	-	-	-	-	-	-	-	460	410	-	-	-
84	3	160	438	313	LC-1150-12	-	-	-	-	-	-	-	-	450	430	-	-	-
85	3	160	438	313	LC-1150-12	-	-	-	-	-	-	-	-	430	400	-	-	-
86	3	160	438	313	LC-1150-12	-	-	-	-	-	-	-	-	420	440	-	-	-
87	3	160	438	313	LC-1150-12	-	-	-	-	-	-	-	-	510	440	-	-	-
88	3	160	438	313	LC-1150-12	-	-	-	-	-	-	-	-	430	420	-	-	-
89	3	160	438	313	LC-1150-12	-	-	-	-	-	-	-	-	480	450	-	-	-
90	3	160	438	313	LC-1110-05	-	-	-	-	-	-	-	-	480	450	-	-	-
91	6	120	562	437	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
92	6	120	562	437	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
93	6	120	562	437	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
94	6	120	562	437	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
95	6	120	562	437	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
96	6	120	562	437	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
97	6	120	562	437	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
98	6	120	562	437	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
99	6	120	562	437	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
100	6	120	562	437	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
101	6	120	562	437	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
102	6	120	562	437	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 22. Histórico de Espesores SK-5 (Continuación).

TML's	DIÁMETRO (in)	SCHEDULE	ESPESOR ORIGINAL	ESPESOR DE RETIRO	LAZO DE CORROSIÓN	FECHA DE INSPECCIÓN											
						jun-72	ene-73	feb-74	mar-75	jul-77	sep-80	ago-85	oct-87	oct-90	may-94	sep-97	sep-05
103	6	120	562	437	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
104	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
105	4	80	337	212	LC-1150-07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

* Los puntos 91 a 103 son nuevos, no hay calibración reportada de estos puntos.
 * Estos puntos ya no existen

(Autor, 2009)

Tabla 23. Histórico de Espesores SK-6.

TML's	DIÁMETRO (in)	SCHEDULE	ESPESOR ORIGINAL	ESPESOR DE RETIRO	LAZO DE CORROSIÓN	FECHA DE INSPECCIÓN												
						jul-72	ene-73	feb-74	jul-75	feb-77	ago-80	ago-85	oct-87	oct-90	may-94	sep-96	sep-05	oct-06
1	3	160	438	313	LC-1100-03	-	-	420	400	420	390	430	430	430	-	340	364	-
2	3	160	438	313	LC-1100-03	-	-	460	-	460	420	430	430	460	-	420	416	-
3	3	160	438	313	LC-1100-03	-	-	560	-	540	500	510	500	500	-	490	490	-
4	3	160	438	313	LC-1100-03	-	-	460	-	480	450	470	420	470	-	440	441	-
5	3	160	438	313	LC-1100-03	430	-	470	410	440	450	480	410	470	-	450	450	-
6	3	160	438	313	LC-1100-03	470	-	460	460	480	470	410	410	430	-	410	425	-
7	3	160	438	313	LC-1100-03	460	-	440	420	460	470	450	440	430	-	410	467	-
8	3	160	438	313	LC-1100-03	460	-	460	440	460	410	470	390	420	-	360	430	-
9	3	160	438	313	LC-1100-03	680	-	660	660	680	710	680	420	640	-	630	600	-
10	3	160	438	313	LC-1100-03	500	-	500	450	460	480	480	590	470	-	430	470	-
11	6	160	718	593	LC-1100-03	-	-	660	670	720	680	710	720	720	-	-	-	-
12	4	160	531	406	LC-1100-03	-	-	520	520	540	560	560	470	500	530	-	493	-
13	4	160	531	406	LC-1100-03	-	-	450	520	500	450	490	370	520	-	390	498	-
14	4	160	531	406	LC-1100-03	-	-	370	440	480	420	340	420	400	-	370	220	-
15	4	160	531	406	LC-1100-03	-	-	540	490	560	520	530	480	520	-	490	500	-
16	4	160	531	406	LC-1100-03	-	-	520	520	520	560	510	510	540	-	520	466	-
17	1	160	250	125	LC-1100-09	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
18	1	160	250	125	LC-1100-09	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	1	160	250	125	LC-1100-09	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20	1	160	250	125	LC-1100-09	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
21	1	160	250	125	LC-1100-09	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
22	1	160	250	125	LC-1100-09	-	-	-	-	-	-	-	-	620	270	-	-	-
23	1	160	250	125	LC-1100-09	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
24	1	160	250	125	LC-1100-09	-	-	-	-	-	-	-	-	-	260	-	-	-
25	3	160	438	313	LC-1100-09	500	-	420	460	460	450	490	440	530	500	480	491	-
26	3	160	438	313	LC-1100-09	460	-	410	360	440	460	480	440	470	450	460	500	-
27	3	160	438	313	LC-1100-09	540	-	470	440	500	470	-	440	490	490	500	466	-

Tabla 23. Histórico de Espesores SK-6 (Continuación).

TML's	DIÁMETRO (in)	SCHEDULE	ESPESOR ORIGINAL	ESPESOR DE RETIRO	LAZO DE CORROSIÓN	FECHA DE INSPECCIÓN												
						jul-72	ene-73	feb-74	jul-75	feb-77	ago-80	ago-85	oct-87	oct-90	may-94	sep-96	sep-05	oct-06
28	3	160	438	313	LC-1100-09	380	-	370	440	-	-	340	350	-	330	360	400	-
29	3	160	438	313	LC-1100-09	480	-	450	440	440	420	450	410	450	450	450	455	-
30	3	160	438	313	LC-1100-09	400	-	410	480	420	450	480	-	470	460	450	489	-
31	3	160	438	313	LC-1100-09	580	-	540	490	600	570	710	-	460	580	-	342	-
32	4	160	531	406	LC-1100-03	-	-	650	-	680	670	700	590	670	630	650	667	-
33	4	160	531	406	LC-1100-03	-	-	630	-	680	680	630	560	670	-	670	657	-
34	4	160	531	406	LC-1100-03	-	-	640	-	680	680	650	520	690	580	660	567	-
35	4	160	531	406	LC-1100-03	-	-	590	-	660	580	620	540	610	550	550	568	-
36	4	160	531	406	LC-1100-03	-	-	650	-	640	670	690	530	630	620	630	552	-
37	4	160	531	406	LC-1100-03	-	-	620	-	650	710	610	540	640	640	630	617	-
38	4	160	531	406	LC-1100-03	-	-	680	-	640	670	700	530	670	690	630	672	-

(Autor, 2009)

Tabla 24. Histórico de Espesores SK-7.

TML's	DIÁMETRO (in)	SCHEDULE	ESPESOR ORIGINAL	ESPESOR DE RETIRO	LAZO DE CORROSIÓN	FECHA DE INSPECCIÓN												
						jul-72	ene-73	feb-74	jul-75	feb-77	sep-80	ago-85	nov-87	oct-90	nov-93	sep-97	sep-05	oct-06
1	1	160	250	125	LC-1110-09	-	-	-	-	-	-	-	470	-	490	-	-	-
2	1	160	250	125	LC-1110-09	-	430	-	-	-	-	-	-	-	470	-	-	-
3	3	160	438	313	LC-1110-09	-	-	470	440	580	560	-	480	530	520	540	346	-
4	3	160	438	313	LC-1110-09	-	430	460	440	460	450	500	440	410	430	430	448	-
5	3	160	438	313	LC-1110-09	-	560	530	500	520	530	520	480	470	550	550	521	-
6	3	160	438	313	LC-1110-09	400	450	460	460	480	460	450	520	420	420	510	423	-
7	3	160	438	313	LC-1110-09	440	-	480	440	480	450	460	440	500	410	-	451	-
8	3	160	438	313	LC-1110-09	600	-	600	600	580	580	580	590	370	-	590	432	-
9	2	160	343	218	LC-1110-09	360	-	400	370	-	510	430	360	-	400	350	336	-
10	1	160	250	125	LC-1110-09	-	-	-	-	-	-	-	230	-	-	*	-	-
11	1	160	250	125	LC-1110-09	-	-	-	-	-	-	-	230	-	-	*	-	-
12	1	160	250	125	LC-1110-09	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	*	-	-
13	1	160	250	125	LC-1110-09	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	*	-	-
14	1	160	250	125	LC-1110-09	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	*
15	1	160	250	125	LC-1110-09	-	-	-	-	-	-	-	-	-	380	-	228	*
16	1	160	250	125	LC-1110-09	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	*
17	1	160	250	125	LC-1110-09	-	-	-	-	-	-	-	260	400	-	-	-	*
18	4	160	531	406	LC-1110-03	480	-	500	-	460	-	490	380	380	350	420	373	278
19	4	160	531	406	LC-1110-03	460	-	480	-	440	-	430	390	340	330	400	368	341
20	4	160	531	406	LC-1110-03	420	-	450	-	420	390	-	380	350	360	330	252	314
21	4	160	531	406	LC-1110-03	480	-	480	-	440	430	400	390	350	370	370	281	353
22	3	160	438	313	LC-1110-03	420	-	480	-	440	550	450	410	400	420	410	312	375
23	3	160	438	313	LC-1110-03	640	-	450	-	600	670	490	590	500	580	-	325	-
24	3	160	438	313	LC-1110-03	680	-	690	-	640	700	460	430	420	660	620	450	-
25	3	160	438	313	LC-1110-03	540	-	480	-	460	480	490	450	560	440	440	446	-
26	3	160	438	313	LC-1110-03	-	-	400	-	400	380	460	450	400	360	400	442	-
27	3	160	438	313	LC-1110-03	520	-	480	-	460	470	460	460	420	430	430	467	-
28	3	160	438	313	LC-1110-03	500	-	450	-	440	440	420	390	400	420	430	610	-
29	3	160	438	313	LC-1110-03	500	-	480	-	480	-	-	450	400	430	430	474	-
30	3	160	438	313	LC-1110-03	-	-	520	-	520	580	-	490	460	450	430	470	-
31	4	160	531	406	LC-1110-03	510	-	500	-	500	490	460	470	430	410	440	418	375
32	4	160	531	406	LC-1110-03	550	-	520	-	540	610	520	520	520	510	-	461	425
33	4	160	531	406	LC-1110-03	-	-	540	-	580	520	470	530	500	510	510	499	-

Tabla 24. Histórico de Espesores SK-7 (Continuación).

TML's	DIÁMETRO (in)	SCHEDULE	ESPESOR ORIGINAL	ESPESOR DE RETIRO	LAZO DE CORROSIÓN	FECHA DE INSPECCIÓN												
						jul-72	ene-73	feb-74	jul-75	feb-77	sep-80	ago-85	nov-87	oct-90	nov-93	sep-97	sep-05	oct-06
34	4	160	531	406	LC-1110-03	500	-	510	-	540	550	500	530	450	470	-	498	-
35	4	160	531	406	LC-1110-03	480	-	480	-	460	540	480	470	570	440	400	485	-
36	4	160	531	406	LC-1110-03	480	-	450	-	460	570	510	520	-	-	-	499	-
37	4	160	531	406	LC-1110-03	700	-	640	-	740	610	500	720	-	-	-	439	-
38	6	160	718	593	LC-1110-03	620	-	670	-	640	700	470	710	-	-	-	501	-
38A	6	160	718	593	LC-1110-03	-	-	-	-	-	560	-	530	-	-	-	-	-
39	4	160	531	406	LC-1110-03	520	-	480	-	540	580	460	500	520	-	-	476	-
40	4	160	531	406	LC-1110-03	400	-	500	-	500	450	510	490	450	-	400	421	-
41	4	160	531	406	LC-1110-03	-	-	500	-	540	500	540	540	430	-	410	463	-
42	4	160	531	406	LC-1110-03	500	-	560	-	500	430	500	480	450	410	440	487	-
43	4	160	531	406	LC-1110-03	540	-	560	-	500	500	440	350	450	420	470	475	-
44	1	160	250	125	LC-1110-09	-	-	-	-	-	250	510	-	-	-	-	-	-
45	1	160	250	125	LC-1110-09	-	-	-	-	-	250	-	-	-	-	-	-	-
46	1	160	250	125	LC-1110-09	-	-	-	-	-	250	470	-	-	-	-	-	-
47	1	160	250	125	LC-1110-09	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



* Se recomendó cambiar

* Estos puntos fueron recomendados para cambiar en esta parada, según la recomendación PIM-Z2-A13686, la cual fue ejecutada.

(Autor, 2009)

Tabla 25. Histórico de Espesores SK-8.

TML's	DIÁMETRO (in)	SCHEDULE	ESPESOR ORIGINAL	ESPESOR DE RETIRO	LAZO DE CORROSIÓN	FECHA DE INSPECCIÓN												
						jul-72	ene-73	feb-74	jul-75	jul-77	sep-80	ago-85	nov-87	oct-90	may-94	sep-97	sep-05	oct-06
1	3	160	438	313	LC-1120-09	-	-	460	430	470	-	-	-	-	-	-	-	-
2	3	160	438	313	LC-1120-09	-	420	420	400	420	-	-	-	-	-	480	-	-
3	3	160	438	313	LC-1120-09	480	-	460	440	460	-	400	-	500	490	480	-	-
4	3	160	438	313	LC-1120-09	400	-	440	420	420	-	-	480	500	-	490	-	-
5	3	160	438	313	LC-1120-09	480	-	470	430	490	-	430	440	500	-	480	-	-
6	3	160	438	313	LC-1120-09	400	-	480	420	460	-	540	480	540	350	510	-	-
7	3	160	438	313	LC-1120-09	430	-	470	440	480	-	440	480	600	470	580	-	-
8	3	160	438	313	LC-1120-09	560	-	600	560	600	-	560	580	570	500	550	-	-
9	2	160	343	218	LC-1120-09	340	-	360	320	380	-	-	390	-	350	600	-	-
10	1	160	250	125	LC-1120-09	-	-	-	-	-	-	-	230	-	240	-	-	-
11	1	160	250	125	LC-1120-09	-	-	-	-	-	-	-	230	-	240	-	-	-
12	1	160	250	125	LC-1120-09	-	-	-	-	-	-	-	-	-	270	-	-	-
13	1	160	250	125	LC-1120-09	-	-	-	-	-	-	-	-	-	250	-	-	-
14	1	160	250	125	LC-1120-09	-	-	-	-	-	-	-	-	450	240	-	-	-
15	4	120	438	313	LC-1120-03	500	-	530	480	560	-	420	430	520	500	-	496	-
16	4	120	438	313	LC-1120-03	420	-	440	420	440	-	480	470	480	460	-	419	-
17	4	120	438	313	LC-1120-03	520	-	520	460	560	-	460	460	520	490	-	482	-
18	4	120	438	313	LC-1120-03	420	-	420	420	480	-	440	510	490	360	450	437	-
18A	4	120	438	313	LC-1120-03	-	-	-	-	420	-	-	-	380	-	-	-	-
19	4	120	438	313	LC-1120-03	460	-	420	440	500	-	460	390	510	370	-	490	-
20	4	120	438	313	LC-1120-03	500	-	420	400	530	-	490	470	500	400	-	488	-
21	3	160	438	313	LC-1120-03	420	-	520	400	440	-	500	440	470	490	410	-	-
22	4	160	531	406	LC-1120-03	530	-	440	540	530	-	590	480	520	480	550	-	-
23	3	160	438	313	LC-1120-03	460	-	440	420	410	-	400	420	410	390	400	-	-
24	3	160	438	313	LC-1120-03	480	-	430	440	440	-	480	420	470	380	400	426	-
25	3	160	438	313	LC-1120-03	500	-	490	480	490	-	510	480	470	440	500	-	-
26	3	160	438	313	LC-1120-03	440	-	440	420	430	-	400	360	420	360	350	370	-
27	3	160	438	313	LC-1120-03	500	-	480	460	460	-	430	450	360	390	430	413	-
28	3	160	438	313	LC-1120-03	540	-	510	500	500	-	540	480	500	-	460	470	-
29	3	160	438	313	LC-1120-03	500	-	460	520	490	-	510	470	500	-	470	463	-
30	3	160	438	313	LC-1120-03	560	-	530	590	580	-	530	570	590	600	550	406	-
31	3	160	438	313	LC-1120-03	580	-	590	560	570	-	590	510	580	390	550	477	-
32	3	160	438	313	LC-1120-03	540	-	560	540	540	-	-	510	520	390	520	496	-

Tabla 25. Histórico de Espesores SK-8 (Continuación).

TML's	DIÁMETRO (in)	SCHEDULE	ESPESOR ORIGINAL	ESPESOR DE RETIRO	LAZO DE CORROSIÓN	FECHA DE INSPECCIÓN												
						jul-72	ene-73	feb-74	jul-75	jul-77	sep-80	ago-85	nov-87	oct-90	may-94	sep-97	sep-05	oct-06
33	6	160	718	593	LC-1120-03	730	-	740	740	700	-	730	730	730	550	700	716	-
34	6	160	718	593	LC-1120-03	580	-	510	560	530	-	580	680	530	490	500	-	-
35	4	160	531	406	LC-1120-03	460	-	500	Desaparece	-	-	510	530	-	500	-	-	-
36	4	160	531	406	LC-1120-03	400	-	520	490	510	-	620	480	540	480	550	-	-
37	4	160	531	406	LC-1120-03	500	-	500	470	530	-	490	520	590	500	570	-	-
38	4	160	531	406	LC-1120-03	580	-	550	500	590	-	-	560	580	490	550	-	-
39	4	160	531	406	LC-1120-03	560	-	500	480	490	-	-	500	480	500	480	-	-
40	4	160	531	406	LC-1120-03	500	-	-	530	490	-	-	470	530	-	500	473	-
41	4	120	438	313	LC-1100-03	-	-	-	-	-	-	-	1.21	1.24	-	-	-	-
42	1	160	250	125	LC-1120-09	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
43	1	160	250	125	LC-1120-09	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



* Codo desaparece.

* Codo nuevo, ya que el codo 35 desaparece.

* Puntos nuevos

(Autor, 2009)

Tabla 26. Histórico de Espesores SK-9.

TML's	DIÁMETRO (in)	SCHEDULE	ESPESOR ORIGINAL	ESPESOR DE RETIRO	LAZO DE CORROSIÓN	FECHA DE INSPECCIÓN													
						jun-72	ene-73	feb-74	mar-75	jul-77	sep-80	ago-85	oct-87	oct-90	ene-94	may-94	sep-97	sep-05	oct-06
1	3	160	438	313	LC-1120-03	-	-	-	-	-	-	-	-	410	-	-	360	-	-
2	3	160	438	313	LC-1120-03	-	-	-	-	-	-	-	-	380	-	430	440	-	-
3	4	120	438	313	LC-1110-03	-	-	-	-	-	-	-	-	420	-	430	320	376	-
4	4	120	438	313	LC-1110-03	-	-	-	-	-	-	-	-	360	-	350	300	336	-
5	3	160	438	313	LC-1100-03	-	-	-	-	-	-	-	-	400	-	450	400	383	-
6	3	160	438	313	LC-1100-03	-	-	-	-	-	-	-	-	410	-	410	430	431	-
7	3	160	438	313	LC-1120-03	-	-	-	-	-	-	-	-	410	-	540	520	519	-
8	3	160	438	313	LC-1120-03	-	-	-	-	-	-	-	-	560	-	-	600	500	-
9	3	160	438	313	LC-1120-03	-	-	-	-	-	-	-	-	430	-	-	420	403	-
10	3	160	438	313	LC-1120-03	-	-	-	-	-	-	-	-	420	-	410	410	-	-
11	3	160	438	313	LC-1120-03	-	-	-	-	-	-	-	-	410	-	380	440	357	-
12	4	120	438	313	LC-1110-03	-	-	-	-	-	-	-	-	400	-	450	440	415	-
13	4	120	438	313	LC-1110-03	-	-	-	-	-	-	-	-	410	-	-	400	406	-
14	4	120	438	313	LC-1110-03	-	-	-	-	-	-	-	-	440	-	420	420	382	-
15	4	120	438	313	LC-1110-03	-	-	-	-	-	-	-	-	410	-	390	440	390	-
16	4	120	438	313	LC-1110-03	-	-	-	-	-	-	-	-	400	-	420	440	413	-
17	3	160	438	313	LC-1100-03	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
18	3	160	438	313	LC-1100-03	-	-	-	-	-	-	-	-	510	-	490	490	477	-
19	3	160	438	313	LC-1100-03	-	-	-	-	-	-	-	-	510	-	510	520	527	-
20	3	160	438	313	LC-1100-03	-	-	-	-	-	-	-	-	420	-	420	420	395	-
21	3	160	438	313	LC-1100-03	-	-	-	-	-	-	-	-	600	-	470	550	520	-
22	3	160	438	313	LC-1120-05	-	-	-	-	-	-	-	-	420	-	480	490	492	-
23	3	160	438	313	LC-1120-05	-	-	-	-	-	-	-	-	410	-	-	480	485	-
24	3	160	438	313	LC-1120-05	-	-	-	-	-	-	-	-	430	-	430	420	437	-
25	3	160	438	313	LC-1120-05	-	-	-	-	-	-	-	-	450	-	480	420	-	-
26	3	160	438	313	LC-1120-05	-	-	-	-	-	-	-	-	390	-	470	500	-	-
27	3	160	438	313	LC-1120-05	-	-	-	-	-	-	-	-	410	-	-	-	-	-
28	3	160	438	313	LC-1120-05	-	-	-	-	-	-	-	-	410	-	460	450	455	-
29	3	160	438	313	LC-1120-05	-	-	-	-	-	-	-	-	400	-	-	480	473	-
30	3	160	438	313	LC-1120-05	-	-	-	-	-	-	-	-	400	-	420	450	456	-
31	4	120	237	112	LC-1110-05	-	-	-	-	-	-	-	-	380	-	480	320	319	-
32	4	120	237	112	LC-1110-05	-	-	-	-	-	-	-	-	420	-	-	390	411	-
33	4	120	237	112	LC-1110-05	-	-	-	-	-	-	-	-	420	-	480	460	447	-

Tabla 26. Histórico de Espesores SK-9 (Continuación).

TML's	DIÁMETRO (in)	SCHEDULE	ESPESOR ORIGINAL	ESPESOR DE RETIRO	LAZO DE CORROSIÓN	FECHA DE INSPECCIÓN													
						jun-72	ene-73	feb-74	mar-75	jul-77	sep-80	ago-85	oct-87	oct-90	ene-94	may-94	sep-97	sep-05	oct-06
34	4	120	237	112	LC-1110-05	-	-	-	-	-	-	-	-	430	-	410	480	-	-
35	4	120	237	112	LC-1110-05	-	-	-	-	-	-	-	-	430	-	-	570	432	-
36	4	120	237	112	LC-1110-05	-	-	-	-	-	-	-	-	400	-	-	-	-	-
37	4	120	237	112	LC-1110-05	-	-	-	-	-	-	-	-	400	-	400	410	407	-
38	4	120	237	112	LC-1110-05	-	-	-	-	-	-	-	-	400	-	510	-	429	-
39	4	120	237	112	LC-1110-05	-	-	-	-	-	-	-	-	410	-	410	-	430	-
40	3	160	438	313	LC-1100-05	-	-	-	-	-	-	-	-	420	-	420	440	414	-
41	3	160	438	313	LC-1100-05	-	-	-	-	-	-	-	-	430	-	430	420	431	-
42	3	160	438	313	LC-1100-05	-	-	-	-	-	-	-	-	440	-	490	490	480	-
43	3	160	438	313	LC-1100-05	-	-	-	-	-	-	-	-	400	-	420	450	421	-
44	3	160	438	313	LC-1100-05	-	-	-	-	-	-	-	-	430	-	-	390	468	-
45	3	160	438	313	LC-1100-05	-	-	-	-	-	-	-	-	400	-	-	480	493	-
46	3	160	438	313	LC-1100-05	-	-	-	-	-	-	-	-	430	-	480	470	463	-
47	3	160	438	313	LC-1100-05	-	-	-	-	-	-	-	-	400	-	-	430	480	-
48	2	160	343	218	LC-1120-05	-	-	-	-	-	-	-	-	400	-	470	190	224	189
49	2	160	343	218	LC-1120-05	-	-	-	-	-	-	-	-	200	-	200	200	237	208
50	2	80	218	93	LC-1110-05	-	-	-	-	-	-	-	-	200	-	-	-	222	195
51	2	80	218	93	LC-1110-05	-	-	-	-	-	-	-	-	190	-	-	-	236	207
52	3	80	300	175	LC-1120-05	-	-	-	-	-	-	-	-	310	-	-	240	259	211
53	3	80	300	175	LC-1120-05	-	-	-	-	-	-	-	-	330	-	-	310	295	294
54	3	80	300	175	LC-1120-05	-	-	-	-	-	-	-	-	320	-	-	260	178	169
55	3	160	438	313	LC-1120-05	-	-	-	-	-	-	-	-	420	400	450	-	487	-
56	3	160	438	313	LC-1120-05	-	-	-	-	-	-	-	-	420	380	430	-	470	-
57	3	160	438	313	LC-1120-05	-	-	-	-	-	-	-	-	500	430	440	-	505	-
58	6	120	562	437	LC-1120-05	-	-	-	-	-	-	-	-	410	340	-	-	746	-
59	6	120	562	437	LC-1120-05	-	-	-	-	-	-	-	-	480	360	-	-	650	-
60	6	120	562	437	LC-1120-05	-	-	-	-	-	-	-	-	470	380	-	-	-	-
61	6	120	562	437	LC-1120-05	-	-	-	-	-	-	-	-	490	340	-	-	-	-
62	6	120	562	437	LC-1120-05	-	-	-	-	-	-	-	-	490	340	-	-	745	-
63	6	120	562	437	LC-1120-05	-	-	-	-	-	-	-	-	480	350	-	-	656	-
64	3	160	438	313	LC-1110-05	-	-	-	-	-	-	-	-	460	430	-	-	450	-
65	3	160	438	313	LC-1100-05	-	-	-	-	-	-	-	-	420	430	430	-	504	-
66	2	160	343	218	LC-1100-05	-	-	-	-	-	-	-	-	200	-	-	190	208	-
67	3	160	438	313	LC-1110-05	-	-	-	-	-	-	-	-	480	-	460	480	488	-

Tabla 26. Histórico de Espesores SK-9 (Continuación).

TML's	DIÁMETRO (in)	SCHEDULE	ESPESOR ORIGINAL	ESPESOR DE RETIRO	LAZO DE CORROSIÓN	FECHA DE INSPECCIÓN													
						jun-72	ene-73	feb-74	mar-75	jul-77	sep-80	ago-85	oct-87	oct-90	ene-94	may-94	sep-97	sep-05	oct-06
68	3	160	438	313	LC-1110-05	-	-	-	-	-	-	-	-	420	-	430	510	450	-
69	3	160	438	313	LC-1110-05	-	-	-	-	-	-	-	-	110	520	-	-	504	-
70	3	160	438	313	LC-1110-05	-	-	-	-	-	-	-	-	460	-	-	-	433	-
71	3	160	438	313	LC-1110-05	-	-	-	-	-	-	-	-	400	-	-	-	-	-
72	3	160	438	313	LC-1110-05	-	-	-	-	-	-	-	-	390	-	-	-	-	-
73	3	160	438	313	LC-1110-05	-	-	-	-	-	-	-	-	400	-	-	440	442	-
74	3	160	438	313	LC-1110-05	-	-	-	-	-	-	-	-	410	-	-	410	409	-
75	3	160	438	313	LC-1110-05	-	-	-	-	-	-	-	-	410	-	-	430	523	-
76	3	160	438	313	LC-1110-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	360	-
77	3	160	438	313	LC-1110-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	384	-


 * Se recomendó para cambio

(Autor, 2009)

Tabla 27. Histórico de Espesores SK-10.

TML's	DIÁMETRO (in)	SCHEDULE	ESPESOR ORIGINAL	ESPESOR DE RETIRO	LAZO DE CORROSIÓN	FECHA DE INSPECCIÓN											
						jun-72	ene-73	feb-74	mar-75	jul-77	ago-80	ago-85	oct-87	oct-90	sep-97	sep-05	oct-06
1	6	40	280	155	LC-1150-03	-	-	-	260	290	280	-	260	260	-	-	285
2	6	40	280	155	LC-1150-03	-	-	-	260	290	280	-	280	280	-	-	266
3	6	40	280	155	LC-1150-03	-	-	-	260	290	280	-	280	330	-	-	267
4	6	40	280	155	LC-1150-03	-	-	-	260	280	280	-	270	300	-	-	-
5	6	40	280	155	LC-1150-03	-	-	-	260	300	280	-	250	300	-	-	-
6	6	40	280	155	LC-1150-03	-	-	-	-	-	-	-	250	-	-	-	-
7	6	40	280	155	LC-1150-03	-	-	-	-	-	-	-	260	-	-	-	-
8	6	40	280	155	LC-1150-03	-	-	-	-	-	280	-	280	300	-	-	-

* Este isométrico es igual al SK-2, lo único diferente es la línea del D-1158 a T-1151, lo cual abarca los primeros ocho puntos.

 * Se recomienda cambiar.

(Autor, 2009)

Tabla 28. Histórico de Espesores SK-MEA.

TML's	DIÁMETRO (in)	SCHEDULE	ESPESOR ORIGINAL	ESPESOR DE RETIRO	LAZO DE CORROSIÓN	FECHA DE INSPECCIÓN													
						jun-72	ene-73	feb-74	mar-75	jul-77	sep-79	jul-80	oct-87	oct-90	ene-94	sep-97	sep-05	oct-06	abr-08
1	8	40	322	197	LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	326	-	-
2	8	40	322	197	LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	325	-	-
3	8	40	322	197	LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	368	-	-
4	8	40	322	197	LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	8	40	322	197	LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	8	40	322	197	LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	8	40	322	197	LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	8	40	322	197	LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	529	-	-
9	8	40	322	197	LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	343	-	-
10	8	40	322	197	LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	293	-	-
11	8	40	322	197	LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	290	-	-
12	8	40	322	197	LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	310	-	-
13	8	40	322	197	LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	323	-	-
14	8	40	322	197	LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	507	-	-
15	8	40	322	197	LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	503	-	-
16	8	40	322	197	LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	500	-	-
17	8	40	322	197	LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	334	-	-
18	8	40	322	197	LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	318	-	-
19	8	40	322	197	LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	329	-	-
20	8	40	322	197	LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	303	-	-
21	8	40	322	197	LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	506	-	-
22	8	40	322	197	LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	483	-	-
23	8	40	322	197	LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
24	8	40	322	197	LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	318	-	-
25	8	40	322	197	LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	521	-	-
26	8	40	322	260	LC-1150-04	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	498	-	-
27	8	40	322	260	LC-1150-04	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	337	-	-
28	8	40	322	260	LC-1150-04	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	328	-	-
29	8	40	322	260	LC-1150-04	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	356	-	-
30	8	40	322	260	LC-1150-04	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	332	-	-
31	8	40	322	260	LC-1150-04	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	325	-	-
32	8	40	322	260	LC-1150-04	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	328	-	-
33	8	40	322	260	LC-1150-04	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	331	-	-

Tabla 28. Histórico de Espesores SK-MEA (Continuación).

TML's	DIÁMETRO (in)	SCHEDULE	ESPESOR ORIGINAL	ESPESOR DE RETIRO	LAZO DE CORROSIÓN	FECHA DE INSPECCIÓN													
						jun-72	ene-73	feb-74	mar-75	jul-77	sep-79	jul-80	oct-87	oct-90	ene-94	sep-97	sep-05	oct-06	abr-08
34	8	40	322	260	LC-1150-04	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	326	-	-
35	8	40	322	260	LC-1150-04	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	506	-	-
36	8	40	322	197	LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	315	-	-
37	8	40	322	197	LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
38	4	40	237	175	LC-1150-03	-	-	-	-	-	-	240	-	-	-	-	-	-	-
39	4	40	237	175	LC-1150-03	-	-	-	-	-	-	240	-	-	-	-	-	-	-
40	4	40	237	175	LC-1150-03	-	-	-	-	-	-	340	-	-	-	-	224	-	-
41	4	40	237	175	LC-1150-03	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	253	-	-
42	4	40	237	175	LC-1150-03	-	-	-	-	175	-	-	-	-	-	-	240	-	-
43	4	40	237	175	LC-1150-03	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	251	-	-
44	4	40	237	175	LC-1150-03	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	229	-	-
45	4	40	237	175	LC-1150-03	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
46	4	40	237	175	LC-1150-03	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	231	-	-
47	4	40	237	175	LC-1150-03	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	224	-	-
48	6	80	432	245	LC-1150-06	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	408	-	-
49	6	80	432	245	LC-1150-06	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	281	-	-
50	8	40	322	-	LC-1150-06	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
51	8	40	322	-	LC-1150-06	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
52	8	40	322	-	LC-1150-06	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
53	6	80	432	245	LC-1150-06	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	448	-	-
54	6	80	432	245	LC-1150-06	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	530	-	-
55	6	80	432	245	LC-1150-06	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	472	-	-
56	6	80	432	245	LC-1150-06	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
57	6	80	432	245	LC-1150-06	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
58	6	80	432	245	LC-1150-06	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	468	-	-
59	6	80	432	245	LC-1150-06	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	488	-	-
60	12	STD	375	188	LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
61	8	40	322	197	LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	509	-	-
62	8	40	322	197	LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	331	-	-
63	8	40	322	197	LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	321	-	-
64	8	40	322	197	LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	327	-	-
65	8	40	322	197	LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	299	-	-
66	8	40	322	197	LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	325	-	-
67	8	40	322	197	LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	333	-	-

Tabla 28. Histórico de Espesores SK-MEA (Continuación).

TML's	DIÁMETRO (in)	SCHEDULE	ESPESOR ORIGINAL	ESPESOR DE RETIRO	LAZO DE CORROSIÓN	FECHA DE INSPECCIÓN													
						jun-72	ene-73	feb-74	mar-75	jul-77	sep-79	jul-80	oct-87	oct-90	ene-94	sep-97	sep-05	oct-06	abr-08
68	8	40	322	197	LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	347	-	-
69	8	40	322	197	LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
70	8	40	322	197	LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
71	8	40	322	197	LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
72	8	40	322	197	LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	343	-	-
73	8	40	322	197	LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	334	-	-
74	8	40	322	197	LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	331	-	-
75	8	40	322	197	LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
76	10	40	365	178	LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
77	10	40	365	178	LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
78	10	40	365	178	LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
79	10	40	365	178	LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
80	8	40	322	197	LC-1150-04	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	480	-	-
81	8	40	322	197	LC-1150-04	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	318	-	-
82	8	40	322	197	LC-1150-04	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	302	-	-
83	8	40	322	197	LC-1150-04	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	320	-	-
84	8	40	322	197	LC-1150-04	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
85	8	40	322	197	LC-1150-04	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
86	18	STD	375	188	LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
87	18	STD	375	188	LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
88	18	STD	375	188	LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
89	18	STD	375	188	LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
90	18	STD	375	188	LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
91	8	40	322	197	LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	167	-	-
92	8	40	322	197	LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	437	-	-
93	8	40	322	197	LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	490	-	-
94	18	STD	375	188	LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
95	RED				LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	310	-	-
96	4	80	337	212	LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	340	-	-
97	RED				LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	340	-	-
98	6	80	432	245	LC-1150-06	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	375	-	-
99	6	80	432	245	LC-1150-06	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	350	-	-
100	2	40	154	92	LC-1150-03	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
101	RED				LC-1150-04	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	476	-	-

Tabla 28. Histórico de Espesores SK-MEA (Continuación).

TML's	DIÁMETRO (in)	SCHEDULE	ESPESOR ORIGINAL	ESPESOR DE RETIRO	LAZO DE CORROSIÓN	FECHA DE INSPECCIÓN													
						jun-72	ene-73	feb-74	mar-75	jul-77	sep-79	jul-80	oct-87	oct-90	ene-94	sep-97	sep-05	oct-06	abr-08
102	3	80	300	175	LC-1150-04	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	474	-	-
103	6	40	280	155	LC-1150-04	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	243	-	-
104	8	40	322	197	LC-1150-04	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	305	-	-
105	6	40	280	155	LC-1150-04	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	245	-	-
106	8	40	322	197	LC-1150-04	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	278	-	-
107	8	40	322	197	LC-1150-04	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	275	-	-
108	12	30	330	205	LC-1150-06	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	298	-	-
109	12	30	330	205	LC-1150-06	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	323	-	-
110	12	30	330	205	LC-1150-06	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	321	-	-
111	12	30	330	205	LC-1150-06	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
112	12	30	330	205	LC-1150-06	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
113	12	STD	375	188	LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
114	12	STD	375	188	LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
115	12	STD	375	188	LC-1150-05	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

* Los valores de los puntos 29 y 30 del año 80 corresponden a unos valores encontrados en un isométrico no registrado, en el mes de julio de este año.

(Autor, 2009)

3.5 DESCRIPCIÓN DE MATERIALES Y LAZOS DE CORROSIÓN¹⁶

Los lazos de corrosión se establecieron según lo establecido en el RBI realizado para la planta de la siguiente manera:

- LC-1150-01: Circuito de carga.
- LC-1150-02: Circuito de gases: H₂, CO, CO₂, H₂O.
- LC-1150-03: Circuito de H₂ a baja temperatura.
- LC-1150-04: Circuito de MEA rica.
- LC-1150-05: Circuito de MEA pobre.
- LC-1150-06: Circuito de CO₂
- LC-1150-07: Circuito de H₂ producto.
- LC-1150-08: Circuito de vapor.
- LC-1150-09: Circuito de agua de calderas.
- LC-1150-10: Circuito de reacción de reformado H-1151.
- LC-1150-11: Circuito de sección de convección H-1151.
- LC-1150-12: Circuito de H₂ de reciclo.

Por otro lado es necesario mencionar que en esta unidad también intervienen lazos de corrosión de las unidades de Aceite Parafinico (U-1100), Aceite Naftenico (U-1110) y Cera (U-1120), tales lazos son:

- LC-1100/1110/1120-03: Circuito de carga de las unidades de aceite parafinico, aceite naftenico y ceras.
- LC-1100/1110/1120-05: Circuito de agua agria de las unidades de aceite parafinico, aceite naftenico y ceras.

Para la descripción de los lazos de corrosión fue necesario empatar la información descrita en el proceso de flujo de la unidad, con el RBI realizado

¹⁶ Los Lazos de Corrosión fueron establecidos por el Taller de RBI, realizado para la Planta de Parafinas, por parte la Coordinación de Inspección e Integridad de Equipos, Ecopetrol S.A.

para la planta y poder clasificar de esta manera las líneas en su respectivo lazo de corrosión.

En la Tabla 29, se muestran las distintas líneas pertenecientes a cada lazo de corrosión de la unidad.

Los mecanismos de daño aquí nombrados son aquellos a los que los diferentes circuitos de la unidad están o pueden estar potencialmente sometidos, ya que muchos de ellos no han sido comprobados o el sistema no ha sido inspeccionado para tal fin. Estos mecanismos de daño potenciales aparecen según determinado tipo de fluido que se transporta y las condiciones de operación del equipo, así como del material de la tubería. Los mecanismos de daño para los diferentes lazos fueron establecidos según los PFD's¹⁷ mostrados en el API-571.

A continuación se describirá cada uno de los lazos de corrosión que conforman la unidad, así como los distintos materiales presentes y los mecanismos de daño que se presentan en cada lazo:

- ✓ **LC-1150-01:** Las líneas de este lazo de corrosión son de Acero al Carbono (CS), el principal mecanismo de daño que se presenta en este lazo es corrosión interna, exceptuando la línea 11576/1 (línea Cross Over), la cual está sometida a Fragilización por Alta Temperatura.

- ✓ **LC-1150-02:** Este lazo en su mayoría está construido en CS, a excepción de la línea 11511, la cual está construida en SS, y las líneas 11506 y 11508, las cuales son de C-Mo. El principal mecanismo de daño al que se encuentra sometido este lazo es a Ataque por Hidrogeno a Alta Temperatura (HTHA).

¹⁷ PFD's: Por sus siglas en ingles, Simplified Process Flow Diagrams (Diagramas de Flujo de Proceso Simplificados)

Tabla 29. Listado de Líneas por Lazos de Corrosión.

LISTADO DE LÍNEAS POR LAZOS DE CORROSIÓN											
LAZO DE CORROSIÓN	LÍNEAS	LAZO DE CORROSIÓN	LÍNEAS	LAZO DE CORROSIÓN	LÍNEAS	LAZO DE CORROSIÓN	LÍNEAS	LAZO DE CORROSIÓN	LÍNEAS	LAZO DE CORROSIÓN	LÍNEAS
LC-1150-01 CIRCUITO DE CARGA	3"-11502	LC-1150-02 GASES: H2, CO, CO2, H2O	8"-11506	LC-1150-03 H2 A BAJA TEMPERATURA	6"-11513	LC-1150-04 MEA RICA	8"-11540	LC-1150-05 MEA POBRE	8"-11554	LC-1150-06 CO2	8"-11544
	2"-11526		3"-11527		3"-11520		8"-11541		10"-11552		6"-11545
	3"-11526		3"-11528		4"-11520		3"-11542		8"-11553		12"-11543
	3"-11501		3/4-11506		6"-11514		6"-11542		3"-11555		
	3"-11524/1		3/4-11604		4"-11515		8"-11542		8"-11555		
	3"-11524/2		8"-11509		4"-11516				18"-11550		
	3"-11525/1		6"-11530	2"-11539		4"-11556					
	3"-11525/2		6"-11511			8"-11556					
	3"-11503		4"-11510			4"-11557					
	3"-11504		6"-11510			8"-11557					
	6"-11576		6"-11517			12"-11549					
	6"-11642		8"-11507								
	6"-11576/1		8"-11508								
	6"-11518										
	6"-11519										

Tabla 29. Listado de Líneas por Lazos de Corrosión (Continuación).

LAZO DE CORROSIÓN	LÍNEAS	LAZO DE CORROSIÓN	LÍNEAS	LAZO DE CORROSIÓN	LÍNEAS	LAZO DE CORROSIÓN	LÍNEAS	LAZO DE CORROSIÓN	LÍNEAS	LAZO DE CORROSIÓN	LÍNEAS
LC-1150-07 H2 PRODUCTO	4"-11084	LC-1150-08 LÍNEAS DE VAPOR	E-1159 HE	LC-1150-10 REACCIÓN DE REFORMADO	E-1151 HE	LC-1150-12 H2 DE RECICLO	3"-11064	LC-1100/1110/112 0-03 MEZCLA HIDROGENO CARGA	3"-11008	LC-1100/1110/112 0-05 AGUA AGRIA Y H2 DE RECICLO	3"-11016
	4"-11521						4"-11064		3"-11010		3"-11056
	3"-11521	3"-11082	4"-11011	2"-11017							
	2"-11521	3"-11085	4"-11013	3"-11017							
	3"-11083	4"-11085	3"-11014	4"-11116/1							
	3"-11952	1"-11064	3"-11103/1	2"-11114							
	2"-11343	2"-11064	4"-11107	3"-1114							
	2"-11534	1"-11082	3"-11109	3"-11211/1							
	3/4"-11534	2"-11082	4"-11110	2"-11212							
	6"-11320/1	1"-11085	4"-11111	3"-11212							
	6"-11058/1	2"-11085	3"-11204/1	6"-11056							
	3"-11317/1		4"-11206								
	4"-11317/1		3"-11208								
	2"-11309		4"-11209								
	1"-11310		3"-11210								

Fuente: Autor

- ✓ **LC-1150-03:** Este lazo en su mayoría está construido en CS, a excepción de la línea 11513, la cual está construida en SS. El mecanismo de daño predominante de este lazo es Daño por Hidrogeno a Baja Temperatura, en zonas de bajo flujo o estancamiento.

- ✓ **LC-1150-04:** Las líneas de este lazo son en su totalidad de CS. Este lazo esta propenso a los siguientes mecanismos de corrosión: Stress Corrosión Cracking (SCC) por Amina y Corrosión por Amina, debito al tratamiento con MEA para la eliminación del CO₂, también esta propenso a Erosión/Erosión Corrosión, debido a sólidos por la mala filtración de la MEA.

- ✓ **LC-1150-05:** Las líneas de este lazo son en su totalidad de CS. Este lazo esta propenso a los siguientes mecanismos de corrosión: Stress Corrosión Cracking (SCC) por Amina y Corrosión por Amina, debito al tratamiento con MEA para la eliminación del CO₂, también esta propenso a Erosión/Erosión Corrosión, debido a sólidos por la mala filtración de la MEA.

- ✓ **LC-1150-06:** Las líneas de este lazo son en su totalidad de CS, a excepción de la línea 11544 que es de Al. Este lazo está sometido básicamente a Corrosión por CO₂, el cual es producto de la regeneración de MEA.

- ✓ **LC-1150-07:** Las líneas de este lazo son en su totalidad de CS. El mecanismo de daño predominante de este lazo es Daño por Hidrogeno a Baja Temperatura, en zonas de bajo flujo o estancamiento.

- ✓ **LC-1150-08:** Este lazo en su totalidad es de CS, no se sabe de mecanismos de daño activos para este lazo.

- ✓ **LC-1150-09:** Este lazo en su totalidad es de CS, no se sabe de mecanismos de daño activos para este lazo.
- ✓ **LC-1150-10:** Este lazo pertenece al horno H-1151. Los principales mecanismos de daño de este lazo son: Ruptura por Arrastramiento/Tensión, HTHA, Degradación Refractaria y Fragilización de Fase Sigma.
- ✓ **LC-1150-11:** Este lazo pertenece al horno H-1151. Los principales mecanismos de daño de este lazo son: Creep, fatiga Termal y Fragilización por Alta Temperatura.
- ✓ **LC-1150-12:** Este lazo en su totalidad es de CS, y los mecanismos de daño asociados a este lazo son básicamente Daño por Hidrogeno Húmedo y Corrosión por Cloruro de Amonio.
- ✓ **LC-1100/1110/1120-03:** Las líneas entre los reactores R-1101/1111A-B/1121 y los E-1103/1113/1123 son de 5%Cr-Al, y las líneas entre los E-1101/1111/1121 y D-1101/1111/1121 son de C-o.5Mo. Los principales mecanismos de daño de estos lazos son: Fragilización por revenido, Sulfidación (High Temperature H₂/H₂S), Fatiga Termica, Erosión y Ataque por Hidrogeno.
- ✓ **LC-1100/1110/1120-05:** Las líneas de construcción de estos lazos son en su mayoría de CS, y los principales mecanismos de daño presentes en este lazo son: Daño por Hidrogeno Humedo, Ampollamiento (Blistering), Agrietamiento, Corrosión por Bisulfuro de Amonio, Corrosión por Cloruro de Amonio, Corrosión por HCL y Erosión/Corrosión.

En la Tabla 30, se muestra el resumen de los distintos materiales y mecanismos de daño que se presentan en cada lazo de corrosión de la unidad.

Tabla 30. Materiales y Mecanismos de Daño Presentes en la Unidad de Generación de Hidrogeno.

MATERIALES Y MECANISMOS DE DAÑO POR LAZOS		
LAZO DE CORROSIÓN	MATERIALES	MECANISMOS DE DAÑO
LC-1150-01 CIRCUITO DE CARGA	Acero al Carbono, CS	Corrosión Interna
		Fragilización por Alta Temperatura
LC-1150-02 GASES: H2, CO, CO2, H2O	CS Acero Inoxidable Austenítico, SS Acero Aleado, C-Mo	Ataque por Hidrogeno a Alta Temperatura, HTHA
LC-1150-03 H2 A BAJA TEMPERATURA	CS SS	Daño por Hidrogeno a Baja Temperatura
LC-1150-04 MEA RICA	CS	Stress Corrosion Cracking (SCC) por Amina
		Corrosión por Amina
		Erosión/Corrosión
LC-1150-05 MEA POBRE	CS	Stress Corrosion Cracking (SCC) por Amina
		Corrosión por Amina
		Erosión/Corrosión
LC-1150-06 CO2	CS	Corrosión por CO2
LC-1150-07 H2 PRODUCTO	CS	Daño por Hidrogeno a Baja Temperatura
LC-1150-08 LÍNEAS DE VAPOR	CS	
LC-1150-10 REACCIÓN DE REFORMADO	Ruptura por Arrastramiento/Tensión, HTHA, Fragilización de Fase Sigma	
LC-1150-12 H2 DE RECICLO	CS	Daño por Hidrogeno a Baja Temperatura
LC-1100/1110/1120-03 MEZCLA HIDROGENO CARGA	5%Cr-Al C-0.5Mo	Envejecimiento por Tensión, Sulfidación
		Corrosión por H2/H2S por Alta Temperatura
		Fragilización por Revenido.
		HTHA
LC-1100/1110/1120-05 AGUA AGRIA Y H2 DE RECICLO	CS	Ampollamiento y Agrietamiento por Hidrogeno
		Erosión/Corrosión,
		Corrosión por Cloruro de Amonio,
		Corrosión por Bisulfuro de Amonio
		Corrosión por HCl

Fuente: Autor

4. IMPLEMENTACIÓN DE LA INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO.

El propósito principal de este capítulo es ilustrar de manera detallada la forma en que será aplicada las metodologías descritas por el API-580/581 y el API-570/574, con el fin de determinar la criticidad y el estado actual en que se encuentra el sistema de tubería de la unidad de Generación de Hidrogeno, dando una jerarquización a de sus líneas y determinando cuáles de ellas necesitan una mayor atención cuando se realice la siguiente inspección del sistema.

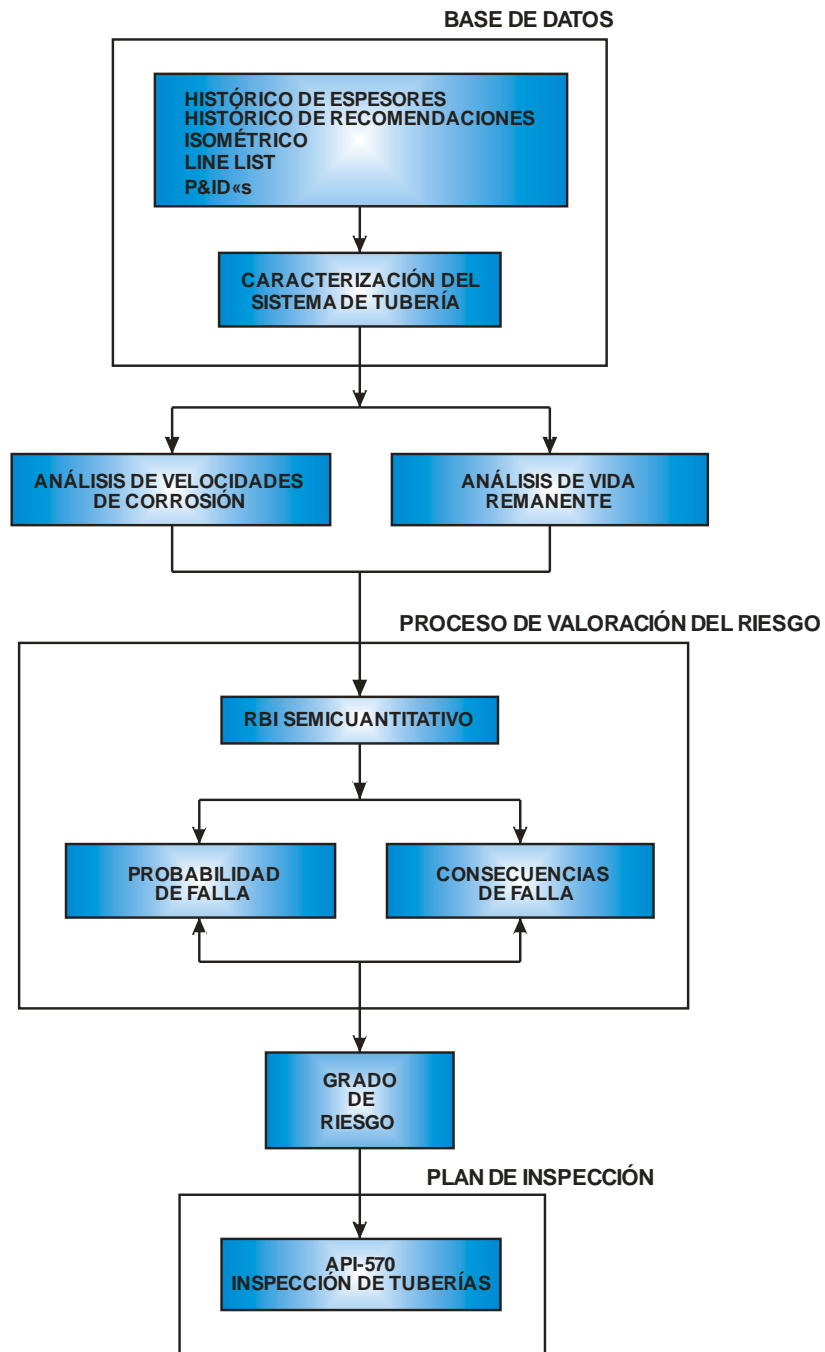
Para poder determinar la criticidad de una determinada línea es necesario contar con las velocidades de corrosión de la misma, es por esta razón que se toma la decisión de describir inicialmente la metodología que se aplicará para la obtención de estas velocidades y determinar el estado actual del sistema de tubería a nivel de espesores.

Una vez obtenida la velocidad de corrosión de la línea se establecerá la criticidad de ésta, respecto de las demás que conforman el sistema y poder de esta manera determinar el programa de inspección y sus actividades, según la valoración del riesgo de cada una.

Esto permitirá aumentar la confiabilidad del sistema, y dirigir la inspección hacia las líneas más críticas, ahorrando tiempo y costos de mantenimiento.

En la Figura 38 se puede observar el proceso que se seguirá para la implementación de la Inspección Basada en riesgo.

Figura 38. Proceso para la Implementación de la Inspección Basada en Riesgo para la Unidad de Generación de Hidrogeno.



Fuente: API-581

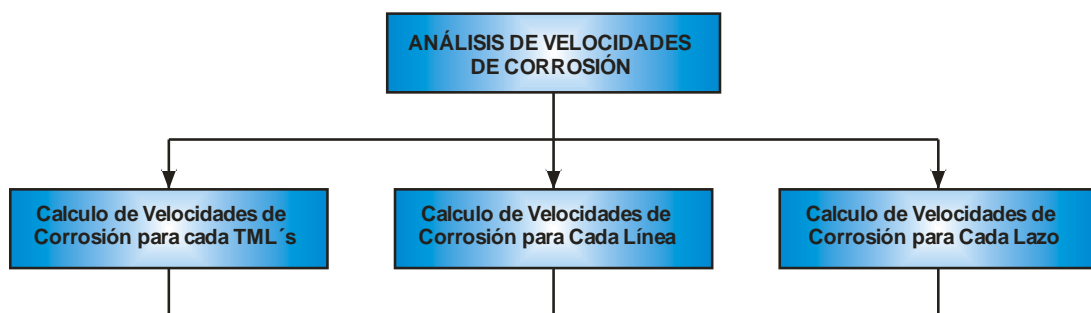
En las siguientes secciones se explicará de manera detallada cada uno de los pasos que se requieren para los análisis propuestos en la Figura 38.

4.1 ANÁLISIS DE VELOCIDADES DE CORROSIÓN

Para el análisis y cálculo de las velocidades de corrosión, es necesario determinar este factor a nivel individual para cada TML's (Thickness Monitoring Locations), a nivel de la línea a que pertenece cada TML's, y a nivel del lazo de corrosión al que pertenece cada línea. Como se observa en la Figura 39. Es así como se establecerán tres velocidades de corrosión, las cuales brindarán la posibilidad de analizar el sistema de manera más ágil y poder determinar de esta forma como se está comportando la tasa corrosión en el sistema. Según lo anterior el cálculo de las distintas velocidades de corrosión se llevará a cabo en los siguientes tres pasos:

- ✓ Cálculo de Velocidades de Corrosión para cada TML's.
- ✓ Cálculo de Velocidades de Corrosión para cada Línea de Tubería.
- ✓ Cálculo de Velocidades de Corrosión para cada Lazo de Corrosión.

Figura 39. Análisis de Velocidades de Corrosión para la Unidad de Generación de Hidrogeno.



Fuente: API-570/574

En los siguientes apartados se explicará cada uno de los cálculos anteriormente mencionados.

4.1.1 Velocidad de corrosión para cada TML's

La velocidad de corrosión es determinada para cada TML's medido de cada línea de tubería. Esta velocidad está determinada por los siguientes métodos estadísticos:

◆ **Velocidad de corrosión a largo plazo:**

$$\text{Velocidad de corrosión} = \frac{t_{inicial} - t_{actual}}{\text{Tiempo (años) entre } t_{inicial} \text{ y } t_{actual}} \quad (14)$$

◆ **Velocidad de corrosión a corto plazo:**

$$\text{Velocidad de corrosión} = \frac{t_{previo} - t_{actual}}{\text{Tiempo (años) entre } t_{previo} \text{ y } t_{actual}} \quad (15)$$

◆ **Velocidad de corrosión por Mínimos Cuadrados:**

$$\text{Velocidad de corrosión} = \text{Pendiente de la línea} \quad (16)$$

Donde: t_{actual} = El espesor actual, en milésimas de pulgadas, medido en la última inspección de la tubería.

$t_{inicial}$ = El espesor, en milésimas de pulgadas, del mismo TML's del t_{actual} medido en la instalación inicial de la tubería.

t_{previo} = El espesor, en milésimas de pulgadas, del mismo TML's del t_{actual} medido durante una o más inspecciones previas..

Las ecuaciones 14 y 15 están descritas en el API 570, en tanto que la ecuación 16 viene incluida en el paquete de cálculo de velocidades de

corrosión del software UltraPipe adquirido por Ecopetrol S.A. (Duarte, 2006), y el cual es un programa de administración de datos para la organización, análisis y documentación de los datos de inspección, en conexión con el monitoreo de corrosión (ILOG, 2009).

4.1.2 Velocidad de corrosión para cada línea de tubería

Después de haber calculado la velocidad de corrosión para cada TML's, se procede a determinar la tendencia de la velocidad de corrosión para cada línea de tubería a la cual pertenece cada TML's, para lo cual se tomara como velocidad de corrosión de la línea, el promedio de las velocidades de corrosión de cada espesor medido. Este promedio se basa en el cálculo de la media aritmética de la velocidad de corrosión del TML's (Duarte, 2006, 89).

4.1.3 Velocidad de corrosión para cada lazo de corrosión

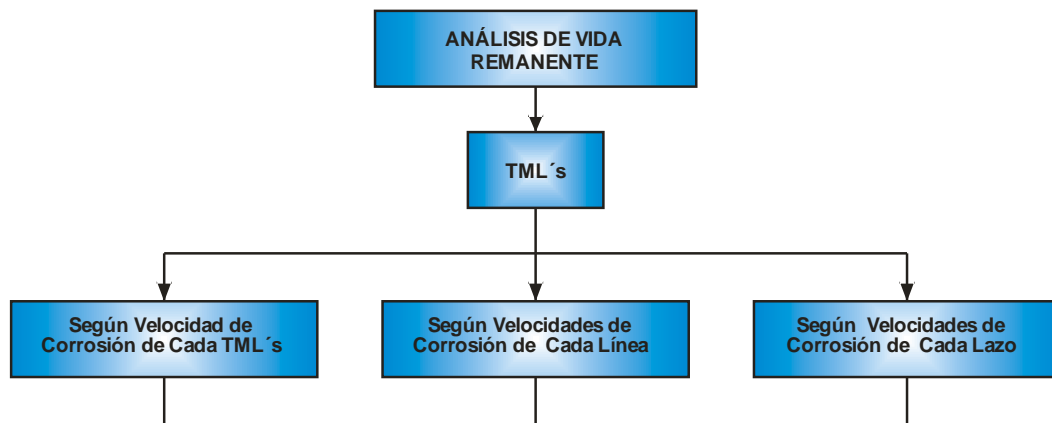
Una vez determinada la velocidad de corrosión para cada línea, se establecerá como velocidad de corrosión del lazo, la velocidad más alta obtenida en el cálculo anterior.

4.2 ANÁLISIS DE VIDA REMANENTE

El cálculo de la vida remanente será calculada para cada TML's, , y se llevará a cabo en tres pasos, según se muestra en la Figura 40, los cuales son los siguientes:

- ◆ Cálculo de Vida Remanente según la velocidad de corrosión individual del TML's.
- ◆ Cálculo de Vida Remanente según la velocidad de corrosión de la línea de tubería.
- ◆ Cálculo de Vida Remanente según la velocidad de corrosión del lazo de corrosión.

Figura 40. Análisis de Vida Remanente para la Unidad de Generación de Hidrogeno.



Fuente: API-570/574

A continuación se explicará cada uno de estos cálculos:

4.2.1 Cálculo de la Vida Remanente según la velocidad de corrosión individual del TML's

La vida remanente será calculada para cada TML's según las fórmulas siguientes:

$$Vida\ Remanente\ (Años) = \frac{t_{actual} - t_{requerido}}{Velocidad\ de\ Corrosión} \quad (17)$$

$$\text{Vida remanente (Años)} = \frac{t_{\text{actual}} - t_{\text{retiro}}}{\text{Velocidad de Corrosión}} \quad (18)$$

$$t_{\text{retiro}} = t_{\text{inicial}} - \text{Corrosion Allowance} \quad (19)$$

Donde: $t_{\text{requerido}}$ = El espesor requerido, en milésimas de pulgadas, del mismo TML's del t_{actual} medida calculada de las formulas de diseño (ejemplo: presión y estructural) antes de agregar el Corrosion Allowance (Corrosión Permitida).

t_{retiro} = El espesor de retiro, en milésimas de pulgadas, del mismo TML's del t_{inicial} .

La ecuación 17 esta descrita y recomendada en el API 570, pero cuando se desea ser un poco más conservador en estos cálculos se puede usar la ecuación 18. La razón de utilizar una o la otra se debe a que en la ecuación 17 se halla el $t_{\text{requerido}}$, el cual se obtiene basándose en las condiciones de operación de la línea, y es el espesor mínimo que puede alcanzar la pared de la tubería. Si la tubería alcanza este espesor, una falla catastrófica de esta es inminente. En tanto que la ecuación 18 es más conservadora ya que el t_{retiro} se obtiene de restarle al espesor inicial que se tomo en el momento de la instalación de la tubería el corrosion allowance, por supuesto el $t_{\text{requerido}}$ es menor que el t_{retiro} .

4.2.2 Cálculo de Vida remanente según la velocidad de corrosión de la línea de tubería

El cálculo de la vida remanente se calculara para cada TML's, según las formulas 17, 18 y 19, pero utilizando como velocidad de corrosión la velocidad de la línea a la cual pertenece el TML's.

4.2.3 Cálculo de Vida remanente según la velocidad de corrosión del lazo de corrosión

El cálculo de la vida remanente se calculara para cada TML's, según las formulas 17, 18 y 19, pero utilizando como velocidad de corrosión la velocidad del lazo de corrosión al cual pertenece el TML's.

Con el análisis de las velocidades de corrosión y la vida remanente para cada TML's ó cada línea, y el análisis de criticidad del sistema, se determinará el programa de inspección del mismo, y las actividades que se realizarán durante la siguiente inspección de éste.

4.3 ANÁLISIS DE CRITICIDAD

El análisis de criticidad o de riesgo se llevará a cabo en tres etapas (Ver Figura 38), las cuales son:

- ◆ Análisis de la Probabilidad.
- ◆ Análisis de Consecuencias.
- ◆ Análisis de Riego.

Para tal fin en los siguientes apartados se explicará cómo se realizará cada una de estas etapas.

4.3.1 Análisis de probabilidad de falla

El análisis de probabilidad aquí descrito, y mostrado en la Figura 41, se basa en la metodología descrita por el API-581 de un acercamiento semicuantitativo para la implementación de la inspección basada en riesgo.

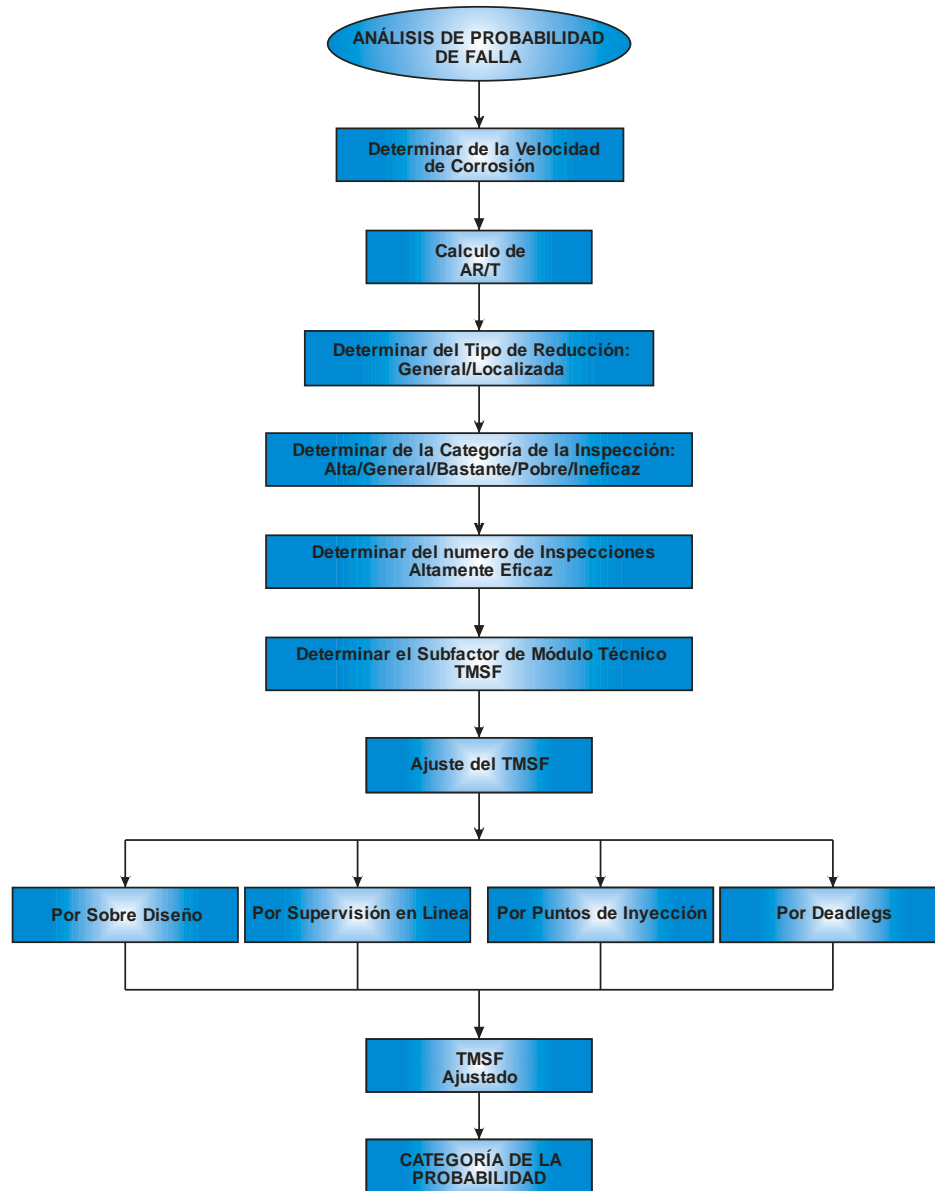
Esta metodología determina la probabilidad de falla de un equipo según el ó los mecanismos de falla potenciales a los cuales éste puede estar sometido. Con este fin esta técnica se vale de la aplicación de los Módulos Técnicos para cada tipo de daño, los cuales cubren los procedimientos generales para manejar el tipo de degradación y la información técnica suplementaria detallada para los mecanismos específicos de degradación. La aplicación de los Módulos Técnicos se realiza designando el Subfactor de Modulo Técnico (TMSF), el cual se basa en la inspección más reciente y la supervisión de toda la información disponible del equipo.

Como el interés de este trabajo de grado es determinar las condiciones del sistema de tubería a nivel del estado de espesores, es de esta forma en que el análisis de probabilidad de falla, se llevará a cabo según lo descrito por el Módulo Técnico de Reducción (Apéndice G del código mencionado), para la determinación del TMSF, teniendo en cuenta las siguientes etapas:

- Determinación de la velocidad de corrosión.
- Cálculo de AR/T.
- Determinación del tipo de reducción.
- Determinación de la categoría de la inspección.
- Determinación del número de inspecciones altamente eficaz.
- Determinación del subfactor de modulo técnico.
- Ajuste del TMSF por sobre diseño.
- Ajuste del TMSF por supervisión en línea.
- Ajuste del TMSF por puntos de inyección/mezcla.
- Ajuste del TMSF por deadlegs.

Para la determinación de los anteriores ítems es necesario contar con una información básica, la cual se encuentra descrita en la Tabla 31 que se ilustra a continuación:

Figura 41. Análisis de Probabilidad de Falla para La Unidad de degeneración de Hidrogeno, Según el Módulo Técnico de Reducción.



Fuente: API-581

Tabla 31. Datos Básicos Requeridos para el Análisis de Reducción.

DATOS BÁSICOS	COMENTARIO
Espesor (pulgadas)	El espesor medido real sobre la puesta en servicio actual, o el espesor mínimo de construcción. El espesor usado debe ser el espesor al principio del tiempo en servicio divulgado abajo.
Tiempo (años)	El número de años que el equipo se ha expuesto a las condiciones de proceso actuales que produjeron la velocidad de corrosión utilizada abajo. El defecto es la edad del equipo. Sin embargo, si la velocidad de corrosión cambia perceptiblemente, quizás como resultado de cambios en condiciones de proceso, el tiempo y el espesor se ajusta por consiguiente. El tiempo estará desde el cambio, y el espesor será el espesor de pared mínimo a la hora del cambio (que puede ser diferente del espesor de pared original).
Corrosion Allowance (pulgadas)	La corrosión permitida por el diseño especificado o la corrosión permitida real sobre la puesta en servicio actual.
Velocidad de Corrosión (pulgadas/año)	La velocidad actual de reducción calculado de datos de espesores, si está disponible. Las velocidades de corrosión calculadas de datos del espesor varían típicamente a partir de una inspección a otra. Estas variaciones pueden ser debido a las variaciones en el espesor de pared, o pueden indicar un cambio en la velocidad de corrosión real. Si la velocidad "a corto plazo" (calculada de la diferencia entre el espesor actual y el espesor anterior) es perceptiblemente diferencia a la velocidad "de largo plazo" (calculada de la diferencia entre el espesor actual y el espesor original), el equipo se puede evaluar usando la velocidad a corto plazo, pero el tiempo y el espesor apropiados deben ser utilizados. Si la velocidad de corrosión no ha sido establecida por la inspección, las velocidades de corrosión estimadas pueden ser resueltas por los suplementos o del asesoramiento de experto aplicables.
Tipo de Reducción (general/localizada)	Determinar si la reducción es general o localizada para los resultados de la inspección de inspecciones eficaces. Se define como corrosión general la que puede afectar más del 10% de la superficie y de la variación del espesor de pared es menos de 50 mili-pulgadas. La corrosión localizada se define como la que afecta menos del 10% de la superficie o de una variación del espesor de pared mayor de 50 mili-pulgadas.
Temperatura de Operación (°F)	La temperatura de funcionamiento prevista más alta esperada durante la operación (considerar las condiciones de funcionamiento normales e inusuales).
Presión de Operación (psi)	La presión de funcionamiento prevista más alta (puede ser la presión fijada de la válvula de descarga a menos que la cota alta de presión sea inverosímil).
MAWP (psi)	La presión usada para determinar el espesor de pared permisible mínimo. Si el MAWP no está disponible, la presión del diseño se puede utilizar para esta entrada.
Categoría de la Eficiencia de las Inspecciones (alta, general, bastante, pobre, ineficaz)	La categoría de la eficiencia de cada inspección que se ha realizado en el equipo durante el tiempo (especificado arriba).
Número de Inspecciones	El número de inspecciones en cada categoría de la eficiencia que se han realizado durante el tiempo (especificado arriba).
Monitoreo en línea (cupones, sondas, variables de proceso o combinaciones)	Los tipos de métodos en línea dinámicos o de herramientas de supervisión empleados, por ejemplo sondas de corrosión, cupones, variables de proceso, etc.
Mecanismos de Reducción	Si la supervisión en línea ha sido tomada, los mecanismos potenciales de reducción deben ser sabidos. Consultar un ingeniero de materiales/corrosión bien informado para esta información.
Material de Construcción (acero al carbón, acero poco aleado, otro acero inoxidable, o alta aleación)	El material de construcción del equipo/tubería.
Presencia de Puntos de Inyección/Mezcla (Si/No)	Para tubería, determinar si hay un punto de inyección o de mezcla en el circuito.

**Tabla 31. Datos Básicos Requeridos para el Análisis de Reducción
(Continuación).**

Tipo de Inspección para el Punto de Inspección/Mezcla	Para los circuitos de tubería que contienen un punto inyección o mezcla, determine independientemente si una inspección altamente eficaz diseñada para detectar corrosión local en estos puntos se ha realizado.
Presencia de Deadlegs (Si/No)	Para tubería, determinar si hay un deadleg en el circuito.
Tipo de Inspección para la corrosión del deadleg (altamente eficaz o no altamente eficaz)	Para los circuitos de tubería que contienen un deadleg, determine independientemente si una inspección altamente eficaz diseñada para detectar corrosión local en un deadleg se ha realizado.

Fuente: API-581.

Teniendo en claro la información descrita en la Tabla 31, seguidamente se describirá cada una de las etapas descritas anteriormente para la determinación del TMSF.

✓ **Determinación de la velocidad de corrosión:** La velocidad de corrosión debe ser la calculada de los datos disponibles de espesores de las inspecciones realizadas. Si una velocidad de corrosión no ha sido calculada o no está disponible, es necesario valerse de los suplementos de los módulos técnicos del código, para determinar esta.

✓ **Calculo de AR/T:** Calcular ar/t , donde: (a) es el tiempo, (r) es la velocidad de corrosión, y (t) los datos de espesor que se menciona en la Tabla 31. Este número es equivalente a la fracción de la pérdida de espesor debido a la reducción.

✓ **Determinación del tipo de reducción:** Los resultados de las inspecciones eficaces que se han realizado en el equipo/tubería se deben utilizar para señalar el tipo de reducción (es decir, general contra localizada). Si ambos mecanismos de reducción son posibles, entonces señalar el tipo de reducción como localizado. El tipo de reducción señalado será utilizado para determinar la eficacia de la inspección realizada.

✓ **Categoría de la eficiencia de la inspección:** Las inspecciones son categorizadas según la eficiencia prevista en la detección de reducción y la predicción correcta de la velocidad de reducción. La eficiencia real de una técnica dada de inspección depende de las características del mecanismo de reducción, (es decir, si es general o localizado). Las Tablas 32 y 33 muestra la eficiencia de la inspección según si la inspección es general o localizada, además muestra las actividades realizadas según si son intrusivas o no intrusivas.

Tabla 32. Eficiencia de la Inspección – Reducción General

CATEGORÍA EFICIENCIA DE LA INSPECCIÓN	EJEMPLO:	EJEMPLO:
	INSPECCIÓN INTRUSIVA	INSPECCIÓN NO INTRUSIVA
Altamente Eficaz	50-100% Inspección de la superficie (remoción parcial de internos), y acompañado por medidas del espesor por radiografía de perfil.	50-100% de cobertura usando escaneo por ultrasonido (automático o manual), ó radiografía de perfil.
Generalmente Eficaz	Inspección nominal 20% (sin retiro de internos) y medida externa de espesores por ultrasonido por puntos.	Cobertura nominal del 20% usando escaneo por ultrasonido (automático o manual), ó radiografía de perfil. ó espesor externo por puntos (validado estadísticamente)
Bastante Eficaz	Inspección visual nominal sin medidas de espesores.	2-3% Inspección, medida de espesores por ultrasonido externa por puntos, y poco o nada de inspección visual interna.
Mal Eficaz	Lecturas externas del espesor por puntos solamente.	Varias medidas del espesor, y un sistema de documentación de la inspección.
Ineficaz	No Inspeccionado	Varias medidas del espesor externamente tomadas solamente, y un pobre sistema de documentación de la inspección.

Fuente: API-581

✓ **Determinación del número de inspecciones altamente eficaz:** El número de inspecciones de eficiencia alta será utilizado para determinar el TMSF. Si inspecciones múltiples de una eficiencia más baja se han realizado durante el tiempo señalado, pueden ser comparadas con una inspección más alta equivalente de la eficiencia de acuerdo con las relaciones siguientes:

Inspecciones “generalmente eficaz” = 1 inspección “altamente eficaz”.

Inspecciones “bastante eficaz” = 1 inspección “generalmente eficaz”.

Tabla 33. Eficiencia de la Inspección – Reducción Localizada

CATEGORÍA EFICIENCIA DE LA INSPECCIÓN	EJEMPLO:	EJEMPLO:
	INSPECCIÓN INTRUSIVA	INSPECCIÓN NO INTRUSIVA
Altamente Eficaz	Inspección visual 100% (con retiro de embalaje interno, bandejas, etc.) y medidas de espesores.	50-100% de cobertura usando escaneo automático por ultrasonido, ó radiografía de perfil en áreas especificadas por el ingeniero de corrosión u otro especialista bien informado.
Generalmente Eficaz	Inspección visual 100% (con retiro parcial de internos) pozo de acceso (manways), inyectores, etc. y medidas de espesores.	20% de cobertura usando escaneo automático por ultrasonido, ó 50% de escaneo manual por ultrasonido, ó 50% radiografía de perfil en áreas especificadas por el ingeniero de corrosión u otro especialista bien informado.
Bastante Eficaz	Inspección visual nominal 20% y medidas por ultrasonido de puntos.	Cobertura nominal del 20% usando escaneo automático ó manual por ultrasonido, ó medidas de espesores de puntos en áreas especificadas por el ingeniero de corrosión u otro especialista bien informado.
Mal Eficaz	No Inspeccionado	Medidas por ultrasonido de puntos ó radiografía de perfil en ares no especificadas por el ingeniero de corrosión u otro especialista bien informado.
Ineficaz	No Inspeccionado	Medidas por ultrasonido de puntos en ares no especificadas por el ingeniero de corrosión u otro especialista bien informado.

Fuente: API-581

✓ **Determinación del subfactor de módulo técnico TMSF:** El ar/t calculado y el número de inspecciones altamente eficaz deben utilizarse para determinar el subfactor de módulo técnico por reducción según la Tabla 34.

✓ **Ajuste del TMSF por sobre diseño:** El ajuste por sobre diseño se obtiene usando el MAWP y la presión de operación (OP), para calcular el cociente MAWP/OP. Alternativamente, el factor de sobre diseño puede ser determinado calculando el cociente del espesor actual (T_{act}) dividido por T_{act} - la corrosión permitida (corrosión allowance, CA) ó $T_{act}/(T_{act} - CA)$. Utilice este cociente para determinar el factor de sobre diseño según lo indicado en la Tabla 35. Multiplicar el TMSF por este factor de sobre diseño para obtener un TMSF ajustado.

Tabla 34. Subfactor de Módulo Técnico

Número de Inspecciones		1				2				3				4				5				6			
		Eficiencia Inspección				Eficiencia Inspección				Eficiencia Inspección				Eficiencia Inspección				Eficiencia Inspección							
ar/t	No Inspecc.	Mal	Bastante	General	Alta	Mal	Bastante	General	Alta	Mal	Bastante	General	Alta	Mal	Bastante	General	Alta	Mal	Bastante	General	Alta	Mal	Bastante	General	Alta
0.02	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.04	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.06	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.08	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.10	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.12	6	5	3	2	1	4	2	1	1	3	1	1	1	2	1	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1
0.14	20	17	10	6	1	13	6	1	1	10	3	1	1	7	2	1	1	5	1	1	1	4	1	1	1
0.16	90	70	50	20	3	50	20	4	1	40	10	1	1	30	5	1	1	20	2	1	1	14	1	1	1
0.18	250	200	130	70	7	170	70	10	1	130	35	3	1	100	15	1	1	70	7	1	1	50	3	1	1
0.20	400	300	210	110	15	290	120	20	1	260	60	5	1	180	20	2	1	120	10	1	1	100	6	1	1
0.25	520	450	290	150	20	350	170	30	2	340	80	6	1	200	30	2	1	150	15	2	1	120	7	1	1
0.30	650	550	400	200	30	400	200	40	4	320	110	9	2	240	50	4	2	180	25	3	2	150	10	2	2
0.35	750	650	550	300	80	600	300	80	10	540	150	20	5	440	90	10	4	350	70	6	4	280	40	5	4
0.40	900	800	700	400	130	700	400	120	30	600	200	50	10	500	140	20	8	400	110	10	8	350	90	9	8
0.45	1050	900	810	500	200	800	500	160	40	700	270	60	20	600	200	30	15	500	160	20	15	400	130	20	15
0.50	1200	1100	970	600	270	1000	600	200	60	900	360	80	40	800	270	50	40	700	210	40	40	600	180	40	40
0.55	1350	1200	1130	700	350	1100	750	300	100	1000	500	130	90	900	350	100	90	800	260	90	90	700	240	90	90
0.60	1500	1400	1250	850	500	1300	900	400	230	1200	620	250	210	1000	450	220	210	900	360	210	210	800	300	210	210
0.65	1900	1700	1400	1000	700	1600	1105	670	530	1300	880	550	500	1200	700	530	500	1100	640	500	500	1000	600	500	500

Instrucciones:
 1. Encontrar la fila con el valor calculado de ar/t o el valor más alto siguiente, o la interpolación puede entre las filas ser utilizada.
 2. Determinar el subfactor debajo de la columna apropiada para el número de inspecciones de eficiencia más alta de la inspección.

Fuente: API-581

Tabla 35. Factor por Sobre Diseño

MAWP/OP Tact/(Tact-CA)	Factor por Sobre Diseño
1.0 a 1.5	1.0
> 1.5	0.5

Fuente: API-581

✓ **Ajuste del TMSF por supervisión en línea:** La supervisión en línea permite detectar cualquier cambio en la velocidad de corrosión causado por la variación del proceso, de manera más oportuna que las inspecciones periódicas. El éxito de la aplicación de estos métodos, como los mencionados en la Tabla 31, depende del mecanismo específico de reducción. Si más de un método de supervisión en línea se utiliza, se deberá escoger el factor más altos entre estos (los factores no son aditivos), según

la Tabla 36. Dividir el TMSF por este factor. No aplicar este factor si el TMSF es 1.

✓ **Ajuste del TMSF por puntos de inyección/mezcla:** Un punto de inyección/mezcla se define como punto donde un producto químico (agua incluyendo) se agrega a la corriente principal del flujo. Para este módulo técnico, se define un punto corrosivo de mezcla como: a) mezcla de las corrientes de vapor y de líquido donde la vaporización de la corriente líquida puede ocurrir; b) el agua está presente en cualquiera o ambas corrientes; o c) la temperatura de las corrientes mezcladas está debajo del punto de condensación del agua de la corriente combinada. El ajuste es hecho multiplicando el TMSF (el mayor de TMSF general o localizado) por un factor de 3. Si una inspección altamente eficaz se realiza específicamente para la corrosión de un punto de inyección/mezcla dentro del circuito del punto de inyección (según API 570), ningún ajuste es necesario.

Tabla 36. Factor de Ajuste por supervisión en Línea

Mecanismo de Reducción	Variables Claves del proceso	Sondas de Corrosión	Cupones de Corrosión
Corrosión por Acido Hidroclorico (HCl)	10 (20 si conjuntamente con sonda de prueba)	10	2
Corrosión por Acido Sulfudico/Naftenico por Alta Temperatura	10	10	2
Corrosión por H2S/H2 por Alta Temperatura	1	10	1
Corrosión por Acido Sulfurico (H2S/H2)			
Baja Velocidad	20	10	2
≤ 3 fps. para CS			
≤ 5 fps. para SS			
≤ 7 fps. para Altas Aleaciones			
Alta Velocidades	10 (20 si conjuntamente con sonda de prueba)	10	1
> 3 fps. para CS			
> 5 fps. para SS			
> 7 fps. para Altas Aleaciones	10		
Corrosión por Acido Hidrofluorico	10	1	1
Corrosión por Agua Agría	20	10	2
Baja Velocidad	20	10	2
≤ 20 fps.			
Alta Velocidades	10	2	2
> 20 fps.			
Amina			
Baja Velocidad	20	10	2
Alta Velocidades	10	10	1
Oxidación	20	1	1

Fuente: API-581

- ✓ **Ajuste del TMSF por Deadlegs:** Un deadleg se define como una sección de la tubería o del circuito de tubería que se utiliza solamente durante servicio intermitente tal como arranques, paradas, o ciclos de regeneración. El ajuste es hecho multiplicando el TMSF (el mayor de TMSF general o localizado) por un factor de 3. Si una inspección altamente eficaz se utiliza para tratar el potencial de la corrosión localizada en el deadleg, ningún ajuste es necesario.

- ✓ **Determinación de la categoría de probabilidad:** Una vez calculado el TMSF modificado, este valor se introduce en la Tabla 37, para determinar la categoría de la probabilidad.

Tabla 37. Categoría de la Probabilidad

SUBFACTOR DE MODULO TÉCNICO	CATEGORÍA DE LA PROBABILIDAD
< 1	1
1-10	2
10-100	3
100-1000	4
> 1000	5

Fuente: API-581

4.3.2 Análisis de consecuencias¹⁸

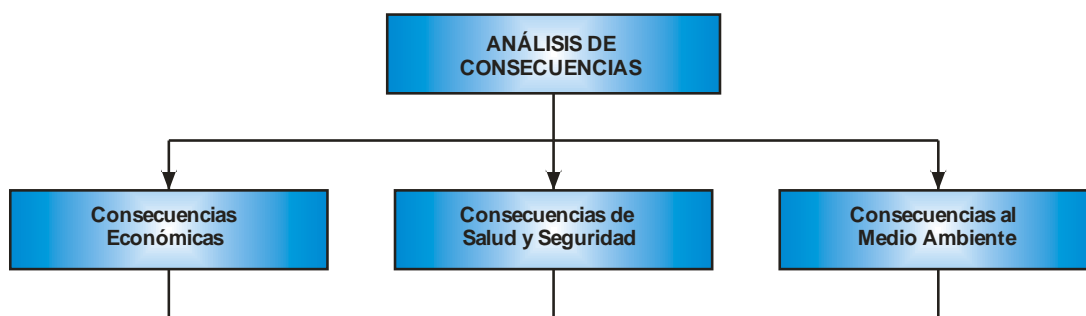
La evaluación y clasificación de las consecuencias debe hacerse basándose en lo que podrá o podría haber ocurrido bajo condiciones levemente diferentes (consecuencias potenciales estimadas) o en lo que realmente ocurrió, dependiendo la actividad que se esté evaluando o clasificando.

Las consecuencias se evalúan en las siguientes categorías (Ver Figura 42):

¹⁸ Ecopetrol S.A., Uso de la Matriz de Valoración de Riesgos – RAM; ECP-DRI-I-007; 2008. 13p.

- ◆ Consecuencias Económicas
- ◆ Consecuencias de Salud y Seguridad
- ◆ Consecuencias al Medio Ambiente

Figura 42. Análisis de Consecuencias para La Unidad de Generación de Hidrogeno.



Fuente: Uso de la Matriz de Valoración de Riesgos - RAM

✓ **Consecuencias Económicas:** Las consecuencias económicas se evalúan siguiendo las indicaciones de la Tabla 38, y teniendo en cuenta la ecuación de pérdida¹⁹ de la unidad.

Tabla 38. Consecuencias Económicas.

CONSECUENCIA	DESCRIPCIÓN
Despreciable	< 10 K: No hay interrupción de la actividad (producción, mantenimiento, puesta en marcha, etc.).
Baja	10 - 100 K: Interrupción breve de la actividad (degradaciones, recirculación, reprocesos).
Media	0,1 - 1 M: Pérdidas económicas por parada temporal, lucro cesante o responsabilidad civil.
Alta	1 - 10 M: Perdida parcial en las operaciones o de la planta desde uno hasta diez millones de dólares.
Extrema	> 10 M: Perdida total o sustancial en la producción, en la infraestructura, etc.

Fuente: Uso de la Matriz de Valoración de Riesgos - RAM

¹⁹ Ecuación de Perdida: Define el lucro cesante por hora cuando se deja de operar la unidad.

Las cifras detalladas en la Tabla 38 no deben relacionarse con el valor de la vida humana.

✓ **Consecuencias de Salud y Seguridad:** Las consecuencias a la salud y la seguridad se encuentran descritas en la Tabla 39.

Tabla 39. Consecuencias de Salud y Seguridad.

CONSECUENCIA	DESCRIPCIÓN
Despreciable	Herida leve: Primeros auxilios, atención en lugar de trabajo y no afecta el rendimiento laboral ni causa incapacidad.
Baja	Herida menor: Incapacidad temporal, afectan el rendimiento laboral, como la limitación a ciertas actividades o requiere unos días para recuperarse completamente.
Media	Herida mayor: Incapacidad temporal o permanente, Afectan el desempeño laboral por largo tiempo, como una ausencia prolongada al trabajo. Daños irreversibles en la salud con inhabilitación seria sin pérdida de vida.
Alta	Única Fatalidad: Pérdida de una vida en un acontecimiento.
Extrema	Múltiples Fatalidades: Pérdida de dos o más vidas en un acontecimiento.

Fuente: Uso de la Matriz de Valoración de Riesgos – RAM

✓ **Consecuencias al Medio Ambiente:** Las consecuencias al medio ambiente deben ser evaluadas como se muestra en la Tabla 40.

Tabla 40. Consecuencias al Medio Ambiente.

CONSECUENCIA	DESCRIPCIÓN
Despreciable	Efecto Leve: Emisiones o descargas con afectación ambiental leve y temporal, y dentro de las instalaciones. Acciones de remediación en el inmediato plazo. No existe contaminación.
Baja	Efecto Menor: Emisiones o descargas menores, con afectación al medio ambiente dentro de las instalaciones, sin efectos duraderos, ó que requieren medidas de recuperación en el corto plazo, ó una única violación a los límites legales ó actos administrativos ó una única queja registrada (call center o escrita) ante organismos gubernamentales. No existe contaminación.

Tabla 40. Consecuencias al Medio Ambiente (Continuación).

Media	Efecto Localizado: Emisiones o descargas limitadas con contaminación ambiental localizada en predios vecinos y/o el entorno, ó que requiere medidas de recuperación en el mediano plazo, ó repetidas violaciones de los límites legales ó actos administrativos ó varias quejas registradas (call center o escrita) ante organismos gubernamentales.
Alta	Efecto Mayor: Emisiones o descargas que causan contaminación ambiental dispersa o grave ó que requiere medidas de recuperación en el largo plazo, ó violaciones prolongadas a los límites legales o actos administrativos, ó molestia generalizada de la comunidad, registrada (call center o escrita) ante organismos gubernamentales.
Extrema	Efecto Masivo: Emisiones o descargas que causan un daño ambiental irreparable en un área extensa o en áreas de uso recreativo o de preservación de la naturaleza; ó constante violación de los límites legales o actos administrativos. Requiere medidas de compensación por daños irreparables.

Fuente: Uso de la Matriz de Valoración de Riesgos – RAM

Para determinar tanto las consecuencias de salud y seguridad, como las ambientales, es necesario tener a la mano los datos de inflamabilidad, estabilidad y toxicidad del fluido que está involucrado en el análisis de consecuencia, para tal fin es necesario consultar estos datos según la norma NFPA 704, donde se establecen los valores de estos factores.

Del análisis de consecuencias saldrá una valoración para cada una de ellas, pero a la hora de realizar el análisis de riesgo, se seleccionara aquella que tenga la consecuencia más alta.

4.3.3 Análisis de riesgo

Una vez se ha realizado el análisis de probabilidad de falla y el análisis de consecuencias se procede a realizar el análisis de riesgo, cruzando la probabilidad y la consecuencia en la matriz de riesgo, la cual se observa a en la Tabla 41.

Tabla 41. Matriz de Riesgo

		S T F	MATRIZ DE RBI				
PROBABILIDAD	H	Alta	L	H	E	X	X
	M	Media	L	M	H	E	X
	L	Baja	N	L	M	H	E
	N	Despreciable	N	N	L	M	H
Económico			<10k	10-100k	0,1 - 1 M	1 - 10 M	> 10 M
Salud y Seguridad			Herida Leve	Herida Menor	Herida Mayor	Única Fatalidad	Múltiples Fatalidades
Medio Ambiente			Efecto Leve	Efecto Menor	Efecto Localizado	Efecto Mayor	Efecto Masivo
CONSECUENCIA			Despreciable	Bajo	Media	Alta	Extremo

(RRM System (Software Ecopetrol))

El análisis de riesgo da como resultado la criticidad del sistema, para cada línea del mismo. De esta forma después de hacer el cruce en la matriz de riesgo, se obtienen cualquiera de los siguientes resultados para la valoración del riesgo:

- ✓ N: Despreciable.
- ✓ L: Bajo.
- ✓ M: Medio.
- ✓ H: Alto.
- ✓ E: Extremo.
- ✓ X: Intolerable.

Lo cual genera un grado de importancia más alto en unas líneas que en otras a la hora de realizar las actividades de la siguiente inspección.

4.4 RESULTADOS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO

Con el fin de mostrar los resultados obtenidos en la aplicación de la metodología de inspección basada en riesgo y de la técnica del código de inspección de sistemas de tubería, a continuación se mostrará a modo de ejemplo los resultados obtenidos en los anteriores análisis descritos, en la aplicación de estas metodologías para el análisis de la línea 11508 perteneciente al lazo de corrosión LC-1150-02.

4.4.1 Cálculo de las velocidades de corrosión

Para iniciar el estudio de las velocidades de corrosión se debe conocer en primera instancia, las características de la línea de interés, estas características se pueden observar en la Tabla 42, la cual se muestra a continuación:

Tabla 42. Características Línea 11508.

ÍTEM	DESCRIPCIÓN
Línea	11508
Sk	2
Servicio	GASES: HIDROGENO, CO, CO2, H2O
Presión de Diseño	360
Temperatura de Diseño	582
Material	C-MO
Rating	300 RF
Clase	B03
Diámetro (in)	8
Schedule	20
CA (in)	0.0625
Espesor Original (in)	0.250
Espesor de Retiro (in)	0.188

Fuente: Autor

Estableciendo las características de la línea, para continuar con el estudio, se hace necesario consultar el histórico de espesores de la línea en cuestión, estos valores de espesores aparecen para cada TML's de la línea y aparecen organizados por años según la inspección realizada, tal y como se muestra en la Tabla 43.

Los TML's (28, 29, 39, 31, 32, 33, 34) pertenecientes a la línea, son aquellos que se encuentran resaltados en la Tabla 43, y los cuales son los únicos que se incluirán en el análisis.

Tabla 43. Histórico de Espesores Línea 11508.

TMLs	FECHA DE INSPECCIÓN/ESPESOR (milésimas de pulgadas)												
	Jun/72	Ene/73	Feb/74	Jul/75	Jul/77	Jul/80	Ago/80	Ago/85	Oct/87	Oct/90	Ene/94	Sep/97	Abr/08
26	280	-	-	260	280	-	270	310	270	300	-	-	-
27	300	-	-	270	290	-	290	330	260	290	-	-	-
28	320	330	-	280	290	-	340	340	310	330	340	310	-
29	320	-	-	260	300	340	300	-	260	320	-	-	-
30	380	-	-	280	310	340	340	340	320	-	330	330	-
31	350	-	-	340	310	-	360	400	300	280	330	430	-
32	340	-	-	290	360	-	320	320	340	340	340	320	-
33	310	-	-	310	300	-	320	320	320	380	-	310	-
34	-	-	-	760	520	-	-	300	500	320	-	-	-
35	-	-	-	670	460	-	-	-	480	440	-	-	-
36	220	270	-	240	240	-	220	350	220	320	-	320	-

Fuente: Autor

A continuación se calcularán las distintas velocidades de corrosión.

✓ **Cálculo de la velocidad de corrosión para cada TML's:** Teniendo los valores de espesores de los puntos pertenecientes a la línea, se procede al cálculo de las velocidades de corrosión para cada TML's, de acuerdo a las formulas 14, 15 y 16 de la sección 4.1, anteriormente descrita. Los resultados de la aplicación de estas ecuaciones para la línea de interés, se pueden observar en la Tabla 44.

Según los resultados mostrados en la Tabla 44, se puede observar que el cálculo de las velocidades de corrosión a largo y corto plazo, no arrojan resultados coherentes de esta, debido a muchos factores que no se tuvieron en cuenta a la hora de tomar la medida de cada TML's, por ejemplo:

- A la hora de tomar un nuevo valor del espesor de un TML's, no se tenía el valor anterior del espesor del mismo, por lo tanto muchas veces este valor tomado era mayor que el anterior, lo que ocasiona valores de velocidad negativos, como los obtenidos en las velocidades de corrosión a largo y corto plazo de la Tabla 44.
- Los valores de TML's que se tomaban no siempre se hacían en los mismos sitios específicos para cada TML's.
- Los equipos de medición, no eran calibrados adecuadamente, según el material de la línea.

Tabla 44. Velocidades de Corrosión para cada TML's Línea 11508.

TML'S	VELOCIDADES DE CORROSIÓN (mpy, milésimas de pulgadas por año)		
	LARGO PLAZO	CORTO PLAZO	LINEAL
28	0.40	10.00	8.47
29	0.00	-20.00	0.16
30	2.00	0.00	0.13
31	-3.20	-33.33	1.40
32	0.80	6.67	0.69
33	0.00	10.00	1.84
34	29.33	60.00	22.99

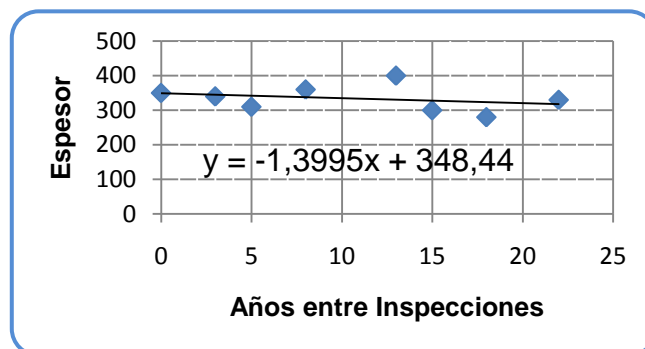
Fuente: Autor

Del cálculo de la velocidad de corrosión lineal se observa que se obtienen valores razonables de la misma, gracias a que este método linealiza la tendencia de los valores de espesores, tal como se puede ver en la Figura 43, la cual muestra el análisis de mínimos cuadrados para el TML's N° 31.

Como se observa en la Figura 43, la pendiente, resultado de la linealización de los espesores del TML's 31, es una pendiente negativa, acorde con la tendencia de disminución de la pared de la tubería.

Por las razones anteriores y como los valores de espesores varían mucho de una inspección a otra, arrojando valores no confiables en la determinación de la velocidad de corrosión a largo y corto plazo, se toma la decisión de hacer el cálculo de la misma para todo el análisis de velocidades, según el método de los mínimos cuadrados.

Figura 43. Velocidad de Corrosión por mínimos cuadrados para el TMLS 31.



Fuente: Autor

✓ **Cálculo de la velocidad de corrosión de la línea:** Una vez determinada la velocidad de corrosión para cada TML's de una línea se prosigue a determinar la velocidad de corrosión de la misma, la cual se obtiene de la media aritmética de todos los valores de velocidad obtenidos para cada TML's, como se establece en la Tabla 45.

Tabla 45. Velocidad de Corrosión Línea 11508

TML's	28	29	30	31	32	33	34
Velocidad de Corrosión Lineal por TMLS	8.47	0.16	0.13	1.40	0.69	1.84	22.99
Velocidad de Corrosión Promedio de Línea	5.10 mpy.						

Fuente: Autor

✓ **Cálculo de la velocidad de corrosión del lazo:** Con el cálculo de la velocidad de corrosión de la línea, lo siguiente es determinar la velocidad de corrosión del lazo, para lo cual se determina la velocidad de corrosión de cada línea que pertenece al lazo y por último se selecciona la mayor de estas. Las velocidades de corrosión del lazo LC-1150-02 se pueden observar en la Tabla 46.

Tabla 46. Velocidad de Corrosión Lazo LC-1150-02

LÍNEAS	SK	TML's											VEL. CORR. LÍNEA	VEL. CORR. LAZO
6"-11517	1	48	49	50	51	21	22	23	24	25	26	27	1.17	5.74 mpy.
6"-11518	1	52	53	54	55	56	57						1.25	
6"-11530	1	58	59	60									0.64	
6"-11519	1	61	62	63	64	65							4.24	
8"-11507	2	5	6	7	8	9	10						1.71	
8"-11506	2	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20		1.6	
8"-11508	2	28	29	30	31	32	33	34	41				5.1	
8"-11509	2	35	36	37	38	39	40						5.74	
6"-11511	2	42	43	44	45								1.16	
6"-11510	2	46	47	48	49	50	51	54	55				1.43	
4"-11510	2	52	53										1.35	
3/4"-11506	2												-	
3"-11527	2												-	
3"-11528	2												-	
3/4"-11604	2												-	

Fuente: Autor

La Tabla 46 muestra las líneas que pertenecen al lazo de corrosión, el Sk en que se encuentra cada línea, los TML's que pertenecen a cada línea y las velocidades de corrosión para cada una de ellas, estableciendo la velocidad de corrosión del lazo como la mayor entre estas.

Las líneas 11506, 11527, 11528, 11604, son líneas que nunca se le han tomado espesores, ya que estas son líneas de desagüe o de liberación a la atmosfera, aun así se incluyen por pertenecer al lazo.

En la Tabla 47, se resume el análisis de velocidades para los TML's, línea y lazo de corrosión de interés.

Tabla 47. Resumen Velocidades de Corrosión Línea 11508

TML's	VELOCIDADES DE CORROSIÓN (mpy)		
	TML's	LÍNEA	LAZO
28	8.47	5.10	5.74
29	0.16		
30	0.13		
31	1.40		
32	0.69		
33	1.84		
34	22.99		

Fuente: Autor

4.4.2 Cálculo de vidas remanentes

El cálculo de la vida remanente se hará para cada TML's, según la velocidad de corrosión de este, la velocidad de corrosión de la línea y la velocidad de corrosión del lazo. Esto se realizará aplicando las fórmulas 17 y 18 de la sección 4.2, anteriormente descrita.

A continuación se describe el cálculo de la vida remanente de cada TML's según las velocidades establecidas.

✓ **Cálculo de la vida remanente de los TML's según la velocidad de corrosión del mismo:** Para la realización de este cálculo se toma en cuenta el espesor actual del TML's, el cual se obtiene restándole al último espesor

medido, el espesor que en teoría se ha perdido a la velocidad de corrosión con que se está realizando el análisis.

En la Tabla 48, se ilustran los resultados de este cálculo.

Tabla 48. Vida Remanente de los TML's de la Línea 11508, Según Velocidad de Corrosión del TML's.

TML's	ESP. RETIRO	ULTIMO ESP. MEDIDO	AÑO ULTIMO ESP. MEDIDO	ESP. ACTUAL	VELOCIDAD DE CORROSIÓN (mpy)	VIDA REMANENTE (años)
					TML's	
28	188	310	1997	208	8.47	2.36
29	188	320	1990	317	0.16	806.25
30	188	330	1997	328	0.13	1076.92
31	188	430	1997	413	1.4	160.71
32	188	320	1997	312	0.69	179.71
33	188	310	1997	288	1.84	54.35
34	188	320	1990	-	22.99	-

Fuente: Autor

Tras el análisis de los cálculos obtenidos en la Tabla 48, se puede observar vidas remanentes muy variadas unas de otras, esto por la notada variación de las velocidades, lo cual no da una verdadera lectura de la realidad, mirando los TML's como un todo, excepto el punto 28, el cual tiene una vida remanente de 2.36 años. El punto 34, según la velocidad de corrosión que presenta, a la fecha actual ya debió perder su espesor, por eso no se muestra el espesor actual ni la vida remanente.

✓ **Cálculo de la vida remanente de los TML's según la velocidad de corrosión de la línea:** Al igual que para el anterior calculo, para la determinación de esta vida remanente, se toma en cuenta el espesor actual del TML's, el cual se obtiene de la misma forma que se explico en el cálculo anterior. En la Tabla 49, se ilustran los valores obtenidos de esta operación. Según los resultados descritos en la Tabla 49, se puede observar que se obtienen resultados más coherentes y más parecidos, con la menor vida remanente para los puntos 29 y 34 de 6.86 años.

Tabla 49. Vida Remanente de los TML's de la Línea 1158, Según Velocidad de Corrosión de la línea.

TML's	ESP. RETIRO	ESP. ACTUAL	AÑO ULTIMO ESP. MEDIDO	ESP. ACTUAL	VELOCIDAD DE CORROSIÓN (mpy)	VIDA REMANENTE (años)
					LÍNEA	
28	188	310	1997	248	5.10	11.76
29	188	320	1990	223		6.86
30	188	330	1997	269		15.88
31	188	430	1997	369		35.49
32	188	320	1997	259		13.92
33	188	310	1997	248		11.76
34	188	320	1990	223		6.86

Fuente: Autor

✓ **Cálculo de la vida remanente de los TML's según la velocidad de corrosión del lazo:** Para este análisis se hace el mismo análisis realizado en los dos ítems anteriores, y los resultados del mismo se encuentran dispuestos en la Tabla 50.

Los resultados obtenidos en la Tabla 50, son muy parecidos a los de la Tabla 49, esto se debe a que las velocidades de corrosión de la línea y del lazo son muy parecidas, obteniendo la menor vida remanente en los mismos puntos 29 y 34, con 4.01 años cada uno.

Tabla 50. Vida Remanente de los TML's de la Línea 1158, Según Velocidad de Corrosión del Lazo.

TML's	ESP. RETIRO	ESP. ACTUAL	AÑO ULTIMO ESP. MEDIDO	ESP. ACTUAL	VELOCIDAD DE CORROSIÓN (mpy)	VIDA REMANENTE (años)
					LAZO	
28	188	310	1997	241	5.74	9.23
29	188	320	1990	211		4.01
30	188	330	1997	261		12.72
31	188	430	1997	361		30.14
32	188	320	1997	251		10.98
33	188	310	1997	241		9.23
34	188	320	1990	211		4.01

Fuente: Autor

4.4.3 Determinación del riesgo

Para la determinación de la criticidad se procederá según lo descrito en la sección 4.3, de esta forma, se empezara con la determinación de la probabilidad de falla para la línea de interés y luego la determinación de las consecuencias de la misma.

◆ **Determinación de la probabilidad de falla:**

A continuación se describirán los pasos para valorar la probabilidad de falla, según lo descrito en la sección 4.3.1.

✓ **Velocidad de corrosión:** La velocidad de corrosión que se utilizará en el análisis, será aquella descrita en la Tabla 45, la cual es la velocidad de corrosión de la línea.

Velocidad de corrosión = 5.10 mpy.

✓ **Tiempo en servicio:** Es el tiempo que ha estado en servicio la línea. Para esto no se encontró ninguna información que pueda suponer que la línea fue cambiada en su totalidad, según esto, se determina que la línea ha estado en servicio desde el comienzo de la unidad.

Tiempo en servicio = 37 años

✓ **Espesor inicial:** Como espesor inicial se selecciono el promedio de los espesor medidos para cada TML's correspondientes a la línea, durante la primera inspección, la cual fue hecha en 1972, este cálculo se observa en la Tabla 51.

Tabla 51. Espesor Inicial Línea 11508.

ESPESOR	320	320	380	350	340	310
PROMEDIO	336 (milésimas de pulgadas)					

Fuente: Autor

✓ **AR/T:** Según el tiempo en servicio ($a = 37$ años), la velocidad de corrosión ($r = 5.10$ mpy) y el espesor inicial ($t = 336$), descritos anteriormente, tenemos:

$$ar/t = \frac{37 * 5.10}{336} = 0.56$$

✓ **Tipo de reducción:** El tipo de reducción se determinó como localizada, ya que la norma menciona que si ambos tipos de corrosión están presentes (general o localizada), se selecciona la corrosión localizada como el tipo de corrosión para el respectivo análisis.

Tipo de reducción = Localizada

✓ **Eficiencia de la inspección:** La eficiencia de la inspección se selecciona según la Tabla 33. De acuerdo con esta la eficiencia seleccionada es Generalmente Eficaz.

Eficiencia de la inspección = Generalmente Eficaz

Esta valoración se establece, ya que generalmente las inspecciones que se le han realizado al sistema de tubería de la unidad, ha incluido más del 50% de medición de espesores por ultrasonido, lo cual clasifica dentro de esta categoría.

✓ **Número de inspecciones altamente eficaz:** Para determinar el número de inspecciones altamente eficaz, primero se determina el número de inspecciones generalmente eficaz usando la Tabla 43 del histórico de espesores, para lo cual se observa que se han realizado 9 inspecciones, que han incluido más del 50% de la calibración de la línea, y se procede a aplicar la relación mencionada en la sección 4.3.

Número de inspecciones Generalmente Eficaz = 9

Número de inspecciones Altamente Eficaz = $4.5 = 4$

La relación se hace 2:1, dos inspecciones generalmente eficaz equivalen a una inspección altamente eficaz, esto se puede confirmar en la Tabla 9, del subfactor de modulo técnico.

✓ **Subfactor de Modulo Técnico, TMSF:** El subfactor de modulo técnico se obtiene a partir de la Tabla 9, según el cálculo de ar/t y el número de inspecciones altamente eficaz, como se observa en la Figura 44.

$ar/t = 0.56$

Número de inspecciones altamente eficaz = 4

TMSF = 210

✓ **Ajuste del TMSF por sobre diseño:** Según el CA de la línea, obtenido de la Tabla 42, y el t_{act} , el cual es el promedio de los espesores medidos en la última inspección del año 1997, llevados a un espesor actual, según la velocidad de corrosión de la línea, tenemos:

Promedio de espesores = 340 milésimas de pulgadas.

$t_{act} = 261$ milésimas de pulgadas.

CA = 62.5 milésimas de pulgadas.

Figura 44. Subfactor de Modulo Técnico para la Línea 11508

Número de Inspecciones	1					2					3					4					5					6				
	Eficiencia Inspección					Eficiencia Inspección					Eficiencia Inspección					Eficiencia Inspección					Eficiencia Inspección					Eficiencia Inspección				
ar/t	No Inspece.	Mal	Bastante	General	Alta	Mal	Bastante	General	Alta	Mal	Bastante	General	Alta	Mal	Bastante	General	Alta	Mal	Bastante	General	Alta	Mal	Bastante	General	Alta	Mal	Bastante	General	Alta	
0.50	1200	1100	970	600	270	1000	600	200	60	900	360	80	40	800	270	50	40	700	210	40	40	600	180	40	40	600	180	40	40	
0.55	1350	1200	1130	700	350	1100	750	300	100	1000	500	130	90	900	350	100	90	800	260	90	90	700	240	90	90	700	240	90	90	
0.60	1500	1400	1250	850	500	1300	900	400	230	1200	620	250	210	1000	450	220	210	900	360	210	210	800	300	210	210	800	300	210	210	
0.65	1900	1700	1400	1000	700	1600	1105	670	530	1300	880	550	500	1200	700	530	500	1100	640	500	500	1000	600	500	500	1000	600	500	500	

Instrucciones:
 1. Encontrar la fila con el valor calculado de ar/t o el valor más alto siguiente, o la interpolación puede entre las filas ser utilizada.
 2. Determinar el subfactor debajo de la columna apropiada para el número de inspecciones de eficiencia más alta de la inspección.

Fuente: Autor

$$t_{act}/(t_{act} - CA) = \frac{261}{261 - 62.5} = 1.31$$

El anterior resultado se compara con los rangos dados en la Tabla 35, para obtener el factor por sobre diseño, lo que resulta en:

Factor por sobre diseño = 1

✓ **Ajustes por supervisión en línea, por puntos de inyección y por deadlegs:** Como en esta línea no existe ninguno de los casos mencionados, el TMSF no recibe más modificaciones.

✓ **TMSF modificado:** El TMSF determinado anteriormente, sufre solamente la modificación por sobre diseño, resultando en:

$$TMSF * Factor por Sobre - diseño = 120 * 1 = 120$$

Por lo tanto:

TMSF modificado = 120

✓ **Determinación de la categoría de la probabilidad:** Para determinar la categoría de la probabilidad se compara el valor del TMSF modificado con los rangos de valores descritos en la Tabla 37, según esto, la categoría de la probabilidad para la línea 11508 es:

Categoría de la Probabilidad = 4

Haciendo una equivalencia para comparar esta categoría de probabilidad numérica con las categorías descritas en la Tabla 41 de la matriz de riesgo que maneja Ecopetrol S.A. para la realización del RBI, y poder así aplicar la misma para la realización del análisis que aquí se presenta, a continuación se describe la Tabla 52, la cual muestra esta equivalencia entre las dos metodologías:

Tabla 52. Equivalencia de la Categoría de Probabilidad del API-581 y la Matriz de Riesgo de Ecopetrol S.A.

CATEG. PROBABILIDAD API-581	CATEG. PROBABILIDAD MATRIZ DE RIESGO ECOPETROL S.A.
1	N
2	L
3	M
4	H
5	

Fuente: Autor

Como se observa la matriz de riesgo de Ecopetrol S.A., maneja cuatro categorías de la probabilidad, en tanto que el API-581 maneja cinco, para lo cual se asume que cualquier análisis que de cómo resultado categoría 4 ó 5 según el API-581, estos serán categoría H, según la matriz de riesgo que maneja Ecopetrol S.A.

◆ **Determinación de consecuencias:**

A continuación se procede a explicar el análisis para determinar las consecuencias que produciría una falla de la línea 11508, según lo descrito en la sección 4.3.2.

✓ **Consecuencias económicas:** Para la determinación de las consecuencias económicas hay que tener en cuenta la ecuación de pérdidas de la unidad, y verificar la afectación a otras unidades, para lo cual a continuación se ilustra la ecuación de pérdida:

$$\checkmark \text{ Ecuación de Perdida U-1150 }^{20} = \text{U\$ } 5500/\text{hr.}$$

La unidad de Generación de Hidrogeno, suministra el hidrogeno requerido por las unidades de Tratamiento Parafinico, Tratamiento Naftenico y Tratamiento con Cera, por lo cual estas tres unidades serian afectadas por la interrupción del proceso de la unidad. De esta forma se estima que las pérdidas totales por lucro cesante estarían alrededor de 1 000 000 U\$. Por lo tanto según la Tabla 38, la valoración de las pérdidas económicas es:

$$\checkmark \text{ Consecuencias económicas} = \text{M}$$

✓ **Consecuencias de salud y seguridad:** Para la valoración de las pérdidas de salud y seguridad se debe contar con lo especificado en la norma NFPA 704 del diamante de fuego, el cual identifica los riesgos de los materiales peligrosos.

También es necesario tener a la mano la ficha de seguridad del material.

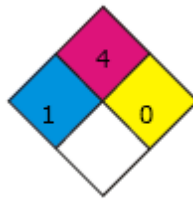
²⁰ Ecuación suministrada por la Coordinación de Inspección e Integridad de equipos.

Teniendo en cuenta lo anterior en la Figura 33, se ilustra el diamante de fuego del fluido que se transporta en la línea de interés, el cual presenta como principal fluido al Hidrogeno.

Como se puede observar según la Figura 45, la valoración a la salud (color azul) es 1, la valoración por inflamabilidad (color rojo) es 4, y la valoración por reactividad (color amarillo) es 0, por lo tanto el nivel de riesgo más alto se presenta por inflamabilidad, ya que el Hidrogeno es altamente inflamable, por lo tanto la consecuencia por salud y seguridad según la Tabla 39, se valora como:

Consecuencia por salud y seguridad = H

Figura 45. Diamante de Fuego del Hidrogeno



(AGA, 2009)

✓ **Consecuencias ambientales:** Para las consecuencias ambientales se debe tener en cuenta la ficha de seguridad del fluido transportado, con el fin de verificar las consecuencias que este ocasionaría al medio ambiente, según lo anterior y la Tabla 40, la consecuencia ambiental que produciría un escape de Hidrogeno es:

Consecuencia ambiental = L

✓ **Categoría de la consecuencia:** La categoría de la consecuencia está determinada por la valoración más alta dada en los análisis anteriores, según esto, la categoría de la consecuencia es:

Categoría de la consecuencia = H

◆ **Determinación del riesgo:**

La determinación del riesgo se realiza cruzando las valoraciones de la categoría de la probabilidad y de la consecuencia en la matriz de riesgo (Ver Tabla 41).

Como se puede observar en la Figura 46, para una valoración de la probabilidad como H, y una valoración de la consecuencia como H, el nivel de riesgo para la línea 11508 es:

Nivel de riesgo = X (Intolerable)

Figura 46. Valoración del Riesgo para la Línea 11508.

		S T F	MATRIZ DE RBL				
PROBABILIDAD	H	Alta	L	H	E	X	X
	M	Media	L	M	H	E	X
	L	Baja	N	L	M	H	E
	N	Despreciable	N	N	L	M	H
Económico			<10k	10-100k	0,1 - 1 M	1 - 10 M	> 10 M
Salud y Seguridad			Herida Leve	Herida Menor	Herida Mayor	Única Fatalidad	Múltiples Fatalidades
Medio Ambiente			Efecto Leve	Efecto Menor	Efecto Localizado	Efecto Mayor	Efecto Masivo
CONSECUENCIA			Despreciable	Bajo	Media	Alta	Extremo

El resultado obtenido tras el análisis de riesgo, muestra que la línea presenta la valoración más alta que se puede obtener (X, intolerable), esto se debe básicamente a la elevada velocidad de corrosión, la cual afecta directamente el Subfactor de Modulo Técnico, resultando en una probabilidad de falla alta.

A manera de reporte en la Tabla 53, se muestra el resumen de los resultados de los análisis de velocidad, vida remanente, y criticidad de la línea 11508.

Tabla 53. Resultados Inspección Basada en Riesgo Línea 11508.

RESULTADOS APLICACIÓN DE LA INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO																					
LÍNEA ANALIZADA: 11508																					
LAZO DE CORROSIÓN: LC-1150-02										SK: 2											
TML's	AÑO										TML's	AÑO									
	1972	1975	1977	1980	1985	1987	1990	1994	1997												
28	320	280	290	340	340	310	330	340	310												
29	320	260	300	300	-	260	320	-	-												
30	380	280	310	340	340	320	-	330	330												
31	350	340	310	360	400	300	280	330	430												
32	340	290	360	320	320	340	340	340	320												
33	310	310	300	320	320	320	380	-	310												
34	-	760	520	-	300	500	320	-	-												
ANÁLISIS DE VELOCIDADES																					
TML's	29	29	30	31	32	33	34														
VELOCIDAD TML's	8.47	0.16	0.13	1.40	0.69	1.84	22.99														
VELOCIDAD LÍNEA	5.10																				
VELOCIDAD LAZO	5.74																				
VIDAS REMANENTES																					
TML's	29	29	30	31	32	33	34														
SEGÚN VEL. TML's	2.36	806.25	1076.9	160.71	179.71	54.35	-														
SEGÚN VEL. LÍNEA	11.76	6.86	15.88	35.49	13.92	11.76	6.86														
SEGÚN VEL. LAZO	9.23	4.01	12.72	30.14	10.98	9.23	4.01														
ANÁLISIS DE CRITICIDAD																					
TIEMPO EN SERVICIO	ESPESOR INICIAL	AR/T	TIPO DE REDUCCIÓN	EFICIENCIA INSPECCIÓN	INSP. ALTAM. EFICAZ	TMSF	AJUSTES														
							SOBRE-DISEÑO	SUP. EN LÍNEA	INY/MEZ	DEADLEGS											
37	336	0.56	LOCALIZADA	GENERAL	4	210	1	-	-	-											
CATEGORÍA DE PROBABILIDAD			H																		
CONSECUENCIAS	ECONÓMICAS			M	CATEGORÍA DE LA CONSECUENCIA																
	SALUD Y SEGURIDAD			H	H																
	AMBIENTALES			L																	
CRITICIDAD DE LA LÍNEA			X																		

5. PROGRAMA DE INSPECCIÓN PARA EL SISTEMA DE TUBERÍA DE LA UNIDAD DE GENERACIÓN DE HIDROGENO

En la Tabla 54, se observa el Programa de Inspección para el Sistema de Tubería de la Unidad de Generación de Hidrogeno de la Planta de Parafinas de la GRB.

El Programa de Inspección está categorizado según los resultados obtenidos en la sección anterior (Capítulo 4), dando prioridad de inspección a aquellas líneas que obtuvieron un nivel de riesgo elevado.

El programa deberá tener una eficiencia no menor a Generalmente Eficaz, lo que quiere decir que la inspección deberá realizarse con un 20% de cobertura usando escaneo automático por ultrasonido, o 50% de escaneo manual por ultrasonido, o 50% de radiografías de perfil.

Se deberá realizar medición de espesores para todos los TML's de cada línea de tubería de cada isométrico, teniendo en cuenta el último espesor medido de cada TML's (Ver Tablas de resultados para cada Línea) cumpliendo con el nivel de eficiencia anteriormente mencionado, así no se requiera ninguna técnica de inspección.

Tabla 54. Programa de Inspección para el Sistema de Tubería de la Unidad de Generación de Hidrogeno.

PROGRAMA DE INSPECCIÓN SISTEMA DE TUBERÍA UNIDAD DE GENERACIÓN DE HIDROGENO						
LAZO DE CORROSIÓN	LÍNEA	PROBABILIDAD	CONSECUENCIA	CRITICIDAD	MECANISMO DE DETERIORO	PLAN DE INSPECCIÓN
LC-1150-02	8"-11509	H	H	X	HTHA	Defectología por Ultrasonido Inspección Visual Interna
LC-1150-02	8"-11508	H	H	X	HTHA	Defectología por Ultrasonido Inspección Visual Interna
LC-1150-03	6"-11514	H	H	X	Daño por Hidrogeno a Baja Temperatura	Defectología por Ultrasonido Inspección Visual Interna
LC-1150-03	4"-11515	H	H	X	Daño por Hidrogeno a Baja Temperatura	Defectología por Ultrasonido Inspección Visual Interna
LC-1150-03	4"-11516	H	H	X	Daño por Hidrogeno a Baja Temperatura	Defectología por Ultrasonido Inspección Visual Interna
LC-1150-04	8"-11540	H	H	X	SCC por Amina	Defectología por Ultrasonido Inspección Visual Interna
LC-1150-12	4"-11085	H	H	X	Daño por Hidrogeno a Baja Temperatura	Defectología por Ultrasonido Inspección Visual Interna
LC-1150-01	2"-11526	H	M	E	Fragilización por Alta Temperatura	Defectología por Ultrasonido Inspección Visual Interna
LC-1150-02	6"-11519	M	H	E	HTHA	Defectología por Ultrasonido Inspección Visual Interna
LC-1150-04	8"-11541	H	M	E	SCC por Amina	Defectología por Ultrasonido Inspección Visual Interna
LC-1150-05	8"-11554	H	M	E	SCC por Amina	Defectología por Ultrasonido Inspección Visual Interna
LC-1150-05	10"-11552	H	M	E	SCC por Amina	Defectología por Ultrasonido Inspección Visual Interna
LC-1150-05	8"-11553	H	M	E	SCC por Amina	Defectología por Ultrasonido Inspección Visual Interna
LC-1150-05	8"-11555	H	M	E	SCC por Amina	Defectología por Ultrasonido Inspección Visual Interna
LC-1150-05	18"-11550	H	M	E	SCC por Amina	Defectología por Ultrasonido Inspección Visual Interna
LC-1150-05	8"-11556	H	M	E	SCC por Amina	Defectología por Ultrasonido Inspección Visual Interna
LC-1150-05	8"-11557	H	M	E	SCC por Amina	Defectología por Ultrasonido Inspección Visual Interna

Tabla 54. Programa de Inspección para el Sistema de Tubería de la Unidad de Generación de Hidrogeno (Continuación).

PROGRAMA DE INSPECCIÓN SISTEMA DE TUBERÍA UNIDAD DE GENERACIÓN DE HIDROGENO						
LAZO DE CORROSIÓN	LÍNEA	PROBABILIDAD	CONSECUENCIA	CRITICIDAD	MECANISMO DE DETERIORO	PLAN DE INSPECCIÓN
LC-1150-05	8"-11557	H	M	E	SCC por Amina	Defectología por Ultrasonido Inspección Visual Interna
LC-1150-05	12"-11549	H	M	E	SCC por Amina	Defectología por Ultrasonido Inspección Visual Interna
LC-1150-07	4"-11084	H	M	E	Daño por Hidrogeno a Baja Temperatura	Defectología por Ultrasonido Inspección Visual Interna
LC-1150-07	2"-11521	H	M	E	Daño por Hidrogeno a Baja Temperatura	Defectología por Ultrasonido Inspección Visual Interna
LC-1150-07	6"-11320/1	H	M	E	Daño por Hidrogeno a Baja Temperatura	Defectología por Ultrasonido Inspección Visual Interna
LC-1150-07	6"-11058/1	H	M	E	Daño por Hidrogeno a Baja Temperatura	Defectología por Ultrasonido Inspección Visual Interna
LC-1150-07	3"-11317/1	H	M	E	Daño por Hidrogeno a Baja Temperatura	Defectología por Ultrasonido Inspección Visual Interna
LC-1150-07	4"-11317/1	H	M	E	Daño por Hidrogeno a Baja Temperatura	Defectología por Ultrasonido Inspección Visual Interna
LC-1150-12	4"-11064	M	H	E	Daño por Hidrogeno a Baja Temperatura	Defectología por Ultrasonido Inspección Visual Interna
LC-1150-12	3"-11085	H	M	E	Daño por Hidrogeno a Baja Temperatura	Defectología por Ultrasonido Inspección Visual Interna
LC-1120-05	2"-11212	H	M	E	Ampollamiento, Agrietamiento Inducido por Hidrogeno, Corrosión por Cloruro y Bisulfuro de Amonio.	Defectología por Ultrasonido Inspección Visual Interna
LC-1120-05	6"-11056	H	M	E	Ampollamiento, Agrietamiento Inducido por Hidrogeno, Corrosión por Cloruro y Bisulfuro de Amonio.	Defectología por Ultrasonido Inspección Visual Interna
LC-1150-01	3"-11504	M	M	H	Fragilización por Alta Temperatura	Defectología por Ultrasonido Inspección Visual Interna
LC-1150-01	6"-11576	M	M	H	Fragilización por Alta Temperatura	Defectología por Ultrasonido Inspección Visual Interna
LC-1150-02	8"-11506	L	H	H	HTHA	Defectología por Ultrasonido Inspección Visual Interna
LC-1150-02	6"-11530	L	H	H	HTHA	Defectología por Ultrasonido Inspección Visual Interna

**Tabla 54. Programa de Inspección para el Sistema de Tubería de la Unidad de Generación de Hidrogeno
(Continuación).**

PROGRAMA DE INSPECCIÓN SISTEMA DE TUBERÍA UNIDAD DE GENERACIÓN DE HIDROGENO						
LAZO DE CORROSIÓN	LÍNEA	PROBABILIDAD	CONSECUENCIA	CRITICIDAD	MECANISMO DE DETERIORO	PLAN DE INSPECCIÓN
LC-1150-02	6"-11511	L	H	H	HTHA	Defectología por Ultrasonido Inspección Visual Interna
LC-1150-02	4"-11510	L	H	H	HTHA	Defectología por Ultrasonido Inspección Visual Interna
LC-1150-02	6"-11510	L	H	H	HTHA	Defectología por Ultrasonido Inspección Visual Interna
LC-1150-02	6"-11517	L	H	H	HTHA	Defectología por Ultrasonido Inspección Visual Interna
LC-1150-02	8"-11507	L	H	H	HTHA	Defectología por Ultrasonido Inspección Visual Interna
LC-1150-02	6"-11518	L	H	H	HTHA	Defectología por Ultrasonido Inspección Visual Interna
LC-1150-03	6"-11513	L	H	H	Daño por Hidrogeno a Baja Temperatura	Defectología por Ultrasonido Inspección Visual Interna
LC-1150-07	2"-11343	M	M	H	Daño por Hidrogeno a Baja Temperatura	Defectología por Ultrasonido Inspección Visual Interna
LC-1100-03	3"-11010	L	H	H	Corrosión por H2/H2S, Fragilización por Revenido.	Defectología por Ultrasonido Inspección Visual Interna
LC-1100-03	3"-11014	L	H	H	Corrosión por H2/H2S, Fragilización por Revenido.	Defectología por Ultrasonido Inspección Visual Interna
LC-1110-03	3"-11109	L	H	H	Corrosión por H2/H2S, Fragilización por Revenido.	Defectología por Ultrasonido Inspección Visual Interna
LC-1110-03	4"-11111	L	H	H	Corrosión por H2/H2S, Fragilización por Revenido.	Defectología por Ultrasonido Inspección Visual Interna
LC-1120-03	3"-11208	L	H	H	Corrosión por H2/H2S, Fragilización por Revenido.	Defectología por Ultrasonido Inspección Visual Interna
LC-1120-03	3"-11210	L	H	H	Corrosión por H2/H2S, Fragilización por Revenido.	Defectología por Ultrasonido Inspección Visual Interna
LC-1150-01	3"-11502	L	M	M	Corrosión Interna General/Localizada	Inspección Visual
LC-1150-01	3"-11526	L	M	M	Corrosión Interna General/Localizada	Inspección Visual

**Tabla 54. Programa de Inspección para el Sistema de Tubería de la Unidad de Generación de Hidrogeno
(Continuación).**

PROGRAMA DE INSPECCIÓN SISTEMA DE TUBERÍA UNIDAD DE GENERACIÓN DE HIDROGENO						
LAZO DE CORROSIÓN	LÍNEA	PROBABILIDAD	CONSECUENCIA	CRITICIDAD	MECANISMO DE DETERIORO	PLAN DE INSPECCIÓN
LC-1150-01	3"-11501	L	M	M	Corrosión Interna General/Localizada	Inspección Visual
LC-1150-01	3"-11503	L	M	M	Corrosión Interna General/Localizada	Inspección Visual
LC-1150-01	6"-11642	L	M	M	Corrosión Interna General/Localizada	Inspección Visual
LC-1150-01	6"-11576/1	L	M	M	Corrosión Interna General/Localizada	Inspección Visual
LC-1150-03	3"-11520	L	M	M	Daño por Hidrogeno a Baja Temperatura	Inspección Visual
LC-1150-03	4"-11520	L	M	M	Daño por Hidrogeno a Baja Temperatura	Inspección Visual
LC-1150-05	3"-11555	L	M	M	SCC por Amina	Inspección Visual
LC-1150-06	8"-11544	L	M	M	Corrosión por CO2	Inspección Visual
LC-1150-06	6"-11545	L	M	M	Corrosión por CO2	Inspección Visual
LC-1150-06	12"-11543	L	M	M	Corrosión por CO2	Inspección Visual
LC-1150-07	4"-11521	L	M	M	Daño por Hidrogeno a Baja Temperatura	Inspección Visual
LC-1150-07	3"-11521	L	M	M	Daño por Hidrogeno a Baja Temperatura	Inspección Visual
LC-1150-07	3"-11083	L	M	M	Daño por Hidrogeno a Baja Temperatura	Inspección Visual
LC-1150-07	3"-11952	L	M	M	Daño por Hidrogeno a Baja Temperatura	Inspección Visual
LC-1150-12	3"-11064	L	M	M	Daño por Hidrogeno a Baja Temperatura	Inspección Visual
LC-1150-12	3"-11082	L	M	M	Daño por Hidrogeno a Baja Temperatura	Inspección Visual

**Tabla 54. Programa de Inspección para el Sistema de Tubería de la Unidad de Generación de Hidrogeno
(Continuación).**

PROGRAMA DE INSPECCIÓN SISTEMA DE TUBERÍA UNIDAD DE GENERACIÓN DE HIDROGENO						
LAZO DE CORROSIÓN	LÍNEA	PROBABILIDAD	CONSECUENCIA	CRITICIDAD	MECANISMO DE DETERIORO	PLAN DE INSPECCIÓN
LC-1100-03	3"-11008	L	M	M	Corrosión Interna General/Localizada	Inspección Visual
LC-1100-03	4"-11011	L	M	M	Corrosión Interna General/Localizada	Inspección Visual
LC-1100-03	4"-11013	L	M	M	Corrosión Interna General/Localizada	Inspección Visual
LC-1100-05	3"-11016	L	M	M	Corrosión Interna General/Localizada	Inspección Visual
LC-1100-05	3"-11056	L	M	M	Corrosión Interna General/Localizada	Inspección Visual
LC-1110-03	3"-11103/1	L	M	M	Corrosión Interna General/Localizada	Inspección Visual
LC-1110-03	4"-11107	L	M	M	Corrosión Interna General/Localizada	Inspección Visual
LC-1110-03	4"-11110	L	M	M	Corrosión Interna General/Localizada	Inspección Visual
LC-1110-05	4"-11116/1	L	M	M	Corrosión Interna General/Localizada	Inspección Visual
LC-1110-05	3"-11114	L	M	M	Corrosión Interna General/Localizada	Inspección Visual
LC-1120-03	3"-11204/1	L	M	M	Corrosión Interna General/Localizada	Inspección Visual
LC-1120-03	4"-11206	L	M	M	Corrosión Interna General/Localizada	Inspección Visual
LC-1120-03	4"-11209	L	M	M	Corrosión Interna General/Localizada	Inspección Visual
LC-1120-05	3"-11211/1	L	M	M	Corrosión Interna General/Localizada	Inspección Visual
LC-1120-05	3"-11212	L	M	M	Corrosión Interna General/Localizada	Inspección Visual
LC-1150-01	3"-11524/1	L	L	L	Corrosión Interna General/Localizada	No Hacer Nada

**Tabla 54. Programa de Inspección para el Sistema de Tubería de la Unidad de Generación de Hidrogeno
(Continuación).**

PROGRAMA DE INSPECCIÓN SISTEMA DE TUBERÍA UNIDAD DE GENERACIÓN DE HIDROGENO						
LAZO DE CORROSIÓN	LÍNEA	PROBABILIDAD	CONSECUENCIA	CRITICIDAD	MECANISMO DE DETERIORO	PLAN DE INSPECCIÓN
LC-1150-01	3"-11524/2	L	L	L	Corrosión Interna General/Localizada	No Hacer Nada
LC-1150-01	3"-11525/1	L	L	L	Corrosión Interna General/Localizada	No Hacer Nada
LC-1150-01	3"-11525/2	L	L	L	Corrosión Interna General/Localizada	No Hacer Nada
LC-1150-07	2"-11534	L	L	L	Corrosión Interna General/Localizada	No Hacer Nada
LC-1150-07	3/4"-11534	L	L	L	Corrosión Interna General/Localizada	No Hacer Nada
LC-1150-07	2"-11309	L	L	L	Corrosión Interna General/Localizada	No Hacer Nada
LC-1150-07	1"-11310	L	L	L	Corrosión Interna General/Localizada	No Hacer Nada
LC-1100-05	2"-11017	L	L	L	Corrosión Interna General/Localizada	No Hacer Nada
LC-1100-05	3"-11017	L	L	L	Corrosión Interna General/Localizada	No Hacer Nada
LC-1110-09	1"-11064	L	L	L	Corrosión Interna General/Localizada	No Hacer Nada
LC-1110-09	2"-11064	L	L	L	Corrosión Interna General/Localizada	No Hacer Nada
LC-1110-05	2"-11114	L	L	L	Corrosión Interna General/Localizada	No Hacer Nada
LC-1110-09	1"-11082	L	L	L	Corrosión Interna General/Localizada	No Hacer Nada
LC-1110-09	2"-11082	L	L	L	Corrosión Interna General/Localizada	No Hacer Nada
LC-1120-09	1"-11085	L	L	L	Corrosión Interna General/Localizada	No Hacer Nada
LC-1120-09	2"-11085	L	L	L	Corrosión Interna General/Localizada	No Hacer Nada

**Tabla 54. Programa de Inspección para el Sistema de Tubería de la Unidad de Generación de Hidrogeno
(Continuación).**

PROGRAMA DE INSPECCIÓN SISTEMA DE TUBERÍA UNIDAD DE GENERACIÓN DE HIDROGENO						
LAZO DE CORROSIÓN	LÍNEA	PROBABILIDAD	CONSECUENCIA	CRITICIDAD	MECANISMO DE DETERIORO	PLAN DE INSPECCIÓN
LC-1150-02	3"-11527	N	N	N	Corrosión Interna General/Localizada	No Hacer Nada
LC-1150-02	3"-11528	N	N	N	Corrosión Interna General/Localizada	No Hacer Nada
LC-1150-02	3/4-11506	N	L	N	Corrosión Interna General/Localizada	No Hacer Nada
LC-1150-02	3/4-11604	N	L	N	Corrosión Interna General/Localizada	No Hacer Nada
LC-1150-03	2"-11539	L	N	N	Corrosión Interna General/Localizada	No Hacer Nada

Fuente: Autor

6. CONCLUSIONES

- ✓ Con la realización de esta investigación, se pudo conocer a fondo el estado actual del sistema de tubería de la unidad de Generación de Hidrogeno, así como también el proceso que se presenta en esta unidad, estableciendo las causas de las posibles fallas que se presentan en ella.
- ✓ Se conoció a fondo los códigos API-580 y API-581, los cuales describen la metodología de la Inspección Basada en riesgo, conociendo las diferentes técnicas de aplicación de la norma, y los análisis de valoración de RBI que se pueden realizar, así como los factores más importantes que inciden en la decisión de la aplicación de las distintas metodologías.
- ✓ Se conoció a fondo los códigos API-570 y API-574, los cuales describen la metodología para la inspección de sistemas de tuberías de proceso, conociendo los componentes más importantes de los sistemas de tubería que se deben tener en cuenta a la hora de realizar una inspección.
- ✓ Se caracterizó el sistema de tubería de la unidad, conociendo las características más importantes de cada una de las líneas que integran el sistema, creando un archivo en magnético en Microsoft Excel que permitirá buscar la información de cada línea de manera más ágil.

- ✓ Se actualizó el histórico de espesores de la unidad, creando un archivo en magnético en Microsoft Excel, el cual permite asegurar y revisar la información de manera más ágil. Dicho archivo también tiene recopilada información de cambios de TML's ó tramos de tubería que se han hecho durante el tiempo de operación de cada línea.
- ✓ Se verificarón los isométricos de la unidad, constatando que el trazado que describen, fuera el mismo encontrado en campo, realizando los cambios del trazado que se encontraron que no correspondían a la realidad.
- ✓ Se realizó el análisis de probabilidad de falla del sistema, el cual se basó en el acercamiento de RBI semicuantitativo, conociendo a fondo todos los factores que inciden en este análisis, así como también los diferentes Módulos Técnicos para los mecanismos de corrosión, principalmente el Modulo Técnico de Reducción, el cual fue el aplicado para el análisis de probabilidad de las líneas del sistema.
- ✓ Se realizó el análisis de consecuencia del sistema, determinando las consecuencias económicas, de salud y seguridad, y ambiental, para cada línea que compone el sistema.
- ✓ Se determinó la criticidad de cada línea del sistema, aplicando la matriz de riesgo manejada por Ecopetrol S.A., estableciendo de esta forma una jerarquización para cada línea, que será utilizada para determinar las líneas que tendrán prioridad en la próxima inspección que se realice del sistema.
- ✓ Se determinarán las velocidades de corrosión de cada TMLS de cada línea, así como las velocidades de corrosión para cada una de estas, y las velocidades de corrosión de cada lazo de corrosión del sistema.

- ✓ Se determinó la vida remanente de cata TMLS, según la velocidad de corrosión del mismo, la velocidad de corrosión de la línea, y la velocidad de corrosión del lazo, con el fin de establecer que líneas están cumpliendo con su vida útil y determinar el estado actual del sistema.

- ✓ Se estableció el plan de medidas de espesores para la siguiente inspección, así como las actividades a realizar durante la misma, con el fin de asegurar la confiabilidad del sistema.

- ✓ La realización de este proyecto le permitió al autor la posibilidad de estar en contacto directo con la industria, específicamente la industria de refinación y petroquímica, así como la posibilidad de compartir e interactuar con personas que tienen una gran experiencia en este campo, desarrollando los conocimientos adquiridos en la academia y contribuyendo a la consolidación de los objetivos de la universidad.

BIBLIOGRAFÍA

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk – Based Inspection. First Edition. Washington D.C.: API; 2002. 60 p. API-RP 580.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Risk – Based Inspection, Base Resource Document. First Edition. Washington D.C.: API; 2000. 333 p. API-RP 581.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Piping Inspection Code. Second Edition. Washington D.C.: API; 2006. 54 p. API 570.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Inspection Practices for Piping System Components. Second Edition. Washington D.C.: API; 1998. 61 p. API-RP 574.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry. First Edition. Washington D.C.: API; 2003. 270 p. API-RP 571.

COLOMBIA. ECOPETROL S.A. ECP UNIDAD DE GENERACIÓN DE HIDROGENO, Manual de Operación. Barrancabermeja: ECP; 1983, 50 p.

DUARTE HERRERA, Diego Alexander. Estructuración del programa de confiabilidad para líneas de proceso conforme a la metodología de Inspección Basada en Riesgo (RBI), para la GCB. Tesis de Grado. Universidad Industrial de Santander UIS; Bucaramanga 2006. 202 p.

Internet

NFPA, 2009

Tomado de las páginas web:

http://www.nfpa.org/freecodes/free_access_document_esp.asp?id=70401E

<http://nfpaweb3.gvpi.net/rrserver/browser?title=/NFPASTD/70401E>

Standard for the identification of the fire hazards of materials for emergency response, 2001 spanish edition en español online.

ILOG, 2009

Tomado de las páginas web:

http://www.llogsa.com/nueva_web/Catalogos/Software%20UltraPIPE/UltraPIPE_completo_OK.pdf

AGA, 2009

Tomado de las páginas web:

[http://www.aga.com/international/web/lg/ec/likelgagaec.nsf/repositorybyalias/pdf_msds_h/\\$file/Hydrogen.pdf](http://www.aga.com/international/web/lg/ec/likelgagaec.nsf/repositorybyalias/pdf_msds_h/$file/Hydrogen.pdf)

[http://hiq.aga.com.co/International/Web/LG/CO/likelgspgco.nsf/repositorybyalias/pdf_msds_n/\\$file/Natural%20Gas.pdf](http://hiq.aga.com.co/International/Web/LG/CO/likelgspgco.nsf/repositorybyalias/pdf_msds_n/$file/Natural%20Gas.pdf)

MEA, 2009

Tomado de las páginas web:

<http://www.nextbar.com/archivos/NXB%20MSDS%20MONOETANOLAMINA.pdf>

<http://www.corquiven.com.ve/PDF/MSDS-MONOETANOLAMINA.pdf>

<http://www.insht.es/InshtWeb/Contenidos/Documentacion/FichasTecnicas/FI SQ/Ficheros/101a200/nspn0152.pdf>

GAS, 2009

Tomado de las páginas web:

http://www.ecopetrol.com.co/documentos/42881_HOJA_DE_SEGURIDAD_DEL_GAS_NATURAL.pdf

http://catarina.udlap.mx/u_dl_a/tales/documentos/leip/serrano_r_a/capitulo4.pdf

<http://www.insht.es/InshtWeb/Contenidos/Documentacion/FichasTecnicas/FI SQ/Ficheros/0a100/nspn0023.pdf>

H₂S, 2009

Tomado de las páginas web:

<http://www.insht.es/InshtWeb/Contenidos/Documentacion/FichasTecnicas/FI SQ/Ficheros/101a200/nspn0165.pdf>

NFPA, 2009

Tomado de las páginas web:

http://www.nfpa.org/freecodes/free_access_document_esp.asp?id=70401E

<http://nfpaweb3.gvpi.net/rrserver/browser?title=/NFPASTD/70401E>

Standard for the identification of the fire hazards of materials for emergency response, 2001 spanish edition en español online.