UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE MECÁNICA

DETERMINACIÓN DE LA FRECUENCIA DE INSPECCIÓN Y ACCIONES DE MANTENIMIENTO A LAS LÍNEAS DE RECOLECCIÓN DE GAS ASOCIADAS AL PROYECTO GAS ANACO (PGA) DISTRITO PDVSA PRODUCCION GAS ANACO

REALIZADO POR:

Br. Josberth Antonio Calderón Mayorga.

Trabajo de grado presentado ante la universidad de oriente como requisito parcial para optar al título de:

INGENIERO MECÁNICO

Barcelona, Mayo del 2010

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE MECÁNICA

DETERMINACIÓN DE LA FRECUENCIA DE INSPECCIÓN Y ACCIONES DE MANTENIMIENTO A LAS LÍNEAS DE RECOLECCIÓN DE GAS ASOCIADAS AL PROYECTO GAS ANACO (PGA) DISTRITO PDVSA PRODUCCION GAS ANACO

ASESORES:

Prof. Darwin Bravo
Asesor Académico

Ing. Manuel Rosario
Asesor Industrial

Barcelona, Mayo del 2010

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE MECÁNICA

DETERMINACIÓN DE LA FRECUENCIA DE INSPECCIÓN Y ACCIONES DE MANTENIMIENTO A LAS LÍNEAS DE RECOLECCIÓN DE GAS ASOCIADAS AL PROYECTO GAS ANACO (PGA) DISTRITO PDVSA PRODUCCION GAS ANACO

JURADO

El jurado hace constar que asignó a esta Tesis la calificación de:

Prof. Diógenes Suarez	**Prof. Edgar Rodríguez**
Jurado Principal	**Jurado Principal**

Barcelona, Mayo del 2010

RESOLUCIÓN

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de trabajo de grado: “los trabajos son de exclusiva propiedad de la universidad de oriente y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo, quien lo participará al consejo universitario”.

DEDICATÓRIA

A Dios todo poderoso, por haberme iluminado el camino, ser mi guía y darme esa gran fortaleza y sabiduría para salir adelante en todo momento.

A mis padres José y Berkis quienes sin escatimar esfuerzo alguno han sacrificado gran parte de su vida para formarme y educarme. Quienes la ilusión de su vida ha sido convertirme en persona de provecho. Quienes nunca podré pagar todos sus desvelos ni aún con las riquezas más grandes del mundo. Quienes me han heredado el tesoro más valioso que puede dársele a un hijo el amor. Por esto y más. Gracias. Es para mí un gran honor poder dedicarles este gran logro.

A mi novia Minerva por haberme dado ese apoyo incondicional en los momentos más difíciles, por estar hay siempre para mí. Te amo mi bonita eres especial y única como ninguna.

A mis hermanos Marco, Johan y a mis primas que son como mis hermanas, que siempre han estado a mi lado de una u otra manera, en especial a Vanessa, ogla, Lorena y gabo.

A todas aquellas personas que de alguna manera ayudaron a hacer mi sueño realidad.

AGRADECIMIENTOS

Eternamente agradecido a dios por ser mi guía en los momentos difíciles y por darme la fuerza para levantarme cada vez que me tropezaba en la vida.

A mis padres Jose y Berkis por su esfuerzo y dedicación a lo largo de lo que va de mi vida, formando parte fundamental de este logro. Los amo

A mi abuela, mis hermanos, primas, tíos y tías que siempre estuvieron pendiente de mi y de mis estudios, alentándome a terminar mi carrera universitaria.

A Minerva por haberme ayudado a la realización de este sueño. Te amo bonita. Gracias por apoyarme.

A mi Asesor Industrial Ing. Manuel Rosario por haber compartido su tiempo y los valiosos consejos necesarios para el desarrollo de este proyecto, gracias por la confianza depositada

Agradezco a la Universidad de Oriente por haber aceptado esta propuesta de tesis, y muy especialmente a mi Asesor Académico Ing. Darwin Bravo por haber colaborado, sus sugerencias fueron muy valiosas para el logro de los objetivos de este proyecto.

Agradezco a mis amigos Oscar, Julio, Daniela, Eduan, Glenso, Joaquin, Ramón, Braulio y Sergio que siempre me brindaron su apoyo y su amistad incondicional.

A los profesores del departamento de mecánica.

RESUMEN

El trabajo realizado se trazó como objetivo determinar la frecuencia de inspección y acciones de mantenimiento para las líneas de recolección de gas asociadas al Proyecto Gas Anaco (PGA), con la finalidad de identificar las condiciones actuales en que éstas operan y en función a ello emitir las recomendaciones que buscan garantizar un mejor funcionamiento de los gaseoductos en referencia. Para ello se realizó un diagnóstico de las condiciones operacionales y de mantenimiento, observándose que solo el 16,6% del sistema PGA está protegido por protección catódica y no existe ningún tipo de monitoreo de corrosión que permita medir la velocidad de la misma. Seguidamente se aplicó la metodología de inspección basada en riesgo a fin de jerarquizar las líneas por tramos, basándose en su riesgo asociado, resultando que la línea con mayor riesgo es la GED-1-V5 (Tubería del campo Guario de 16"). Luego se identifico el mecanismo de corrosión predominante en la línea de mayor riesgo, basándose en la relación de Kane, resultando como mecanismo predominante el CO_2. A continuación se determinó la presión segura de operación en la línea de mayor riesgo según las Normas ASME B-31G y B-31.8; observándose que el defecto interno Nº 186 presenta la presión segura en el área corroída (PSAC) más baja (474.56 Psi) y el defecto interno Nº 40 presenta la mayor PSAC (604,32 Psi). Además se estimó la probabilidad de falla de esta tubería mediante el Modelo Carga-Resistencia. Finalmente se propuso la frecuencia de inspección y las acciones de mantenimiento a la tubería de mayor riesgo; concluyendo que la tubería GED-1-V5 requiere intervención ide mantenimiento inmediata o reducir su presión de operación a un valor seguro para seguir operando debido al defecto interno Nº 186 que posee una PSAC de 474.56 Psi el cual es menor a la máxima presión de operación que es de 495 Psi

ÍNDICE GENERAL

RESOLUCIÓN iv
DEDICATÓRIA v
AGRADECIMIENTOS vi
RESUMEN vii
ÍNDICE GENERAL viii
LISTA DE TABLAS xii
LISTA DE FIGURAS xv
INTRODUCCIÓN xvii
CAPÍTULO I 20
EL PROBLEMA 20
1.1 Reseña Histórica 20
1.2 Ubicación Geográfica 21
1.3 Contexto Organizacional 21
1.4 Planteamiento del Problema 22
1.5 Objetivos 24
1.5.1 Objetivo General 24
1.5.2 Objetivos Específicos 25
CAPÍTULO II 26
MARCO TEÓRICO 26
2.1 Antecedentes 26
2.2 Fundamentos teóricos 27
2.2.1 Mantenimiento 27
2.2.1.1 Tipo de Mantenimiento 27
2.2.2 Gestión de Mantenimiento 30
2.2.3 Inspección de Mantenimiento 30
2.2.4 Riesgo Como un Indicador Para el Diagnostico Integrado 31

2.2.5 Análisis de Riesgo 32
2.2.6 Dimensionamiento del Riesgo 33
2.2.7 Probabilidad de Falla 37
2.2.8 Consecuencias 38
2.2.9 Corrosión 39
2.2.10 Tasa o Velocidad de Corrosión 39
2.2.11 Clasificación de la Corrosión Según el Instituto Americano del Petróleo (API) 40
2.2.12 Corrosión por CO2/H2S 42
2.2.13 Presión Segura en el Área Corroída (PSAC) 44
2.2.14 Factor Estimado de Reparación (ERF) 45
2.2.15 Espesor Mínimo Permisible 46
2.2.16 Determinación del Largo Máximo Permitido de Corrosión 47
2.2.17 Clasificación de las Pérdidas de Espesor Según su Dimensión 48
2.2.18 Distribuciones de Probabilidad 49
2.2.19 Distribuciones Paramétricas 50
2.2.20 Distribuciones Para Variables Aleatorias Continuas 51
2.2.21 Pruebas de Bondad de Ajustes 55
2.2.21.1 Pruebas de KOLMOGOROV-SMIRNOV 56
2.2.22 Método de Simulación de Monte Carlos 57
2.2.23 Estimación de la Probabilidad de Fallas y/o la Confiabilidad 59
2.2.24 Estimación de Confiabilidad Basada en Condición 60
2.2.25 Análisis Carga-Resistencia 60
2.2.26 Gas Natural 64
2.2.27 Clasificación del Gas Natural 65
2.2.28 Gasoductos 66
2.2.29 Procesos que Influye en el Transporte del Gas Natural por Tuberías 66
2.2.30 Métodos de Inspección Interna de Tuberías Enterradas 68
2.2.30.1 Herramientas para detección de pérdidas de espesor 68

CAPÍTULO III 70
METODOLOGÍA 70
3.1 Tipos de investigación 70
3.1.1 Según la Estrategia 70
3.1.2 Según su Propósito 70
3.2 Población 71
3.3 Muestra 72
3.4 Etapas de la investigación 72
3.4.1 Revisión bibliográfica 72
3.4.2 Diagnóstico de las condiciones actuales de operación 72
3.4.3 Análisis de riesgo a las líneas de PGA 73
3.4.3.1 Establecimiento de criterios por la norma API 581 para probabilidad y consecuencia de falla 73
3.4.3.2 Aplicación de Encuesta 77
3.4.3.3 Personal encuestado 78
3.4.3.4 Recolección de datos de la encuesta 79
3.4.3.5 Cálculo de riesgo 79
3.4.4 Identificación de los mecanismos de corrosión predominantes en las líneas de mayor riesgo mediante la relación de Kane 79
3.4.5 Determinación de la presión segura de operación de las líneas corroídas aplicando las normas ASME B 31 G y ASME B 31.8 80
3.4.6 Estimación de la probabilidad de falla en las tuberías de mayor riesgo 81
3.4.7 Propuesta de frecuencia de inspección y acciones de mantenimiento a la tubería de mayor riesgo 83
3.4.8 Redacción del trabajo propuesto. 84
CAPÍTULO IV 85
ANÁLISIS Y RESULTADOS 85
4.1 Diagnóstico de las condiciones actuales de operación y mantenimiento de las tubería 85

4.2 Jerarquización de las líneas de pga 89
4.3 Identificacion de los mecanismos de corrosion 96
4.4 Probabilidad de falla mediante el modelo carga-resistencia en los casos de corrosión generalizada 103
4.5 Determinación de la frecuencia de inspeccion y acciones de mantenimiento 132
CAPÍTULO V 154
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 154
5.1 Conclusiones 154
5.2 Recomendaciones 156
BIBLIOGRAFÍA 158
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO 160

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1. Algunos Casos Esfuerzo Resistencia 64
Tabla 3.1. Detalle de la población de líneas a evaluar. 71
Tabla 3.2. Renglón de tipo de revestimiento..... 75
Tabla 3.3. Renglón de Condición del revestimiento 76
Tabla 3.4. Renglón de la Edad del revestimiento..... 76
Tabla 3.5. Renglón del Riesgo a la vida 76
Tabla 3.6. Renglón de los Daños a la propiedad..... 77
Tabla 3.7. Renglón de los Daños al ambiente..... 77
Tabla 4.1. Ficha de Técnica GED-1 V5 PGA. 86
Tabla 4.2. Resultado probabilidad de falla tubería GED-1 V5 90
Tabla 4.3. Resultado severidad y susceptibilidad de la tubería GED-1 V5 91
Tabla 4.4. Resultado probabilidad de falla tubería GED-1 V5 91
Tabla 4.5. Resultado consecuencia de falla tubería GED-1 V5 92
Tabla 4.6. Probabilidad, consecuencia y riesgo de las tuberías de PGA. 93
Tabla 4.7. Datos suministrados por ROSOFT de los defectos externos. 100
Tabla 4.8. Resultados de la presión segura para el caso de pérdida de espesor externa de la tubería GED-1-V5..... 102
Tabla 4.9. Máxima y mínima presión segura para el caso de pérdida de espesor externa de la tubería GED-1-V5..... 103
Tabla 4.10. Máxima y mínima presión segura para el caso de pérdida de espesor interna de la tubería GED-1-V5. 103
Tabla 4.11. Clasificación de las pérdidas de espesor según sus dimensiones para el caso externo de GED-1-V5 106
Tabla 4.12. Clasificación de las pérdidas de espesor según sus dimensiones Caso interno de GED-1-V5. 106
Tabla 4.13. Velocidad de corrosión teórica de los defectos externos GED-1-V5. ... 108

Tabla 4.14. Rc Máximo y mínimo observados en la tubería. 111
Tabla 4.15. Rc para defectos externos 112
Tabla 4.16. Valores de μ_{do} y σ_{do}. 114
Tabla 4.17. Valores μ_{PSAC} y σ_{PSAC} de la distribución de PSAC para defectos externos 125
Tabla 4.18. Valores μ_{PSAC} y σ_{PSAC} de la distribución de PSAC para defectos externos 125
Tabla 4.19. Valores μt_{psac} y σt_{psac} de la PSAC para defectos externos..... 128
Tabla4.20. Valores μt_{psac} y σt_{psac} de la PSAC para defectos internos 128
Tabla4.21. Valores μt_{MAOP} y σt_{MAOP} para defectos externos 129
Tabla4.22. Confiabilidad de que MAOP >PSAC (caso externo GED-1-V5)..... 131
Tabla4.23. Confiabilidad de que MAOP >PSAC (caso interno GED-1-V5) 131
Tabla 4.24. ASME B31.8G clasificación de defectos según su profundidad. 132
Tabla 4.25. Porcentaje (%) de profundidad de daño para los defectos externos de GED-1-V5. 135
Tabla4.26. Porcentaje (%) de profundidad de daño>80% para los defectos externos de GED-1-V5. 136
Tabla 4.27. Porcentaje (%) de profundidad de daño >10% y <80% para los defectos externos de GED-1-V5..... 136
Tabla 4.28. Porcentaje (%) de profundidad de daño >10% y <80% para los defectos generales externos de GED-1-V5 para el 2010-2018. 137
Tabla4.29. Porcentaje (%) de profundidad de daño >80% para los defectos generales externos de GED-1-V5 para el 2017,2018 y 2019. 137
Tabla 4.30. Resultados de ERF para todas las pérdidas de espesor externa de la tubería GED-1-V5. 138
Tabla 4.31. Resultados de ERF de los casos general de pérdida de espesor externa de la tubería GED-1-V5 para los años 2010-2019. 139
Tabla 4.32. Resultados del largo máximo permitido de corrosión para los defectos de GED-1-V5. 141

Tabla 4.33. Determinación del criterio aceptación para los defectos externos de GED-1-V5. 143
Tabla 4.34. Clasificación de defectos según ASME B31.8. 144
Tabla 4.35. Criterio de espesor mínimo según ASME B31.8 145
Tabla 4.36. Criterio de espesor mínimo según ASME B31.8 para los defectos generales externos para los años 2010-2019. 146
Tabla 4.37. Frecuencia de inspección y mantenimiento a las tuberías de PGA..... 150
Tabla 4.38. Acciones de reparación o reemplazo de tramo afectado de la tubería GED-1-V5. 150

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 Ubicación Geográfica de Oficinas Sede de PDVSA Producción Gas Anaco..... 21
Figura 1.2 Ubicación Campos Operacionales Distrito ANACO. 22
Figura 2.1 Matriz de riesgo. 36
Figura 2.2. Gráfica de clasificación de defecto según su dimensión. 48
Figura 2.3. Distribución Normal. 52
Figura 2.4. Distribución Lognormal. 53
Figura 2.5. Distribución Beta. 54
Figura 2.6. Simulación de Monte Carlos. 58
Figura 2.7. Gráfico Carga-Resistencia[10] 61
Figura 2.8. Gráfica representativa PSAC/Años [10] 62
Figura 2.9. Casos Esfuerzo variable – Resistencia Constante. 63
Figura 2.10. Casos Esfuerzo constante – Resistencia variable 63
Figura 2.11. Casos Esfuerzo variable – Resistencia variable [10] 63
Figura 2.13. Herramienta electromagnética 68
Figura 2.14. Principio de funcionamiento de una herramienta electromagnética 69
Figura 4.1 Imagen de la tubería GED-1-V5 88
Figura 4.2. Matriz de Riesgo PGA. 94
Figura 4.3. Jerarquización según riesgo de las tubería de PGA. 95
Figura 4.4. Software ROSOFT 99
Figura 4.5. Datos de la inspección Instrumentada en ROSOFT. 99
Figura 4.6. Resultados de la presión segura para el caso de pérdida de espesor externa de la tubería GED-1-V5. 102
Figura 4.7. Gráfica de la clasificación de la perdida de espesor para GED-1-V5. 105
Figura 4.8. Software Crystal Ball. 110

Figura 4.9. Crystal Ball selección de bondad de ajuste para el caso de pérdida de espesor externa de la tubería GED-1-V5 110
Figura 4.10. Crystal Ball resultado de ajuste para el caso de pérdida de espesor externa de la tubería GED-1-V5 110
Figura 4.11. Caracterización probabilística de do. 113
Figura 4.12. Diagrama de flujo de la simulación de Montecarlo para defectos externos de la tubería GED-1-V5 118
Figura 4.13. Simulación de Montecarlo para PSAC (t=2009) 119
Figura 4.14. Simulación de Montecarlo para PSAC (t=2009) 120
Figura 4.15. Simulación de Montecarlo para PSAC (t=2010) 121
Figura 4.16. Simulación de Montecarlo para PSAC (t=2011) 121
Figura 4.17. Simulación de Montecarlo para PSAC (t=2012) 121
Figura 4.18 Simulación de Montecarlo para PSAC (t=2013) 122
Figura 4.19. Simulación de Montecarlo para PSAC (t=2014) 122
Figura 4.20. Simulación de Montecarlo para PSAC (t=2015) 122
Figura 4.21. Simulación de Montecarlo para PSAC (t=2016) 123
Figura 4.22. Simulación de Montecarlo para PSAC (t=2017) 123
Figura 4.23. Simulación de Montecarlo para PSAC (t=2018) 123
Figura 4.24. Simulación de Montecarlo para PSAC (t=2019) 124
Figura 4.25. Gráfica comparativa de la Simulación de Montecarlo para PSAC 125
Figura 4.26. Selección de confiabilidad mediante tabla de distribución normal estándar. 130
Figura 4.27. Diagrama de aplicación de Norma ASME B31G. 134
Figura 4.28. Ejemplo de clasificación de defectos por corrosión basada en ASME B31G 142
Figura 4.29: determinación de la frecuencia máxima de inspección según ASME B31.8S 149

INTRODUCCIÓN

La importancia del Gas Natural como recurso energético radica principalmente en el bajo impacto ambiental que tiene en su uso como combustible en comparación con otros carburantes, ubicándose como recurso muy importante para el sector industrial, así como de un producto final de gran utilidad para los sectores domestico y comercial. Por estos motivos, por la abundancia de sus yacimientos y el bajo precio del producto, el valor de este hidrocarburo ha aumentado significativamente a lo largo de las dos últimas décadas, contando con un mercado internacional en continua expansión, con una proyección de aumento de la demanda mundial para los próximos años.

En este contexto, Venezuela se encuentra en una posición privilegiada al ser el octavo país del mundo y el primero de América Latina en lo que a reservas probadas de gas natural se refiere, contando con cerca de 4,2 BMC (Billones de Metros Cúbicos). Tal magnitud de reservas permite a Venezuela, abastecer con amplitud al mercado doméstico y contar con excedentes para la exportación.

En la actualidad el reto de la industria venezolana es la mejor utilización de sus recursos para obtener la mayor calidad del producto. Para ello se hace necesario asegurar a través del mantenimiento, la conservación o restablecimiento de un sistema y/o equipo a su estado normal de operación, para cumplir con el servicio necesario en condiciones económicamente favorables y de acuerdo a las normas de protección integral. En este aspecto, este trabajo se enfoca en el mantenimiento dirigido a los sistemas de tuberías que transportan gas natural, que constituye, como se mencionó anteriormente, uno de los recursos principales de la industria en nuestro país.

El mantenimiento se ejecuta mediante diferentes actividades, tales como pruebas, inspección, reemplazo, reinstalación, detección y análisis de fallas, calibración, reparación, modificación, lubricación y mejoramiento, a través de la mejor utilización de los recursos humanos y económicos, con el fin de mantener las condiciones de servicios establecidas según el diseño de los equipos, de manera de minimizar la probabilidad de ocurrencia de fallas y mejorar los niveles de eficiencia de la instalación.

Actualmente se ha establecido la clasificación de Mantenimiento Clase Mundial, la cual permite identificar las organizaciones que planifican y ejecutan el mantenimiento dentro de los mejores índices de costo, seguridad y tiempo, esta condición solo puede alcanzarse con el empleo de las herramientas de confiabilidad desarrolladas a nivel mundial ya que son el único medio efectivo para soportar la decisión de aplicar la acción en el momento oportuno con el menor costo y sin restringir la actividad de mantenimiento sobre los requerimientos reales del equipo o componente.

Para el desarrollo de este trabajo se abordaron cuatro capítulos, los cuales fueron estructurados de la siguiente manera:

Capítulo I: En donde se presentó el planteamiento del proble0 Tc 0 Tw 12 0 001862 Tm(a)Tj12

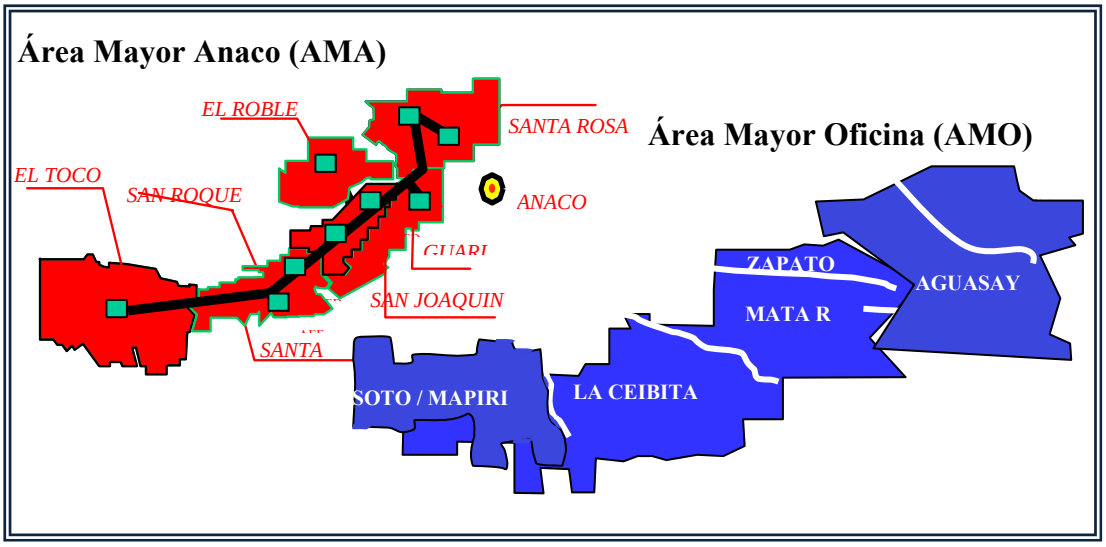


Figura 1.2 Ubicación Campos Operacionales Distrito ANACO.

*(**Fuente:** Dpto. Mtto. Operacional).*

1.4 Planteamiento del Problema

El Distrito Anaco de PDVSA GAS, abarca un área aproximada de 13.400 kms^2 y se ha caracterizado por desarrollar los proyectos de explotación de sus yacimientos de hidrocarburos, ya que posee un subsuelo con una inmensa riqueza en gas y petróleo. Está comprendido por dos superintendencias de producción, Área Mayor Anaco (AMA) y Área Mayor Oficina (AMO). La primera se encuentra ubicada en la parte norte de la zona central del Estado Anzoátegui, con una área de 3.160 km^2, integrada por los Campos: Guario, Santa Ana, El Toco, Santa Rosa, San Joaquín y El Roble (Figura 1.2). Mientras que el Área Mayor de Oficina se encuentra ubicada en la zona sur del estado Anzoátegui, con un área de 10.240 km^2, integrada por los Campos: Soto-Mapiri, La Ceibita, Zapato, Mata R y Aguasay (Figura 1.2).

Este trabajo se desarrollará en el Proyecto Gas Anaco (PGA), que tiene como objetivo la construcción de una infraestructura requerida para manejar en el Distrito

Anaco una producción de hasta 2400 MMPCND de gas y 35 MBD de crudo liviano en forma confiable, segura y a menor costo operacional, a fin de satisfacer las necesidades de gas del Mercado Interno y de las Plantas de Extracción de LGN, en un horizonte de 20 años.

Las líneas de recolección de gas asociadas a PGA transportan gas rico proveniente de diferentes estaciones de alimentación hasta sus respectivos centros operativos donde será procesado para separarse de los líquidos e impurezas y así obtener un gas comercial (gas seco) a condiciones operacionales de manejo pre-establecidas. Éste es transportado por medio de gasoductos a las plantas compresoras hasta alcanzar una presión nominal de 8272,8 kPa. (1200 psi.). Estas líneas de recolección son susceptibles al proceso de corrosión ya que transportan un gas cuya composición posee agentes tales como el Dióxido de Carbono (CO_2) y el sulfuro de hidrogeno (H_2S) en concentración máxima de hasta 10 partes por millón (PPM) las cuales confieren propiedades corrosivas al gas; el manejo del mismo con tendencia corrosiva, ocasiona la degradación o deterioro de las líneas que se encuentran en operación continua.

Actualmente, han ocurrido una serie de fallas en las líneas de recolección, producto de la corrosión, que han alarmado a la gerencia de PGA debido al corto tiempo en funcionamiento de las mismas, estas fallas han generado paradas de gas diferido, debido a fugas que requieren aplicar intervenciones no programadas de mantenimiento, así como también genera grandes impactos en la producción, ya que originan la parada repentina de la planta, producto del bajo nivel de presión en los turbocompresores. De igual manera se ve afectada la seguridad de personas, propiedades privadas y el medio ambiente.

La labor de mantenimiento correctivo en gasoductos no es de acción inmediata, debido a que en algunos casos no se tiene la ubicación exacta de la falla, por lo cual

hay que realizar inspecciones que pueden tardar días y producir pérdidas de millones de pies^3 normales por día (MMPCND) de gas en la producción. Dada la importancia que tiene el garantizar el buen funcionamiento de las tuberías en los procesos de transporte y distribución del gas natural, se hace necesario desarrollar una serie de actividades tendentes a garantizar la operatividad de las mismas a fin de mitigar la ocurrencia de estos eventos y tener un registro de cuáles son los puntos de posibles fallas.

En función de lo antes descrito, el objetivo de este trabajo será determinar la frecuencia de inspección y acciones de mantenimiento a las líneas de recolección de gas asociadas a PGA, con el fin de definir las condiciones actuales en que operan las tuberías logrando emitir recomendaciones de aplicación de mantenimiento a corto, mediano y largo plazo; así como el plan de inspecciones futuras que garanticen un mejor funcionamiento. Esto fue posible a través de la identificación de las áreas corroídas en las tuberías, las cuales permitieron inferir en las condiciones físicas en que se encuentran las tuberías y en la determinación de la presión segura de operación de las mismas para estimar la probabilidad de falla según su presión de operación mediante el modelo Carga-Resistencia, todo esto, con la finalidad de poder minimizar la ocurrencia de fallas, logrando elevar la eficiencia de las operaciones y la seguridad tanto de las personas como al medio ambiente.

1.5 Objetivos

1.5.1 Objetivo General

Determinar la frecuencia de inspección y acciones de mantenimiento a las líneas de recolección de gas asociadas al Proyecto Gas Anaco (PGA) distrito PDVSA Producción Gas Anaco.

1.5.2 Objetivos Específicos

1. Diagnosticar las condiciones de operación y mantenimiento de las líneas de recolección de gas del proyecto gas Anaco (PGA).

2. Jerarquizar las líneas de recolección PGA generando una matriz de riesgo con la aplicación de la metodología semi-cualitativa de análisis de riesgo.

3. Identificar los mecanismos de corrosión predominantes en las líneas de mayor riesgo mediante la relación de Kane.

4. Determinar la presión segura de operación de las líneas corroídas basada en la pérdida de espesor, aplicando las normas ASME B 31 G y ASME B 31.8.

5. Estimar la probabilidad de falla en las tuberías de mayor riesgo según su presión de operación mediante el modelo Carga-Resistencia en los casos de corrosión generalizada utilizando como apoyo el software Cristal Ball.

6. Proponer frecuencia de inspección y acciones de mantenimiento a las tuberías de mayor riesgo, aplicando las normas ASME B 31.G y ASME B 31.8

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

En este capítulo se presentaron algunos antecedentes del estudio realizado, así como las definiciones necesarias para entender los elementos manejados en la investigación efectuada y las ecuaciones mediante las cuales sirvieron de base para realizar los cálculos.

2.1 Antecedentes

Entre los estudios sobre la evaluación de la condición en que se encuentran gasoductos y oleoductos en operación, métodos de mantenimiento y estudio de confiabilidad operacional, destacan los mencionados a continuación:

- **PDVSA Gas Anaco (2007)**, la empresa presentó a la industria petrolera el "Estudio de confiabilidad de gasoductos corredor de tuberías Santa Rosa-San Joaquín, PDVSA Producción Gas Anaco", con el fin de conocer la condiciones actuales en que se encuentran las tuberías y establecer los niveles de integridad mecánica a futuro, para asegurar el transporte del gas, basándose en la norma ASME B31 G. llegando al resultado que el gasoducto 26" Santa Rosa-San Joaquín Booster posee el niveles más altos de probabilidad de falla del sistema San Joaquín por lo cual se recomendó reducir los niveles de presión como medida preventiva.[1]

- **Olivero, H. (2008)**, realizó un estudio de confiabilidad operacional utilizando la metodología de inspección basada en riesgo, donde propone un plan de inspección y acciones de mantenimiento para equipos estáticos en los sistemas

críticos de la Planta de deshidratación de gas “Copa Macoya”. Llegando al resultado de que el 6% de los equipos presentan el nivel de riesgo alto, 42% de los equipos presentan nivel de riesgo moderado y el resto el 52% presenta un nivel de riesgo bajo. Lo cual permitió redireccionar las acciones de mantenimiento a los equipos con un nivel alto de riesgo. [2]

- **William, H. (2003),** presento una tesis denominada “Plan de inspección basado en la criticidad de la tubería para la unidad 13 de la planta recuperadora de gas Petrozuata”. Obtuvo como resultado proponer la aplicación de un plan de inspección para la próxima parada de planta cuya propuesta fue definida por un estudio de criticidad basado en dos factores que son el tipo de fluido que se transporta y la susceptibilidad a los mecanismos de degradación.[3]

2.2 Fundamentos teóricos

2.2.1 Mantenimiento

Conjunto de actividades que permiten mantener un equipo o sistema en condiciones operativa, de tal forma que cumplan las funciones para las cuales fueron diseñadas o restablecer dicha condición cuando esta se pierde. [4]

2.2.1.1 Tipo de Mantenimiento

De acuerdo al tipo de falla se tiene:

a) Mantenimiento preventivo

Es una actividad planificada en cuanto a inspección, detección y prevención de fallas, cuyo objetivo es mantener los equipos bajo condiciones especificas de operación. Se

ejecuta a frecuencias dinámicas, de acuerdo con las recomendaciones del fabricante, las condiciones operacionales y el historial de fallas de los equipos. Dentro del mantenimiento preventivo se destacan los siguientes: [4]

- **Mantenimiento sistemático:** Son actividades establecidas en función del uso del equipo (Horas, Km, etc.). Se aplica cuando la frecuencia de ejecución del mantenimiento es conocida.

- **Mantenimiento predictivo:** Es un conjunto de actividades destinadas a mantener el equipo en su condición de operación normal, basado en predecir la falla en un equipo antes de que esta se produzca, escogiendo como momento de intervención el estado más próximo a la falla, la cual se logra mediante monitoreo. Este tipo de mantenimiento es la mejor forma de impedir que suceda una falla o en todo caso, minimizar su ocurrencia y efectos negativos.[11]

- **Mantenimiento Condicional:** Se refiere a las actividades basadas en el seguimiento del equipo mediante diagnostico de sus condiciones. Se recomienda su utilización cuando la frecuencia de inspección y ejecución del mantenimiento sea desconocida.

- **Mantenimiento de Ronda:** Consiste en una vigilancia regular a frecuencias cortas.

- **Mantenimiento proactivo:** Es un tipo de mantenimiento preventivo, en el cual preventivamente se sustituye un componente del equipo por otro de mejor calidad o sea, de otra especificación técnica basándose en el manejo del cambio, a fin de incrementar significativamente la confiabilidad del equipo en

estudio. El mantenimiento proactivo usa gran cantidad de técnicas para alargar la duración de operaciones del equipo. La parte mayor de un programa proactivo es el análisis de las causas fundamentales de la fallas en los activos [4].

b) Mantenimiento Correctivo

Es una actividad que se realiza después de la ocurrencia de una falla. El objetivo de este tipo de mantenimiento consiste en llevar los equipos después de una falla a sus condiciones originales, por medio de restauración o reemplazo de componentes o partes de equipos, debido a desgastes, daños o roturas. Se clasifica en [4]:

- **No planificado:**

Es el mantenimiento de emergencia (reparación de roturas). Debe efectuarse con urgencia ya sea por una avería imprevista a reparar lo màs pronto posible o por una condición imperativa que hay que satisfacer (problemas de seguridad, de contaminación, de aplicación de normas, legales, etc.). [4]

- **Planificado:**

Se sabe con antelación que es lo que debe hacerse, de modo que cuando se pare el equipo para efectuarse la reparación, se disponga del personal, repuestos y documentos técnicos necesarios para realizarla correctamente. [4]

Dentro del mantenimiento correctivo se encuentran:

- **Mantenimiento de Mejoras:** Este mantenimiento se encarga de hacer reparaciones basadas en reemplazos de componentes de mejor calidad a fin de incrementar el tiempo entre falla de los equipos o mitigar una falla repetitiva.

- **Mantenimiento paliativo (arreglo temporal):** Este se encarga de la reposición del funcionamiento, aunque no quede eliminada la fuente que provoco la falla.

- **Mantenimiento Curativo:** Este se encarga propiamente de la reparación, eliminando las causas que han producido la falla. Suelen tener un almacen de recambio, donde algunos componentes son comunes. [4]

2.2.2 Gestión de Mantenimiento

Es la función ejecutiva de planificar, organizar, dirigir y controlar cualquier actividad con responsabilidad sobre los resultados, mediante herramientas adecuadas de gestión y basándose en la experiencia acumulada de las actividades de forma tal que permita ser más efectivos y prácticos en su consecución. **[4]**

2.2.3 Inspección de Mantenimiento

Consiste en revisar un equipo o parte de él con el fin de determinar el estado en que se encuentra. Esta no modifica o altera la situación en que se encuentra el equipo, sino que solamente la detecta y la define.

El objetivo de estas es detectar anomalías incipientes para ordenar su reparación antes de que causen daños mayores que paralicen el equipo, así como conocer el avance del deterioro de los componentes de un equipo para definir el momento oportuno de su reemplazo, tratando de aprovechar al máximo la vida útil. **[4]**

Entre los métodos utilizados para realizar la inspección destacan:

- Método Visual: Para detectar fugas, niveles de aceite, suciedad, etc.
- Método Táctil: Para detectar vibraciones, nivel de temperatura, etc.
- Método Auditivo: Para oír ruídos, golpes, etc.
- Ensayos no destructivos

La frecuencia de inspección toma como base el record histórico y el periodo entre intervenciones, pueden ser cronológico (días, semanas, meses, años) o en función de un contador (Kms, horas de funcionamiento, entre otros). [4]

2.2.4 Riesgo Como un Indicador Para el Diagnostico Integrado

El riesgo es un término de naturaleza probabilística, que se define como "egresos o perdidas probables, consecuencia de la probable ocurrencia de un evento no deseado o falla". En este simple pero poderoso concepto coexiste la posibilidad de que un evento o aseveración se haga realidad o se satisfaga, con las consecuencias de que ello ocurra. El nivel de riesgo se evalúa, calculando la probabilidad de falla de cada equipo como una función directa de los mecanismos de daño que puedan ocasionar y el cálculo de las consecuencias económicas en términos de daños al personal, a la instalación, al medio ambiente y / o las pérdidas de producción que puedan generar. Matemáticamente el riesgo asociado a un evento viene dado por la expresión universal que se aprecia en la ecuación 2.1: [5].

$$\textbf{Riesgo (t)=Probabilidad de Falla (t) x Consecuencias} \qquad \text{Ec 2.1}$$

El análisis de la ecuación 2.1, permite entender el poder de esta figura de mérito o indicador para el diagnóstico de situaciones y la toma de decisiones. A través de este indicador, pueden compararse situaciones y escenarios que bajo una perspectiva cotidiana resultarían disímiles, pero bajo ciertas circunstancias deben evaluarse y

considerarlas en un proceso de toma de decisiones. Por ejemplo, podría utilizarse para discernir entre una acción de mantenimiento a equipos rotativos, caracterizados por presentar una alta frecuencia de falla con bajas y moderadas consecuencias en contraposición a equipos estáticos con frecuencias de fallas bajas pero con consecuencias tradicionalmente muy altas.

El valor de riesgo obtenido, es utilizado para realizar jerarquización e identificar las áreas de mejora y de oportunidad para el diseño y aplicación de una estrategia de inspección.

Normalmente, los procesos y sistemas bajo estudio son heterogéneos en naturaleza, y son muchos los escenarios que deben evaluarse para cuantificar apropiadamente el riesgo de un evento en particular.

2.2.5 Análisis de Riesgo

Es una metodología que permite jerarquizar sistemas, instalaciones y equipos, en función de su riesgo asociado, con el fin de facilitar la toma de decisiones. Para realizar un análisis de riesgo se debe: definir un alcance y propósito para el análisis, establecer los criterios de evaluación y seleccionar un método de evaluación para jerarquizar la selección de los sistemas objeto del análisis. El objetivo de un análisis de riesgo es establecer un método que sirva de instrumento de ayuda en la determinación de la jerarquía de procesos, sistemas y equipos de una planta compleja, permitiendo subdividir los elementos en secciones que puedan ser manejadas de manera controlada y auditable, donde la frecuencia está asociada al número de eventos o fallas que presenta el sistema o proceso evaluado, en un determinado tiempo, y la consecuencia está referida al impacto y flexibilidad operacional, así como a los impactos en seguridad y ambiente [5].

Los términos cuantificación o dimensionamiento del riesgo y análisis de riesgo suelen utilizarse indistintamente en el argot popular. No obstante, en el ámbito técnico el término análisis de riesgo es un proceso que comprende tres fases

a) Fase I: Denominada tradicionalmente cuantificación del riesgo orientada a la estimación de las probabilidades de ocurrencias de los eventos indeseados y sus correspondientes consecuencias, y que en este texto denominaremos dimensionamiento del riesgo, ya que en algunos casos solo podemos cualificar y no necesariamente cuantificar el riesgo. En todo caso el término dimensionar contiene ambos verbos: cualificar y cuantificar.

b) Fase II: Denominada gerencia del riesgo, está orientada a evaluar la tolerabilidad a los niveles de riesgo previamente dimensionados bajo un contexto social, humano, político y económico

c) Fase III: Conocida como comunicación del riesgo donde se evalúan los diferentes mecanismos para explicar y difundir las estimaciones y decisiones tomadas en las etapas anteriores al resto de los actores involucrados y/o afectados por los eventos bajo estudio.

2.2.6 Dimensionamiento del Riesgo

Para dimensionar el riesgo deben seguirse las siguientes etapas básicas:

- **Etapa 1:** Identificar y caracterizar los posibles escenarios que producirían eventos no deseados o fallas.

- **Etapa 2:** Calcular la probabilidad de ocurrencia de cada uno de los escenarios identificados en la etapa 1.

- **Etapa 3:** Calcular las consecuencias que se producirían en caso de producirse cada uno de los escenarios identificados en la etapa 1.

- **Etapa 4:** resolver la ecuación: "Riesgo (t)=Probabilidad de Falla (t) x Consecuencias".

Es en la fase de dimensionamiento del riesgo donde se identifican y caracterizan cada uno de los peligros o escenarios adversos; se evalúa y estima el nivel de exposición del activo considerado a cada uno de los factores, eventos o escenarios identificados; y donde finalmente se realiza la caracterización del riesgo.

Existen diferentes técnicas para dimensionar el riesgo, todas ellas enmarcadas en tres modalidades, técnicas "cualitativas", técnicas "semi cuantitativas" y técnicas cuantitativas. A continuación se describirán las mismas.

- **Técnicas Cualitativas**

Las técnicas cualitativas como su nombre lo indican, obedecen a razonamiento de naturaleza cualitativa, donde la estimación de la probabilidad de ocurrencia de los eventos y de sus respectivas consecuencias se realiza utilizando una escala relativa donde no se establecen rangos numéricos explícitos.

- **Técnicas Semi Cuantitativas**

Al igual que las técnicas cualitativas, son técnicas blandas, de fácil manejo y comprensión, cuya mayor virtud es la de proveer un valor proporcional al riesgo, que permite jerarquizar opciones para tomar una decisión, componentes dentro de un

sistema, equipos o subsistemas en una instalación, etc.; pero que por su carácter semi cuantitativo, no permiten obtener “valores absolutos” de riesgo y por ende no son las más adecuadas para establecer la tolerabilidad del riesgo.

En las técnicas semi cuantitativas, se establecen rangos relativos para representar las probabilidades de ocurrencia y las consecuencias correspondientes, llegándose a establecer una matriz de riesgo o de jerarquización del riesgo, que si bien no corresponde a valores absolutos, si representan rangos numéricos de riesgo.

El término probabilidad se relaciona a la estimación cualitativa de probabilidad de un evento o escenario específico. Normalmente, y con el objetivo de simplificar el procedimiento de valoración del riesgo, la probabilidad es clasificada en rangos.

Usualmente y por simplicidad, en análisis de riesgo las consecuencias se clasifican en categorías. Por ejemplo; daños, fatalidades, pérdida de sistemas, deterioro o degradación, pérdida de la función son algunas de las categorías que pueden considerarse para calificar la severidad.

Posteriormente, una vez cuantificadas (al menos comparativamente) las probabilidades de ocurrencia y las respectivas consecuencias, se procede a estimar en forma relativa el riesgo, utilizando una matriz cualitativa como la mostrada en la figura 2.1.

Figura 2.1 Matriz de riesgo.

Fuente: *Balda, A., Seijas; A. (2002). Inspección Basada en Riesgo –. PDVSA INTEVEP*

Esta técnica, al igual que las técnicas cualitativas, más que el dimensionamiento explícito del riesgo, normalmente está orientada a cualificar el riesgo y estructurarlo en función de algunos niveles preestablecidos, la tabla de clasificación relativa del riesgo, en la mayoría de los casos es modificada y particularizada en función de la naturaleza del sistema bajo estudio y la sensibilidad que se requiera en el análisis de riesgo.

- **Técnica Cuantitativa**

Para realizar un dimensionamiento más objetivo del Riesgo, que permita juzgar sobre bases más sólidas su "tolerabilidad", existen técnicas cuantitativas, mucho más complejas que las técnicas cualitativas y semi cuantitativas, y que por ende requieren mayor tiempo para su implementación. Las técnicas cuantitativas permiten análisis más detallados y normalmente se realizan en aquellas instalaciones o propuestas que se hayan identificado como de alto riesgo en un análisis cualitativo o semi-cuantitativo previo.

2.2.7 Probabilidad de Falla

Establece, probabilísticamente, la posibilidad de que ocurra un evento o falla. Para la determinación de las probabilidades, se disponen de diferentes fuentes de información y mecanismos tales como:

- **Data Histórica:**

Esta opción para la determinación de las probabilidades se sustenta del enfoque clásico de probabilidades, donde predominantemente se consideran sistemas homogéneos, y se asume bien sea bajo bases sólidas o presunciones no totalmente soportadas que la data histórica representa la dinámica del proceso o fenómeno actualmente bajo estudio.

Cuando se utiliza esta fuente de información para la determinación de la probabilidad, el analista de riesgo debe ser cuidadoso para depurar la data histórica de forma que la muestra a utilizar reproduzca el comportamiento de la variable o sistema bajo estudio. En la medida que este criterio se satisfaga, en esa medida los resultados que se obtengan serán válidos y representativos de la realidad actual.

- **Condición de Estado**

En algunos casos, se dispone de información de las condiciones físicas del activo considerado en el análisis de riesgo. Bajo estas condiciones, es posible utilizar la información disponible de la condición de estado del activo para estimar la probabilidad de falla. Este tipo de análisis es tradicionalmente aplicado a análisis de riesgo que involucren activos físicos. Ejemplo de ello lo representa análisis de riesgo de procesos de instalaciones industriales.

Es buena práctica, cuando se utilizan bases de datos comerciales para estimar las probabilidades, adaptar los valores provistos por estas fuentes a las condiciones de estado del activo en consideración. Así por ejemplo, es lógico pensar que si el activo considerado se encuentra en perfectas condiciones físicas y adicionalmente goza de un efectivo y eficaz programa de mantenimiento, que la probabilidad de falla tendería a ser inferior a la suministrada por la fuente comercial; por otro lado, si el activo se encuentra en pésimas condiciones, la probabilidad o frecuencia tipificada por la fuente comercial posiblemente deba incrementarse para hacerla más representativa del activo en cuestión.

2.2.8 Consecuencias

Este factor intenta cuantificar los posibles daños que puedan resultar de una falla. La consecuencia de falla es obtenida mediante una evaluación de los efectos ocasionados al entorno que rodea al equipo. [3,4].

Las consecuencias pueden ser de naturaleza diversa, y en todo caso todas deben traducirse a una base monetaria de forma de poderlas combinar. Las consecuencias a ser consideradas en un análisis de riesgo son muy variadas, dependiendo de la naturaleza del análisis ejecutado, del objetivo del análisis y del nivel de profundidad requerido. Por lo general, solo son consideradas aquellas consecuencias relacionadas directamente con el objetivo del análisis y cuyo impacto sea significativo en el proceso de toma de decisiones.

Aún cuando las consecuencias varían de un análisis a otro, en líneas generales todo análisis de riesgo está orientado a estimar las consecuencias en términos de:

- Impacto a los seres humanos: muertes, incapacidades, otros.

- Impacto al medio ambiente: ecosistema en general.
- Impacto económico: daños materiales, lucro cesante, etc.

Cuando la consecuencia de falla es considerada insignificante, es decir, que no genera daños a las personas, no genera pérdidas de producción y no tienen impacto sobre el medio ambiente, entonces por defecto, al equipo se le puede asignar el máximo intervalo permisible para ser inspeccionado, o también puede ser tratado con política de mantenimiento correctivo. En caso contrario, se debe planificar la inspección para un intervalo de tiempo que esté relacionado con la probabilidad de falla y las consecuencias de falla. [6].

2.2.9 Corrosión

Las fallas de los equipos estáticos son ocasionadas en gran medida por la degradación de su estructura producto de la corrosión ocasionada por los diferentes fluidos que contiene o transporta. La Asociación Nacional de Ingenieros de Corrosión, conocido por sus siglas en inglés NACE (The National Association of Corrosion Engineers), define a la corrosión de la siguiente manera: Es el deterioro de un material, usualmente metal, debido a la reacción con el medio ambiente. La definición es muy general y reconoce algunas otras formas de corrosión que no son ni químicas ni electroquímica. [7]

2.2.10 Tasa o Velocidad de Corrosión

La disminución de espesor indica la degradación del equipo. La razón de la disminución de espesor entre el tiempo que transcurrió se conoce como Velocidad de corrosión. Esta es expresada en milésimas de pulgadas por año (MPY). La ecuación 2.2 muestra como determinar la velocidad:

$$\mathbf{Rc} = \frac{\mathbf{E_N - E_A}}{\mathbf{T}} \qquad \text{Ec 2.2}$$

Donde:

Rc: Tasa o velocidad de corrosión (MPY)

E_N Espesor nominal (plg.)

E_A Espesor actual (plg.)

T Tiempo transcurrido (Años)

2.2.11 Clasificación de la Corrosión Según el Instituto Americano del Petróleo (API)

El Instituto Americano del Petróleo (*API: American Petroleum Institute*) [8], cita cuatro formas de corrosión comunes en la industria del petróleo y gas:

- Corrosión dulce o corrosión por CO_2.
- Corrosión por H_2S.
- Corrosión por oxígeno.
- Corrosión electroquímica.

A continuación sólo se describen los procesos de corrosión por CO_2, H_2S, y adicionalmente el de corrosión por CO_2/H_2S, que juntos se consideran los tipos de corrosión de mayor relevancia en la industria petrolera.

a) Corrosión por dióxido de carbono (CO_2)

La corrosión por dióxido de carbono es considerada como uno de los principales problemas al cual se enfrenta la industria petrolera, produciéndose en

forma frecuente deterioros severos en los equipos e instalaciones pertenecientes a las áreas de producción, almacenaje y transporte. Este tipo de corrosión es frecuentemente asociado a pozos de gas condensado y pozos de petróleo.

El acero al carbono, debido a su bajo costo, es el material con mayor utilización en los sistemas de producción, pero a su vez es el más susceptible a ser corroído en ambientes con alto contenido de CO_2. Un mejor entendimiento del proceso de corrosión por CO_2, permite predecir, prevenir y atacar sus efectos de una manera más efectiva. [7]

b) Corrosión por sulfuro de hidrógeno (H_2S)

La corrosión por sulfuro de hidrógeno se presenta en la industria petrolera asociada a los pozos de producción de hidrocarburos agrios o gases agrios (gases o petróleos que contienen azufre). La presencia de este gas es posible en mayor o menor proporción en función del yacimiento en producción. El contenido de azufre viene directamente del yacimiento y el H_2S es el resultado de reacciones químicas con mercaptanos y disulfuros, así como de reacciones metabólicas de organismos microbianos anaeróbicos (bacterias sulfato reductoras) [8].

La presencia de H_2S y compuestos azufrados solos o en conjunto con CO_2, Cl^-, etc., hace al sistema potencialmente corrosivo. Sin embargo, al igual que el CO_2, es indispensable la presencia de agua para que ataque la superficie metálica. El H_2S ya disuelto en agua (normalmente en pequeñas cantidades) puede crear un ambiente sumamente corrosivo para el metal expuesto.

2.2.12 Corrosión por CO2/H2S

El fluido proveniente de los yacimientos, por lo general, no viene contaminado con sólo uno de los principales agentes corrosivos, sino que usualmente presenta concentraciones variables de dióxido de carbono (CO_2), sulfuro de hidrógeno (H_2S) y cloruros (Cl^-). La presencia por sí solo de alguno de ellos es capaz de producir graves daños por corrosión y la combinación de estos agentes acelerará o disminuirá la velocidad de corrosión y la criticidad del daño esperado. Normalmente el comportamiento/efecto del CO_2 y el H_2S se ve regulado por las condiciones del fluido, condiciones operacionales y características del material, las cuales determinarán básicamente el tipo de ataque a presentarse. Sin embargo, gran parte de la responsabilidad sobre la morfología del ataque corrosivo depende de las características de los productos de corrosión y la presencia de elementos oxidantes y sales disueltas que la afecten directamente. [8]

Particularmente es importante el efecto del sulfuro de hidrógeno, en la corrosión por dióxido de carbono y su comportamiento, ya que pueden formarse películas de productos de corrosión en forma competitiva entre sulfuro de hierro (FeS) y carbonato de hierro ($FeCO_3$), lo que puede, en función de la temperatura, concentración del agente corrosivo y presión, acelerar o disminuir la velocidad de corrosión y cambiar la morfología de la misma, por lo que se considera importante determinar cuál de estos dos tipos de corrosión es predominante.

El CO_2 y el H_2S son gases ácidos, al ser disueltos en agua, producen un ácido débil, ambos gases contribuyen a incrementar la acidez del medio. El aumento de acidez es proporcional al aumento de la presión parcial, lo que produciría un incremento en la tasa de corrosión, sin embargo *Russell Kane* indica que antes de definir el mecanismo de corrosión presente en el medio, deben ser considerados dos factores importantes.

En primer lugar, a diferencia del CO_2, el H_2S puede promover la formación de una capa de sulfuro de hierro (FeS) a bajas temperaturas, menores 60 °C, la cual puede ser protectora o no dependiendo de los valores de pH presente en la solución:

$pH < 4 \rightarrow FeS$ *no protector.*

$pH \approx 6 \rightarrow FeS$ *puede ser protector en presencia de cloruros.*

$pH \geq 6 \rightarrow FeS$ *puede ser protector si la solución es controlada por un buffer o a muy bajas concentraciones de cloruros*[17].

Todo esto puede significar una reducción en la velocidad de corrosión cuando la relación entre las presiones parciales de CO_2 y H_2S es menor que 50, bajo estas condiciones las velocidades de corrosión aumentan con el incremento de la temperatura, observándose una tendencia al predominio de la corrosión por H_2S, y en segundo lugar, cuando esta relación es mayor que 50 se observa una tendencia a la corrosión por CO_2, lo que provocaría un incremento de la velocidad de corrosión a temperaturas cercanas a los 100 °C.

Por todo esto, antes de determinar el comportamiento de la velocidad de corrosión en un sistema determinado, es importante definir cuál de estos mecanismos de corrosión es el predominante, pudiendo de esta manera estimar su magnitud y seleccionar la mejor estrategia para su control. Anteriormente, se tomaba en consideración los resultados señalados por ***Russell Kane***, el cual proponía que la relación entre las presiones parciales de CO_2 y H_2S, tenía que ser mayor a 200. Actualmente, en la norma **NACE MR0175/ISO 15156** publicada en el año 2005, este valor fue reducido a 50. Este valor proporciona un indicativo que permitirá determinar el mecanismo de corrosión predominante. En la ecuación 2.3 se expresa la manera de determinar el mecanismo de corrosión predominante.

$$Mecanismo\ de\ corrosion = \frac{pCO_2}{pH_2S} \qquad \text{Ec 2.3}$$

Donde:

$pCO_2 = presion\ parcial\ de\ CO_2$

$pH_2S = presion\ parcial\ de\ H_2S$

El resultado obtenido de la ecuación 2.3 determina el mecanismo de corrosión predominante según las siguientes relaciones:

$$\frac{pCO_2}{pH_2S} > 50 \rightarrow Corrosion\ por\ CO_2$$

$$\frac{pCO_2}{pH_2S} < 50 \rightarrow Corrosion\ por\ H_2S$$

2.2.13 Presión Segura en el Área Corroída (PSAC)

Según la norma ASME B 31G Es la manera de identificar la resistencia remanente de un tubo de acero que presenta pérdida de espesor por corrosión en condiciones de operación. La presión segura en el área corroída puede determinarse por medio de las ecuaciones 2.5 y 2.6, dependiendo del valor de "A", el cual es un factor a dimensional y viene dado por la ecuación 2.4, también se puede constatar en una muestra de la norma en el anexo D de este trabajo [9]

$$A = 0.893 \frac{Lm}{\sqrt{Dt}} \qquad \text{Ec. 2.4}$$

Para A<4

$$PSAC = 1.1 * P * \left[\frac{1 - \frac{2d}{3t}}{1 - \frac{2d}{3t\sqrt{A^2+1}}} \right] \qquad \text{Ec. 2.5}$$

Para A>4

$$PSAC = 1.1P(1 - \frac{d}{t}) \qquad \text{Ec. 2.6}$$

Donde:

PSAC= presión segura en área corroída o presión segura de operación.

P=presión de diseño de la tubería.

d= profundidad del defecto.

t=espesor nominal de la tubería.

A=factor a dimensional de la norma ASME B31G.

Lm= longitud axial del defecto.

2.2.14 Factor Estimado de Reparación (ERF)

Según la norma ASME B 31 G que se puede apreciar en el anexo D de este trabajo, existen ciertas recomendaciones de mantenimiento en gasoductos corroídos para los casos que la la MAOP (Máxima presión de operación) sobrepase la PSAC (Presión segura en el área corroída), se representa mediante la ecuación 2.7.

$$ERF = \frac{MAOP}{PSAC} \qquad \text{Ec. 2.7}$$

Donde:

MAOP=máxima presión de operación de la tubería

PSAC=presión segura en área corroída

La norma ASME B 31.G establece tres casos para los resultados que se puedan obtener de la ecuación 2.5. Los cuales se muestran a continuación:

Caso 1: si ERF<0.95 el defecto se considera aceptable y se recomienda acciones de mantenimiento preventivo.

Caso 2: si ERF se encuentra entre 0.95 y 1 (0.95<ERF>1), la norma establece reparar o remplazar el área afectada en un plazo máximo de 9 meses.

Caso 3: Si la relación ERF>1 la norma ASME B 31 G establece reparar o remplazar el tramo en un periodo no mayor a 20 días y recomienda bajar la presión de operación a una presión segura hasta realizar el mantenimiento.

2.2.15 Espesor Mínimo Permisible

La norma ANSI/ASME B31.8 "Sistemas de tuberías para transporte y distribución de gas" establece una premisa de aceptación de defecto la cual se basa en que el espesor de la tubería no puede ser igual o menor al espesor mínimo requerido que garantice las propiedades físicas del acero. Para lo cual utilizando el principio de pascal se obtiene que el espesor mínimo permisible venga dado por la ecuación 2.8.

$$t_{min} = \left[\frac{MAOP * D}{2 * S * F * T * E}\right] \qquad \text{Ec 2.8}$$

Donde:

MAOP: Máxima presión de operación de la tubería.

D: Diámetro de la tubería.

S: Tensión de fluencia mínima especificada.

t_{min}: Espesor mínimo permisible.

F: factor de diseño

T: factor de temperatura

E: factor de junta soldada longitudinal.

Para conocer si un defecto es aceptable es necesario realizar la siguiente relación:

$\frac{t_{min}}{t_{actual}} < 1$ ⇨ El defecto es aceptable

$\frac{t_{min}}{t_{actual}} => 1$ ⇨ El defecto no es aceptable requiere reparación o reemplazo del área afectada

2.2.16 Determinación del Largo Máximo Permitido de Corrosión

En la norma ASME B 31G está contenido el criterio para determinar el largo máximo permitido de corrosión. El cual se representa mediante la ecuación 2.9.

$$L = 1.12 . B . \sqrt{D.t} \qquad \text{Ec 2.9}$$

Donde:

L= máxima longitud permitida de área corroída

D= diámetro externo

B= valor obtenido de la curva para determinar B, mostrada en el anexo D, figura 2.2 de este trabajo.

t=espesor nominal de pared

d=profundidad de daño del defecto

Con el valor de L y la relación (d/t) se entra en la figura 1.1 mostrada en el anexo D, se visualiza el punto donde convergen los dos valores dentro de la figura y si se encuentra por debajo de la curva 100% SMYS el defecto es aceptable, si convergen por encima de la curva 100% SMYS el defecto no es aceptable y necesita ser reparado o reemplazo del área afectad.

2.2.17 Clasificación de las Pérdidas de Espesor Según su Dimensión

POF "Pipeline Operators Forum" la cual es una organización internacional sin fines de lucro que permite a los ingenieros de integridad de tubería compartir y construir técnicas que mejoren la gerencia de integridad de tuberías. Establecieron que tomando en cuenta la relación entre la longitud (L) espesor en área afectada (A) y el ancho (W) de la anomalía se puede clasifica las pérdidas de espesor en una tubería, identificándolas como un tipo de corrosión. Esta clasificación se ve representada en la figura 2.2

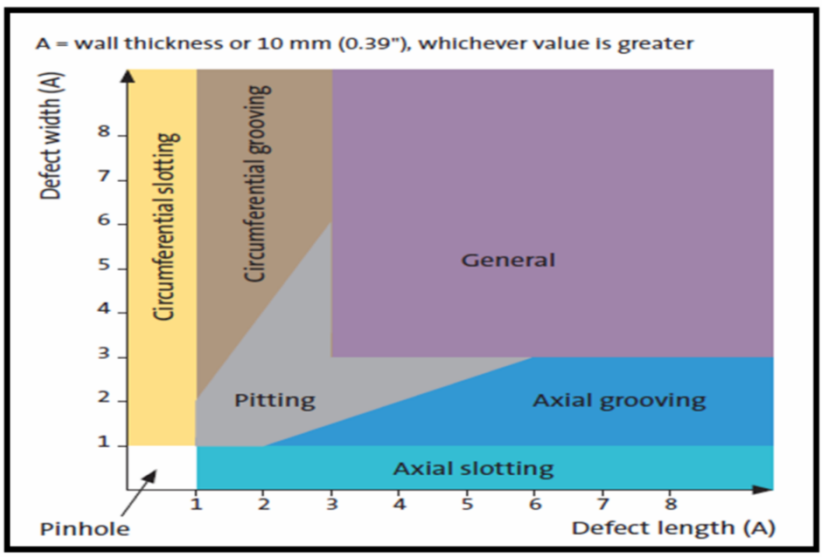


Figura 2.2. Gráfica de clasificación de defecto según su dimensión.

Fuente: *POF "Pipeline Operators Forum"2007.*

En la figura 2.2, el eje horizontal se tiene la longitud del defecto en función de la profundidad de daño y en eje vertical el ancho del defecto en función de la profundidad de daño, donde estos dos valores convergen dentro de grafica se visualiza la zona y de esta manera se clasifica el defecto según sus dimensiones.Una manera más fácil de comprender esta grafica es utilizando las ecuaciones que la rigen las cuales se muestran a continuación desde la ecuación 2.10 hasta 2.16:

$$\textbf{General: } W \geq 3A \; y \; L \geq 3A \qquad \text{Ec. 2.10}$$

$$\textbf{Picadura: } (1A \leq W < 6A \; y \; 1A \leq L < 6A) \; y \left(0{,}5 < \frac{L}{W} < 2\right) \; y \; no \; (W \geq 3A \; y \; L \geq 3A) \qquad \text{Ec. 2.11}$$

$$\textbf{Ranura Axial: } (1A \leq W < 3A \; y \; \frac{L}{W} > 2) \qquad \text{Ec. 2.12}$$

$$\textbf{Ranura Circunferencial: } (1A \leq L < 3A \; y \; \frac{L}{W} < 0{,}5) \qquad \text{Ec. 2.13}$$

$$\textbf{Agujero: } 0 < w < 1A \; y \; 0 < L < 1A \qquad \text{Ec. 2.14}$$

$$\textbf{\textit{Ranura Axial Fina}: } 0 < w < 1A \; y \; L \geq 1A \qquad \text{Ec. 2.15}$$

$$\textbf{\textit{Ranura Circunferencial Fina}: } 0 < L < 1A \; y \; W > 1A \qquad \text{Ec. 2.16}$$

Donde:

A=Espesor en área afectada (t)

A=10mm si t<10mm

L=longitud del defecto

W=ancho del defecto

2.2.18 Distribuciones de Probabilidad

Las Distribuciones de Probabilidad son modelos que describen la forma en que se espera que varíen los resultados o probables valores de una variable aleatoria. Debido a que estas distribuciones tratan sobre expectativas de que algo suceda, resultan ser modelos muy útiles para hacer inferencias y para tomar decisiones en condiciones de incertidumbre basados en el análisis de toda la información disponible

(histórica y técnica) del pasado y del presente. Estas distribuciones son esencialmente modelos matemáticos que pueden representarse gráficamente y relacionan los probables valores de una variable con la frecuencia de ocurrencia de cada uno de estos probables valores. [10]

2.2.19 Distribuciones Paramétricas

Las distribuciones paramétricas de probabilidad son funciones matemáticas teóricas, que describen la forma en que se espera que varíen los resultados de un experimento, es decir, funciones matemáticas que relacionan los diversos probables valores que puede tomar una variable aleatoria, con la probabilidad de ocurrencia de cada uno de ellos.

Existen muchas distribuciones paramétricas de probabilidad de amplio uso en todo tipo de análisis de confiabilidad y riesgo, tanto para variables discretas como para variables continuas. A continuación se describen las más conocidas:

- **Distribuciones para Variables Aleatorias Continuas:**

La variable aleatoria es continua si su recorrido no es un conjunto numerable, esto significa que el conjunto de posibles valores de la variable abarca todo un intervalo de números reales. Entre este tipo de distribución se encuentran: Distribución Normal, Distribución Lognormal, Distribución Exponencial, Distribución Weibull, Distribución Beta, Distribución Gamma, Distribución Triangular, Distribución Uniforme, Distribución de Valor Extremo. [10]

- **Distribuciones para Variables Aleatorias Discretas:**

Una variable aleatoria es discreta si su recorrido es un conjunto discreto. Este es un conjunto el cual está formado por un número finito de elementos que se pueden

enumerar en secuencia de modo que haya un primer elemento, un segundo elemento, un tercer elemento, y así sucesivamente. Entre este tipo de distribución se encuentran: Distribución Binomial, Distribución de Poisson, Distribución ipergonométrica, Distribución Geométrica. [10]

2.2.20 Distribuciones Para Variables Aleatorias Continuas

a) Distribuciones Normal

Es la más conocida e importante de las distribuciones, y se puede reconocer por su forma de campana simétrica. También es conocida como "Campana de Gauss" o Distribución Gaussiana., Sus parámetros son: Media y Desviación Estándar Hay tres condiciones observables en las variables que siguen la Distribución Normal: [10]

1. El valor más probable de la variable es el valor central, promedio, average o media de la distribución.
2. La variable podría, indistintamente, tomar un valor por debajo o por encima de la media (Simetría alrededor de la media)
3. Es más probable que la variable tome un valor cerca de la media que lejos de ella (de los valores de una distribución normal, aproximada-mente el 68 % están dentro del rango de una desviación estándar alrededor de la media).

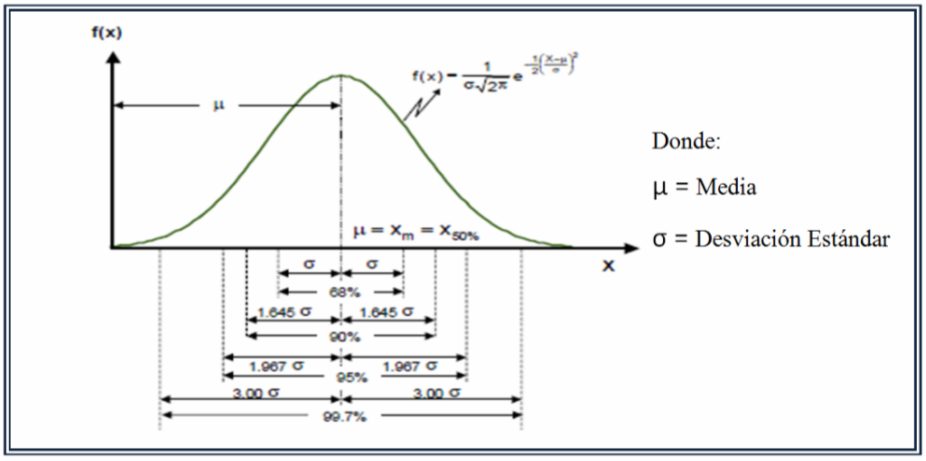


Figura 2.3. Distribución Normal.

Fuente: *Ingeniería de confiabilidad y análisis de riesgo primera Edición, (2008).*

b) Distribuciones Lognormal

La Distribución Lognormal es ampliamente usada para variables que muestran valores que tienen un alto sesgo o tendencia; muchos de los valores ocurren cerca del valor mínimo. Los parámetros de la distribución Lognormal son: La media logarítmica "μt" y la desviación estándar logarítmica "σt".

Hay cuatro características de las variables que siguen la distribución Lognormal:

1. La variable puede crecer sin límite, pero no puede tomar valores negativos.
2. La variable muestra un alto sesgo o tendencia hacia los valores mínimos.
3. La variable puede ser muy dispersa, y sus probables valores pueden variar hasta en órdenes de magnitud.
4. El logaritmo natural de los valores dará como representación gráfica una curva normal.

Variables físicas y procesos de deterioro pueden ser representados con la Distribución Lognormal como también Las variables aleatorias que resultan de la

multiplicación o producto de varias variables aleatorias siguen la distribución Lognormal. La figura 2.4 Muestra la distribución Lognormal.

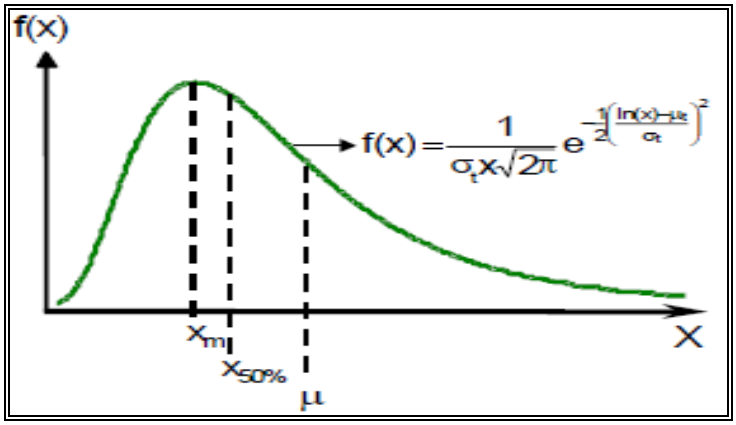


Figura 2.4. Distribución Lognormal.

Fuente: *Ingeniería de confiabilidad y análisis de riesgo primera Edición, (2008).*

c) Distribuciones Beta

Es una distribución muy flexible para modelar probabilidades basadas en estadísticas Bayesianas. Por excelencia es la distribución previa (prior distribution) utilizada como conjugada de la Distribución Binomial en el proceso de inferencia Bayesiana. Es también usada para describir datos empíricos y predicciones de comportamientos aleatorios de porcentajes y/o fracciones. Como su rango de variación va desde cero a uno, tradicionalmente se utiliza para modelar la incertidumbre asociada a la probabilidad de ocurrencia de un evento en particular. **[10].**

Los parámetros que caracterizan a esta distribución son: Alpha (α) y Beta (β). Las dos condiciones que resaltan esta distribución son:

1. La variable desconocida es un valor aleatorio entre 0 y 1.
2. La forma de la distribución puede ser especificada mediante dos valores positivos.

Distribución de Densidad de Probabilidad: f(x) se muestra en la ecuación 2.17.

$$F(x) = \frac{\Gamma(\alpha+\beta)}{\Gamma(\alpha).\Gamma(\beta)} x^{(\alpha-1)}(1-x)^{(\beta-1)} \qquad \text{Ec 2.17}$$

Donde:

Función Gamma =□

Alpha: =**"α"**

Beta: =**"β"**

La figura 2.5, muestra la gráfica de la distribución beta.

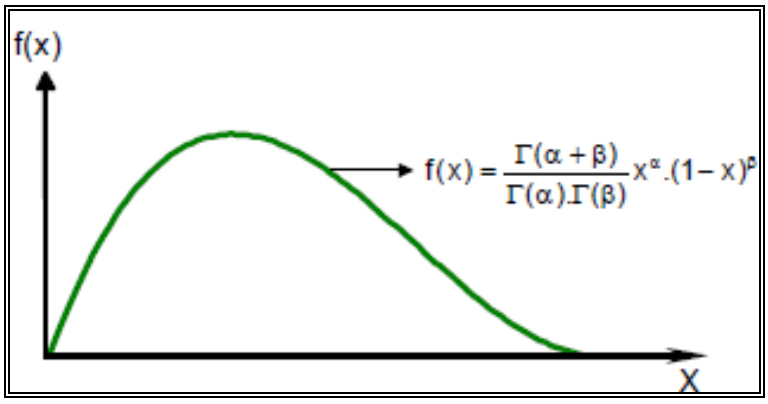


Figura 2.5. Distribución Beta.

Fuente: *Ingeniería de confiabilidad y análisis de riesgo primera Edición, (2008)*

La Distribución Beta Estándar puede ser re-escalada con la incorporación de dos parámetros adicionales de forma que su rango se extienda de un valor mínimo xmin distinto de cero a un valor máximo xmáx distinto de 1.

La re-escalación de la Distribución Beta Estándar da origen a una variante denominada Distribución Beta Pert. Esta distribución permite la inclusión de un tercer valor denominado valor más probable, el cual es tomado por la distribución como el valor de la moda de la misma.

La estimación de un experto, sobre los probables valores de una variable, puede expresarse con base en tres valores, valor mínimo, valor más probable y valor máximo, por lo que la utilización de esta distribución cobra mucho valor en este tipo de aplicaciones. Dichos valores son utilizados por la Distribución PERT son como parámetros: Mínimo valor posible xmin; Valor más probable xmprob; Máximo valor posible xmax. [10].

2.2.21 Pruebas de Bondad de Ajustes

Una vez que se han definido las Distribuciones Hipótesis teóricas que pudieran representar a la variable aleatoria de interés, el siguiente paso consiste en determinar cuál de esas posibles distribuciones es la que mejor ajuste hace con el conjunto de datos. Para ello se utilizan las llamadas Pruebas de Bondad de Ajuste. De manera sencilla pudiera decirse que la Prueba de Bondad de Ajuste es una comparación entre la Distribución Paramétrica seleccionada y el Histograma de Frecuencia que se puede construir con los datos. [10]

En otras palabras, la estadística definida a partir de la bondad de ajuste permite establecer que tan probable es que una función de Distribución de Probabilidad Paramétrica seleccionada genere el conjunto de datos del que se dispone. La estadística basada en Bondad de Ajuste es usualmente utilizada con sentido relativo mediante la comparación de los valores de Bondad de Ajuste de otras funciones de Distribución de Probabilidad para seleccionar la que mejor representa los datos.

Existen diferentes pruebas de Bondad de Ajuste dentro de las cuales se puede mencionar la Prueba de Kolmogorov – Smirnov.

Estas pruebas consideran las siguientes etapas:

Etapa 1: Graficar cada una de las curvas de las Distribuciones Hipótesis teóricas obtenida con los parámetros estimados en el paso anterior, con el histograma de los datos de la muestra.

Etapa 2: Calcular para cada Distribución Hipótesis el valor llamado "valor del test" y compararlo contra el valor más probable (media).

Etapa 3: Si el valor del test es menor que el valor crítico entonces la Distribución Hipotética se considera un buen ajuste y la hipótesis no es rechazada. Si por el contrario, el valor del test es mayor que el valor crítico, la hipótesis se rechaza.

2.2.21.1 Pruebas de KOLMOGOROV-SMIRNOV

Komogorov – Smirnov no agrupa los datos en intervalos o clases. En su lugar, para la prueba se utiliza la función de probabilidad acumulada hipotética seleccionada, la cual es comparada con la función de probabilidad acumulada empírica proveniente de los datos. [10]

El hecho de que dicha prueba no dependa del número de intervalos la hace una poderosa herramienta de ajuste. Sin embargo, es importante señalar que la prueba de Kolmogorov – Smirnov no detecta consistentemente las discrepancias que se pudieran presentar a nivel de las colas de la distribución.

La estimación de los valores críticos para las pruebas de Kolmogorov – Smirnov se hace muy difícil desde el punto de vista analítico y por tal razón, los mismos son estimados utilizando la técnica de simulación de Monte Carlo según lo explicado por Stephens (1974), Stephens (1977) y Chandra (1981).

2.2.22 Método de Simulación de Monte Carlos

En esta sección se discutirá ampliamente la Simulación de Montecarlo, quizás la herramienta más utilizada en la solución de modelos matemáticos donde las variables de entrada vienen dadas por distribuciones probabilísticas.

La simulación de Montecarlo requiere la completa caracterización probabilística de las mismas; es decir, debe definirse cuál es la distribución de probabilidades que mejor representa cada una de estas variables de entrada. Esta simulación permite obtener la distribución completa de la variable de salida [10]

La propagación de la incertidumbre propiamente dicha, es el "corazón" de la Simulación de Montecarlo, y se realiza mediante un proceso iterativo, siguiendo los pasos que se ilustran en la Figura 2.6.

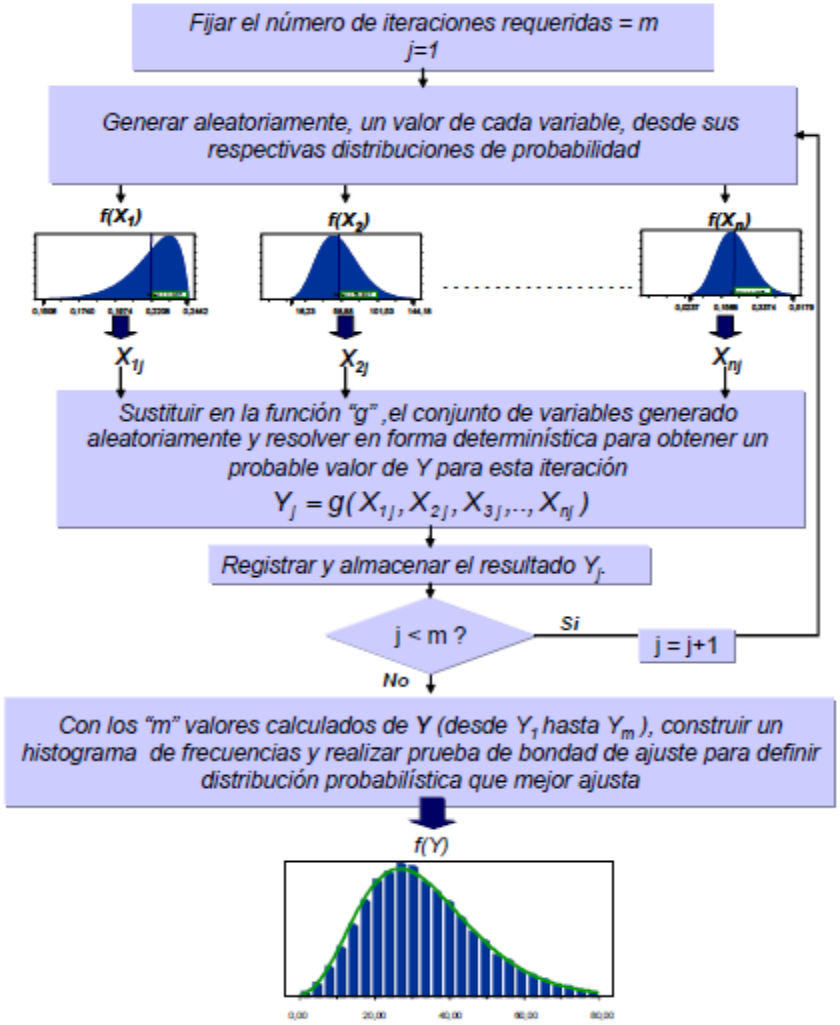


Figura 2.6. Simulación de Monte Carlos.

Fuente: *Ingeniería de confiabilidad y análisis de riesgo primera Edición, (2008).*

La Figura 2.6 puede resumirse en los siguientes pasos:

Paso 1: Generar aleatoriamente un valor de cada variable desde sus respectivas distribuciones de probabilidad.

Paso 2: Sustituir en la función g(x) 1 2 3 n, el conjunto de valores generados aleatoriamente, de manera de obtener un probable valor de **Y**.

Paso 3: Registrar y almacenar el valor resultante de **Y**.

Paso 4: Volver al Paso 1 y repetir los primeros cuatro pasos hasta completar un número "m" de iteraciones.

Paso 5: Una vez completadas las "m" iteraciones, construir un histograma de frecuencias con los "m" probables valores de **Y** almacenados.

Este procedimiento parece muy sencillo, y de hecho lo es; no obstante, el Paso 1; es decir, la generación aleatoria de valores de cada variable de entrada desde su respectiva distribución de probabilidad, procedimiento conocido como muestreo ("sampling"), merece especial atención.

2.2.23 Estimación de la Probabilidad de Fallas y/o la Confiabilidad

Para la estimación de la confiabilidad o la probabilidad de fallas, existen dos métodos que dependen del tipo de data disponible; estos son:

- Estimación Basada en Datos de Condición, altamente recomendable para equipos estáticos, que presentan patrones de "baja frecuencia de fallas" y por ende no se tiene un "historial de fallas" que permita algún tipo de análisis estadístico. Se realiza mediante el método Carga-Resistencia.

Estimación Basada en el Historial de Fallas: recomendable para equipos dinámicos, los cuales por su alta frecuencia de fallas, normalmente permiten el almacenamiento de un historial de fallas que hace posible el análisis estadístico, se realiza mediante el método de Weibull.[4]

2.2.24 Estimación de Confiabilidad Basada en Condición

El análisis tradicional de confiabilidad, basado en el análisis estadístico del tiempo para la falla, ha sido exitosamente utilizado para mejorar el mantenimiento preventivo. Sin embargo, buscando la mejora continua de sus procesos, algunas industrias han hecho grandes esfuerzos en la recolección de data diferente a la data de falla, a través de programas de monitoreo de la condición (mantenimiento predictivo) con la finalidad de mejorar las frecuencias de mantenimiento de sus equipos y tomar acciones proactivas para evitar la ocurrencia de la falla. La mencionada data de condición, ha sido usada para hacer diagnósticos puntuales, debido a la falta de una adecuada metodología de análisis probabilística. el cálculo de confiabilidad y probabilidad de falla de equipos basados en la data de condición se basa en el análisis Carga-Resistencia [10].

2.2.25 Análisis Carga-Resistencia

El análisis Carga-Resistencia tiene como premisa el hecho de que las fallas son el resultado de una situación donde la carga aplicada excede la resistencia, se puede observar en la figura 2.7. Carga y Resistencia son usados en el sentido más amplio de la palabra; es decir, la carga pudiera ser la presión de operación, mientras la máxima presión de operación permisible sería la resistencia. Similar análisis se hace para cualquier otro parámetro relevante de la condición como vibración para equipos dinámicos, o reducción de espesor para el caso de equipos estáticos. **[10]**

Es muy importante destacar que en los procesos de deterioro, estas distribuciones se van acercando con el tiempo hasta llegar a solaparse. En este sentido, el solapamiento puede ocurrir por un deterioro paulatino de la resistencia o por un incremento del esfuerzo por razones diversas.

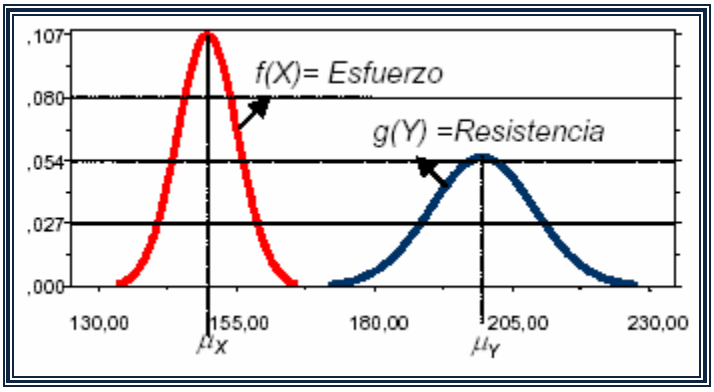


Figura 2.7. Gráfico Carga-Resistencia[10]**.**

Fuente: *Ingeniería de confiabilidad y análisis de riesgo primera Edición, (2008).*

La confiabilidad de un elemento bajo la aplicación de una carga es la probabilidad de que su resistencia exceda la carga. Dicha probabilidad de falla puede calcularse como se muestra en la ecuación 2.18 y 2.19. **[10]**

$$confiabilidad = \phi\left[\frac{(\mu_Y - \mu_X)}{\sqrt{\sigma_Y^2 + \sigma_X^2}}\right] \qquad \text{Ec. 2.18}$$

$$probabilidad\ /\ falla = 1 - \phi\left[\frac{(\mu_Y - \mu_X)}{\sqrt{\sigma_Y^2 + \sigma_X^2}}\right] \qquad \text{Ec. 2.19}$$

Expresión: Confiabilidad = Probabilidad (Resistencia>Carga).

Donde:

μY y μX son las medias de las distribuciones de la resistencia o criterio límite y el esfuerzo o condición monitoreada respectivamente, σY y σX las desviaciones estándar y Φ Indica que el resultado de la operación matemática que se encuentra dentro del corchete debe ser buscado en una tabla de distribución normal estandarizada.la cual se puede apreciar en el anexo E de este trabajo.

Todo esto se puede ver con mayor claridad en la figura 2.8, la cual representa un caso de la variación en el tiempo de la presión segura en áreas corroídas (PSAC) que es capaz de soportar una tubería que se encuentra ante la presencia de un agente corrosivo, tomando en cuenta que la PSAC debe ser siempre mayor a la máxima presión de operación (P). Lo que se aprecia en la gráfica es como al pasar del tiempo en años (eje horizontal), va disminuyendo esa presión segura (eje vertical), por lo cual va aumentando la probabilidad de falla hasta alcanzar el nivel de la presión de operación.[10].

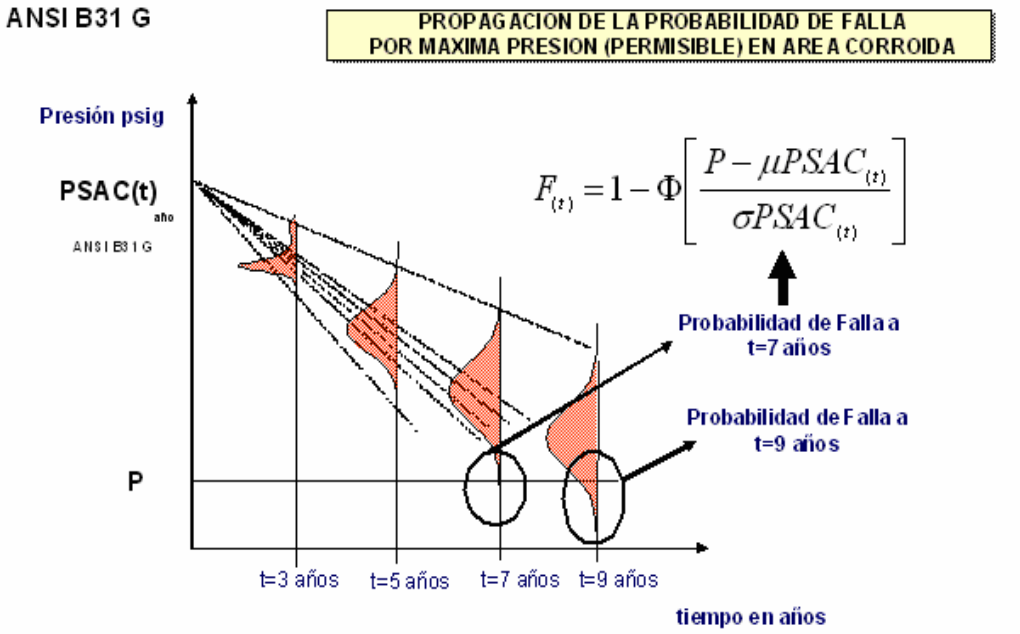
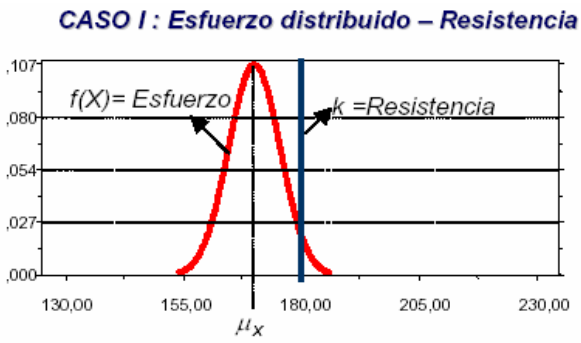


Figura 2.8. Gráfica representativa PSAC/Años [10]

La figura 2.9, 2.10 y 2.11, que se muestra a continuación, ilustra gráficamente los casos que pueden presentarse en un análisis Esfuerzo – Resistencia dependiendo las variables de entradas y las ecuaciones requeridas para el cálculo de Confiabilidad y Probabilidad de Fallas para cada uno. Los tres casos típicos son:

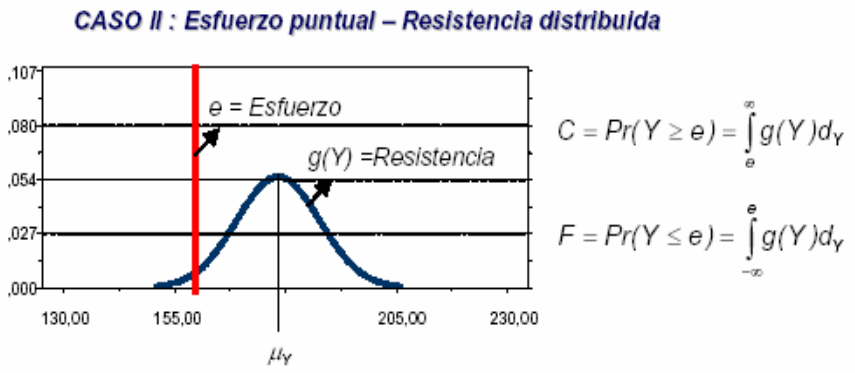


$$C = Pr(X \le k) = \int_{-\infty}^{k} f(X)dx \qquad \text{Ec 2.20}$$

$$F = Pr(X \ge k) = \int_{k}^{\infty} f(X)dx \qquad \text{Ec 2.21}$$

Figura 2.9. Casos Esfuerzo variable – Resistencia Constante.

Fuente: *Ingeniería de confiabilidad y análisis de riesgo primera Edición, (2008).*

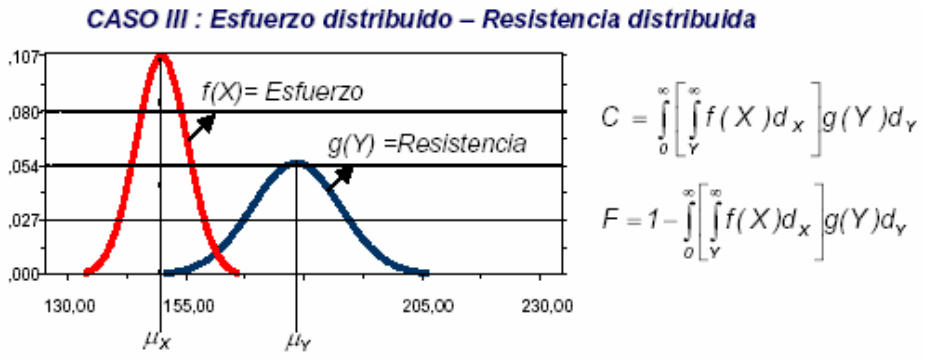


$$C = Pr(Y \ge e) = \int_{e}^{\infty} g(Y)d_Y \qquad \text{Ec 2.22}$$

$$F = Pr(Y \le e) = \int_{-\infty}^{e} g(Y)d_Y \qquad \text{Ec 2.23}$$

Figura 2.10. Casos Esfuerzo constante – Resistencia variable

Fuente: *Ingeniería de confiabilidad y análisis de riesgo primera Edición, (2008).*



$$C = \int_{0}^{\infty}\left[\int_{Y}^{\infty} f(X)d_X\right]g(Y)d_Y \qquad \text{Ec 2.24}$$

$$F = 1 - \int_{0}^{\infty}\left[\int_{Y}^{\infty} f(X)d_X\right]g(Y)d_Y \qquad \text{Ec 2.25}$$

Figura 2.11. Casos Esfuerzo variable – Resistencia variable [10]

Fuente: *Ingeniería de confiabilidad y análisis de riesgo primera Edición, (2008).*

En las figuras 2.9, 2.10 y 2.11 se identifican los tipos de análisis carga-resistencia que se pueden establecer según los datos de entrada, también se aprecian sus ecuaciones donde C: confiabilidad, F: probabilidad de falla, X: esfuerzo o carga, Y: resistencia.

En la tabla 2.1 que se muestra a continuación, se ofrecen les ecuaciones para calcular la confiabilidad dependiendo la distribución para los casos Esfuerzo – Resistencia más frecuentemente encontrados.

Tabla 2.1. Algunos Casos Esfuerzo Resistencia

Distribución	Resistencia Cte. "k"	Esfuerzo Cte. "e"	Esfuerzo y Resistencia Aleatorios
Exponencial	$C = 1 - e^{\left(-\frac{k}{\mu_X}\right)}$	$C = 1 - e^{\left(-\frac{e}{\mu_Y}\right)}$	$C = \frac{\mu_Y}{\mu_X + \mu_Y}$
Weibull	$C = 1 - e^{\left(-\frac{k}{\alpha_X}\right)^{\beta_X}}$	$C = 1 - e^{\left(-\frac{e}{\alpha_Y}\right)^{\beta_Y}}$	Resolver Numéricamente
Normal	$C = \Phi\left(\frac{k - \mu_X}{\sigma_X}\right)$	$C = \Phi\left(\frac{e - \mu_Y}{\sigma_Y}\right)$	$C = \Phi\left(\frac{\mu_Y - \mu_X}{\sqrt{\sigma_X^2 + \sigma_Y^2}}\right)$
Lognormal	$C = \Phi\left(\frac{1}{\sigma\tau_X} ln\left(\frac{k}{e^{\mu\tau_X}}\right)\right)$	$C = \Phi\left(\frac{1}{\sigma\tau_Y} ln\left(\frac{e}{e^{\mu\tau_Y}}\right)\right)$	$C = \Phi\left(\frac{ln\left(\frac{e^{\mu\tau_Y}}{e^{\mu\tau_X}}\right)}{\sqrt{\sigma\tau_X^2 + \sigma\tau_Y^2}}\right)$
Fuente: (Ebellin Charles 1997)	X= Esfuerzo	Y=Resistencia	

[**Fuente:** Ingeniería de confiabilidad y análisis de riesgo primera Edición, (2008)]

2.2.26 Gas Natural

El gas natural tiene su origen en la transformación de la materia orgánica proveniente de animales y vegetales sometida a la acción bacteriológica, altas presiones y temperaturas. Durante millones de años, por efecto del asentamiento de las capas de sedimentos que la contienen. Se encuentra en el subsuelo alojado en los espacios porosos de ciertas rocas, en estructuras geológicas denominadas

yacimientos, generalmente, atrapado entre el petróleo y una capa rocosa impermeable. Está formado por hidrocarburos parafínicos con un punto de ebullición muy bajo y no tiene un olor específico. [4]

El Metano forma aproximadamente el 75 % del gas típico, el Etano puede presentarse en porcentajes superiores al 10 %, y el Propano por encima del 3 %; pueden estar también presentes Butano, Pentano, Hexano, Heptano y Octano. Otro grupo de compuestos que forman el gas natural lo constituyen los componentes inorgánicos que aportan normalmente menos del 10 % en volumen de una muestra de gas y están representados normalmente por el Dióxido de Carbono (CO_2) y Sulfuro de Hidrógeno (H_2S), algunas veces por Nitrógeno (N_2) y excepcionalmente Helio (He). Además de los compuestos anteriores también se encuentra presente agua (H_2O).[4].

2.2.27 Clasificación del Gas Natural

a) Según composición

- **Gas ácido**: es aquel que contiene cantidades apreciables de sulfuro de hidrógeno (H_2S), dióxido de carbono (CO_2) y otros componentes ácidos (sulfuro de carbonilo (COS), disulfuro de carbono (CS_2), mercaptanos, etc. razón por la cual se vuelve corrosivo en presencia de agua libre.

- **Gas rico (húmedo):** es aquel del cual se pueden obtener cantidades apreciables de hidrocarburos líquidos, propano plus (C_3^+) de aproximadamente 3,0 GPM (galones por 1.000 pies cúbicos en condiciones normales). Este parámetro no tiene ninguna relación con el contenido de vapor de agua que pueda contener el gas.

b) Según su origen

- **Gas asociado:** es el gas que se encuentra en un yacimiento donde predominan los hidrocarburos líquidos en forma de petróleo o condensado. Puede encontrarse disuelto en el petróleo o formando una capa de gas en la parte alta del yacimiento.

- **Gas no asociado:** llamado también gas libre. Es el producto único o con una proporción baja de hidrocarburos líquidos que se encuentra en el yacimiento. [5]

2.2.28 Gasoductos

Los gasoductos son conductos que sirve para transportar gases combustibles a gran escala, en primer término, conducen el gas natural que puede producirse desde un yacimiento de gas libre o asociado a plantas separadoras y fraccionadoras, a partir de dichos procesos de separación el gas ya tratado entra a los sistemas de transmisión para ser despachado al consumidor industrial y doméstico. [5]

2.2.29 Procesos que Influye en el Transporte del Gas Natural por Tuberías

Entre los procesos que influyen en el transporte del gas por tubería se tiene:

Formación de Hidratos: Los hidratos son compuestos que se forman como cristales, tomando apariencia de nieve. Se forman por una reacción entre el gas natural y el agua, su composición es de aproximadamente de 10% de hidrocarburos y un 90% de agua. También pueden existir hidratos de compuestos por dióxido de carbono, ácido sulfhídrico y agua líquida, Además la formación de hidratos causa

algunos problemas en la industria, entre los cuales están: congelamiento del gas natural, logrando taponar la tubería y por ende reduciendo el espacio permisible para transportar el gas, corrosión de la tubería y en caso más grave ocasionaría el reemplazo de la tubería y detención de las operaciones de la planta. Por tal razón la industria tiene que implementar técnicas para deshidratar el gas natural y así mismo evitar la formación de hidratos. [4]

Formación de Líquidos: Esto ocurre cuando los componentes más pesados del gas natural alcanzan su punto de rocío y se condensan depositándose en el interior de la tubería. Estos componentes contienen oxígeno, sulfuro de hidrógeno, sales ácidas y sustancias corrosivas que ocasionan grandes pérdidas de presión, disminución del caudal y reducción de la eficiencia de transmisión.

Corrosión: es el deterioro y desgaste de las instalaciones petroleras causadas por el: Sulfuro de Hidrogeno (H_2S), Dióxido de Carbono (CO_2), Sulfuro de Carbonilo (COS), Disulfuro de Carbono (CS_2), Mercaptanos (RSH), Nitrógeno (N_2) y Agua (H_2O), entre otros. Dentro de la industria petrolera, la corrosión se convierte cada día más en un asunto de gran importancia debido a razones de seguridad, conservación de los equipo de producción para prevenir paros inesperados de producción y daños al medio ambiente. Para minimizar la presencia de los componentes corrosivos el gas debe ser endulzado y deshidratado, de tal forma que se elimine de la corriente de gas los agentes corrosivos, y por ende disminuir el proceso de corrosión. [4]

Deposición de Asfáltenos***:*** Los asfáltenos son hidrocarburos constituyentes del petróleo, de elevado peso molecular entre 1.000 y 5.000 unidades de masa atómica (UMA), su estructura es amorfa. Este fenómeno ocurre cuando se transporta por las tuberías gas asociado con petróleo.

2.2.30 Métodos de Inspección Interna de Tuberías Enterradas

La inspección de tuberías enterradas y/o sumergidas es diferente de otras inspecciones de tuberías. Porque un deterioro externo significante, puede ser causado por las condiciones corrosivas del suelo. Ya que la inspección es impedida por la inaccesibilidad del área donde se encuentre el defecto en la tubería, la inspección de tuberías enterradas es tratada en secciones separadas en la norma API 570. Es importante destacar que existen referencias no obligatorias para la inspección de tuberías enterradas y que se encuentran en los siguientes documentos: NACE RP 0169, RP 0274, y la sección 9 del código API 651. Estos métodos de inspección pueden indicar las condiciones externas o internas de la tubería.

2.2.30.1 Herramientas para detección de pérdidas de espesor

- **Herramientas electromagnéticas (Fugas de campo magnéticos):**

Es un dispositivo que recorre internamente la tubería mientras esta en servicio o fuera de servicio. Diversos tipos de estos dispositivos están disponibles empleando diferentes métodos de inspección. La línea a ser evaluada debe estar libre de restricciones que puedan causar que la herramienta se atasque dentro de la tubería. Es necesario que se requieran curvas o codos 5 veces el diámetro. La línea también debe tener facilidades para las trampas de envió y recibo de la herramienta. En la figura 2.12 se muestra una herramienta de inspección electromagnética.

Figura 2.13. Herramienta electromagnética

El Principio de funcionamiento de herramientas de inspección electromagnética consiste en que cuando se acoplan los imanes a la pared de la tubería por los cepillos de alta densidad, se crea un campo magnético en la tubería de acero. Con esto se puede inducir la ocurrencia, localización y severidad de la perdida de material en la línea. Filas de sensores que cubren la circunferencia completa de la pared de la tubería, detectan los cambios en el campo magnético a medida que la herramienta de inspección se mueve a través de la tubería. Cuando la herramienta pasa por un sitio donde la cantidad de metal de la pared del tubo ha sido reducida, tiene lugar una fuga del flujo magnético. Las señales creadas por los defectos en la pared del tubo, son digitalmente almacenadas en la memoria de la herramienta. La severidad de pérdida de metal puede ser calculada analizando las variaciones de los diseños de distribución de flujo magnéticos normales, permitiendo así medir la pérdida de metal interna así como pérdida de metal externa. En la figura 2.13 se muestra el principio de funcionamiento de una herramienta de inspección electromagnética.

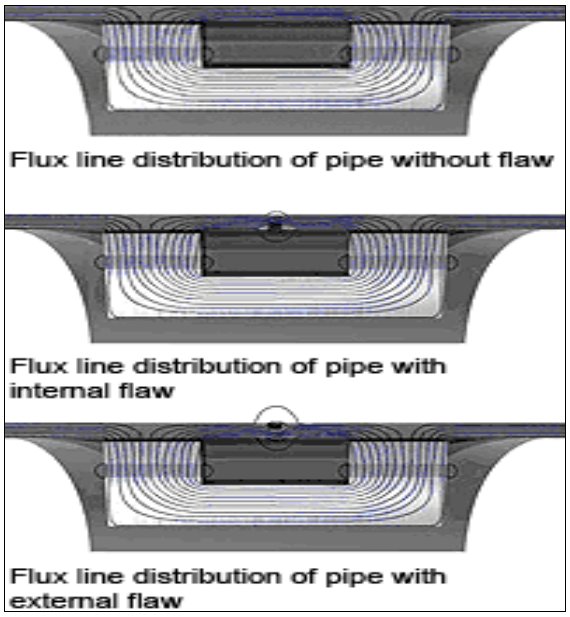


Figura 2.14. Principio de funcionamiento de una herramienta electromagnética

Fuente: *Rosen inspection techenologies.*

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA

3.1 Tipos de investigación

3.1.1 Según la Estrategia

Se realizo una investigación mixta ya que se tienen:

- **Investigación documental,** por estar sujeto a la consulta de documentos bibliográficos, manuales de los equipos, Normas, publicaciones, especificaciones, procedimientos así como la consulta de criterios y metodologías para el análisis de riesgo como también criterios para el establecimiento del mantenimiento.

- **Investigación de campo,** la cual permitió obtener la información necesaria directamente del área en la cual están ubicadas las tuberías, donde se pudo observar las necesidades físicas reales de las actividades que se plantearon.

3.1.2 Según su Propósito

Las Debido a los resultados obtenidos durante la investigación, esta fue clasificada en **aplicada**, ya que se usaron los conocimientos teóricos relacionados con el área de mantenimiento para ajustarlos al contexto de las actividades que se realizan en las líneas de recolección de PGA.

3.2 Población

Este trabajo de investigación está representado por una población humana y una población de tuberías. Para el caso en estudio se consideró pertenecientes a la gerencia de mantenimiento de PDVSA una población humana de 12 personas constituida de la siguiente manera: dos ingenieros de la sección de confiabilidad, tres ingenieros de la sección de corrosión, dos ingenieros de la sección de equipos estáticos, un ingeniero de manejo de gas, un ingeniero persona de proyecto gas anaco (PGA), un técnico de transporte de gas, un operador de la planta Santa rosa y un operador planta San Joaquín basándose en los conocimientos y experiencias laborales dentro de la organización. En cuanto a las tuberías se tiene una población de 6 líneas de recolección de gas como se muestra en la tabla 3.1, las cuales fueron suministradas por PDVSA para la realización de este estudio debido a su importancia operacional y su proximidad a zonas de alto impacto ambiental y de seguridad a personas.

Tabla 3.1. Detalle de la población de líneas a evaluar.

Nº	Líneas	Diámetro(in)	Presión (Psi)	Fecha de Fabricación	Longitud (KM)
	SJED1-COSJ	16	450	2005-2006	4.900
	SAED2 PCSA3	20	250	2003-2004	3.100
	GED-1-V5	16	450	2001	3.400
	GED1-V5	12	450	2005-2006	3.020
	SRER1-COSR	26	250	2003-2005	1.900
	LCV PPAL-PCLCV	12	250	2003-2004	3.100

Fuente: propia

3.3 Muestra

La muestra humana es igual a la población puesto que esta última es pequeña, por ende se considera a la muestra de tipo intencional no probabilística. En cuanto a la muestra de las tuberías, en esta investigación se selecciono mediante un análisis de riesgo donde la tubería que resulto de mayor riesgo ponderado de las tuberías de PGA evaluadas es la muestra representativa, siendo la de mayor riesgo ponderado la tubería GED-1-V5 16 pulgadas.

3.4 Etapas de la investigación

La realización de este trabajo se dividió en 8 etapas, las cuales se describen a continuación:

3.4.1 Revisión bibliográfica

En esta etapa se recopilo la información necesaria para el desarrollo del proyecto, mediante la consulta bibliográfica de textos, manuales, normas, tesis de grado, páginas de internet, se consultaron diferentes fuentes bibliográficas como lo son; Normas API 580, 581, ASME B31-8 y ASME B-31G, manuales técnicos del programa, manuales de operación, planos y diagramas de las tuberías, texto técnicos especializados, registros históricos de mantenimiento, entre otras fuentes de información relacionada con el tema.

3.4.2 Diagnóstico de las condiciones actuales de operación

Se identificaron las líneas a estudiar. El estudio se realizó sólo a las tuberías del sistema de recolección de gas del PGA, con el objeto de recopilar la información requerida para determinar la frecuencia de inspección y acciones de mantenimiento,

además de las visitas al campo para constatar el estado de las tuberías, así como observar sus condiciones de operación y también se conoció más acerca de las mismas en el proceso de entrevistas a los operarios y demás personal técnico involucrado en el proceso.

3.4.3 Análisis de riesgo a las líneas de PGA

Una vez conocidas las tuberías que conforman el sistema de recolección de gas del Proyecto gas Anaco se procedió a realizar una jerarquización según la metodología semi-cuantitativa de análisis de riesgo basada en la norma API 581. Por ser la que más se adapta para cuando no se posee un histórico de falla relevante de las tuberías en estudio, dicha metodología permitió seleccionar los sistemas prioritarios, y en base a esta realizar la propuesta de inspección y mantenimiento a la tubería resultante de mayor riesgo ponderado que mejor se adaptan a las necesidades del sistema de recolección de gas.

La metodología de Análisis de Riesgo es caracterizada como semi-cuantitativa, cuando además de basarse en criterios definidos por los integrantes de equipo multidisciplinario de trabajo, tales criterios deben representar a través de un modelo matemático una aproximación de los niveles de riesgo asociado a un evento de falla sobre los activos en estudio. Visto de esta manera, el modelo matemático adoptado en este análisis es el modelo de los “Factores Ponderados” fundamentado en la teoría del riesgo API 581

3.4.3.1 Establecimiento de criterios por la norma API 581 para probabilidad y consecuencia de falla

Para establecer la jerarquía se estima riesgo asociado de las tuberías de recolección de gas, de una forma semi-cuantitativa, sabiendo que el riesgo se define mediante la ecuación 3.1.

$$Riesgo = FrecuenciadeFalla \times Consecuencia \qquad \text{Ec. 3.1}$$

Para la aplicación de esta ecuación es necesario establecer los criterios y los puntajes correspondientes que permitan evaluar la probabilidad de falla y la consecuencia de las líneas de recolección de gas de PGA. Para iniciar esta actividad, se reunió un equipo multidisciplinario de trabajo y se evaluaron las premisas, que verificaron los niveles de ponderación que llevaría cada factor durante el análisis. De allí se tomaron en cuenta los siguientes criterios:

1. Probabilidad de Falla

- Corrosión Externa
- Corrosión Interna
- Fatiga
- Corrosión Bajo Tensión
- Defectos Manufactura- Construcción
- Daños Por Cedencia De Terreno / Soporte
- Daños Mecánicos Causados por Terceros
- Daños por Intervención de Terceros

2. Consecuencias

- Riesgo a la vida
- Daños a la propiedad
- Daños al ambiente

- Perdida de producción / suministro
- Costos de una falla directos e indirectos
- Capacidad de respuesta

Una vez fijados los criterios se estableció una equivalencia en puntos de cada criterio, aplicando lo establecido en la norma API 581 la norma INT 8180 suministrada por PDVSA, las cuales son luego usadas para formular la matriz de puntos.

A continuación se muestra algunos de los criterios obtenidos para la realización del análisis de riesgo, los criterios se pueden ver en el apéndice A de este trabajo..

Frecuencia de falla

1) Corrosión Externa

a. Susceptibilidad Corrosión Externa

- **Revestimiento**

En este criterio se identificó lo relacionado con el tipo de revestimiento que posee la tubería para evitar la corrosión externa.

Tabla 3.2. Renglón de tipo de revestimiento

Tipo De Revestimiento (0-10):	Puntuaje
Sin Revestimiento	10
Desconocido	8
Asfalto / Alquitran De Hulla	6
Cinta / Polietileno	5
Brea Epoxica	4
Fbe- Fusion Bonded Epoxy	2
Concreto	1
3 Layers Polipropileno	1

Tabla 3.3. Renglón de Condición del revestimiento

Condición (0-20)	Puntuaje
Buena	5
Regular	10
Desconocida	15
Mala	20

Tabla 3.4. Renglón de la Edad del revestimiento

EDAD En Años (0-10)	Puntuaje
Menos De 1	0
Menos De 5	1
Entre 10 Y 20	5
Mas De 20	10

Consecuencia de falla

- **Riesgo a la vida**

Tabla 3.5. Renglón del Riesgo a la vida

Riesgo a la vida	Puntuaje
Línea de gas de alta presión a través de centros poblados (alta densidad), iglesias, autopistas, hospitales en zona de impacto	(75-100)
Línea de gas de baja presión a través de centros poblados (alta densidad), iglesias, autopistas, hospitales en zona de influencia	(50-80)
Línea de productos de petróleo de altamente inflamable (gasolina, nafta, etc.) en zona de alta consecuencia	(50-80)
Línea de gas de alta presión a través de centros poblados (baja densidad), en zona de impacto	(40-60)
Línea de gas de baja presión a través de centros poblados (baja densidad)	(25-30)
Línea de crudo a través de centros poblados (alta densidad) en zona de alta consecuencia	(20-25)
Líneas de gas/crudo a traves de zonas rurales, fincas, zonas remotas	(5-10)

- **Daños a la propiedad**

Tabla 3.6. Renglón de los Daños a la propiedad

Daños a la propiedad (0-100)	Puntuaje
Línea de gas de alta presión a través de centros urbanos, zonas industriales, plantas industriales en zona de impacto	(75-100)
Línea de gas de alta presión a través de centros urbanos, zonas industriales, plantas industriales fuera de zona de impacto	(40-60)
Línea de crudo > 10" de alta presión a través de zona de alta consecuencia: centro urbano, zona industrial, planta industrial	(40-60)
Línea a gas de baja presión a través de centros urbanos, zonas industriales, plantas industriales en zona de impacto	(30-50)
Línea de crudo < 10" de alta presión a través de zona de alta consecuencia: centro urbano, zona industrial, planta industrial	(20-40)
Línea de crudo/producto a través de zonas rurales, fincas, zonas remotas	(10-20)
Líneas de gas a través de zonas rurales, fincas, zonas remotas	(0-5)

- **Daños al ambiente**

Tabla 3.7. Renglón de los Daños al ambiente

Daños al ambiente	Puntuaje
Líneas de crudo en zonas de alta consecuencia ambiental: rios, represas, zona costera, lagos, parque nacional	(75-100)
Líneas de crudo a traves de zonas agricolas	(50-75)
Líneas de crudo a traves rurales/urbanas	(25-50)
Líneas de gas en zonas de alta consecuencia ambiental/zonas agricolas (incendio)	(20-50)
Líneas de crudo en zonas remotas / deserticas	(10-25)
Líneas de gas en zonas remotas/deserticas	(0-10)

3.4.3.2 Aplicación de Encuesta.

Una vez establecido los criterios se realizó un modelo de encuesta. El formato de la encuesta aplicada a las 12 personas del proyecto gas anaco (PGA) que tenían relación directa con las tuberías evaluadas, estuvo compuesta por catorce renglones

de los cuales ocho son de frecuencia de falla y seis de consecuencia, Cada uno de ellos contiene una serie de respuestas con una ponderación diferente, de las cuales el encuestado basado en sus conocimientos sobre las tuberías escogió una de las respuestas en cada sección. El modelo de encuesta puede verse en el apéndice A.

Nota: El formato de encuesta, la tabla de ponderaciones y la ecuación de riesgo fueron adaptados al estudio tomando como base la metodología de Análisis de riesgo hecho por PDVSA norma "INT 8180" en el año 2000, debido a que los factores de ponderaciones ya están estandarizados y su formulación depende de un estudio profundo de criterios de ingeniería.

3.4.3.3 Personal encuestado

El personal de PDVSA encuestado estuvo formado por un grupo multidisciplinario perteneciente a la organización y con tiempo trabajando en la misma, El equipo de trabajo entrevistado para la realización del análisis de criticidad de las líneas de recolección de gas de PGA estuvo constituido por las siguientes personas:

- Luisa Becerra (Ing. Confiabilidad)
- Manuel Rosario (Ing. Confiabilidad)
- Maribel Aumaitre(Corrosión)
- Rinoska Gonzalez(Corrosión)
- Rohammed Castillo (Corrosión)
- Edwin Eustrillas (Equipos Estático)
- Douglas Jayaro (Equipos Estático)
- Robert Guzmán (Manejo de Gas)
- Migdys Salazar (PGA)
- Zoraida Baez (GTA)
- Carlos mayor (Operador Santa rosa)

Luis grosso (Operador San Joaquín)

3.4.3.4 Recolección de datos de la encuesta

Una vez realizada las encuestas, los resultados son llevados a una hoja de cálculo de Microsoft Excel que permitirá hacer las sumas y los promedio de la probabilidad y consecuencia de falla de cada tubería evaluadas por cada unas de las personas encuestadas, para así obtener el correspondiente calculo de riesgo asociado de manera más fácil.

3.4.3.5 Cálculo de riesgo

Para agilizar los cálculos se trabajó en el programa Microsoft Excel ingresando la información recolectada de las encuestas en una hoja de cálculo basada según la norma API 581. Una vez obtenido el resultado de riego asociado a cada tubería se puede jerarquizar las tuberías de recolección de gas de acuerdo a su valor de riesgo obtenido, y por ende direccionar las acciones de mantenimiento y hacer un mejor uso de los recursos de la empresa.

3.4.4 Identificación de los mecanismos de corrosión predominantes en las líneas de mayor riesgo mediante la relación de Kane.

Conocer el mecanismo de corrosión predominante en las tuberías en estudio, se consideró relevante ya que orienta de una manera más eficiente las estrategias de mantenimiento. En este contexto, se calculó la relación entre las presiones parciales de CO_2 y H_2S, aplicando el Teorema de Kane Rusell, si la relación presión parcial del CO2/presión parcial del H2S es mayor a 50 se dice que el mecanismo predominante de corrosión es por CO_2 y en caso contrario (<50) entonces el mecanismo esta direccionado por el H_2S, ver ecuación 2.3

Para la realización de estés estudio fue necesario conocer la composición del fluido transportado por lo cual se solicito a PDVSA que realizara un análisis cromatografico del gas y así obtener las concentraciones de sus componentes, para esto se consideraron factores como: tipo de fluido manejado por la tubería, concentración de los gases presentes y sus presiones parciales (CO_2 y H_2S), y el contenido de agua. Además, de las inspecciones visuales que sirvieron para identificar los puntos en donde ya era evidente la presencia de corrosión.

Debido a la información suministrada por el análisis cromatografico fue necesario aplicar el principio de la ley de Dalton o ley de presiones parciales debido a que las concentraciones obtenidas de CO_2 y H_2S fueron expresadas en %molar y partículas por millón (PPM), para lo cual se necesito hacer la conversión a presión parcial de cada compuesto, con la cual se pudo aplicar la teoría de *Russell Kane. Del cual* determino el mecanismo de corrosión predominante en la tubería.

3.4.5 Determinación de la presión segura de operación de las líneas corroídas aplicando las normas ASME B 31 G y ASME B 31.8

Otro elemento considerado como relevante en el estudio para las recomendaciones de mantenimiento y plan de inspección estuvo representado por el valor de presión segura en áreas corroídas (PSAC). Cuando existen daños en una tubería por corrosión, la resistencia de la tubería se deteriora progresivamente debido a la pérdida de espesor de la pared del tubo, que hace que cada vez la tubería sea capaz de soportar menos presión. De la norma B 31 G si obtuvo la ecuación para calcular la Presión segura en área corroída (PSAC). Ver Ecuación 2.6 y 2.7.

Para poder determinar la PSAC en la tubería es necesario tener información en cuanto a la perdida de espesor que presenta la tubería, por lo cual una vez identificada que la tubería de mayor riesgo ponderado de PGA es la tubería GED-1-V5 y de

manera de conocer las condiciones físicas actuales, se procedió a solicitar la realización de una inspección de herramienta electromagnética a la tubería, los resultados de la inspección instrumentada permitirá inferir en la condición actual de la tubería y ayudara a establecer un mejor enfoque de para la realización de mantenimiento. En el anexo B se muestran imágenes de la inspección mediante herramienta electromagnética.

Para calcular PSAC primero se determino la variable "A" descrita en la norma ASME B31G como una variable a dimensional que permite seleccionar la correcta ecuación de PSAC dependiendo de si A>4 o A<4., aplicando la ecuación 2.5, una vez determinado el valor de A se procedió a seleccionar la ecuación correcta y determinar la PSAC para cada defecto detectado por la inspección electromagnética realizada a GED-1-V5.

3.4.6 Estimación de la probabilidad de falla en las tuberías de mayor riesgo

La estimación de probabilidad de falla fue posible gracias a la aplicación de la metodología de "estimación en base a condición". Para ello, se aplico el modelo carga-resistencia el cual es el método primordial para este tipo de estimación. Utilizando el Software Crystal ball en el cual se seleccionó el método de Montecarlo para el referido cálculo de probabilidad.

Cuando existen daños por corrosión como los presenciados en la tubería GED-1-V5 que se observa en los resultados de la inspección electromagnética, la resistencia de la tubería se deteriora progresivamente, lo que hace que la tubería cada vez sea capaz de soportar menos presión.

Adicionalmente se sabe que el espesor de la tubería en presencia de un daño corrosivo se deteriora, y entonces se habla de espesor remanente, el cual se calcula con la ecuación 3.1.

$$E_{remanente}(t) = E_0 - d(t) \qquad \text{Ec. 3.1}$$

Donde **Eo**: Espesor inicial de pared; **d(t):** profundidad del daño.

La forma como la profundidad del daño crece en función del tiempo se ha caracterizado con la ecuación 3.2:

$$d(t) = d_0 + Rc * T \qquad \text{Ec. 3.2}$$

Donde:

do: Profundidad del daño medida en la inspección anterior

Rc: Velocidad de Corrosión

T: tiempo en años desde la medición anterior hasta la medición actual

La idea general es utilizar los datos de entrada, para calcular la PSAC, para diferentes periodos de tiempo (1,2,…10 años) y comparar estos valores con la máxima presión de operación (MAOP). En este caso para la aplicación del modelo carga-resistencia se toma la presión segura en área corroída (PSAC) como la **Resistencia**, y la MAOP como la Carga**.** Como se puede inferir la presión segura en áreas corroídas (PSAC) es una variable distribuida, ya que depende de S, Rc, E, d y D donde Rc (velocidad de corrosión) y d(profundidad de daño) son variables distribuidas para lo cual fue necesario caracterizar probabilísticamente estas variable; por otra parte, la MAOP es también una variable distribuida. Esto corresponde al Caso de carga variable y resistencia variable.

Para agilizar los cálculos de la caracterización de Rc, d y MAOP, los datos son llevados a una hoja de cálculo de Microsoft Excel donde mediante el programa Crystal ball se identifica cual distribución probabilística se adapta mejor a los datos suministrados para obtener un valor más probable de cada variable. Una vez obtenida la caracterización probabilística de las variables de Rc, d y MAOP se procedió a propagar la incertidumbre de los datos de entrada para encontrar mediante el método Montecarlo la distribución de probabilidad de PSAC. Este cálculo se realizara para varios periodos de tiempo (1,2,…10 años).

Una vez conocidas la distribución de probabilidades de PSAC (Resistencia) para (1,2,…10 años) y la distribución de probabilidad de MAOP (Esfuerzo), se realizo la proyección de la Confiabilidad para el tiempo entre 1 y 10 años utilizando la ecuación de confiabilidad para carga variable y resistencia variable descrita en la tabla 2.1 de este trabajo

3.4.7 Propuesta de frecuencia de inspección y acciones de mantenimiento a la tubería de mayor riesgo

El desarrollo de esta etapa, estuvo enmarcado en la determinación de la frecuencia de inspección y acciones de mantenimiento basado en las normas ASME B31.8 y ASME B31 G donde se aplicaron los cálculos referente a los criterios de la aplicación de las normas y se detalló el conjunto de tareas o acciones de mantenimiento dirigidas a proteger la tubería de transferencia de Gas del Distrito Anaco, estableciendo una frecuencia de ejecución de las mismas y el personal destinado a realizarlas.

3.4.8 Redacción del trabajo propuesto.

En esta etapa del trabajo de investigación se redacto y estructuro toda la información recopilada durante el estudio, obteniéndose conclusiones de impacto significativo asociado a los objetivos propuestos. De igual forma se emitieron las recomendaciones apropiadas para la implantación de la propuesta en referencia, siguiendo los lineamientos establecidos y exigidos por la universidad de oriente.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS Y RESULTADOS

4.1 Diagnóstico de las condiciones actuales de operación y mantenimiento de las tuberías

Las tuberías de recolección de gas del proyecto gas anaco (PGA) sujetos a este estudio son las pertenecientes a las Áreas de Explotación AMA (Área Mayor de Anaco) y AMO(Área Mayor de Oficina) del distrito Producción gas Anaco, las cuales recolectan gas rico que contiene gran cantidad de impurezas como CO2, H2S, Agua entre otros, de los diferentes campos operacionales hacia los centros operativos y platas de operación, donde será tratado el gas para descontaminarlo, deshidratarlo y comprimirlo para su posterior transportación a plantas de fraccionamiento .

Las tuberías de recolección de PGA en estudio, están compuestas por seis (6) tuberías pertenecientes a los diferentes campos de explotación: Santa Ana, Santa Rosa, San Joaquín, Zapato, Mata R, Guarió, La Ceiba. A continuación en la tabla 4.1 se muestra la ficha técnica de la tubería con mayor tiempo de fabricación como es la GED-1-V5 la cual es perteneciente al campo Guarió, la misma recauda toda la información recopilada de las fichas técnicas de fabricación, informes de instalación, de operación, registros de mantenimientos, observaciones de los custodios de las tuberías, entre otros, las fichas de las demás tuberías de PGA se muestran en el Anexo A.

Tabla 4.1. Ficha de Técnica GED-1 V5 PGA.

DATOS BASICOS DE LA TUBERIA	
Identificación del tramo de tubería:	GED-1 - V5
Nombre Codificado:	SD
Inicio del tramo	Estación descarga GED-1
Fin del tramo	Estación de válvula V5
Longitud (Km)	3,4 Km
Diámetro Nominal (Pulgadas)	16
Operador/Custodio	SD
Fluido de Trabajo (Crudo, gas, productos, mezclas)	GAS
Fecha de Fabricación	2001
Año puesta en servicio	2003

Continuación Tabla 4.1

Norma de Fabricación	ASME B31 8	
	símbolo/NOTA	valor
Condición operacional	Es/ fs	Es
Presión de diseño cliente (psi)	Pd	660
Presión de operación (psi)	Po	450
Máxima presión de operación permisible	Mop	SD
Presión de prueba hidrostática (psi)	Ph	SD
Temperatura de diseño (f)	Td	160
Temperatura de operación (f)	To	SD
Diámetro externo (pulg.)	De	SD
Espesor de nominal (pulg.)	Tnom 1	0,375
Espesor de nominal mínimo (pulg.)	Tnom 1	SD
Espesor de nominal máximo (pulg.)	Tnom 2	SD
Tolerancia de corrosión (ca):	Ca	SD
Especificación del material & grado:	Api 5L	Api 5L grado B acero al carbono
Schedulle		Std
Esfuerzo de fluencia		35000
Esfuerzo de cedencia mínimo (psi)	Sy1	SD
Esfuerzo de cedencia máximo	Sy2	241mpa
Tipo de tubería (erw, saw, dsaw, sin costura)		
Factor de diseño	F	SD
Factor de temperatura	T	SD
Eficiencia de la soldadura:	E	SD

Trayectoria de tubería (superficial, enterrada, submarina)	Sup, en, sub	EN
Uso de la tierra (urbana, rural, industrial, agrícola)	Ur,ru,in, ag	ru,in,ag
Zona de alto impacto en el trayecto (ambiental, urbano)	Si/no	SI
Cruces de ríos	Progresivas	NO
Cruce de lagos, mar	Si/no	NO
Profundidad de la tubería	Rango (m)	SD
Cruce de autopistas, via férreas (con o sin casing)	Progresivas	NO
Condición del corredor (pica)	B/r/m	R
Señalización	B/r/m	R
Comparte el corredor con otras líneas, explique	Si/no	S
Zonas urbanas en el recorrido (zona de impacto)	Si/no	

Continuación Tabla 4.1

Zonas de alto impacto ambiental en el recorrido	Si/no	
Inyección de químico	Si/no	Si
Protección catódica (si/no)	Si/no	No
Disponibilidad del sistema de protección catódica	%	20
Tipo de revestimiento		Tri-capa
Condición anticipada/determinada del revestimiento	B/r/m	R
Tipo de suelo (arena, arcilla, grava, rocoso)		SD
Rango de resistividades del suelo	(ohm-cm)	SD
Se conoce la presencia de bacterias	Si/no	SD
Cantidad de válvulas de bloqueo y ubicación	Progresivas	
Cantidad de válvulas de retención y ubicación	Progresivas	
Tipo de cierre de las válvulas (manual/automático)	M/a	M
Rating mínimo de accesorios (bridas, válvulas)	Asa	
Fecha de ultima inspección instrumentada		NO
Tecnología (visual, pig mfl, pig ut, pig aft, etc, ph)		Visual, cdg, ut
Empresa de inspección		
Informe técnico disponible?	Si/no	

Limpiezas periódicas / frecuencia	Si/no	SI
Plan de emergencia para derrames / rupturas	Si/no	SI
Han ocurrido fallas de la tubería	Si/no	SI
Ubicación de la(s) falla(s)	Progresiva	
Causas (s) de la falla (s) (ce, ci, fe, dm, etc..)		Ci, ce
Informe de los incidentes disponibles	Si/no	SI
Anomalías detectadas con bajos espesores con erf>1		NO

Figura 4.1 Imagen de la tubería GED-1-V5

***Fuente**: Propia*

El estudio de estos aspectos permitió determinar las siguientes situaciones.

- ✓ En cuanto a la condición de los recubrimientos de los equipos, líneas y accesorios, se observo que la misma está en buen estado.

- ✓ Solo el 16.6% del sistema de PGA está protegido catódicamente.

- ✓ La inyección de inhibidores de corrosión se aplica de manera irregular.

- ✓ El 66.6% del sistema de PGA posee inyección de inhibidores.

- ✓ No existen ningún tipo de elemento de monitoreo de corrosión, que permita determinar los tipos y velocidades de degradación que experimenta los equipos y/o líneas de proceso que se encuentran en la instalación.

- ✓ Las tuberías GED-1-V5 16", SRER1-COSR 26", SAED2-PCSA3 20" han presentado fallas.

4.2 Jerarquización de las líneas de pga

Para jerarquizar las líneas de recolección de PGA, se aplico un estudio basado en la metodología análisis de riesgo, según lo explicado en el capítulo III de este trabajo. Mediante la recopilación de información por encuestas al personal supervisor de las tuberías. En el apéndice A se muestra las encuestas realizadas al personal de PDVSA y el gráfico individual de riesgo de cada tubería.

La jerarquización de las tubería mediante la metodología análisis de riesgo realizada en este trabajo fue basada en la norma API 581 se le aplico a las seis (6) tuberías de recolección de gas del Proyecto Gas Anaco (PGA), las cuales están distribuidas de la siguiente manera: dos en el campo Guario, una en Santa Rosa, una en San Joaquín, una en Ceibita y una en el campo Santa Ana. Para la recolección de información se realizaron encuestas a un grupo de trabajadores encargados de la operación y mantenimiento de las mismas a fin de clasificarlas según su riesgo.

Una vez obtenida las encuestas, se procedió a realizar un promedio de los valores obtenidos de las mismas para cada criterio de probabilidad y consecuencia de falla. Para luego con los valores de susceptibilidad, severidad de la probabilidad de falla y la consecuencia de cada tubería se procedió al cálculo del riesgo asociado. A continuación se muestra los cálculos de probabilidad de falla y consecuencia para la tubería GED-1-V5.

De las encuestas se obtuvieron los valores de susceptibilidad y severidad que se muestran en la tabla 4.2.

Tabla 4.2. Resultado probabilidad de falla tubería GED-1 V5

PROBABILIDAD DE FALLA		
CRITERIO	SUSCEPTIBILIDAD	SEVERIDAD
CORROSION INTERNA	0,56	0,66
CORROSION EXTERNA	0,73	0,66
FATIGA	0,00	0,31
CORROSION BAJO TENSIONES	0,10	0,37
DEFECTOS DE MANUFACTURA	0,40	0,00
DANO MECANICO	0,52	0,75
PERDIDA DE SOPORTE. MOVIMIENTO TIERRA	0,45	0,00
INTERVENCION DE TERCEROS	0,52	0,15

Para el cálculo de la probabilidad de falla individual de cada criterio se aplica la ecuación 4.1.

Probabilidad de falla individual= severidad x susceptibilidad Ec 4.1

Calculo Probabilidad de falla corrosión interna.

$$probabilidad\ de\ falla\ corrosion\ interna = 0.56\ x\ 0.66 = 0.370$$

Aplicando la ecuación 4.1 para todos los criterios evaluados en GED-1-V5 se obtiene lo expresado en la tabla 4.3.

Tabla 4.3. Resultado severidad y susceptibilidad de la tubería GED-1 V5

CRITERIO	SUSCEPTIBILIDAD	SEVERIDAD	TOTAL
CORROSION INTERNA	0,56	0,66	**0,370**
CORROSION EXTERNA	0,73	0,66	**0,482**
FATIGA	0,00	0,31	**0,000**
CORROSION BAJO TENSIONES	0,10	0,37	**0,037**
DEFECTOS DE MANUFACTURA	0,40	0,00	**0,000**
DANO MECANICO	0,52	0,75	**0,390**
PERDIDA DE SOPORTE. MOVIMIENTO TIERRA	0,45	0,00	**0,000**
INTERVENCION DE TERCEROS	0,52	0,15	**0,078**

Una vez obtenido la probabilidad de falla de cada criterio se multiplica el mismo por su factor de riesgo, dicho resultado de cada criterio se suma para obtener el valor de probabilidad ponderada de falla de la tubería, tal como se puede apreciar en la tabla 4.4.

Tabla 4.4. Resultado probabilidad de falla tubería GED-1 V5

CRITERIO	TOTAL	FACTOR	TOTAL X FACTOR
CORROSION INTERNA	**0,370**	12.5	**0.0462**
CORROSION EXTERNA	**0,482**	12.5	**0.06022**
FATIGA	**0,000**	10	**0**
CORROSION BAJO TENSIONES	**0,037**	10	**0.0037**
DEFECTOS DE MANUFACTURA	**0,000**	10	**0**
DANO MECANICO	**0,390**	20	**0.078**
PERDIDA DE SOPORTE. MOVIMIENTO TIERRA	**0,000**	12.5	**0**
INTERVENCION DE TERCEROS	**0,078**	12.5	**0.00975**
PROBABILIDAD PONDERADA DE FALLA			**∑ 0.198**

- Clasificación de la Probabilidad de Falla

Probabilidad de Falla ≤0.06 “BAJO”

Probabilidad de Falla >0.06 y <0.13 “MEDIO”

Probabilidad de Falla≥0.13 “ALTO”

PROBABILIDAD PONDERADA DE FALLA: **0,198** **** ALTO****

A continuación se muestran los resultados consecuencia de falla obtenidos del análisis de riesgo para la tubería GED-1-V5, tal como se muestran en la tabla 4.5.

Tabla 4.5. Resultado consecuencia de falla tubería GED-1 V5

CONSECUENCIA FALLA

CRITERIO	INDICE CONSECUENCIA	
RIESGO A LA VIDA	**60**	(0-100)
DANOS A LA PROPIEDAD - HCA	**40**	(0-100)
DANOS AL AMBIENTE - HCA	**50**	(0-100)
PERDIDAS DE PRODUCCION/SUMINISTRO	**40**	(0-100)
COSTOS DE LA FALLA: DIRECTOS E INDIRECTOS	**100**	(0-100)
CAPACIDAD DE RESPUESTA	**60**	(0-100)
TOTAL SUMA ÍNDICE CONSECUENCIA	**∑ 310**	

Una vez obtenido la suma de la consecuencia se realizo el cálculo de la consecuencia total acumulada como se muestra a continuación:

$$. \textit{Consecuencia total ponderada} = \frac{\frac{310}{6}}{100} = 0.583$$

- Clasificación de la consecuencia:

Consecuencia≤0.333 “BAJO”

Consecuencia>0.333 y <0.6667 “MEDIO”

Consecuencia≥0.6667 “ALTO”

CONSECUENCIA TOTAL PONDERADA: ***0,583*** ***MEDIA***

De las tablas 4.2 se observa todos los criterios pertenecientes a la probabilidad de falla con su respectivo resultado de susceptibilidad y severidad, obtenido de las encuestas realizadas al personal de PGA y su factor de evaluación extraído de la norma api 581, también se observa de la tabla 4.4 que el criterio resultante de mayor probabilidad de falla es por corrosión externa con **0,482**, así mismo se muestra el resultado de la probabilidad de falla total ponderada para la tubería GED-1-V5 de **0,198** el cual se clasifica como **"alto"**.

En la tabla 4.5 se muestran los resultados de los criterios evaluados de la consecuencia de falla y su consecuencia total ponderada la cual fue de 0,583 la cual es considerada como **"media".**

A continuación en la Tabla 4.6. Se muestran los resultados de probabilidad y consecuencia de falla de cada tubería evaluada en este trabajo, así como también su riesgo ponderado el cual fue calculado pendiente la ecuación 2.1.

Tabla 4.6. Probabilidad, consecuencia y riesgo de las tuberías de PGA.

Tubería	Probabilidad de Falla	Consecuencia	Riesgo	clasificación
GED-1-V5	0,198	0,583	0,11543	Medio alto
SAED2-PCSA3	0,199	0,483	0,09612	Medio alto
GED1-V5	0,156	0,483	0,07534	Medio alto
SJED1-SJED3	0,131	0,575	0,07532	Medio alto
LCV PPAL-PCLCV	0,140	0,533	0,07462	Medio alto
SRER1-COSR	0,131	0,417	0,05467	Medio alto

Como se puede observar de la tabla 4.6 el riesgo resultante para la tubería GED-1-V5 fue de 0,1154 la cual la ubica como la tubería de mayor riesgo de las 6 tuberías evaluadas, también al analizar estos resultados y observando la figura 4.2 se puede establecer que actualmente las líneas de recolección de gas de PGA no cuenta con tuberías de alto riesgo, esto se debe a que los niveles de consecuencia no son altos, ya que las líneas a pesar de que manejan gases tóxicos las mismas no se encuentran ubicadas en zonas de alto impacto a instalaciones, personas o al medio ambiente,. Pero todos las tuberías evaluadas presentaron valores de Riesgo Medio-Alto, estos resultados van acorde con la realidad debido principalmente a sus alta probabilidad de falla, la cual viene fundamentada ya que manejan gases altamente tóxicos y corrosivos además de no poseer un adecuado plan de mantenimiento y acciones para el control y monitoreo de la corrosión. A pesar de que las líneas de PGA no poseen más de 9 años de fabricadas algunas han presentado fallas generando pérdidas materiales y por ende daño al medio ambiente.

La matriz resultante del análisis de riesgo realizada a las tuberías de PGA se muestra en la figura 4.2.

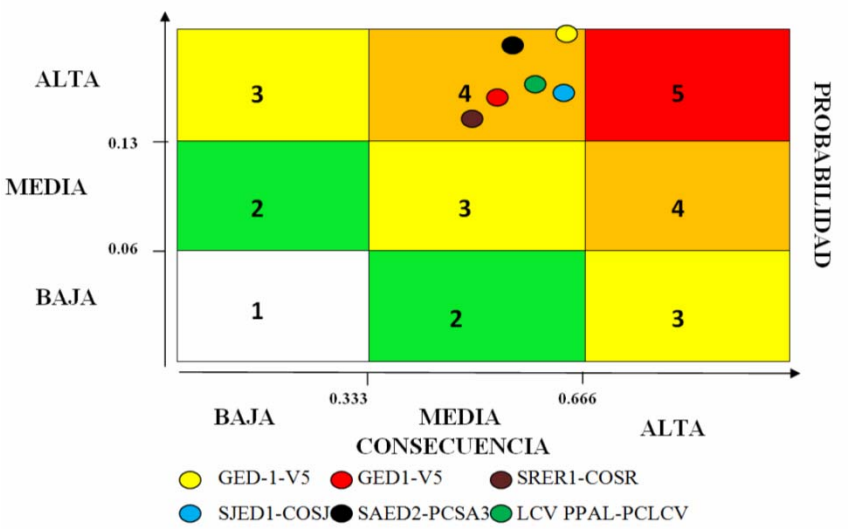


Figura 4.2. Matriz de Riesgo PGA.

Fuente: *Propia.*

En la Figura 4.3. Se muestran jerarquizadas las tuberías de PGA según su de riesgo en un grafico de barras en el cual el eje horizontal representa la tubería y el eje vertical el nivel de riesgo.

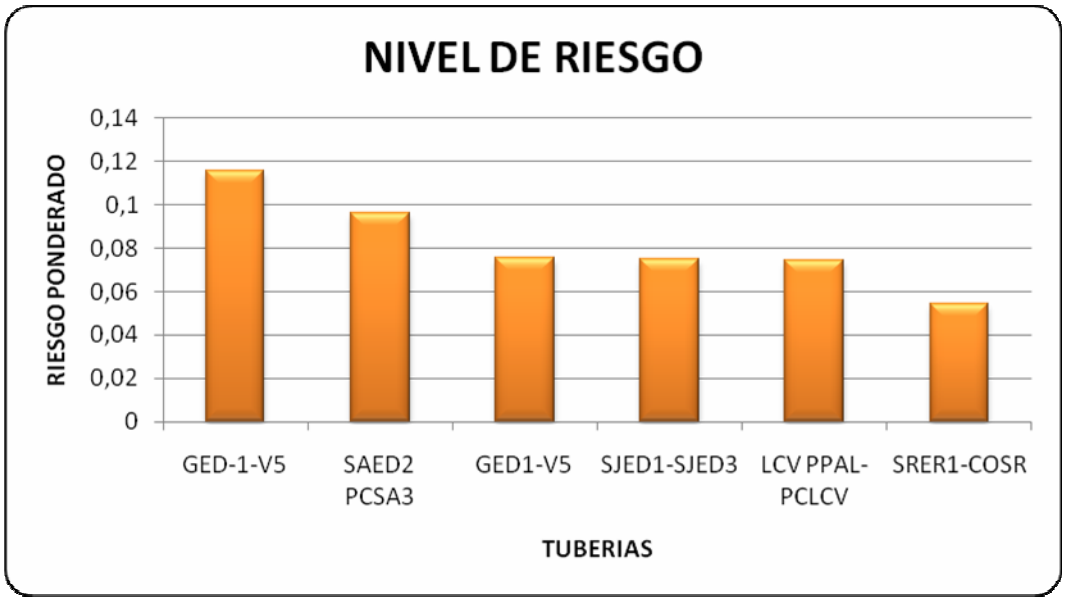


Figura 4.3. Jerarquización según riesgo de las tubería de PGA.

Fuente: *Propia*

De lo observado en la tabla 4.6 y la figura 4.3 la tubería con mayor riesgo resultante del análisis de riesgo fue la **GED-1-V5** tubería del campo Guarió de 16 pulgadas, este resultado es coherente, debido a que es la tubería con mayor tiempo en operación, y alta probabilidad de falla debido a sus condiciones físicas, su mantenimiento y el gas transportado, además de poseer alta consecuencia por estar cerca de poblados y zonas en las que puede ocasionar daños ambientales y a personas así como también altos costos en producción debido a que cuando se paraliza esta tubería acarrea perdida de gas diferido debido a que PGA solo posee 2 tuberías operando en Guario y al sacarla de operación la otra no posee la capacidad de manejar el flujo total del campo de producción.

La tubería de riesgo mayor de PGA es la tubería GED-1-V5. Por lo cual se selecciono esta para la realización de una serie de estudios que permitió inferir en la condición real de la tubería para así determinar la frecuencia de inspección y mantenimiento de manera de hacer uso mejor de los recursos disponible de la empresa así mismo como para prevenir una falla en la tubería.

4.3 Identificación de los mecanismos de corrosión

Una vez Identificada la tubería GED-1-V5 como la de mayor riesgo de PGA, se se solicito la realización de un análisis cromatografico de los gases que transporta la misma para conocer su composición química, dicha prueba fue realizada por la gerencia de mantenimiento del complejo santa rosa y se puede visualizar en el Apéndice B de este trabajo.

Para aplicar el teorema de Russell Kane es necesario transformar estos valores de H2S y CO2 en unidad de presión. Para lo cual se aplico la ley de presiones parciales de Dalton. Expresadas en las ecuaciones 4.2, 4.3, 4.4

$$Pi = P_{total}\, x\, Mi \qquad \text{Ec . 4.2}$$

$$Pi = \frac{P_{total}\, x\, Ci}{1000000} \qquad \text{E.c 4.3}$$

$$Pi = \frac{P_{total}\, x\, \%molar}{100} \qquad \text{Ec.4.4}$$

Donde:

Pi: Presión parcial de un componente.

P_{total} **:** Presión de operación

Ci: Concentración de un componente expresada en PPM.

%molar: porcentaje molar de un compuesto en una mescla.

Mi: Ci/1000000

Del análisis cromatografico se extrae para efecto del cálculo los valores de H2S, CO2 y Presión a la que operaba la tubería al momento de tomar la muestra:

H2S: 10 PPM

CO2: 8,504 % molar

Presión al momento de la medición: 491 Psi

Aplicando la ecuación 4.3 para el cálculo de la presión parcial del H2S y la ecuación 4.4 para el cálculo de la presión parcial del CO2, se obtiene los siguientes resultados.

$$Pi_{H2S} = \frac{491x\ 10}{1000000} = 0.00491\ PSI$$

$$Pi_{CO2} = \frac{491\ x\ 8.504}{100} = 41.75464\ PSI$$

Para determinar el mecanismo de corrosión predominante se aplico el teorema de Russell Kane con la actualización realizada por la norma NACE MR0175/ISO 15156 en el año 2005, evaluando los valores de presiones parciales obtenidas de H2S y CO2 en la ecuación 2.3 se obtuvo como resultado:

$$\frac{P_{CO2}}{P_{H2S}} = \frac{41.75464}{0.00491} = 8504$$

Dicho resultado al ser mayor que 50 indica que el mecanismo de **corrosión predominante es el CO2.** Esto es coherente debido a la concentración de CO2 presente es alta, representada por una presión parcial de la mescla de 41,7546 PSI. Además de que el tipo de corrosión identificadas en la tubería son en su mayoría corrosión por picadura y corrosión general que son características de la presencia del CO2 a pesar que la tubería GED-1-V5 posee una concentración de 10PPM de H_2S la cual es considerada como un factor altamente corrosivo, sin embargo su presión parcial en el sistema es de 0.00491 PSI, lo cual la hace poco predominante.

Determinacion de la presion segura de operación a la tuberia de mayor riesgo.

Para poder determinar la presión segura de operación es necesario tener la pérdida de espesor actual y los defectos presentes en la tubería, por lo cual se solicito a la empresa la realización de una inspección mediante una herramienta electromagnética para conocer dichas pérdida de espesor y defectos. Debido a que la tubería GED-1-V5 es su mayoría se encuentra enterrada este método de inspección es el más recomendado para este caso debido a que esta herramienta viaja dentro de la tubería recopilando toda la información por lo cual no es necesario desenterrar la tubería para inspeccionarla. Las imágenes de la inspección electromagnética aplicada a la tubería GED-1-V5 se pueden ver en el anexo C.

Una vez finalizada la inspección se procedió a extraer la data de la herramienta electromagnética mediante el software ROSOFT, el cual se puede ver en la figura 4.4, el mismo permite visualizar en tablas los daños por pérdida de espesor, defectos, cordón de soldadura y su ubicación geográfica así como su posición dentro de la tubería, tal como se puede ver para el caso de pérdida de espesor externa de GED-1-V5 en la figura 4.5, en la tabla 4.7 se encuentra la información recopilada de la inspección por herramienta electromagnética para los defectos externos presentes en la tubería GED-1-V5 16 pulgadas. La información referente a los defectos internos se puede ver en el Apéndice C de este trabajo.

Figura 4.4. Software ROSOFT

Fuente: *Propia*

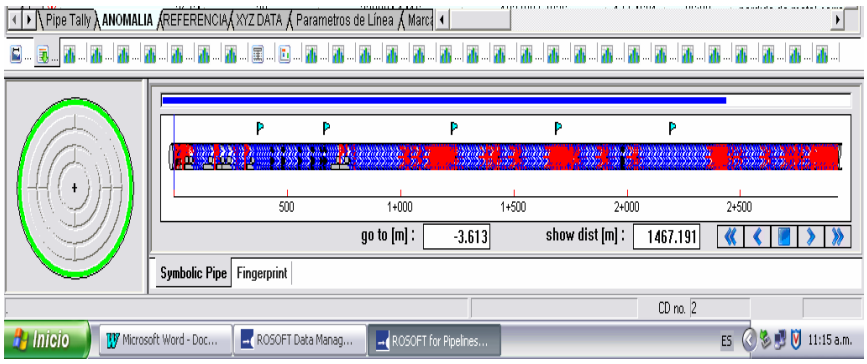


Figura 4.5. Datos de la inspección Instrumentada en ROSOFT.

Fuente: *Propia*

Tabla 4.7. Datos suministrados por ROSOFT de los defectos externos.

Metros del registro	Posición horaria	Espesor Actual (pulg)	Longitud de la anomalía (plg)	Profundidad de la anomalía (pulg)	Ancho de la anomalía (mm)
1690,89	11:40	0,22	0,86614173	0,111	16
2872,5	05:33	0,06	0,82677165	0,268	188
2884,32	01:41	0,25	0,86614173	0,082	18
3518,98	10:29	0,29	2,24409449	0,033	24
3519	07:52	0,28	1,73228346	0,049	47
3519,05	09:16	0,29	1,37795276	0,033	53
3519,07	07:18	0,29	0,94488189	0,033	17
3519,07	08:21	0,25	1,14173228	0,075	23
3519,12	10:11	0,29	2,5984252	0,033	40
3519,15	07:47	0,23	1,22047244	0,098	19
3519,15	07:47	0,23	3,81889764	0,098	95
3519,15	08:06	0,29	1,88976378	0,033	58
3519,21	08:31	0,29	1,1023622	0,033	17
3519,25	07:34	0,29	2,95275591	0,033	22

Para el cálculo de la presión segura (PSAC) y como se aprecia en la tabla 4.7 se extrae la información del software ROSOFT referente a la ubicación como es el caso del registro expresado en metros y la posición horaria en la tubería tomando como las 12 M la parte superior y las 6 M la parte inferior de la tubería, en el sentido horario tomando como dirección el sentido en que se transporta el gas en la tubería, también se extrajeron valores de la magnitud del daño como el ancho, largo y profundidad de los mismos.

Basado en la norma B 31.8 la cual establece que para calcular PSAC primero es necesario determinar el valor de A qué viene expresado por la ecuación 2.4 de este trabajo. Como ejemplo para este cálculo se tomo los datos del defecto externo ubicado a los 1690.89 metros de registro.

Datos:

Diámetro externo de la tubería (D): 16 pulgadas

Espesor de la tubería (t): 0.327 pulgadas

Profundidad de daño (do): 0,111 pulgadas

Longitud axial de corrosión (Lm): 0,86614173

Presión de diseño de la tubería (P): 550 Psi

Máxima presión de operación (MAOP): 495 Psi (aproximada)

$$A = 0.893\frac{Lm}{\sqrt{Dt}}$$

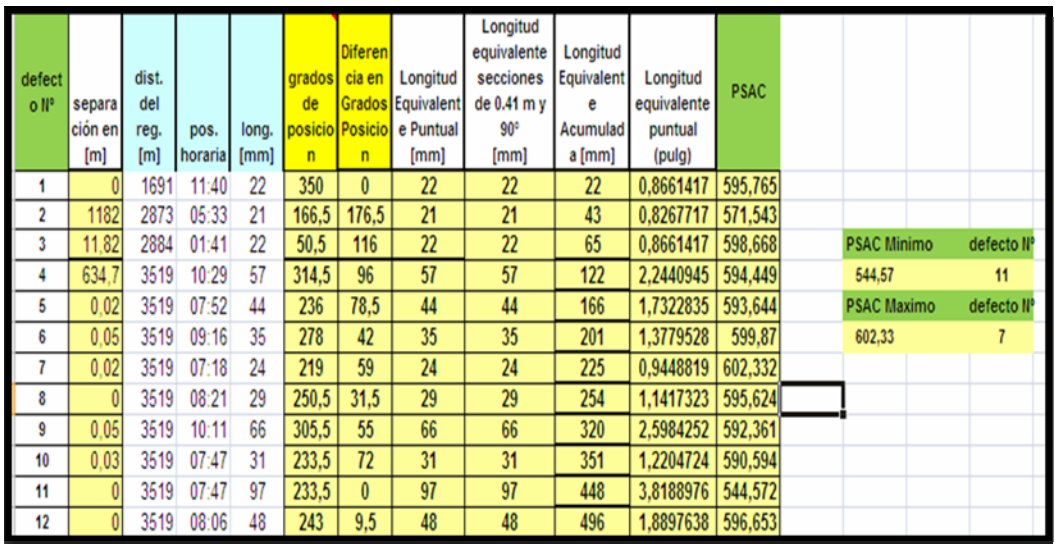
$A = 0.893 * \frac{0.86614173}{\sqrt{16*0.327}} = 0.33814 \leq 4$ entonces se usa la ecuación 2.5

$$PSAC = 1.1 * P * \left[\frac{1 - \frac{2d}{3t}}{1 - \frac{2d}{3t\sqrt{A^2 + 1}}}\right]$$

Sustituyendo en la ecuación 2.5

$$PSAC = 1.1 * 550 * \left[\frac{1 - \frac{2*0.11118}{3*0.327}}{1 - \frac{2*0.11118}{3*0.327\sqrt{0.33814^2+1}}}\right] = 595.77 \text{ Psi}$$

Para facilitar el cálculo de la presión segura en el área corroída se procedió a realizar una hoja de cálculo Excel en la cual se cargan los datos suministrados desde el programa Rosoft y se evalúa la ecuación 2.4, 2.5 y 2.6 del capítulo II para determinar la presión segura en el área corroída para cada defecto encontrado en la tubería GED-1-V5, como se muestra en la figura 4.6, y en la tabla 4.8. Los resultados de PSAC para pérdida de espesor interna se muestran en el apéndice D.



defecto Nº	separación en [m]	dist. del reg. [m]	pos. horaria	long. [mm]	grados de posicion	Diferencia en Grados Posicion	Longitud Equivalente Puntual [mm]	Longitud equivalente secciones de 0.41 m y 90° [mm]	Longitud Equivalente Acumulada [mm]	Longitud equivalente puntual (pulg)	PSAC
1	0	1691	11:40	22	350	0	22	22	22	0,8661417	595,765
2	1182	2873	05:33	21	166,5	176,5	21	21	43	0,8267717	571,543
3	11.82	2884	01:41	22	50,5	116	22	22	65	0,8661417	598,668
4	634,7	3519	10:29	57	314,5	96	57	57	122	2,2440945	594,449
5	0.02	3519	07:52	44	236	78,5	44	44	166	1,7322835	593,644
6	0,05	3519	09:16	35	278	42	35	35	201	1,3779528	599,87
7	0,02	3519	07:18	24	219	59	24	24	225	0,9448819	602,332
8	0	3519	08:21	29	250,5	31,5	29	29	254	1,1417323	595,624
9	0,05	3519	10:11	66	305,5	55	66	66	320	2,5984252	592,361
10	0,03	3519	07:47	31	233,5	72	31	31	351	1,2204724	590,594
11	0	3519	07:47	97	233,5	0	97	97	448	3,8188976	544,572
12	0	3519	08:06	48	243	9,5	48	48	496	1,8897638	596,653

PSAC Minimo	defecto Nº
544,57	11
PSAC Maximo	defecto Nº
602,33	7

Figura 4.6. Resultados de la presión segura para el caso de pérdida de espesor externa de la tubería GED-1-V5.

Tabla 4.8. Resultados de la presión segura para el caso de pérdida de espesor externa de la tubería GED-1-V5.

Daño Nº	Daño longitudinal (pulg)	Profundidad Daño (pulg)	PSAC (Psi)
1	0,8661417	0.11118	595,765
2	0,8267717	0.26814	571,543
3	0,8661417	0.08175	598,668
4	2,2440945	0.0327	594,449
5	1,7322835	0.04905	593,644
6	1,3779528	0.0327	599,87
7	0,9448819	0.0327	602,332
8	1,1417323	0.07521	595,624
9	2,5984252	0.0327	592,361
10	1,2204724	0.0981	590,594
11	3,8188976	0.0981	544,572
12	1,8897638	0.0327	596,653
13	1,1023622	0.0327	601,489
14	2,9527559	0.0327	590,429

Se observa de la tabla 4.7 como varia el valor de PSAC de acuerdo a la magnitud del defecto tanto longitudinal como de profundidad, apreciándose que el defecto Nº 11 presenta la más baja PSAC (544,57Psi) y el defecto Nº 7 presenta la mayor PSAC (602.332Psi), como se muestra también en la tabla 4.9, el máximo y mínimo PSAC obtenido para los defectos internos se aprecian en la tabla 4.10.

Tabla 4.9. Máxima y mínima presión segura para el caso de pérdida de espesor externa de la tubería GED-1-V5.

Nª defecto	PSAC defectos externos	
7	Máximo	602.33 psi
11	Mínimo	544.57 psi

Tabla 4.10. Máxima y mínima presión segura para el caso de pérdida de espesor interna de la tubería GED-1-V5.

Nª defecto	PSAC defectos internos	
83	Máximo	604.325 psi
186	Mínimo	474.558 psi

Como se puede apreciar de las tablas 4.9 y 4.10, el defecto interno Nº186 de 38% de pérdida de espesor es el que genera la menor PSAC de la tubería GED-1-V5. Esto debido a su longitud axial del defecto de 12.48 pulgadas.

4.4 Probabilidad de falla mediante el modelo carga-resistencia en los casos de corrosión generalizada

Para estimar la probabilidad de una tubería es necesario predecir el comportamiento de sus variables, la velocidad de corrosión es una variable que depende del tipo de corrosión presente, el tipo de corrosión que se puede estimar su comportamiento en el tiempo es la corrosión generalizada debido a esto se delimito el estudio a los casos de corrosión general para poder estimar su comportamiento a

través del tiempo por lo cual se procedió identificar el tipo de pérdida de espesor según sus dimensiones para cada defecto detectado aplicando la norma ASME B31.8S y la clasificación de defectos de **POF "Pineline Operators Forum",** Utilizando las ecuaciones desde la 2.10 a la 2.16 descritas en el capítulo II.

Para el caso de pérdida de espesor externa de la tubería GED-1-V5 se identificaron 14 defectos los cuales se pueden apreciar clasificados en la tabla 4.7. Utilizando la información de la dimensión de cada defecto los cuales son el largo, ancho y profundidad del mismo, se evalúan estas variable en las en las ecuaciones 2.10 hasta la 2.16 para identificar el defecto. A continuación se muestra el cálculo para identificar el defecto externo ubicado a los 1690.89 metros de registro en la inspección electromagnética.

Datos:

A: Eo – do = (0.327 - 0.11118) pulg = 0.21582 pulg = 5.4818 mm < 10mm por lo cual se selecciona A=10mm

L: 0,8661417 pulgadas = 22 mm

W: 16 mm

Evaluando las ecuaciones 2.10 hasta la 2.16, se consiguió que la ecuación que si cumple con todos sus criterios fue la ecuación 2.11 como se muestra a continuación.

$$\textbf{Picadura}: (1A \leq W < 6A \; y \; 1A \leq L < 6A) \; y \left(0{,}5 < \frac{L}{W} < 2\right) \; y \; no \; (W \geq 3A \; y \; L \geq 3A) \quad \text{Ec 2.11}$$

$$\textbf{Picadura}: (10 \leq 16 < 60 \; y \; 10 \leq 22 < 60) \; y \left(0{,}5 < \frac{22}{16} < 2\right) \; y \; no \; (16 \geq 30 \; y \; 22 \geq 30)$$

El defecto externo ubicado a los 1690.89 metros de registro en la inspección se clasifica como una **"Picadura"**. Los mismos cálculos se aplican para clasificar cada defecto. En la figura 4.7 se muestran clasificado todos los defectos externos dentro de una grafica producto de las ecuaciones de la POF.

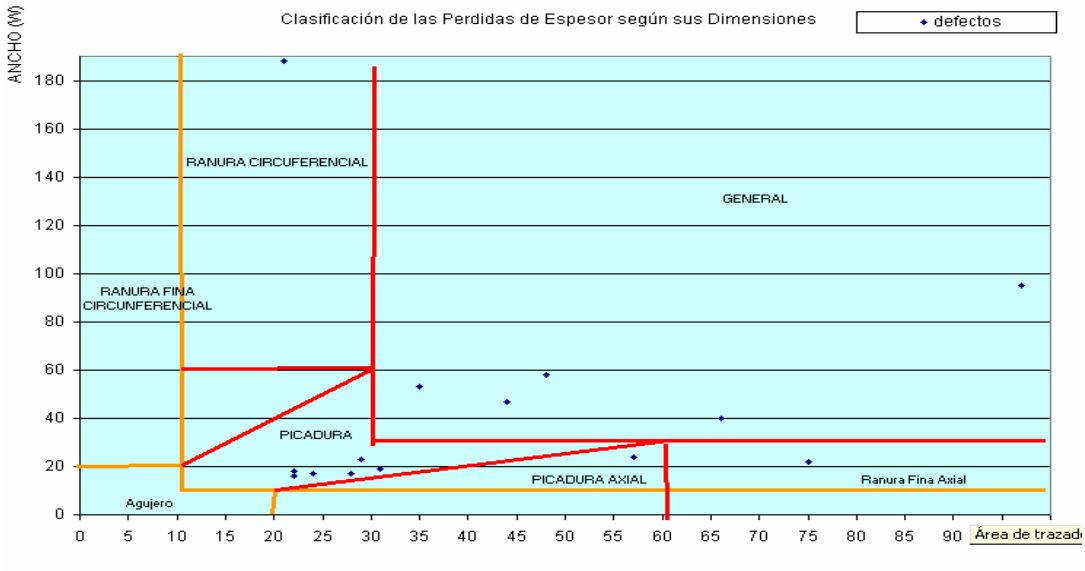


Figura 4.7. Gráfica de la clasificación de la perdida de espesor para GED-1-V5.

Fuente: *Propia*

En la figura 4.7 se observan los defectos externos ya clasificados donde se aprecia en el eje horizontal la longitud expresada en milímetros (mm) y en el eje vertical el ancho de defecto expresado en milímetros. Dentro de la grafica la clasificación de defectos pueden ser: picaduras, general, ranura axial, agujero, ranura circunferencial, ranura circunferencial fina, ranura axial fina.

A continuación en la tabla 4.11 se muestra los resultados de la clasificación de defectos para el caso de pérdida de espesor externa.

Tabla 4.11. Clasificación de las pérdidas de espesor según sus dimensiones para el caso externo de GED-1-V5

Nº de defectos encontrados	Tipo de defectos
6	Picadura
5	General
2	Ranura Axial
1	Ranura circunferencial

En el caso de pérdida de espesor interna de la tubería GED-1-V5 se identificaron 355 defectos los cuales se clasifican como se muestra en la tabla 4.12.

Tabla 4.12. Clasificación de las pérdidas de espesor según sus dimensiones Caso interno de GED-1-V5.

Nº de defectos encontrados	Tipo de defectos
175	Picadura
138	General
20	Ranura Axial
14	Ranura circunferencial
8	Ranura circunferencial fina

Como se aprecia en la tabla 4.11 y 4.12 el tipo de defecto predominante son las picaduras y general, esto es coherente debido a que el mecanismo de corrosión predominante es por CO2 el cual al contacto con partículas de agua genera ácido carbónico y que su principal tipo de corrosión es general y picadura, esto depende de las condiciones ambientales en que se encuentren. Así como también al no poseer protección catódica es susceptible a este tipo de corrosión.

Una vez clasificados los tipos de defectos de acuerdo a su dimensiones, se procedió a seleccionar solo los datos donde se identificó como general esto debido que para estimar la probabilidad de falla de un defecto es necesario determinar su velocidad de corrosión y el comportamiento de la velocidad de corrosión para las

picadura es muy variable por lo cual no se puede determinar sin un monitoreo de la corrosión, en cambio si se puede estimar una velocidad de corrosión para los casos general debido a que es un proceso de deterioro progresivo.

Definido los defectos generales se procede a continuar con los cálculos para estimar la probabilidad de falla de la tubería GED-1-V5. La idea general es utilizar los datos de entrada y la ecuación 2.6, para calcular la presión segura **PSAC**(también conocida como máxima presión permisible) para diferentes periodos de tiempo (1 hasta 10 años) y comparar estos valores con la máxima presión de operación MAOP..

Aplicando la metodología carga-resistencia para este caso se establece que la **PSAC** es la **Resistencia**, y **MAOP** será la **Carga.** Como se puede inferir, PSAC es una variable distribuida, ya que depende de Sp, Rc, Eo, d y D; pero para este trabajo se tomo la MAOP la cual también es una variable distribuida. Esto corresponde al Caso de carga variable y resistencia variable ilustrada en la figura 2.11 de este trabajo.

Para realizar el análisis completo en forma sistemática, se seguirá la siguiente secuencia de etapas.

Etapa 1: Caracterizar probabilísticamente las variables Rc (velocidad de corrosión), do (pérdida de espesor o profundidad del daño) y MAOP (máxima presión de operación).

Etapa 2: Propagar la Incertidumbre de las variables de entrada mediante la simulación de Montecarlo, para encontrar la distribución de probabilidades de PSAC; Este cálculo se realizara para varios periodos de tiempo (1 hasta 10 años).

Etapa 3: Una vez conocidas las distribuciones de probabilidades de PSAC (Resistencia) para 1 hasta 10 años y con el valor de MAOP (Esfuerzo), se realizara el cálculo de la probabilidad de falla para todos los años evaluados.

Etapa 1:

- **Caracterización probabilística de Rc.**

Una vez identificado los defectos clasificados como general, en esta etapa se propuso caracterizar probabilísticamente las variables Rc. Para estimar la velocidad de corrosión en el tiempo de los defectos seleccionados es necesario calcular la velocidad de corrosión teórica para cada defecto (perdida de espesor total de un defecto/Nº años en operación) medida en pulg/años mediante la ecuación 2.2. En la tabla 4.13 se muestra la velocidad de corrosión para los defectos externos general de GED-1-V5. Los resultados para los defectos internos se encuentran en el apéndice E de este trabajo.

Tabla 4.13. Velocidad de corrosión teórica de los defectos externos GED-1-V5.

Defecto Nº	do (pulg)	Años en operación	Velocidad de Corrosión (Pulg/año)	Tipo de defecto
5	0.04905	5	0,00981	General
6	0.0327	5	0,00654	General
9	0.0327	5	0,00654	General
11	0.0981	5	0,01962	General
12	0.0327	5	0,00654	General

Se entiende que la velocidad de corrosión es una característica del proceso corrosivo que sufre la tubería y como puede verse en la tabla 4.13, esta varía de punto a punto. Esto evidencia que Rc en la tubería es una variable dispersa con un máximo observado para defectos clasificados como general de 0,01962 pulg/año para el daño

N°11 y un mínimo observado de 0,00654 pulg/año para el daño N° 6 en los kilómetros de tubería inspeccionados. No obstante para predecir los valores de desgaste para los años venideros; debido a la naturaleza heterogénea del proceso de corrosión, no puede inferirse que los valores de la Rc de cada defecto que ocurrirá en el futuro será exactamente el mismo valor calculado previamente; de allí que se asumirá que el valor "más probable para cada defecto" corresponderá el valor calculado para el daño especifico y que el "máximo" y el "mínimo " corresponderán al máximo valor observado en el tramo 0,01962 pulg/año) y mínimo observado en el tramo (0,00654 pulg/año), respectivamente.

Es decir, el mínimo y el máximo corresponderán al mínimo y máximo valor de Rc observados en todo el tramo, y el valor más probable de Rc para cada daño, corresponderá al valor calculado para cada defecto. Existen distribuciones de probabilidad especiales para modelar variables cuando la información que se tiene se reduce a tres estimados; un mínimo, un valor más probable y un máximo.

En este caso utilizamos el software de distribución de datos **Crystal Ball** que se observa en la figura 4.8**.** utilizando el método **Kolmogorov-Smirnov** el cual es el mejor método de ajuste de distribución pero su cálculo es engorroso por lo cual es muy poco usado, pero para este estudio debido a la facilidad que nos genera el software Crystal Ball se selecciona este método, la prueba de ajuste permitirá definir cual distribución se adapta mejor a los datos suministrados. En las figuras 4.9 y 4.10 se muestran la selección del método de ajuste y su resultado para el caso de un defecto N°6.

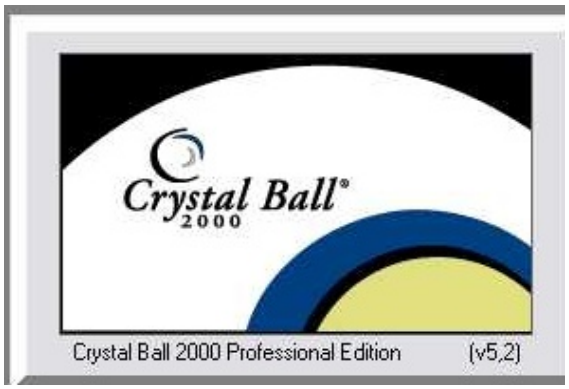


Figura 4.8. Software Crystal Ball.

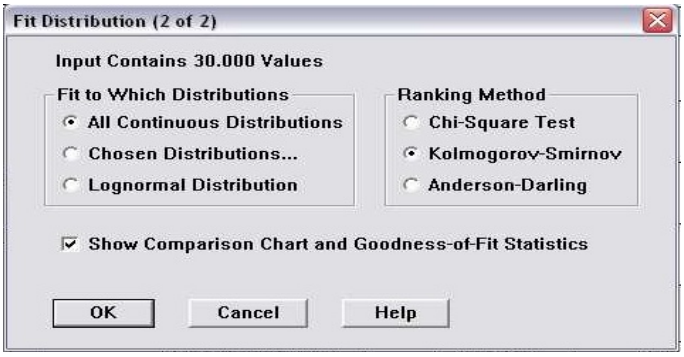


Figura 4.9. Crystal Ball selección de bondad de ajuste para el caso de pérdida de espesor externa de la tubería GED-1-V5

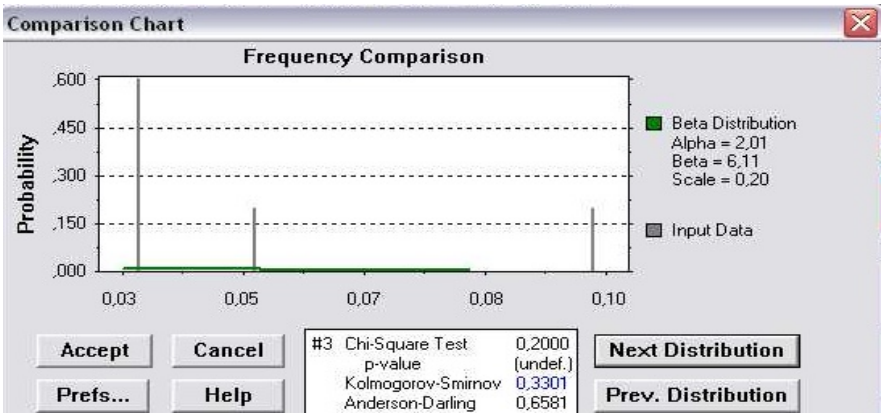


Figura 4.10. Crystal Ball resultado de ajuste para el caso de pérdida de espesor externa de la tubería GED-1-V5

En este caso se obtuvo como resultado con un valor de Kolmogorov-Smirnov de (0.3301) la distribución Beta- Pert ampliamente recomendada para variables físicas. Como se describe en la ecuación 4.5.

$$f(t) = \frac{\Gamma(\alpha+\beta)}{\Gamma(\alpha).\Gamma(\beta)} \cdot \left(\frac{Rc - Rc_{min}}{Rc_{max} - Rc_{min}}\right)^{\alpha-1} \cdot \left(1 - \left(\frac{Rc - Rc_{min}}{Rc_{max} - Rc_{min}}\right)\right)^{\beta-1} \quad \text{E.c 4.5}$$

Donde:

$$\alpha = \frac{(\mu_{Rc} - Rc_{min}).(2.Rc_{mprob} - Rc_{min} - Rc_{max})}{[(Rc_{mprob} - \mu_{Rc}).(Rc_{max} - Rc_{min})]}$$

$$\beta = \frac{\alpha.(Rc_{max} - \mu_{Rc})}{\mu_{Rc} - Rc_{min}}$$

$$Media: \mu_{Rc} = \frac{(Rc_{min} + 4.Rc_{mprob} + Rc_{max})}{6}$$

$$Desviacion\ Estandar: \sigma_{Rc} = \frac{(Rc_{max} - Rc_{min})}{6}$$

$$Funcion\ Gamma: \Gamma(n) = (n-1)!$$

$$n = (año\ a\ evaluar - año\ actual)$$

En la tabla 4.14 se muestran los valores máximo y mínimos de Rc que se obtuvieron para el caso de pérdida de espesor externa.

Tabla 4.14. Rc Máximo y mínimo observados en la tubería.

Rc(pulg/año)	
Máximo	0.01962
Mínimo	0.00654

En la tabla 4.15 se muestra los resultados de la distribución beta-pert de Rc para los defectos externos que dieron resultado de pérdida de espesor general. Los resultados para los defectos internos se muestran en el apéndice E de este trabajo.

Tabla 4.15. Rc para defectos externos

Defecto Nº	Rc_{mprob} (pulg/año)	ALFA	MEDIA	BETA	DESVIACION
5	0,00981	2	0,0109	6,0	0,00218
6	0,00654	1	0,00872	5,0	0,00218
9	0,00654	1	0,00872	5,0	0,00218
11	0,01962	5	0,01744	1,0	0,00218
12	0,00654	1	0,00872	5,0	0,00218

Los valores obtenidos de la tabla 4.15 permitieron establecer una distribución de cada defecto general, lo cual es el objetivo de la caracterización de las variables. Cuando existen daños corrosivos, la resistencia de la tubería se deteriora progresivamente debido a la pérdida de espesor de la pared del tubo, que hace que cada vez la tubería sea capaz de soportar menos presión. En otras palabras, se deteriora la máxima presión permisible.

- **Caracterización probabilística de do** (profundidad de daño)

Para caracterizar probabilísticamente la profundidad de daño (do), se tomo como partida de los datos resultante de la inspección electromagnética como se puede observar en la tabla 4.16, No obstante, estas medidas fueron hechas con un instrumento de medición, que según la especificación técnica de la herramienta electromagnética tiene una precisión de ± 0,601 mm = 0,02366 pulgadas es decir, el valor real de (do) oscila en un rango que va desde un valor mínimo do(mínimo)= do – 0.02366 pulgadas hasta un valor máximo do(máximo)= do + 0.02366 pulgadas para cada pérdida de espesor detectada.

Los errores o tolerancias en la medición, suelen caracterizarse con una **distribución normal** cuya media corresponde al valor medido o lectura del instrumento. Por otra parte, se sabe que desde un extremo al otro (utilizando un criterio práctico), una distribución normal tiene 6 desviaciones estándar de amplitud como se puede apreciar en la figura 4.11. Con esta información se deduce que la media se expresa mediante la ecuación 4.6 y desviación estándar de la distribución viene dada por las ecuaciones 4.7 y 4.8.

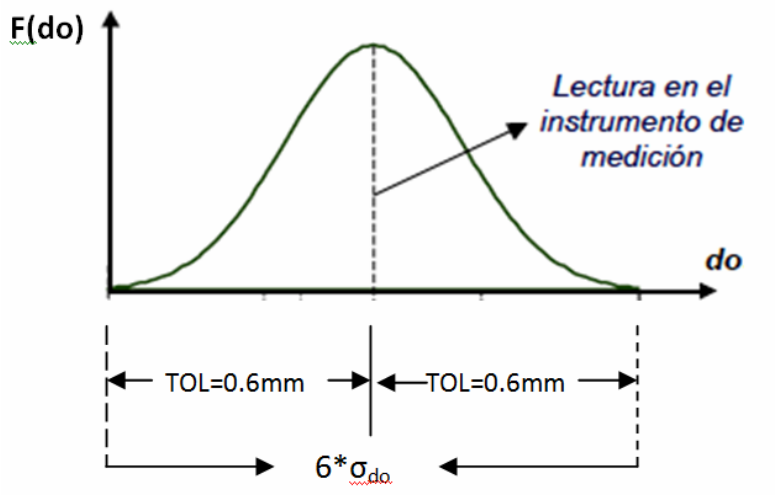


Figura 4.11. Caracterización probabilística de do.

Fuente: *Propia*

μdo= Valor medido por el instrumento Ec.4.6

$$2 * \text{tolerancia} = 6 * \sigma do \qquad \text{Ec.4.7}$$

Despejado σdo de la ecuación 4.6 se obtiene la ecuación 4.7

$$\sigma do = \frac{1}{3} * \text{tolerancia} \qquad \text{Ec.4.8}$$

En resumen de las ecuaciones 4.6 y 4.8 puede decirse que (do) para cada defecto externo de GED-1-V5 tiene una Distribución Normal, cuyos parámetros se pueden observar en la tabla 4.14

Tabla 4.16. Valores de μ_{do} y σ_{do}.

Tolerancia (pulg)	Defecto Nº	Min do (pulg)	Max do (pulg)	Valor medido de (do)= µdo (pulg)	σdo (pulg)
0.02366	5	0.02539	0,07271	0.04905	0.00787
	6	0.00904	0.05636	0.0327	0.00787
	9	0.00904	0.05636	0.0327	0.00787
	11	0.07444	0.12176	0.0981	0.00787
	12	0.00904	0.05636	0.0327	0.00787

De la tabla 4.16 se observa que se determinó la μ_{do} y σ_{do} para cada defecto externo clasificado como general, las cuales son necesarias para caracterizar probabilística de la distribución. También se aprecia que el mayor valor de pérdida de material para los defectos externos general fue de 0.0981 para el defecto externo Nº11 evaluado en este trabajo. Los resultados de la media y desviación estándar de profundidad de daño para el caso de pérdida de espesor interna de GED-1-V5 se muestran en el apéndice F.

- **Caracterización probabilística de MAOP** (máxima presión de operación)

Para caracterizar probabilísticamente la máxima presión de operación se realizó de la misma manera que se caracterizo la profundidad de daño (do), partiendo del registro de medición realizada de la MAOP a la tubería GED-1-V5 la cual fue de 495 PSI, No obstante, esta medida fue hecha con un instrumento de medición, que según la especificación técnica del manómetro tiene una precisión de ± 1 Psi es decir, el valor real de MAOP oscila en un rango que va desde un valor mínimo

MAOP(mínimo) = 495 – 1 PSI = 494 Psi hasta un valor máximo MAOP(máximo)=495 + 1 = 496 PSI.

De la misma manera que (do) la tolerancias en la medición de MAOP, se caracterizo con una **distribución normal** cuya media corresponde al valor medido y se sabe que 3 desviaciones estándar para una distribución normal equivale a la tolerancia o error de medida en este caso 1 PSI, mediante la cual se deduce que la desviación estándar de MAOP = 0.333PSI como se puede ver a continuación.

$$\sigma_{MAOP} = \frac{1}{3} * 1PSI = 0.333PSI$$

En resumen la caracterización de MAOP dio como resultado una μ_{MAOP}=495 PSI y una σ_{MAOP}=0.333PSI.

Para este trabajo no se realizó la caracterización probabilística del espesor, diámetro y esfuerzo de fluencia debido a que no se consiguió información de la herramienta de medición utilizada para obtener estos valores, tampoco se conto con un registro de medición de estos parámetros que permitieran una caracterización probabilística, por lo cual estos valores se establecieron como constantes para los fines de este trabajo.

- **Etapa 2:**

Se conoce como propagación de incertidumbre al procedimiento mediante el cual se puede incluir y contabilizar la incertidumbre asociada a las variables de entrada, en un determinado modelo matemático (ecuación, inecuación o correlación), para cuantificar la incertidumbre de la variable de salida; en otras palabras, es la

metodología o proceso para resolver ecuaciones, cuando las variables de entrada son distribuciones de probabilidad.

Si las variables de entrada al modelo tienen incertidumbre, entonces el resultado o salida del modelo debe tener incertidumbre. Para resolver este tipo de problemas, se dispone de diferentes herramientas matemáticas, como lo es el caso de la simulación de Montecarlo de naturaleza numérica.

Para propagar la incertidumbre debido a las variables de entrada, se utilizará el método numérico de Simulación de Montecarlo antes mencionado ya que es el más recomendado para la solución de modelos matemático debido a que permite obtener la distribución completa de la variable de salida.

Existen varios métodos para incorporar dependencias probabilísticas dentro de un modelo de simulación, algunos sencillos y otros sumamente complejos. Afortunadamente, hoy por hoy estos métodos han sido convertidos en veloces algoritmos que manejan los software de uso extendido para hacer Simulación de Montecarlo, tal es el caso se utilizara el software Crystal Ball.

Una vez caracterizada las variables Rc, do y MAOP se procedió al cálculo de la presión segura en el área corroída (PSAC).

Mediante el método de Montecarlo, ejecutándolo en el software Crystal ball para obtener una distribución probabilística de PSAC la cual es la resistencia del estudio carga-resistencia y la MAOP caracterizada probabilísticamente será la carga, como se observa más adelante en este trabajo.

Para aplicar la simulación de Montecarlo fue necesario establecer el número de iteraciones a realizarse, para este trabajo se estableció en 30000 iteraciones, dicha

cantidad se selecciono para obtener una mejor distribución y ajuste de los resultados obtenidos al realizar la simulación.

Las variables de entrada fueron la pérdida de espesor (do), la velocidad de corrosión (Rc), espesor, diámetro, presión de diseño y longitud axial del defecto.

A continuación se muestra en la figura 4.12 un diagrama de la simulación de Montecarlo para el cálculo probabilístico de PSAC aplicada en este trabajo.

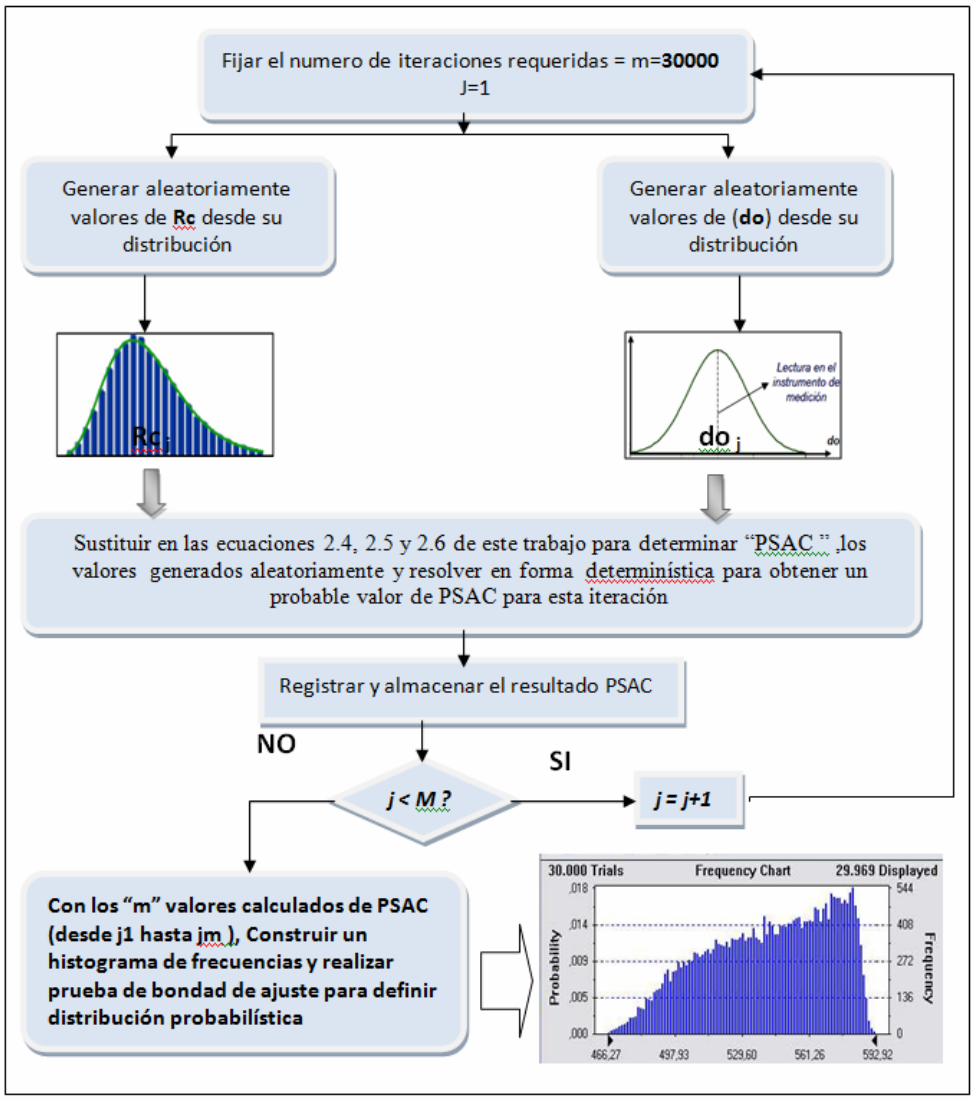


Figura 4.12. Diagrama de flujo de la simulación de Montecarlo para defectos externos de la tubería GED-1-V5

Lo descrito en la figura 4.12 puede resumirse en los siguientes pasos:

Paso 1: Fijar el numero de iteraciones a realizar

Paso 2: Generar aleatoriamente un valor de cada variable desde sus respectivas distribuciones de probabilidad.

Paso 3: Sustituir en las ecuaciones 2.4, 2.5, 2.6 de este trabajo para determinar PSAC, el conjunto de valores generados aleatoriamente y resolver determinísticamente para obtener un probable valor de **PSAC**.

Paso 4: Registrar y almacenar el valor resultante de **PSAC**.

Paso 5: Volver al Paso 1 y repetir los primeros cuatro pasos hasta completar un número "m" de iteraciones.

Paso 6: Una vez completadas las "m" iteraciones, construir un histograma de frecuencias con los "m" probables valores de **PSAC** almacenados.

A continuación se muestra las gráficas resultantes de la simulación de Montecarlo para los defectos externos de GED-1-V5 usando el software Crystalball. En la figura 4.13 se muestra la simulación de Montecarlo para el año 2009 y en la figura 4.14 los valores de la media y desviación de la distribución.

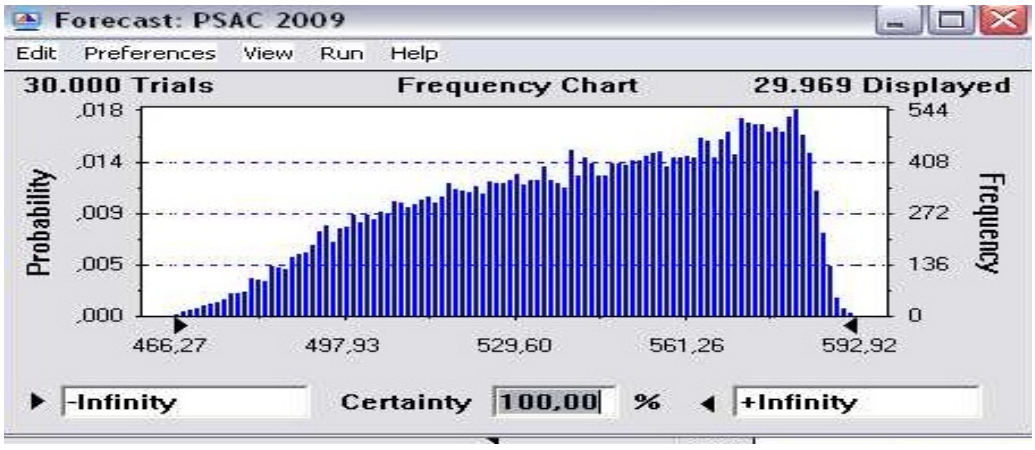


Figura 4.13. Simulación de Montecarlo para PSAC (t=2009)

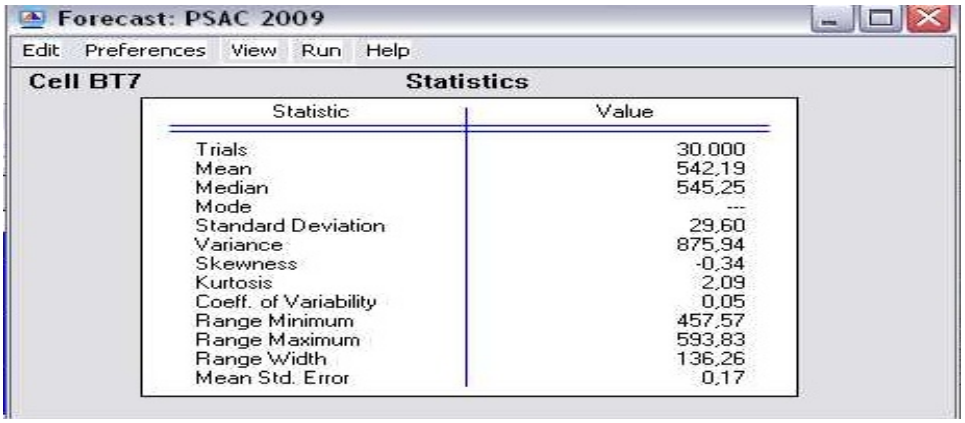


Figura 4.14. Simulación de Montecarlo para PSAC (t=2009)

En la figura 4.13 se observa la distribución obtenida de la PSAC para los defectos externos en el año 2009. La grafica resultante de simulación hecha por el software Crystal Ball en este caso la grafica 4.13 viene representada en el eje horizontal valores la presión expresada en PSI y en el eje vertical la frecuencia de datos que de las 30000 iteraciones realizadas por el software resultaron para cada valor de presión así formando una distribución. De cada simulación graficada se extrae la media y la desviación estándar las cuales se muestran en la figura 4.14, con lo que se pudo estimar la probabilidad de falla. Si adicionalmente se aplica el mismo procedimiento de cálculo para los periodos de tiempo de 2 hasta 10 años se obtienen las distribuciones que se muestran a continuación en las figuras 4.15 hasta la 4.24.

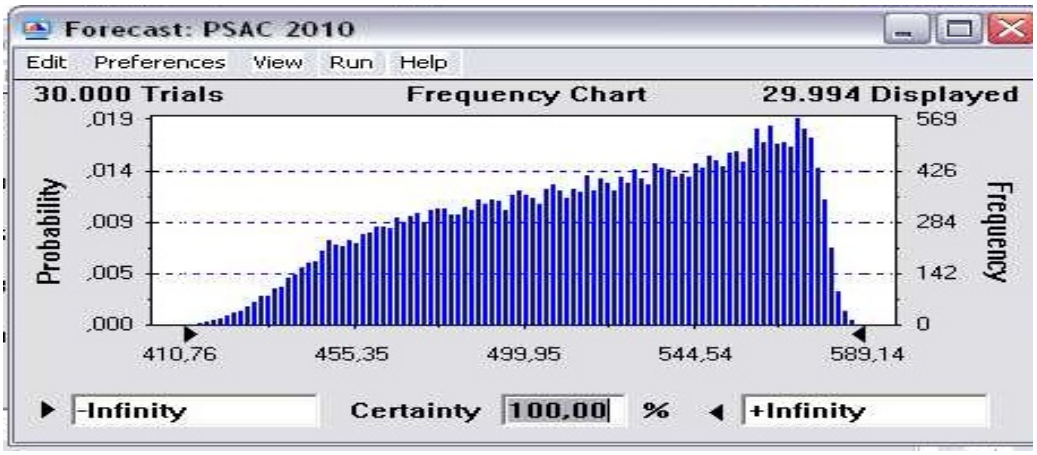


Figura 4.15. Simulación de Montecarlo para PSAC (t=2010)

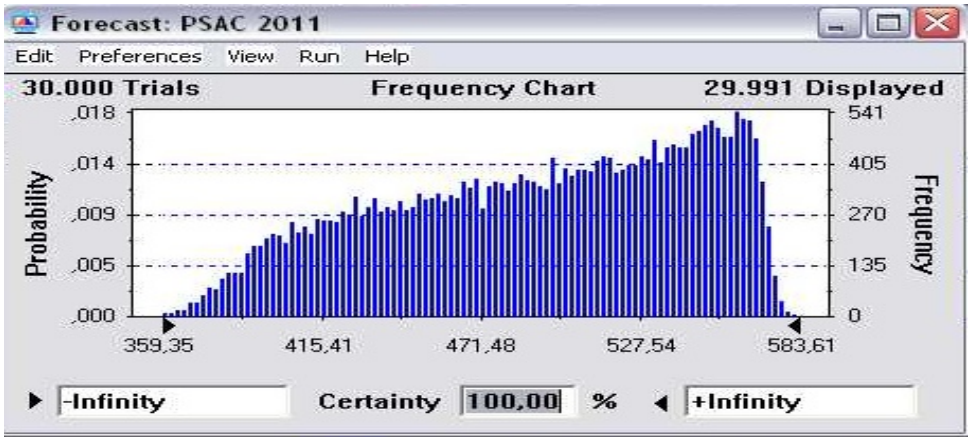


Figura 4.16. Simulación de Montecarlo para PSAC (t=2011)

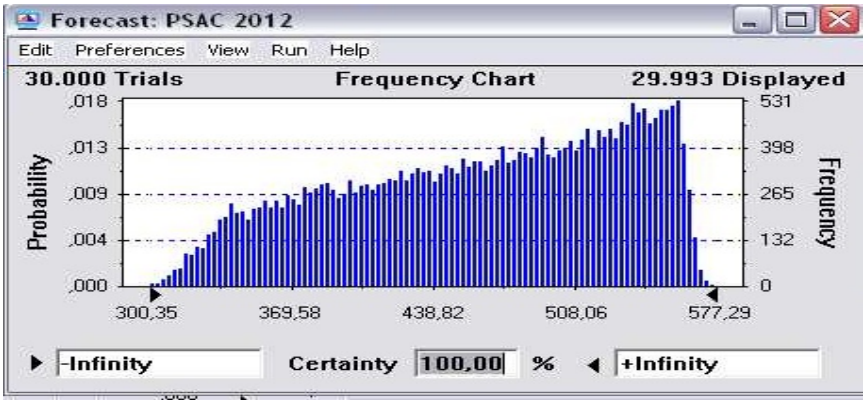


Figura 4.17. Simulación de Montecarlo para PSAC (t=2012)

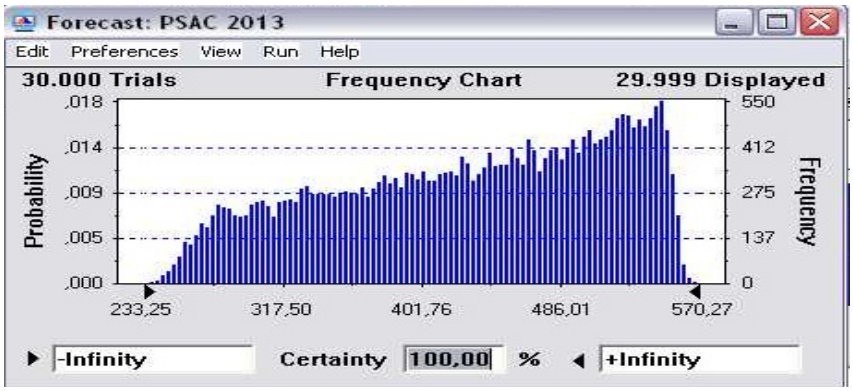


Figura 4.18 Simulación de Montecarlo para PSAC (t=2013)

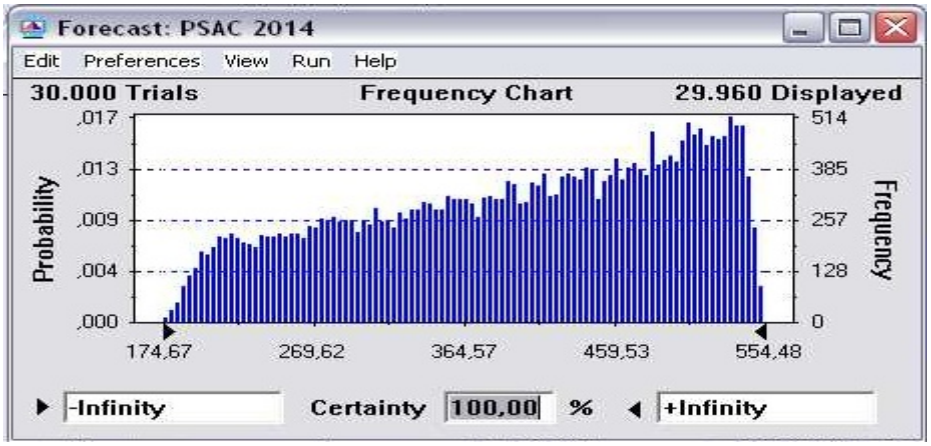


Figura 4.19. Simulación de Montecarlo para PSAC (t=2014)

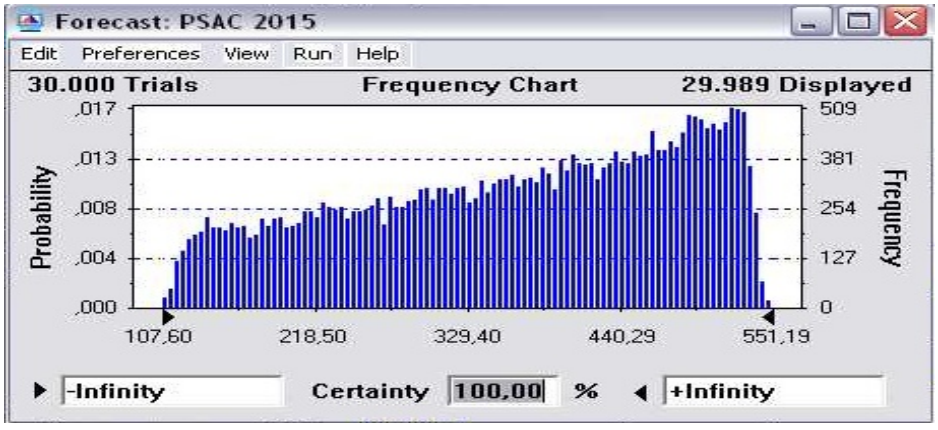


Figura 4.20. Simulación de Montecarlo para PSAC (t=2015)

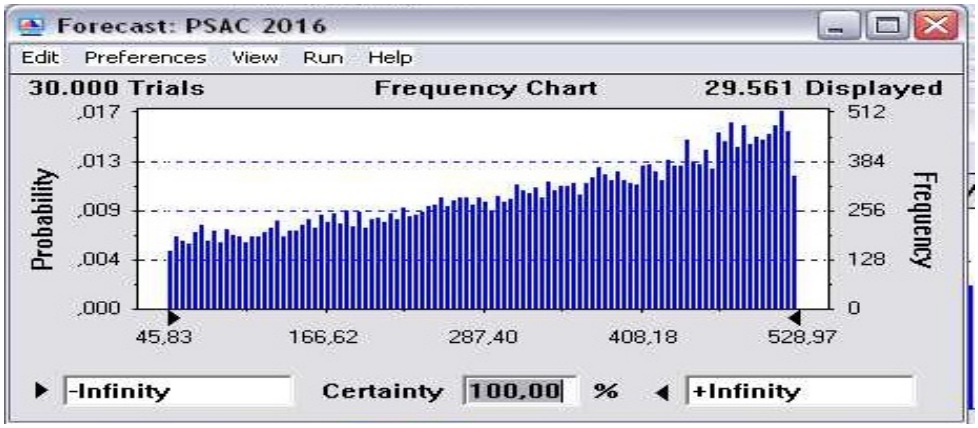


Figura 4.21. Simulación de Montecarlo para PSAC (t=2016)

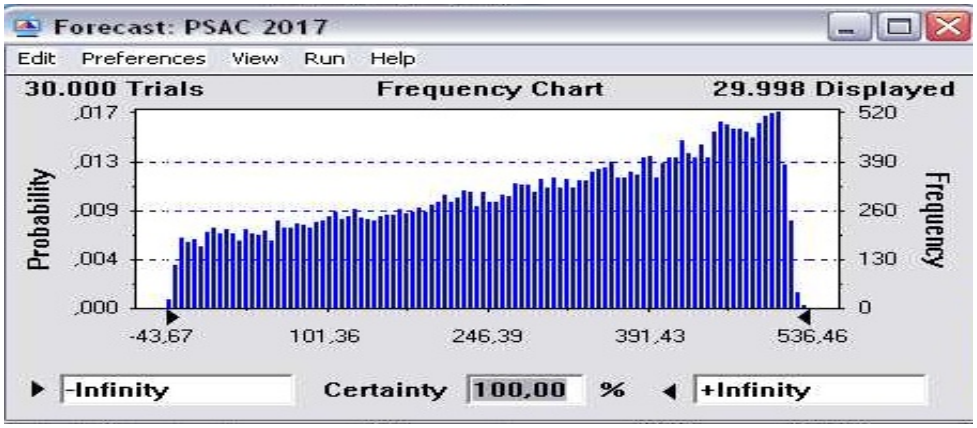


Figura 4.22. Simulación de Montecarlo para PSAC (t=2017)

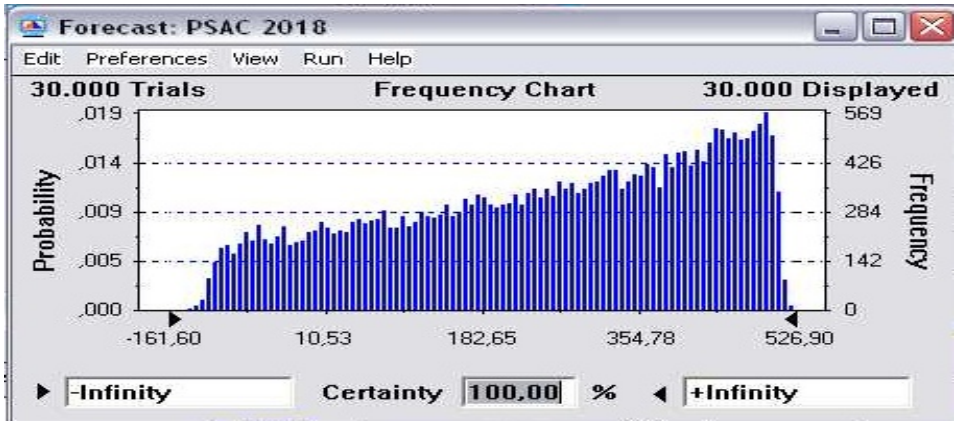


Figura 4.23. Simulación de Montecarlo para PSAC (t=2018)

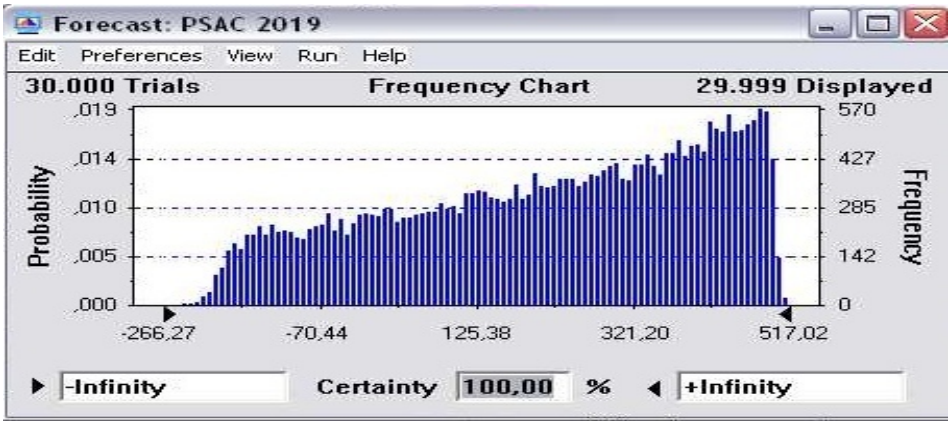


Figura 4.24. Simulación de Montecarlo para PSAC (t=2019)

La simulación de Montecarlo referente para el caso de defectos internos de la tubería GED-1-V5 se muestra en el apéndice G de este trabajo.

A continuación en la figura 4.25 se muestra una gráfica realizada en el Software Crystal ball en la cual se visualizan todas las simulaciones realizadas desde t=1 año hasta t=10 años para el caso de defectos externos de GED-1-V5.

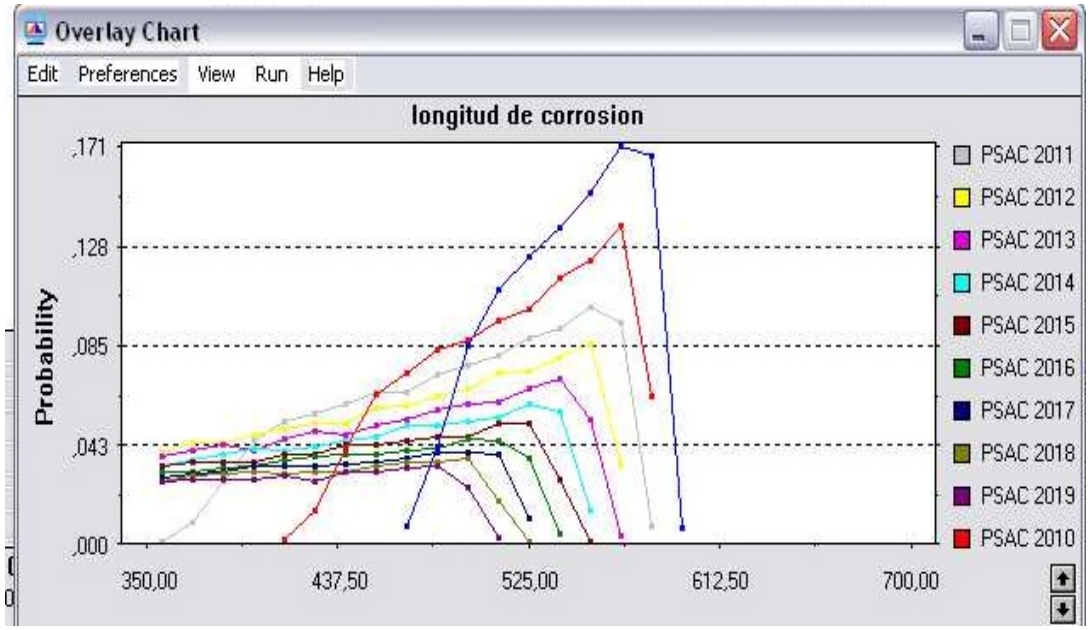


Figura 4.25. Gráfica comparativa de la Simulación de Montecarlo para PSAC

De la figura 4.25 se puede notar la variación de la distribución de PSAC con respecto al año, así como la disminución de la máxima PSAC a medida que aumenta el año, también se observa que aumenta la desviación de cada distribución, esto debido al deterioro progresivo de la tubería. En el apéndice G se muestra una grafica comparativa de cada simulación de PSAC de los defectos internos

Adicionalmente de las gráficas mostradas anteriormente del Software Crystalball se extrae la Media (μ) y la Desviación estándar (σ), como se mostro en la grafica 4.15, los resultados de la media y desviación estándar para cada año evaluado de los defectos externos se muestran a continuación en la tabla 4.17 y en la tabla 4.18 se muestran los resultados de la simulación de los defectos internos.

Tabla 4.17. Valores μ_{PSAC} y σ_{PSAC} de la distribución de PSAC para defectos externos

Año	Media μ_{psac}(PSI)	Desviación σ_{psac} (PSI)
2009	545.25	29.60
2010	522.91	41.18
2011	497.89	54.42
2012	470.28	69.10
2013	430.71	85.03
2014	410.41	102.03
2015	378.19	119.03
2016	344.95	138.57
2017	311.02	157.86
2018	278.67	178.70
2019	243.65	199.70

Tabla 4.18. Valores μ_{PSAC} y σ_{PSAC} de la distribución de PSAC para defectos externos

Año	Media μ_{psac}(PSI)	Desviación σ_{psac} (PSI)

2009	593,19	13,22
2010	587,81	16,88
2011	581,21	20,69
2012	573,41	24,59
2013	564,43	28,49
2014	554,35	32,36
2015	543,20	36,15
2016	531,04	39,82
2017	517,98	43,33
2018	504,14	46,67
2019	484,59	49,82

En la tabla 4.17 y 4.18 se muestran la presión a la cual es seguro operar la tubería para cada año si los defectos no son reparados o reemplazados. también se puede apreciar cómo va disminuyendo la presión segura en las áreas corroídas (PSAC) y como va aumentando la desviación estándar, esto se debe a que al pasar el tiempo la perdida de espesor va aumentando debido a la corrosión presente en cada defecto la cual va disminuyendo la resistencia de la tubería.

También de las tablas 4.17 y 4.18 se puede observar que la PSAC para los defectos internos es mayor que para los defectos internos, esto se debe a que los defectos externos son considerados por la norma ASME B 31.G como de mayor magnitud.

- **Etapa 3:**

En esta etapa se procederá al cálculo de la confiabilidad de la tubería, utilizando la teoría de carga-resistencia. Para aplicar el método carga-resistencia una vez caracterizado probabilísticamente la resistencia la cual es la PSAC obtenida de la simulación de Montecarlo y para la carga se tomo la máxima presión de operación (MAOP) la cual posee una media de 495PSI y una desviación estándar de 0.333 PSI.

Según el "Teorema del Limite Central". "Las variables aleatorias que resultan de la multiplicación o producto de varias variables aleatorias siguen la distribución Lognormal" Este enunciado permite asumir que la variable PSAC sigue la distribución Lognormal, ya que la misma es el producto de otras variables aleatorias.

En este punto se identifican las ecuaciones que permiten calcular la media logarítmica (μt) y la desviación estándar logarítmica (σt) necesarias para definir la distribución "Lognormal", requeridas para el cálculo de confiabilidad, a partir de la media (μ) y la desviación estándar (σ) normales: como se muestra en la ecuación 4.9 y 4.10.

$$\sigma t_{psac} = \sqrt{\ln\left(\left(\frac{\sigma_{psac}}{\mu_{psac}}\right)^2 + 1\right)} \qquad \text{Ec. 4.9}$$

$$\mu t_{psac} = \ln(\mu_{psac}) - \frac{\sigma t_{psac}^2}{2} \qquad \text{Ec 4.10}$$

A continuación se muestra el cálculo de μt y σt para PSAC del 2009.

$$\sigma t_{psac} = \sqrt{\ln\left(\left(\frac{29.60}{545.25}\right)^2 + 1\right)} = 0.054247$$

$$\mu t_{psac} = \ln(545.25) - \frac{(0.054247)^2}{2} = 6.299\ PSI$$

En la tabla 4.19 y 4.20 se muestran los resultados de la media y desviación logarítmica para cada año evaluado de la PSAC de los defectos externos y los

defectos internos respectivamente, y en la tabla 4.20 se muestran los resultados de la media y desviación logarítmica calculada para la MAOP a partir de la media y desviación de cada una aplicando las ecuaciones 4.9 y 4.10.

Tabla 4.19. Valores μt_{psac} y σt_{psac} de la PSAC para defectos externos

Año	Media μt_{psac} (PSI)	Desviación σt_{psac} (PSI)
2009	6,299773	0,054247
2010	6,256318	0,07863
2011	6,204441	0,108977
2012	6,143517	0,146027
2013	6,046318	0,195534
2014	5,987172	0,244887
2015	5,887494	0,309526
2016	5,768599	0,386783
2017	5,62525	0,478764
2018	5,457803	0,586899
2019	5,240098	0,715032

Tabla4.20. Valores μt_{psac} y σt_{psac} de la PSAC para defectos internos

Año	Media logarítmica μt_{psac}(PSI)	Desviación logarítmica σt_{psac} (PSI)
2009	6,385266	0,022284
2010	6,375992	0,028711
2011	6,364479	0,035587
2012	6,350682	0,042864
2013	6,334544	0,050444
2014	6,316095	0,058325
2015	6,295268	0,066477
2016	6,272129	0,074873
2017	6,24645	0,083506
2018	6,218587	0,092376
2019	6,177942	0,102549

Tabla4.21. Valores μt_{MAOP} y σt_{MAOP} para defectos externos

Media μt_{MAOP} (PSI)	Desviación σt_{MAOP} (PSI)
6.20455754	0.000673401

Los valores que se muestran en las tablas 4.19, 4.20 y 4.21, fueron necesarios para este trabajo, que buscó estimar la probabilidad que existe de que la presión máxima de operación (MAOP) sea mayor que la presión segura (PSAC). Para lo cual se realizó la confiabilidad de la tubería, utilizando la teoría de Carga – Resistencia, particularmente la ecuación de distribución Lognormal la cual se observo en el capítulo II en la tabla 2.1. Debido a que la Resistencia (PSAC) tiene una distribución Lognormal y la carga (MAOP) en este caso posee una distribución normal.

Para el cálculo de confiabilidad mediante el teorema carga-resistencia en los casos de carga variable y resistencia variable se aplica la ecuación 4.11 que se muestra a continuación.

$$C = \Phi[Z] \qquad \text{Ec 4.11}$$

Donde:

C=confiabilidad

Φ=probabilidad acumulada de distribución normal estándar

$$Z = \frac{Ln\left(\frac{e^{\mu t_{RESISTENCIA}}}{e^{\mu t_{CARGA}}}\right)}{\sqrt{\sigma t_{CARGA}{}^2 + \sigma t_{RESISTENCIA}{}^2}}$$

Sustituyendo Z en la ecuación 4.11 se obtiene la ecuación 4.12.

$$C = \Phi\left[\frac{Ln\left(\frac{e^{\mu t_{PSAC}}}{e^{\mu t_{MAOP}}}\right)}{\sqrt{\sigma t_{MAOP}{}^2 + \sigma t_{PSAC}{}^2}}\right] \qquad \text{Ec 4.12}$$

Donde:

σt=desviación logarítmica

μt=media logarítmica

Aplicando la ecuación 4.12 para el caso de los defectos externos del año 2009, se extrajeron los valores de σt y μt_c de la tabla 4.18 y 4.20. Se obtuvo:

$$C_{2009} = \Phi\left[\frac{Ln\left(\frac{e^{6.2999}}{e^{6.20455754}}\right)}{\sqrt{0.000673401^2 + 0.054247^2}}\right] = \Phi(1.75508)$$

Φ es la probabilidad acumulada de la distribución estándar normal e indica que con el valor de Z calculado en este caso 1.75508 para el 2009 debe ser buscado en la tabla de distribución normal estándar, como se muestra en la figura 4.26. La tabla de distribución normal estándar se muestra completa en el anexo E de este trabajo.

z	0	0.01	0.02	0.03	0.04	0.05	0.06	0.07	0.08	0.09
1.6	0.9452	0.9463	0.9474	0.9484	0.9495	0.9505	0.9515	0.9525	0.9535	0.9545
1.7	0.9554	0.9564	0.9573	0.9582	0.9591		0.9608	0.9616	0.9625	0.9633
1.8	0.9641	0.9649	0.9656	0.9664	0.9671	0.9678	0.9686	0.9693	0.9699	0.9706

Figura 4.26. Selección de confiabilidad mediante tabla de distribución normal estándar.

En la figura 4.26 se puede observar que el valor Z=1.75508 se encuentra en la tabla y su C resultante es de 0.9599, el cual al multiplicar por 100 es el porcentaje de confiabilidad de que la PSAC no sea superada por la MAOP en el 2009. Entonces la confiabilidad se mostraría de la siguiente manera:

$$C_{2009} = \Phi[1.75508] = 0.9599$$

$$C_{2009} = 0.9599x\ 100 = 95.99\%$$

$$Probabilidad\ de\ falla_{2009} = 0.9599 - 1 = 0.0401\ x\ 100 = 4.01\%$$

Aplicando la Ec: 4.11 para los datos obtenidos de la simulación de Montecarlo se obtiene el valor Z y la confiabilidad para los periodos 2009 al 2019. En la tabla 4.22 y 4.23 se muestran los resultados obtenidos de Z, confiabilidad y probabilidad de falla para el caso externo e interno de la tubería GED-1-V5 respectivamente.

Tabla4.22. Confiabilidad de que MAOP >PSAC (caso externo GED-1-V5)

Año	Z	Confiabilidad C	Confiabilidad (C) %	Probabilidad de falla %
2009	1,75508325	0.9599	95,99	4,01
2010	0,65825588	0.7422	74,22	25,78
2011	-0,00106763	0.4960	49,6	50,4
2012	-0,41800755	0.3372	33,72	66,28
2013	-0,80926186	0.2090	20,9	79,1
2014	-0,88769382	0.1867	18,67	81,33
2015	-1,02435193	0.1515	15,15	84,85
2016	-1,12713753	0.1292	12,92	87,08
2017	-1,21000517	0.1112	11,12	88,88
2018	-1,2723718	0.1003	10,03	89,97
2019	-1,34883454	0.0885	0,0885	99,9115

Tabla4.23. Confiabilidad de que MAOP >PSAC (caso interno GED-1-V5)

Año	Z	Confiabilidad C	Confiabilidad (C) %	Probabilidad de falla %
2009	8,10583394	1	100	0
2010	5,96941477	1	100	0
2011	4,49302582	1	100	0
2012	3,40860414	1	100	0
2013	2,57663986	0.9949	99,49	0,51
2014	1,91222143	0.9719	97,19	2,81
2015	1,36447817	0.9131	91,31	8,69
2016	0,90244044	0.8159	81,59	18,41
2017	0,50165324	0.6915	69,15	30,85
2018	0,15187298	0.5596	55,96	44,04
2019	-0,25953572	0.3974	39,74	60,26

De las tablas 4.22 y la 4.23 se observa que la probabilidad de falla por defectos externos es mayor que por defectos internos, apreciándose que para el año 2009 existe una confiabilidad de 95.99% de que la MAOP no iguale o supere la PSAC basada en los defectos externos mientras que para el mismo año existe una confiabilidad de 100% de que la MAOP sea igual o mayor que la PSAC basada en los defectos internos, esto nos permite inferir que los defectos externos son de mayor magnitud que los internos., asi como también se observa que a medida que pasa el tiempo mayor es la probabilidad de que la máxima Presión de operación supere a la PSAC, esto dado a la perdida de material que sufre la tubería.

4.5 Determinación de la frecuencia de inspeccion y acciones de mantenimiento

Una vez realizado el estudio de probabilidad de falla basado en el método de confiabilidad carga resistencia se procedió a evaluar los resultados obtenidos de dicho método según las normas ASME B31.8 y B31 G las cuales permitió determinar la frecuencia de inspección y acciones de mantenimiento para la tubería GED-1-V5, las cuales ayudaron a la proposición de estrategias que más se ajusten a las condiciones actuales de operación.

Para poder determinar la frecuencia de inspección y las acciones de mantenimiento fue necesario primero determinar ciertos parámetros de la norma mediante la información que se posee de la tubería GED-1-V5.

Aplicando la norma ANSI/ASME B31.8G para la aplicación de mantenimiento se obtiene la siguiente clasificación de defectos de acuerdo a la profundidad de los mismos. Como se observa en la tabla 4.24:

Tabla 4.24. ASME B31.8G clasificación de defectos según su profundidad.

Descripción del defecto	valorización	Acción

Defectos con profundidad menor del 10% del espesor de la tubería	Ninguna	Continuar con el mantenimiento preventivo.
Defectos con profundidad entre el 10% y el 80% del espesor de la tubería.	Determinar el ERF. Y Criterio de aceptación de defectos	Si el ERF del defecto es menor que 1 se continúa con el mantenimiento y se programa refuerzo. Si ERF es mayor que 1 el defecto no es aceptable y debe ser reparado o reemplazado.
Defectos con profundidad mayor del 80% del espesor de la tubería.	Determinar el ERF	Si ERF es mayor de 1 el defecto no es aceptable y debe ser reemplazado. Para defectos con ERF menor de 1 el defecto puede ser reparado mediante cinta de refuerzo.

En la ecuación 4.13 se muestra la forma de calcular ERF según la norma ASME B31.8G.

$$ERF = \frac{MAOP}{PSAC} \qquad \text{Ec 4.13}$$

Donde:

ERF= Factor estimado de reparación.

MAOP= Máxima presión de operación (Psi)

PSAC= Presión segura de operación (Psi)

Lo visto en la tabla 4.24 se puede resumir en el diagrama que se muestra en la figura 4.27:

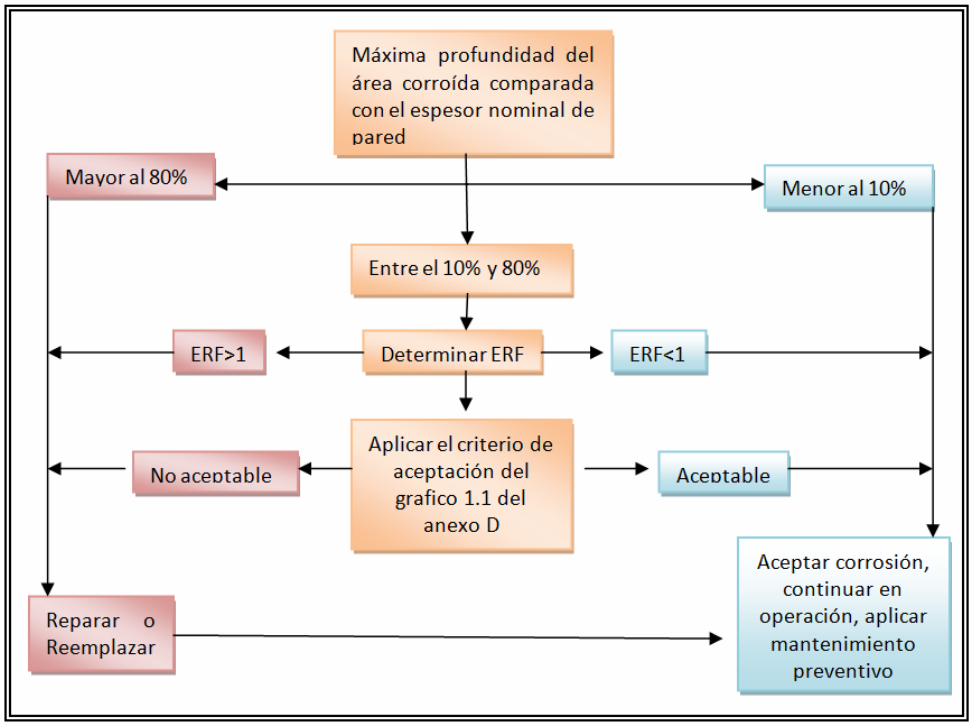


Figura 4.27. Diagrama de aplicación de Norma ASME B31G.

De la ecuación 4.12 se puede inferir que la PSAC y la MAOP están contenidas en la norma ASME B31.G las cuales son utilizadas para determinar el factor de reparación (ERF). El ERF es el resultado de la división de la MAOP (máxima presión de operación de la tubería) entre la PSAC, si este valor es mayor o igual a 1, indica que el defecto no es aceptable y hay que reparar o reemplazar, si al contrario el resultado de ERF es menor a 1 el defecto es aceptable.

Siguiendo lo descrito en la tabla 4.24 y en figura 4.28, lo primero que se realizó fue clasificar los defectos según su % profundidad. Para lo cual se utilizo la ecuación 4.14 que se muestra a continuación para determinar el %profundidad de cada defecto.

$$\%\ de\ profundidad = \frac{d.100}{t} \qquad \text{Ec 4.14}$$

Donde

d=pérdida de espesor

t=espesor del tubo

En la tabla 4.25 se presenta el porcentaje de la profundidad de los daños para todos los defectos externos detectados mediante la inspección electromagnética. El porcentaje de profundidad de daño para defectos internos se muestra en el apéndice H.

Tabla 4.25. Porcentaje (%) de profundidad de daño para los defectos externos de GED-1-V5.

Daño Nº	Profundidad Daño (pulg)	% Profundidad defecto
1	0.11118	34
2	0.26814	82
3	0.08175	25
4	0.0327	10
5	0.04905	15
6	0.0327	10
7	0.0327	10
8	0.07521	23
9	0.0327	10
10	0.0981	30
11	0.0981	30
12	0.0327	10
13	0.0327	10
14	0.0327	10

De la tabla 4.25 se puede observar el %profundidad respecto al espesor de cada defecto, lo cual permite clasificar los defectos según la norma ASME B31G para determinar las acciones a realizar. Una vez identificados los defectos se clasificaron defectos con profundidad mayor a 80% en el cual se encontró al defecto Nº 2 con un 82% de profundidad, en defectos menor al 10% de profundidad en el cual no se

encontró ninguno y en defectos entre 10% y 80% de profundidad donde se encuentran los defectos restantes detectados mediante la inspección instrumentada.

En la tabla 4.26 y 4.27 se muestran los defectos externos de GED-1-V5 clasificados según su profundidad de daño.

- Defectos con profundidad >80%

Tabla4.26. Porcentaje (%) de profundidad de daño>80% para los defectos externos de GED-1-V5.

Daño Nº	Daño longitudinal (pulg)	Profundidad Daño (pulg)	% Profundidad defecto
2	0,8267717	0.26814	82

- Defectos con profundidad entre 10% y 80%

Tabla 4.27. Porcentaje (%) de profundidad de daño >10% y <80% para los defectos externos de GED-1-V5.

Daño Nº	Daño longitudinal (pulg)	Profundidad Daño (pulg)	% Profundidad defecto
1	0,8661417	0.11118	34
3	0,8661417	0.08175	25
4	2,2440945	0.0327	10
5	1,7322835	0.04905	15

Continuación Tabla 4.27

6	1,3779528	0.0327	10
7	0,9448819	0.0327	10
8	1,1417323	0.07521	23
9	2,5984252	0.0327	10
10	1,2204724	0.0981	30
11	3,8188976	0.0981	30

12	1,8897638	0.0327	10
13	1,1023622	0.0327	10
14	2,9527559	0.0327	10

Todos los defectos internos para el 2009 se encuentran clasificados como defectos entre 10% y 80% de pérdida de espesor, como se puede observar en el apéndice H de este trabajo.

De la estimación de probabilidad de falla se puede obtener la profundidad estimada de daño para los defectos generales en los 9 años evaluados como se observa en la tabla 4.28 para defectos >10% y <80% y en la tabla 4.29 para defectos >80%.

Tabla 4.28. Porcentaje (%) de profundidad de daño >10% y <80% para los defectos generales externos de GED-1-V5 para el 2010-2018.

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Daño Nº	% daño	% daño	% daño	% daño	% daño	% daño	% daño	% daño	% daño	% daño
5	20,07	25,13	30,20	35,27	40,33	45,40	50,47	55,53	60,60	65,67
6	14,40	18,80	23,20	27,60	32,00	36,40	40,80	45,20	49,60	54,00
9	14,40	18,80	23,20	27,60	32,00	36,40	40,80	45,20	49,60	54,00
11	37,07	44,13	51,20	58,27	65,33	72,40	79,47			
12	14,40	18,80	23,20	27,60	32,00	36,40	40,80	45,20	49,60	54,00

Tabla4.29. Porcentaje (%) de profundidad de daño >80% para los defectos generales externos de GED-1-V5 para el 2017,2018 y 2019.

	2017	2018	2019
Daño Nº	% daño	% daño	% daño

11	86,53	93,60	100

Una vez clasificados los defectos por su profundidad de daño, se procedió a determinar el factor estimado de reparación ERF para cada defecto. Para este estudio se identificó la MAOP de GED-1-V5 en 495Psi y los valores de PSAC para cada defecto se pueden ver en la tabla 4.8 de este trabajo.

A continuación se muestra el cálculo de ERF para el defecto Nº 2 de 82% de profundidad de daño de la tubería GED-1-V5 externa, cuya PSAC es de 571,54Psi.

$$ERF_5 = \frac{495\ Psi}{571{,}54\ Psi} = 0.866077$$

El resultado de ERF=0.866077 para el defecto Nº2 de 82% de profundidad, demuestra que un defecto con una profundidad de daño >80% puede poseer un ERF<1, esto debido a que la PSAC involucra tanto el daño axial como el longitudinal y a pesar de poseer una profundidad de daño de 82% del espesor de la tubería posee un daño longitudinal de 0.086 pulgadas. Pero al ser un daño >80% según norma requiere reparar o reemplazar el tramo afectado.

A continuación en la tabla 4.30 se muestran los resultados del cálculo de factor de reparación (ERF) para cada defecto externo de GED-1-V5. Los resultados de ERF para los defectos internos de GED-1-V5 se muestran en el apéndice H de este trabajo.

Tabla 4.30. Resultados de ERF para todas las pérdidas de espesor externa de la tubería GED-1-V5.

Daño Nº	MAOP	PSAC (Psi)	ERF

1	495	595,765	0,830865
2		571,543	0,866077
3		598,668	0,826836
4		594,449	0,832704
5		593,644	0,833833
6		599,87	0,825179
7		602,332	0,821806
8		595,624	0,831061
9		592,361	0,835639
10		590,594	0,838139
11		544,572	0,908971
12		596,653	0,829628
13		601,489	0,822958
14		590,429	0,838373

En la tabla 4.30 se puede observar que ningún defectos posee un ERF≥1, también se observa que el defecto con el ERF mayor = 0.909 es el defecto Nº 11, el cual es el defecto con menor PSAC lo que indica que es el defecto externo mas desfavorable de GED-1-V5.

En la tabla 4.31 se muestran los resultados del cálculo de factor de reparación (ERF) para los defectos externos generales evaluados en la estimación de probabilidad de falla de GED-1-V5. Los resultados de ERF para los defectos internos de GED-1-V5 se muestran en el apéndice I de este trabajo.

Tabla 4.31. Resultados de ERF de los casos general de pérdida de espesor externa de la tubería GED-1-V5 para los años 2010-2019.

		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Daño	MAOP	ERF	ERF	ERF	ERF	ERF	ERF	ERF	ERF	ERF	ERF

Nº											
5	495	0,85	0,86	0,88	0,91	0,94	0,97	1,01	1,06	1,11	1,17
6		0,83	0,84	0,86	0,88	0,90	0,92	0,95	0,98	1,02	1,06
9		0,85	0,86	0,88	0,90	0,93	0,95	0,98	1,02	1,06	1,10
11		0,95	0,99	1,04	1,11	1,18	1,28	1,39	1,53	1,70	1,93
12		0,84	0,85	0,87	0,89	0,91	0,94	0,97	1,00	1,04	1,08

Una vez clasificado los defectos según su profundidad y determinado su ERF para cada uno de los defectos, se procedió a evaluarlos en los 2 criterios de aceptación de la norma ASME B31G referente al largo del defecto. Estos criterio de aceptación de defectos de la norma ASME B31G son más conservadores que el del ERF.

El primer criterio consiste en la determinación del largo máximo permitido de corrosión aplicable para defectos entre 10% y 80% de profundidad de daño. El cual se determina mediante la ecuación 4.15.

$$L = 1.12 \,.B\, .\sqrt{D.t} \qquad \text{Ec 4.15}$$

Donde:

L= máxima longitud permitida de área corroída

D= diámetro externo

B= valor obtenido de la curva para determinar B, mostrada en el anexo D, figura 2-2, cuyo valor de entrada es el resultante de dividir d/t.

t=espesor nominal de pared

d=profundidad de daño

En la tabla 4.32 se muestran los resultados obtenidos del largo máximo permitido de corrosión para los defectos internos de GED-1-V5 calculado a partir de la información recopilada por la herramienta electromagnética que se encuentra en la tabla 4.7 de este trabajo. Los resultados de los defectos internos se muestran en el apéndice J.

Tabla 4.32. Resultados del largo máximo permitido de corrosión para los defectos de GED-1-V5.

Daño Nº	Profundidad de daño/ espesor nominal	B	L (pulg)
1	0,34	1,1418802	2,92531
3	0,25	1,7320508	4,43724
4	0,1	4	10,2474
5	0,15	4	10,2474
6	0,1	4	10,2474
7	0,1	4	10,2474
8	0,23	1,9965802	5,11492
9	0,1	4	10,2474
10	0,3	1,3333333	3,41579
11	0,3	1,3333333	3,41579
12	0,1	4	10,2474
13	0,1	4	10,2474
14	0,1	4	10,2474

Para determinar si un defecto es aceptable o no según este primer criterio la norma ASME B31G se compara el largo del defecto detectado durante la inspección instrumentado si el mismo es menor que el largo máximo permitido calculado en la tabla 4.32 es defecto es aceptable en caso contrario no es aceptable y se debe reparar o reemplazar el tramo afectado.

El segundo criterio consiste determinar primero las la relación d/t donde (d): profundidad del defecto y (t):espesor, segundo $L/\sqrt{R.t}$ donde (L): largo del defecto medido, (R):radio de la tubería y (t):espesor. Una vez obtenidas se entra con esos valores a la figura 1-1 del anexo D y si el punto donde convergen se encuentra por debajo de la curva de 100%SMYS el defecto es aceptable.

A continuación se muestra la manera que se determino si el defecto Nº1 fue aceptable.

$$\frac{d}{t} = 0.34$$

$$\frac{L}{\sqrt{R.t}} = \frac{0.8661417}{\sqrt{8*0.327}} = 0.535513$$

Con los valores obtenidos se va a la figura 1-1 del anexo D y se visualiza si donde convergen los dos valores dentro de la grafica esta por arriba (el defecto no es aceptable y se recomiendan acciones de mantenimiento) o por debajo de curva de 100%SMYS(el defecto es aceptable). En la figura 4.28 se aprecia donde convergen estos valores para el defecto externo Nª 1.

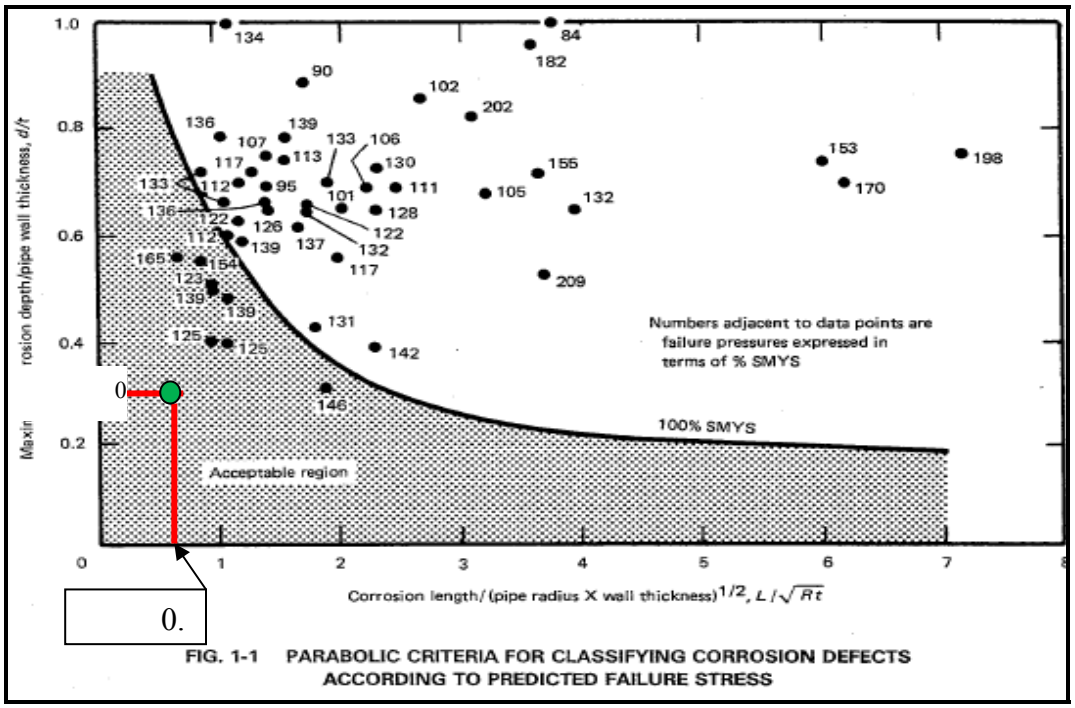


Figura 4.28. Ejemplo de clasificación de defectos por corrosión basada en ASME B31G

De la figura 4.28 se puede visualizar que el punto donde convergen los dos valores dentro de la grafica se encuentra por debajo de la curva de 100%SMYS, lo que indica que el defecto externo Nº 1 es aceptable.

En la tabla 4.33, se evalúan los dos criterios de aceptación para todos los defectos externos que cumplieron con 10%< perdida de espesor medida<80%..

Tabla 4.33. Determinación del criterio aceptación para los defectos externos de GED-1-V5.

Daño Nº	d/t	$\frac{L}{\sqrt{R.t}}$	Defecto aceptable (Si o No)
1	0,34	0,54	SI
3	0,25	0,54	SI
4	0,1	1,39	SI
5	0,15	1,07	SI
6	0,1	0,85	SI
7	0,1	0,58	SI
8	0,23	0,71	SI
9	0,1	1,61	SI
10	0,3	0,75	SI
11	0,3	2,36	SI
12	0,1	1,17	SI
13	0,1	0,68	SI
14	0,1	1,83	SI

De la tabla 4.33 se observo que todos los defectos para el año 2009 se consideran aceptables según la norma ASME B31G. los resultados para los defectos internos se encuentran en el apéndice J.

Una vez realizados los cálculos de ERF y criterios de aceptación de la norma ASME B31G la misma represento una base para establecer frecuencia de inspección y acciones de mantenimiento. Adicionalmente también se conto con la norma B31.8 para clasificación de las anomalías de acuerdo a la severidad de la pérdida de espesor la cual establece lo descrito en la tabla 4.34.

Tabla 4.34. Clasificación de defectos según ASME B31.8.

% de pérdida de espesor	Descripción
0-20	Leve
21-40	Moderada
41-60	Severa
Más de 60	Muy severa

Criterio de espesor de mínimo según ANSI/ASME B31.8. Este criterio establece que si el espesor actual es menor al espesor mínimo requiere reparar y se recomienda disminuir la presión de operación hasta realizar el mantenimiento. Este criterio es el más conservador comparándolo con los de la norma ASME B31.G. Se calcula según la ecuación 4.16.

$$t_{min} = \frac{Pd \; x \; De}{2 \; x \; Sy \; x \; F \; x \; E \; x \; T} \qquad \text{Ec 4.16}$$

Donde:

Pd: presión de diseño (Psi).

De: Diámetro externo (pulg).

F: factor de diseño (según clase geográfica: ,0.80,0.72,0.6,0.5 o 0.4).

Sy: Resistencia de cedencia mínima especificada (Psi).

E: factor de eficiencia de la soldadura.

T: Factor de temperatura.

$$t_{minGED-1-V5} = \frac{550 \; x \; 16}{2 \; x \; 35000 \; x \; 0.8 \; x \; 1 \; x \; 1} = 0.15714 pulg$$

Como se observó el espesor mínimo que puede poseer la tubería GED-1-V5 para poder seguir operando en condiciones seguras según norma ASME B31.8 es de 0.15714pulg.

En la tabla 4.35 se muestra la relación t_{actual}/t_{minimo} la cual establece que si la relación es ≤1 requiere acción de mantenimiento en un periodo no mayor a 6 meses.

Tabla 4.35. Criterio de espesor mínimo según ASME B31.8

Daño Nº	$\frac{t_{actual\,defecto}}{t_{minimo\ GED-1-V5}}$	Defecto aceptable (Si o No)
1	1,373	SI
2	0,375	No
3	1,561	SI
4	1,873	SI
5	1,769	SI
6	1,873	SI
7	1,873	SI
8	1,602	SI
9	1,873	SI
10	1,457	SI
11	1,457	SI
12	1,873	SI
13	1,873	SI
14	1,873	SI

En la tabla 4.35 se observa que según la norma ASME B31.8 el defecto Nº 2 se considera inaceptable esto debido que su espesor actual es menor que el espesor mínimo permitido por lo cual se recomienda aplicar mantenimiento de inmediato. El resultado de los defectos internos se muestra en el apéndice J.

En la tabla 4.36 se muestra el criterio de espesor mínimo de la norma ASME B31.8 para los defectos general externos evaluados de la estimación de probabilidad de falla de este trabajo.

Tabla 4.36. Criterio de espesor mínimo según ASME B31.8 para los defectos generales externos para los años 2010-2019.

	$\frac{t_{actual\ defecto}}{t_{minimo\ GED-1-V5}}$									
Daño Nº	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
5	1,66	1,56	1,45	1,35	1,24	1,14	1,03	0,93	0,82	0,71
6	1,78	1,69	1,60	1,51	1,42	1,32	1,23	1,14	1,05	0,96
9	1,78	1,69	1,60	1,51	1,42	1,32	1,23	1,14	1,05	0,96
11	1,31	1,16	1,02	0,87	0,72	0,57	0,43	0,28	0,13	-0,01
12	1,78	1,69	1,60	1,51	1,42	1,32	1,23	1,14	1,05	0,96

Como se puede apreciar de la tabla 4.36 el primer defecto que aparece con una relación de espesor ≤1 es el defecto Nº 11 para el año 2013, lo cual ayuda a inferir que para ese año se va a requerir de reparar o reemplazar el tramo afectado. El resultado de los defectos internos se muestra en el apéndice K.

Una vez obtenido los ERF y evaluados los criterio de las normas ASME B31G y ASME B31.8 se procedió a establecer las frecuencias de inspección, acciones y recomendaciones mantenimiento para los defectos evaluados.

a) Frecuencia de inspección

Para establecer la frecuencia de inspección a la tubería GED-1-V5, se apoyo en la norma ASME B31.8S (Gerencia de la integridad de sistemas de gasoductos), la cual permitió determinar la frecuencia máxima de inspección utilizando la presión de falla y la MAOP.

Para establecer la frecuencia de inspección es necesario primero determinar la presión de falla de la tubería, la cual se obtiene utilizando la mayor pérdida de espesor de la tubería, descartando los defectos resultantes como no aceptables según los criterios de las normas B31.8 y B31G, esto debido a que los defectos resultante como no aceptable de la tubería se debe programar una reparación inmediata para seguir en operación por lo cual se calcula la presión de falla basada en el defecto más desfavorable después de las reparaciones.

La presión de falla es la presión máxima que será capaz de soportar la tubería en condiciones de operación sin presentar falla. La presión de falla se puede determinar según la ecuación 4.17.

$$P_f = \frac{2.S.t}{D}.F.E.T \qquad \text{Ec 4.17}$$

Donde:

D= Diámetro Nominal.

t= espesor actual en el defecto más desfavorable en pulgadas.

P= Presión de Falla en psi, S= tensión de fluencia mínima especificada.

E= Factor de junta soldada longitudinal. Ver tabla 841.115 en el anexo D.

F= Factor de diseño obtenido de la tabla 841.114 en el anexo D.

T= Factor de temperatura. Ver tabla 841.116 en el anexo D.

A continuación se muestra el cálculo de la presión de falla para la tubería GED-1-V5. Descartando los defectos resultantes como no aceptables según los criterios de las normas ASME B31.8 y B31.G, se obtuvo que la pérdida de espesor más significativa es la del defecto externo Nª1 con 0.1112 pulgadas de pérdida de espesor. El espesor actual de la tubería en el defecto Nº 1 es de 0.2158, el esfuerzo de fluencia es de 35000 PSI, el factor de diseño es de 0.8, el factor de junta es de 0.8 y el factor

de temperatura es de 1. obtenido el espesor actual en el defecto más desfavorable el esfuerzo de fluencia y los factores se sustituyeron los mismos en la ecuación 4.17 para calcular la presión de falla para la tubería GED-1-V5, tal como se muestra.

$$P_{f\ GED-1-V5} = \frac{2x35000x0.2158}{16} x0.8x0.8x1 = 543.816\ PSI$$

$P_{f\ GED\text{-}1\text{-}V5}$=543.816 PSI

MAOP = 495 PSI

$$\frac{P_{f\ GED-1-V5}}{MAOP} = \frac{604.24}{495} = 1.22$$

Como se observo el resultado obtenido de la relación Pf/MAOP es de 1.22, Una vez obtenido se procedió a entrar con el mismo a la figura Nº4 de la norma B31.8S la cual también se muestra en el anexo D, en la cual se ingreso con el resultado en el eje vertical y done se intercepta con la línea de 50% SMYS se lee el valor del eje horizontal el cual representa la frecuencia máxima de tiempo para inspección, lo explicado anteriormente se puede ver en la figura 4.29.

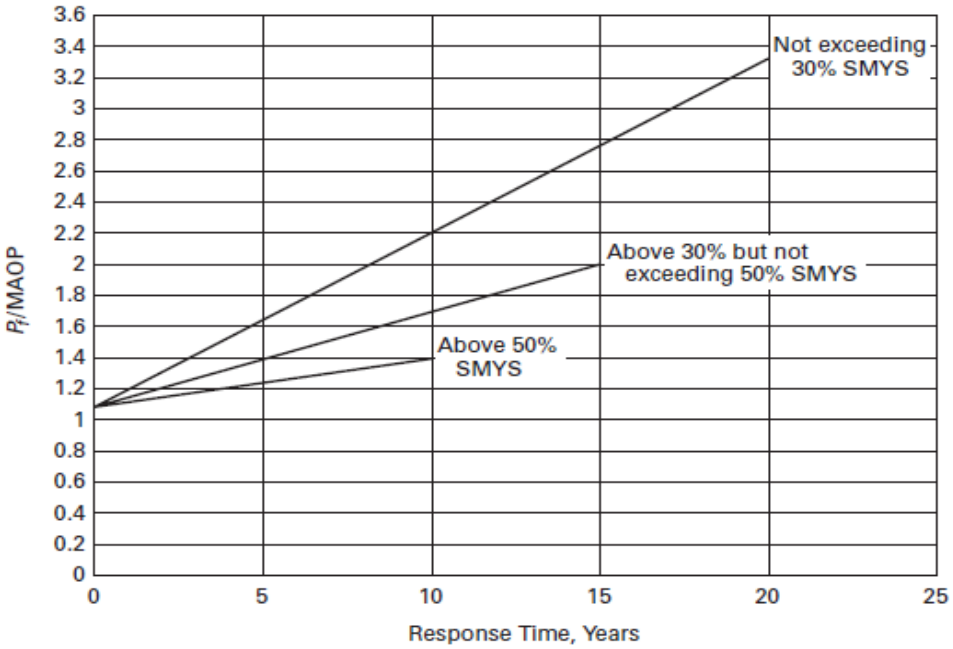


Figura 4.29: determinación de la frecuencia máxima de inspección según ASME B31.8S

Como se puede observar en la figura 4.29, se determino según la norma ASME B 31.8S que la frecuencia máxima para inspección de la tubería GED-1-V5 de 16 pulgadas es de 4 años.

A continuación se presenta en la tabla 4.37 la frecuencia de inspección para la tubería GED-1-V5 16 pulgadas que según el análisis de riesgo realizado a las tuberías de PGA es la de mayor riesgo ponderado. La frecuencia de inspección se estableció según la norma ASME B31.8S que se pueden visualizar en los anexos D en este trabajo.

Tabla 4.37. Frecuencia de inspección y mantenimiento a las tuberías de PGA.

Actividades	Frecuencia	personal	HH/unid	Código ASME B31.8
Verificación de condiciones de los indicadores de progresiva y señalizaciones de advertencia	Cada 4 años	2 Operadores	1	851.7
Inspección interna en tuberías enterradas por medio de herramienta electromagnética	Cada 4 años	2 técnicos, operador, 5 obrero	16	851.3

b) Acciones de Mantenimiento

Basado en los resultados obtenidos de criterios de las normas ASME B31.8 y ASME B31G los cuales se encuentran en las tablas 4.26, 4.27, 4.28, 4.29, 4.30, 4.31, 4.32, 4.33, 4.35, 4.36, H.1, I.1 J.1 y K.1 así como también en el estudio de estimación de probabilidad de falla de este trabajo se identificaron cuales defectos no son aceptables y para qué año aplicar las reparaciones o reemplazos de los tramos afectados por los defectos encontrados en la tubería GED-1-V5, a continuación en la tabla 4.38 se muestran las acciones de mantenimiento para los defectos externos e internos de GED-1-V5.

Tabla 4.38. Acciones de reparación o reemplazo de tramo afectado de la tubería GED-1-V5.

Actividades	Defecto externo	Defecto internos	Año de acción	Personal	HH/unid	Código ASME B.31.8
Disminuir la presión de operación hasta 474.5 PSI hasta que se repare el defecto interno Nª 186		186	2009	operador	2	851.3
instalación de sistema de protección catódica	Toda la tubería		2009	5 Obreros Soldador Técnico	24	862.113 862.212 B862.113
Reemplazo de tubería de tramo de tubería afectada	2	186, 187, 204	2009	4 obreros soldador	8	851.3

apertura de vías de acceso paralela a la tubería para inspección y mantenimiento **Continuación Tabla 4.38**		154, 161 156,165 177,184 190, 245 211,256 308,313 322	2009	5 Obreros	16	
Instalación de camisas para corregir perdidas localizadas		154, 161 156,165 177,184 190, 245 211,256 308,313 322,	2009	5 Obreros	8	851.43 851.3
Re acondicionamiento o apertura de vías de acceso paralela a la tubería para inspección	1,3,8, 10,11		2010	5 Obreros	16	
Instalación de camisas para corregir perdidas localizadas	1,3,8, 10,11		2010	5 Obreros	8	851.43 851.3
Re acondicionamiento o apertura de vías de acceso paralela a la tubería para inspección y mantenimiento		143,145, 151,185, 257,267, 277	2011	5 Obreros	16	
Instalación de camisas para corregir perdidas localizadas		143,145, 151,185, 257,267, 277	2011	5 Obreros	8	851.43 851.3
Re acondicionamiento o apertura de vías de acceso paralela a la tubería para inspección y mantenimiento		222,226 229,245 257,256 265,266 267,270 271,275 277,281 283,284 286,287 293,304 308,310 311,313 314,315 317,319 321,320 322, 323 325	2015	5 Obreros	16	

Continuación Tabla 4.38

Instalación de camisas para corregir perdidas localizadas		222,226 229,245 257,256 265,266 267,270 271,275 277,281 283,284 286,287 293,304 308,310 311,313 314,315 317,319 321,320 322, 323 325	2015	5 Obreros	8	851.43 851.3
Re acondicionamiento o apertura de vías de acceso paralela a la tubería para inspección y mantenimiento	5		2015	5 Obreros	16	
Aplicación de perforación en caliente (Hot Tapping)	5		2015	Soldador, 2 obreros	16	851.43
Rehab. o reemplazo de revestimiento, colocación bloque de anclaje	5		2015	5 obreros	24	862.212
Re acondicionamiento o apertura de vías de acceso paralela a la tubería para inspección y mantenimiento	4,6,7,9,12		2016	5 Obreros	16	
Instalación de camisas para corregir perdidas localizadas	6,9,12		2016	5 Obreros	8	851.43 851.3
Rehabilitación o reemplazo de revestimiento, colocación bloque de anclaje	6,9,12		2016	5 obreros	24	

En la tabla 4.38 se puede observar que para el 2009 se considero el defecto interno 186 como el más significativo ya que fue necesario disminuir la presión de operación hasta 474.5 PSI hasta su reparación, así como también se visualiza que para el 2009 fue necesario el remplazo de tramo de tubería que contenía a los defectos

internos Nª 186, 187, 204 y el defecto externo Nª 2 siendo estos los defectos resultante como inaceptables por los criterios de las normas ASME B31.8 y B31.G.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

- Con el diagnostico realizado en este estudio, solo el 16.6% del sistema se encontraba protegido catódicamente.

- Las líneas donde se aplicó la metodología de inspección Basada en riesgo, se observó que las 6 tuberías en estudio poseen un factor de riesgo Medio-Alto el cual es producto de su alta probabilidad de falla.

- Con el estudio de riesgo de los sistemas de recolección de gas de PGA, se pudo determinar que la línea de mayor riesgo ponderado es la GED-1-V5 de 16 pulgadas

- El mecanismo de degradación predominante que afecta a las líneas de recolección de gas de PGA es el CO_2 generando una corrosión general en las tuberías a pesar de que las tuberías transportan una cantidad de H_2S igual a 10 PPM.

- La máxima velocidad de corrosión encontrada en la línea 16"GED-1-V5 fue de 1.3621mpy para el defecto externo Nº 2 esto debido a que no posee protección catódica además de no poseer un correcto mecanismo de controlar para la acción de la corrosión tal como la aplicación de un correcto inhibidor de corrosión además de no poseer sistemas para el monitoreo de la corrosión.

- El mecanismo de corrosión predominante en la tubería GED-1-V5, 16 pulgadas es el CO2.

- De la clasificación de la perdida de espesor se obtuvo que el 51.86% de los defectos son picaduras, el 40.98% corrosión general, 4.58% ranura circunferencial y 2.57% ranura circunferencial fina. Esto es coherente debido a que son corrosiones características de la presencia de CO2 y H2S.

- El menor valor de presión segura en el área corroída (PSAC) detectado en la tubería GED-1-V5, fue de 474.558 PSI resultante del defecto interno Nº186, el cual a pesar de poseer una profundidad de daño de 38% su longitud de corrosión axial es de 12.48 pulgadas.

- Para el año 2009 la tubería GED-1-V5 posee el defecto externo Nº 2 el cual viene representado por un 82% de pérdida de espesor que según norma ASME B.31.8 al ser mayor que 80% no es aceptable, debe repararse en un plazo no mayor a 20 días y se debe disminuir la presión de operación hasta el valor de PSAC de dicho defecto hasta realizar la reparación.

- Para el 2009 ningún defecto de la tubería GED-1-V5 obtuvo un ERF≥1.

- Para el 2009 de los defectos de la tubería GED-1-V5 evaluados por los criterios de las normas ASME B31.8 y ASME B31.G resultantes como no aceptables fueron el defecto externo Nº 2 y los defectos internos Nª 154, 161, 165, 177, 184, 186, 190, 204, 245, 256, 308, 313, 322.

5.2 Recomendaciones

- Incorporar en el programa del sistema de gerencia de corrosión el cálculo de la vida remanente de tuberías y equipos basándose en las velocidades de corrosión total y en los espesores de retiro recomendados.

- Establecer los planes de mantenimiento y establecer los puntos de inspección para las distintas frecuencias y actividades recomendadas en este trabajo.

- Debido a la alta velocidad de corrosión que presentan las distintas líneas de flujo se recomienda la inyección de química (inhibidores de corrosión) apropiado para tratar las concentraciones de CO2 y H2S presenten en el gas, a fin de disminuir o controlar la velocidad de corrosión.

- Para disminuir el deterioro de las líneas debido a la acción de la corrosión sobre las mismas se recomienda la instalación de sistemas de protección catódica y sistemas de inhibidores en las tuberías que no los posean.

- Se recomienda reparar en un plazo no mayor a 6 meses los defectos resultantes con ERF >0.95 y <1.

- Debido al gran numero de defectos por corrosión, se debe establecer una frecuencia de inspección con herramienta electromagnética para un plazo no mayor a 3 años.

- Implementar a la brevedad un plan de trabajo para asegurar la ejecución de las actividades asociadas al levantamiento de la información técnica de las tuberías instaladas

- Instalación de mecanismos de inspección por probetas a las tuberías de recolección de gas de PGA.

- Monitorear exhaustivamente por técnicas de cupones de pérdida gravimétrica y probetas eléctricas de corrosión, los niveles de deterioro que están experimentando las líneas de mayor riesgo que se encuentran en operación.

- Actualizar la presente evaluación con frecuencias no menor a los tres (3) años.

BIBLIOGRAFÍA

[1] **"Estudio de confiabilidad de gasoductos corredor de tuberías Santa Rosa-San Joaquín, PDVSA Producción Gas Anaco",** PDVSA Gas Anaco. Anaco, (2007).

[2] Olivero, H.**. "Plan de inspección y acciones de mantenimiento para equipos estáticos en los sistemas críticos de la Planta de deshidratación de gas "Copa Macoya"**. Trabajo de grado, Departamento de ingeniería mecánica de la universidad de oriente, Barcelona, (2008).

[3] Wiliam, H **"Plan de inspección basado en la criticidad de la tubería para la unidad 13 de la planta recuperadora de gas Petrozuata".** Trabajo de grado, Departamento de ingeniería mecánica de la universidad de oriente,. Barcelona, (2003).

[4] Suares, D. **"Mantenimiento mecánico. Guía Teórico-Práctico"**. Primera Edición. Departamento de Mecánica. Universidad de Oriente, Venezuela (2001).

[5] PDVSA IR-S-02, "**Criterios Para el Análisis Cuantitativo de Riesgo**", Petróleos de Venezuela, (1993).

[6] **"Risk – Based Inspection, Base Resource Document"**. Norma API 581. Primera Edición, Mayo (200).

[7] H. Uhlig, **"Corrosión and corrosión control"**. Segunda Edición, John Wiley and Sons, New York (1971).

[8] ANSI/ASME B31.8, **“ Gas Transmission and Distribution Piping Systems**”, Code for PRESSURE Piping, New York, USA,(1995)

[9] ANSI/ASME B31.G, **“Manual For Determining The Remaing Strength of corroded Pipelines**”, American Socity of Mechanical Engineers, New York,(1984)

[10] YANEZ, M. Y otros. “**Ingeniería de Confiabilidad y Análisis Probabilístico de Riesgo**”. Primera Edición, Venezuela (2008).

[11] ASME B31.8S“Managing **System Integrity of Gas Pipeline**”, Code For Pressure Piping, New York, USA (2001).

[12] E Avallone y T. Baumeister, **“Manual del ingeniero mecanico”**, Editorial McGraw Hill, Mexico (1998).

[13]http://www.roseninspection.net/RosenInternet/InspectionServices/ILInspection / MetallLoss/CDP/

[14] Wright, J, **“Practical corrosion control methods for gas utility piping”**, Katy, National Association of corrosion engineers, USA (1978).

[16] ROJAS.C. “**Manual para la Presentación del Proyecto y de la Tesis de Pregrado en Ingeniería”**, Primera Edición, Puerto la Cruz, (1998).

[17] C. de Waard, **“Prediction of CO2 corrosión of carbón steel”**. NACE, Paper 69, New York (1971).

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

TITULO	DETERMINACIÓN DE LA FRECUENCIA DE INSPECCIÓN Y ACCIONES DE MANTENIMIENTO A LAS LÍNEAS DE RECOLECCIÓN DE GAS ASOCIADAS AL PROYECTO GAS ANACO (PGA) DISTRITO PDVSA PRODUCCION GAS ANACO
SUBTITULO	

AUTOR (ES)

TITULO	CDIGO CULAC / E MAIL
Calderón M., Josberth A.	**CVLAC: 17.421.594** **E MAIL:** ferrarijc@hotmail.com

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

ACCIONES DE MANTENIMIENTO
LÍNEAS DE GAS
FRECUENCIA
INSPECCIÓN
GASODUCTOS

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ÁREA	SUBÁREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería Mecánica

RESUMEN (ABSTRACT):

El trabajo realizado se trazó como objetivo determinar la frecuencia de inspección y acciones de mantenimiento para las líneas de recolección de gas asociadas al Proyecto Gas Anaco (PGA), con la finalidad de identificar las condiciones actuales en que éstas operan y en función a ello emitir las recomendaciones que buscan garantizar un mejor funcionamiento de los gaseoductos en referencia. Para ello se realizó un diagnóstico de las condiciones operacionales y de mantenimiento del sistema PGA. Seguidamente se aplicó la metodología de inspección basada en riesgo a fin de jerarquizar las líneas por tramos, basándose en su riesgo asociado, resultando que la línea con mayor riesgo es la GED-1-V5 (Tubería del campo Guario de 16"). Luego se identifico el mecanismo de corrosión predominante en la línea de mayor riesgo, basándose en la relación de Kane,. A continuación se determinó la presión segura de operación en la línea de mayor riesgo según las Normas ASME B-31G y B-31.8; observándose que el defecto interno Nº 186 presenta la presión segura en el área corroída (PSAC) más baja (474.56 Psi) y el defecto interno Nº 40 presenta la mayor PSAC (604,32 Psi). Además se estimó la probabilidad de falla de esta tubería mediante el Modelo Carga-Resistencia. Finalmente se propuso la frecuencia de inspección y las acciones de mantenimiento a la tubería de mayor riesgo; concluyendo que la tubería GED-1-V5 requiere intervención de mantenimiento inmediata.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL/CÓDIGO CVLAC/ E_MAIL				
Ing. Darwin Bravo	**ROL**	**CA**	**AS** **X**	**TU**	**JU**
	CVLAC	8.298.181			
	E_MAIL	darwinjbg@gmail.com			
	E_MAIL				
Ing. Diógenes Suarez		**CA**	**AS**	**TU**	**JU**
					X
	CVLAC	5.333.471			
	E_MAIL	diogenessuarez@yahoo.es			
	E_MAIL				
Ing. Edgar Rodríguez	**ROL**	**CA**	**AS**	**TU**	**JU**
					X
	CVLAC	4.012.952			
	E_MAIL	Rmedgar5@gmail.com			
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

AÑO	MES	DÍA
2010	05	20

LENGUAJE: SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ARCHIVOS (S):

ÁREA	TIPO MIME
TESIS. Sistemas dinámicos.doc	Aplicación / msword

CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9.

ALCANCE

ESPACIAL:_____(OPCIONAL)

TEMPORAL:_____(OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero Mecánico

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pre - Grado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Mecánica

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Universidad de Oriente – Núcleo de Anzoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

DERECHOS:

De acuerdo con el artículo 41 del reglamento de Trabajos de Grado: "Los Trabajos de Grado son exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo quien lo participará al Consejo Universitario".

Calderón M. Josberth A.
C.I.: 17.421.594
AUTOR

Ing. Darwin bravo	Ing. Diógenes Suarez	Ing. Edgar Rodríguez
C.I.: 8.298.181	C.I.: 5.333.471	C.I.: 4.012.952
TUTOR	**JURADO**	**JURADO**

POR LA SUBCOMISIÓN DE TESIS