

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI  
EXTENSIÓN REGIÓN CENTRO-SUR ANACO  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA INDUSTRIAL**



**DESARROLLO DE UN PLAN DE INSPECCIÓN BASADO EN RIESGO  
(I.B.R) A LA ESTACIÓN DE DESCARGA SAN JOAQUÍN 1 (SJED-1) PDVSA  
PRODUCCIÓN GAS ANACO**

**Realizado Por:**

**Peña B., Jezer J.**

**Trabajo Especial de Grado presentado ante la Universidad de Oriente como  
Requisito para optar al Título de:**

**INGENIERO INDUSTRIAL**

**Anaco, Marzo de 2017**

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE**  
**NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI**  
**EXTENSIÓN REGIÓN CENTRO-SUR ANACO**  
**ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS**  
**DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA INDUSTRIAL**



**DESARROLLO DE UN PLAN DE INSPECCIÓN BASADO EN RIESGO**  
**(I.B.R) A LA ESTACIÓN DE DESCARGA SAN JOAQUÍN 1 (SJED-1) PDVSA**  
**PRODUCCIÓN GAS ANACO**

**Revisado por:**

**MSc. Bousquet, Juan**  
**Asesor Académico**

**Ing. Rosario, Manuel**  
**Asesor Industrial**

**Anaco, Marzo de 2017**

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE**  
**NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI**  
**EXTENSIÓN REGIÓN CENTRO-SUR ANACO**  
**ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS**  
**DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA INDUSTRIAL**



**DESARROLLO DE UN PLAN DE INSPECCIÓN BASADO EN RIESGO  
(I.B.R) A LA ESTACIÓN DE DESCARGA SAN JOAQUÍN 1 (SJED-1) PDVSA  
PRODUCCIÓN GAS ANACO**

**Jurado Calificador:**

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

**APROBADO**

**MSc. Bousquet, Juan**

**Asesor Académico**

**Ing. Valderrama, Rita**

**Jurado Principal**

**Ing. Ledezma. Melchor**

**Jurado Principal**

**Anaco, Marzo de 2017**

## **RESOLUCIÓN**

De acuerdo al Artículo 41 del Reglamento de trabajos de grado (vigente a partir del II semestre 2009) según comunicación CU-034-209:

“Los trabajos de grado son de la exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente, y sólo podrán ser utilizados para otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización”.

## **DEDICATORIA**

Primeramente a Dios todo poderoso, por haberme Iluminado y ser mi guía a lo largo de estos años.

A mis padres Evis Bermúdez y Julián Peña, por ser las personas que más amo en el mundo y por tener siempre un apoyo de ellos en todo momento.

A mis hermanos Jhazzer Peña y Yaruanny Peña que a pesar de las dificultades que se nos puedan presentar en el camino siempre hay que luchar por conseguir los sueños y metas, gracias por ser siempre de apoyo y ahora solo esperar por la finalización de sus metas.

*Jezer José Peña Bermúdez*

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios principalmente por darme la oportunidad de culminar esta meta trazada.

A mis padres Evis Bermúdez y Julián Peña por brindarme la oportunidad de estudiar y prepararme para ser un profesional, esto es de ustedes también!

A mis hermanos Jhazzer Peña y Yaruanny Peña por ser los mejores hermanos y brindarme los conocimientos de vida y por empujarme a terminar este trabajo. Que a pesar de nuestras peleas, les deseo todo el éxito del mundo siempre contarán conmigo. LOS QUIERO.

A mis amigos de la universidad, Osmar, Julio, Leandro, Empera, Zoribel, Yulianny, por todas las ocurrencias y vivencias compartidas dentro y fuera de la universidad, por brindarme su apoyo, amistad y por ser de este recorrido ameno.

Al Ing. Jinmy Morelli, por toda su ayuda, apoyo, colaboración y sobre todo paciencia conmigo, al igual que todo el conocimiento y experiencia brindada en el transcurso de mis pasantías. Por brindarme su ayuda en el desarrollo de este trabajo. Y por ser como un padre para mí. Mil gracias.

A los Ingenieros Jesús García, Juan García, por toda su colaboración, disposición y amabilidad.

Al Ing. Manuel Rosario mi Tutor Industrial, por toda su colaboración, experiencia y apoyo prestado.

Al Msc. Juan C. Bousquet mi Tutor Académico, por brindarme su ayuda, así

como por estar presente en cada hora que lo necesité.

A Irene Rojas, por brindarme su ayuda, apoyo y colaboración en el desarrollo de mi tesis.

A Luís Suárez por todos los consejos recibidos y por ser ese padre político.

Al movimiento institucional UDO70 Anaco y sus integrantes, por cada lucha, cada alegría, cada risa y buenos momentos. Gracias!

A la Universidad de Oriente Extensión Anaco, por darme la oportunidad de estudiar en la mejor universidad, darme los mejores momentos de mi vida y sobre todo gracias por hacerme UDISTA!!!

*Jezer José Peña Bermúdez.*

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI  
EXTENSIÓN REGIÓN CENTRO-SUR ANACO  
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA INDUSTRIAL**



**DESARROLLO DE UN PLAN DE INSPECCIÓN BASADO EN RIESGO  
(I.B.R) A LA ESTACIÓN DE DESCARGA SAN JOAQUÍN 1 (SJED-1) PDVSA  
PRODUCCIÓN GAS ANACO**

**Autor:** Peña B., Jezer J.

**Tutor:** MSc. Bousquet, Juan

**Fecha:** Marzo - 2017

**RESUMEN**

El presente trabajo tiene como objetivo, desarrollar un plan de Inspección Basado en Riesgo (I.B.R) a la Estación de Descarga San Joaquín 1 (SJED-1), PDVSA Producción Gas Anaco. Este se caracteriza por ser una investigación de tipo descriptiva y de diseño de campo. A objeto de realizar un seguimiento efectivo del deterioro de los equipos estáticos y adaptar las acciones de mantenimiento al nivel de riesgo asociado a sus condiciones de operación. Para lograr lo planteado, se diagnosticó el estado actual de los equipos estudiados según la data histórica del informe de inspección, de diseño y operación; se determinó el nivel de riesgo de cada equipo utilizando el Software API-RBI versión 3.3.3 y se resultados de forma cuantitativa y cualitativa a través de la matriz de riesgo, obteniéndose que de la población total de 190 equipos, el 0,13% se encuentran en alto riesgo, 14,74% en riesgo medio-alto, 70,86% en riesgo medio y 14,27% en riesgo bajo. Luego, se estimaron las condiciones mecánicas a futuro de los equipos en un lapso de cinco (5) años para los casos supuestos de, no inspeccionar los equipos durante este tiempo y de inspeccionarlos aplicando los planes recomendados.

**Descriptor:** IBR, estrategias, mantenimiento, confiabilidad, inspección, equipos estáticos.

# ÍNDICE GENERAL

	Pág.
RESOLUCIÓN.....	iv
DEDICATORIA.....	v
AGRADECIMIENTOS .....	vi
RESUMEN.....	viii
ÍNDICE GENERAL.....	ix
ÍNDICE DE FIGURAS .....	xiii
ÍNDICE DE TABLAS .....	xvi
INTRODUCCIÓN .....	xvii
CAPÍTULO I.....	20
EL PROBLEMA .....	20
1.1 Planteamiento del problema.....	20
1.2 Objetivos de la investigación .....	23
1.2.1 Objetivo general.....	23
1.2.2 Objetivos específicos.....	23
1.3 Justificación e importancia de la investigación.....	23
1.4 Alcance y delimitación de la investigación.....	25
1.5 Identificación de la empresa.....	25
1.5.1 Nombre de la empresa.....	25
1.5.2 Localización geográfica .....	25
1.5.3 Contexto organizacional.....	26
1.5.4 Misión.....	27
1.5.5 Visión.....	28
1.5.6 Funciones principales de la empresa.....	28
1.5.7 Objetivos generales de la gerencia de mantenimiento .....	28
1.5.8 Política de calidad .....	29
1.5.9 Organigrama de la empresa.....	30
CAPÍTULO II .....	31
MARCO TEÓRICO .....	31
2.1 Antecedentes de la investigación .....	31
2.2 Bases teóricas .....	35
2.2.1 Definición de mantenimiento.....	35
2.2.2 Tipos de mantenimiento.....	35
2.2.3 Niveles de mantenimiento.....	38
2.2.3.1 Niveles de mantenimiento preventivo.....	38
2.2.4 Definición de confiabilidad .....	40
2.2.5 Ingeniería de confiabilidad.....	41
2.2.6 Mantenimiento centrado en confiabilidad (MCC) .....	41
2.2.7 Estaciones de descarga.....	42

2.2.8 Componentes de una estación de descarga .....	42
2.2.9 Definición de equipos.....	43
2.2.10 Definición de equipos estáticos.....	43
2.2.11 Definición de sistema.....	43
2.2.12 Líneas de flujo.....	44
2.2.13 Múltiple .....	45
2.2.14 Separador.....	45
2.2.15 Tipos de separadores .....	46
2.2.15.1 Separadores horizontales.....	46
2.2.15.2 Separadores verticales.....	46
2.2.16 Tanques de almacenamiento .....	47
2.2.17 Inspección.....	49
2.2.18 Tipos de inspección.....	49
2.2.18.1 Inspección visual.....	49
2.2.18.2 Inspección mediante herramienta instrumentada .....	50
2.2.18.3 Inspección por ultrasonido .....	50
2.2.18.4 Inspección electromagnética .....	50
2.2.18.5 Líquidos penetrantes .....	50
2.2.19 Riesgo.....	51
2.2.20 Inspección basada en riesgo (I.B.R).....	51
2.2.21 Corrosión.....	54
2.2.22 Tasa o velocidad de corrosión.....	55
2.2.23 Presión segura en el área corroída (PSAC) .....	56
2.2.24 Factor estimado de reparación (FER).....	57
2.2.25 Espesor mínimo permisible .....	58
2.2.26 Simulador Crystal Ball.....	59
2.2.27 Modelo de Excel.....	59
2.2.28 Simulación Monte Carlo .....	60
2.2.29 Distribuciones más comúnmente usadas en Crystal Ball.....	61
2.2.29.1 Distribución uniforme .....	61
2.2.29.2 Distribución normal.....	62
2.2.29.3 Distribución triangular .....	64
2.2.29.4 Distribución binomial.....	65
2.2.29.5 Distribución de Poisson.....	66
2.2.29.6 Distribución geométrica .....	67
2.2.29.7 Distribución hyper geométrica .....	67
2.2.29.8 Distribución log normal .....	68
2.2.29.9 Distribución exponencial.....	69
2.2.29.10 Distribución Weibull (también distribución Rayleigh) .....	70
2.29.11 Distribución beta .....	72
<b>CAPÍTULO III .....</b>	<b>74</b>
<b>MARCO METODOLÓGICO .....</b>	<b>74</b>
3.1 Tipo de investigación .....	74

3.2	Diseño de la investigación.....	74
3.3	Población y muestra .....	75
3.3.1	Población.....	75
3.3.2	Muestra.....	75
3.3.3	Unidad de estudio .....	76
3.4	Técnicas e instrumentos para la recolección de datos .....	76
3.4.1	Revisión documental.....	76
3.4.2	Observación directa .....	77
3.4.3	Entrevista no estructurada .....	77
3.5	Técnicas de análisis de datos.....	78
3.5.1	Inspección basada en riesgo (IBR).....	78
3.5.1.1	Software API IBR V-3.3.3.....	79
3.5.2	Crystal Ball.....	81
3.5.3	Simulación Monte Carlo .....	81
3.6	Desarrollo metodológico del proyecto .....	82
3.6.1	Diagnóstico del estado actual de los equipos estáticos pertenecientes a los sistemas operacionales de la estación de descarga San Joaquín 1 (SJED-1).....	82
3.6.2	Determinación del nivel de riesgo aplicando la inspección basada en riesgo IBR a la Estación de Descarga San Joaquín 1 (SJED-1).....	85
3.6.3	Estimación de condiciones mecánicas a futuro de los equipos estáticos en la estación de Descarga San Joaquín 1 (SJED-1) mediante el software Crystal Ball.....	87
3.6.4	Propuesta de estrategias de mantenimiento para el mejoramiento de los equipos estáticos de la estación de descarga San Joaquín 1 (SJED-1).....	88
	<b>CAPÍTULO IV.....</b>	<b>90</b>
	<b>PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS .....</b>	<b>90</b>
4.1	Diagnóstico del estado actual de los equipos estáticos pertenecientes a los sistemas operacionales de la Estación de Descarga San Joaquín 1 (SJED-1).....	90
4.1.1	Condición actual de la estación de descarga San Joaquín 1 .....	90
4.2	Determinación del nivel de riesgo aplicando la inspección basada en riesgo IBR a la estación de descarga San Joaquín 1 (sjed-1).....	98
4.2.1	Análisis de los resultados de los sistemas .....	103
4.3	Estimación de condiciones mecánicas a futuro de los equipos estáticos en la estación de descarga San Joaquín (SJED-1) mediante el software crystal ball.....	107
4.3.1	Cálculo e identificación probabilística de la profundidad y longitud del defecto para los próximos 5 Años para los equipos de riesgo alto y medio alto.....	111
4.3.2	Cálculo e identificación probabilística del espesor disponible en función al periodo de estudio de los equipos con nivel de riesgo alto y medio alto .....	117
4.3.3	Cálculo e identificación probabilística de la presión segura en el área	

corroída (PSAC) en función de 5 años de los equipos con nivel de riesgo alto y medio alto .....	120
4.3.4 Cálculo e identificación probabilística del factor estimado de reemplazo (ERF) en función de 5 años para los equipos con nivel de riesgo alto y medio alto .....	122
4.4 Propuesta de estrategias de mantenimiento para el mejoramiento de los equipos estáticos en la estación de descarga San Joaquín 1 (SJED-1).....	125
CAPÍTULO V .....	134
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	134
5.1 Conclusiones .....	134
5.2 Recomendaciones .....	135
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	136
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO .....	141

## ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1.1 Ubicación geográfica del Distrito Gas Anaco. S.A. ....	26
Figura 1.2 Áreas de explotación de PDVSA Gas Anaco .....	26
Figura 1.3 Organigrama Gerencia de Mantenimiento de PDVSA Producción Gas Anaco .....	30
Figura 2.1 Líneas de flujo asociadas a las Multipuerto SJED-1 .....	44
Figura 2.2 Múltiples de producción SJED-1 .....	45
Figura 2.3 Separador SH-450, SJED-1 .....	46
Figura 2.4 Área de separadores verticales estación de descarga SJED-1 .....	47
Figura 2.5 Tanques de almacenamiento de crudo SJED-1.....	48
Figura 2.6 Matriz de Riesgo IBR .....	52
Figura 2.7 Tipos comunes de distribuciones .....	61
Figura 2.8 Distribución uniforme.....	62
Figura 2.9 Distribución normal.....	63
Figura 2.10 Distribución triangular .....	64
Figura 2.11 Distribución binomial .....	65
Figura 2.12 Distribución poisson .....	66
Figura 2.13 Distribución geométrica.....	67
Figura 2.14 Distribución hyper geométrica.....	68
Figura 2.15 Distribución log normal.....	69
Figura 2.16 Distribución exponencial.....	70
Figura 2.17 Distribución Weibull.....	72
Figura 2.18 Distribución Beta .....	73
Figura 3.1 Ventana de inicio del Software API-RBI Versión 3.3.3.....	80
Figura 3.2 Módulo de datos de los equipos.....	81
Figura 3.3 Representación Formato de Fichas tecnicas. ....	83
Figura 3.4 Tabla ASME B 31.3.....	84
Figura 3.5 Interfaz de Inicio del Software API RBI .....	86
Figura 3.6 Módulo Básico de Datos.....	86
Figura: 3.7 Software Crystal Ball.....	88
Figura3.8 Cronograma de Actividades.....	89
Figura 4.8 Estación de descarga San Joaquín 1 (SJED-1) .....	90
Figura 4.9 Descripción del proceso SJED-1 .....	91
Figura 4.1 Sistema de recolección.....	92
Figura 4.2. Ficha del sistema de recolección. ....	92
Figura 4.3 Sistema de Separación .....	93
Figura 4.3 Ficha del Sistema de Separación .....	94
Figura 4.4 Sistema de almacenamiento de crudo:.....	95
Figura 4.4 Ficha técnica Sistema de almacenamiento de crudo.....	95

Figura 4.5 Sistema de Tratamiento .....	96
Figura 4.6 Ficha técnica Sistema de tratamiento.....	96
Figura 4.7. Sistema de Almacenamiento de Agua Salada.....	97
Figura 4.8. Sistema de Alivio y Venteo .....	97
Figura 4.9. Sistema de Gas Combustible .....	98
Figura 4.10 Hoja en formato Excel para la recolección de data de los equipos requerida por el Software API-RBI versión 3.3.3 .....	99
Figura 4.11 Valor de tasa de corrosión externa según el ambiente operacional .....	100
Figura 4.12 Matriz de riesgo de los equipos estáticos SJED-1 .....	103
Figura 4.14. Distribución porcentual de los equipos estáticos. ....	106
Figura 4.15 Distribución probabilística que más se ajusta a los valores de salida de los equipos estáticos. ....	107
Figura 4.16 Distribución probabilística acotada en el rango de valores de salida de los equipos estáticos Profundidad .....	108
Figura 4.17 Distribución probabilística acotada en el rango de valores de salida de los equipos estáticos Longitud.....	109
Figura 4.18 Pronóstico de la variable tasa de velocidad de profundidad del defecto de los equipos estáticos de la estación.....	110
Figura 4.19 Pronóstico de la variable tasa de velocidad de longitud del defecto de los equipos estáticos de la estación .....	110
Figura 4.20 Pronóstico de profundidad del defecto 2016 .....	112
Figura 4.21 Pronóstico de profundidad del defecto 2017 .....	113
Figura 4.22 Pronóstico de profundidad del defecto 2018. ....	113
Figura 4.23 Pronóstico de profundidad del defecto 2019 .....	113
Figura 4.24 Pronóstico de profundidad del defecto 2020 .....	113
Figura 4.25 Pronóstico de longitud del defecto 2016.....	114
Figura 4.26 Pronóstico de longitud del defecto 2017.....	114
Figura 4.27 Pronóstico de longitud del defecto 2018.....	114
Figura 4.28 Pronóstico de longitud del defecto 2019.....	115
Figura 4.29 Pronóstico de longitud del defecto 2020.....	115
Figura 4.30 Comportamiento estimado de la profundidad del defecto. De los equipos de la estación de descarga San Joaquín 1 .....	116
Figura 4.31 Comportamiento estimado de la longitud del defecto. De la estación de descarga San Joaquín 1.....	117
Figura 4.32 Pronóstico del espesor 2016 .....	118
Figura 4.33 Pronóstico del espesor 2017 .....	118
Figura 4.34 Pronóstico del espesor 2018 .....	118
Figura 4.35 Pronóstico del espesor 2019 .....	119
Figura 4.36 Pronóstico del espesor 2020 .....	119
Figura 4.37 Pronóstico del PSAC 2016 .....	120
Figura 4.38 Pronóstico del PSAC 2017 .....	121
Figura 4.39 Pronóstico del PSAC 2018 .....	121
Figura 4.40 Pronóstico del PSAC 2019 .....	121

Figura 4.41 Pronóstico del PSAC 2020 .....	122
Figura 4.42 Pronóstico del ERF 2016 .....	123
Figura 4.43 Pronóstico del ERF 2017 .....	123
Figura 4.44 Pronóstico del ERF 2018 .....	124
Figura 4.45 Pronóstico del ERF 2019 .....	124
Figura 4.46 Pronóstico del ERF 2020 .....	124

## ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 2.1 Accesorios de los tanques de almacenamiento. ....	48
Tabla 2.2 Parámetros para evaluar la probabilidad de falla y consecuencias. ....	53
Tabla 3.1. Equipos estáticos ubicados en la estación de descarga San Joaquín 1 .....	76
Tabla 4.1 Valor Numérico Presión de Operación .....	102
Tabla 4.2. Niveles de riesgo y sistemas .....	105
Tabla 4.3 Cronograma de actividades de mantenimiento para los múltiples y válvulas multipuerto. ....	128
Tabla 4.4 Cronograma de actividades de mantenimiento para las tuberías. ....	129
Tabla 4.5 Cronograma de actividades de mantenimiento para los tanques. ....	130
Tabla 4.6 Cronograma de actividades de mantenimiento para los múltiples y válvulas multipuerto. ....	131
Tabla 4.7 Cronograma de actividades de mantenimiento para el sistema de Tuberías .....	132
Tabla 4.8 Cronograma de actividades de mantenimiento para los Tanques. ....	133

## INTRODUCCIÓN

El área de mantenimiento ha evolucionado aceleradamente en las últimas décadas, específicamente en aspectos de tipo tecnológico, organizacional y económico. Esto se le atribuye al desarrollo industrial, producto del avance tecnológico, llegando a ser el mantenimiento parte esencial de la gestión de cualquier empresa, puesto que actualmente es el encargado de asegurar la condición operativa de una instalación, tomando en cuenta factores importantes como: seguridad del personal, seguridad de los activos, confiabilidad, protección del medio ambiente, costos generales y utilización de recursos disponibles.

A objeto de mejorar la gestión de mantenimiento de los activos de las organizaciones, se han creado técnicas, metodologías y filosofías denominadas Gestión de Mantenimiento de Clase Mundial, las cuales se fundamentan en cubrir principalmente aspectos importantes del mantenimiento y generar propuestas para obtener una alta confiabilidad, disponibilidad, mantenibilidad, utilización óptima de recursos, calidad e incremento de la productividad tanto para contextos generales como específicos. Entre las nuevas tendencias se encuentran: Mantenimiento Productivo Total (MPT), Mantenimiento Basado en Condición (MBC), Optimización Costo Riesgo (OCR) y Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (MCC).

El presente Trabajo de Grado, tuvo como objeto principal desarrollar un plan de inspección basado en riesgo (I.B.R) a la estación de descarga San Joaquín 1 (SJED-1) PDVSA Producción Gas Anaco, a manera de garantizar una mayor confiabilidad operacional de los equipos. Esta investigación está estructurada en cinco (05) capítulos, los cuales se describen brevemente a continuación:

Capítulo I. EL PROBLEMA, en el cual se describe y desarrolla la problemática

que actualmente se presenta en la estación de descarga san Joaquín 1, a su vez la importancia y la originalidad de la investigación, así como, los objetivos que ayudaran a lograr las metas planteadas, sin dejar de mencionar las limitaciones existentes en la ejecución del proyecto y por ultimo el alcance que comprende el tiempo en la ejecución de la investigación enfocados en las generalidades de la empresa como su localización.

Capítulo II. MARCO TEÓRICO, este capítulo se encuentra relacionado con los antecedentes que preceden la investigación, las cuales están conexos con la problemática existente, permitiendo así apoyar a la investigación con información relevante, así como las bases teóricas que sustentan este estudio respecto a investigaciones realizadas.

Capítulo III. MARCO METODOLÓGICO, por medio de este capítulo se logra revelar el tipo y diseño de la investigación, así como la población y muestra donde se llevo a cabo el desarrollo del proyecto, permitiendo desplegar las diferentes técnicas e instrumentos tales como: la observación directa, revisión documental, el IBR, crystal ball entre otros, que fueron de gran utilidad para la recolección y despliegue de la información, así como también las técnicas y análisis de datos, finalmente se logra explicar en detalle la ejecución el procedimiento metodológico por cada objetivo.

Capítulo IV. PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS; a través del siguiente capítulo se logró ampliar el proceso de los objetivos planteados en la investigación, iniciando con el diagnóstico del estado actual de los equipos estáticos, seguidamente determinar el nivel de riesgo aplicando la metodología IBR, permitiendo así lograr estimar las condiciones mecánicas a futuro de los equipos estáticos mediante el software Crystal Ball, y finalmente se proponen estrategias de mantenimiento para el mejoramiento de los equipos estáticos de la estación.

Capítulo V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES, Esta última sección de la presente investigación desglosa de manera resumida las deducciones obtenidas en el estudio realizado, mostrando el resultado de cada objetivo específico planteado, y en base a dichas conclusiones se enuncian un conjunto de recomendaciones orientadas a mejorar los equipos estáticos de la estación de descarga San Joaquín 1, finalmente, se muestran los anexos y referencias consultadas que respaldan esta investigación.

# CAPÍTULO I

## EL PROBLEMA

### 1.1 Planteamiento del problema

Petróleos de Venezuela S.A y sus filiales (PDVSA) constituyen las corporaciones estatales de la República Bolivariana de Venezuela, creada por el estado venezolano en el año 1975; sus principales funciones influyen la planificación, coordinación, supervisión, explotación, producción, manufactura, transporte, almacenamiento mercadeo o cualquier otra de su competencia en materia de petróleo y demás hidrocarburos tanto en el interior del país, así como en el exterior.

Para 1999 se crea PDVSA GAS, con la disposición de lograr el desarrollo en las diferentes actividades para el comercio del gas natural; dando como resultado la entrada de Anaco como el Distrito gasífero de Venezuela; en el cual se lleva a cabo los procesos de exploración, perforación, manejo y distribución del gas natural, encontrándose dividido en dos grandes extensiones operacionales, las cuales son el Área Mayor de Anaco (AMA) y el Área Mayor Oficina (AMO).

El Área Mayor de Anaco (AMA) tiene un área operacional de tres mil cientos sesenta (3.160) Km<sup>2</sup> y se encuentra dividida en: AMA ESTE conformada por el Campo Santa Rosa y AMA OESTE conformada por los campos Guarió, El Roble, El Toco, San Joaquín y Santa Ana. Siendo el área de estudio la Estación de Descarga San Joaquín 1 (SJED-1) la cual está ubicada a veinte (20) Km. al sur oeste de la ciudad de Anaco y a unos dieciséis (16) Km. del Distribuidor Buena Vista (troncal 16), ingresando por la carretera que conduce al pueblo de Santa Ana, en las coordenadas

N:

09°18'35.47" W: 064°34'43.64" y ocupando una superficie aproximada de cuarenta mil setecientos (40.700) km<sup>2</sup>. En la estación San Joaquín (SJED-1) hay un total de cien (100) pozos, pertenecientes al nivel de presión sesenta (60) psi, doscientos cincuenta (250) psi y cuatrocientos cincuenta (450) psi, provenientes del campo San Joaquín. Dentro de sus instalaciones la estación cuenta con ciento cincuenta y dos (152) sistemas de tuberías de los cuales ochenta y dos (82), se encuentran fuera de servicio, treinta y uno (31) recipientes a presión; veinticinco (25) separadores, cuatro (4) filtros de gas combustibles y dos (2) tratadores, en la estación se encuentran instalados ocho (8) tanques de almacenamiento, seis (6) dispuestos para almacenamiento de crudo y dos (2) para agua salada, de los cuales sólo tres (3) se encuentran operativos.

La estación tiene como función principal la separación del crudo, gas y agua asociados a la producción de pozos, utilizando para este propósito separadores distribuidos en los niveles de 60 psi, 250 psi y 500 psi. Este proceso se inicia en los múltiples de recolección que reciben el fluido producido por los pozos, para luego pasar a la etapa de separación donde la mezcla (líquido gas) es sometida al proceso de separación gas – líquido a distintos niveles de presión y temperatura de acuerdo a las condiciones del pozo; el líquido separado (crudo-agua salada) es enviado a sus respectivos tanques de almacenamiento, luego el crudo es bombeado hacia el patio de tanques, el gas hacia las plantas compresoras para su procesamiento y el agua salada es reutilizada para la estimulación de los pozos.

Los equipos que operan en la estación de descarga San Joaquín (SJED-1) deben tener un óptimo funcionamiento para así lograr los niveles de producción deseados. Sin embargo, estos equipos presentan un deterioro progresivo debido al manejo de fluidos corrosivos y altas temperaturas durante el proceso de producción. Entre las fallas más comunes que ocurren en los equipos estáticos, son las ocasionadas por la corrosión que es el deterioro que sufren los metales por reacciones químicas o

electroquímicas cuando interactúan con el medio en que trabajan y por medio de ella se presentan o generan rupturas de piezas, fugas de fluidos, además de innumerables paradas no programadas, provocando producciones diferidas así como daños al medio ambiente; es decir, emisiones a la atmósfera, suelo, además de riesgos de incendio o exposición que podrían desencadenar pérdidas humanas, daño a la infraestructura, las cuales generarían pérdidas económicas elevadas.

Es por ello que con el fin de tener un proceso eficiente de los equipos, la gerencia de mantenimiento, específicamente la Superintendencia de Ingeniería de Mantenimiento, sección de Ingeniería de Confiabilidad, responsable de estimar el desempeño de los equipos estáticos en la estación, ya que es la encargada de llevar a cabo los estudios de confiabilidad con el propósito de optimizar la capacidad de producción y minimizar los costos, además de evaluar la probabilidad de fallas de los equipos, por tal motivo se requiere un estudio de confiabilidad en la estación de descarga San Joaquín 1 (SJED-1), para obtener información de la condición actual de operación de los mismo, a fin de optimizar su desempeño e invertir en mejoras para la estación de descarga San Joaquín 1 (SJED-1).

Para este fin se aplicó el análisis de inspección basado en riesgo (IBR), mediante el software API-IBR en su versión 3.3.3, a fin de jerarquizar los niveles de riesgo de los equipos basados en su condición actual, para aplicar posteriormente el programa Crystal Ball cuya simulación diagnosticará la condición futura de los equipos estáticos de la estación.

La originalidad de esta investigación radica en que hasta el momento no se han elaborado proyectos en cuanto al estudio de la confiabilidad de esta estación, además de los indicadores de manera de proponer estrategias de mantenimiento las cuales servirán para optimizar el mantenimiento y confiabilidad de la estación.

## **1.2 Objetivos de la investigación**

### **1.2.1 Objetivo general**

Desarrollar un plan de Inspección Basado en Riesgo a la Estación de Descarga San Joaquín 1 (SJED-1), PDVSA Producción Gas Anaco.

### **1.2.2 Objetivos específicos**

- Diagnosticar el estado actual de los equipos estáticos pertenecientes a los sistemas operacionales de la Estación de Descarga San Joaquín 1 (SJED-1) AMA-OESTE PDVSA Producción Gas Anaco.
- Determinar el nivel de riesgo aplicando la inspección basada en riesgo IBR a la Estación de Descarga San Joaquín 1 (SJED-1).
- Estimar condiciones mecánicas a futuro de los equipos estáticos en la Estación de Descarga San Joaquín 1 (SJED-1) mediante el software Crystal Ball.
- Proponer estrategias de mantenimiento para los equipos estáticos en cada sistema operacional de la Estación de Descarga San Joaquín 1 (SJED-1).

## **1.3 Justificación e importancia de la investigación**

Los cambios en la economía mundial y particularmente en Venezuela, condujeron a límites inflacionarios de alto grado, presupuestos decrecientes, mercados más competitivos y un entorno variable en donde la velocidad de cambio sobrepasa la capacidad de respuesta, por ello, la cultura de “falla-reemplazo” anteriormente concebida, ha sido desplazada por un enfoque, en donde es imperativo conservar el buen funcionamiento del sistema productivo durante su vida útil, mediante el conocimiento de la presencia y avance del deterioro en éstos, lo cual

permite disminuir la incertidumbre del riesgo futuro de que una falla ocurra y pueda generar consecuencias perjudiciales para la organización, ambiente, personas, infraestructura y equipos. El conocimiento del riesgo de falla asociado a un equipo se basa en la estimación de la probabilidad de que éste falle y las consecuencias que se originen a causa de ésta, por esta razón es posible definir el riesgo como el producto de estos dos términos.

La implementación de acciones de mantenimiento eficaces para el seguimiento del deterioro en los sistemas y equipos estáticos de la estación de descarga San Joaquín 1 (SJED-1), contribuyen en la mejora de la confiabilidad, disponibilidad y mantenibilidad de los equipos, sin embargo, éstas actividades acarrearán altos costos e inversión de tiempo, por lo tanto, para la disminución de estos factores resulta beneficioso clasificarlos según el riesgo, direccionando así, las actividades de mantenimiento en aquellos que son más susceptibles a fallar o que su falla generaría eventos catastróficos, sin descuidar los de menor riesgo.

La Inspección Basada en Riesgo (IBR) es un proceso que sirve para identificar, evaluar y definir los riesgos industriales (debido a la corrosión y fracturas por exceso de tensión) que pudieran poner en peligro la integridad de los equipos, tanto presurizados como estructurales.

Por tal motivo la inspección basada en riesgo (IBR) conjuntamente con el pronóstico de la condición futura de los equipos estáticos de la estación, obtenida mediante la simulación Crystal Ball, se implementó en este trabajo como base para la elaboración de estrategias de mantenimiento para el sistema productivo perteneciente a la estación de descarga San Joaquín 1, como una herramienta básica que proporciona un mejor manejo del riesgo, adaptada a la industria petrolera y petroquímica, que permiten categorizar los activos en niveles de riesgo (alto, medio-alto, medio y bajo) para la mejor administración de los esfuerzos orientados a la

prevención de fallas, mejorar la rentabilidad de las acciones de mantenimiento y proporcionar una base para la transferencia de recursos de menor a equipos de mayor riesgo.

#### **1.4 Alcance y delimitación de la investigación**

Esta investigación contempla el desarrollo de un plan de inspección basado en riesgo (I.B.R) aplicado a la estación de descarga San Joaquín 1, PDVSA Producción Gas Anaco, en el cual se diagnosticó la situación que actualmente presentan los equipos estáticos que operan en la misma, presentando ciertos desperfectos y averías en cuanto al manejo de fluidos corrosivos y altas temperaturas durante el proceso de producción, finalizando con las recomendaciones de las propuestas planteadas. La investigación tuvo una duración de ocho (8) meses continuos de pasantía presencial, con horario de ocho (8) horas por día, para la recolección y manejo de datos, además de dos (2) meses de extensión para cubrir el tiempo de redacción del mismo.

#### **1.5 Identificación de la empresa.**

##### **1.5.1 Nombre de la empresa**

PDVSA Gas. Producción Gas Anaco, filial de Petróleos de Venezuela.

##### **1.5.2 Localización geográfica**

PDVSA Producción Gas Anaco se encuentra ubicada en la parte central del estado Anzoátegui, abarcando parte de los estados Guárico y Monagas. La figura 1.1 mostrada a continuación indica la ubicación geográfica en un mapa representativo de los estados Anzoátegui, Monagas, Nueva Esparta, Sucre y Delta Amacuro.



**Figura 1.1 Ubicación geográfica del Distrito Gas Anaco. S.A.**  
**Fuente:** Archivo Técnico PDVSA

### 1.5.3 Contexto organizacional

PDVSA Gas Distrito Anaco, está conformado por dos (02) extensas áreas de explotación que son la unidad de producción Área Mayor Anaco (AMA), y la unidad de producción Área Mayor Oficina (AMO). Las cuales se muestran representadas en extensiones geográficas en la figura 1.2.



**Figura 1.2 Áreas de explotación de PDVSA Gas Anaco**  
**Fuente:** Archivo Técnico PDVSA

El Área Mayor de Oficina (AMO) se ubica en la parte sur de la zona central del estado Anzoátegui con un área de 10.240 Km<sup>2</sup>, conformada por los campos Aguasay, Zapatos, Mata-R, La Ceibita y Soto-Mapire, estas plantas manejan un promedio de 430 MMPCND de Gas.

El Área Mayor de Anaco (AMA) se encuentra localizada en la Cuenca Oriental de Venezuela, sub cuenca de Maturín, ubicada en el área geográfica de los Municipios Freites y Aguasay, a 70 Km., de la Ciudad de Anaco y 50 Km., de la Ciudad de Cantaura, en dirección sureste, con una extensión superficial de aproximadamente 3.160 Km<sup>2</sup>. Integrada por los campos de Santa Rosa, Guario, San Joaquín, Santa Ana y El Toco.

San Joaquín es el campo operacional de mayor extensión, existente en el área mayor Anaco (AMA Oeste), está conformado por una población considerable de pozos productivos de gas, petróleo y agua salada, siendo la de mayor impacto el gas. Esta producción es enviada a las estaciones de descarga San Joaquín 1, 3 y 4, donde los fluidos son separados y enviados a las plantas compresora San Joaquín 1, 2, 4 y adicionalmente recat San Joaquín, centro operativo San Joaquín y Extracción San Joaquín. Cabe destacar la atención hacia la estación de descarga San Joaquín 1, motivo del estudio y desarrollo de este proyecto.

#### **1.5.4 Misión**

Una organización energética, destinada a la exploración, extracción, producción, manejo y transmisión de hidrocarburos, orientada hacia el negocio del gas de manera óptima y segura, bajo estándares de calidad, a través de la utilización de tecnología de punta, con personal altamente competente, protagónico, sano, motivado, identificado y comprometido con el desarrollo de la corporación, la región y el País, con la Constitución, las normativas legales e internas, los valores y la ética organizacional, promoviendo el desarrollo sociocultural y la economía endógena de nuestras comunidades, en armonía con el ambiente.

### **1.55 Visión**

Una organización líder como un proveedor seguro y confiable de energía, reconocida a nivel mundial como empresa modelo de alto desempeño, con tecnología de punta, infraestructura moderna, segura y automatizada para todos sus procesos, potenciada con un personal con altos valores éticos, morales y sociales, plenamente capacitado, motivado y proactivo, comprometido con el pueblo y el entorno y en permanente búsqueda de la excelencia para satisfacer el mercado interno y externo.

### **1.5.6 Funciones principales de la empresa**

Existen tres (03) divisiones funcionales PDVSA exploración, producción, PDVSA manufactura mercadeo y PDVSA servicios. Exploración y producción se encarga de desarrollar las actividades de búsqueda de reservas y explotación de petróleo y gas natural, los convenios operativos para la reactivación de los campos petrolero.

La participación de la industria en los contratos de exploración a riesgo y producción en áreas nuevas bajo el esquema de ganancias compartidas y en asociaciones estratégicas. PDVSAGAS S.A. se encarga de las actividades de extracción, procesamiento, transmisión, distribución y comercialización de gas metano, al mismo tiempo, y como consecuencia del procesamiento de gas, se producen líquidos de gas natural (LGN) que son comercializados en mercados nacionales e internacionales.

### **1.5.7 Objetivos generales de la gerencia de mantenimiento**

- Cumplir con las normas de SIHO durante la ejecución de las actividades de

mantenimiento a través de la conciencia y prevención, a fin de asegurar el bienestar e integridad física del personal y de las instalaciones.

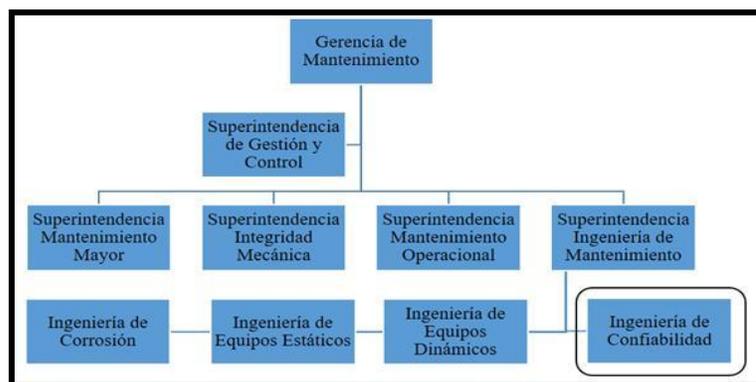
- Minimizar el impacto ambiental durante la ejecución de las actividades de mantenimiento mediante la conciencia, capacitación, motivación, planes de prevención, procedimientos e instrucciones de trabajo y cumpliendo con los requisitos legales exigidos.
- Cumplir de forma eficaz y oportuna con las actividades de mantenimiento sobre la base de acuerdos de servicios que aseguren la satisfacción de los clientes y rentabilidad de la corporación.
- Cumplir con la capacitación y motivación del personal.
- Contar con los proveedores calificados para la ejecución de las actividades de mantenimiento contratadas externamente, a través de la realización de evaluaciones continuas.
- Cumplir los compromisos sociales de la corporación, asegurando la inclusión de la oferta social dentro de cada uno de los pliegos de licitación.

### **1.5.8 Política de calidad**

La Gerencia de Mantenimiento tiene como propósito satisfacer las necesidades de mantenimiento de instalaciones, sistemas, equipos y dispositivos de PDVSA Producción Gas Anaco, brindando eficaz y oportuna respuesta a sus solicitudes, prestando servicios de calidad que garanticen la continuidad operativa de las instalaciones, mediante el cumplimiento de especificaciones, normas aplicables, verificación de cada proceso en ejecución, capacitación de nuestro recurso humano y mejora continua de los procesos de la organización. Aseguramos el uso de proveedores calificados y estamos en armonía con el medio ambiental y social.

### 1.5.9 Organigrama de la empresa

Desde el punto de vista organizativo, PDVSA Producción Gas Anaco mantiene un tipo de organización lineal donde convergen paralelamente las relaciones funcionales o mando especiales, lo cual permite obtener la máxima productividad de sus recursos humanos, tecnológicos y financieros. En la figura 1.3 mostrada a continuación se detalla la estructura organizativa de la Gerencia de Mantenimiento, División Oriente, Área Anaco.



**Figura 1.3 Organigrama Gerencia de Mantenimiento de PDVSA Producción Gas Anaco**

**Fuente:** Archivo Técnico PDVSA

## **CAPÍTULO II**

### **MARCO TEÓRICO**

#### **2.1 Antecedentes de la investigación**

Entre los trabajos que se consultaron como antecedentes de esta investigación se pueden mencionar los siguientes:

Padilla, (2014). “Estudio de la confiabilidad de los equipos estáticos de la estación de flujo Santa Rosa 1 (SREF-1) AMA Este de PDVSA Producción Gas Anaco Estado Anzoátegu”. El objetivo de esta investigación es estudiar la confiabilidad de los equipos estáticos de la estación de flujo Santa Rosa 1 (SREF-1) Ama Este, se utilizó como herramienta la aplicación de la metodología Inspección Basada en Riesgo (IBR) por medio del software API RBI, el cual le permitió jerarquizar los equipos estáticos en estudio de acuerdo al nivel de riesgo en función a las condiciones actuales de integridad de los equipos (desgaste, corrosión, entre otras). Luego aplicó la metodología de mantenimiento Centrado en Confiabilidad (MCC) mediante un análisis de los Modos y Efectos de Falla (AMEF) y un Árbol Lógico de Decisión (ALD) a los equipos más críticos de la estación. Además, realizó una simulación del Diagrama de Bloque de Confiabilidad (DBC) mediante el software Raptor para obtener los indicadores de confiabilidad, disponibilidad y mantenibilidad de la estación y así proponer estrategias de mantenimiento basados en los resultados obtenidos por la simulación.

Este trabajo aportó información necesaria que sirvió de guía para conocer y relacionar los procedimientos de aplicación de la metodología de inspección basada en riesgo (IBR) con la finalidad de identificar, evaluar y jerarquizar los equipos estáticos que conforman el sistema productivo de la estación de descarga San Joaquín

1, a fin de conocer en detalle cuales representan un nivel de riesgo alto, permitiendo de esta manera establecer acciones de mantenimiento en función de los resultados obtenidos del procesamiento de la data de inspecciones realizadas anteriormente.

Gómez, (2013). “Estudio de confiabilidad al gasoducto 16" tramo El Toco-Santa Ana, PDVSA Gas Anaco, Anaco Estado Anzoátegui”. En este trabajo de investigación se realizó un estudio de las condiciones e integridad mecánica del gasoducto 16" EL TOCO-SANTA ANA, con el fin de conocer la condición actual de gasoducto y modelar los niveles de integridad mecánica futuros de esta tubería para asegurar el transporte del gas, evitar accidentes y la interrupción de producción no programadas. Luego de recoger toda la información referente a la corrida instrumentada, se determinó la presión segura del área corroída en la línea, longitud del defecto y su espesor remanente, cálculos basados en la norma ASME B31.G y ASME B31.8. Finalmente se elaboró un modelo para estimar la confiabilidad y probabilidad de falla del gasoducto mediante el método carga-resistencia con el fin de escoger acciones de mantenimiento en los tramos de mayor riesgo.

Esta investigación fue de gran ayuda, ya que aportó conocimientos relacionados al uso y aplicación del software denominado Crystal Ball, de suma importancia para el desarrollo del proyecto mediante el procesamiento de grandes datos que permitieron proporcionar y suministrar estimaciones a futuro de la condición del sistema productivo a través de la simulación Monte Carlo. Cabe destacar que estas estimaciones se obtienen mediante gráficas que reflejan el comportamiento de los equipos estáticos más críticos de la estación de descarga san Joaquín 1, hasta determinar cuando pueden fallar, lo cual permitió generar propuesta de acciones de mantenimiento que garanticen la confiabilidad y disponibilidad del sistema.

Núñez, (2013). “Propuesta de un plan de inspección para los equipos estáticos de las estaciones de descarga, mediante técnica de inspección por ultrasonido. Caso

Campo San Joaquín, PDVSA Gas Distrito Anaco”. Este trabajo se fijó como objetivo fundamental proponer un plan de inspección para los equipos estáticos de las estaciones de descarga, mediante la técnica de inspección por ultrasonido en el campo San Joaquín, con el fin de realizar un seguimiento efectivo del deterioro que presentan los equipos estáticos en estas instalaciones. Para lograr lo planeado, se diagnosticó la situación actual de los equipos mediante inspecciones visuales y mediciones de espesor a través de la técnica de ultrasonido. Luego se jerarquizaron los sistemas operacionales de cada estación a través de una Matriz Impacto – Esfuerzo para posteriormente realizar un análisis de riesgo. Seguidamente se estimó el año en que estas alcanzarían el espesor de retiro, utilizando la velocidad de corrosión calculada y para los recipientes a presión, se utilizó la norma API 579, con la cual se evaluó su aptitud para el servicio. Luego se calculó la vida remanente de estos equipos para determinar la frecuencia de inspección con intervalos adaptados a su degradación. Finalmente se logró proyectar un plan de inspección que contempla las actividades necesarias para monitorear el desgaste de los equipos lo que servirá como apoyo para mejorar las gestiones de mantenimiento.

Este trabajo fue de gran utilidad ya que facilitó una idea clara de los procedimientos de inspección utilizados para determinar la condición actual de los sistemas productivos en una estación, proporcionando confianza en la data utilizada para el desarrollo de este proyecto donde se utilizaron inspecciones visuales y medición puntual de espesores mediante la técnica de ultrasonido de haz recto en los sistemas productivos de la estación de descarga San Joaquín 1. De esta forma se logró obtener un punto de partida confiable en el desarrollo y generación de acciones de mantenimiento en pro de garantizar la confiabilidad operacional de la estación.

Mirabal, (2012). “Evaluación de la factibilidad técnico - económica para el manejo y disposición de la producción de los campos Santa Ana y El Toco en SAED-3. P.D.V.S.A Gas, Anaco”. El presente estudio fue realizado con el fin de

evaluar la factibilidad técnico-económica para el manejo de la producción crudo-agua de los campos Santa Ana y El Toco en la estación principal SAED-3, y así disminuir costos asociados al empleo de equipos de remoción de escala en pozos inyectores y eliminar pasivos ambientales, los cuales vienen representados por muros contenedores de líquidos, comúnmente llamados fosas. A partir de la evaluación, se determinó que la causa que afecta la capacidad de manejo de la Planta de Inyección de Agua Salada (PIAS), es la calidad del agua inyectada, la cual posee alta tendencia incrustante, que se ve favorecida con incrementos en la temperatura, cuya consecuencia directa son taponamientos de las arenas receptoras de los pozos inyectores. También surgió la necesidad de colocar otro punto de inyección de química anti escala y trasladar el de química biácida, a la entrada de los tanques. Para el proceso de centralización es necesario aumentar la dosis de producto anti escala a 7,6 gal/día para controlar las incrustaciones, lo cual genera un costo de 12.949.200 bolívares anuales. A su vez, surge la necesidad de reactivar un tratador térmico en la estación principal y bombear desde las estaciones involucradas a un rango de presión de 200-210 psi, para el caso de ETED-1, y 60-70 para las estaciones SAEF-1 y SAED-2. Los costos asociados al proceso de centralización se estiman en 187.108.362 bolívares y ahorros en el orden de 165.226.161 bolívares anuales.

De la investigación anterior se tomaron características de la estación de descarga, descripciones del contexto operacional entre otros aspectos vinculados a la estación, que permitieron conocer a detalle el proceso productivo al cual son sometidos el crudo, gas y agua salada, la forma en que son separados y distribuidos hasta ser utilizados en otros procesos derivados. Cabe destacar la importancia de una estación de descarga que presente instalado sistemas de inyección de química que pasiven los efectos corrosivos generados internamente por el fluido, los cuales influyen en fallas prematuras con consecuencias no deseadas que ponen en riesgo la disponibilidad de los sistemas productivos, tales como la estación de descarga San Joaquín 1.

## **2.2 Bases teóricas**

### **2.2.1 Definición de mantenimiento**

Según Gómez F. (1998) señala que:

Es la función empresarial a la que se le encomienda el control constante de las instalaciones, así como el conjunto de los trabajos de reparación y revisión necesarios que garanticen el buen estado de conservación de las instalaciones productivas, servicios e instrumentación de las fábricas. (p. 56)

De acuerdo a la Norma Covenin 3049 (1993), el mantenimiento se define como “el conjunto de acciones que permiten conservar o establecer un sistema productivo a un estado específico, para que pueda cumplir un servicio determinado” (p.4).

En términos generales, el mantenimiento se encarga de asegurar que los activos físicos continúen haciendo lo que sus usuarios quieren que hagan. Es el conjunto de servicios que están encuadrados en la gestión de la empresa en todas sus funciones y sin ellos difícilmente se llegaría de forma continua un determinado proceso industrial para obtener un producto.

### **2.2.2 Tipos de mantenimiento**

Según la norma Covenin 3049 (1993), los tipos de mantenimiento se clasifican de la siguiente manera:

- Mantenimiento Correctivo.

Según Duffuaa y otros (2002), “este tipo de mantenimiento sólo se realiza

cuando el equipo es incapaz de seguir operando. No hay elemento de planeación para este tipo de mantenimiento” (p 33).

Comprende las actividades de mantenimiento encaminadas a mejorar y mantener el desempeño de los equipos, corrigiendo las fallas de una manera integral a mediano plazo y planificando acciones de mejoras tales como: modificación de alternativas de proceso, modificación de elementos de máquinas, cambios de especificaciones, ampliaciones revisión de elementos básicos de mantenimiento y conservación.

- Mantenimiento Preventivo.

Según Martínez L. (1997), señala que:

El objetivo del mantenimiento preventivo es el de asegurar que todas las instalaciones, sistemas, equipos o dispositivos, estén en las condiciones referidas para cumplir con las metas operacionales que la empresa tiene planificadas, logrando de esta manera la optimización efectiva de los sistemas productivos de dicha organización (p.14).

Es el que utiliza todos los medios disponibles, incluso los estáticos, para determinar la frecuencia de las inspecciones, revisiones, sustitución de piezas claves, probabilidad de aparición de averías, vida útil, y otras. Su objetivo es adelantarse a la aparición de falla o predecir su ocurrencia.

- Mantenimiento Rutinario.

Según Harrington J (1999) define:

Es el que comprende actividades tales como: lubricación, limpieza,

protección, ajustes, calibración u otras; su frecuencia de ejecución es hasta períodos semanales, generalmente es ejecutado por los mismos operarios de los sistemas productivos y su objetivo es mantener y alargar la vida útil de dichos sistema productivo evitando su desgaste. (p.4)

Es decir que su frecuencia de ejecución es hasta períodos semanales, generalmente es ejecutado por los mismos operarios de los equipos y su objetivo es mantener y alargar la vida útil de los mismos evitando su desgaste

- Mantenimiento Programado.

Según Morrow (1998), señala que:

Toma como basamento las instrucciones técnicas recomendadas por la fabricantes, constructores, diseñadores, usuarios y experiencias conocidas, para obtener ciclos de revisión y/o sustituciones para los elementos más importantes de un sistema productivo a objeto de determinar la carga de trabajo que es necesario programar (p.14).

Ya que su frecuencia de ejecución cubre desde quince días hasta generalmente períodos de una año.

- Mantenimiento por Averías o Reparación.

Según la Norma Covenin 3049-1993 se define “como la atención a un sistema productivo cuando aparece una falla” (p.2).

Su objetivo es mantener en servicio adecuadamente dichos sistemas, minimizando sus tiempos de parada. Es ejecutado por el personal de la organización de mantenimiento. La atención a las fallas debe ser inmediata y por tanto no da tiempo a ser programada pues implica el aumento en costos y de paradas innecesarias

de personal y equipos.

- Mantenimiento Mayor.

Según Silva, M. (2003), se define “como un conjunto de acciones ejecutadas por grupos multidisciplinarios con la finalidad de retornar a una determinada planta a su estado de operación normal” (p.14).

Es el mantenimiento que se ejecuta a una o varias instalaciones o sistemas, para conservar sus condiciones operacionales.

### **2.2.3 Niveles de mantenimiento**

Según el Manual de Mantenimiento PDVSA MM-01-01-03 Niveles de Mantenimiento: “son categorías de jerarquización de actividades de mantenimiento basadas en esfuerzo y consecuencias de acuerdo al contexto operacional en el cual se desempeña el activo” (p.18).

#### **2.2.3.1 Niveles de mantenimiento preventivo**

Según el manual de PDVSA MM- 01-01-03.

Nivel I:

En este nivel se describe el mantenimiento que involucra servicios básicos y las actividades de prevención, que no requieren desmontaje, apertura o parada del activo, así como los registros de parámetros operacionales y la conservación de los aspectos de Seguridad Industrial, Higiene Ocupacional y Ambiental. Por ejemplo: todas las

actividades dirigidas a la conservación externa, inspección visual, completación de niveles de fluidos de lubricación y/o enfriamiento de los equipos, orden y limpieza del activo en general.

#### Nivel II:

En este nivel se describen todas las actividades de inspección no destructiva, pruebas, ensayos no destructivos, mantenimiento de elementos que requieran o no paradas del activo y adicionalmente, monitoreo, registro de datos de mantenimiento y confiabilidad que permitan establecer la condición del elemento. Las paradas en este nivel no comprometen la continuidad operacional o el arranque del activo. Ejemplo; cambio de elementos consumibles.

#### Nivel III:

En este nivel se describen todas las actividades de inspección destructiva, pruebas, ensayos no destructivos especializados, ensayos destructivos y mantenimiento preventivo para restituir las condiciones operacionales que requieran, con o sin parada del activo. La parada en este nivel compromete la continuidad operacional o el arranque del activo.

#### Nivel IV:

En este nivel se describen en general las actividades de restitución parcial del activo llevándolo a las condiciones de diseño, que permitan prolongar su vida útil e impliquen parada. Por ejemplo; fabricación y/o reparación de piezas, armado y reparación de conjuntos.

Nivel V:

En este nivel se realizan todas aquellas actividades de restitución total de las condiciones originales de diseño, que impliquen parada del activo. Igualmente, reparaciones del nivel IV asignadas a este nivel por razones económicas o de oportunidad pudiéndose referir a mejoras operacionales, ampliación de la capacidad instalada o incorporación de nuevas tecnologías. (p.18)

Estos niveles permitirán jerarquizar las diferentes estrategias de mantenimiento a realizar, tal cual como lo muestra su concepto, a su vez estos niveles se verán desplegados en el capítulo 4 de la presente investigación, la cual servirán de gran aporte, ya que por medio de estos se desarrollaran los pasos a seguir para el cumplimiento de las estrategias.

#### **2.2.4 Definición de confiabilidad**

Es el complemento probabilístico de la probabilidad de fallas.

De acuerdo con Yáñez, M., y Valbuena, G., (2007), “es la probabilidad de que un sistema productivo no falle en un momento dado bajo condiciones establecidas” (p.115).

La probabilidad de que un equipo cumpla una misión específica bajo condiciones de uso determinadas en un período determinado. El estudio de Confiabilidad, es el estudio de fallos de un equipo o componente. Si se tiene un equipo sin fallo, se dice que el equipo es 100% confiable o que tiene una probabilidad de supervivencia igual a uno.

### **2.2.5 Ingeniería de confiabilidad**

Según Yáñez, M., y Valbuena, G., (op., cit.) la Ingeniería de Confiabilidad puede definirse “como la rama de la ingeniería que estudia las características físicas y aleatorias del fenómeno falla” (p.119).

En este mismo orden de ideas, los autores mencionados anteriormente expresan que; dentro del área de Ingeniería de Confiabilidad, coexisten dos (2) escuelas con enfoques muy específicos, estas son:

- Confiabilidad basada en el análisis probabilística del tiempo para la falla o historial de fallas.
- Confiabilidad basada en el análisis probabilística del deterioro o física de la falla.

Ambas escuelas tienen un objetivo común: “caracterizar probabilísticamente la falla para hacer pronósticos y establecer acciones preventivas dirigidas a evitarla o mitigar su efecto” (p.119).

Por consiguiente, el enfoque a utilizar en el desarrollo de la investigación, estará basado en el análisis probabilística del tiempo para la falla o historial de fallas, debido a que el estudio de los equipos estáticos estará enfocados en función al período de cinco (5) años.

### **2.2.6 Mantenimiento centrado en confiabilidad (MCC)**

De acuerdo al Manual de Mantenimiento PDVSA MM-01-01-01 “Definiciones de Mantenimiento y Confiabilidad”, el MCC es.

Una filosofía de gestión de mantenimiento en el cual un equipo multidisciplinario de trabajo, se encarga de optimizar la confiabilidad de un sistema en su contexto operacional, estableciendo las actividades más efectivas de mantenimiento en función de la criticidad de los activos pertenecientes a dicho sistema, tomando en cuenta los posibles efectos que originaron las fallas de estos, a la seguridad, al ambiente y las operaciones (p.21).

### **2.2.7 Estaciones de descarga**

De acuerdo a CEPET (1992).

Son instalaciones petroleras de superficie, formadas por un conjunto de tuberías y equipos conectados entre sí, los cuales son diseñados para recibir la producción de una determinada área, permitir la separación de las fases líquida y gaseosa, medir dicha producción, realizarle tratamiento químico, proporcionarle un sitio de almacenamiento temporal y posteriormente bombearla a los patios de tanques. (p.12)

### **2.2.8 Componentes de una estación de descarga**

De acuerdo a CEPET (1992), “es un conjunto de equipos interrelacionados que se encargan de recibir, separar, almacenar temporalmente y bombear los fluidos provenientes de los pozos los cuales están compuestos por mezclas de crudo, gas, agua, arenas y contaminantes”(p.13)

Estos equipos son:

- Múltiples o válvulas multipuestos.
- Líneas de flujo.
- Separadores.
- Calentadores y/o calderas tanques de recolección.
- Bombas de crudo.

- Bombas de inyección de química.

### **2.2.9 Definición de equipos**

De acuerdo con Suárez, D (2008), "es un bien económico, técnico y sujeto a mantenimiento" (p.15). Se establece que estos pueden presentarse bajo una serie de conexiones formando un sistema o actuando de manera individual.

### **2.2.10 Definición de equipos estáticos**

Se refieren a aquellos equipos industriales que no contienen partes móviles o cuyas características operativas son esencialmente estática en la naturaleza.

Según la Norma Técnica PDVSA PI-09-01-00, "Manual de Inspección".

"Son todos aquellos equipos en procesos, tanques, recipientes y tuberías (líneas) que manejan, contienen y transportan fluidos presurizados y no presurizados" (p.7).

Los equipos estáticos se diferencian de los equipos rotativos, por tener asociados bajas frecuencias de fallas y altas consecuencias de fallas. Entre los equipos estáticos se pueden mencionar: Calderas, Intercambiadores de Calor, tanques, separadores, tratadores, filtros y tuberías.

### **2.2.11 Definición de sistema**

Según Yáñez, M., y Valbuena, G., (op., cit.), "todo en la vida pertenece a, o es un sistema por si solo con su respectiva función o funciones. En más amplio sentido, un sistema es una colección de cosas que en conjunto ejecutan una o más funciones"

(p.11).

En este sentido, un sistema de mantenimiento es aquel que debe ser capaz de hacer la detección precoz de anomalías y averías para ser corregidas antes de que se produzca un fallo, trayendo como consecuencias aumento de disponibilidad, reducción de costos.

### 2.2.12 Líneas de flujo

Según Rey, P. (2012).

Se denominan líneas de flujo a la tubería que se conecta desde el cabezal de un pozo hasta el múltiple de producción de su correspondiente estación. Las líneas de flujo son aquellos sistemas de manejo que transportan el flujo de forma bifásica, desde el pozo hasta un punto de convergencia denominado múltiple (p.20).

A continuación, en la figura 2.1 se observan parte de las líneas de flujo que conforman la estación de descarga SJED-1.



**Figura 2.1 Líneas de flujo asociadas a las Multipuerto SJED-1**

**Fuente:** El autor

### 2.2.13 Múltiple

Según Barberi, E. (1998).

El múltiple de producción representa un sistema de recibo al cual llega el flujo ducto de cada uno de los pozos productores asignados a esa estación. El múltiple facilita el manejo de la producción total de los pozos que ha de pasar por los separadores como también el aislamiento de pozos para pruebas individuales de producción. Por medio de las interconexiones del sistema y la disposición apropiada de válvulas, se facilita la distribución, el manejo y el control del flujo de los pozos (p.31).

La figura 2.2 presentada a continuación muestra parte de los múltiples que se encuentra en la estación de descarga SJED-1.



**Figura 2.2 Múltiples de producción SJED-1**

Fuente: El autor

### 2.2.14 Separador

Según Martínez M., (1990), “son recipientes cilíndricos mediante el cual se aíslan los diversos componentes que posee el fluido proveniente de los pozos (crudo, agua y gas), con el fin de optimizar el procesamiento y comercialización de algunos de ellos (crudo y gas)” (p.27).

## 2.2.15 Tipos de separadores

### 2.2.15.1 Separadores horizontales

Según Martínez M., (1990).

En un cilindro horizontal empleado generalmente cuando existen grandes cantidades de líquidos, crudos espumosos y agua libre. En estos equipos la fase pesada decanta perpendicularmente a la dirección horizontal de flujo de la fase liviana, permitiendo que la fase liviana continúe viajar a una velocidad superior a la velocidad de la decantación de la fase pesada discontinua (p.27).

A continuación, en la figura 2.3 se detalla el separador SH-450 perteneciente a la estación de descarga San Joaquín 1.



Figura 2.3 Separador SH-450, SJED-1

Fuente: El autor

### 2.2.15.2 Separadores verticales

Según Martínez M. (1990).

Son recipientes colocados verticalmente para separar a los fluidos, en estos equipos la fase pesada decanta en dirección opuesta al fluido vertical de la fase liviana, por consiguiente, si la velocidad de flujo de la fase liviana excede levemente la velocidad de decantación de la fase pesada

entonces la coalescencia ocurre en una gota más grande (p.27).

La figura 2.4 mostrada a continuación, revela el área de separadores, la cual actualmente cuenta con tres (03) niveles de presión 450 / 250 / 60 psi.



**Figura 2.4 Área de separadores verticales estación de descarga SJED-1**  
Fuente: El autor

### 2.2.16 Tanques de almacenamiento

Según Barberi, E., (1998), “son recipientes cilíndricos utilizados para el almacenamiento de crudo en su mayoría, su altura y diámetro están en función de su capacidad. Existen dos (02) tipos de tanques: los apernados para los de pequeño volumen y los soldados para los volúmenes mayores” (p.349).

A continuación, en la figura 2.5 se observan los tanques de almacenamiento de crudo capacidad 5.000 Bls. (TK 5251, TK 1010, TK 1011) y uno de 1.500 Bls. (TK 1500).



**Figura 2.5 Tanques de almacenamiento de crudo SJED-1**

**Fuente:** El autor

A continuación, en la tabla 2.1 se resumen los accesorios pertenecientes a los tanques de almacenamiento en la industria petrolera:

**Tabla 2.1 Accesorios de los tanques de almacenamiento.**

Ítem	Descripción
Boca de inspección	Facilita el acceso al interior de los tanques cuando estos están vacíos, para reparaciones internas, inspecciones programadas y mantenimiento.
Boquillas	Son conexiones de entrada y salida ubicadas en el casco y en los respiraderos del techo.
Drenaje de agua	Generalmente los crudos y refinados llevan agua y sedimentos, al ser almacenados en los tanques, estos sedimentos y el agua, por tener un peso específico mayor, se acumulan en el fondo del tanque. Para eliminar el agua y los sedimentos es necesario que los tanques estén dotados de un sistema de drenaje que permita fácilmente la eliminación de los mencionados.
Escotillas	Están instaladas en la boca de inspección del techo para permitir la medición del líquido contenido en el tanque.
Respiraderos	Están ubicados en el techo, impiden la acumulación de presiones excesivas dentro del tanque.
Escaleras	Se emplean para subir y bajar al techo al efectuar mediciones, inspecciones, mantenimientos, entre otros.
Muros de contención	Son muros o taludes anulares a prueba de fuego que deben estar estabilizados para impedir la acción erosiva del viento y de las lluvias, deben tener una capacidad igual o superior al volumen de los tanques rodeados, para atrapar el producto en caso de rotura o derrame.

Protección catódica	Los tanques cuya base reposa directamente sobre la tierra, están sujetos a corrosión por las sales de los minerales del suelo; para impedir ésta a través de un rectificador se convierte la corriente alterna a corriente directa, que suministra una carga mínima de electricidad, que teniendo un signo opuesto al del suelo, neutraliza el área de contacto.
Cables a tierra	Se requiere en todos los tanques para impedir la acumulación de electricidad estática para el movimiento del líquido y para descargar a tierra la electricidad de los relámpagos, son generalmente barras de cobres colocadas en la tierra adyacente al tanque, y se conectan firmemente a una boca de inspección, o directamente al casco del tanque por medio de un cable corto.

**Fuente:** Barberi, E. (1998)

### 2.2.17 Inspección

De acuerdo al Manual de Mantenimiento de PDVSA MM-01-01-01. “Son acciones técnicas y administrativas (procedimientos, tratamientos, ensayos, requerimientos, pruebas, entre otros) llevadas a cabo para obtener información sobre el estado físico o el comportamiento de un activo y garantizar su funcionamiento dentro de contexto operacional” (p.12).

### 2.2.18 Tipos de inspección

#### 2.2.18.1 Inspección visual

De acuerdo con Rollino (2003) “ASME B 31.3”.

Se realiza bajo una frecuencia y consiste en encaminar toda la ruta de la tubería, con la finalidad de detectar, registrar, medir, y evaluar anomalías que pudieran poner en riesgosa integridad física de la tubería tales como: socavaciones, afloramiento, corrosión externa, invasión de terceros, ausencia de soportes, presencia de maleza, falta de acceso, entre otros (p.18).

### **2.2.18.2 Inspección mediante herramienta instrumentada**

De acuerdo con Rollino (2003), “se realiza con herramientas de limpieza interna e instrumentadas (electromagnéticas o ultrasónicas), estas últimas son de altas tecnologías que sirven para detectar, ubicar, dimensionar anomalías tales como: abolladuras, cambios de espesores, corrosión, daños mecánicos, grietas, entre otros” (p.19).

### **2.2.18.3 Inspección por ultrasonido**

Según Rollino (2003).

Esta técnica involucra la medición de espesores de pared de tuberías y equipos, mediante ondas de sonidos. Estos instrumentos consisten básicamente en una probeta transdutora generalmente acoplada a un instrumento de registro digital. Las ondas de sonido se transmiten a través del metal y regresan al transductor. El registro digital convierte el intervalo entre emisión y recepción en medidas de espesores de pared, basada en el paso de la onda sónica de la pared del metal. (p.19)

### **2.2.18.4 Inspección electromagnética**

De acuerdo con Rollino (2003)

La técnica electromagnética es un excelente método para la inspección de la totalidad del área interna de cualquier sistema de tuberías. Esta técnica consiste en la introducción de un instrumento parecido a una herramienta mecánica de limpieza (cochino), en el interior de la línea y posteriormente conferirle movimiento con presión de gas o agua. (p.20)

### **2.2.18.5 Líquidos penetrantes**

Según Gómez, F., (1998), esta prueba no destructiva de inspección “se utiliza

para encontrar fisuras superficiales o fallos internos del material que presenta alguna apertura de la superficie” (p.41).

La prueba consiste en la aplicación de líquidos o tinturas especiales sobre la superficie a inspeccionar y comprobar posteriormente las huellas depositadas sobre una superficie auxiliar del contacto.

### **2.2.19 Riesgo.**

Según PDVSA IR-S-02 (1993),”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” (p.11).

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 riesgo se calcula con la siguiente ecuación:

Riesgo = Probabilidad de ocurrencia de un evento no deseado x Consecuencias

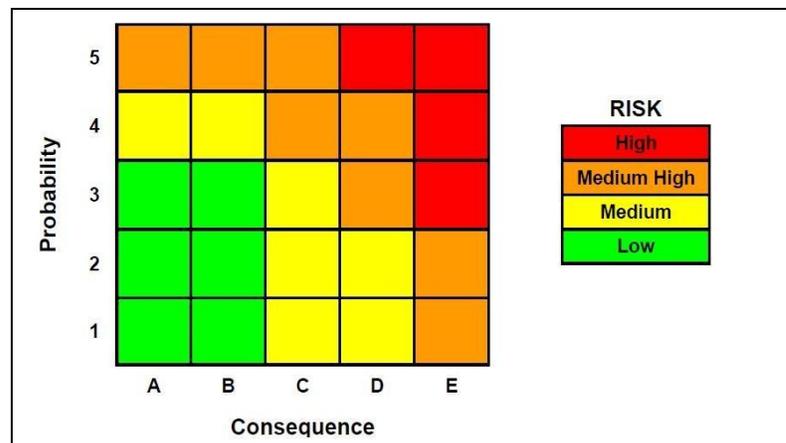
**Ec. 2.1**

### **2.2.20 Inspección basada en riesgo (I.B.R)**

Es una metodología sistemática que se apoya en la Norma de Instituto Americano de Petróleo APUI RP 580/581, cuyo foco es definir planes de inspección basados en la caracterización probabilística del deterioro y el modelaje probabilística de la consecuencia de una falla (caracterización del riesgo). (p.6).

Dicha metodología se enfoca en el estudio del deterioro de la pared de un contenedor de fluido que puede resultar en la pérdida de la función de contenido del fluido presurizado, es decir; en una fuga al medio ambiente; además de la información para priorizar el mantenimiento e inspección y presenta el estado actual de riesgo de los equipos.

Los riesgos son presentados en una matriz de 5x5, donde el eje vertical representa la frecuencia de fallas y el eje horizontal la consecuencia de falla; dentro de la matriz se encuentran cuatro (04) zonas de riesgo; identificadas como alto, medio alto, medio y bajo, tal y como se exhibe en la figura 2.6 mostrada a continuación.



**Figura 2.6 Matriz de Riesgo IBR**  
**Fuente:** Software API IBR Versión 3.3.3

El IBR implica el cálculo de probabilidades de falla y modelaje de las consecuencias de la misma, para el cálculo de las prioridades de falla; el IBR provee una metodología que considera los siguientes criterios: espesor remanente, tasa de corrosión y calidad o frecuencia de inspección

- Probabilidad de falla: Se refiere a las frecuencias genéricas de cada escenario para cada tipo de equipo estudiado.

- Consecuencia de falla (fuga): Puede estar condicionado a diferentes factores, entre estos se tiene: fluido de proceso, condiciones de operación (presión y temperatura), tamaño del agujero, inventario del fluido, sistemas de aislamiento y mitigación, tipos de fugas, entre otros.

A continuación, se detallan en la tabla 2.2, los parámetros que se consideran en la evaluación de probabilidad de falla y consecuencia:

**Tabla 2.2 Parámetros para evaluar la probabilidad de falla y consecuencias.**

<b>Parámetro</b>	<b>Factores</b>
Dimensiones del Equipo	Diámetro, Longitud, Espesor
Condiciones de diseño	Material, Código e fabricación, Temperatura, Presión, Tiempo de vida
Condiciones de operación	Temperatura, Presión, Años de servicio, Aislamiento del equipo, Cantidad de fluido, Fluidos que maneja, Toxicidad de los fluidos, Estado inicial del fluido (gas o líquido), Estabilidad del proceso, Sistema en Proceso, Sistema de bloqueo de la diferentes áreas de la planta, Existencia de válvulas de bloqueo.
Supervisión	Tipos de sistemas de detención de fallas, Formas de mitigación de problemas, Cantidad y calidad de las inspecciones
Formas de degradación	Tipos de corrosión (general, localizada, entre otras), Velocidad de corrosión, Susceptibilidad y cantidad de CBT (SCC), Daño por hidrogeno, Corrosión bajo aislamiento.
Consecuencias de la falla	Tipo de drenaje, Densidad poblacional alrededor del equipo o planta, Costo de reposición del equipo, Costo de la limpieza.

**Fuente:** Norma de Instituto Americano de Petróleo API RP 580/581 (2000)

En términos prácticos IBR se concentra en los eventos que llevan a la pérdida de los equipos u otros mecanismos de degradación que puedan ocasionar pérdidas de producción. Existen cuatro (04) niveles de análisis dentro de la metodología de IBR, los cuales contemplan o contienen desde un análisis cualitativo del riesgo, hasta análisis cuantitativos que cubren métodos, extensión e intervalos de inspección e incluso la optimización costo-beneficio. Cada nivel tiene mayores demandas para un análisis detallado de cada uno de los elementos esenciales, tales como: consecuencias

(incluye: muertes y lesiones, costos de reparación, pérdidas de producción), probabilidad de falla, métodos de inspección, modelos de costos.

Cuando se aplica IBR a plantas típicas de proceso, el primer paso es el análisis de todos los equipos o componentes (estáticos) de dicha planta, tratando de identificar las fallas potenciales y las consecuencias que estas podrían generar. A partir de este análisis se obtiene una clasificación, asignándole a cada equipo un factor de riesgo, para luego estimar un valor de la condición de riesgo a la planta en general. Con base en esta clasificación, se trata de identificar oportunidades de racionalizar y optimizar esfuerzos de inspección y mantenimiento, entre los equipos con alto y bajo factor de riesgo.

El principal objetivo del estudio es establecer estrategias de inspección basadas en la probabilidad y consecuencia de falla, y en los costos de la reparación o reposición de los equipos, también se busca alertar a los operadores y supervisores de la planta acerca de las posibilidades de falla que tienen algunos equipos y de sus posibles causas.

### **2.2.21 Corrosión**

De acuerdo con Uhlig, H., (1971).

La corrosión es la degradación de un material por reacciones químicas o electroquímicas con el medio ambiente. Las tuberías por estar en contacto con el terreno, fluidos corrosivos, atmósferas corrosivas e incluso con la vegetación pueden sufrir daños por corrosión, lo que normalmente se traduce en pérdidas de espesores que debilitan la pared del tubo ocasionando fugas del fluido que circula por la tubería o el colapso de la misma. (p.40)

De acuerdo con las consecuencias del ataque corrosivo, la corrosión puede clasificarse de las siguientes maneras:

- **Corrosión general:** También conocida como erosión, es la aceleración de la remoción mecánica de la superficie del material como resultado del movimiento relativo entre sólidos, líquidos, vapor u otra combinación de estos. La corrosión – erosión es una descripción del daño que ocurre cuando la erosión contribuye a la corrosión por la remoción de capas o películas protectoras, o a la exposición de la superficie del metal a mayor corrosión bajo la acción combinada de la corrosión – erosión.
- **Corrosión localizada (picaduras, corrosión en ranuras):** Está categorizada como corrosión localizada o de picaduras, las cuales están normalmente confinadas en una pequeña área o muy interconectadas en varias áreas pequeñas. La corrosión localizada o picaduras de corrosión pueden ser hoyos individuales o múltiples alrededor de la tubería, que están o cerca de todo el espesor de la pared.
- **Corrosión bajo tensión, por erosión y entre otros tipos que existen:** Es aquella que muestra los mismos principios base que la corrosión general y se produce por el transporte de productos refinados del petróleo entre otros, los cuales pueden contener agua, bacterias, contaminantes químicos y escombros que pueden crear un ambiente corrosivo.

### **2.2.22 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. Las tasas de corrosión se pueden expresar de distintas formas, pero la mejor de ellas es en milésimas de pulgadas por año (MPY) o en milímetros por año (mm/año). La ecuación 2.2 muestra como determinar la velocidad:

$$V_c = \frac{(tn - ta)}{T}$$

Ec. 2.2

Dónde:

Vc: Tasa o velocidad de corrosión (MPY)

tn: Espesor nominal (plg.)

ta: Espesor actual (plg.)

T: Tiempo transcurrido (Años)

### 2.2.23 Presión segura en el área corroída (PSAC)

Según la norma ASME B 31.3G 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 2.4 y 2.5, dependiendo del valor de “A”, el cual es un factor a dimensional y viene dado por la ecuación 2.3.

$$G = \frac{0.893 * L}{\sqrt{D * tn}}$$

Ec. 2.3

$$PSAC = 1.1 * P * \left[ \frac{1 - \frac{2}{3} * \left(\frac{C}{tn}\right)}{1 - \frac{2}{3} * \left(\frac{C}{tn}\right) * \frac{1}{\sqrt{G^2 + 1}}} \right]$$

Ec2.4

Para  $G \leq 4$

$$PSAC = 1.1 * P * \left[1 - \frac{C}{tn}\right]$$

Ec. 2.5

Para  $G \geq 4$ 

Donde:

- L Longitud axial del defecto.  
:  
C Máxima profundidad de la pérdida de  
:  
  espesor  
t Espesor nominal  
n:  
P La mayor entre P diseño y MAOP  
:  
D Diámetro externo nominal de la tubería.  
:  
P Presión Segura en Área Corroída.  
SAS:  
C % de pérdida de espesor.  
/tn:  
G Factor a dimensional de la Norma ASME  
:  
  B31G.

#### 2.2.24 Factor estimado de reparación (FER)

Según la norma ASME B 31 G, existen ciertas recomendaciones de mantenimiento en gasoductos corroídos para los casos que la Máxima Presión de Operación (MAOP) sobrepase la Presión Segura en el Área Corroída (PSAC), se

representa mediante la ecuación 2.6.

$$FER = \frac{MAOP}{PSAC}$$

**Ec. 2.6**

Dónde:

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 2.6. Los cuales se muestran a continuación:

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

Caso 2: si FER se encuentra entre 0.95 y 1 ( $0.95 < FER < 1$ ), la norma establece reparar o reemplazar el área afectada en un plazo máximo de nueve (09) meses.

Caso 3: Si la relación  $FER \geq 1$  la norma ASME B 31 G establece reparar o reemplazar el tramo en un periodo no mayor a veinte (20) días y recomienda bajar la presión de operación a una presión segura hasta realizar el mantenimiento.

### **2.2.25 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 2.7.

$$t_{min} = \frac{MAOP * D * F}{2 * F}$$

**Ec. 2.7**

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

$$\frac{t_{min}}{t_{actual}} < 1 \quad \Rightarrow \quad \text{El defecto es aceptable.}$$

$$\frac{t_{min}}{t_{actual}} > 1 \quad \Rightarrow \quad \text{El defecto no es aceptable, requiere reparación o reemplazo del área afectada.}$$

### 2.2.26 Simulador Crystal Ball

De acuerdo con Cristal Ball 7.3.1 (2008), se trata de una “herramienta computacional, que funciona sobre la plataforma Excel que permite calcular y seleccionar la distribución paramétrica que mejor se ajusta a un grupo de datos” (p.5), utilizando cualquiera de la prueba de bondad de ajuste (Chi-Cuadrado, Kolmogorov Smirnov, Anderson - Darling), o en su defecto asignar una serie de datos un comportamiento conocido con base a la opinión de expertos.

### 2.2.27 Modelo de Excel

De acuerdo con Crystal Ball 7.3.1 (2008), un modelo representa “un proceso de

combinaciones de datos, fórmulas y funciones, el cual dependiendo la información que se introduzca en la hoja de cálculo puede ser generado por Crystal Ball” (p.4). Para que se pueda lograr un modelo apropiado se deben reconocer previamente los riesgos a analizar, los cuales a su vez serán identificados con un conocimiento enfático de los valores particulares que interfieren en él, así como su variabilidad.

Dentro de modelos tradicionales se pueden encontrar que los pronósticos obtenidos pueden verse limitados, ya que su eficacia no arroja un resultado lo suficientemente óptimo para su aplicación, debido a la restricción o dispersión de sus datos.

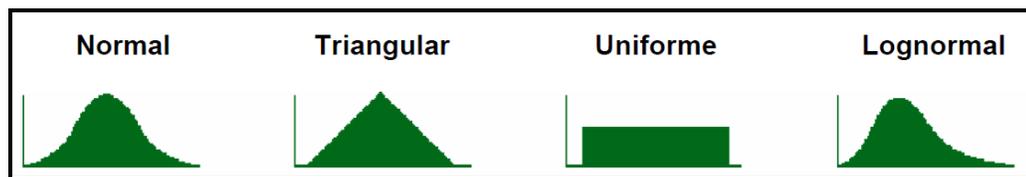
#### **2.2.28 Simulación Monte Carlo**

Simulación es cualquier método analítico cuya finalidad sea la de reproducir un sistema de la vida real, especialmente cuando otros análisis son muy complejos matemáticamente o muy difíciles para reproducir. La simulación de Monte Carlo fue nombrada así por Monte Carlo, Mónaco, donde las primeras atracciones son casinos donde se practican juegos de azar.

El comportamiento aleatorio en juegos de azar es similar a como la simulación de Monte Carlo selecciona los valores de las variables de forma aleatoria para simular un modelo. Cuando se lanza un dado, se sabe que cualquier número del uno al seis aparecerá, pero no se sabe cuál para cada lanzamiento particular. Lo mismo sucede con las variables que tienen un rango de valores conocido pero un valor incierto para cada evento o período particular.

El análisis de riesgo de hojas de cálculo usa ambos, una hoja de cálculo modelo y simulación para analizar el efecto de variar los datos de entrada en resultados del sistema modelado. Un tipo de simulación de hoja de cálculo es la simulación de

Monte Carlo, la cual aleatoriamente genera valores para variables inciertas una y otra vez para simular un modelo. Para cada variable, se definen los posibles valores con una distribución probabilística. El tipo de distribución a seleccionar depende de las condiciones de contorno de la variable. Por ejemplo, algunos tipos de distribuciones comunes son los que se detallan a continuación en la figura 2.7:



**Figura 2.7 Tipos comunes de distribuciones**  
Fuente: López R., y Montenegro R. (2001)

Durante una simulación, el valor a usar para cada variable es seleccionado aleatoriamente entre las posibilidades definidas. Una simulación calcula numerosos escenarios de un modelo tomando valores repetidamente de la distribución probabilística para variables inciertas y usando aquellos valores para la celda.

Para cada pronóstico, Crystal Ball recuerda el valor de la celda para todas las pruebas (escenarios). Durante la simulación, se puede visualizar un histograma con los resultados, los cuales muestran como éstos se estabilizan hacia una distribución de frecuencia suave mientras progresa la simulación. Luego de cientos o miles de pruebas, se pueden observar los conjuntos de valores, las estadísticas de resultados (tal como la media de una predicción), y la certeza de un valor particular.

## **2.2.29 Distribuciones más comúnmente usadas en Crystal Ball.**

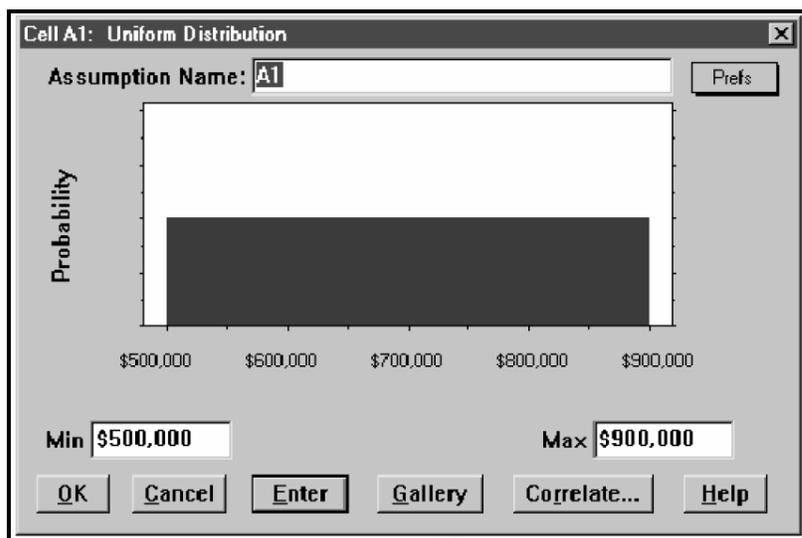
### **2.2.29.1 Distribución uniforme**

En la distribución uniforme, todos los valores entre el mínimo y el máximo

ocurren con igual probabilidad. La figura 2.8 mostrada a continuación representa gráficamente cómo se comporta este tipo de distribución.

Condiciones:

- El mínimo es un valor fijo.
- El máximo es un valor fijo.
- Todos los valores entre el mínimo y el máximo poseen la misma probabilidad de ocurrencia



**Figura 2.8 Distribución uniforme**  
Fuente: López R., y Montenegro R. (2001)

### 2.2.29.2 Distribución normal

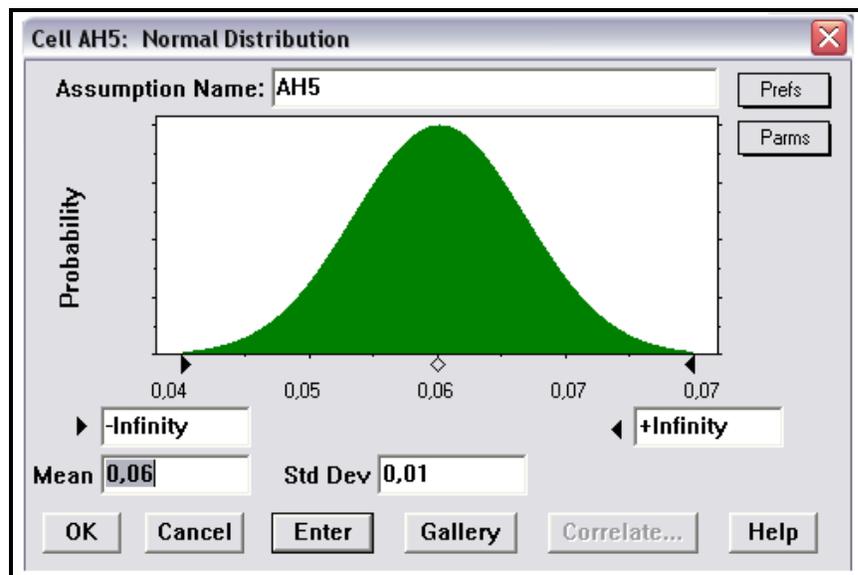
La distribución Normal (ver figura 2.9) es la distribución más importante en teoría de probabilidad porque describe muchos fenómenos naturales, como el coeficiente intelectual o la altura de las personas. Las tres (03) condiciones que rigen la distribución normal son:

- Algún valor de la variable incierta es el más probable (la media de la

distribución).

- La variable incierta puede estar tan probablemente por arriba como por debajo de la media (es simétrica alrededor de la media).
- La variable incierta es más probable que se encuentre cerca de la media que lejos de ésta.

La distribución normal usa dos (02) parámetros: media y desviación estándar (la desviación estándar es la raíz cuadrada del promedio de la distancia al cuadrado de los valores respecto a la media).



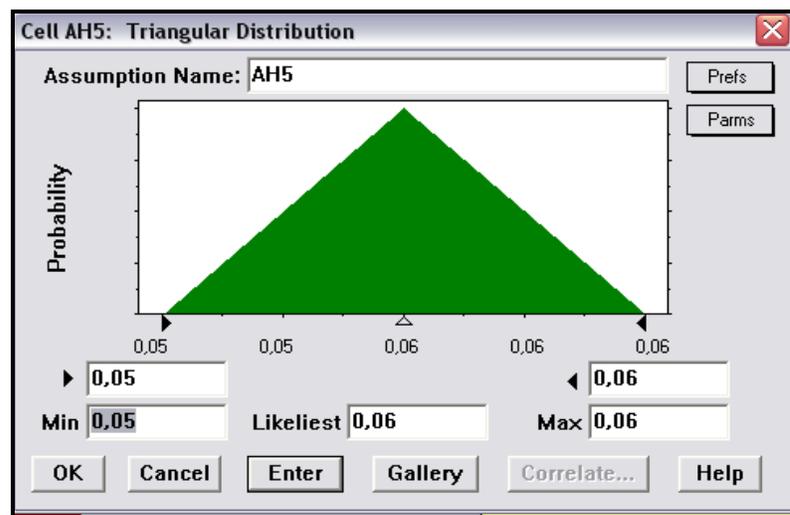
**Figura 2.9 Distribución normal**  
**Fuente:** López R., y Montenegro R. (2001)

La media es el valor más esperado de la variable. Se debe tener un conocimiento intuitivo para el valor más esperado o se puede calcular la media sumando los valores y dividiendo la suma por el número de valores. Crystal Ball automáticamente muestra una curva normal usando tres (03) desviaciones estándar alrededor de la media (o aproximadamente 99,7% de los valores).

### 2.2.29.3 Distribución triangular

La distribución triangular (ver figura 2.10) describe una situación donde se conoce el mínimo, máximo y valor más probable. Esta distribución le da mucha probabilidad de ocurrencia a los extremos, y esto puede generar fenómenos con mucha probabilidad de ocurrir, pero no ocurren. Por tal razón hoy día se usa la distribución Beta – Pert. Las condiciones de una distribución triangular son las siguientes:

- El mínimo es un valor fijo.
- El máximo es un valor fijo.
- El valor más probable de artículos cae entre los valores máximo y mínimo, creando una distribución con forma triangular, la cual muestra que los valores cerca del mínimo y máximo son menos probables de ocurrir que aquellos cerca del valor más probable.



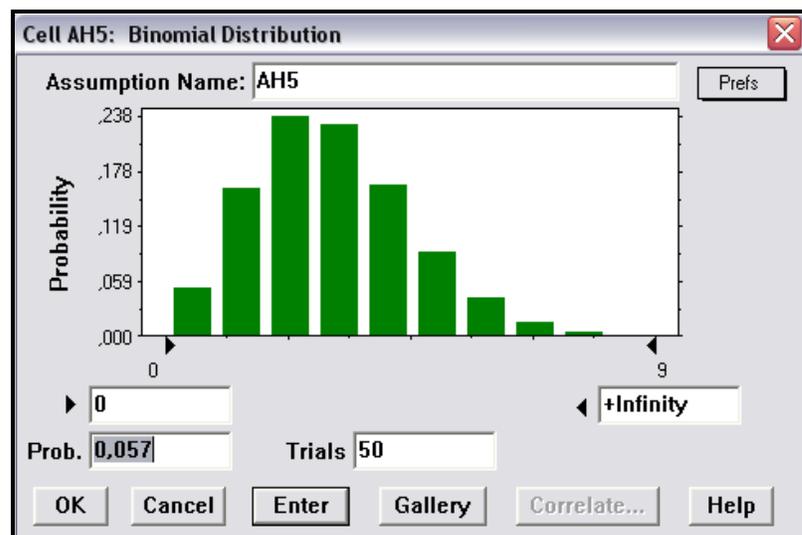
**Figura 2.10 Distribución triangular**  
Fuente: López R., y Montenegro R. (2001)

#### 2.2.29.4 Distribución binomial

La distribución Binomial describe el número de veces que ocurre un evento particular en un número fijo de pruebas. Los parámetros para esta distribución son el número de intentos y la probabilidad. Las tres (03) condiciones que subrayan la distribución binomial son:

- Para cada intento, sólo dos (02) salidas son posibles.
- Los intentos son independientes. Lo que sucede en el primer intento no afecta el segundo y así sucesivamente.
- La probabilidad de que ocurra un evento se mantiene constante de intento a intento.

La figura 2.11 presentada a continuación muestra la representación gráfica de una distribución Binomial.



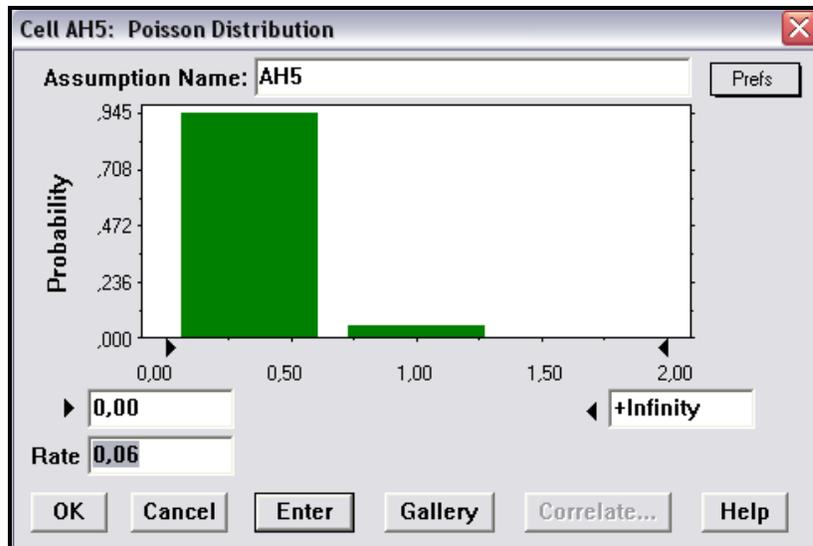
**Figura 2.11 Distribución binomial**  
Fuente: López R., y Montenegro R. (2001)

### 2.2.29.5 Distribución de Poisson

La distribución de Poisson describe el número de veces que ocurre un evento en un intervalo dado, tal como el número de llamadas telefónicas por minuto. Las tres (03) condiciones que subrayan la distribución binomial son:

- El número de sucesos posibles en cada intervalo es ilimitado.
- Los sucesos son independientes. El número de sucesos en un intervalo no afecta el número de sucesos en otro intervalo.
- El número promedio de sucesos debe permanecer constante de intervalo a intervalo.

La figura 2.12 mostrada a continuación presenta la representación gráfica de una distribución Poisson.



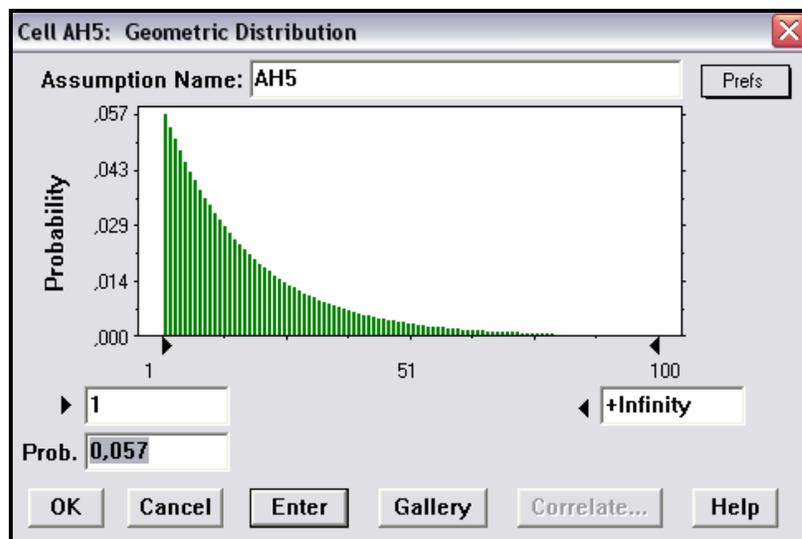
**Figura 2.12 Distribución poisson**  
**Fuente:** López R., y Montenegro R. (2001)

### 2.2.29.6 Distribución geométrica

La distribución geométrica describe el número de intentos hasta que ocurra el primer suceso satisfactorio. Las tres (03) condiciones que contempla la distribución geométrica son las siguientes:

- El número de intentos no es un número fijo.
- Los intentos continúan hasta el primer éxito.
- La probabilidad de éxito es la misma de intento a intento.

La figura 2.13 mostrada a continuación presenta la representación gráfica de una distribución geométrica.



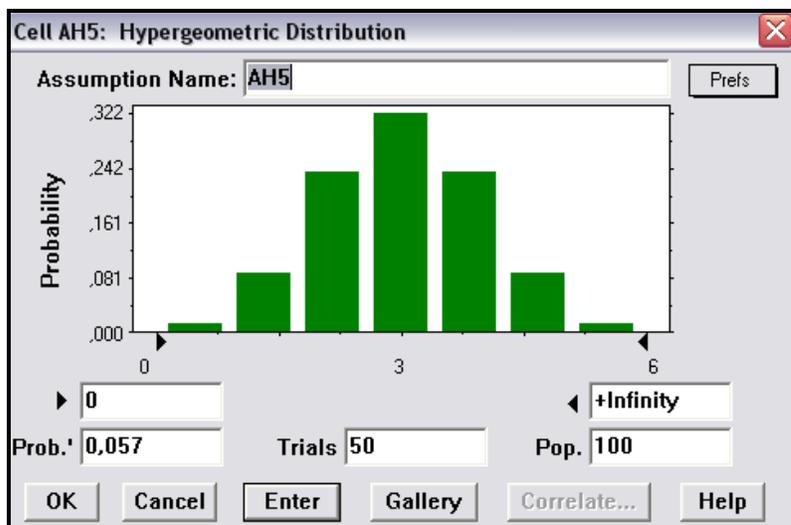
**Figura 2.13 Distribución geométrica**  
Fuente: López R., y Montenegro R. (2001)

### 2.2.29.7 Distribución hyper geométrica

La Distribución Hyper geométrica (ver figura 2.14) es similar a la binomial en que ambas describen el número de veces que ocurre un evento particular en un número fijo de intentos. La diferencia es que los intentos en la distribución binomial

son independientes, mientras que en la distribución hyper geométrica tras cada intento cambia la probabilidad de cada intento sub secuento, este fenómeno se le llama “intentos sin reemplazo”. Las condiciones de este tipo de distribución son las siguientes:

- El número total de ítems o elementos (el tamaño de la población) es un número fijo: una población finita. El tamaño de la población debe ser menor o igual a 1.750.
- El tamaño de la muestra (El número de intentos) representa una porción de la población.
- La probabilidad inicial conocida de eventos en la población cambia ligeramente luego de cada intento.



**Figura 2.14 Distribución hyper geométrica**  
Fuente: López R., y Montenegro R. (2001)

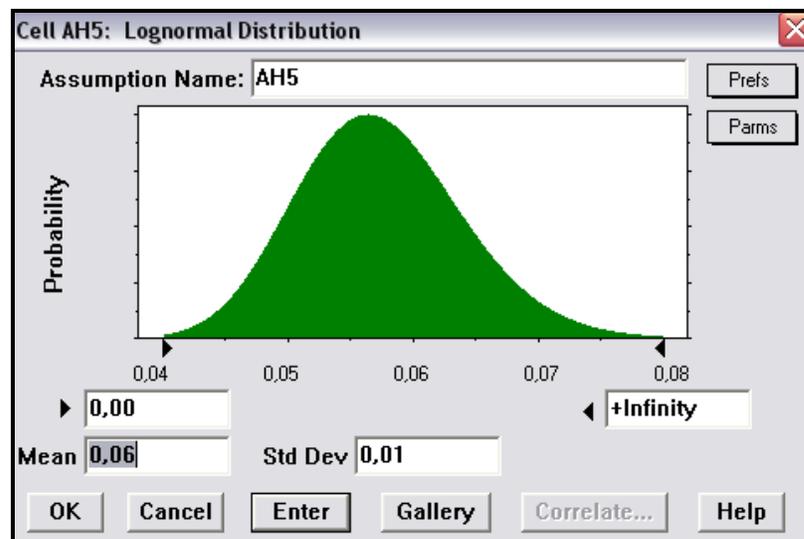
### 2.2.29.8 Distribución log normal

La distribución Log normal es ampliamente usada en situaciones donde los valores están ladeados positivamente. Generalmente, sí el coeficiente de variabilidad es mayor a 30%, se usa una distribución log normal. De otra forma se usa una

normal. Las condiciones de este tipo de distribución son las mencionadas a continuación:

- La variable incierta puede incrementarse sin límite, pero no puede caer debajo de cero.
- La variable incierta está positivamente ladeada con la mayoría de los valores cerca del límite inferior.
- El logaritmo natural de la variable incierta conduce a una distribución normal.

La figura 2.15 mostrada a continuación presenta la representación gráfica de una distribución Log normal.



**Figura 2.15 Distribución log normal**  
Fuente: López R., y Montenegro R. (2001)

### 2.2.29.9 Distribución exponencial

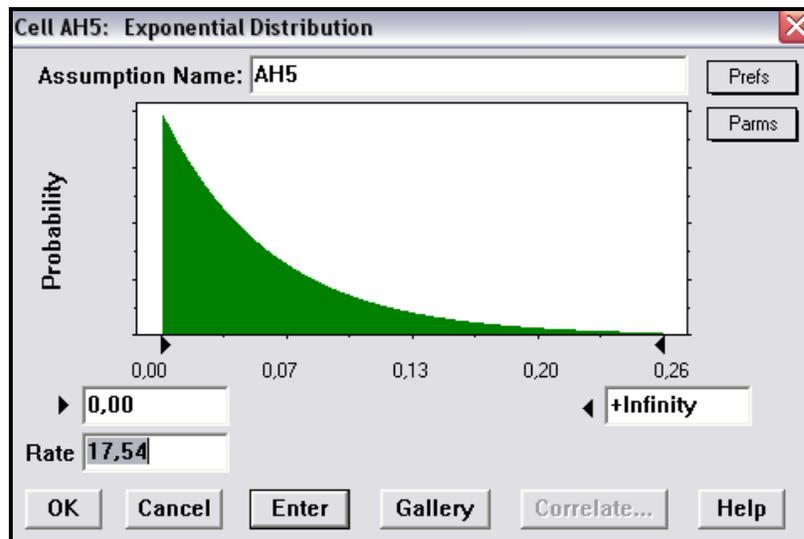
La distribución exponencial es ampliamente usada para describir eventos recurrentes en puntos aleatorios de tiempo, tales como tiempo entre fallas de equipo electrónico. Se relaciona con la distribución de Poisson, la cual describe el número de

ocurrencias de un evento en un intervalo de tiempo dado.

Una característica importante de la distribución exponencial es la propiedad de falta de memoria, la cual significa que el tiempo de vida futuro de un objeto dado tiene la misma distribución, a pesar del tiempo que haya pasado. En otras palabras, el tiempo no tiene efecto en resultados futuros. Las condiciones de este tipo de distribución son las siguientes:

- La distribución exponencial describe la cantidad de tiempo entre ocurrencias.
- La distribución no se ve afectada por eventos previos.

A continuación, en la figura 2.16 se puede detallar gráficamente este tipo de distribución.



**Figura 2.16 Distribución exponencial**  
Fuente: López R., y Montenegro R. (2001)

#### 2.2.29.10 Distribución Weibull (también distribución Rayleigh)

La distribución Weibull describe la data resultante de análisis de vida y fatiga.

Se usa comúnmente para describir tiempos de falla en estudios de confiabilidad, y los esfuerzos de ruptura de materiales en ensayos de confiabilidad y control de calidad. La distribución Weibull es una familia de distribuciones que puede asumir las propiedades de varias distribuciones. Por ejemplo, dependiendo del parámetro de forma que se definan, la distribución Weibull puede ser usada para modelar la distribución exponencial y Rayleigh entre otras.

La distribución Weibull es muy flexible. Cuando el parámetro de forma es igual a 1,0, ésta es idéntica a la distribución exponencial. El parámetro de posición permite configurar una distribución exponencial a que comience en un sitio distinto de 0,0. Cuando el parámetro de forma es menor a 1,0, la distribución Weibull se convierte en una curva con declinada en forma pronunciada.

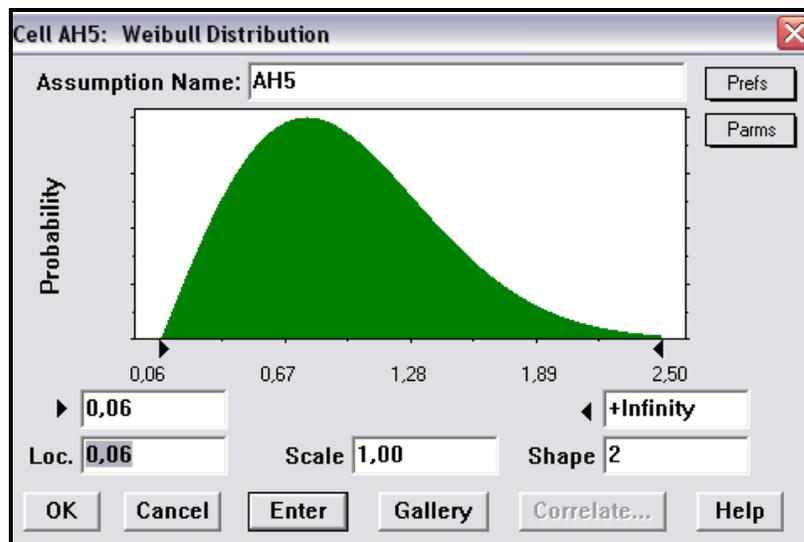
Cuando el parámetro de forma es igual a 2,0, resulta una forma especial de la distribución Weibull, llamada distribución Rayleigh. Un investigador puede encontrar útil la distribución Rayleigh para el análisis de problemas de ruido en sistemas de comunicaciones o para uso en estudios de confiabilidad.

Existen tres (03) parámetros estándar para la distribución Weibull: posición, escala y forma. El parámetro de posición es el límite inferior de la variable.

El parámetro de forma es un número mayor que cero (0), usualmente un número pequeño menor que diez (10). Cuando el parámetro de forma es menor que tres (3), la distribución se torna más y más ladeada hasta que comienza a parecerse a una distribución exponencial (ver apartado 2.2.28.10). En 3,25, la distribución es simétrica y sobre eso la distribución se torna más estrecha y ladeada negativamente.

Luego de seleccionado los parámetros de posición y forma, se puede estimar el parámetro de escala. A mayor escala, más ancha será la distribución. A continuación,

en la figura 2.17 se puede detallar gráficamente este tipo de distribución.



**Figura 2.17 Distribución Weibull**  
Fuente: López R., y Montenegro R. (2001)

### 2.29.11 Distribución beta

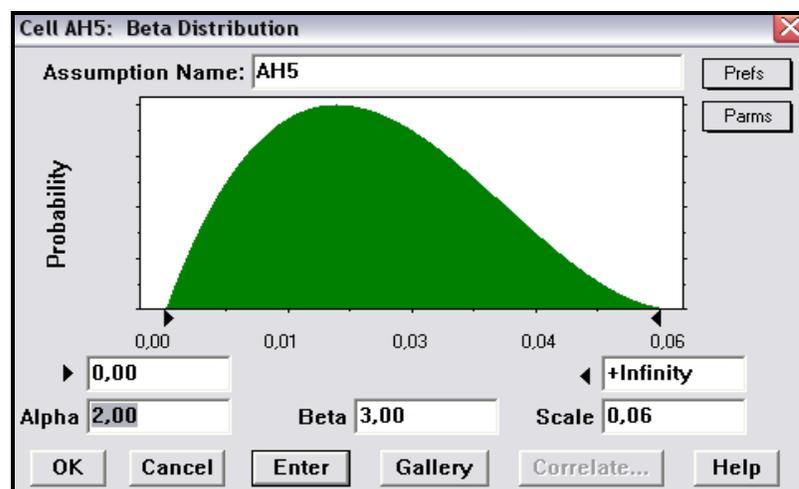
La distribución Beta es una distribución muy flexible comúnmente usada para representar variabilidad sobre un rango fijo. Una de las aplicaciones más importantes de la distribución Beta es que usa una distribución conjugada para los parámetros de una distribución Bernoulli. En esta aplicación, la distribución Beta se usa para representar la incertidumbre en la probabilidad de ocurrencia de un evento.

Los valores de la distribución Beta cae dentro de una amplia variedad formas que puede asumir cuando se varían los dos (02) parámetros, alfa y beta. Sí alguno de los parámetros es uno (1) y el otro es mayor que uno (1) la distribución toma forma de J. Si alfa es menor que beta, la distribución se dice que está ladeada positivamente (la mayoría de los valores están cerca del mínimo). Si alfa es mayor beta, la distribución se torna ladeada negativamente (la mayoría de los valores están cerca del máximo).Las condiciones de este tipo de distribución son las mencionadas a

continuación:

- La variable incierta es un valor aleatorio entre cero (0) y un valor positivo.
- La forma de la distribución puede ser especificada usando dos valores positivos.

A continuación, en la figura 2.18 se puede detallar gráficamente una distribución Beta.



**Figura 2.18 Distribución Beta**  
**Fuente:** López R., y Montenegro R. (2001)

## **CAPÍTULO III**

### **MARCO METODOLÓGICO**

En este capítulo se especifican el tipo de investigación y el diseño, además de las técnicas de recolección de datos, las técnicas de información que sustentan este proyecto de investigación.

#### **3.1 Tipo de investigación**

Sabino, C (1992) señala sobre las investigaciones de tipo descriptivo lo siguiente:

Son investigaciones de tipo descriptivo los diagnósticos que realizan consultores y planificadores: ellos parten de una descripción organizada y lo más completa posible de una cierta situación, lo que luego les permite en otra fase distinta del trabajo trazar proyecciones u ofrecer recomendaciones específicas. (p.46)

La investigación que tuvo por objeto este trabajo es de tipo descriptiva, ya que permitió definir la condición actual de los equipos estáticos existentes en la estación de descarga San Joaquín 1 (SJED-1).

#### **3.2 Diseño de la investigación**

Arias, F (2006); “la investigación de campo consiste en la recolección de datos directamente de los sujetos investigados, o de la realidad donde ocurren los hechos (datos primarios), sin manipular o controlar variable alguna” (p.12).

De acuerdo a esto, el diseño fue de campo, ya que se recopiló

información directamente de los equipos en estudio, es decir los múltiples, separadores, tanques de almacenamiento y líneas de tuberías que existen en la estación de descarga San Joaquín 1 (SJED-1).

### **3.3 Población y muestra**

El trabajo de investigación estuvo representado por una población humana y una población de equipos estáticos dentro de la estación de descarga San Joaquín 1.

#### **3.3.1 Población**

Para el autor Arias, F (2006), el término población se refiere a “cualquier conjunto de elementos de los que se requiere conocer o investigar alguna o algunas de sus características” (p.21). Por lo tanto esta representada por una población humana de (7) personas pertenecientes a las Gerencias de mantenimiento, operaciones de producción y seguridad, que serán los encargados de suministrar la información necesaria para el proyecto, la cual esta conformada de la siguiente manera: un (1) supervisor, cuatro (4) operadores de producción, dos (2) inspectores de seguridad y ambiente.

#### **3.3.2 Muestra**

Según Arias, F (2006), la muestra es un “subconjunto representativo de un universo o población” (p.21). Para el caso de esta investigación, como la población es finita, no fue necesaria la aplicación de técnicas de muestreo y se trabajó con todos los elementos en su totalidad; es decir, la población es igual a la muestra.

### 3.3.3 Unidad de estudio

La siguiente tabla muestra los equipos estáticos ubicados en la Estación de Descarga San Joaquín 1 (SJED-1).

**Tabla 3.1. Equipos estáticos ubicados en la estación de descarga San Joaquín 1**

Nº	Descripción	Cantidad
1	Tuberías de diámetro externo $\varnothing$ ½ a 36".	152 km
2	Recipientes a presión.	31
3	Separadores.	25
4	Filtros de gas combustible.	4
5	Tratadores.	2
6	Tanques.	8

**Fuente:** El autor

### 3.4 Técnicas e instrumentos para la recolección de datos

Para ejecutar esta investigación, es necesario llevar a cabo una serie de actividades previas para la selección, organización y análisis de los documentos en estudio.

Sabino, C. (2006), afirma que “un instrumento de recolección de datos es, en principio cualquier recurso del que se vale el investigador para acercarse a los fenómenos y extraer de ellos información” (p.43).

Tomando en cuenta las características de este proyecto, se utilizaron las técnicas de levantamiento de información presentadas a continuación:

#### 3.4.1 Revisión documental

Hurtado, J. (2002), la describe como “una técnica en la cual se recurre a información escrita, ya sea bajo la forma de datos que puedan haber sido producto de

mediciones hechas por otros, o como textos que en sí mismos constituyen los eventos de estudios” (p.427).

Comprende la revisión de todo el material bibliográfico que se llevó a cabo durante el tiempo de elaboración de la investigación, tales como: tesis, libros, manuales, registros de la empresa, normas, nacionales e internacionales, así como el uso de internet.

### **3.4.2 Observación directa**

Se utilizó esta técnica para recolectar información directa en donde se esta presentando la problemática, de todos los equipos estáticos de la estación de descarga San Joaquín 1, con la intención de verificar las condiciones, comportamientos y consecuencias en cuanto a fallas como el desgaste que puedan producir además de contar con la ayuda del personal de operaciones y mantenimiento.

### **3.4.3 Entrevista no estructurada**

Esta técnica permite la recolección de datos, la cual es utilizada para reunir información proveniente de personas o de grupos que tengan conocimientos sobre la materia. Por lo común las entrevistas son los usuarios de los sistemas existentes o usuarios en potencia del sistema propuesto. Las entrevistas pueden clasificarse como estructuradas o no estructuradas.

La entrevista a utilizar será no estructurada pues se basara en la conversación fluida con el personal de mantenimiento conjuntamente con el personal de operaciones presentes, donde este personal tiene conocimiento e información importante acerca de los componentes, condiciones y fallas que se presentan en la estación de descarga San Joaquín 1.

### **3.5 Técnicas de análisis de datos**

Según Arias (op. cit.) sostiene lo siguiente:

En este punto se describen las distintas operaciones a las que serán sometidos los datos que se obtengan: clasificación, registro, tabulación y codificación si fuere el caso. También se definirán las técnicas lógicas (inducción, deducción, análisis - síntesis), o estadística (descriptivas o inferenciales), que serán empleadas para descifrar o que revelen los datos recolectados. (p.111)

Las técnicas de análisis de información se utilizaron para el desarrollo de la investigación y se orientaron al estudio cualitativo y cuantitativo, las cuales permitieron deducir correctamente la problemática de acuerdo a las posibles soluciones.

#### **3.5.1 Inspección basada en riesgo (IBR)**

Esta herramienta facilitó la determinación de la probabilidad de falla en equipos que transportan, tratan y/o almacenan fluidos y las consecuencias que pudieran generar en caso de una fuga al ambiente. Esta metodología permitió priorizar y dirigir los esfuerzos de un programa de inspección de manera sistemática en cuanto a tomar decisiones respecto a gastos y mantenimiento.

La herramienta informática que soporta la aplicación de la metodología I.B.R. es la norma API 580-581 RBI que fue desarrollada para equipos estáticos por American Petroleum Institute (API), con la finalidad de anticipar el mantenimiento e inspección, partiendo del estado actual de riesgo una vez presentada la falla de los equipos; los cuales se expresan en una matriz de riesgo donde existen cuatro (04) zonas diferenciales cada una con un color específico, el color rojo representa el alto riesgo, el naranja se refiere al riesgo medio alto, amarillo identifica aquellos sistemas

en riesgo medio y finalmente el color verde indica que riesgo en esta zona, es bajo.

La probabilidad de la falla se evalúa del uno (01) al cinco (05), la cual se refiere a la magnitud en que se incrementa la probabilidad de la falla con respecto a la genérica del equipo, es decir:

- 1 = hasta 2 veces la tasa genérica de falla.
- 2 = hasta 20 veces la tasa genérica de falla.
- 3 = hasta 100 veces la tasa genérica de falla.
- 4 = hasta 1.000 veces la tasa genérica de falla.
- 5 = mayor de 1.000 veces la tasa genérica de falla.

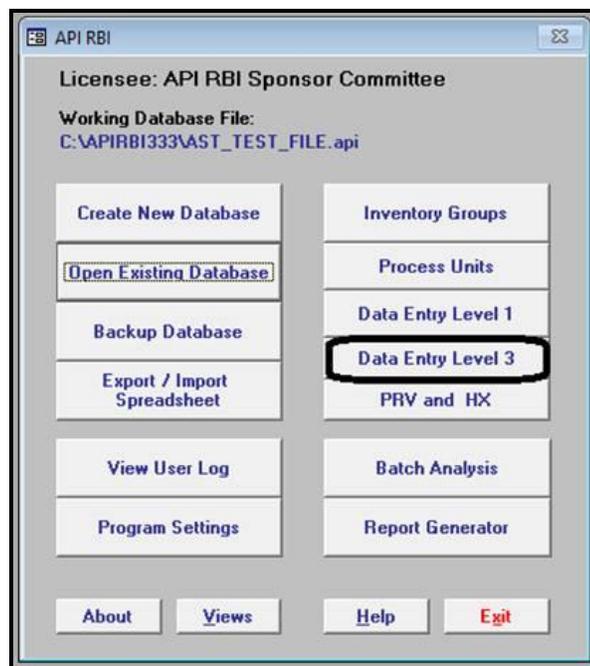
Por otro lado, en lo que se refiere a las consecuencias, éstas se distribuyen en cinco (05) categorías a saber; A, B, C, D, y E; las cuales vienen dadas por pies cuadrados en la escala logarítmica, es decir:

- Categoría A: área afectada menor o igual que 10 pies<sup>2</sup>.
- Categoría B: área afectada menor o igual a 100 pies<sup>2</sup>.
- Categoría C: área afectada menor o igual a 1.000 pies<sup>2</sup>.
- Categoría D: área afectada menor o igual a 10.000 pies<sup>2</sup>.
- Categoría E: área mayor 10.000 pies<sup>2</sup>.

#### **3.5.1.1 Software API IBR V-3.3.3.**

El programa API-RBI v.3.3.3 es una herramienta de software utilizada para evaluar el riesgo basado en la inspección de equipos de proceso. Todas las plantas de proceso tienen cierto riesgo de sufrir una pérdida de contención de materiales peligrosos. Este software se utiliza para cuantificar el riesgo de cada componente del equipo e identificar aquellos que presentan el más alto nivel de riesgo. Un programa de inspección puede ser aplicado con el fin de gestionar estos riesgos de manera más eficaz.

El software API-RBI v.3.3.3 calcula tanto las consecuencias de una falla y su probabilidad de ocurrencia. En una hoja de cálculo se ordena los datos y variables necesarios para alimentar el software, logrando realizar el cálculo del riesgo; para esto se crea el archivo y se inicia el programa. Para acceder a los módulos de evaluación, se selecciona la opción “Data Entry Level 3”, mostrada en la figura 3.1. Este nivel posee un enfoque cuantitativo y ofrece un estudio detallado en el análisis de riesgo.



**Figura 3.1** Ventana de inicio del Software API-RBI Versión 3.3.3

Fuente: El autor

Luego, el programa presenta una ventana operativa como la mostrada en la figura 3.2, donde se visualizan los módulos de evaluación disponibles en el Software, los cuales se clasifican en:

- a) Datos de equipos (Equipment Data)
- b) Datos de probabilidad (Likelihood Data)
- c) Datos de consecuencia (Consequence Data)

- d) Datos de riesgo financiero (Financial Risk)
- e) Datos de factores de modificación (Modification Factors)

Figura 3.2 Módulo de datos de los equipos  
Fuente: El autor

### 3.5.2 Crystal Ball

Crystal Ball es un software con aplicaciones ejecutables en Microsoft Excel. Que permite al usuario la creación de escenarios para pronosticar la ocurrencia de falla del equipo estático, permitiendo agilizar las actividades de mantenimiento necesarias para eliminar el riesgo de falla, haciendo uso de los recursos para tal fin. Para el uso de esta herramienta fue necesario realizar el cálculo de la velocidad de corrosión de cada uno de los equipos estudiados a fin de analizarla a través de la técnica denominada Simulación Monte Carlo.

### 3.5.3 Simulación Monte Carlo

La simulación Monte Carlo es una técnica cuantitativa que hace uso de la

estadística y los ordenadores que mediante modelos matemáticos simulan el comportamiento aleatorio de los sistemas reales, empleando hojas de cálculos elaboradas en Microsoft Excel previo a la simulación. Crystal Ball selecciona aleatoriamente un valor de las posibles opciones (rango y forma de la distribución), para cada variable incierta y después re calcula la hoja de trabajo. Obteniendo así un posible valor para ese escenario. El tipo de distribución se selecciona basado en las condiciones que rodean esa variable. Los tipos de distribución se muestran en la figuras 2.8 a la 2.18 del capítulo II del proyecto.

### **3.6 Desarrollo metodológico del proyecto**

#### **3.6.1 Diagnóstico del estado actual de los equipos estáticos pertenecientes a los sistemas operacionales de la estación de descarga San Joaquín 1 (SJED-1)**

En ésta etapa el investigador recopiló, revisó y seleccionó el material bibliográfico, tales como textos, antecedentes de investigación, normas nacionales e internacionales, artículos, y/o revistas científicas, manuales técnicos e Internet, base de datos de PDVSA, relacionados a la inspección, Inspección Basada en Riesgo (I.B.R.), Crystal Ball, equipos estáticos, procedimientos de inspección, y cualquier otra información de fuente viable para la comprensión de la investigación.

Mediante la revisión de los isométricos disponibles de los sistemas de tuberías, recipientes a presión y tanques de almacenamiento, identificación del fluido que fluyen a través de los equipos estáticos de la estación de descarga San Joaquín 1, se recopiló información sobre las condiciones operacionales, tipo de servicio y tiempo de funcionamiento de estos equipos. Las información obtenida del personal comprometido con la inspección y operación de los sistemas operativos, al igual que las inspecciones visuales realizadas y la revisión de los historiales de inspección, resultaron determinantes para caracterizar su condición actual.

Cabe destacar que las fichas técnicas mostradas en la figura 3.3, describen las características operacionales de cada sistema, tales como número de isométrico, descripción del mismo, condición de operación actual, nivel de presión, nodos relacionados y longitud total.

 <b>PRODUCCIÓN GAS ANACO</b> <b>GERENCIA DE MANTENIMIENTO</b> <b>INGENIERÍA DE MANTENIMIENTO</b> <b>INGENIERÍA DE EQUIPOS ESTATICOS</b> <b>ESTACIÓN DE DESCARGA SAN JOAQUÍN 1</b> 						
<b>SISTEMA DE RECOLECCIÓN</b>						
Nº	Isometrico Nº	Descripción	Condición	Nivel Presión	Nodos	Long (m)
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						

**Figura 3.3 Representación Formato de Fichas técnicas.**

**Fuente:** El autor

La tabla de cálculo según ASME B31.3 mostrada en la figura 3.4, describe el formato donde se descargó la información obtenida durante la inspección de los equipos estáticos de la estación de descarga San Joaquín 1, relacionadas a las mediciones de espesores mediante la técnica de ultrasonido de haz recto, donde se visualiza la máxima reducción de espesor, al desgaste de las paredes internas de cada sistema por la acción del paso del fluido, presión máxima permisible de trabajo y velocidad de corrosión.

REGISTROS MEDICION DE ESPESORES ASME B31.3																																			
DISTRITO:		GAS ANACO																																	
UNIDAD DE NEGOCIO:		GERENCIA MANTENIMIENTO																																	
INSTALACION:		ESTACION DE DESCARGA SAN JOAQUIN																																	
IDENTIFICACION:																																			
S:		35000 psi																																	
PRESION DISEÑO:																																			
TEMP DISEÑO:																																			
TIEMPO DE OPERACION:		5 AÑOS(*)																																	
TIPO DE MATERIAL:		API 5L Gr. B																																	
		C.A= CORROSION ALLOWANCE																																	
		Y= 0,4																																	
		F= 0,72																																	
		T= 1																																	
		E= 1																																	
IDENTIFICACION		LECTURAS																				LECT.	LECT.	ESP.	ESP.	PRESION	MAX REDUCC.	VELOCIDAD	RESULTADO						
PTO.	DIA.	TIPO	A1	A2	A3	A4	A5	B1	B2	B3	B4	B5	C1	C2	C3	C4	C5	D1	D2	D3	D4	D5	MIN.	MAX.	NOM.	REQ.	MAN. PERM. TRAB [PSI]	ESP	CORR	RECH	ACCEPT				
Nº	[Pulg.]	COMP.	[Pulg.]	ASME B31.8	[Pulg.]	%	MPY																												
1																																			
2																																			
3																																			
4																																			
5																																			
6																																			
7																																			
8																																			
9																																			
10																																			
11																																			
12																																			
13																																			
14																																			
15																																			
16																																			
17																																			
18																																			
19																																			
20																																			
21																																			
22																																			

Figura 3.4 Tabla ASME B 31.3  
Fuente: PDVSA.

La descripción del proceso se muestra en el capítulo IV, figura 4.3.

### **3.6.2 Determinación del nivel de riesgo aplicando la inspección basada en riesgo IBR a la Estación de Descarga San Joaquín 1 (SJED-1).**

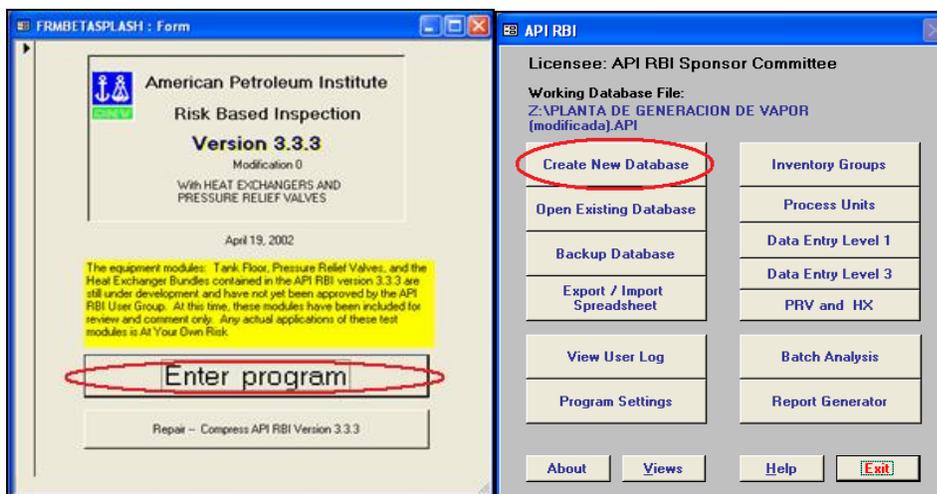
Este ciclo se inició con la entrada de datos correspondientes a los parámetros operacionales y de diseño de los equipos estáticos de la Estación de Descarga San Joaquín 1 al Software API RBI v.3.3.3, para esta etapa se utilizó el informe técnico de inspección en marcha, realizado en el año 2015 en el cual se revisó de manera exhaustiva los reportes de inspección correspondientes a los sistemas productivos estudiados, que contiene los resultados de medición de espesores con ultrasonido de haz recto, e inspección visual.

Estos a su vez, se compararon con los parámetros operacionales y de diseño requeridos para la activación del mecanismo de degradación según lo descrito en la Norma API 581, permitiendo la extracción de variables tales como: diámetro de tubería, espesor nominal, espesor mínimo medido, velocidad de corrosión y presión máxima permisible de trabajo, para estimar la probabilidad y consecuencia de falla de los equipo estático analizados, generando una matriz de riesgo general, donde se jerarquizó según el nivel de riesgo obtenido. Los cuales fueron comparados entre ellos según el valor de riesgo obtenido, área afectada por ocurrencia de falla e impacto operacional que estos pueden generar en caso de ocurrir un evento no deseado.

El programa API RBI procesa una serie de datos las cuales son diámetro de tubería, espesor nominal, espesor mínimo medido, velocidad de corrosión y presión máxima permisible de trabajo una vez introducidos, se clasificaron por sistemas o grupos para procesarlos por separados, obteniendo una matriz de riesgo, donde se observa la clasificación de las probabilidades de fallas y sus consecuencias.

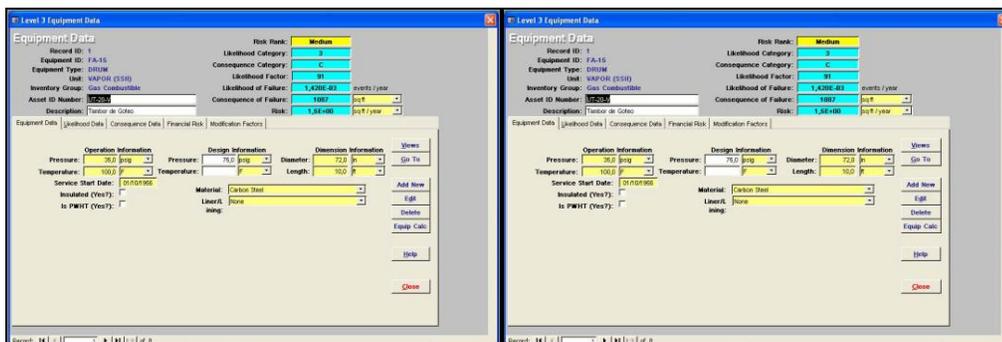
En la matriz obtenida se describen cuatro (4) categorías de identificación del riesgo: una de color roja para riesgo alto, anaranjada para riesgo medio-alto, amarilla para riesgo medio y verde para riesgo bajo. En el capítulo IV figura 4.12 se describe el resultados de la matriz obtenida.

A continuación se observa la pantalla inicial del programa API RBI v.3.3.3. Ver figura 3.5.



**Figura 3.5 Interfaz de Inicio del Software API RBI**  
Fuente: Software API RBI

A continuación, en la Figura 3.6 se observa los módulos básicos que presenta el Software API RBI.



**Figura 3.6 Módulo Básico de Datos.**  
Fuente: El autor

### **3.6.3 Estimación de condiciones mecánicas a futuro de los equipos estáticos en la estación de Descarga San Joaquín 1 (SJED-1) mediante el software Crystal Ball**

En esta etapa se estimó las condiciones mecánicas a futuro mediante la simulación con el software Crystal Ball a los equipos estáticos de la estación de descarga San Joaquín 1, resultantes de la aplicación del software IBR como equipos de riego alto y riesgo medio alto descritos en el punto 3.6.2.

En la primera etapa se tomó en cuenta una serie de datos las cuales son diámetro de tubería, espesor nominal, espesor mínimo medido, velocidad de corrosión y presión máxima permisible de trabajo que permitieron crear estadísticamente la distribución que mas se ajusta al caso, se hizo clic sobre el botón "Definir Supuesto" (Define Assumption).

En la etapa 2, el software seleccionó la distribución que más se ajusta, apareciendo inmediatamente el cuadro de dialogo emergente de Crystal Ball que tomó el nombre de los sistemas que se evaluaron.

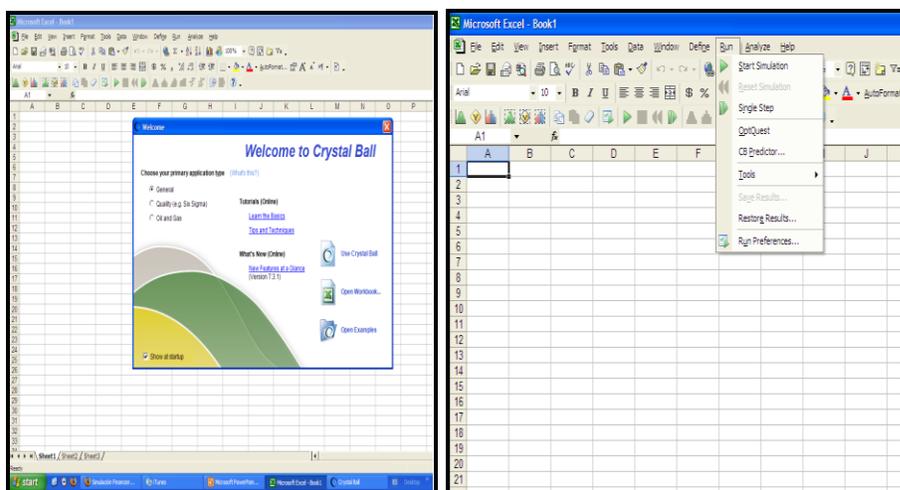
En la etapa 3, al definir los supuestos se les asignaron nombres únicos de modo que se puedan trabajar por separado durante el análisis.

En la etapa 4, se definieron los parámetros, mínimo, máximo, y el más probable, los cuales permitieron definir la incertidumbre de los 5 años que se evaluaron. El tiempo promedio en correr el software durante la simulación fue 40 minutos, el cual puede variar. En la etapa 5, se seleccionó las celdas a monitorear que contienen fórmulas.

El desarrollo de estas etapas permitieron definir las variable de interés donde se calcularon la velocidad de corrosión, profundidad y longitud del defecto, pronostico

del espesor, presión segura en el área corroída (PSAC) y finalmente el factor estimado de reemplazo (ERF) las cuales fueron re-calculadas por el software obteniendo el pronóstico a través de graficas donde se describieron los resultados de los sistemas productivos evaluados, que de una u otra forma permitieron consolidar las estrategias de mantenimiento que minimicen las probabilidades de fallas y garanticen la continuidad operacional.

En la figura 3.7 se muestra la ventana de inicio del software cristal Ball:



**Figura: 3.7 Software Crystal Ball**  
Fuente: El autor

### 3.6.4 Propuesta de estrategias de mantenimiento para el mejoramiento de los equipos estáticos de la estación de descarga San Joaquín 1 (SJED-1)

Una vez jerarquizados los riesgos de los equipos estáticos que componen el sistema productivo de la estación de descarga San Joaquín 1 mediante el procesamiento de la data de inspección generada en el año 2015, a través de la metodología IBR y el pronóstico de posibles fallas resultantes de la simulación con el software Crystal Ball, se elaboraron estrategias de mantenimiento correctivo y preventivo las cuales surgieron de los resultados del Software API RBI v 3.3.3



## **CAPÍTULO IV**

### **PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS**

**4.1 Diagnóstico del estado actual de los equipos estáticos pertenecientes a los sistemas operacionales de la Estación de Descarga San Joaquín 1 (SJED-1).**

#### **4.1.1 Condición actual de la estación de descarga San Joaquín 1**

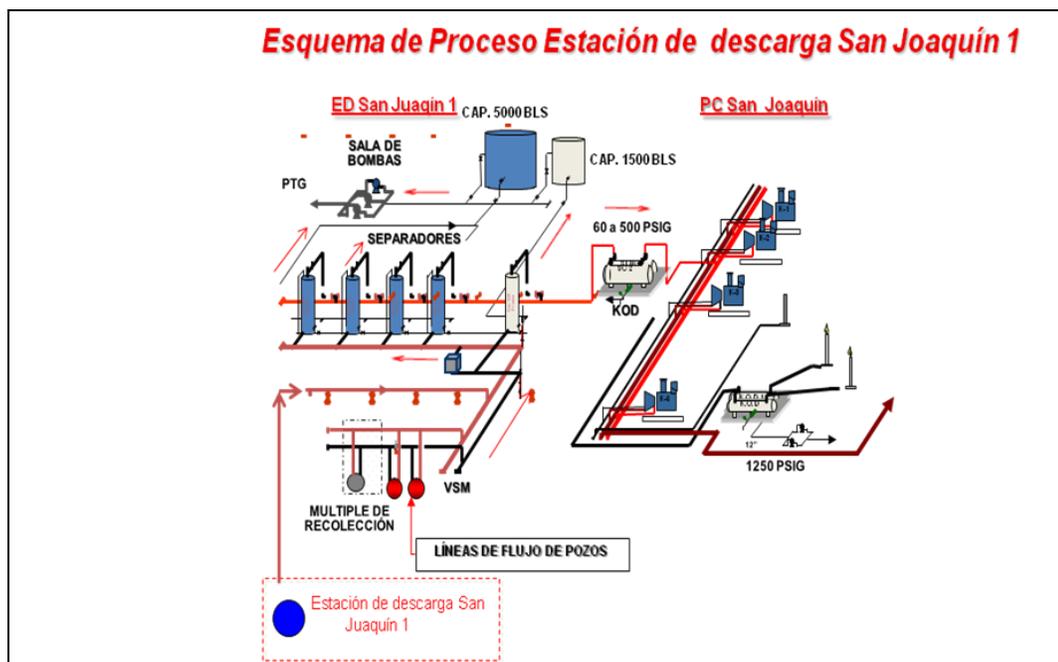
En la figura 4.8 se puede apreciar una vista panorámica de la estación de descarga SJED-1.



**Figura 4.8 Estación de descarga San Joaquín 1 (SJED-1)**

**Fuente:** El autor

En la figura 4.9 mostrada a continuación, se detalla la descripción del proceso de la estación EDSJ-1.



**Figura 4.9 Descripción del proceso SJED-1**  
Fuente: PDVSA Gas

A continuación se muestran los resultados del diagnóstico del estado actual de los equipos estáticos:

Sistema de Recolección:

- Durante el periodo de la inspección, se encontraron nueve (09) sistemas de tuberías fuera de servicio.
- En el sistema se observaron tres reparaciones, dos temporales con grapas apernadas y una permanente realizada con una concha soldada.
- De acuerdo a las mediciones efectuadas utilizando el método de inspección mediante ultrasonido de haz recto. Se detectaron nueve espesores críticos en el sistema, debido a que sus pérdidas de espesor con respecto al nominal se encuentran por encima del criterio de 45% establecido por PDVSA.
- En general las líneas presentaron deficiencias en el sistema de pintura, visualizándose tizamiento, desconchamiento y desprendimiento de la misma.

A continuación en la figura 4.1, se observan las deficiencias como presencia de corrosión del sistema de tuberías antes expuestas, indicadas mediante flechas de color rojo.



**Figura 4.1 Sistema de recolección**  
Fuente: El autor

En la figura 4.2 se muestra parte de la ficha técnica del sistema de recolección, donde se aprecia el número de isométrico, descripción, condición, nivel de presión, nodos y longitud. Para más detalle ver anexo A.

SISTEMA DE RECOLECCIÓN						
N°	ISOMÉTRICO N°:	DESCRIPCIÓN	CONDICIÓN	NIVEL PRESIÓN	NODOS	LONG. (m)
1.	001-SJED1-MULT-PG-1200	MÚLTIPLE DE PRODUCCIÓN GENERAL 1200	OPERATIVO	200	123	88,66
2.	002-SJED1-MULT-PROD-GRAL-1200	MÚLTIPLE PRODUCCIÓN GENERAL 1200	FUERA DE SERVICIO	1200	182	123,07
3.	003A-SJED1-MULT-450-PSI	MÚLTIPLE DE 450 PSI.	FUERA DE SERVICIO	450	140	49,78
4.	003B-SJED1-MULT-450-PSI	MÚLTIPLE DE 450 PSI-B	FUERA DE SERVICIO	450	134	46,42
5.	011 SJED1-LIN-ASO-8-AL-MUL-PB-450-250	LÍNEA ASOCIADA 8" AL MÚLTIPLE PB 450/250	OPERATIVO	450	114	40,94
6.	011B-SJED1-MULT-PRBA-450-250	MÚLTIPLE DE PRUEBA 450/250	OPERATIVO	450	102	30,30
7.	013-SJED1-MULT-60-PSI	MÚLTIPLE DE 60 PSI.	FUERA DE SERVICIO	60	123	38,01
8.	014-SJED1-MUL-PRO-GEN-250	MÚLTIPLE PRODUCCIÓN GENERAL 250	FUERA DE SERVICIO	250	97	24,09
9.	021A-MULT-PG-PRB-60PS	MÚLTIPLE PRODUCCIÓN GENERAL PRUEBA 60PSI	OPERATIVO	60	52	14,00
10.	021B-MULT-PG-PRB-60PSI	MÚLTIPLE PRODUCCIÓN GENERAL DE PRUEBA 60PSI	OPERATIVO	60	52	15,45
11.	023B-SJED1-SAL-SEP-HOR-Y-ENT-A-MUL-PB-60-PSI	SALIDA SEPARADOR HORIZONTAL Y ENTRADA A MÚLTIPLE PB 60 PSI	FUERA DE SERVICIO	60	21	48,13
12.	027A-SJED1-MULT-2-60-PSI	MÚLTIPLE 2 60 PSI	FUERA DE SERVICIO	60	52	12,40
13.	027B-MULT-2-60PSI	MÚLTIPLE 2 DE 60 PSI.	FUERA DE SERVICIO	60	84	32,19

**Figura 4.2. Ficha del sistema de recolección.**  
Fuente: El autor

#### Sistema de Separación:

- Se detectaron cuatro (04) espesores considerados como alerta, por presentar una pérdida de espesor superior al 35%.
- En el sistema se detectaron 21 espesores por debajo del requerido. Cabe destacar que la presión máxima permisible de trabajo calculada en estos puntos, no representan un peligro para el sistema ya que se encuentran por encima de la presión de operación de operación.
- De acuerdo a las mediciones efectuadas utilizando el método de inspección mediante ultrasonido de haz recto se encontró un espesor clasificado como alerta, en el ISO-026 (Salida Múltiple de Prueba de 60 Psi a Separador de Producción General), por presentar una pérdida de espesor con respecto al nominal superior al 45% establecido por PDVSA
- Al momento de realizar la inspección, sólo 22 sistemas se encontraban operativos.
- Se localizó una reparación temporal mediante grapa apernada de fabricación artesanal en el ISO 071 identificado como: “Salida de gas de multipuerto a separador de 60 psi E-1004”.

En la figura 4.3 se indica mediante flechas de color rojo, la reparación con grapa apernada y el proceso de degradación de los sistemas productivos.



**Figura 4.3 Sistema de Separación**  
Fuente: El autor

En la figura 4.4 se muestra parte de la ficha técnica del sistema de separación, para más detalle ver anexo A.

SISTEMA DE SEPARACIÓN						
N°	ISOMÉTRICO N°:	DESCRIPCIÓN	CONDICIÓN	NIVEL PRESIÓN	NODOS	LONG. (m)
37.	004-EDSJ1-SAL-MULT-1200-A-CAB-DESC	SALIDA DE MULTIPLE 1200 A CABEZAL DE DESCARGA	FUERA DE SERVICIO	1200	21	12,40
38.	005-SJED1-SAL-MUL-1200-8PULG	SALIDA MULTIPLE 1200 8"	FUERA DE SERVICIO	1200	18	23,84
39.	008-SJED1-EDA-LQDO-SEP-450	ENTRADA A SEPARADOR 450	FUERA DE SERVICIO	450	39	44,49
40.	007-SJED1-SLDA-GAS-SEP-450	SALIDA DE GAS SEPARADORES 450	FUERA DE SERVICIO	450	38	45,82

**Figura 4.3 Ficha del Sistema de Separación**

Fuente: El autor

Sistema de Almacenamiento de Crudo:

- Al instante de realizar la inspección, se localizaron trece (13) sistemas operativos.
- Se detectaron dos (02) sistemas de tuberías con espesores considerados como críticos, por presentar una pérdida de espesor superior al 45% en relación al nominal.
- Todas las tuberías presentaron deficiencias en el recubrimiento de pintura, exteriorizando manchas, tizamiento y desprendimientos localizados.
- Se encontraron cuatro (04) espesores clasificados como alerta, debido a que presentan pérdidas superiores al 35% con respecto al nominal.

En la figura 4.4 se muestra el sistema de almacenamiento de crudo y tuberías



**Figura 4.4 Sistema de almacenamiento de crudo:**

**Fuente:** El autor

En la figura 4.4 se muestra parte de la ficha técnica del sistema de almacenamiento de crudo, para más detalle ver el anexo A.

SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE CRUDO						
N°	ISOMÉTRICO N°:	DESCRIPCIÓN	CONDICIÓN	NIVEL PRESION	NODOS	LONG. (m)
90.	009-SJED1-SLDA-LQDO-4"-SEP-PROD-GRAL	SALIDA DE LIQUIDO SEPARADOR 4" PRODUCCION GENERAL	FUERA DE SERVICIO	450	83	50,59
91.	009B-SJED1-ENT-LIQ-450PSI-PROD-GNRA-80-250	ENTRADA DE LIQUIDO 450 PSI A PRODUCCIÓN GENERAL 60 Y 250 PSI	FUERA DE SERVICIO	450	17	16,97
92.	010-SJED1-DREN-SEP-450-LBS	DRENAJE SEPARADOR 450 LBS	OPERATIVO	450	48	47,63
93.	010A-SJED1-DREN-SEP-450-PSI	DRENAJE SEPARADORES 450 PSI	FUERA DE SERVICIO	450	14	3,47
94.	017-SJED1-SAL-DE-LIQ-DEL-FIL	SALIDA DE LIQUIDO DEL FILTRO	OPERATIVO	60	45	28,36
95.	018-SJED1-SLDA-LQDO-SEP-PROD-GRAL-450	SALIDA DE LIQUIDO SEPARADOR PRODUCCION GENERAL 450	FUERA DE SERVICIO	450	11	4,28

**Figura 4.4 Ficha técnica Sistema de almacenamiento de crudo**

**Fuente:** El autor

Sistema de Tratamiento:

- No se encontraron pérdidas de espesor considerables en todo el sistema.
- Todas las líneas se encontraban fuera de servicio al momento de realizar la inspección, lo que permite inferir que en la estación no se realizan operaciones de tratamiento al crudo recolectado.
- Todas las líneas presentaron deficiencias en el recubrimiento de pintura, tal como se muestra en la figura 4.4



**Figura 4.5 Sistema de Tratamiento**  
Fuente: El autor

En la figura 4.6 se muestra parte de la ficha del sistema de tratamiento.

SISTEMA DE TRATAMIENTO						
N°	ISOMÉTRICO N°:	DESCRIPCIÓN	CONDICIÓN	NIVEL PRESIÓN	NODOS	LONG. (m)
127.	076-SJED-1-CAB-SAL-CRUD-PRECALENT	CABEZAL DE SALIDA DE CRUDO PRECALENTADO	FUERA DE SERVICIO	60	30	19,24
128.	077-SJED-1-SAL-CRUD-PRECALENT-TT-E-622	SALIDA DE CRUDO PRECALENTADO TRATADOR E-622	FUERA DE SERVICIO	60	10	9,44
129.	087-SJED1-SAL-DE-PBA-AREA-TRAT-A-SEP.	SALIDA DE PRUEBA-AREA SEPARADORES HACIA TRATADOR.	FUERA DE SERVICIO	60	26	14,13
130.	088-SJED1-SAL-AREA-DE-TRAT.	SALIDA AREA DE TRATADORES	FUERA DE SERVICIO	45	51	40,80
131.	091A-SJED1-ENT-CRU-TRA	ENTRADA DE CRUDO A TRATADORES	FUERA DE SERVICIO	60	5	9,09
132.	095-SJED1-SAL-DE-PRU-ARE-TRA-A-SEP	SALIDA DE PRUEBA ÁREA TRATADORES HACIA SEPARADORES	FUERA DE SERVICIO	60	18	94,02

**Figura 4.6 Ficha técnica Sistema de tratamiento**  
Fuente: El autor

Sistema de Almacenamiento de Agua Salada:

- Se encontraron seis (06) sistemas de tubería operativos.
- Todas las líneas inspeccionadas presentan deficiencias en el sistema de pintura: tizamiento, desprendimiento y manchas en zonas aisladas.
- Se detectaron dos (02) espesores considerados como alerta, por presentar pérdidas

de espesor con respecto al nominal, superiores a 35%.

Ver figura 4.7



**Figura 4.7. Sistema de Almacenamiento de Agua Salada**  
Fuente: El autor

Sistema de Alivio y Venteo:

- No se detectaron pérdidas de espesores considerables en todo el sistema.
- Las líneas inspeccionadas presentaron deficiencias en el recubrimiento de pintura.
- Todas las tuberías estudiadas en el sistema se encontraban fuera de servicio al momento de realizar la inspección, tal como se muestra en la figura 4.8



**Figura 4.8. Sistema de Alivio y Venteo**  
Fuente: El autor

Sistema de Gas Combustible:

- Se detectaron tres (03) espesores considerados como alerta en el ISO 012 identificado como: “Entrada de líquido al filtro”.
- Todas las líneas del sistema se encontraban operativas.

- Las líneas presentaron deficiencias en el recubrimiento de pintura, evidenciándose tizamiento y desprendimientos en zonas aisladas.

En la figura 4.9 se muestran las líneas.



**Figura 4.9. Sistema de Gas Combustible**  
Fuente: El autor

Cabe destacar que las fichas de los sistemas de almacenamiento de agua salada, alivio y venteo y gas combustible se aprecia en el anexo A. Los isométricos asociados al sistema, se adjuntan en el anexo B.

#### **4.2 Determinación del nivel de riesgo aplicando la inspección basada en riesgo IBR a la estación de descarga San Joaquín 1 (sjed-1)**

Una vez recopilada toda la información de los equipos entre ellas el diámetro, espesor nominal, profundidad máxima, esfuerzo de fluencia máxima, máxima presión de operación (MAOP), lectura mínima y espesor requerido, se descargaron en una hoja formato Excel, como la mostrada en la figura 4.10. El resto de la data en formato Excel no se aprecia debido a que es muy extensa y se ajuntara en un Cd.

27/09/2016		DATOS DE ENTRADA				
DIAMETRO	ESPESOR NOMINAL	Profundidad Max (%)	ESFUERZO DE FLUENCIA	MAOP	Lectura Mínima	ESP REQUERIDO CALCULADO
3,500	0,300	12,33	20000	3.118	0,263	4,321
3,500	0,300	7,33	20000	3.393	0,278	4,321
3,500	0,300	13,33	20000	3.119	0,260	4,321
3,500	0,300	20	20000	2.902	0,240	4,321
3,500	0,300	23,67	20000	2.762	0,261	4,321
3,500	0,300	11,33	20000	3.237	0,229	4,321
3,500	0,300	22	20000	2.825	0,266	4,321
3,500	0,300	8,62	20000	3.345	0,234	4,321
3,500	0,300	11	20000	3.250	0,274	4,321
3,500	0,300	14,67	20000	3.108	0,267	4,321
3,500	0,300	18,67	20000	2.953	0,256	4,321

**Figura 4.10** Hoja en formato Excel para la recolección de data de los equipos requerida por el Software API-RBI versión 3.3.3

Fuente: El autor

El cálculo de la velocidad de corrosión interna se determinó por la, E.c. 2.2 mencionada en el capítulo II.

$$V_c = \frac{(t_n - t_a)}{T}$$

$$\frac{10.6 - 10}{5} = 0.1 \text{ mm/año}$$

Ec 2.2

Dónde:

Vc: Tasa o velocidad de corrosión (MPY)

tn: Espesor nominal (plg.)

ta: Espesor actual (plg.)

T: Tiempo transcurrido (Años)

Los resultados de los sistemas productivos de la estación de descarga San Joaquín 1, los cuales se ingresaron al módulo de adelgazamiento del software donde se estableció la velocidad de corrosión y la corrosión externa. Los valores que se encuentran dentro del rango de temperatura 10 °F y 250 °F, son considerados críticos por la agresividad de la corrosión, debido a los escenarios frecuentes o continuos de condensación y reevaporación de humedad atmosférica. Siguiendo con el procedimiento establecido en la Norma API 581 para determinar la corrosión externa en los sistemas productivos de la estación de descarga San Joaquín 1, fue necesario precisar el tipo de ambiente al que se encontraron sometidos, siendo el ambiente cálido el que más se ajustó al entorno operacional. Se estableció mediante recomendación de la Norma API 581, el valor de velocidad de Corrosión externa, resultando para este caso, 0.0508 mm/año (2 mpy), (ver óvalo rojo en Figura 4.11). Cabe destacar que el cálculo de los demás sistemas se aprecia en el anexo B.

Operating Temperature, °F	Driver		
	Marine / Cooling Tower Drift Area (mpy)	Temperate (mpy)	Arid / Dry (mpy)
10 or less	0	0	0
11 to 60	5	3	1
61 to 120	2	1	0
121 to 200	5	2	1
201 to 250	1	0	0
> 250	0	0	0

**Figura 4.11** Valor de tasa de corrosión externa según el ambiente operacional

Fuente: El autor

Seguidamente se determinaron las condiciones de seguridad en cuanto a presión, al que se encuentran sometidos los equipos estáticos de la estación de descarga San Joaquín 1, se determinó por la ecuación Ec 2.6 mencionada en el capítulo II. Para este cálculo se tomó por ejemplo el múltiple de producción general de 1200 el cual la presión de operación y de diseño es de 200psi y 1500psi. De esta forma se aplica para el resto del sistema de producción.

$$MAOP = \frac{FER}{PSAC} = \frac{0.310}{1200 \text{ psi}} = 3.750 \text{ psi}$$

**Ec.2.6**

Dónde:

MAOP= máxima presión de operación de la tubería

PSAC= presión segura en área corroída.

FER= factor estimado de reparación.

En la tabla 4.1se aprecia el valor de presión del múltiple de producción general de 1200 de la estación de descarga San Joaquín 1



### 4.2.1 Análisis de los resultados de los sistemas

Una vez definidos estos parámetros antes mencionados se presenta una matriz de riesgo en forma general de las condiciones operacionales actuales de los equipos pertenecientes a la estación de descarga San Joaquín 1 (SJED-1)

En la figura 4.12 se observa el resultado del IBR

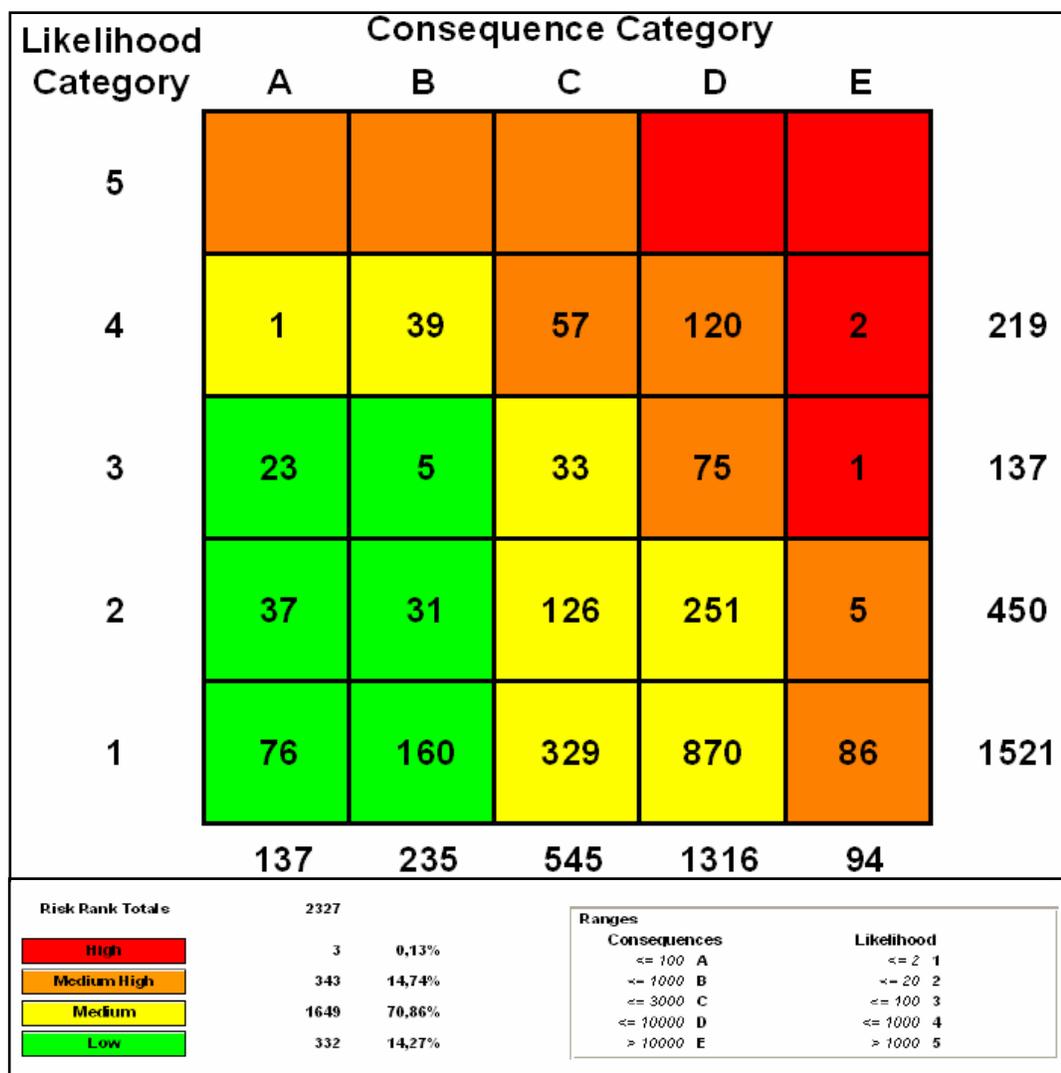


Figura 4.12 Matriz de riesgo de los equipos estáticos SJED-1  
Fuente: Software API-IBR V-3.3.3

En función de los resultados obtenidos a través de la matriz de riesgo generada por el software API-IBR V-3.3.3 y mostrada en la figura 4.12, se analizaron un total de 2327 puntos en los diferentes sistemas ubicados en la estación de descarga San Joaquín 1 tales como sistemas de tuberías, separadores, filtros de gas combustible, tratadores y tanques de almacenamiento de crudo y agua salada, jerarquizados y mostrado en la matriz de riesgo donde se observa la mayor puntuación de probabilidad de falla (1521) en la categoría 1, representando un 65.36% y 1316 puntos relacionados al área de afectación, ubicada en la categoría “D”, el cual equivale a 56.55%.

Se observó que los tres (03) puntos en el área de color rojo, son definidos como críticos por su riesgo alto, los mismos están asociado al drenaje del separador de 500 psi y representa un 0.13% de la data evaluada. Cabe destacar que por su alta probabilidad (3 y 4) la cual se refiere a la magnitud en que se incrementa la probabilidad de la falla con respecto a la genérica del equipo y categoría de consecuencia (E) que indica que poseen un área de afectación mayor a los 10.000 pies<sup>2</sup>, poniendo en riesgo las instalaciones, el medio ambiente y personas, en caso de estar presentes durante la manifestación de un evento no deseado.

Con relación a los trescientos cuarenta y tres (343) puntos definidos como riesgo medio alto y ubicados en la matriz en el área de color naranja, representado un 14.74% los mismos están asociados a sistemas de tubería con diámetro externo que oscilan entre 2 y 16 pulgadas, y otros sistemas contenidos en múltiples convencionales, válvulas selectoras multipuestos, separadores y tanques, los cuales presentan un nivel de probabilidad de falla entre 1 y 4, conjuntamente con categorías de consecuencias desde “C” hasta “E”, abarcando un radio de afectación de 10.000 pies<sup>2</sup>.

De este modo mil seiscientos cuarenta y nueve (1649) puntos definidos como riego medio y ubicados en la matriz en el área de color amarillo, representando un 70.86% están asociados a sistemas de tubería con diámetro externo que oscilan entre 4 y 6 pulgadas, los cuales presentan un nivel de probabilidad de falla entre 1 y 4, conjuntamente con categorías de consecuencia desde “A” hasta “D”, abarcando un radio de afectación menor a 10.000 pies<sup>2</sup>. Finalmente trescientos treinta y dos (332) puntos en riesgo bajo ubicados en la matriz en el área de color verde, representan un 14.27%, los mismo están asociados a sistemas de tubería con diámetro externo que oscilan entre 2 y 4 pulgadas y otros sistemas contenido en filtros de gas combustible. Los cuales presentan un nivel de probabilidad de falla entre 1 y 3, conjuntamente con categorías de consecuencia desde “A” hasta “B”, abarcando un área de afectación menor a 1000 pies<sup>2</sup>.

En la tabla 4.2 se aprecia los niveles de riego y sistemas a que pertenecen los equipos de la estación de descarga San Joaquín 1.

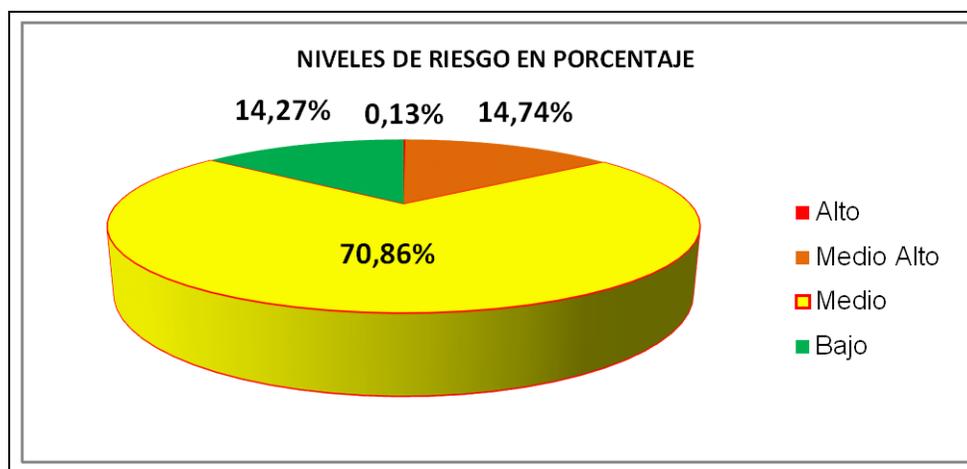
**Tabla: 4 2. Niveles de riesgo y sistemas**

Nivel de riesgo	Sistemas	Componentes	Valor
Alto	Recolección.	Drenaje separador 500psi serial: E-40238	3 puntos
Medio alto	Separación y recolección.	Tuberías de 2 a 16 pulgada, cuerpo de separadores serial:8969 Múltiple 60psi y 250 psi, válvula multipuerto.	343 puntos
Medio	Recolección y almacenamiento de crudo y agua salada.	Tuberías de 4 a 6 pulgadas	1649 puntos
Bajo	Recolección y gas combustible.	Tubería de 4 a 2 pulgadas, filtro M30-1458	332 puntos

**Fuente:** El autor

Como se observa, dándose que el nivel de riesgo medio alto presento la mayor cantidad de puntos 1649 asociados al sistema de recolección y almacenamiento de crudo y agua salada perteneciente a los componentes de tuberías de 4 y 6 pulg, el resto de los niveles se encuentran por debajo de los 400 puntos.

En la figura 4.14 se puede observar la representación porcentual para cada categoría.



**Figura 4.14. Distribución porcentual de los equipos estáticos.**  
Fuente: El autor

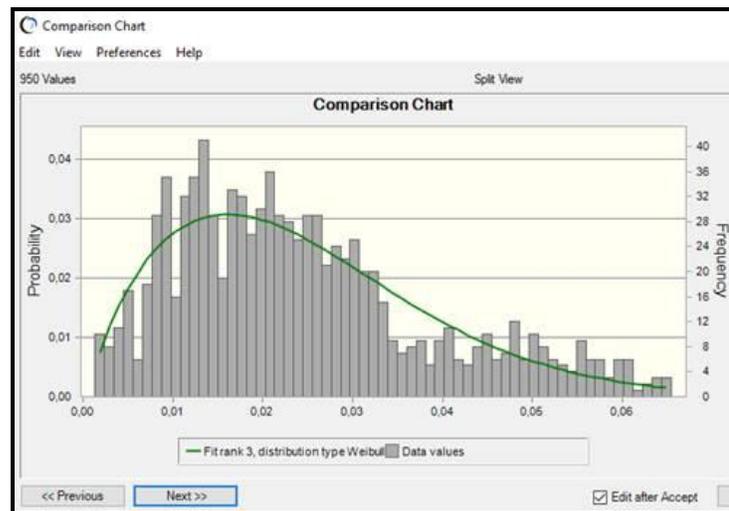
Como se observa el nivel de riesgo medio alto presento el mayor porcentaje de 70.86% asociado a tuberías de 4 pulg y 6 pulg, el resto de los niveles se encuentran igual o menor a 14.74%.

Estos resultados reflejan la necesidad de atención inmediata según lo descrito en las estrategias de mantenimiento y cronograma de actividades mostradas en las tablas 4.6 a 4.8 y 4.9 a 4.11 respectivamente, mostradas en el punto 4.4 de este capítulo.

### 4.3 Estimación de condiciones mecánicas a futuro de los equipos estáticos en la estación de descarga San Joaquín (SJED-1) mediante el software crystal ball

Se estimaron las condiciones mecánicas a futuro de los equipos estáticos y sistemas de la estación de descarga San Joaquín 1 (SJED-1), para ello se procedió a determinar la distribución probabilística que mejor se ajusta a cada una de las variables de entrada, es decir a la longitud y profundidad de corrosión. En este sentido, se elaboraron modelos para pronosticar las condiciones futuras de los equipos mediante una hoja de cálculo en Excel donde se cargaron todos los datos necesarios para posteriormente simular con la técnica Monte Carlo. Cabe destacar que fueron evaluados los equipos de alto riesgo y riesgo medio alto de forma general por el software. A continuación, se muestran los resultados de este análisis:

La distribución que más se ajusta a los sistemas productivos es una distribución Weibull. Ver la figura 4.15

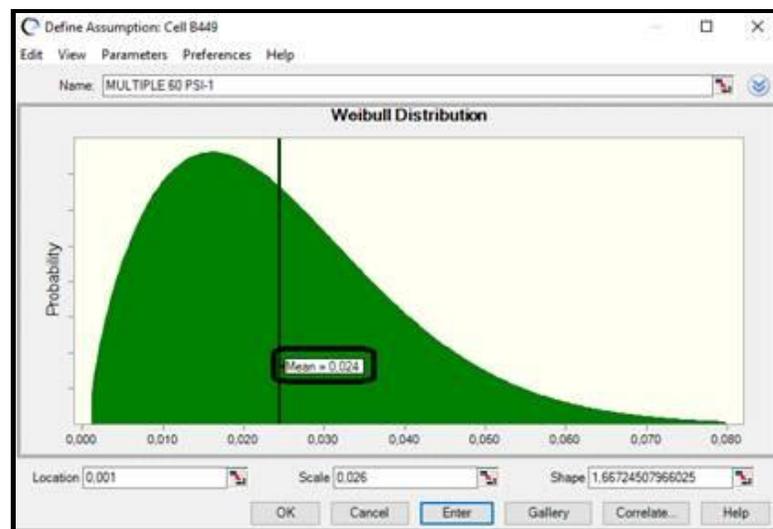


**Figura 4.15 Distribución probabilística que más se ajusta a los valores de salida de los equipos estáticos.**

**Fuente:** El autor

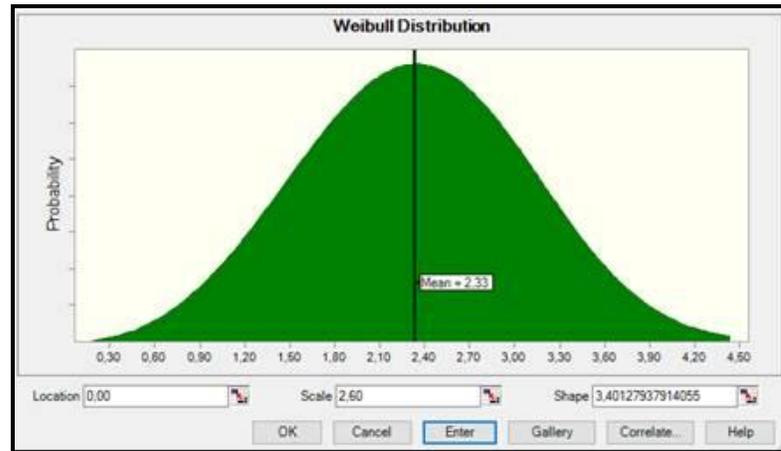
Como se puede observar la tasa de corrosión, está comprendida en un rango de 0.00 a 0.06 mm/año.

El valor de la media (0.024 mm/año) observado en la figura 4.16 mostrada a continuación, es el valor de interés; es decir, la tasa de corrosión representativa de los sistemas productivos.



**Figura 4.16 Distribución probabilística acotada en el rango de valores de salida de los equipos estáticos Profundidad**  
Fuente: El autor

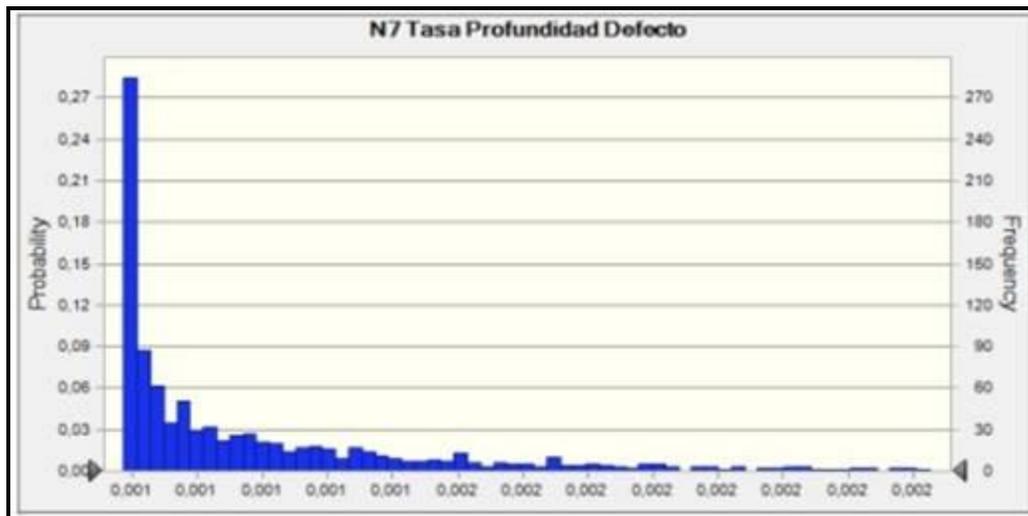
El valor de (2.33 mm/año) observado en la figura 4.17 mostrada a continuación, es el valor de interés; es decir, la corrosión representativa en longitud de los sistemas productivos.



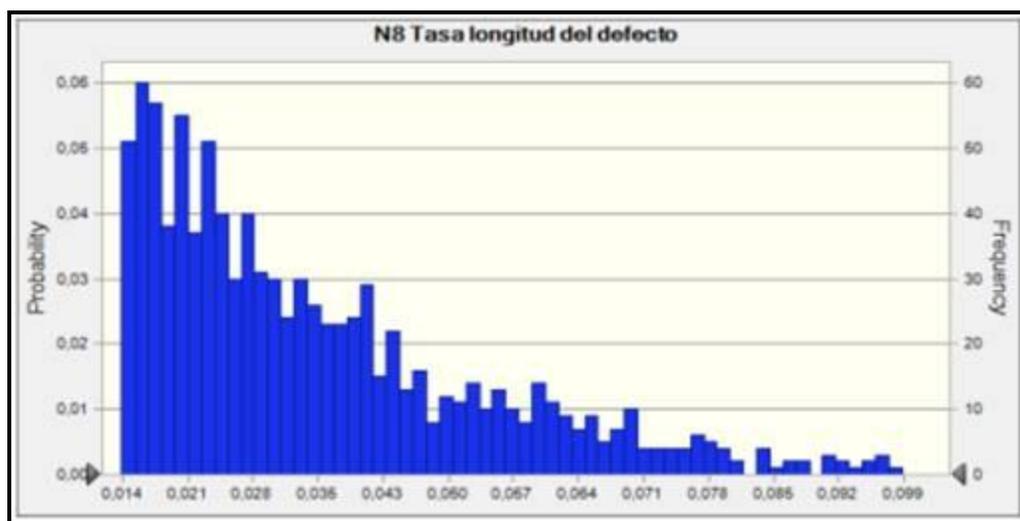
**Figura 4.17 Distribución probabilística acotada en el rango de valores de salida de los equipos estáticos Longitud**  
Fuente: El autor

Una vez determinado el valor de cada una de estas variables se procedió a estimar probabilísticamente la media y la desviación estándar de cada una de ellas mediante la utilización del software Crystal Ball obteniendo la distribución completa de la variable de salida.

En las figuras 4.18 y 4.19 presentadas a continuación, se detallan las distribuciones generadas para cada una de las variables ingresadas, relacionadas en este caso con tasa de profundidad y longitud del defecto, originado por procesos corrosivos interno de los equipos estáticos de la estación de descarga San Joaquín 1.



**Figura 4.18** Pronóstico de la variable tasa de velocidad de profundidad del defecto de los equipos estáticos de la estación  
Fuente: El autor



**Figura 4.19** Pronóstico de la variable tasa de velocidad de longitud del defecto de los equipos estáticos de la estación  
Fuente: El autor

Considerando el valor obtenido para la tasa de profundidad del defecto, se observa que el mismo aumenta en el transcurrir del tiempo con incrementos de 0.001” debido al efecto de los agentes corrosivos que intervienen internamente durante el paso del fluido. Para el valor de la tasa de longitud del defecto, igualmente se observa

el crecimiento del mismo con valores desde 0.014” a 0.099”. Cabe destacar que la longitud del defecto es mayor en el tiempo comparado con la profundidad, sin embargo la probabilidad es mayor en la profundidad con valor de 0.27 comparado a 0.06 de la probabilidad de la longitud.

#### **4.3.1 Cálculo e identificación probabilística de la profundidad y longitud del defecto para los próximos 5 Años para los equipos de riesgo alto y medio alto.**

Una vez estimadas las tasas de velocidad de corrosión se procedió a determinar en función del tiempo la profundidad y la longitud del defecto para los próximos 5 años a través de las ecuaciones 4.3 y 4.4 como se muestra a continuación:

Datos:

- (t): Profundidad del daño en función del tiempo.
- (t): Longitud del daño en función del tiempo.
- o: Media de la profundidad del daño = 0,024 pulg.
- o: Media de la longitud del daño = 2,33 pulg.
- cP: Velocidad de profundidad de corrosión = 0,0007 mpy.
- cL: Velocidad de longitud de corrosión = 0,067 mpy.
- : Tiempo o número de años.

$$d(t) = d_0 + VcP * T$$

$$d(t) = 0,024 + 0,0007 * (2015-2014) = 0,0247 \text{ pulg.}$$

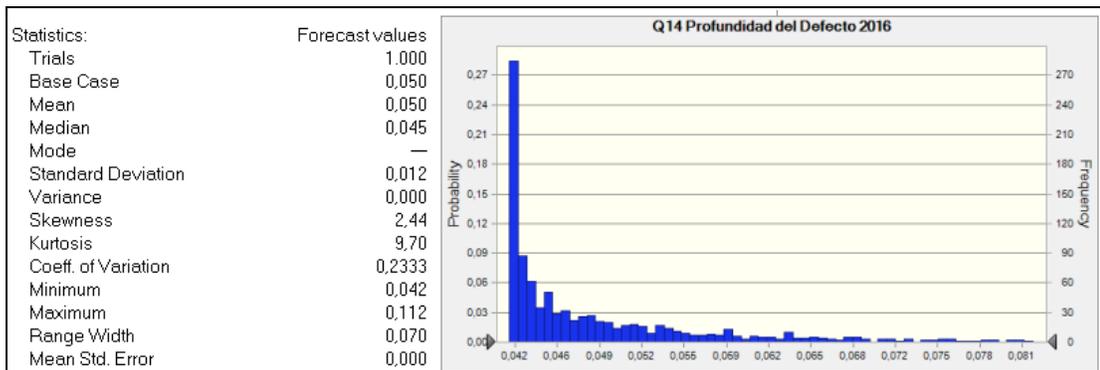
**Ec. 4.1**

$$L(t) = L_0 + VcL * (2015-2014)$$

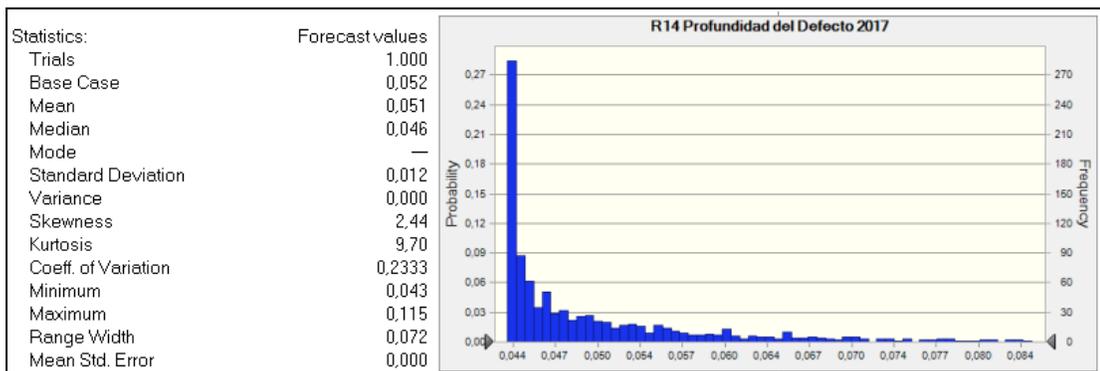
$$L(t) = 2.33 + 0,067 * (2015-2014) = 2,397 \text{ pulg.}$$

**Ec. 4.2**

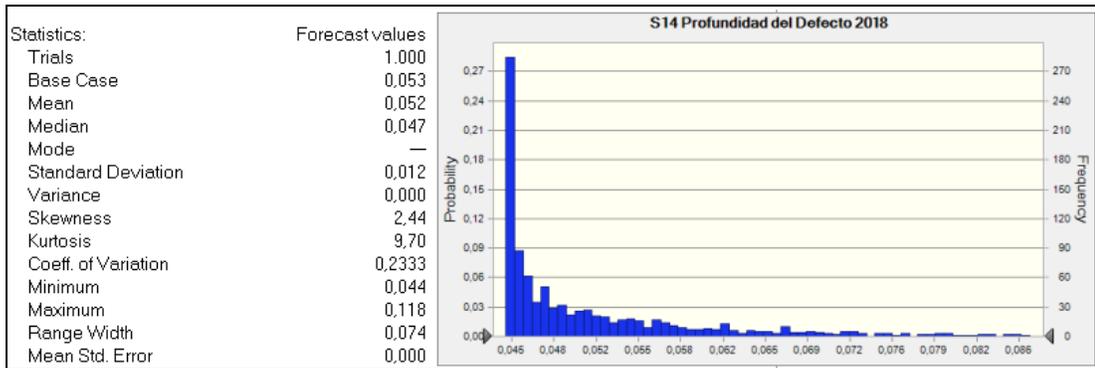
Seguidamente, se procedió a determinar probabilísticamente cada uno de estos valores, ya que dependen de variables de entrada tales como la longitud y profundidad de corrosión, para esto se utilizó nuevamente el software Crystal Ball y método de simulación de Montecarlo. A continuación en las figuras 4.20 hasta la 4.29 se muestran los resultados de la simulación de Montecarlo para los 5 años de estudio y los valores de la media y desviación estándar de la distribución:



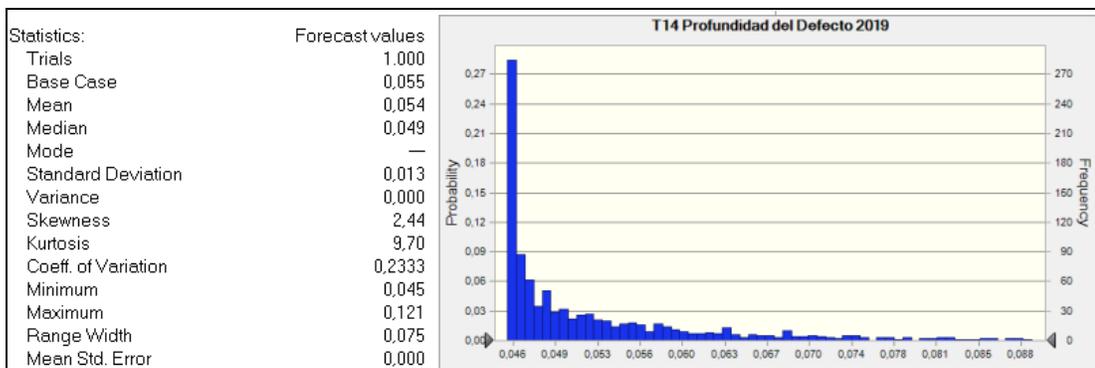
**Figura 4.20 Pronóstico de profundidad del defecto 2016**  
Fuente: El autor



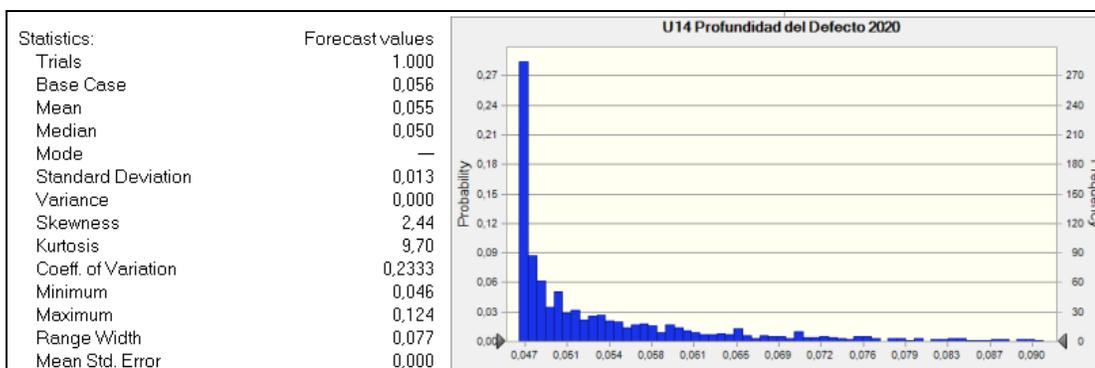
**Figura 4.21 Pronóstico de profundidad del defecto 2017**  
 Fuente: El autor



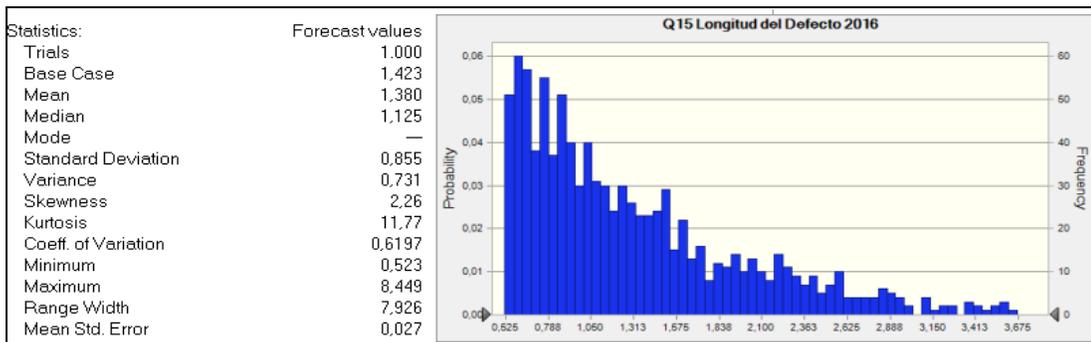
**Figura 4.22 Pronóstico de profundidad del defecto 2018.**  
 Fuente: El autor



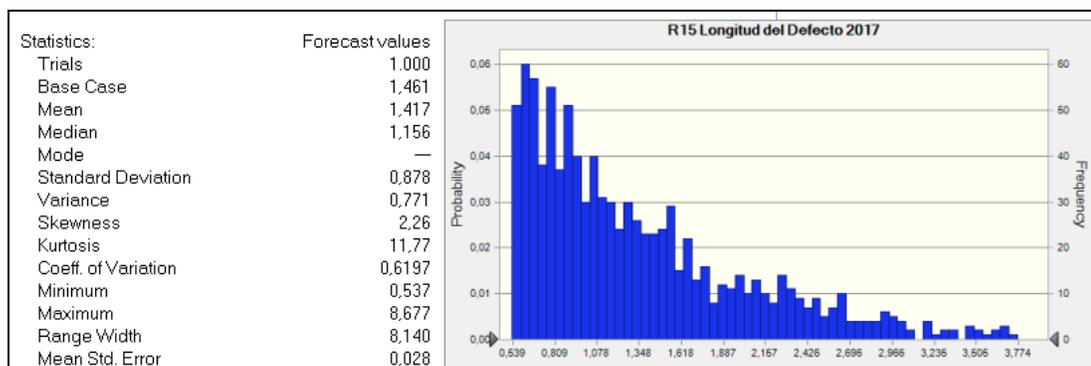
**Figura 4.23 Pronóstico de profundidad del defecto 2019**  
 Fuente: El autor



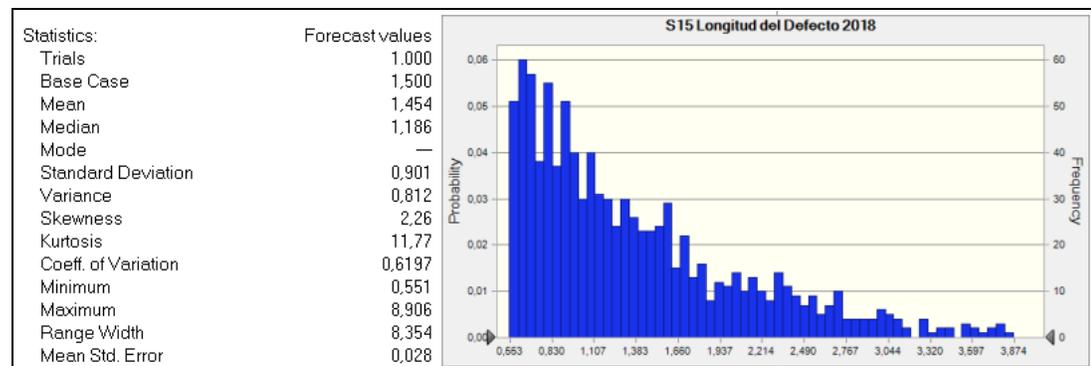
**Figura 4.24 Pronóstico de profundidad del defecto 2020**  
 Fuente: El autor



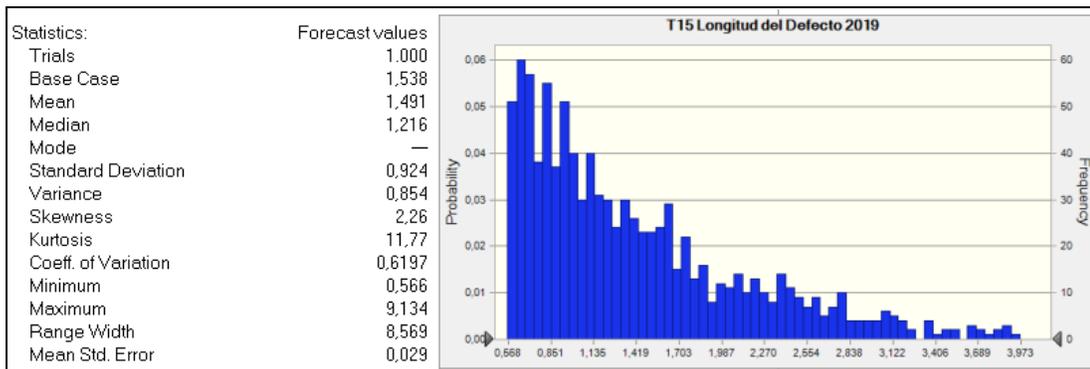
**Figura 4.25 Pronóstico de longitud del defecto 2016**  
Fuente: El autor



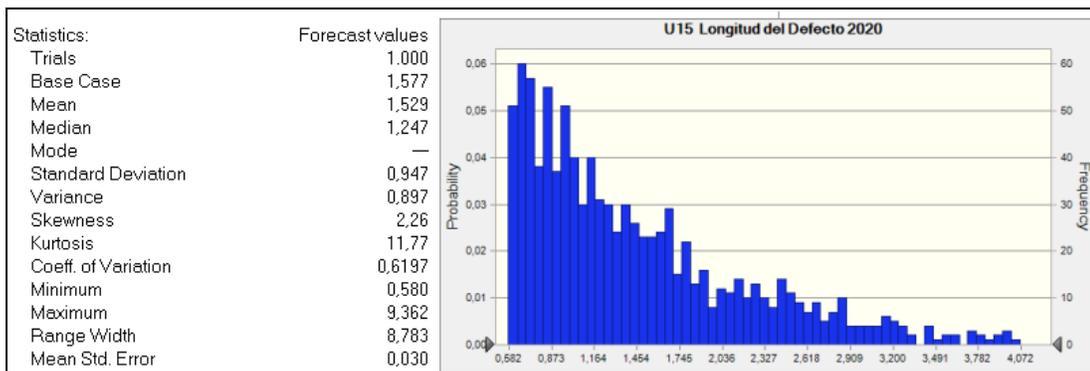
**Figura 4.26 Pronóstico de longitud del defecto 2017**  
Fuente: El autor



**Figura 4.27 Pronóstico de longitud del defecto 2018**  
Fuente: El autor

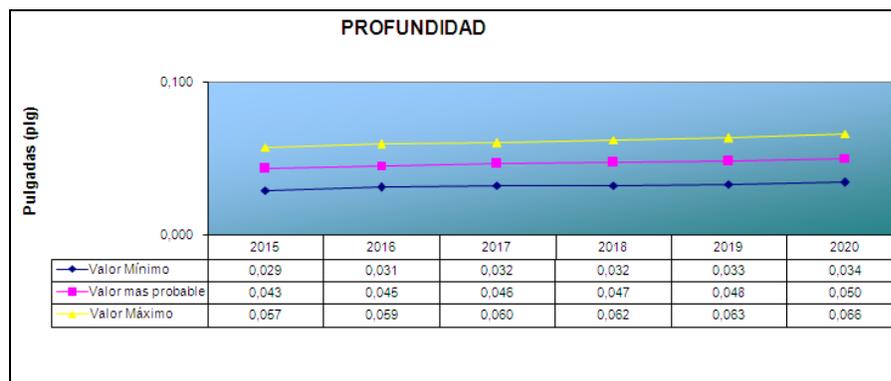


**Figura 4.28 Pronóstico de longitud del defecto 2019**  
**Fuente:** El autor



**Figura 4.29 Pronóstico de longitud del defecto 2020**  
**Fuente:** El autor

Las gráficas generadas de la simulación de Montecarlo a través del software Crystal Ball, están representadas en el eje horizontal por valores de la profundidad y longitud expresados en pulgadas, por otro lado, en el eje vertical la frecuencia de los datos que resultaron para cada valor de profundidad del daño formando así la distribución, para esta simulación se condicionaron 10.000 iteraciones realizadas por el software, de cada simulación realizada se tomó la media y la desviación estándar, en la cual se crean tres (03) escenarios, el valor de la media representa el valor más probable, el resultado de la resta de la media y la desviación estándar representa el valor mínimo y la suma de la media y la desviación estándar representa el valor máximo de estimación de la probabilidad de falla. Todo esto se puede observar en las gráficas presentadas en la figura 4.30 y 4.31 que se muestran a continuación:

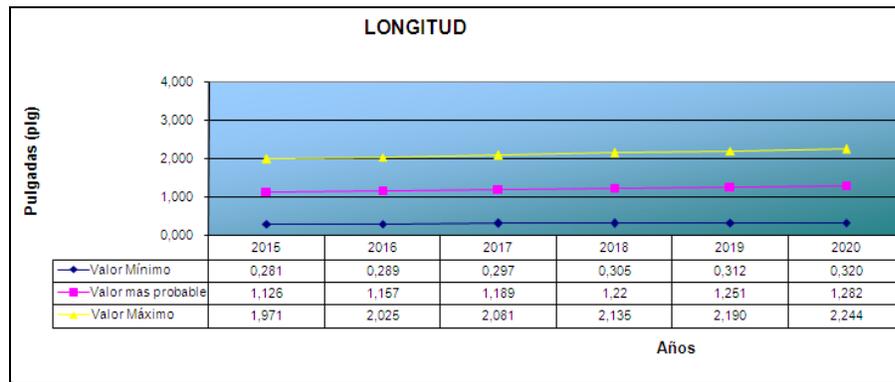


**Figura 4.30 Comportamiento estimado de la profundidad del defecto. De los equipos de la estación de descarga San Joaquín 1**

**Fuente:** El autor

En la gráfica presentada en la figura 4.30, se refleja el comportamiento esperado en la variable profundidad, la cual se ajusta a una distribución estadística Gamma para el periodo de años evaluados 2015 – 2020, en dicha gráfica se puede observar un comportamiento ascendente muy leve tomando valores aleatorios desde 0,029 pulg., en el año 2015 hasta 0,066 pulg en el 2020, lo que indica un crecimiento de la profundidad del defecto estimada en 0.039 milésima de pulgadas.

Asimismo, se aplicó el análisis a la variable longitud, dichos datos se ajustan a una distribución estadística Gamma, resultando para el periodo estudiado 2015 – 2020, un comportamiento ascendente con valores aleatorios desde 0,281 pulg., en el año 2015 hasta un valor máximo de 2,244 pulg., en el 2020. Observándose un crecimiento en la longitud del defecto en 1.963 pulgadas ver figura 4.31. Cabe destacar que la longitud del defecto es mayor en el tiempo que la profundidad, sin embargo el espesor de pared debe ser monitoreado ya que el mismo se deteriora progresivamente hasta vencer la resistencia de la tubería originándose un evento no deseado.



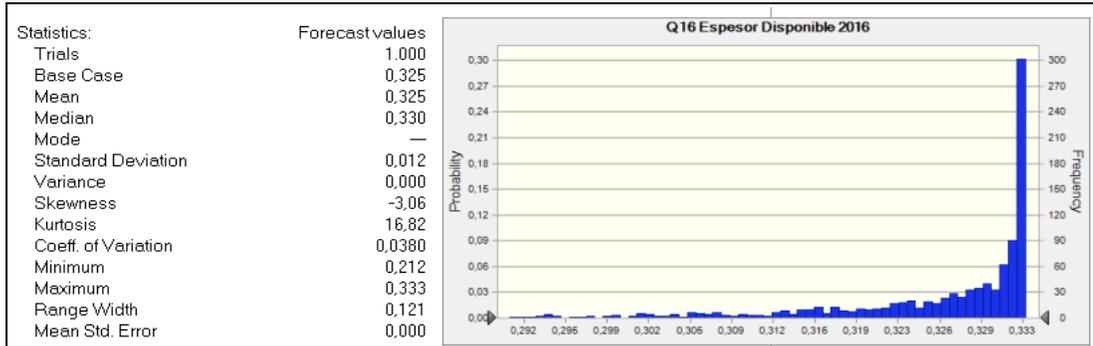
**Figura 4.31 Comportamiento estimado de la longitud del defecto. De la estación de descarga San Joaquín 1.**

**Fuente:** El autor

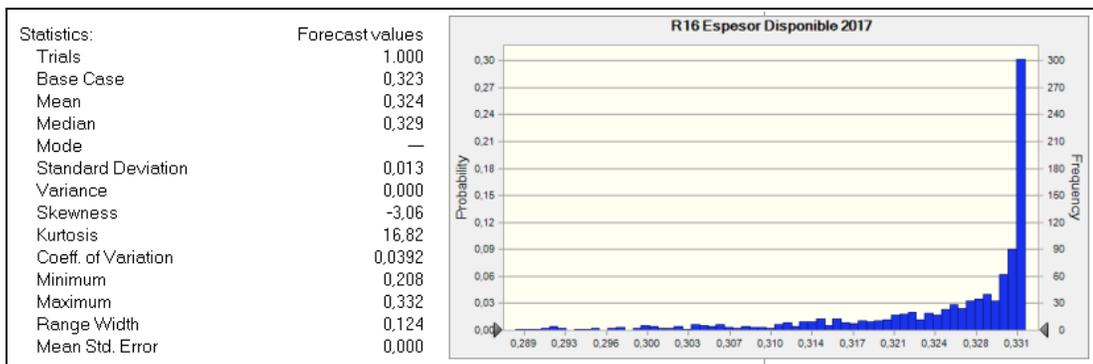
### 4.3.2 Cálculo e identificación probabilística del espesor disponible en función al periodo de estudio de los equipos con nivel de riesgo alto y medio alto

Las gráficas generadas de la simulación Montecarlo a través del software Crystal Ball, están representadas en el eje horizontal por valores de la profundidad del daño expresados en pulgadas, por otro lado, en el eje vertical, la frecuencia de los datos que resultaron para cada valor de profundidad del daño formando así la distribución, para esta simulación se condicionaron 10.000 iteraciones realizadas por el software, para cada año se introdujo en el rango menos infinito ( $\infty$ ), el valor del espesor requerido, calculado en esta investigación con la ayuda del software para obtener el valor de la confiabilidad estimada, esta se puede observar en la parte inferior de las figuras antes mostradas, en este caso el espesor disponible aplicando el método carga resistencia representa la carga, mientras que el espesor mínimo permisible representa la resistencia puntual.

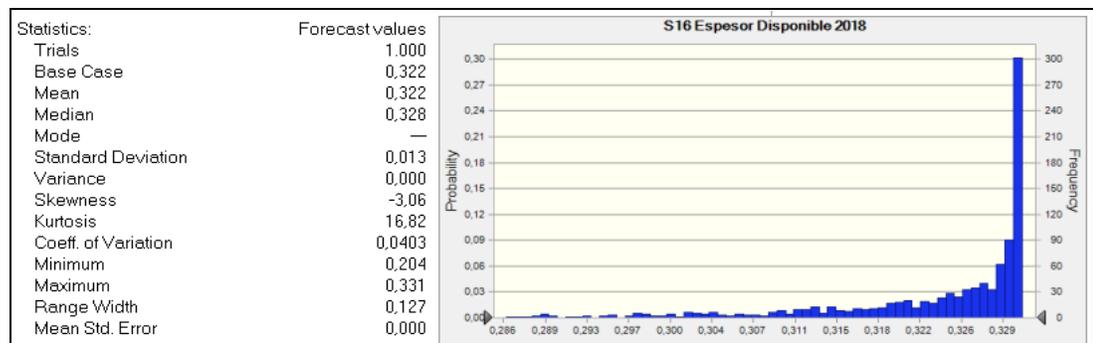
A continuación, se muestran las gráficas resultantes de la simulación Montecarlo para la variable espesor disponible, analizada mediante el uso del software Crystal Ball, a fin de observar el comportamiento en un período de 5 años (2016 – 2020). (Ver figuras 4.32 hasta la 4.36).



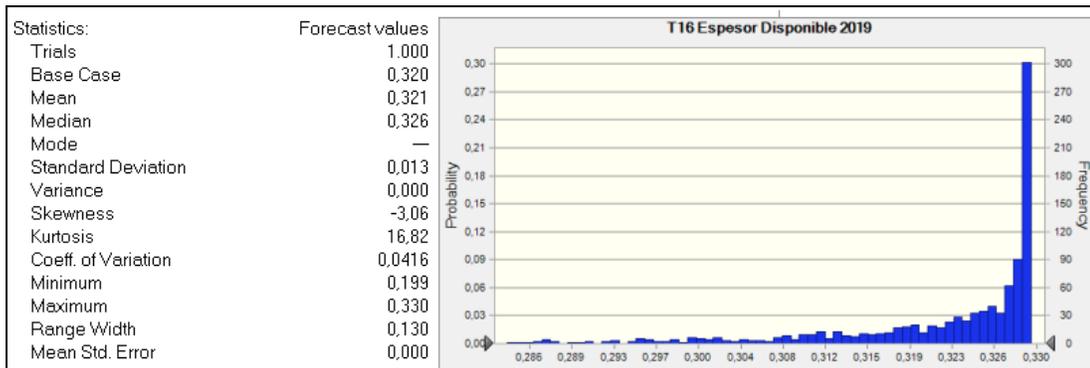
**Figura 4.32 Pronóstico del espesor 2016**  
Fuente: El autor



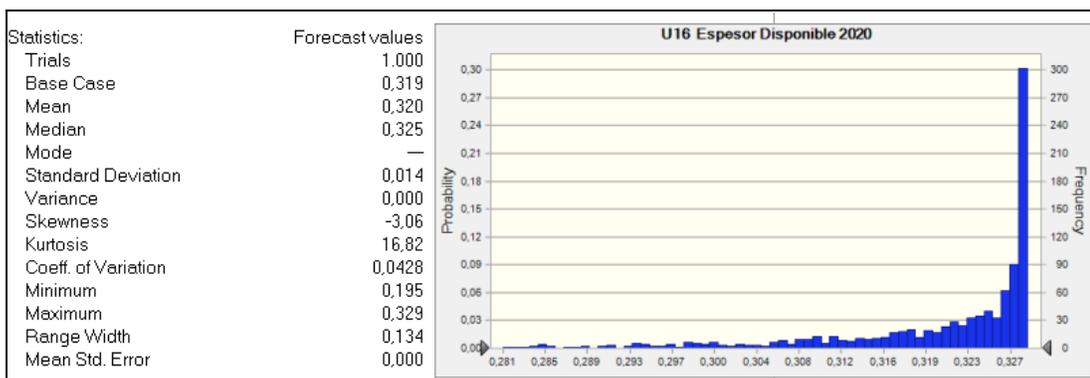
**Figura 4.33 Pronóstico del espesor 2017**  
Fuente: El autor



**Figura 4.34 Pronóstico del espesor 2018**  
Fuente: El autor



**Figura 4.35 Pronóstico del espesor 2019**  
**Fuente:** El autor



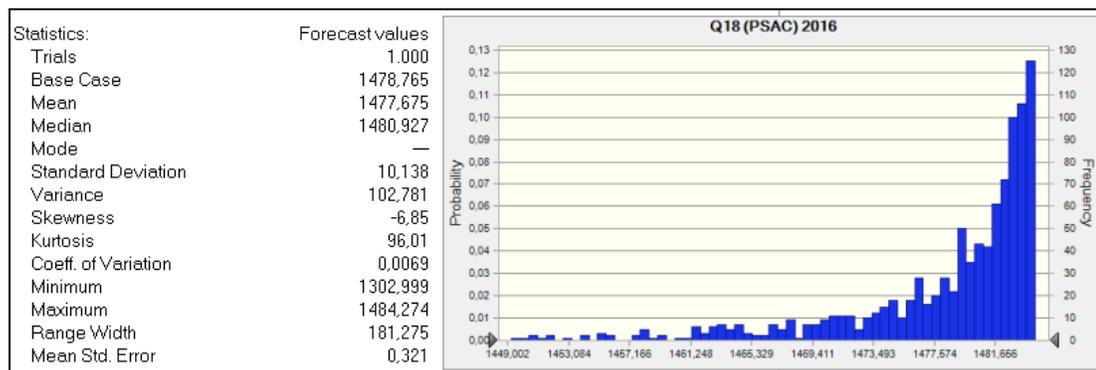
**Figura 4.36 Pronóstico del espesor 2020**  
**Fuente:** El autor

Los valores obtenidos en las gráficas para la variable espesor disponible en los sistemas evaluados en función a cinco (05) años, a través de la simulación Montecarlo y afectados por presencia de corrosión interna, fueron introducidos previamente en la hoja de cálculo de Excel del modelo que ha servido como base de datos de este estudio. Los resultados obtenidos indican que para los cinco (05) años sucesivos, la variable espesor disponible tendrá los siguientes valores: 0,325; 0,323; 0,322; 0,320, y 0,319 pulgadas respectivamente, lo que indica el deterioro progresivo de las paredes.

### 4.3.3 Cálculo e identificación probabilística de la presión segura en el área corroída (PSAC) en función de 5 años de los equipos con nivel de riesgo alto y medio alto

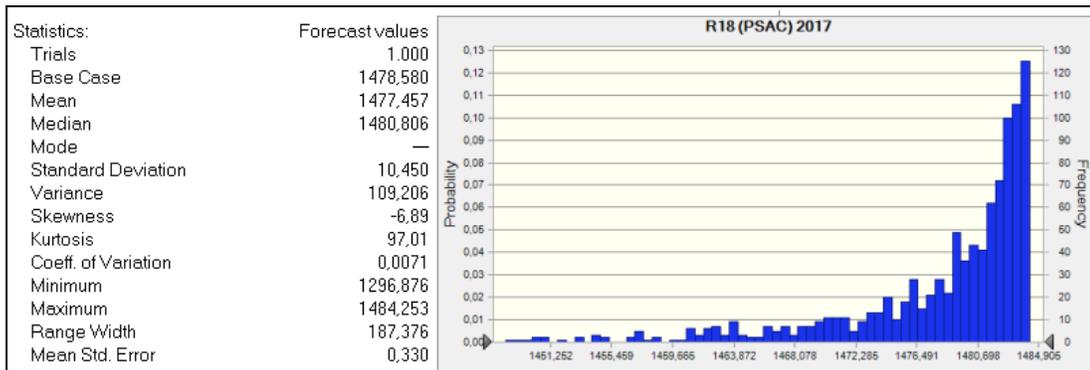
A continuación, se muestran las gráficas resultantes de la simulación Montecarlo para la variable PSAC haciendo uso del software Crystal Ball, para los diferentes sistemas productivos de la estación de descarga San Joaquín 1 que resultaron durante la inspección basada en riesgo como niveles de riesgo alto y medio alto.

En el eje horizontal de las gráficas, se representan los valores de la presión expresados en psi, mientras que en el eje vertical se encuentra la frecuencia de los datos resultantes por las 10.000 iteraciones realizadas por el software para la formación de la distribución, en dicha simulación para cada año se introdujo en el rango menos  $\infty$ , el valor de la máxima presión de operación permisible (MAOP), con la ayuda del software resulto el valor de la confiabilidad estimada, esta se puede observar en la parte inferior de las figuras, en este caso la (MAOP). En las figuras 4.37 a 4.41 se muestran los resultados obtenidos para los 5 años de estudio:

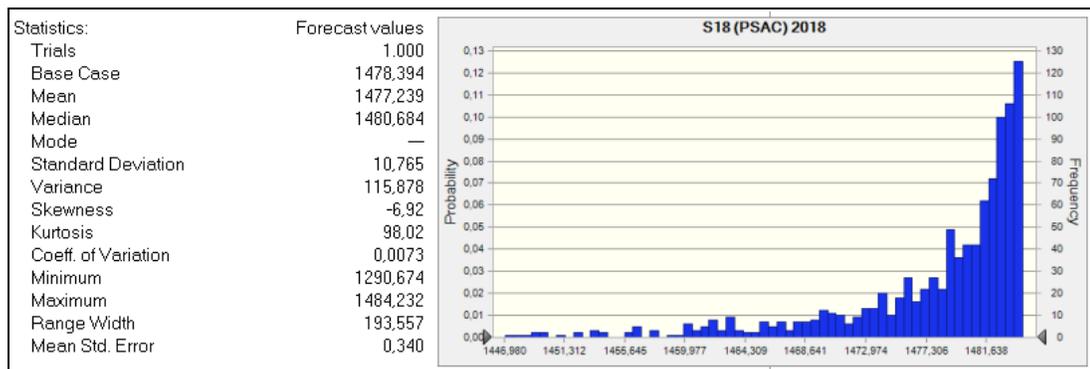


**Figura 4.37 Pronóstico del PSAC 2016**

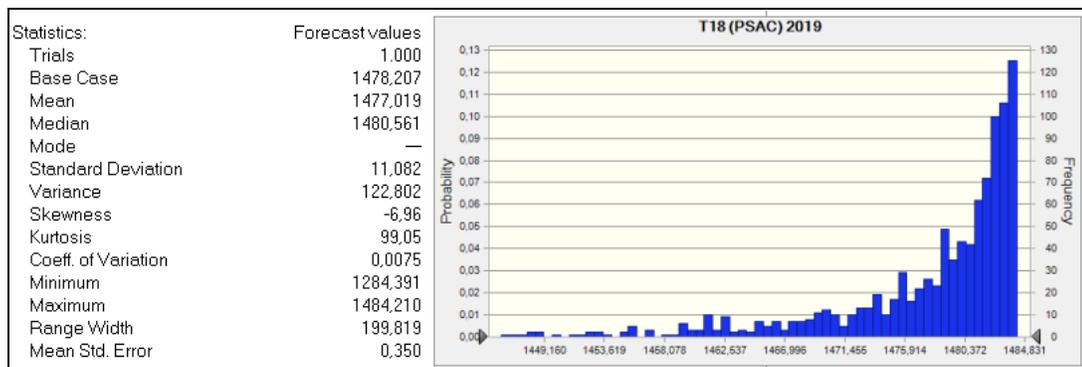
Fuente: El autor



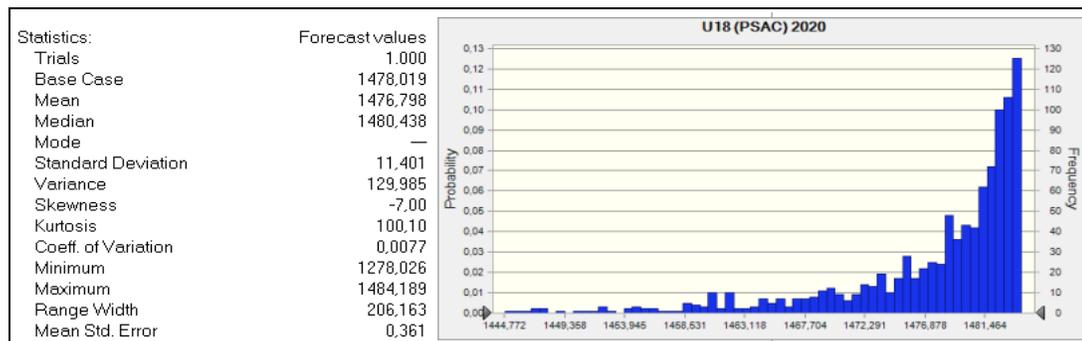
**Figura 4.38 Pronóstico del PSAC 2017**  
Fuente: El autor



**Figura 4.39 Pronóstico del PSAC 2018**  
Fuente: El autor



**Figura 4.40 Pronóstico del PSAC 2019**  
Fuente: El autor



**Figura 4.41 Pronóstico del PSAC 2020**

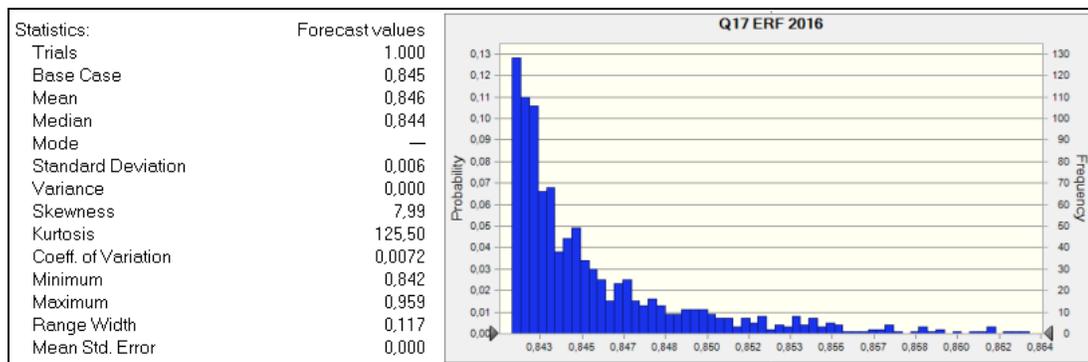
**Fuente:** El autor

Los valores obtenidos en las gráficas para la variable presión segura en el área corroída (PSAC) en los sistemas evaluados en función a cinco (05) años, a través de la simulación Montecarlo y afectados por presencia de corrosión interna, fueron introducidos previamente en la hoja de cálculo de Excel del modelo que ha servido como base de datos de este estudio. Los resultados obtenidos indican que para los cinco (05) años sucesivos, la variable presión segura en el área corroída (PSAC) tendrá los siguientes valores: 1478,765; 1478,580; 1478,394; 1478,207 y 1478,019 psi respectivamente, observándose el decrecimiento progresivo de la presión en el área afectada por la corrosión interna, siendo más susceptibles a fallar en años futuros sino se le aplica el mantenimiento adecuado.

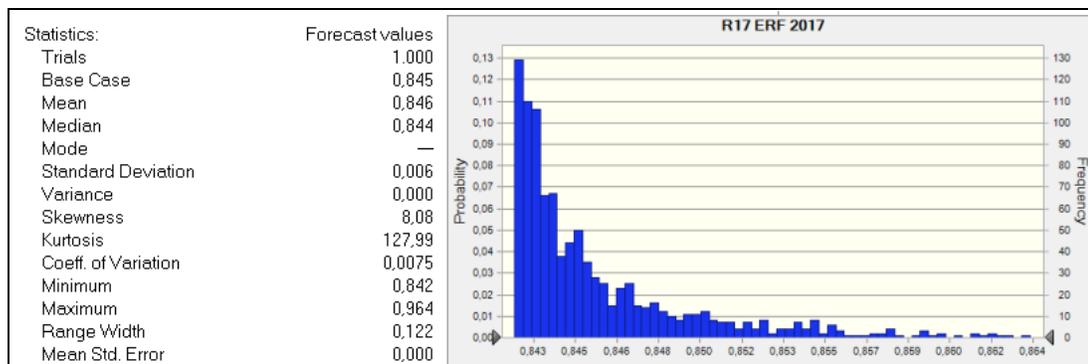
#### **4.3.4 Cálculo e identificación probabilística del factor estimado de reemplazo (ERF) en función de 5 años para los equipos con nivel de riesgo alto y medio alto**

A continuación se muestran las gráficas resultantes de la simulación Montecarlo para la variable (ERF), haciendo uso del software Crystal Ball. Como se puede observar en las figuras mostradas a continuación, en el eje horizontal se representan todos los valores de la variable ERF, mientras que en el eje vertical se encuentra la frecuencia de los datos resultantes por las 10.000 iteraciones realizadas por el software para la formación de la distribución, en dicha simulación para cada año se

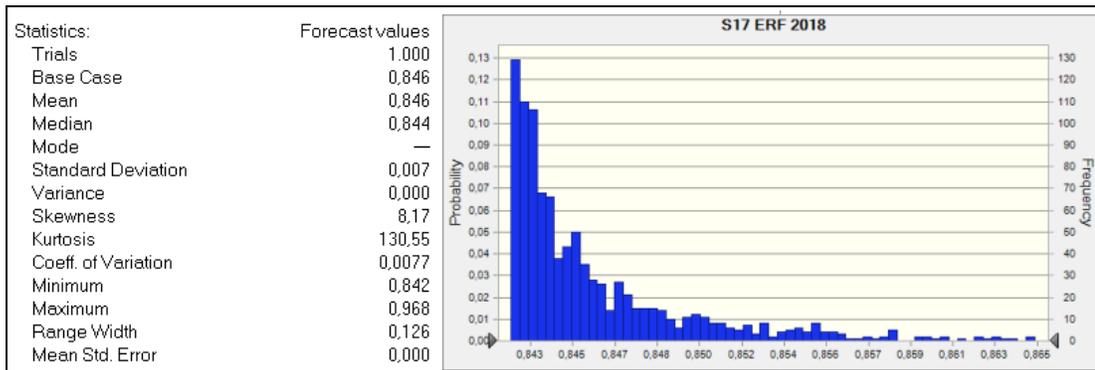
introdujo en el rango ( $\infty$ ) positivo, el valor 1, con la ayuda del software se determinó el valor de la confiabilidad estimada, esta se puede observar en la parte inferior de las figuras antes mostradas. En las figuras 4.42 hasta la 4.46 se muestran los resultados de la simulación Montecarlo para los 5 años de estudio:



**Figura 4.42 Pronóstico del ERF 2016**  
Fuente: El autor

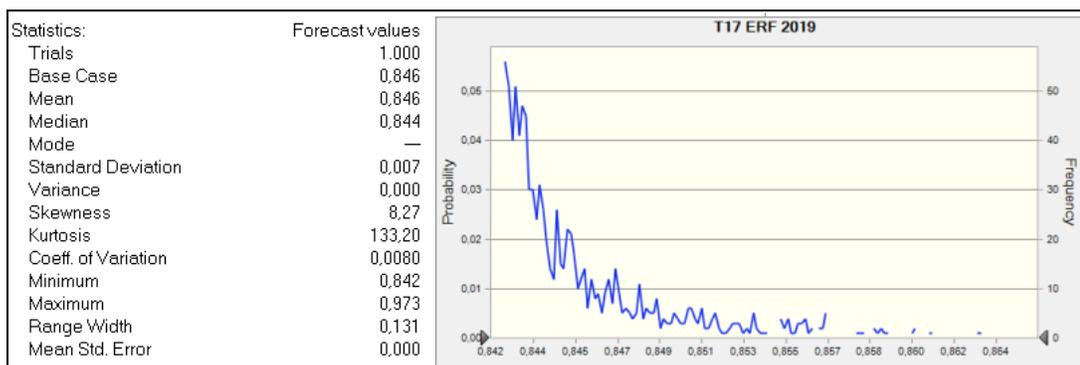


**Figura 4.43 Pronóstico del ERF 2017**  
Fuente: El autor



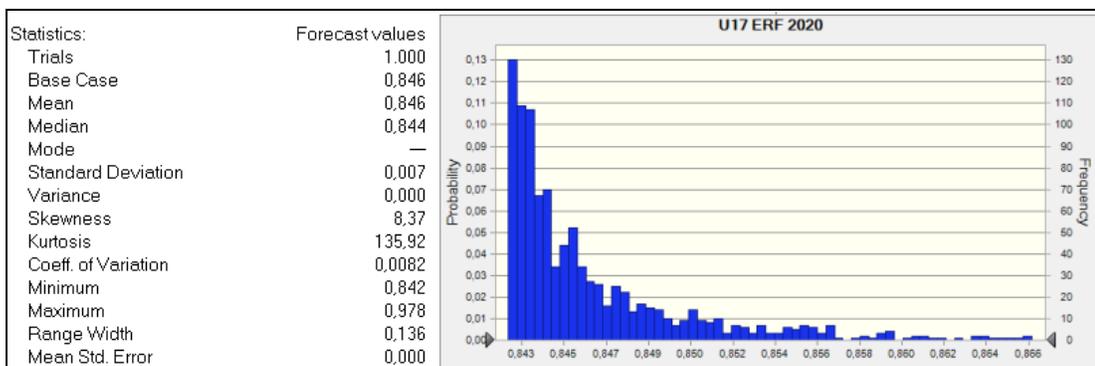
**Figura 4.44 Pronóstico del ERF 2018**

Fuente: El autor



**Figura 4.45 Pronóstico del ERF 2019**

Fuente: El autor



**Figura 4.46 Pronóstico del ERF 2020**

Fuente: El autor

Los resultados obtenidos en las figuras antes descritas indican que el factor estimado de reemplazo (ERF) aumenta sucesivamente a través de los años como se

puede observar en los valores mostrados a continuación: 0,845; 0,845; 0,846; 0,846 y 0,846. Cabe destacar que de acuerdo a la relación existente entre la máxima presión de operación admisible y la presión segura en el área corroída, a medida que esta última disminuye, el ERF aumentará debido a que las paredes del defecto disminuyen su resistencia, haciéndolas en el futuro más susceptible a fallar. Es de hacer notar la necesidad de establecer estrategias de mantenimiento aplicables a los sistemas de nivel de riesgo alto y medio alto, a fin de retardar el proceso corrosivo existente.

#### **4.4 Propuesta de estrategias de mantenimiento para el mejoramiento de los equipos estáticos en la estación de descarga San Joaquín 1 (SJED-1)**

Una vez obtenidos los resultados de la simulación mediante el uso del software API-RBI versión 3.3.3, específicamente la matriz de riesgo, la cual jerarquizó los equipos y sistemas que resultaron más críticos (riesgo alto y riesgo medio alto), se procedió a la elaboración de estrategias con la finalidad de disminuir las fallas en los equipos y las producciones diferidas.

En este sentido, se proponen actividades de mantenimiento que deben realizarse con el propósito de obtener mejoras, que buscan mantener el buen funcionamiento de los sistemas. Para ello, se utilizaron referencias bibliográficas tales como manuales de equipos, normas de PDVSA y la ayuda de los operarios, para obtener información referente a las posibles propuestas.

A continuación se muestran las estrategias de mantenimiento preventivo para los equipos de riesgo alto y riesgo medio alto, tales como: drenaje de separador de 500psi, múltiple de 60 a 500psi, válvula selectora multipuerto, tuberías de 2 pulg a 16 pulg.

- Realizar Mantenimientos Rutinarios: estos son necesario ya que permiten detectar la degradación de los componentes a través de la observación de fugas, malos olores, ruidos entre otras, ayudando a evitar fallos con consecuencias graves como paradas no programadas del proceso. Además de efectuar revisiones en pintura, revestimiento, láminas de los tanques de almacenamiento de crudo y agua salada, limpieza de maleza de las líneas de tuberías, ajustes de las válvulas, calibración de manómetros, etc. Para tener así un seguimiento y mayor control de la vida útil de los componentes estáticos de la planta. El cual puede se realizado en la mayoría de los casos por los mismos operadores.
- Realizar Inspecciones con Técnicas no Destructivas: estas inspecciones mediante ensayos como inspección visual del área, ultrasonido, tintes penetrantes, rayos x, gammagrafía, entre otros permiten tener mayor conocimiento de la integridad y condiciones físicas asociadas a corrosión, deformaciones, anomalías, pérdidas de material, entre otras.
- Aplicación de Recubrimientos Anticorrosivos: mediante estos recubrimientos ya sean (cintas de polietileno, ceras microcristalinas, entre otros) permiten controlar y minimizar la corrosión a una tasa aceptable y así lograr que los equipos puedan alargar su funcionamiento.
- Aplicación de Inhibidores de Corrosión: por medio de estos se logra tener una disminución eficaz de la corrosión interna, mediante el uso de pequeñas cantidades de sustancias químicas, modificando el ambiente haciéndolo menos corrosivo, cambiando la interface entre el medio corrosivo y la superficie metálica, evitando su interacción por medio de películas delgadas.
- Aplicación de Protección Catódica: necesaria para la protección de tuberías,

tanques entre otros ya que es un polarizador que implica reducir a cero la diferencia entre ánodos y cátodos sobre una superficie metálica

Cada una de estas estrategias descritas anteriormente y propuestas en esta investigación se encuentran incluidas en el siguiente plan de inspección. En las siguientes tablas 4.3 a 4.5, y tablas 4.6 a 4.8 se detallan el orden de la programación por un (1) año en la estación de descarga SJED-1

Se tomará en cuenta que las estrategias propuestas están jerarquizadas por los niveles de mantenimiento según el manual de PDVSA MM-01-01-03 mencionadas en el capítulo II de este proyecto.

**Tabla 4.3 Cronograma de actividades de mantenimiento para los múltiples y válvulas multipuerto.**

Equipo	Estrategias de Mantenimiento	Nivel de Mantenimiento	Frecuencia	Responsable	Esfuerzo HH/Unit	Cantidad Año	Total H/AñoEquipo	Cantidad de Equipos	Cantidad Totales Horas Equipo/Año
Múltiples y válvulas multipuerto.	Remoción de residuos de hidrocarburos y limpieza de desagüe.	Nivel I	Mensual	Mantenimiento Operacional	4	1	4	2	8
	Inspecciones ocular y auditiva para detección de (pintura, recubrimientos, oxidación, entre otras) ruidos y vibraciones.	Nivel II	Diario	I Operador	0,03	365	10,95	2	21,9
	Lubricación y engrase de válvulas.		Semestral	Mantenimiento Operacional	8	2	16	2	32
	Aplicar inspecciones con técnicas no destructivas (visual, ultrasonido, entre otros)	Nivel III	Anual	Ingeniería de Mantenimiento	4	0,1	0,4	2	8
	Realizar reemplazo de tuberías menor o igual a 6" diámetro		Trimestral	Mantenimiento Mayor	8	1	8	2	16
	Aplicar inspecciones con técnicas no destructivas internas y externas de manera integral.	Nivel IV	Anual	Ingeniería de Mantenimiento	4	0,2	0,8	2	16
	Ejecutar reacondicionamiento parcial de secciones y accesorios.		Anual	Mantenimiento Mayor	8	1	8	2	16
	Realizar mantenimiento mayor parcial o total: pruebas hidrostáticas e inspecciones no destructivas.	Nivel V	Anual	Mantenimiento Mayor	4	0,1	0,4	2	8

**Fuente:** El autor

**Tabla 4.4 Cronograma de actividades de mantenimiento para las tuberías.**

Equipo	Estrategia de Mantenimiento	Nivel de Mantenimiento	Frecuencia	Responsable	Esfuerzo HH/Unit	Cantidad / Año	Total H/AñoE	Cantidad de Equipos	Cantidad Totales Horas Equipo/Año
Tuberías	Verificación de la operatividad (manómetros, entre otros).	Nivel I	Diario	I Operador	0,1	365	365	6	219
	Remoción de escombros en áreas adyacentes a las tuberías.		Mensual	Mantenimiento Operacional	40	1	40	6	24
	Realizar inspecciones visuales y auditivas para detección de fugas, condiciones superficiales (abolladuras, corrosión, entre	Nivel II	Diario	I Operador	0,016	365	5,84	6	35,04
	Verificación e identificación de las secciones.			I Operador	0,5	365	182,5	6	1095
	Aplicar inspecciones con técnicas no destructivas (visual, ultrasonido) para evaluaciones de condiciones físicas (espesor de pared, deformaciones, entre	Nivel III	Anual	Ingeniería de Mantenimiento	8	0,2	1,6	6	9,6
	Realizar reemplazo de tuberías de diámetro igual o mayor a 8".	Nivel IV	Anual	Mantenimiento Mayor	16	1	16	6	96
	Ejecutar pruebas hidrostáticas.		Anual	Ingeniería de Mantenimiento	8	1	8	6	48
	Aplicar reacondicionamiento parcial o total del equipo (juntas, reubicación del tendido, colocación de válvulas de bloqueo, diseño e instalación de	Nivel V	Anual	Mantenimiento Mayor	40	0,2	8	6	48

**Fuente:** El autor

**Tabla 4.5 Cronograma de actividades de mantenimiento para los tanques.**

Equipo	Estrategia de Mantenimiento	Nivel de Mantenimiento	Frecuencia	Responsable	Esfuerzo HH/Unit	Cantidad/Año	Total H/Año/Equipo	Cantidad de Equipos	Cantidad Totales Horas Equipo/Año
Tanque	Realizar limpiezas de tranquilas y drenajes.	Nivel I	Mensual	Mantenimiento Operacional	2	12	24	1	24
	Realizar tomas de registros (temperaturas, presión, nivel de fluido)	Nivel II	Diario	Operadores	0,09	365	32,85	1	32,85
	Aplicar inspecciones visuales para detección de fugas además del deterioro físico en estructuras (techo, escaleras, entre otras).								
	Realizar inspecciones con técnicas no destructivas para identificación de fallas y anomalías.	Nivel III	Anual	Ingeniería de Mantenimiento	4	0,1	0,4	1	0,4
	Limpieza de sedimentos menores o iguales a 10.000 BLS.		Mensual	Mantenimiento Operacional	40	1	40	1	40
	Ejecutar reemplazos de láminas de acero y accesorios.	Nivel IV	Anual	Mantenimiento Mayor	12	1	12	1	12
	Aplicar reparaciones de superficies (externas) y aplicación de recubrimiento (pintura).		Anual	Mantenimiento Mayor	24	0,2	4,8	1	4,8
	Reparaciones de fundiciones.	Nivel V	Trimestral	Mantenimiento Mayor	160 16	0,1	16 1,6	1	16

**Fuente:** El autor







# CAPÍTULO V

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 5.1 Conclusiones

- Posterior a la inspección visual se determinó que los equipos estáticos pertenecientes a los sistemas de la estación de descarga San Joaquín 1 (SJED-1), poseen un buen estado estructural y se encuentran operativos a excepción de ochenta y dos (82) sistemas de tuberías, veinticuatro (24) recipientes a presión y cinco (05) tanques que se encuentra fuera de servicio.
- De acuerdo con las condiciones operacionales y resultados previos registrados en los historiales de inspección, los mecanismos de degradación que afectan potencialmente los equipos estudiados son: adelgazamiento de pared debido a procesos corrosivos externos e internos por la acción de agentes internos incluidos en el fluido, tales como dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), sulfuro de hidrogeno ( $\text{H}_2\text{S}$ ) y otros componentes de menor porcentaje.
- De los resultados obtenidos de la aplicación de la metodología IBR a los 191 componentes y siete (7) sistemas estudiados, el 0,13% se encuentran en riesgo alto, 14,74% se ubican en riesgo medio-alto, 70,86% constituyen un riesgo medio y finalmente el 14,27% restante tienen un nivel de riesgo bajo, los cuales permiten direccionar los recursos de mantenimiento.
- De la aplicación del software Cristal Ball, mediante pronóstico obtenido a través de la simulación Montecarlo para los próximos cinco (5) años, la longitud y profundidad de los defectos detectados y evaluados en los sistemas productivos, los mismos aumentarán de 0.029 a 0.066 pulgadas de profundidad y de 0.281 a 2.244 de longitud, con una velocidad de corrosión de 5.90 mpy representando el 59 % de la pérdida de espesor. El factor estimado de reparación (ERF) aumentara de 0.845 a 0.846 y la presión segura en el área corroída (PSAC) disminuye de

1478.765 a 1478.019 psi.

## **5.2 Recomendaciones**

- Aplicar las estrategias de mantenimiento propuestas en esta investigación, a fin de garantizar la integridad de los equipos estáticos de la estación de descarga San Joaquín 1 (SJED-1).
- Hacer uso efectivo de los recursos de mantenimiento disponibles direccionándolos a los equipos de alto riesgo y riesgo medio alto para evitar un incremento en de las probabilidades de falla y ocurrencia de un evento no deseado.
- Realizar nuevas inspecciones anualmente para monitorear el comportamiento del nivel de riesgo de los sistemas productivos evaluados como riesgo medio y bajo.
- Actualizar el estudio IBR cada vez que ocurran cambios significativos en las condiciones de los equipos, como, por ejemplo, cambios de materiales y modificaciones de los equipos.
- Realizar acciones de mantenimiento correctivos cuando se detecte alguna condición perjudicial para los recipientes a presión, tanques, sistemas de tubería e instalaciones, durante las inspecciones propuestas en este proyecto.

## REFEENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

American Petroleum Institute (2002). "Risk-Based Inspection" API Recommended Practice 580. First Edition, Washington D.C.

Arias, F., (2006) "El Proyecto de Investigación, Introducción a la Metodología Científica" (5ta Edición). Venezuela: Episteme.

Barberi, E., (1998). "El pozo Ilustrado", Cuarta Edición. Editorial FONCIED. Caracas Venezuela.

Centro de formación y adiestramiento de petróleos de Venezuela y sus filiales (CEPET), (1992). "Estaciones Recolectoras de Flujo". Caracas, Venezuela.

Crystal Ball 7.3.1 (2008). "Usar Manual Reléase 2008". Editorial Decisioneering Inc. USA.

Duffuaa, Raoufa y Dixon. (2002). Sistema de Mantenimiento Planeación y Control. Editorial Limusa Wiley

Del Rincón, D., Arnal, J., Latrre, A., Sans, A. (1995). "Técnicas de Investigación en Ciencias Sociales". Madrid, España.

Farinha, J., (1991). "Diseño Mecánico de Estaciones de Flujo" trabajo especial de grado no publicado. Instituto Politécnico de las Fuerzas Armadas Nacionales, Venezuela.

Gómez, F., (1998). "Tecnología del Mantenimiento Industrial". Servicio de Publicaciones, Universidad de Murcia, Murcia.

Gómez, G. (2013). “Estudio de confiabilidad al gasoducto 16" tramo El Toco-Santa Ana, PDVSA Gas Anaco, Anaco Estado Anzoátegui”. Trabajo de grado realizado en la Universidad de Oriente Extensión Anaco para optar por el título de Ingeniero Industrial.

Sabino, C. (1992). “El proceso de Investigación”. Caracas: Panapo.

Harrington J, (1999. “Mantenimiento Planeación y Control”. Editorial Limusa.Wiley

Hurtado, J. (2002). “Metodología de la Investigación Holística”. México: Sypal.

León, P. Quintero, I y Zuloaga, W. (2004). “Crystall Ball”. Trabajo de Grado no publicado. Universidad Nacional de Colombia. Colombia.

López R., y Montenegro R. (2001). “Diseño de un plan de inspección para la planta de Desintegración Catalítica — DCAY, de la Refinería de Amuay. PDVSA” Trabajo especial de grado. Universidad del Zulia. Facultad de Ingeniería. Escuela de Industrial. Maracaibo.

Morrow, L (1998). Manual de Mantenimiento Industrial, Tomo III. España.1985.

Martínez, L (1997). “Mantenimiento Industrial Módulo I”, Tomo N° 1”. Venezuela. IUTA.

Martínez M. (1990). “Diseño Conceptual de Separadores”. Ingenieros Consultores, S.R.L. Maracaibo-Venezuela.

Mirabal, R. (2012). "Evaluación de la factibilidad técnico - económica para el manejo y disposición de la producción de los campos Santa Ana y El Toco en SAED-3.P.D.V.S.A Gas, Anaco". Trabajo de Grado presentado como requisito parcial para optar al título de Ingeniero Químico.

Norma ANSI/ASME B31.8. (1999). "Sistemas de Tubería para Transporte y Distribución de Gas". La Sociedad Estadounidense de Ingenieros Mecánicos. The American Society of Mechanical Engineers- ASME.

Norma Técnica PDVSA PI-09-01-00 (1994) "Manual de Inspección". Caracas,

Sabino, C. (1992). "El proceso de Investigación". Caracas: Panapo.Venezuela.

Norma Venezolana Covenin 3049-1993. Mantenimiento. Definiciones. Venezuela

Núñez, S. (2013). "Propuesta de un plan de inspección para los equipos estáticos de las estaciones de descarga, mediante técnica de inspección por ultrasonido. Caso Campo San Joaquín, PDVSA Gas Distrito Anaco". Trabajo de grado realizado en la Universidad de oriente Núcleo Anzoátegui como requisito para optar por el título de Ingeniero Mecánico.

Padilla, V. (2014). "Estudio de la confiabilidad de los equipos estáticos de la estación de flujo Santa Rosa 1 (SREF-1) AMA Este de PDVSA Producción Gas Anaco Estado Anzoátegui". Trabajo realizado en la Universidad de Oriente Extensión Anaco para optar por el título de Ingeniero Industrial. PDVSA IR-S-02, "Criterios para el Análisis Cuantitativo de Riesgo", Petróleos de Venezuela, (1993)

PDVSA, MM-01-01-01. (2005) "Manual de Mantenimiento, Definiciones de

Mantenimiento y Confiabilidad”. Caracas Venezuela.

PDVSA, MM-01-01-01. (2010) “Manual de Mantenimiento, Definiciones de Mantenimiento y Confiabilidad”. Caracas Venezuela.

PDVSA, MM-01-01-03. (2005) “Manual de Mantenimiento, Niveles de Mantenimiento”. Caracas Venezuela.

Rey, P., (2012) “Desarrollo Modular de Facilidades de Producción en el Industria de Petróleo”. Villavicencio, Colombia.

Rollino, M., (2003) “ASME B31.3 (Tuberías de Procesos de Refinerías y Plantas Químicas)” CEA. (Combustión, Energía & Ambiente), Lecherías Venezuela

Sabino, C. (1992). “El proceso de Investigación”. Caracas: Panapo.

Suárez, D., (2008). “Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (MCC)”. Confima & Consultores, C.A. Puerto La Cruz, Venezuela.

SILVA, M. (2003). Plan de Mantenimiento para los Equipos de Bombeo de la Unidad Snubbing 150 de la Empresa Hebraica Distrito Punta de Mata, Estado Monagas.

Uhlig, H., (1971). “Corrosión and corrosion control”. Segunda Edición, John Wiley and Sons, New York.

Villafranca, D. (1996). “Metodología de la Investigación”. Los Teques: Fundaca Cultca.

Yánez, M., y Valbuena, G., (2007) “Confiabilidad Integral Sinergia de Disciplinas” Reliability and Risk Management S.A. [www.realiasisk.com](http://www.realiasisk.com) Venezuela.

Yánez, M., y Valbuena, G., (2004) “Ingeniería de Confiabilidad y Análisis Probabilístico de Riesgo”. Reliability and Risk Management S.A. Venezuela.

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO**

<b>TÍTULO</b>	<b>DESARROLLO DE UN PLAN DE INSPECCIÓN BASADO EN RIESGO (I.B.R) A LA ESTACIÓN DE DESCARGA SAN JOAQUÍN 1 (SJED-1) PDVSA PRODUCCIÓN GAS ANACO</b>
<b>SUBTÍTULO</b>	

**AUTOR (ES):**

<b>APELLIDOS Y NOMBRES</b>	<b>CÓDIGO CULAC / E MAIL</b>
Peña B., Jezer J.	<b>CVLAC:</b> 19.489.508 <b>E MAIL:</b> jezerp@gmail.com
	<b>CVLAC:</b> <b>E MAIL:</b>
	<b>CVLAC:</b> <b>E MAIL:</b>
	<b>CVLAC:</b> <b>E MAIL:</b>

**PALABRAS O FRASES CLAVES**

IBR, estrategias, mantenimiento, confiabilidad, inspección, equipos estáticos.

## **METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO**

<b>ÁREA</b>	<b>SUBÁREA</b>
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería Industrial

### **RESUMEN (ABSTRACT):**

El presente trabajo tiene como objetivo, desarrollar un plan de Inspección Basado en Riesgo (I.B.R) a la Estación de Descarga San Joaquín 1 (SJED-1), PDVSA Producción Gas Anaco. Este se caracteriza por ser una investigación de tipo descriptiva y de diseño de campo. A objeto de realizar un seguimiento efectivo del deterioro de los equipos estáticos y adaptar las acciones de mantenimiento al nivel de riesgo asociado a sus condiciones de operación. Para lograr lo planteado, se diagnosticó el estado actual de los equipos estudiados según la data histórica del informe de inspección, de diseño y operación; se determinó el nivel de riesgo de cada equipo utilizando el Software API-RBI versión 3.3.3 y se resultados de forma cuantitativa y cualitativa a través de la matriz de riesgo, obteniéndose que de la población total de 190 equipos, el 0,13% se encuentran en alto riesgo, 14,74% en riesgo medio-alto, 70,86% en riesgo medio y 14,27% en riesgo bajo. Luego, se estimaron las condiciones mecánicas a futuro de los equipos en un lapso de cinco (5) años para los casos supuestos de, no inspeccionar los equipos durante este tiempo y de inspeccionarlos aplicando los planes recomendados.

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO**

**CONTRIBUIDORES:**

<b>APELLIDOS Y NOMBRES</b>	<b>ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL</b>				
MSc. Bousquet, Juan	<b>ROL</b>	<b>CA</b>	<b>AS X</b>	<b>TU</b>	<b>JU</b>
	<b>CVLAC:</b>				
	<b>E_MAIL</b>				
	<b>E_MAIL</b>				
Ing. Rosario, Manuel	<b>ROL</b>	<b>CA</b>	<b>AS</b>	<b>TU X</b>	<b>JU</b>
	<b>CVLAC:</b>	.			
	<b>E_MAIL</b>				
	<b>E_MAIL</b>				
Ing. Valderrama, Rita	<b>ROL</b>	<b>CA</b>	<b>AS</b>	<b>TU</b>	<b>JU X</b>
	<b>CVLAC:</b>				
	<b>E_MAIL</b>				
	<b>E_MAIL</b>				
Ing. Ledezma. Melchor	<b>ROL</b>	<b>CA</b>	<b>AS</b>	<b>TU</b>	<b>JU X</b>
	<b>CVLAC:</b>				
	<b>E_MAIL</b>				
	<b>E_MAIL</b>				

**FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:**

<b>2017</b>	<b>03</b>	<b>09</b>
<b>AÑO</b>	<b>MES</b>	<b>DÍA</b>

**LENGUAJE. SPA**

## METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

### ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. DESARROLLO DE UN PLAN DE INSPECCIÓN BASADO EN RIESGO (I.B.R) A LA ESTACIÓN DE DESCARGA SAN JOAQUÍN 1 (SJED-1) PDVSA PRODUCCIÓN GAS ANACO.docx	Application/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:

<b>ESPACIAL:</b>	Dpto. Estación de Descarga San Joaquín / PDVSA	(OPCIONAL)
<b>TEMPORAL:</b>	Seis meses	(OPCIONAL)

### TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero Industrial

### NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

### ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Ingeniería Industrial

### INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente/Extensión Región Centro Sur –Anaco

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO



UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
CONSEJO UNIVERSITARIO  
RECTORADO

CU N° 0975

Cumaná, 04 AGO 2009

Ciudadano  
**Prof. JESÚS MARTÍNEZ YÉPEZ**  
Vicerrector Académico  
Universidad de Oriente  
Su Despacho

Estimado Profesor Martínez:

Cumplo en notificarle que el Consejo Universitario, en Reunión Ordinaria celebrada en Centro de Convenciones de Cantaura, los días 28 y 29 de julio de 2009, conoció el punto de agenda "SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN PARA PUBLICAR TODA LA PRODUCCIÓN INTELECTUAL DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE EN EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL DE LA UDO, SEGÚN VRAC N° 696/2009".

Leído el oficio SIBI - 139/2009 de fecha 09-07-2009, suscrita por el Dr. Abul K. Bashirullah, Director de Bibliotecas, este Cuerpo Colegiado decidió, por unanimidad, autorizar la publicación de toda la producción intelectual de la Universidad de Oriente en el Repositorio en cuestión.

UNIVERSIDAD DE ORIENTE  
SISTEMA DE BIBLIOTECA  
RECIBIDO POR Ragely  
FECHA 5/8/09 HORA 5:30

Comunicación que hago a usted a los fines consiguientes.

Cordialmente,

**JUAN A. BOLAÑOS CUMBELO**  
Secretario



C.C: Rectora, Vicerrectora Administrativa, Decanos de los Núcleos, Coordinador General de Administración, Director de Personal, Dirección de Finanzas, Dirección de Presupuesto, Contraloría Interna, Consultoría Jurídica, Director de Bibliotecas, Dirección de Publicaciones, Dirección de Computación, Coordinación de Teleinformática, Coordinación General de Postgrado.

JABC/YOC/manija

