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

PROPUESTA DE UN PLAN DE INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO PARA EL SISTEMA DE VÁLVULAS SELECTORAS MULTIPUERTOS PERTENECIENTES A AMA OESTE DE PDVSA PRODUCCIÓN GAS ANACO

Realizo por:

Sánchez B., Diosmary del V.

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

INGENIERO INDUSTRIAL

Anaco, Mayo de 2018

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

PROPUESTA DE UN PLAN DE INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO PARA EL SISTEMA DE VÁLVULAS SELECTORAS MULTIPUERTOS PERTENECIENTES A AMA OESTE DE PDVSA PRODUCCIÓN GAS ANACO

Revisado por:

Ing. Farías, María
Asesor Académico

MSc. Becerra, Luisa
Asesor Industrial

Anaco, Mayo de 2018

UNIVERSIDAD DE ORIENTE

NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI

EXTENSIÓN REGIÓN CENTRO – SUR ANACO

ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA INDUSTRIAL

PROPUESTA DE UN PLAN DE INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO PARA EL SISTEMA DE VÁLVULAS SELECTORAS MULTIPUERTOS PERTENECIENTES A AMA OESTE DE PDVSA PRODUCCIÓN GAS ANACO

Jurado Calificador:

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

APROBADO

Ing. Farías, María

Asesor Académico

Ing. Valderrama, Rita

Jurado Principal

MSc. Bousquet, Juan

Jurado Principal

Anaco, Mayo de 2018

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

A mi Dios por darme la sabiduría y ayudarme en los momentos más difíciles cuando sentía desmayar, todo lo que alcanzado es por tu amor y misericordia.

A mis padres María y Omar por todo su amor, apoyo incondicional, esfuerzo para darme todo lo mejor, todo esto no hubiese sido posible sin su ayuda, me alegra poder recompensar parte de su esfuerzo, hoy esta meta es de ustedes. Los amo.

A mis hermanos Diomar y Dismary que a pesar de nuestra diferencias hemos aprendido a amarnos y apoyarnos, que les sirva de inspiración para que pronto cumplan sus metas futuros ingenieros. Los amo.

A mi pequeña Sinaí Gabriela que ha venido a mi vida para llenarla de amor y alegría, espero ser un ejemplo para ti y darte lo mejor hija. Te amo.

A mi esposo Luis León por su amor y apoyo, ensañándome que nunca es tarde para alcanzar lo que queremos. Te amo.

Diosmary Del V, Sánchez B.

AGRADECIMIENTOS

A mi Dios todopoderoso por darme la oportunidad de cumplir esta meta, gracias por siempre estar conmigo y darme tu bendición en todo lo que hago.

A mis padres por ser mis pilares, ejemplo de lucha y constancia, gracias por creer en mí, por sus enseñanzas, por la formación que me han dado, haciendo de mi una persona de bien. Los amooo.

A mis hermanos gracias por su amor y apoyo. Gracias

A mi esposo por motivarme a cumplir esta meta y estar siempre juntos en los buenos y malos momentos. Gracias.

A los pastores Carlos y Yelizta de Martínez, por cada una de sus oraciones realizadas por mí, estoy segura que por ellas esta meta es una realidad. Que Dios los continúe bendiciendo.

A mis amigos de la universidad Johana Ruiz, Jhon Nieves, Alicia Pérez, Carlos Bermúdez, gracias por todos los momentos compartidos en la universidad.

A mi tutora industrial Mcs. Luisa Becerra por su apoyo al contribuir con sus valiosos conocimientos para realizar mi tesis y por brindarme su confianza y amistad, eres una bonita persona. Que Dios te bendiga siempre.

A mi tutor académico, Ing. Melchor Ledezma por ser parte de mi formulación académica y por contribuir directamente con sus conocimientos en la elaboración de mi tesis. Muchas gracias.

Al Ing. Dimas Sequera por darme la bienvenida y hacerme parte de su equipo de trabajo, gracias por su apoyo.

A los Ingenieros Jennifer Rodríguez, Humberto Rodríguez, Solsiret Acosta, Freddy Borges, T.S.U. José Alvares, la bonita secretaria Adriana Angarita y todo el personal del departamento por su ayuda para realizar esta trabajo y brindarme sus conocimientos en el campo laboral.

A la T.S.U. En gestión ambiental Sra. Elda Urdaneta gracias por colaboración y apoyo.

A PDVSA GAS, por colaborarme, permitiéndome desarrollar mi investigación de trabajo de grado y brindarme las puertas para incursionar en el ámbito laboral y enriquecer mis conocimientos.

Por último, pero no menos importante a los profesores de la Universidad de Oriente, porque a pesar de las condiciones físicas y sociales que afectan a la universidad, hacen un excelente trabajo formando profesionales no solo con conocimientos académicos sino también con muy buenos valores. A la Casa más Alta, Universidad de Oriente, UDO, por permitirme salir de ella y por todo lo vivido en sus salones, pasillos, cafetines, escaleras, etc. Muchas gracias.

Diosmary Del V, Sánchez B.

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

PROPUESTA DE UN PLAN DE INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO PARA EL SISTEMA DE VÁLVULAS SELECTORAS MULTIPUERTOS PERTENECIENTES A AMA OESTE DE PDVSA PRODUCCIÓN GAS ANACO

Autor: Sánchez B., Diosmary del V.
Tutor: Ing. Farías, María
Fecha: Mayo de 2018

RESUMEN

Este trabajo corresponde a un estudio de inspección basado en riesgo a los Sistemas de Válvulas Selectoras pertenecientes a las Estaciones de descarga/flujo de PDVSA, Área Mayor Anaco Oeste. El estudio se caracteriza por ser una investigación de tipo descriptiva según el conocimiento de la investigación, de campo según la estrategia y aplicada según su propósito, en donde se realizaron diversas visitas a la Estaciones y entrevistas no estructuradas. Utilizándose como medio la metodología de la Matriz Impacto – Esfuerzo con la cual sé logró la jerarquización de los sistemas de manera de establecer los prioritarios con la ayuda del Equipo Natural de Trabajo, resultando prioritario el Campo San Joaquín. Luego a través del software API RBI Ver 3.3.3. Determinar los equipos más propensos a fallas, en función a las condiciones actuales de integridad de los mismos (corrosión, erosión, entre otros), se realizaron simulaciones del riesgo para establecidos intervalos de tiempo, con la finalidad de establecer una frecuencia de inspección óptima para cada sistema prioritario y de esta manera establecer el plan de inspección basado en el riesgo.

Descriptores: Impacto, Esfuerzo, IBR, Riesgo, Plan, Inspección.

ÍNDICE GENERAL

Pág.

RESOLUCIÓN iv
DEDICATORIA v
AGRADECIMIENTOS vi
RESUMEN viii
ÍNDICE GENERAL ix
ÍNDICE DE TABLAS xiii
ÍNDICE DE FIGURAS xv
INTRODUCCIÓN xvii
CAPÍTULO I 20
EL PROBLEMA 20
1.1 Planteamiento del Problema 20
1.2 Objetivos 24
1.2.1 Objetivo General 24
1.2.2 Objetivos Específicos 24
1.3 Justificación 24
1.4 Alcance 25
1.5 Identificación de la Empresa 25
1.5.1 Nombre de la Empresa 25
1.5.2 Reseña Histórica 25
1.5.3 Ubicación Geográfica 28
1.5.4 Contexto Organizacional 29
1.5.5 Funciones Básicas de la Empresa 30
1.5.6 Misión de la Empresa 31
1.5.7 Visión de la Empresa 31
1.5.8 Estructura Organizacional de PDVSA Producción Gas Anaco 32
1.5.9 Objetivos de la Empresa 33
1.5.10 Gerencia de Mantenimiento 34
1.5.11 Misión y Visión de la Gerencia de Mantenimiento 35
1.5.12 Objetivos de la Gerencia de Mantenimiento 35
1.5.13 Estructura Organizativa de la Gerencia de Mantenimiento 36
1.5.14 Superintendencia de Mantenimiento Mayor 37
1.5.15 Descripción de las Funciones de las Superintendencias que Conforman la Gerencia de Mantenimiento 38
CAPÍTULO II 40
MARCO TEÓRICO 40
2.1 Antecedentes 40
2.2 Bases Teóricas 43
2.2.1 Mantenimiento 43

2.2.2 Objetivo del Mantenimiento 44
2.2.3 Tipos de Mantenimiento 44
2.2.3.1 Mantenimiento Correctivo 44
2.2.3.2 Mantenimiento Mayor 44
2.2.3.3 Mantenimiento Ordinario 45
2.2.3.4 Mantenimiento Predictivo 45
2.2.3.5 Mantenimiento Preventivo 45
2.2.4 Niveles de Mantenimiento 46
2.2.5 Plan de Mantenimiento 47
2.2.6 Falla 47
2.2.7 Inspección. 48
2.2.8 Tipos de Inspección 49
2.2.9 Frecuencia de Inspección 49
2.2.10 Histórico de Inspección 50
2.2.11 Plan de Inspección 50
2.2.12 Equipos 51
2.2.13 Equipos Estáticos 51
2.2.14 Diagnóstico de Equipos 51
2.2.15 Técnicas de Verificación Mecánica 52
2.2.15.1. Inspección Visual 52
2.2.15.2 Líquidos Penetrantes 52
2.2.15.3 Partículas Magnéticas 53
2.2.15.4 Inspección Radiográfica 53
2.2.15.5 Medición de Espesores por Ultrasonido 53
2.2.15.6 Inspección Instrumentada 54
2.2.15.7 Inspección Electromagnética 54
2.2.15.8 Inspección Protección Catódica 55
2.2.15.9 Inspección Radiográfica 55
2.2.16 Corrosión 55
2.2.17 Tipos de Corrosión 55
2.2.18 Estación de Descarga 56
2.2.19 Válvulas Selectoras Multipuertos 57
2.2.20 Válvula de Bola 58
2.2.21 Válvula de Retención 59
2.2.22 Válvula de Tapón 60
2.2.23 Análisis de Criticidad 61
2.2.24 Matriz Impacto – Esfuerzo 62
2.2.25 Norma ASME 31.3 62
2.2.25.1 Máxima Presión Permisible de Trabajo 63
2.2.26 Código ASME: Sección VIII: División I 64
2.2.27 Porcentaje de Pérdida de Espesor 64
2.2.28 Velocidad de Corrosión 65
2.2.29 Inspección Basada en Riesgo (IBR) 66

2.2.30 Análisis del Riesgo 67
2.2.31 Norma API 580/581 68
2.2.32 Software API RBI v3.3.3 69
2.2.33 Matriz de Riesgo 71
2.2.34 Norma API 570 72
2.2.35 Intervalos de Inspección API 570 73
CAPÍTULO III 75
MARCO METODOLÓGICO 75
3.1 Tipos de Investigación 75
3.1.1 Según la Estrategia 75
3.1.2 Según el Conocimiento de la Investigación 75
3.2 Población 76
3.3 Muestra 76
3.4 Unidad en Estudio 76
Total 77
3.5 Técnicas de Recolección de Datos 77
3.5.1 Revisión Bibliográfica 77
3.5.2 Entrevista Estructurada 78
3.5.3 Entrevista no Estructurada 78
3.5.4 Observación Directa 78
3.6 Técnicas de Análisis de Datos 79
3.6.1 ASME 31.3 79
3.6.2 Norma API 570 79
3.6.4 Técnica de Inspección Basada en Riesgo (IBR) 80
3.6.5 Ficha Técnica 80
3.7 Procedimiento Metodológico para el Desarrollo del Proyecto 82
3.7.1 Descripción de las Condiciones Actuales del Sistema de Válvulas Selectoras Multipuertos Pertenecientes a AMA Oeste de PDVSA Producción Gas Anaco 82
3.7.2 Identificación de los Sistema de Válvulas Selectoras Multipuertos más Críticos, a Través de la Metodología Análisis de Criticidad 82
CLASIFICACIÓN DEL IMPACTO 85
Evaluación Del Impacto 85
3.7.3 Análisis de los Riesgos del Sistema de Válvulas Selectoras Multipuertos en Estudio, Pertenecientes a AMA Oeste de PDVSA, Producción Gas Anaco, Mediante Inspección Basada en Riesgo 87
3.7.4 Formulación de Planes de Inspección en Frecuencias Determinadas para el Sistema de Válvulas Selectoras Multipuertos a Través de Inspección Basada en Riesgo, a Fin de Garantizar la Integridad Mecánica 98
CAPÍTULO IV 99
ANÁLISIS Y PRESENTACIÓN DE LOS RESULTADOS 99

4.1 Descripción de las Condiciones Actuales del Sistema de Válvulas Selectoras Multipuertos Pertenecientes a AMA Oeste de PDVSA Producción Gas Anaco 99
4.1.1 Proceso 100
4.1.1.1 Inspección Visual 101
4.1.1.2 Inspección por Ultrasonido 109
4.2 Identificación de los Sistemas de Válvulas Multipuertos más Críticos, a Través de la Metodología de Análisis de Criticidad 118
4.3 Análisis de los Riesgos del Sistema de Válvulas Selectoras Multipuertos en Estudio, Pertenecientes a AMA Oeste de PDVSA, Producción Gas Anaco, Mediante Inspección Basada en Riesgo 122
4.3.1 Matrices de Riesgo Actual 123
4.3.2 Sensibilidad del Riesgo 133
4.4 Formulación de Planes de Inspección en Frecuencias Determinadas para el Sistema de Válvulas Selectoras Multipuertos a Través de Inspección Basada en Riesgo, a Fin de Garantizar la Integridad Mecánica 146
CAPÍTULO V 157
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 157
5.1 Conclusiones 157
5.2 Recomendaciones 158
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 160
ANEXOS 164
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO 165

ÍNDICE DE TABLAS

Pág.

Tabla 2.1 Intervalos de inspección máximos recomendados. 74
Tabla 3.1 Unidad de estudio de Válvulas Selectoras Multipuertos de las estaciones de AMA Oeste 77
Tabla 3.2. Equipo Natural de Trabajo 82
Tabla 3.3 Guía de Impacto área operación y mantenimiento..... 84
Tabla 3.4 Formato de clasificación de impacto 85
Tabla 3.5 Formato de clasificación de esfuerzo 85
Tabla 4.1- Inventario de las Válvulas Selectoras Multipuertos pertenecientes a AMA Oeste. 102
Tabla 4.2 Producción total del Campo San Joaquín 103
Tabla 4.3 Pozos de la Estación San Joaquín 1 (SJED-1) 103
Tabla 4.4 Pozos de la Estación San Joaquín 3 (SJED-3) 104
Tabla 4.5 Pozos de la Estación San Joaquín 4 (SJED-4) 104
Tabla 4.6 Producción total del Campo Santa Ana 105
Tabla 4.7 Pozos de la Estación Santa Ana 1 (SAEF-1) 105
Tabla 4.8. Producción total del Campo El Toco 106
Tabla 4.9 Pozos de la Estación El Toco (ETED-1)..... 106
Tabla 4.10 Producción total del Campo Guario 1. 107
Tabla 4.11 Pozos de la Estación Guario 1 (GED-1) 107
Tabla 4.12 Producción total del Campo El Roble 108
Tabla 4.13 Pozos de la Estación El Roble 2 (ERED-2) 108
Tabla 4.14: Características del equipo de medición por ultrasonido 110
Tabla 4.15- Datos obtenidos de la inspección de la Válvula Selectora Itasa 111 SJED-1 111
Tabla 4.16 Ficha técnica de la Válvula Selectora Multipuerto Itasa111..... 114
Tabla 4.17 Ficha técnica de la Válvula Selectora Multipuerto Itasa164..... 115
Tabla 4.18 Ficha técnica de la Válvula Selectora Multipuerto N° 199852..... 116
Tabla 4.19 Ficha técnica de la Válvula Selectora Multipuerto Itasa281-1 117
Tabla 4.20 Formato de Encuesta para la Jerarquización de Sistemas de cada Estación. 119
Tabla 4.21 Escala Impacto – Esfuerzo de las estaciones de AMA Oeste. 120
Tabla 4.22 Nivel de prioridad para los sistemas de las Estaciones de AMA Oeste. 121
Tabla 4.23 Sistemas de Válvulas Selectoras Multipuertos de la Estación de Descarga San Joaquín 1. 122

Tabla 4.24 Sistemas de Válvulas Selectoras Multipuertos de la Estación de Descarga San Joaquín 3. 123
Tabla 4.25 Sistemas de Válvulas Selectoras Multipuertos de la Estación de Descarga San Joaquín 4. 123
Tabla 4.26 Nodos con riesgo medio alto del Sistema de Válvulas Selectoras Multipuertos de la Estación de Descarga San Joaquín 1 126
Tabla 4.27 Nodos con riesgo medio alto del Sistema de Válvulas Selectoras Multipuertos de la Estación de Descarga San Joaquín 3. 128
Tabla 4.28 Nodos con riesgo medio alto del Sistema de Válvulas Selectoras Multipuertos de la Estación de Descarga San Joaquín 4. 132
Tabla 4.29 Resumen de las mediciones de las matrices de riesgo. 133
Tabla 4.30 Resumen de las mediciones de las matrices de riesgo futuro con inspección de la estación San Joaquín 1. 137
Tabla 4.31 Resumen de las mediciones de las matrices de riesgo futuro sin inspección de la estación San Joaquín 1. 137
Tabla 4.32 Resumen de las mediciones de las matrices de riesgo futuro con inspección de la estación San Joaquín 3 141
Tabla 4.33 Resumen de las mediciones de las matrices de riesgo futuro sin inspección de la estación San Joaquín 141
Tabla 4.34 Resumen de las mediciones de las matrices de riesgo futuro con inspección de la estación San Joaquín 4. 145
Tabla 4.35 Resumen de las mediciones de las matrices de riesgo futuro sin inspección de la estación San Joaquín 4. 145
Tabla 4.36 Formato de inspección visual 147
Tabla 4.37 Formato de inspección por ultrasonido 149
Tabla4.38 Plan de inspección para la Estación San Joaquín 1. 153
Tabla 4.39 Plan de inspección para la Estación San Joaquín 3. 154
Tabla 4.40 Plan de inspección para la estación San Joaquín 4. 155

ÍNDICE DE FIGURAS

Pág.

Figura 1.1 Mapa político – territorial del estado Anzoátegui. 28
Figura 1.2 Áreas de explotación de PDVSA Producción Gas Anaco. 29
Figura 1.3 Organigrama de PDVSA Producción Gas Anaco 33
Figura 1.4 Organigrama de la gerencia de mantenimiento 37
Figura 1.5 Organigrama de la superintendencia de mantenimiento mayor 38
Figura 2.1. Válvula selectora Multipuerto 58
Figura 2.2 Válvula de bola (macho)..... 59
Figura 2.3 Válvula Check 60
Figura 2.4 Válvula de Tapón..... 61
Figura 2.5 Matriz de riesgo. 71
Figura 3.1 Modelo de ficha técnica de las Válvulas Selectoras Multipuertos 81
Figura 3.1 Matriz de Prioridades..... 86
Figura 3.2 Matriz de Orden de Prioridades. 86
Figura 3.3 RBI 1. Pantalla y Ventana principales 88
Figura 3.4 RBI.2 Ventana Documentos Internos del Ordenador. 89
Figura 3.5 RBI.3. Inventary Groups y Process Units..... 89
Figura 3.6. RBI.4 Nombre del grupo de inventario. 90
Figura 3.7 RBI.5 Selección de inventario de grupos. 91
Figura 3.8 RBI.6. Nombre, Descripción y Condiciones. 91
Figura 3.9 RBI.7 Selección de Datos de Entrada Nivel 3. 92
Figura 3.10 RBI.8 Datos del Equipo. 92
Figura 3.11 RBI 9 Datos de Probabilidad 93
Figura 3.12 RBI.10 Adelgazamiento. 94
Figura.3.13 RBI 11. Corrosión Externa 95
Figura.3.14 RBI.12. Datos de Consecuencia. 96
Figura 3.15 RBI.3 Ventana Documentos Internos del Ordenador. 96
Figura 3.16 Ventana del plan de inspección automático..... 97
Figura.3.17 RBI 15. Generador de Informes..... 98
Figura 4.1 Diagrama general de una Estación de descarga..... 101
Figura 4.2 Isométrico de control 109
Figura 4.3 matriz de prioridades de las estaciones de AMA Oeste. 121
Figura 4.4 Riesgo actual para el Sistema de Válvulas Selectoras Multipuertos
de la Estación de Descarga San Joaquín 1. 124
Figura 4.5 Riesgo actual para el Sistema de Válvulas Selectoras Multipuertos
de la Estación de Descarga San Joaquín 3. 127
Figura 4.6 Riesgo actual para el Sistema de Válvulas Selectoras Multipuertos
de la Estación de Descarga San Joaquín 4. 130

Figura 4.7 Sensibilidad del riesgo del Sistema de VSM San Joaquín 1 para una frecuencia de inspección cada 2años. 134
Figura 4.8 Sensibilidad del riesgo del Sistema de VSM San Joaquín 1 para una frecuencia de inspección cada 3años. 135
Figura 4.9 Sensibilidad del riesgo del Sistema de VSM San Joaquín 1 para una frecuencia de inspección cada 5 años. 136
Figura 4.10 Sensibilidad del riesgo del Sistema de VSM San Joaquín 3 para una frecuencia de inspección cada 2 años. 138
Figura 4.11 Sensibilidad del riesgo del Sistema de VSM San Joaquín 3 para una frecuencia de inspección cada 3 años. 139
Figura 4.12 Sensibilidad del riesgo del Sistema de VSM San Joaquín 3 para una frecuencia de inspección cada 5 años. 140
Figura 4.13 Sensibilidad del riesgo del Sistema de VSM San Joaquín 4 para una frecuencia de inspección cada 2 años. 142
Figura 4.14 Sensibilidad del riesgo del Sistema de VSM San Joaquín 4 para una frecuencia de inspección cada 3 años. 143
Figura 4.15 Sensibilidad del riesgo del Sistema de VSM San Joaquín 4 para una frecuencia de inspección cada 5 años. 144
Figura 4.16. Puntos de medición para tuberías y accesorios. 148
Figura 4.17 Flujograma de inspecciones predictivas 156

INTRODUCCIÓN

Para las empresas es de suma importancia, tener una visión a futuro, planificar y programar el mantenimiento, además reducir costos de repuestos y materiales, para un mejor desempeño. El mantenimiento está enfocado en la mejora continua y prevención de fallas, ayudando al trabajo en equipo, la preparación constante, para actuar sin dejar caer la producción.

Actualmente el mantenimiento se aplica con la finalidad de aumentar la confiabilidad de la producción, con la aplicación de técnicas, metodologías y filosofías entre las que se encuentran; el Mantenimiento Centrado en Confiabilidad MCC, la Inspección Basada en Riesgo IBR, Análisis Causa Raíz ACR, Árbol lógico de fallas, entre muchos otras más.

La Gerencia de Mantenimiento de Anaco tiene como reto aplicar planes de inspección, para evaluar la condición, pronosticar las fallas y estimar frecuencias de inspección reales, conocer con mayor exactitud el estado actual de los equipos de producción de crudo y gas, minimizar los costos por paradas inesperadas, preservar el ambiente, proteger la integridad mecánica de los equipos de producción, y la seguridad de las personas.

La inspección Basada en Riesgo es una herramienta de análisis útil para el manejo del riesgo, que permite identificar, evaluar y categorizar los equipos en niveles de alto, medio-alto, medio y bajo riesgo para la mejor administración de los esfuerzos y recursos de las actividades de inspección y mantenimiento, permitiendo reducir la probabilidad de ocurrencia de eventos no deseados y controlar los riesgos de operación, al detectar y conocer el comportamiento de los mecanismos de daño que pueden afectar un equipo y que pueden conducir a una falla.

Debido a lo anterior la Gerencia de Mantenimiento de PDVSA Gas Anaco se ha planteado la necesidad de realizar un Plan de inspección Basada en Riesgo para los Sistemas de Válvulas Selectoras Multipuertos pertenecientes a AMA Oeste, con la finalidad de minimizar los riesgos y mantener la integridad mecánica de estos equipos.

En al desarrollo del presente trabajo, el mismo se encuentra estructurado por capítulos, los cuales son los siguientes:

Capítulo I, El Problema; se desglosa brevemente las generalidades de la empresa donde se realizó este trabajo; su identificación, ubicación geográfica, contexto operacional y su organigrama de funciones, igualmente se expone el planteamiento del problema y se enumeran los objetivos para su solución.

Capítulo II, Marco Teórico; se presentan algunos antecedentes al presente trabajo, los cuales sirvieron de apoyo para la documentación y entendimiento del tema tratado y las bases teóricas de este trabajo con la cual se exponen los conceptos y procedimientos que fueron el soporte para la realización de este trabajo.

Capítulo III, Marco Metodológico; en el cual se describe los tipos de investigación; según su estrategia, propósito y conocimiento de la investigación, población, muestra y unidad de estudio, además de las técnicas de recolección y análisis de datos, además de explicar la metodología a utilizar y procedimientos de la investigación aplicados por cada objetivo especifico.

Capítulo IV, Análisis de los Resultados; se presenta el desarrollo detallada de cada una de las etapas cumplidas para la obtención de los resultados, a través del diagnóstico de la situación actual, la jerarquización de los equipos estudiados y la

aplicación de la metodología Inspección Basada en Riesgo (IBR), para la redacción de la propuesta del plan de inspección planteado.

Por último, el Capítulo V, Conclusiones y Recomendaciones; donde se presentan las conclusiones a las cuales se llegó con el desarrollo de cada uno de los objetivos planteados, y las recomendaciones necesarias para hacer de ésta una técnica confiable, aplicable y de mucho provecho tanto en la industria como en la academia.

CAPÍTULO I
EL PROBLEMA

1.1 Planteamiento del Problema

El mantenimiento a nivel mundial se ha convertido en una prioridad en las empresas que llevan a cabo procesos productivos, para garantizar el óptimo funcionamiento de los equipos, así como evitar perdidas de producción. Actualmente el mantenimiento busca aumentar la confiabilidad en los equipos mediante técnicas, metodologías o filosofías. Estas adecuadas a la condición o situación presentada en cada organización, con el propósito de mantener el buen funcionamiento de los equipos logrando también el bienestar del personal en las instalaciones, resguardando al mismo tiempo el medio ambiente con las propiedades de sus alrededores.

Por su parte, Petróleos de Venezuela S.A, realiza operaciones de explotación, desarrollo y producción de hidrocarburos en Venezuela. Así como operaciones de venta, comercialización, refinación, transporte, infraestructura, almacenamiento, embarque en Venezuela, el Caribe, América del Sur, América del Norte, Europa y Asia. Para cumplir con el manejo efectivo de los hidrocarburos cuenta con múltiples equipos en los procesos de producción, con ello la Gerencia de Mantenimiento tiene el reto de aplicar planes de inspección predictivo, para pronosticar las fallas definiendo a su vez frecuencias de inspecciones reales, conocer con mayor exactitud el estado actual de los equipos, minimizar los costos por paradas inesperadas, preservar el ambiente, proteger la integridad mecánica de los equipos logrando la seguridad de las personas.

PDVSA Producción Gas Anaco cuenta con áreas de producción donde existen grandes reservas de crudo condensado o liviano, donde principalmente se encuentra

el gas natural. Estas se dividen operacionalmente en tres áreas: Área Mayor Anaco (AMA) Este, Área Mayor de Oficina (AMO) y Área Mayor Anaco (AMA) Oeste. En las cuales se realizó un cambio de filosofía de operación, con la finalidad de aprovechar al máximo el potencial energético proveniente de los pozos y mejorar los esquemas de producción actuales. Para ello se planteó un esquema operacional centralizado, a través de la sustitución de los múltiples tradicionales por la Válvulas Selectoras Multipuertos. Las estaciones en los campos AMA Oeste (San Joaquín, Guário, Santa Ana, El Roble, y El Toco) cuentan de forma general con 60 Sistemas de Válvulas Selectoras Multipuertos. Cada una de las Válvulas Selectoras Multipuertos consisten en un cuerpo sólido con ocho entradas y dos salidas, una de las salidas común para producción y la otra seleccionable para prueba, todas ellas con bridas Clase 300# de la cara resaltada (R.F).

Por consiguiente, el petróleo extraído de los pozos generalmente viene acompañado de sedimentos, agua y gas natural, por lo que se debe someter previamente a las facilidades de producción, separación y almacenamiento. El esquema actual de producción que se maneja en los campos pertenecientes a PDVSA Producción Gas Anaco consiste en el flujo multifásico proveniente de los pozos, llega a las instalaciones de producción (flujo o descarga) a través de tuberías que están direccionadas a los múltiples de producción o a las Válvulas Selectoras Multipuertos. Estas válvulas pueden recibir el flujo de hasta siete líneas provenientes de pozos, así conectadas, usando su sistema de selección con el posicionamiento del rotor pueden alinear individualmente cada una de las entradas con la salida de prueba mientras siete entradas restantes combinan su flujo por la salida de grupo. Luego el fluido pasa por un sistema de separación donde se obtiene le gas y el liquido. El gas es enviado a través de gasoductos a las Plantas Compresoras, donde se lleva la presión del gas hasta 1200 psi, finalmente el crudo es enviado a través de tuberías a las estaciones de descarga para su tratamiento.

En este proceso el Sistema de Válvulas Selectoras Multipuertos de los campos pertenecientes a AMA Oeste (San Joaquín, Guário, Santa Ana, El Roble, y El Toco), están presentando dificultades, pues el manejo de los flujos proveniente de los pozos arrastran consigo un alto contenido de Sulfuro de Hidrogeno H2S y Dióxido de Carbono CO2, ocasionando la degradación o corrosividad del cuerpo interno de la válvula y los brazos del Sistema de Válvulas Selectoras Multipuertos, producto de reacciones químicas o electroquímicas cuando interactúan con el medio en que trabajan. Dando como resultado la perdida de espesores de las tuberías del Sistema de Válvulas Selectoras Multipuertos, el deterioro de dicha tubería y acortando su vida útil. Por otra parte, estas válvulas están quedando obstruidas por la acumulación de barros o elementos no deseados en la zona de trabajo del sello del rotor.

Esta problemática esta generando fallas que inciden considerablemente en el desarrollo de las actividades que se llevan a cabo en las Estaciones de descarga provocando paros no planificados, producciones diferidas y las válvulas están siendo llevadas a talleres externos para realizarles servicio de mantenimiento mayor. Razón por la cual ha incrementado los costos de mantenimiento, teniendo un gran impacto en la producción. Tomando en cuenta todas las dificultades mencionadas pueden llegar a ocurrir fugas ocasionando impactos a las personas, las instalaciones y al medio ambiente. Actualmente se realizan tareas de mantenimiento preventivo basados en experiencias operacionales, las cuales no contribuyen del todo con los índices de mantenimiento, ya que los Sistemas de Válvulas Selectoras Multipuertos presenta fallas debido a que no lleva un plan de inspección adecuado.

Por la mencionada situación la Gerencia de Mantenimiento plantea la necesidad de desarrollar este trabajo, el cual consiste en la realización de una propuesta de un plan de Inspección Basado en Riesgo para el Sistema de Válvulas Selectoras Multipuertos de los campos de AMA Oeste (San Joaquín, Guário, Santa Ana, El Roble, y El Toco), con la finalidad de conocer la condición actual de la integridad

mecánica del Sistema de Válvulas Selectoras Multipuertos, a su vez jerarquizar las válvulas más criticas mediante un Análisis de Criticidad utilizando la metodología Matriz Impacto – Esfuerzo, para posteriormente cuantificar la frecuencia y consecuencia de falla para la emisión de la matriz de riesgo y a su vez realizar simulaciones de inspección a través del software I.B.R 3.3.3. de la metodología Inspección Basada en Riesgo. Finalmente se van a desarrollar planes de inspección de acuerdo a los niveles de riesgos en frecuencias determinados, todo esto con la finalidad de lograr la ejecución eficiente en el proceso productivo.

En cuanto a su alcance, el presente trabajo abarcará lo referente a los planes de inspección del Sistema de Válvulas Selectoras Multipuertos el cual incluirá el mantenimiento de las válvulas de bloqueo de prueba y las válvulas de bloqueo de las entradas de las válvulas Selectoras Multipuertos pertenecientes a los Campos de AMA Oeste como se ha hecho referencia, por lo que cabe destacar que el presente trabajo de grado es el primero en su estilo a aplicarse en la empresa, lo cual resalta la originalidad del mismo.

Para finalizar el mencionado trabajo de grado será de suma importancia para la Gerencia de Mantenimiento debido a que el Sistema de Válvulas Selectoras Multipuertos son equipos nuevos por la sustitución de los múltiples tradicionales. Estos planes de inspección para el mantenimiento les permitirá el mayor rendimiento en las actividades operacionales desempañadas en las estaciones de los Campos AMA Oeste, por ello una vez concluida la investigación se dejará un aporte a la Gerencia.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo General

Proponer un Plan de Inspección Basado en Riesgo para el Sistemas de Válvulas Selectoras Multipuertos pertenecientes a AMA Oeste de PDVSA Producción Gas Anaco.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Describir las condiciones actuales del Sistema de Válvulas Selectoras Multipuertos pertenecientes a AMA Oeste de PDVSA Producción Gas Anaco.
- Identificar los Sistemas de Válvulas Multipuertos más críticos, a través de la metodología de Análisis de Criticidad.
- Analizar los riesgos del Sistemas de Válvulas Selectoras Multipuertos en estudio, pertenecientes a AMA Oeste de PDVSA Producción Gas Anaco, mediante Inspección Basada en Riesgo.
- Formular planes de inspección en frecuencias determinadas para el Sistema de Válvulas Selectoras Multipuertos a través Inspección Basada en Riesgo, a fin de garantizar la integridad mecánica.

1.3 Justificación

Este proyecto esta argumentado por la necesidad que tiene la Gerencia de mantenimiento de PDVSA Producción Gas Anaco, de cumplir con las responsabilidades de disminuir el riesgo en los Sistemas de las Válvulas Selectoras multipuertos en las áreas de operaciones, especialmente en el Área Mayor Anaco Oeste, aplicando la metodología IBR. Con el fin de mejorar la confiabilidad

operacional de los componentes o accesorios de las válvulas y aumentar las condiciones de flexibilidad de las Estaciones. Con la aplicación de este estudio regido bajo el contexto operacional permitió aplicar inspecciones con frecuencias adecuadas para cada equipo operacional, para mejorar la productividad y rentabilidad de las Estaciones permitiendo al personal realizar operaciones de mantenimiento sin necesidad de sacar fuera de servicio los diferentes equipos.

1.4 Alcance

Abarca lo referente a los planes de inspección del Sistema de Válvulas Selectoras Multipuertos el cual incluirá las válvulas de bloqueo de prueba y de bloqueo de las entradas de las válvulas Selectoras Multipuertos pertenecientes a los Campos de AMA Oeste.

1.5 Identificación de la Empresa

1.5.1 Nombre de la Empresa

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

1.5.2 Reseña Histórica

El acontecimiento que sirve como referencia para indicar el inicio de la industria petrolera en Venezuela, fue el fue el estallido que se produjo el día 14 de diciembre de 1922 en el pozo de la SHELL llamado Barroso #2, ubicado en la costa del lago de Maracaibo, ya que implico el comienzo de las actividades de la Compañía Gulf en el país. En 1923, en Delaware (Estado de los EE.UU.), se crea la Venezuela

Oil Company SA., Que luego recibe el nombre de Mene Grande Oíl Company, para desarrollar actividades petroleras en el país.

Seguidamente para contribuir con el desarrollo de la industria petrolera en Venezuela se promulga la ley de hidrocarburos en 1943, en la cual se reconocía al Estado el derecho de explorar y explotar los hidrocarburos, mediante órganos descentralizados y particulares que hubiesen obtenido las respectivas concesiones.

Esta ley especifica que el concesionario solo era dueño del petróleo extraído, más no del yacimiento, cuya propiedad es conservada por el estado con el fin de resguardar el Patrimonio Nacional.

En el año 1967, se reforma parcialmente la ley de hidrocarburos, y se hace la introducción de la figura legal de los contratos de servicios como una nueva fórmula jurídica de contratación entre el Estado Venezolano y las empresas transnacionales.

El estado es entonces representado por la Corporación Venezolana de Petróleo (CVP).

Con la nacionalización de petróleo en el año 1975 el Ejecutivo Nacional crea Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) a quien se le asignó la tarea de gestionar la Industrial Petrolera una vez nacionalizada a través del decreto 1.123, en donde surgen catorce (14) empresas operadoras donde destacan CORPOVEN, LAGOVEN, MARAVEN Y MENEVEN, por ser las responsables de la explotación, producción, transporte, refinación y comercialización del petróleo y el gas tanto en el mercado nacional como en el internacional.

El reto de las filiales eran: BITOR, INTERVEN, PALMAVEN, INTEVEP, BARIVEN, LLANOVEN, CARBOZULIA, PEQUIVEN, REFINERÍA ISLA Y PDVMARINA.

En los años sucesivos el Ejecutivo Nacional toma un conjunto de medidas con el fin de racionalizar la Industria Petrolera Nacional. Entre dichas medidas destacan la primera racionalización, quedando como empresas activas CORPOVEN, LAGOVEN, MARAVEN Y MENEVEN, de las catorce (14) empresas operativas.

CORPOVEN, registrada como filial de Petróleos de Venezuela en Noviembre de 1978, inicia sus operaciones el 18 de diciembre de ese año. Tuvo su origen en la unión de la CVP con LLANOVEN. A su vez se había fusionado previamente con BOSCAVEN y DELTAVEN, y la segunda con PALMAVEN y BARIVEN.

Luego CORPOVEN se fusiona con MENEVEN en junio de 1986, convirtiéndose en una empresa integrada con presencia en el Oriente, Centro-Occidente y Sur de Venezuela. Operando 330 pozos, 5 “patios” de almacenamiento de crudo; cuatro refinerías: Puerto La Cruz y San Roque (en Anzoátegui), El Palito (Carabobo) y EL TORREÑO en Barinas; un Complejo Criogénico integrado por 3 plantas: José, San Joaquín y Santa Bárbara y Terminales de embarque: Guaraguao, José y el Palito.

CORPOVEN S.A., realizaba todas las actividades inherentes a la industria de los hidrocarburos, desde la exploración, producción y transporte, hasta la refinación, almacenamiento y comercialización nacional e internacional de petróleo crudo sus derivados.

También efectuaba la extracción y procesamiento de los gases licuados del petróleo (GLP), además de la comercialización y distribución del gas natural hacia los sectores industriales y domésticos.

Un nuevo proceso de integración que se realizó en 1998 dió origen a la nueva gerencia de PDVSA para el procesamiento de gas, producto de una fusión entre las cuatro operadoras existentes involucradas con la industria, este proceso de reorganización de la empresa tuvo lugar el 1 de Enero de 1998 con la creación de PDVSA GAS, cuya principal integrante fue CORPOVEN, convirtiéndose en responsable del procesamiento, transmisión, distribución y comercialización de todo el LGN (Liquido del Gas Natural), metano y gas natural producido por PDVSA.

1.5.3 Ubicación Geográfica

PDVSA Producción Gas Anaco se encuentra ubicada en la parte central del Estado Anzoátegui, entre los estados Guárico y Monagas. Los edificios Sede de PDVSA Producción Gas Anaco se localizan en la ciudad de Anaco, Estado Anzoátegui. La figura 1.1 indica la ubicación geográfica de la ciudad de Anaco en un mapa político-territorial del estado.

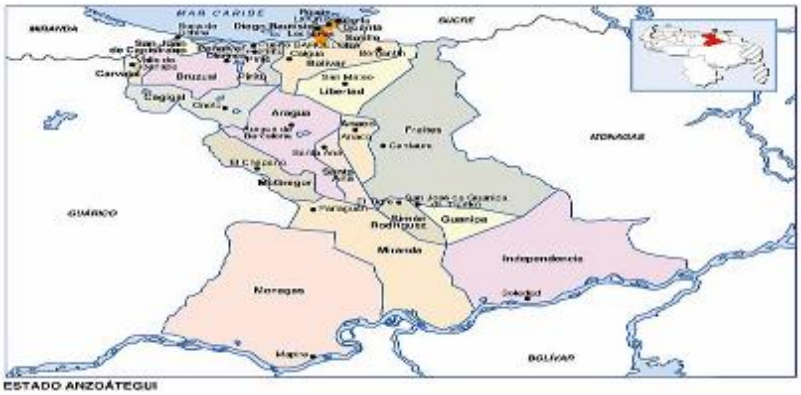


Figura 1.1 Mapa político – territorial del estado Anzoátegui.
Fuente: Instituto Geográfico de Venezuela Simón Bolívar (2012).

1.5.4 Contexto Organizacional

Para ejecutar sus operaciones, PDVSA Gas cuenta con varios Distritos Operacionales a lo largo del territorio nacional, siendo uno de ellos el Distrito Producción Gas Anaco (DPGA), conformado por dos extensas áreas de explotación que son Área Mayor Anaco (AMA) y Área Mayor Oficina (AMO), las cuales se encuentran representadas en extensiones geográficas en la figura 1.2;

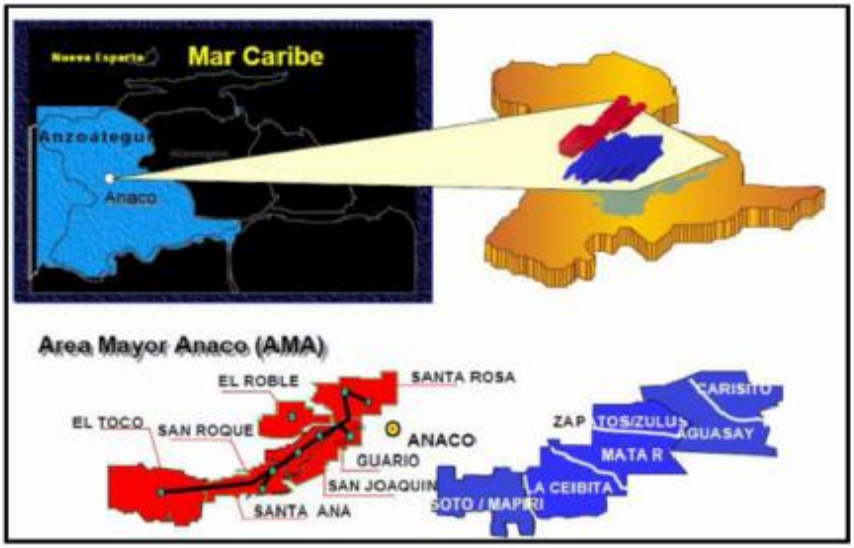


Figura 1.2 Áreas de explotación de PDVSA Producción Gas Anaco.
Fuente: PDVSA Gas Anaco (2012).

El Área Mayor Anaco (AMA) se encuentra localizada en la cuenca oriental de Venezuela, subcuenca 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 3160 km. Está situada en el bloque levantado al Norte del corrimiento de Anaco, con un rumbo aproximadamente N 50° E, que se caracteriza por la presencia de múltiples estructuras dómicas en las cuales se localizan grandes acumulaciones de hidrocarburos, que han originado el surgimiento de campos petrolíferos que

conforman dos centros operacionales divididos como: Centro Operacional Área I y Centro Operacional Área II. El primero está conformado por el campo Santa Rosa, mientras que el segundo por los campos: Santa Ana, El Roble, Guário, El Toco y San Joaquín.

1.5.5 Funciones Básicas de la Empresa

PDVSA Gas, sólida empresa del Estado Venezolano, cuenta con excelentes perspectivas de crecimiento en producción, procesamiento, transporte, distribución y comercialización de gas natural y sus derivados. La industria del gas natural en el país presenta un proceso en franco crecimiento. Desde la nacionalización de la industria petrolera, se han descubierto grandes crecimientos de gas condensado y gas natural en los campos Río Caribe y Mejillones, así como también la plataforma Deltana del territorio Delta Amacuro. Los principales centro de explotación de gas en Venezuela se encuentran distribuidos en tres cuencas sedimentarias: cuenca del Lago de Maracaibo, Barinas, Apure y Oriental.

PDVSA lleva adelante actividades en materia de explotación y producción para el desarrollo del petróleo y gas, bitumen y crudo pesado de la Faja del Orinoco, producción y manufactura de Orimulsion; así como explotación de yacimientos de carbón. PDVSA Gas es una compañía filial de Petróleos de Venezuela encarga de la exploración y explotación del gas natural licuado y gas metano en mercados nacionales e internacionales.

La historia de la industria petrolera a nivel mundial explica, que es de vital importancia para las organizaciones, la producción; ya que esta representa ingresos económicos para las organizaciones, por esto han tomado como política, que el mantenimiento debe ser una tarea de planeación global y constante. Este mantenimiento es y seguirá siendo el conjunto de las mejores prácticas que reúnen

elementos de distintos enfoques organizaciones con visión de negocio, para crear un todo armónico de alto valor práctico, las cuales aplicadas en forma coherente generan ingresos sustanciales a las empresas en el ámbito mundial.

1.5.6 Misión de la Empresa

El distrito gas Anaco es una organización energética, democrática, participativa y solidaria, destinada a la exploración , extracción, producción, manejo y transmisión de hidrocarburos enfocada hacia el negocio del gas, de manera eficiente, rentable y segura, de acuerdo a las exigencias del mercado, a través de la utilización de tecnología de punta bajo estándares de calidad; con personal, protagónico, altamente calificado, motivado e identificado con los valores y la ética organizacional; con sentido de pertenecía, sensibilidad social y comprometido con el desarrollo de la corporación, la región y el país, para generar el máximo valor al pueblo venezolano como accionista, en cumplimiento con las normativas legales establecidas y en armonía con el entorno sociocultural y ecológico.

1.5.7 Visión de la Empresa

Ser una organización líder, reconocida a nivel mundial como empresa modelo de alto desempeño y eficiencia en la explotación, producción y manejo de hidrocarburos, con un altísimo nivel tecnológico, con infraestructura moderna, segura y automatizada en todos sus procesos, potenciada con un recurso humano altamente capacitado, motivado y proactivo con altos valores éticos, morales y sociales con un compromiso permanente en búsqueda de la excelencia para satisfacer el mercado interno y externo como un proveedor seguro y fiable de energía impulsando el desarrollo de la región impartiendo valores y enseñanzas al entorno, agregando el máximo valor a la corporación y al país.

1.5.8 Estructura Organizacional de PDVSA Producción Gas Anaco

El distrito Anaco presenta una estructura organizativa, liderada por un gerente a nivel de distrito, y los gerentes operacionales de los diferentes departamentos que conforman el grupo directivo, entre los cuales están:

- Gerencia de Unidad Explotación Gas/Condensado.
- Gerencia de Unidad Explotación Liviano/Mediano.
- Convenios Operacionales.
- Planificación y Gestión.
- Perforación.
- Coordinación Operacional.

También cuenta con unidades de apoyo que respaldan todas las operaciones realizadas por los diferentes departamentos gerenciales los cuales son:

Mantenimiento, Transmisión y Distribución Eléctricas, Asuntos Públicos, Recursos Humanos, Servicios, Finanzas, Legal, Prevención y Control de Perdidas, Automatización, Ingeniería y Construcción, Relaciones Gubernamentales, Desarrollo Urbano y Materiales.

Los siguientes organigramas representan la estructura organizativa de la empresa, donde se indican las filiales que conforman PDVSA. (Ver figura 1.3)

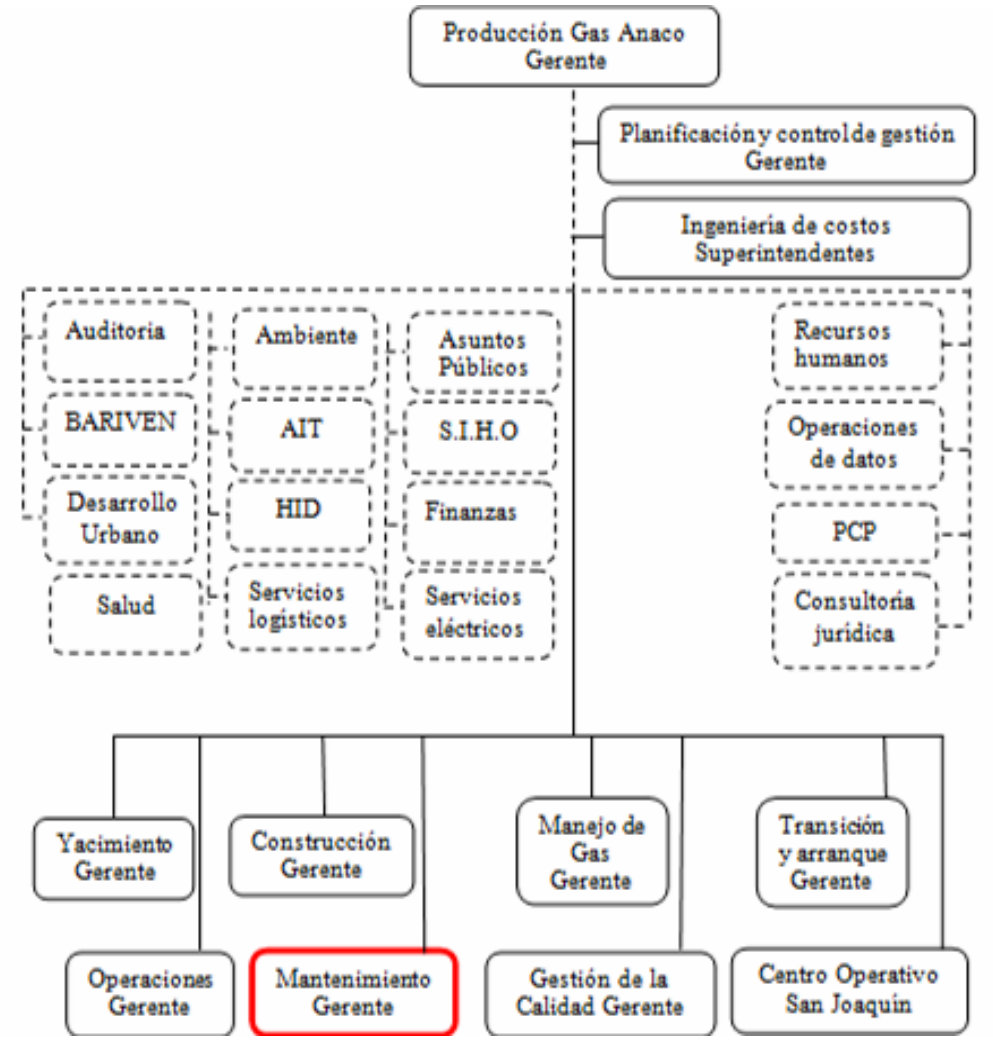


Figura 1.3 Organigrama de PDVSA Producción Gas Anaco
Fuente: Presupuesto y gestión de la gerencia de mantenimiento PDVSA Producción Gas Anaco.

1.5.9 Objetivos de la Empresa

Petróleos de Venezuela, S.A. Distrito Anaco, posee los siguientes objetivos:

- Garantizar el completo y permanente abastecimiento de hidrocarburos, gas natural y productos petroquímicos para satisfacer la demanda del mercado interno.

- Producir y procesar petróleo para la extracción de gases licuados y la distribución del gas natural a los sectores domésticos e industriales, en forma confiable y segura.
- Controlar y revisar los presupuestos de inversiones y gastos.
- Contribuir al desarrollo económico de los sectores de la economía.
- Fomentar el desarrollo cultural y social de la región a través de planes orientados a la sociedad y contribuir con la generación de empleos dentro de la comunidad donde se realizan las actividades operativas.
- Fomentar a través de la investigación y avances tecnológicos sus procesos productivos.
- Contribuir al fortalecimiento de los municipios aledaños a sus Distritos Operacionales, sirviendo como agente de retención y generando fuertes ingresos a las rentas fiscales.
- Desarrollar proyectos para la prevención ambiental, debido a la alta incidencia que tiene la empresa en las regiones donde se desarrollan sus actividades.

1.5.10 Gerencia de Mantenimiento

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

1.5.11 Misión y Visión de la Gerencia de Mantenimiento

- Misión: Es una organización dedicada al servicio de mantenimiento para preservar la función de las instalaciones, sistemas, equipos y dispositivos industriales de PDVSA Producción Gas Anaco, mediante el establecimiento y control de planes, que garanticen la continuidad operacional. Cumpliendo con los estándares, leyes, normas y procedimientos vigentes. Alineados con los principios, valores y políticas de la corporación.
- Visión: Ser reconocida en el año 2017 como una organización, eficiente, y efectiva, que aplica la filosofía del mantenimiento centrado en confiabilidad.
- Política de calidad: La Gerencia de Mantenimiento tiene como propósito satisfacer las necesidades de mantenimiento de las 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 nuestros recursos 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.

1.5.12 Objetivos de la Gerencia de Mantenimiento

- Cumplir con las normas de SIAHO durante la ejecución de las actividades de mantenimiento a través de la consciencia 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 consciencia, la capacitación, motivación, planes de

prevención, procedimientos e instrucciones de trabajo y cumpliendo con los requisitos legales exigidos.

- Cumplir en 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.
- Con proveedores calificados para la ejecución de las actividades de mantenimiento contratadas externamente, a través de la realización de evaluaciones continuas.
- Cumplir con los compromisos sociales de la corporación, asegurando la inclusión de la oferta social dentro de cada uno de los pliegos de licitación.

1.5.13 Estructura Organizativa de la Gerencia de Mantenimiento

La gerencia de mantenimiento de PDVSA Producción Gas Anaco tiene como finalidad la creación y aplicación de planes y estrategias de mantenimiento para garantizar la confiabilidad de los activos de la corporación, en la figura 1.4 se observa el organigrama de la organización de mantenimiento.

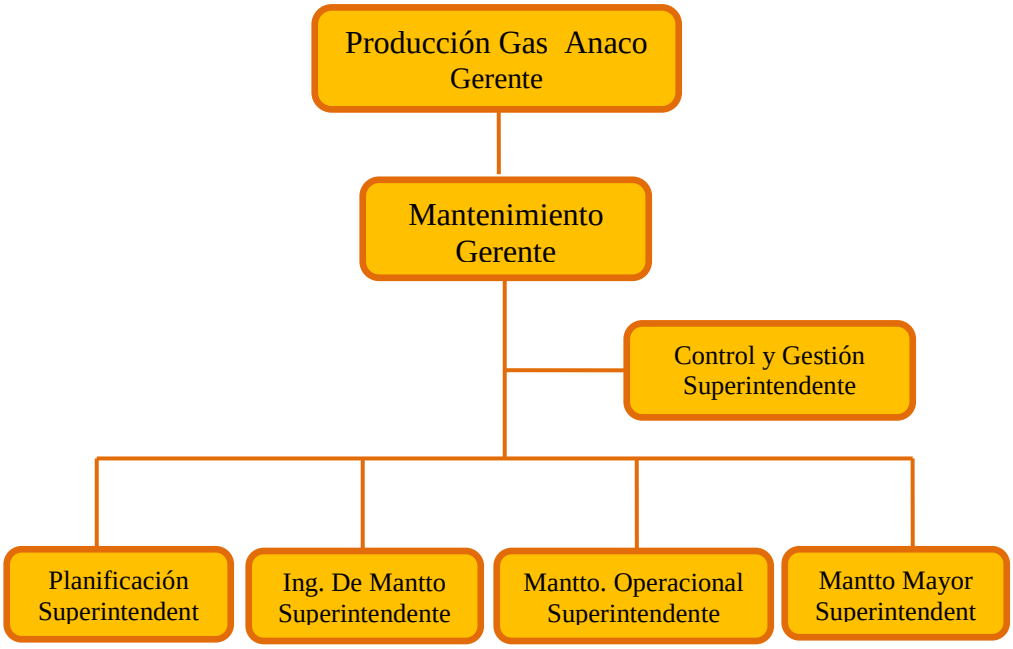


Figura 1.4 Organigrama de la gerencia de mantenimiento
Fuente: Presupuesto y gestión de la gerencia de mantenimiento PDVSA Producción Gas Anaco

1.5.14 Superintendencia de Mantenimiento Mayor

Esta superintendencia, planifica, programa y ejecuta proyectos que generen realizar mantenimiento preventivo o correctivo de nivel IV y V, que se ejecuta a una o varias instalaciones o sistemas para restablecer y conservar condiciones que implique parada de plantas, mediante aplicaciones de normas y especificaciones técnicas que conlleven a obtener la confiabilidad, disponibilidad y seguridad de la operación tanto en gasoductos, como en tratadores, calentadores, separadores, tanques, reparación de válvulas entre otros. (Ver figura 1.5 la estructura organizativa de la superintendencia)

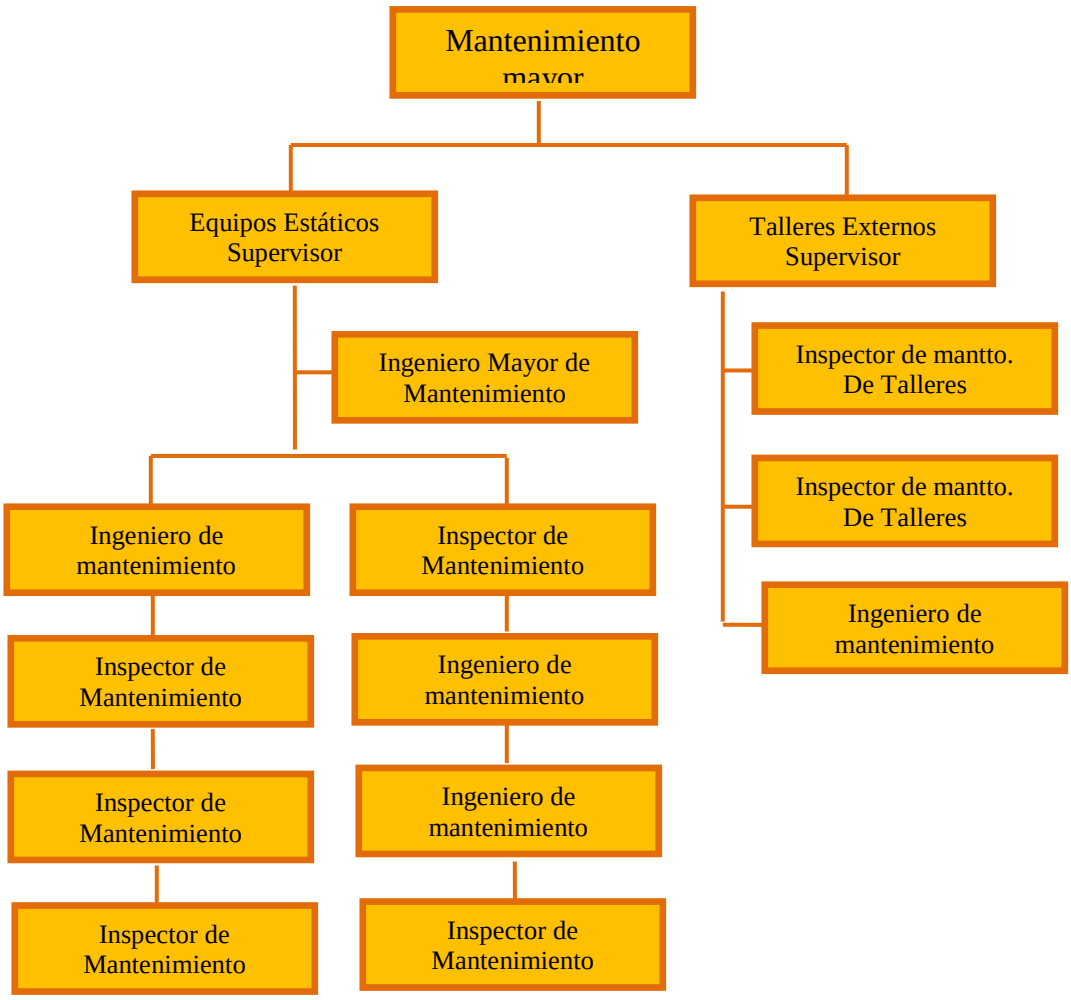


Figura 1.5 Organigrama de la superintendencia de mantenimiento mayor
Fuente: Presupuesto y gestión de la gerencia de mantenimiento PDVSA Producción Gas Anaco

1.5.15 Descripción de las Funciones de las Superintendencias que Conforman la Gerencia de Mantenimiento

Para garantizar la integridad y buen funcionamiento de los procesos que se llevan a cabo en la Gerencia de Mantenimiento, se indica la función principal de cada una de las superintendencias que la conforman;

• Superintendencia de Gestión y Control: su misión es planificar, asesorar y coordinar en forma oportuna las actividades asociados a los procesos de contratación de obras

y/o servicios, así como la administración del talento humano y gestión del presupuesto de inversiones y operaciones de la Gerencia de Mantenimiento.

• Superintendencia de Ingeniería de Mantenimiento: su misión es planificar, coordinar y establecer las políticas de trabajo dentro de la organización mediante la adopción, conducción y aplicación de tecnologías, mejores prácticas de trabajo en equipo, análisis técnicos de operatividad de activos a través de la recolección de datos, variables operacionales con el fin de elaborar informes con sus correspondientes recomendaciones a las diferentes Gerencia y/o Superintendencias operacionales y de apoyo en el Distrito Gas Anaco.

• Superintendencia de Integridad Mecánica: su misión es aplicar programas de mantenimiento predictivo a equipos estáticos y contribuir a mejorar la integridad mecánica, normalizados y según procedimientos PDVSA o internacionales, elaborar informes sobre inspecciones realizadas y/o acciones a seguir, según los resultados de los análisis realizados y efectuar seguimiento a las recomendaciones emitidas.

• Superintendencia Mantenimiento Operacional: su misión es dirigir, coordinar y asesorar al personal involucrado dentro del mantenimiento operacional, en la realización de los mantenimientos preventivos y correctivos niveles I, II y III a los equipos estáticos asociados a la producción de fluidos requeridos por PDVSA Gas Anaco.

• Superintendencia Mantenimiento Mayor: su misión es planificar, coordinar, controlar y hacer seguimiento a la ejecución de las actividades y estrategias de mantenimiento mayor niveles IV y V de equipos estáticos, mediante el desarrollo de mejores prácticas de trabajo para optimizar el desempeño de los activos de PDVSA Producción Gas Anaco.

CAPÍTULO II
MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes

Arias (2002), hace referencia a que "se refiere a los estudios previos y tesis de grado relacionadas con el problema planteado, es decir investigaciones efectuadas anteriormente y que guardan alguna vinculación con el problema en estudio."(Pág.14)

En tal sentido, estos trabajos se toman como antecedente, por la relación directa que guarda con el tema objeto de estudio. Los cuales se nombran a continuación:

Rangel, L (2015). Realizó un trabajo de investigación que lleva por nombre: *"Propuesta de un plan de inspección mediante la metodología Inspección Basada en Riesgo para los equipos estáticos de la Estación de descarga Guario 1 de PDVSA, Área Mayor Anaco"*. Este trabajo corresponde a un estudio de inspección basado en riesgo a los equipos estáticos pertenecientes a la Estación de descarga Guario 1 de PDVSA, Área Mayor Anaco. El estudio se caracteriza por ser una investigación de tipo descriptiva según el conocimiento de la investigación, de campo según la estrategia y aplicada según su propósito, en donde se realizaron diversas visitas a la Estación y entrevistas no estructuradas. Utilizándose como medio la metodología de la Matriz Impacto Esfuerzo con la cuál se logro la jerarquización de los sistemas de manera de establecer los prioritarios con la ayuda del Equipo Natural de Trabajo para luego a través del software API RBI Ver 3.3.3. Determinar los equipos más propensos a fallas, en función a las condiciones actuales de integridad de los mismos (corrosión, erosión, entre otros), con la finalidad de establecer una frecuencia de inspección óptima para cada sistema prioritario y de esta manera establecer el plan de inspección basado en riesgo para así determinar los costos que genera su aplicación.

La utilidad de este trabajo consistió en la selección correcta de la fecha de inspección deseada, el análisis de las matrices y la utilización correcta de software para generar planes de Inspección.

Padilla, V (2014). Realizó un trabajo de investigación que lleva por nombre: *"Estudio de la confiabilidad de los Equipos Estáticos de la Estación de flujo Santa Rosa I (SREF-1) AMA Este de PDVSA, Producción Gas Anaco, Estado Anzoátegui".* Este trabajo corresponde a un estudio de confiabilidad de los equipos estáticos de la estación de flujo Santa Rosa I (SREF-1) AMA Este. El estudio se caracteriza por ser una investigación de tipo descriptiva y de un diseño de campo, donde se realizaron diversas visitas a la estación y entrevistas no estructuradas. Utilizándose como herramienta la aplicación de la metodología Inspección Basada en Riesgo (IBR) por medio del software API RBI Ver 3.3.3, el cual nos permitirá jerarquizar los equipos estáticos en estudio de acuerdo al nivel de riesgo en función a las condiciones actuales de integridad de los mismos (desgaste, corrosión, entre otras); seguidamente se aplicó la metodología del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (MCC) mediante un análisis de los modos y efectos de fallas (AMEF) y un Árbol Lógico de Decisión (ALD) a los equipos más críticos de la estación con el fin de proponer las tareas de mantenimiento en función al contexto operacional y a los modos de fallas presentes en los equipos, además se realizó la simulación del Diagrama de Bloque de Confiabilidad (DBC) mediante el software Raptor Ver 6.0 para obtener los indicadores de confiabilidad, disponibilidad y mantenibilidad de la estación y así proponer seis estrategias de mantenimiento basados en los resultados obtenidos por la simulación.

Este trabajo sirvió de guía para el manejo eficiente del software como metodología utilizada para establecer el plan de inspección optimo para las estaciones estudiadas.

Núñez, S (2013). Realizó un trabajo de investigación que lleva por nombre: *"Propuesta de un Plan de Inspección para los Equipos Estáticos de las Estaciones de Descarga, Mediante la Técnica de Inspección por Ultrasonido".* Para lograr lo planteado, 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 operaciones de cada estación a través de una Matriz de Impacto-Esfuerzo. Posteriormente se realizó un Análisis de Riesgo a los equipos de estos sistemas, igualmente se evaluaron las tuberías con alto riesgo por medio de la norma ASME B31.3, para determinar si pueden continuar en servicio. Seguidamente se estimó el año en que estas alcanzarían el espesor de retiro, utilizando la velocidad de corrosión calculada. 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, y en los equipos que no resultaron riesgosos se utilizaron las normas 570, 510 Y 653 de acuerdo a las características de cada componente. Finalmente como conclusión más resaltante se logró proyectar un plan de inspección, que contempla las actividades necesarias para monitorear el desgaste en los equipos, lo que servirá como apoyo para mejorar las gestiones de mantenimiento en el Campo San Joaquín de PDVSA-GAS del Distrito Anaco.

Muchos de los términos y técnicas utilizadas en este trabajo sirvierón no sólo para realizar la matriz de Impacto-Esfuerzo sino también de apoyo para el análisis de Riesgo.

Márquez, L (2010). El presente trabajo tiene como objetivo fundamental: *"Propuesta de mejoras al plan de mantenimiento basado en la confiabilidad de los equipos críticos del Sistema de Carga de Úrea del Complejo Petroquímico General de División José Antonio Anzoátegui"*. Para el desarrollo de esta investigación, primero se procedió a describir el contexto operacional de la planta, seguidamente se

realizó un análisis Impacto-Esfuerzo con el objeto de priorizar los subsistemas que conforman el sistema de carga de úrea, y orientar las acciones de mantenimiento a aquel que resulte con la prioridad más alta. Luego se realizó un análisis de criticidad, a fin de dirigir los esfuerzos de la gestión de mantenimiento hacia los equipos, cuya indisponibilidad tenga el mayor impacto sobre la producción, seguridad y el medio ambiente; es decir los equipos más críticos. Posteriormente, se ejecutó un Análisis de Modos y Efectos de Fallas (AMEF), donde se establecieron las funciones, fallas funcionales, modos de falla y efectos de falla de todos los equipos críticos, permitió seleccionar la tarea de mantenimiento a realizarse. Seguidamente se realizó una estimación de la confiabilidad de los equipos críticos, para posteriormente obtener las frecuencias de mantenimiento. Ya con toda esta información disponible, se diseñó el Plan de Mantenimiento, de los equipos críticos del Sistema de Carga de Urea, con los cuales, se logrará disminuir la incidencia de fallas de los equipos y asimismo disminuir las pérdidas por demoras en el proceso, obteniéndose un considerable ahorro de recursos económicos, con un notorio aumento en la producción y una alta calidad en el servicio que garantice la satisfacción de los clientes.

Este trabajo sirvió para realizar la matriz de Impacto-Esfuerzo y de guía de manera de establecer el plan de inspección deseado.

2.2 Bases Teóricas

2.2.1 Mantenimiento

Según la norma COVENIN 3049 (1993), se define de la siguiente manera:

“Es el conjunto de acciones que permite conservar o restablecer un sistema productivo a un estado específico, para que pueda cumplir un servicio determinado.” (Pág.3). Entonces se entiende por mantenimiento a todas aquellas tareas (actividades)

que se llevan a cabo en una estación dada, con el propósito de alargar la vida útil de un equipo o sistema, disminuyendo las fallas.

2.2.2 Objetivo del Mantenimiento

Según la norma COVENIN 3049 (1993): “Es mantener un sistema productivo en forma adecuada de manera que pueda cumplir su misión, para lograr una producción esperada en empresas de producción y una calidad de servicios exigida, en empresas de servicio, a un costo global óptimo.” (Pág.3). Es decir; el principal objetivo del mantenimiento es mantener, es decir; conservar, cuidar, cada uno de los equipos que se encuentran en las instalaciones para lograr de esta forma una alta producción y calidad tanto de los servicios como de los equipo.

2.2.3 Tipos de Mantenimiento

Basado en el Manual de Mantenimiento de PDVSA MM-01-01-01 (2005):

2.2.3.1 Mantenimiento Correctivo

Es un conjunto de actividades que se llevan a cabo después de haber reconocido la existencia de una falla, con el fin de devolver al activo a una condición de funcionamiento en el que pueda ejecutar una(s) función(es) requerida(s) y de acuerdo con los estándares establecidos.

2.2.3.2 Mantenimiento Mayor

Es el mantenimiento preventivo o correctivo que se ejecuta a una o varias instalaciones o sistemas, para restablecer y conservar sus condiciones operacionales que impliquen parada del equipo.

2.2.3.3 Mantenimiento Ordinario

Es el conjunto de actividades del mantenimiento preventivo y correctivo (reemplazo parcial o mantenimiento menor), con el fin de mantener los activos en condiciones operacionales, durante el tiempo establecido para su depreciación ordinaria.

2.2.3.4 Mantenimiento Predictivo

Es un conjunto de acciones y tareas que tiene la finalidad de obtener información para el diagnóstico y detección de fallas potenciales que permitan tomar acción antes de la pérdida de la función del activo. Este tipo de mantenimiento se basa en el monitoreo de las variables indicadoras del deterioro de la condición del activo.

2.2.3.5 Mantenimiento Preventivo

Es un conjunto de actividades predeterminadas, planificadas y programadas, cuyo fin es evitar la ocurrencia de una falla en un activo tangible o intangible. (Pág.14).

El mantenimiento a lo largo del tiempo ha evolucionado de una forma donde se puede clasificar dependiendo de lo que requiera un equipo o una instalación, entre ellos esta el mantenimiento correctivo, preventivo, predictivo, mayor, ordinario. Es necesario que la empresa lleve cada uno de estos mantenimientos con el fin de evitar paradas y posibles fallas que afecten la producción.

2.2.4 Niveles de Mantenimiento

Según el Manual de Mantenimiento de PDVSA MM-01-01-03 (2005):

Se basa en la jerarquización de actividades de mantenimiento basadas en esfuerzo y consecuencias de acuerdo al contexto operacional en el cual se desempeñe el activo. Entre los niveles de mantenimiento preventivo de los activos se describe:
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 registros de parámetros operacionales y la conservación de los aspectos de Seguridad Industrial, Higiene Ocupacional y Ambiente. 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 intrusiva, 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 intrusiva, 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 4 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. (Pág.6).

Por su parte, el mantenimiento también se clasifica por niveles de acuerdo a las actividades que deben realizarse o al esfuerzo que estas ameriten.

2.2.5 Plan de Mantenimiento

En base al Manual de Mantenimiento de PDVSA MM-01-01-01 (2005): “es un documento que establece el qué, cómo y con qué frecuencia se ejecutarán las actividades de mantenimiento. Así mismo, incluye los repuestos y recursos necesarios para llevarlas a cabo.” (Pág.11). Cabe resaltar, que el plan de mantenimiento en una empresa es imprescindible debido que en este se especifican como se deben realizar las actividades, los recursos, expertos y sobretodo a que frecuencia deben hacerse, de esta forma garantizamos la integridad mecánica de los equipos e instalaciones.

2.2.6 Falla

Según el Manual de Mantenimiento de PDVSA MM-01-01-01 (2005): “es el estado de un elemento o activo cuando llega a ser completamente inoperante o, aun cuando todavía puede aperar, no realiza satisfactoriamente su función o que por su

condición insegura de funcionamiento no se permita su uso.” (Pág.7). En resumidas palabras, las fallas son las que no permiten que un equipo opere adecuadamente y que estas pueden ocasionar en una empresa grandes perdidas de producción así como también generar gastos inesperados entre otras cosas.

2.2.7 Inspección.

> De acuerdo con el autor Suárez, D (2008) es una verificación mecánica que tiene por objeto obtener una indicación del estado de las máquinas y equipos, lo que puede producirse en dos niveles: la detección de un defecto y la determinación de qué defecto se trata. En ambos casos, debe tenerse presente que la verificación de cualquier parámetro requiere la existencia de valores o criterios de referencia; cuanto más precisos sean estos, mayor fiabilidad y significado tendrá los resultados obtenidos.
>
> La inspección no modifica o altera la situación en que se encuentre el equipo, sino que la detecta y la define, y como consecuencia de las enormes posibilidades que hoy en día ofrece la instrumentación, existe un gran número de técnicas de verificación. Todas ellas pueden englobarse dentro de dos grupos básicos; técnicas directas y técnicas indirectas, según el estado de la máquina o algún componente suyo sea observado directamente mediante la inspección o bien de manera indirecta, a través de la medida de algún parámetro indicador de su estado.
>
> Los objetivos que se persiguen con la realización de inspecciones son los siguientes:
>
> - Detectar anomalías para ordenar su reparación antes de que causen daños menores que paralicen el equipo.
> - Conocer el avance del deterioro de los elementos mecánicos para definir el momento más oportuno de su reemplazo, tratando de aprovechar al máximo la vida útil. (Pág.10)

En conclusión, la inspección va de la mano con el mantenimiento porque esta nos indica el estado de los equipos y posteriormente a través de ella se establecen los planes de inspección o mantenimiento requeridos.

2.2.8 Tipos de Inspección

El autor Suárez D (2008) expreso que en cuanto a la forma de efectuarse se considera de dos tipos:

- Inspección rutinaria: se caracteriza por efectuarse con el equipo en operación.
- Inspección especial: se caracteriza porque necesita efectuarse con el equipo fuera de operación.
- En cuanto al alcance de la inspección se pueden clasificar en:
- Mayor Inicial: se refiere a la primera inspección detallada de un equipo después de que este ha sido puesto en servicio.
- Inspección Mayor: es una revisión extensa, que proporciona la situación exacta de la condición de un equipo. Generalmente incluye un examen visual completo interno y externamente acompañado por pruebas con en ensayos no destructivos (END). La inspección mayor s clasifica en:
  Clase 1: tasa de corrosión/erosión son desconocidas o imprevisibles.
  Clase 2: la tasa de corrosión/erosión son conocidas y predecibles.
  Clase 3: los datos históricos han demostrado que la corrosión/erosión están ausentes en este servicio o es de un orden muy bajo.
- Inspección Intermedia: algunas veces es deseable realizar solamente una revisión parcial de ciertos equipos. La inspección intermedia puede servir para:
- Proporcionar una revisión rápida del funcionamiento del equipo.
- Identificar el progreso de un deterioro previamente conocido.
  (Pág.11)

Es importante señalar, que las inspecciones al igual que el mantenimiento se clasifica dependiendo de la frecuencia en que se realizan como lo son las rutinarias, de las necesidades del equipo tenemos las especiales y por ultimo dependiendo de su alcance en mayor inicial, mayor e intermedia.

2.2.9 Frecuencia de Inspección

Según el Centro de formación y adiestramiento de petróleos de Venezuela y sus filiares (CEPET) es el tiempo que transcurre entre dos

> inspecciones del mismo componente del equipo. Todos los equipos estáticos serán revisados y les será asignado un intervalo apropiado de inspección (el tiempo máximo que puede transcurrir entre varias clases de inspección), dependiendo de su riesgo, condiciones actuales y el histórico de funcionamiento. (Pág.7)

Se puede inferir que la frecuencia de la inspección son los intervalos de tiempo en que se realiza o se lleva acabo cada una de las inspecciones en los equipos.

2.2.10 Histórico de Inspección

> De lo expresado por Yáñez, M (2006) se infiere: que es una herramienta útil para la evaluación de la integridad de un componente. Es recomendable que los históricos presenten un análisis de la historia de los eventos de los equipos que se encuentren en una planta petrolera, además se deben mostrar los mecanismos potenciales de daño presente y un comentario acerca de los mismos con respecto a las fallas más frecuentes. El objetivo de los históricos de fallas es detectar las áreas de acumulación de daños más comunes del sistema para así poder dirigir el plan de inspección a dichas áreas. (Pág.8)

Conviene agregar, que el histórico de inspección es aquel registro que se lleva en las empresas de las inspecciones realizadas a los equipos.

2.2.11 Plan de Inspección

> Según la Norma Covenin 3049:1993; el plan de inspección tiene como propósito especificar y realizar las actividades necesarias para detectar el deterioro del equipo en servicio antes de que ocurra la falla y de esta forma evitarlas. Las actividades que surgen de un plan de inspección dependen de los mecanismos de degradación que tengan asignados los equipos. (Pág.8)

Los planes de inspección son aquellos que establecen como y cuando deben hacerse las inspecciones a las estaciones o instalaciones de una empresa.

2.2.12 Equipos

Según Suárez, D (2008) “es un bien conocido, técnico y sujeto a mantenimiento. Se establece que estos pueden presentarse bajo una serie de conexiones formando un sistema o actuando de manera individual.” (Pág.15). De acuerdo con este concepto, los equipos son bien o activos y con ellos la empresa puede lograr la ejecución de sus actividades productivas.

2.2.13 Equipos Estáticos

El autor Suárez, D (2008) expresa que son todos aquellos equipos de proceso, tanque, recipientes, tuberías (líneas), que manejan, contienen o transportan fluidos presurizados y no presurizados.(Pág.15). En líneas generales, los equipos estáticos son aquellos que se encuentran en las estaciones o instalaciones que reciben, tratan, separan y almacena el fluido, de hecho las Válvulas Selectoras Multipuertos son equipos estáticos.

2.2.14 Diagnóstico de Equipos

> Es el proceso que permite caracterizar el estado actual de equipos, sistemas y/o procesos, mediante el análisis de historial de fallas, los datos técnicos y de condición, con la finalidad de identificar acciones de mantenimiento proactivas que puedan efectivamente reducir costos a través de la disminución sistemática de la ocurrencia de fallas con eventos no deseados y minimizar su impacto, Según el Centro de formación y adiestramiento de petróleos de Venezuela y sus filiares (CEPET). (Pág.5)

Vinculado al concepto, el diagnóstico de equipos son todas aquellas características que nos permitan detallar un equipo para saber como se encuentra el mismo.

2.2.15 Técnicas de Verificación Mecánica

El autor Gómez de León, F (1998) expresa:

2.2.15.1. Inspección Visual

> Esta técnica de verificación es, en primera instancia, la más simple de cuantas es posible utilizar. No obstante, por la sofisticada instrumentación disponible actualmente, puede hacerse tan compleja, o más que cualquier otra. En efecto, sus métodos de aplicación abarcan desde la simple inspección visual de la maquina o piezas en estudio de la misma, pasando por la utilización de microscopios, o el uso de lámparas estroboscópicas, hasta llegar a la utilización de complicados sistemas endoscópicos.
>
> Considerando un parámetro significativo para el análisis del estado de la máquina, la sensibilidad del mismo limita a aquellos defectos que son perceptibles físicamente, tales como grietas, desgastes o deterioro superficial, soltura de los elementos de fijación, cambios de color, huellas en los cojinetes, etc. (Pág.101)

2.2.15.2 Líquidos Penetrantes

> Esta prueba no destructiva de inspección se usa para encontrar fisuras superficiales o fallos internos del material que presentan alguna apertura en la superficie.
>
> La prueba consiste básicamente 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. (Pág.101)

Estas dos primeras técnicas de verificación mecánica son importantes, ya que la inspección visual es muy practica por su simplicidad, se lleva a cabo en todos los equipos, mientras la inspección por líquido penetrante se usa específicamente para encontrar fisuras o fallos internos del material.

2.2.15.3 Partículas Magnéticas

El autor expresa que esta técnica usa el principio de magnetización de un material ferromagnético al ser sometido a un campo magnético, por lo que no es adecuada en aquellos casos en los que el material a examinar no puede magnetizarse, por ejemplo latón, cobre o aluminio. (Pág.101)

2.2.15.4 Inspección Radiográfica

El autor refiere que esta técnica está especialmente indicada para la detección de fallas internas del material, y más concretamente la existencia de grietas, burbujas o impurezas interiores. La inspección radiográfica es una de las técnicas más utilizadas para la detección de fallos internos en el material y muy particularmente en uniones soldadas. Su utilización y análisis constituyen objeto de numerosos estudios, en los que la experiencia adquiere un papel sumamente importante. (Pág.102)

2.2.15.5 Medición de Espesores por Ultrasonido

Se denominan ultrasonidos a aquellas ondas cuya frecuencia es más elevada que el umbral superior de audibilidad humana, que se encuentra en torno a los 20 KHertz aproximadamente. Sin embargo, algunas frecuencias del margen audible también son utilizadas en ciertas aplicaciones ultrasónicas. El margen superior de estas frecuencias puede llegar hasta los Hertz, lo que supone una longitud del orden de 8xm, en los cuerpos sólidos, que permiten una gran absorción de estas ondas, en dichos materiales.

Los programas de mantenimiento también pueden beneficiarse de esta técnica, ya que, durante las inspecciones, pueden detectarse fallas en la estructura de los materiales, ocasionados principalmente por fatiga del material, corrosión o debido a defectos de fabricación. Por lo tanto, esta técnica además de indicar la existencia de grietas en el material, presenta la ventaja de ofrecer una estimación de su tamaño, lo que hace especialmente útil como técnica predictiva, puesto que permite llevar un

> seguimiento de estado y evolución del defecto, y programar la reparación antes de que se produzca el fallo catastrófico. (Pág.102)

2.2.15.6 Inspección Instrumentada

Se realiza con herramientas de limpieza interna e instrumentada (Electromagnética o Ultrasonidos), 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. Por otro la compañía High Tech, (1990), "Ensayo Ultrasónico de Materiales" coloca:

En un manual del usuario que el ensayo ultrasónico utiliza vibraciones mecánicas de alta frecuencia para obtener información sobre las características de los materiales metálicos y no metálicos, pudiendo utilizarse para medir espesores y dimensionar defectos superficiales e internos, así como determinar propiedades físicas y mecánicas del material (pág. 21).

No obstante cabe destacar los procedimientos de inspección en el ensayo ultrasonido debe ser realizado siguiendo un procedimiento escrito, el cual debe cumplir con los requisitos de la norma o código de fabricación de referencia.

2.2.15.7 Inspección Electromagnética

> El autor Gómez de León, F (1998), también expresa que la técnica electromagnética es un excelente método para la inspección de la totalidad del área interna de cualquier sistema de tubería. 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. (Pág.104)

2.2.15.8 Inspección Protección Catódica

> Consiste en el monitorio continuo de los sistemas de protección catódica contra la corrosión externa de las tuberías, tales como; rectificadores, aislaciones eléctricas, lecho de ánodos, postes de medición, levantamiento de potenciales, inspección de revestimiento, prueba de calidad de revestimiento, medición de resistividad de suelos, entre otros. Estas actividades se ejecutan con el personal de área operacional. (Pág.104)

2.2.15.9 Inspección Radiográfica

> La radiografía es un método de monitoreo de corrosión externa valioso que se utiliza generalmente en la industria petrolera. Este método consiste en la ubicación de una fuente radiactiva en un lado del equipo o tubería a ser analizada y la ubicación de una película al otro lado del mismo. (Pág.104)

Se puede decir, que las técnicas de verificación mecánica son métodos, procedimientos, que se aplican para conocer el estado actual de los equipos.

2.2.16 Corrosión

Gil de Fuentes, L (2002).Es el fenómeno de deterioro de un material, normalmente metal, debido a una reacción con el medio ambiente. El tipo, grado y velocidad de la corrosión dependen de las características de los fluidos contenidos en los equipo. (Pág.104). Cabe destacar, que la corrosión puede causar fugas de los fluidos manejados por el deterioro de los equipos.

2.2.17 Tipos de Corrosión

Según Gil de Fuentes, L (2002), se clasifican en;

> • Corrosión - erosión: la 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 la exposición de la superficie del metal a mayor corrosión bajo la acción combinada de la corrosión - erosión.
> • Corrosión externa: es la que se categoriza como corrosión general o picaduras localizadas, las cuales están normalmente confinadas en una pequeña área o muy interconectada en varias áreas pequeñas. La corrosión localizada o picaduras de corrosión pueden ser los hoyos individuales o múltiples alrededor de la tubería, que están o cerca de todo el espesor de pared.
> • Corrosión interna: es aquella que muestra los principios base que la corrosión externa y se produce con el transporte de productos de refinados del petróleo entre otros, los cuales pueden contener agua, bacterias, contaminantes químicos y escombros que pueden crear un ambiente corrosivo interno en la tubería. (Pág.105)

La corrosión puede clasificarse en corrosión-erosión, corrosión externa e interna, dependiendo del lugar donde se encuentre y las características presentadas.

2.2.18 Estación de Descarga

Según el Centro de formación y adiestramiento de petróleos de Venezuela y sus filiares (CEPET) se refiere al conjunto de equipos interrelacionados para recibir, separar, tratar, almacenar temporalmente y bombear los fluidos provenientes de los pozos ubicados en su vecindad. El resto de los componentes instalados en las estaciones de descarga, son conocidos como accesorios.

Funcionamiento: Las estaciones de descarga son los puntos donde todo el petróleo es medido antes de bombearse por un oleoducto hasta un patio de tanques. El líquido (petróleo y agua) y gas asociado proveniente de los pozos llega a la estación de descarga a un cabezal (múltiple) o cañón de producción general y luego va a los separadores generales donde ocurre la separación gaslíquido.

El gas sale por la parte superior de los separadores y es enviado mediante tuberías a las plantas de compresión, el líquido sale por la parte inferior directo al tratador donde se separa el crudo del agua salada, el crudo es enviado a los tanques de almacenamiento de crudo para luego ser transferido mediante bombas a los patios de tanques, a través de un sistema de recolección de crudo (líneas de bombeo) mientras que el agua salada es enviada a los tanques de almacenamiento para su posterior transferencias a las plantas de Inyección de Agua salada. (Pág.11)

Funciones de una estación de Descarga:

- Recolectar la producción de los diferentes pozos de una determinada Area.
- Separar la fase liquida y gaseosa del fluido multifásico proveniente de, los pozos productores.
- Medir la producción de petróleo, agua y gas de cada pozo productor.
- Proporcionar un sitio de almacenamiento provisional al petróleo.
- Bombear el petróleo al patio de tanques o terminal de almacenaje.

Componentes de una estación de descarga:

Toda estación de descarga para realizar sus funciones, necesita la interrelación operativa de una serie de componentes básicos, como lo son:

- Múltiples o válvulas multipuertos
- Separadores
- Tratadores
- Tanques de recolección
- Bombas de crudo
- Bomba de inyección de Química (si se requiere). (Pág.12)

Se puede concluir, que una estación de descarga es aquella instalación que tiene una serie de equipos donde se recibe el crudo, se trata, separa y almacena para luego ser bombeado a patio tanque.

2.2.19 Válvulas Selectoras Multipuertos

Basado en el Manual VSM Muestra (2004):

Consiste de un cuerpo sólido con ocho entradas (una de las entradas es ciega) y dos salidas, una de las salidas es común para producción y la

otra seleccionable para prueba, todas ellas con bridas Clase 300# de cara resaltada (R.F). Con esta configuración puede recibir el flujo de hasta siete líneas provenientes de pozos, (la octava entrada de la VSM es ciega y se reserva para pruebas y ajustes), así conectada y usando su sistema de selección y posicionamiento, se puede alinear individualmente cada una de las entradas con la salida de prueba mientras las sietes entradas restantes combinan su flujo por la salida de grupo (Pág.06) En la figura 2.1 se puede evidenciar el cuerpo de esta válvula.

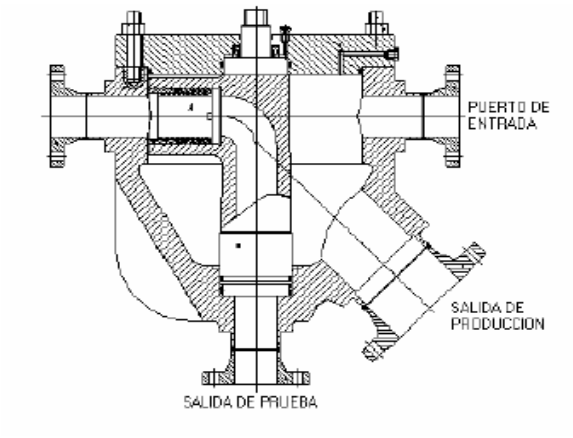


Figura 2.1. Válvula selectora Multipuerto
Fuente: Manual VSM Muestra 2004

En síntesis, las Válvulas Selectoras Multipuertos es un equipo o válvula, que reciben el crudo proveniente de los pozos, esta permite realizar las pruebas individualmente a cada una de las líneas de crudo que reciba esta válvula.

2.2.20 Válvula de Bola

Según Creus A (1997), El cuerpo de la válvula tiene una cavidad esférica que alberga un obturador en forma de esfera o de bola (de ahí su nombre). La bola tiene un corte adecuado (usualmente en V) que fija la curva característica de la válvula, y gira transversalmente accionada por un servomotor exterior. El cierre estanco se logra con un aro de teflón incorporado al cuerpo contra el cual asienta la bola cuando la válvula esta cerrada. En posición de apertura total, la válvula equivale aproximadamente en tamaño a 75% del tamaño de la tubería. La válvula

de bola se emplea principalmente en el control de caudal de fluidos negros, o bien en fluidos con gran porcentaje de sólidos en suspensión.

Una válvula de bola típica es la válvula de macho, que consiste en un macho de forma cilíndrica o troncocónica con un orificio transversal igual al diámetro interior de la tubería. El macho ajusta en el cuerpo de la válvula y tiene un movimiento de giro de 90º. Se utiliza generalmente en el control manual todo-nada de líquidos o gases y en regulación de caudal. En la figura 2.2 se puede observar el cuerpo de una válvula de bola. (Pág.367)

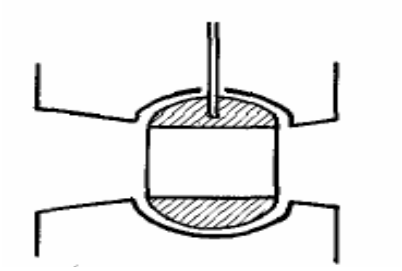


Figura 2.2 Válvula de bola (macho)
Fuente: CREUS, A. Instrumentación Industrial. 1997

De igual manera, la válvula de bola o esférica aquella que presenta un mecanismo con cavidad esférica que regula el paso del fluido, además de ello esta válvula se encuentra en el skit de la Válvula Selectora Multipuerto.

2.2.21 Válvula de Retención

Basado en el Manual de PDVSA Nº. PI.08.01.01

Estas válvulas conocidas como (check), están diseñadas para prevenir la inversión del flujo. En una válvula de retención, el elemento de cierre es activado por su propio peso o por el cambio de dirección de flujo. Este elemento de cierre puede ser una bola, un disco o un pistón, Los tipos más comunes son: de giro, de disco inclinado, de plato simple, de plato doble y de levantamiento. La selección de un tipo particular depende esencialmente de los requerimientos de servicio y disponibilidad.

Es de hacer notar que para todos los procesos, la función principal de estas válvulas es prevenir la inversión del flujo y no bloquearlo completamente. (Pág.14) En la figura 2.3 se puede evidenciar el cuerpo de una válvula de retención.

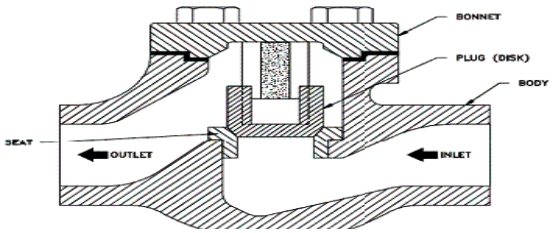


Figura 2.3 Válvula Check
Fuente: CREUS, A. Instrumentación Industrial. 1997

Se entiende por válvula de retención o check aquella que tiene por objetivo cerrar el paso de un fluido en un sentido y dejar paso libre en el contrario. Esta válvula se encuentra en el skit de la Válvula Selectora Multipuerto.

2.2.22 Válvula de Tapón

Basado en el Manual de PDVSA Nº. PI.08.01.01:

Este tipo de válvula esta diseñada para servicios de bloqueo. Las válvulas de tapón pueden ser clasificadas en dos (2) tipos: lubricadas y no lubricadas. Las lubricadas requieren de la utilización de un lubricante para asegurar su operatividad y hermeticidad, y están diseñadas para proveer sello metal–metal. Las no lubricadas, por el contrario, no requieren de lubricación y están diseñadas con doble sistema de sello metal–metal y metal–no metal. Este último tipo de válvula presenta la ventaja de que requiere poco mantenimiento. (Pág.14) En la figura 2.4 se muestra el cuerpo externo de una válvula de bola.

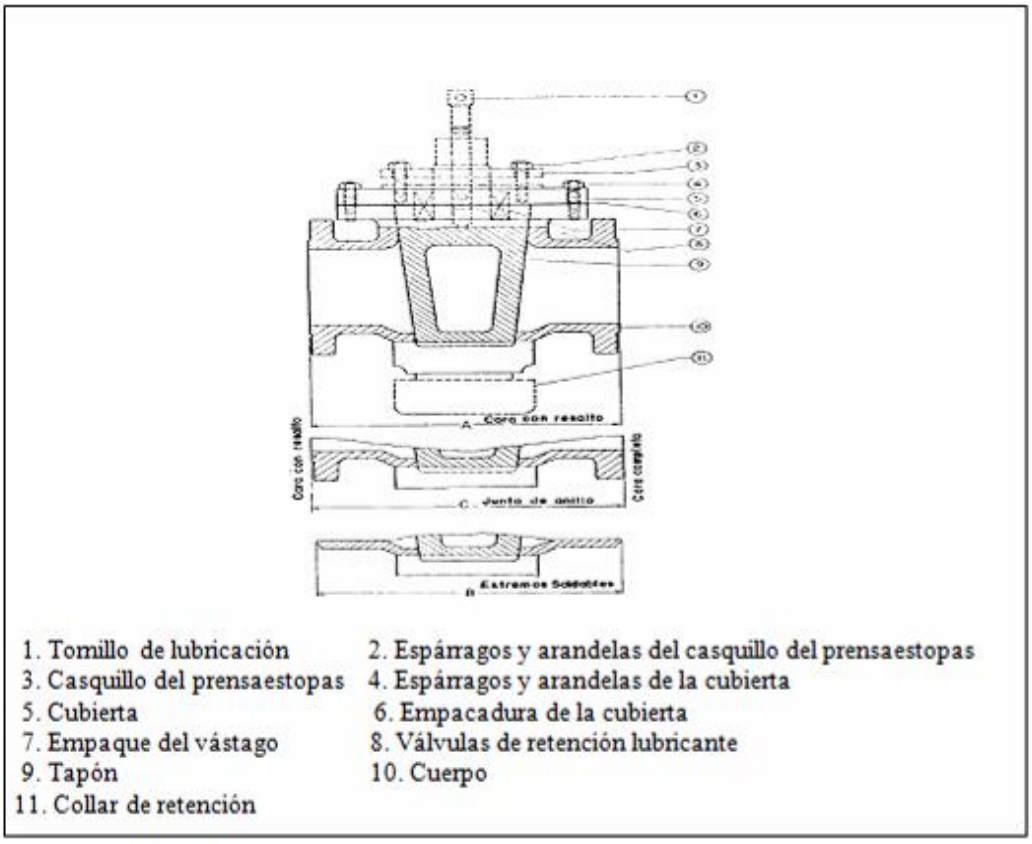


Figura 2.4 Válvula de Tapón
Fuente: Manual de PDVSA Nº. PI.08.01.01

En otras palabras, las válvulas de tapón son aquellas que permiten el bloqueo de un fluido y ellas se clasifican en lubricadas y no lubricadas. Esta válvula al igual que la válvula de bola como la de retención se encuentran en el skit o sistema de la Válvula Selectora Multipuerto.

2.2.23 Análisis de Criticidad

Según el Manual de Mantenimiento de PDVSA MM-01-01-01 (2005):

Es una metodología que permite establecer la jerarquía o prioridades de instalaciones, sistemas, equipos y dispositivos, de acuerdo a una figura de mérito

llamada ”criticidad”, creando una estructura que facilita la toma de decisiones acertadas y efectivas, direccionando el esfuerzo y los recursos en áreas donde sea más importante o necesario mejorar la confiabilidad operacional, basada en la realidad actual. (Pág.6).

El análisis de criticidad es una metodología de suma importancia debido a que la misma nos ayuda a conocer dentro de una instalación cuales son los equipos con baja, mediana y alta criticidad para destinar de forma adecuada los recursos o esfuerzos a realizar. En este trabajo se utilizó la metodología Matriz Impacto Esfuerzo.

2.2.24 Matriz Impacto – Esfuerzo

> Según el autor Améndola, L (2006); es una metodología que estudia los criterios fundamentales de falla, tanto en el área de mantenimiento como en el área operacional, basándose en diferentes factores logrando así determinar mediante una mesa de trabajo el impacto que se tenga en caso de la ocurrencia de algún suceso no esperado, mientras que el esfuerzo se determina con la disponibilidad de los recursos con que se cuenta para abordar la corrección de dicho suceso imprevisto. (Pág.84)

Dicho de otra manera, la matriz Impacto-Esfuerzo es una de las metodologías que nos permite jerarquizar los equipos, sistemas o componentes en función a su impacto global, para direccionar los esfuerzos y recursos a las áreas más críticas.

2.2.25 Norma ASME 31.3

Trabajo de acuerdo a la Norma ASME 31.3; es la que estable los métodos para el diseño, evaluación y administración de tuberías de proceso sujetos a presión o vacío, teniendo como objetivo: prevenir, detectar y mitigar el número de fallas posibles.

Dentro de los factores tomados en cuenta por esta norma se encuentran los siguientes:

2.2.25.1 Máxima Presión Permisible de Trabajo

La presión máxima permisible de trabajo es aquella indica la máxima presión que se puede soportar, dicha presión es la menor de los valores de presión calculados para cada uno de los equipos, para tubos rectos, en el caso de que el espesor mínimo medido sea menor que 1/6 de su diámetro, la presión máxima permisibles de operación se debe calcular despejando la máxima presión permisible de trabajo (P) de la ecuación según párrafo 304.1.2 (3a) ASME B31.3 descrita a continuación:

$$P = \frac{2 \text{ x S x E x Lm}}{\text{D} - (2 \text{ x Lm x Y})} \qquad \text{(Ec. 2.1)}$$

Dónde:

P : Máxima presión permisible de trabajo

S : Esfuerzo permisible del material (ASME B31.3 tabla A-1) = 20 000 psi)

E : Factor de calidad (ASME B31.3 tabla A-1B) = 1

Lm : Espesor mínimo medido

D: diámetro

Y : Valor de Coeficiente, para t < D/6 (ASME B31.3 tabla 304.1.1) = 0,4

La máxima presión permisible de trabajo, es importante porque nos indica la máxima presión que pueden soportar los equipos, la misma se calcula dependiendo de las características de los materiales siguiendo lo establecido por la norma, como lo indica la formula.

2.2.26 Código ASME: Sección VIII: División I

En esta parte del código se establecen los requerimientos mínimos para el diseño, fabricación e inspección y para obtener la certificación autorizada de la ASME para los recipientes a presión.

Limitaciones:

- La presión deberá ser menor a 3000 psi.
- Calentadores tubulares sujetos a fuego.
- Recipientes a presión que son parte integral de componentes de sistemas de tubería
- Sistemas de tuberías.
- Componentes de tubería.
- Recipientes para menos de 454.3 litros (120 galones) de capacidad de agua, que utilizan aire como elemento originador de presión.
- Tanques que suministran agua caliente bajo las siguientes características:
- Suministro de calor no mayor de 58,600 W (200,000 Btu/h)
- Temperatura del agua de 99° c (210°f)
- Capacidad de 454.3 lt (120 galones)
- Recipientes sujetos a presión interna o externa menor de 1.0055 Kg./cm² (15psi)
- Recipientes que no excedan de 15.2 cm (6 pulg) de diámetro.

2.2.27 Porcentaje de Pérdida de Espesor

Establece la cantidad de material que se ha corroído a partir del espesor nominal, y se puede calcular a través de la siguiente ecuación:

$$d(\%) = \frac{Esp.N - Lm}{Esp.N} x100 \qquad \text{(Ec.2.2)}$$

Dónde:

.*Esp* N : espesor nominal

Lm : espesor mínimo medido

El porcentaje de pérdida de espesor es de gran interés ya que nos indica la cantidad de espesor que ha perdido el material en consideración al espesor que tenía. Esto nos permite detectar cuando pueden suceder rupturas en el material.

2.2.28 Velocidad de Corrosión

Según al Norma API 570; la velocidad de corrosión " *Vc*" se calcula por medio de mediciones puntuales realizadas en los equipos, la cual refleja la rapidez con que disminuya el espesor de pared metálico.

Para calcular la velocidad (*Vc*), se utiliza la ecuación 2.3 tomada de la referencia API 570 Piping Inspection Code, párrafo 7.1.1 (Remaining Life Calculations):

$$V_c = \frac{t_{inicial} - t_{actual}}{t_s} \qquad \text{(Ec.2.3)}$$

Donde : Espesor nominal y t actual: espesor mínimo medido, por lo que la formula utilizada en la tabla es:

$$Vc = \frac{Esp.N - Lm}{Ts} \qquad \text{(Ec.2.4)}$$

El tiempo de servicio (*Ts*) cuenta desde que el equipo está en funcionamiento hasta el momento de la inspección y esta expresado en años.

Cabe destacar, que la velocidad de corrosión es un factor que nos permite conocer con qué rapidez disminuye el espesor del material del equipo, la misma se utilizo para el funcionamiento del software I.B.R 3.3.3.

2.2.29 Inspección Basada en Riesgo (IBR)

Según La Norma API 580/581; el riesgo es un término de naturaleza probabilística, que se define como "egresos o perdidas probables, consecuencia de la probable ocurrencia de un evento no deseado o falla". En este simple pero poderoso concepto coexiste la posibilidad de que un evento o aseveración se haga realidad o se satisfaga, con las consecuencias de que ello ocurra. El nivel de riesgo se evalúa, calculando la probabilidad de falla de cada equipo como una función directa de los mecanismos de daño que puedan ocasionar y el cálculo de las consecuencias; donde se contempla, principalmente, los daños ocasionados por desgaste por corrosión, erosión, fatiga, etc. En equipos que almacenan fluido la consecuencia de falla es fuga; así como, el mal funcionamiento de los equipos por operación incorrecta o errores humanos. Desde el punto de vista matemático, el riesgo se puede expresar por medio de la ecuación 2.5:

$$\boxed{\text{Riesgo} = \text{Probabilidad de falla x Consecuencia}} \qquad \text{(Ec. 2.5)}$$

La metodología Inspección Basada en Riesgo se concentra en los eventos que llevan a la perdida de los equipos u otros mecanismos de degradación que puedan ocasionar pérdidas de producción. Existen cuatro niveles de análisis dentro de la metodología de IBR, los cuales contemplan o contienen desde un análisis cualitativo de riesgo, hasta análisis cuantitativo 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 (incluyen: muertes y lesiones, costos de reparación y 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 optimar esfuerzos de inspección y mantenimiento, entre los equipos con alto y bajo factor de riesgo.

La Inspección basada en Riesgo, se aplica cuando se necesite:

- Fijar /Revisar frecuencias de inspección.
- Optimizar costos de inspección.
- Cuantificar/Modificar niveles de riesgos.
- Mejorar productividad y rentabilidad.

La inspección basada en riesgo es una metodología aplicable solo para los equipos estáticos con el fin de conocer los riesgos de falla que pueden presentar estos equipos.

2.2.30 Análisis del Riesgo

Según la Norma API 580/581; es una metodología que permite jerarquizar sistemas, instalaciones y equipo en función de su impacto global, con el fin de facilitar la toma de decisiones. Para realizar un análisis de riesgo se debe definir un alcance y propósito para el análisis, establecer los criterios de evaluación y seleccionar un método según el orden de prioridad de los sistemas objetos de análisis.

> El objetivo de un análisis de riesgo es establecer un método que sirva de instrumento de ayuda en la determinación de la jerarquía de los procesos, de los sistemas y de los equipos de una planta compleja, permitiendo subdividir los elementos en secciones que puedan ser manejadas de manera controlada y auditable. Se previene un riesgo cuando se disminuye la probabilidad de ocurrencia del evento que la origina. Se mitiga un riesgo cuando se disminuye la severidad de sus consecuencias.

El análisis de riesgo se realizo para jerarquizar los sistemas de Válvulas Selectoras Multipuertos en el campo san Joaquín.

2.2.31 Norma API 580/581

En 1993 el Instituto Norteamericano de Petróleo (American Petroleum Institute – API) inicio un proyecto denominado Inspección basada en riesgo (Inspection Based Rick – RBI) en el cual participaron una serie de empresas relacionadas, entre las cuales destacan Shell, Unacol, Exxon Texaco, Dow Chemical Mobil, Chevron. El resultado de esta labor fue dos publicaciones:

1. API 580 Risk Baesd Inspection.
2. API 581 Base Risource Document – Risk Based Inspection.

> El API 580 establece los principios mínimos y presenta las directrices generales para el desarrollo de un programa de IBR para equipos estáticos y tuberías, mientras que, API 581 proporciona métodos cuantitativos para establecer un programa de inspección; juntos estos documentos contribuyen un estándar para prácticas de IBR ampliamente reconocido por la industria.

Estas normas juntas contribuyen un estándar para prácticas de IBR ampliamente reconocido por la industria.

2.2.32 Software API RBI v3.3.3

Software RBI de ReliaSoft facilita la inspección basado en el riesgo (RBI) análisis de petróleo y gas, química y plantas de energía en la adhesión a los principios y directrices que se presentan en las recomendaciones del Instituto Americano del Petróleo en la API RP 580 y RP 581. Inspección Basada en Riesgo (IBR) es una herramienta sistemática para gestionar el riesgo mediante un equipo para priorizar las actividades de inspección.

Uno de los riesgos evitables que se enfrentan las industrias de proceso es el fracaso del equipo debido a la degradación que podría ser detectada antes de la falla. El software RBI determina la probabilidad de fallo debido a tales mecanismos de daño mediante el examen de la tasa de progresión del daño, la tolerancia de los equipos a los daños, y la cantidad y tipo de actividades de inspección que se han realizado en el pasado. También se determina la consecuencia del fallo en caso de producirse. Esta información permite determinar el riesgo de fracaso, que es la consecuencia del fracaso multiplicado por la probabilidad de fracaso.

El software API RBI describe la probabilidad estadística de que el daño sea lo suficientemente grave como para causar la falla que podría existir dada la cantidad de actividad de inspección adecuada que se ha realizado. También, ya que el daño es dependiente del tiempo, las inspecciones futuras se pueden planificar en base a la cantidad de daño esperado en una fecha posterior. Por lo tanto, establece un equilibrio adecuado entre el daño avance y un mayor conocimiento de los daños presentes para asegurar que el equipo este seguro para operar.

Otra ventaja de Inspección Basada en Riesgo es que el equipo se prioriza mediante la combinación de la probabilidad de fallo y la consecuencia de la insuficiencia de modo que la optimización económica de las actividades de

inspección es posible, manteniendo niveles aceptables de seguridad. Además de los beneficios directos en ahorro y control de riesgos, IBR tiene impactos adicionales como; ayudar a tomar decisiones relacionadas con criterios de diseño, calidad de la gerencia, sistema de seguridad y protección, así como también educar a la organización en las decisiones basadas en riesgos, que después pueden ser aplicadas en otras áreas, como planificación de la producción.

Características

El software RBI está diseñado con las necesidades específicas de petróleo y gas, química y plantas de energía en mente, proporcionando soporte completo para análisis de mantenimiento centrado en la fiabilidad (RCM), junto con una interfaz flexible e intuitiva para la inspección basada en el riesgo (IBR) análisis. Puede comenzar con función de detección de riesgos personalizable para realizar una evaluación cualitativa rápida que ahorra tiempo y esfuerzo mediante la identificación de los activos específicos que requieren el análisis completo, igualmente permite realizar un análisis cuantitativo más detallado de los componentes seleccionados, el software RBI guía el proceso de evaluación detallada para todos los tipos de equipos y componentes cubiertos en 580/581 RP API, incluyendo compresores, intercambiadores de calor, tuberías, recipientes a presión, bombas, tanques y dispositivos de alivio de presión.

Limitaciones

Lo siguientes riesgos no pueden ser reducidos por las inspecciones:

- Error humano
- Desastres naturales
- Eventos externos (por ejemplo colisiones)
- Actos deliberados
- Errores de diseño
- Mecanismos de deterioro desconocidos
- Limitaciones fundamentales del método de inspección.

Este software permitió determinar el riesgo de los sistemas de Válvulas Selectoras Multipuertos en el Campo San Joaquín.

2.2.33 Matriz de Riesgo

Según la Norma API 580/581; los resultados de los niveles de riesgo se pueden representar en una matriz de riesgo, la cual es una forma muy eficaz de comunicar la distribución de riesgos en toda una planta o en un proceso de producción sin la especificación de valores numéricos. Esta técnica fue planteada por el Instituto Americano del Petróleo (API), en donde la práctica que ellos recomiendan (API 580), establece la utilización de una matriz de riesgo mostrada en la figura 2.5

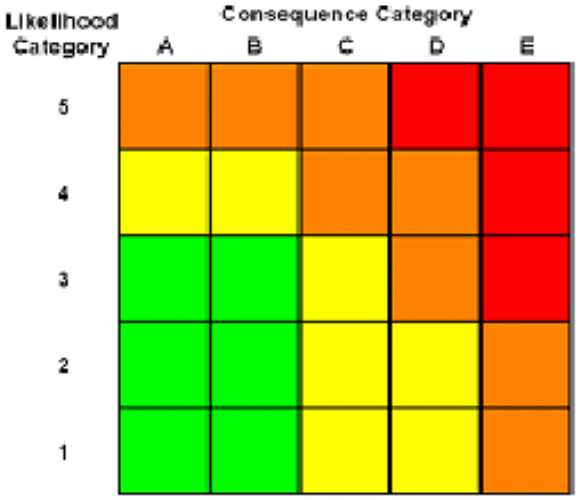


Figura 2.5 Matriz de riesgo.
Fuente: API 580.

Para la representación de los niveles de riesgo por medio de esta matriz, se establece que el riesgo más alto está en el cuadro superior derecho y el más bajo en el inferior izquierdo. Dependiendo de sus niveles de probabilidad y consecuencia, el riesgo puede referenciarse por medio de un esquema de colores, los cuales facilitan la interpretación y permite jerarquizar sistemas o equipos de acuerdo a su nivel de riesgo.

La matriz de riesgo presenta los resultados de niveles de riesgo de los equipos evaluados por el software.

2.2.34 Norma API 570

Esta norma fue desarrollada para las industrias de refinación de petróleo y procesos químicas, en donde se abarca la inspección, reparación, alteración, revalorización y procedimientos de sistemas de tuberías metálicas que estén en servicio.

Dentro de esta norma, en lo relacionado a frecuencia y extensión de inspección, puede definirse lo siguiente:

Clases de servicio

Todos los sistemas de proceso deben ser organizados en diferentes clases. Tal sistema de clasificación permite que los esfuerzos de una inspección sean enfocados a los sistemas que pueden tener las más altas consecuencias potenciales. En general, los sistemas altamente clasificados requieren de una mayor extensión de inspección en intervalos cortos para mantener su integridad, y una operación segura continua. Las clasificaciones deben ser basadas en la seguridad potencial, y en los efectos ambientales puede tener una fuga.

- Clase 1: servicios con el más alto potencial de resultado en una emergencia inmediata, si una fuga fuera a pasar en la clase 1, tal emergencia puede ser segura para el ambiente y la naturaleza, como por ejemplo:

• Servicios inflamables, que pueden auto refrigerarse y conducir a la fractura frágil.

• Servicios presurizados que puede evaporarse rápidamente durante una fuga, creando vapores que se pueden juntar y formar una mezcla explosiva, como son los , y . 2 C 3 C 4 C

• Sulfuro de hidrógeno (mayor al 3% de peso) en un flujo gaseoso.

• Anhídrido cloruro de hidrógeno.

• Ácido fluorhídrico.

• Tuberías sobre o cercanas a fuentes de agua y tuberías sobre caminos públicos (regida por normativas gubernamentales para inspección).

Clase 2: los servicios no incluidos en otras clases están aquí. Esta clasificación incluye la mayoría de las tuberías de proceso y tuberías de transporte fuera de las instalaciones. Ejemplos típicos de estos servicios incluyen:

• Los hidrocarburos instalados que se vaporaran lentamente durante su descarga.

• Hidrogeno, gas combustible y gas natural.

• Ácidos fuertes en sitio y cáusticos.

Clase 3: los servicios que son inflamables, pero no hacen una evaporación significativa cuando existe una fuga y no están localizados en un área de alta actividad. Servicios que son potencialmente dañinos para el tejido humano, pero están localizados en áreas remotas. Ejemplo de servicio de esta clase son:

• Los hidrocarburos que no evaporan significativamente durante una fuga.

• Destilación y productos en línea y desde e almacenamiento y carga

• Ácidos y cáusticos.

Cabe resaltar, que la norma API 570 contiene la inspección, reparación, procedimientos de sistemas de tuberías. La misma clasifica las clases de servicio relacionado a frecuencia y extensión de inspección.

2.2.35 Intervalos de Inspección API 570

Según la norma API 570, el intervalo entre las tuberías puede ser establecido y mantenidos usando los siguientes criterios;

• Las velocidades de corrosión y los cálculos de vida remanente

• Clasificación de servicios de tuberías

• Requerimientos jurisdiccionales aplicables

• Juicio del inspector, el ingeniero en tuberías, el ingeniero supervisor de tuberías o un especialista en corrosión, basados en condiciones operativas, historial de inspección, resultados de la inspección actual, y las condiciones que pueden garantizar las inspecciones suplementarias.

Las mediciones de espesor deberían ser programadas basadas en cálculos de media vida remanente, determinadas por las velocidades de corrosión, o en el intervalo máximo sugerido en la tabla 2.2, el menor en cualquiera de los casos.

Tabla 2.1 Intervalos de inspección máximos recomendados.

Servicio	Medición de espesores de pared	Inspección visual
Clase 1	**5 años**	**5 años**
Clase 2	**10 años**	**5 años**
Clase 3	**10 años**	**10 años**

Fuente: Norma API 570. Segunda edición, Octubre (1998).

Esta norma permite la orientación para establecer los intervalos de inspección máximos recomendados entre las tuberías.

CAPÍTULO III
MARCO METODOLÓGICO

3.1 Tipos de Investigación

3.1.1 Según la Estrategia

> Arias F. (2006) comenta que: la investigación de campo es aquella que 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, es decir, el investigador obtiene la información pero no altera las condiciones existentes. De allí su carácter de investigación no experimental. (Pág.31)

Debido a la obtención directa de los datos necesarios, las visitas a la instalación que sirven para la observación de las necesidades físicas del Sistema de Válvulas Selectoras Multipuertos, e igualmente para realizar mediciones y validaciones de los datos es considerada investigación de campo.

3.1.2 Según el Conocimiento de la Investigación

> Según Arias, F (2006), la investigación tipo descriptiva: consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno, individuo o grupo, con el fin de establecer su estructura o comportamiento. Los resultados de este tipo de investigación se ubican en un nivel intermedio en cuanto a la profundidad de los conocimientos se refiere.(Pág.24)

Por tal motivo se considera descriptiva, porque se realizó un diagnóstico de la situación actual del Sistema de Válvulas Selectoras Multipuertos, identificando los posibles mecanismos de deterioro, para la descripción, interpretación y la posterior ejecución este trabajo.

3.2 Población

Arias F (2006): “el conjunto finito o infinito de elementos con característica comunes para los cuales serán extensivas las conclusiones de la investigación. Esta queda delimitada por el problema y por los objetivos del estudio.” (Pág.81). El presente trabajo de investigación se realizará con una población de ocho (8) personas, empleados de PDVSA-GAS Anaco, pertenecientes a la gerencia de Mantenimiento, Operaciones de Producción, Seguridad y Ambiente. Conformando un grupo multidisciplinario de la siguiente forma: dos ingenieros de equipos estáticos, un ingeniero de confiabilidad, dos ingenieros de corrosión, un ingeniero de operaciones de producción, un inspector de gerencia de ambiente y un inspector de seguridad e higiene ocupacional. Todas estas ocho personas relacionadas de manera directa en las actividades que se ejecutan en las estaciones estudiadas.

3.3 Muestra

Arias F (2006) la define como: “un subconjunto representativo y finito que se extrae de la población accesible.” (Pág.83). En cuanto a la muestra fue igual a la población, por sus conocimientos y experiencias tanto en operación como en el mantenimiento de estos equipos.

3.4 Unidad en Estudio

Se encuentra constituida por equipos estáticos las Estaciones de flujo y descarga pertenecientes a los Campos de AMA Oeste de PDVSA producción gas Anaco. La distribución de estos equipos se puede observar en la tabla 3.1 en donde se refleja la cantidad de equipos en las diferentes estaciones.

Tabla 3.1 Unidad de estudio de Válvulas Selectoras Multipuertos de las estaciones de AMA Oeste

Estaciones	N° De Válvulas Selectoras Multipuertos
San Joaquín 1	11
San Joaquín 3	7
San Joaquín 4	14
El Roble	6
Guario	12
Santa Ana 1	5
Santa Ana 2	0
Santa Ana 3	0
El Toco	6
TOTAL	61

Fuente: El autor (2018)

3.5 Técnicas de Recolección de Datos

Con la finalidad de obtener la información necesaria para alcanzar los objetivos planteados para el desarrollo de este trabajo se establecen las siguientes técnicas:

3.5.1 Revisión Bibliográfica

> Tamayo y Tamayo M. (2004): la revisión documental consiste en una técnica en la cual se recurre a información escrita, ya sea bajo la forma de datos que pueden haber sido producto de mediciones hechas por otros o como textos que en sí mismos constituyen los eventos de estudio. (Pág.183).

De acuerdo a esta definición, se realizó una revisión de información relacionada con el trabajo de investigación a desarrollar, es decir, se identificó el marco referencial, las definiciones conceptuales como operativas de las variables en estudio, se mostro los métodos y procedimientos destinados a la recolección de datos, los

mismos están, apoyados en libros, manuales, tesis de grado, normas, páginas Web, entre otros documentos, con el propósito de obtener una base teórica más amplia.

3.5.2 Entrevista Estructurada

La entrevista estructura, según Arias (2006) “es la que se realiza a partir de una guía prediseñada que contiene las preguntas que serán formuladas al entrevistado” (Pág.73). En cuanto a la entrevista, es estructurada debido a que se empleó una encuesta la cual sirvió para obtener la información necesaria para lograr la implementación de la metodología matriz Impacto-Esfuerzo.

3.5.3 Entrevista no Estructurada

También se utilizará la entrevista no estructurada, concebida por Arias (2006) como una modalidad en donde "no se dispone de una guía de preguntas elaboradas previamente. Sin embargo, se orienta por unos objetivos preestablecidos, lo que permite definir el tema de la entrevista” (Pág.74). Por medio de la cual se buscó información en forma verbal y directa, se entrevistará al personal que labora en las estaciones, tales como, supervisores, operadores, instrumentistas, entre otros.

3.5.4 Observación Directa

Según Tamayo y Tamayo M (1998), la observación directa: “es aquella en la cual el investigador puede observar y recoger datos mediante su propia observación.”(Pág.122). La misma nos ayudó a conocer todos los aspectos relevantes que caracterizan al sistema en estudio, validar la información y mediante la misma se podrán obtener el mayor número de datos para la realización de este trabajo. La observación directa es el punto de partida para interactuar con el área de interés, entender su naturaleza; y estudiar cada una de sus condiciones y procesos.

3.6 Técnicas de Análisis de Datos

3.6.1 ASME 31.3

Con la norma ASME 31.3 se establecieron los métodos para el diseño, evaluación y administración de tuberías de proceso, teniendo como objetivo: prevenir, detectar y mitigar el número de fallas posibles.

3.6.2 Norma API 570

Mediante la norma API 570 se formularon las directrices para la realización de reparaciones, actualizaciones, inspecciones y procedimientos en tuberías de proceso, donde se establecieron los criterios necesarios para determinar la frecuencia de inspección en los equipos que no resultaron prioritarios.

3.6.3 Análisis de Criticidad

A través de la metodología Análisis de Criticidad se logró jerarquizar los sistemas, equipos y componentes, en función de su impacto global, con el fin de facilitar la toma de decisiones. A su vez permitió direccionar el esfuerzo y los recursos en áreas donde sea más importante y/o necesario mejorar la confiabilidad operacional, se genero una lista ponderada desde el elemento más crítico hasta el menos crítico, diferenciando tres (3) zonas de clasificación: Alta, Media y Baja criticidad. Los criterios utilizados están asociados con seguridad, ambiente, producción, costos, rata de fallas y tiempo de reparación principalmente.

3.6.4 Técnica de Inspección Basada en Riesgo (IBR)

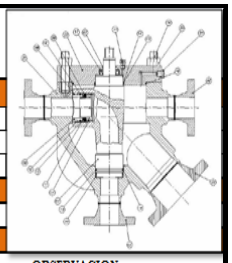
Es una herramienta de análisis que sirvió para estimar el riesgo asociado durante la operación de los equipos estáticos en estudio, además ayudará a mitigar dichos riesgos y evaluará la efectividad del plan de inspección implementado. Esta basada en la norma API 580/581 que permite la jerarquización de equipos en función al mayor nivel de riesgo asociado, para la focalización de los esfuerzos de inspección y mantenimiento en las áreas que más lo requieran.

3.6.5 Ficha Técnica

Consiste en una documentación la cuál permitió obtener datos de identificación del equipo, los parámetros de operación y diseño, los componentes, accesorios externos entre otras observaciones adicionales.

PDVSA GAS

FICHA TÉCNICA VÁLVULA MULTIPUERTO



DATOS DE IDENTIFICACIÓN DEL EQUIPO	
AREA GEOGRAFICA	
UBICACIÓN DEL EQUIPO	
SERIAL DEL EQUIPO	

TIPO
☐ MANUAL

PARAMETROS DE DISEÑO			
PARAMETRO	SIMBOLO/ UNIDAD	VALOR	OBSERVACION
DIMENSIONES			
CLASE			
ENTRADAS			
SALIDAS			
MATERIAL DEL CUERPO			
MATERIAL DEL ROTOR			
MATERIAL BONETE			
MATERIAL DEL SELLO			
MATERIAL O'Rings			
MATERIAL ESPARRAGOS			
MATERIAL TUERCAS			
PERNOS ESTANDAR			
CONEXIÓN BRIDADA (CLASE 300# RF)			
VELOCIDAD DE GIRO DEL			
TOLERANCIA DE POSICIÓN			
RECUBRIMIENTO			
TEMPERATURA DE DISEÑO			
CAIDA DE PRESIÓN			
VALVULA DE BOLA			
VALVULA DE BLOQUEO			
BRIDA CIEGA			
MANEJO DE FLUIDOS			
CONEXIÓN			

PARAMETROS DE OPERACIÓN			
PARAMETRO		VALOR	OBSERVACION
FECHA DE INSTALACION DEL EQUIPO			
CONFIGURACION DE LA VALVULA			
ESTADO OPERATIVO			
PRESIÓN DE OPERACIÓN			
TEMPERATURA DE OPERACIÓN			
DENSIDAD DEL GAS			
DENSIDAD DEL CRUDO			
VISCOSIDAD DEL CRUDO			
VISCOSIDAD DEL GAS			

PARTES MANTENIBLES			
VÁLVULAS		CONTROL Y MONITOREO	VARIOS
CUERPO DE VALVULA			
SELLO DEL ROTOR			
O'Rings			

Figura 3.1 Modelo de ficha técnica de las Válvulas Selectoras Multipuertos
Fuente: Departamento de Mantenimiento Mayor.

3.7 Procedimiento Metodológico para el Desarrollo del Proyecto

Para el desarrollo de los objetivos planteados se describen las siguientes etapas:

3.7.1 Descripción de las Condiciones Actuales del Sistema de Válvulas Selectoras Multipuertos Pertenecientes a AMA Oeste de PDVSA Producción Gas Anaco

En esta etapa de la investigación se describieron los equipos contemplados en el Sistema de Válvulas Selectoras Multipuertos, y el proceso que realizan, por medio de visitas al campo, inspecciones visuales y por ultrasonido, para ello se identificaron cada uno de los sistemas operacionales, junto con su ficha técnica; en donde se detallará los datos de las válvulas, aplicación, parámetros de diseño, parámetros de operación y modos de falla.

Tabla 3.2. Equipo Natural de Trabajo

NOMBRE	CARGO
Luisa Becerra	Supv. Ingenería de Confiabilidad
Manuel Rosario	Supv. Ingenería de Equipos Estáticos
Carlos Rodriguez	Ing. De Operaciones de Producción
Rohammed Castillo	Ing. De Corrosión
Sulbey Silvera	Ing, deEquipos Estáticos
Jessica Hennig	Ing. De Corrosión
Manuel Rojas	Ambiente
María Gimón	Seguridad
Diosmary Sánchez	Tesista/Facilitador

Fuente: El autor (2018)

3.7.2 Identificación de los Sistema de Válvulas Selectoras Multipuertos más Críticos, a Través de la Metodología Análisis de Criticidad

Luego se realizó una encuesta que sirvió de base para la formulación de la matriz Impacto- Esfuerzo con el propósito de destinar esfuerzos y los recursos

necesarios, manera eficiente en las áreas donde en realidad sea necesario, se utilizó para clasificar los sistemas operacionales de acuerdo a su prioridad en las actividades de producción en la Estación.

El método de criticidad utilizado fue la matriz de Impacto – Esfuerzo, que es una metodología que estudia criterios fundamentales de falla, tanto en el área de mantenimiento como el área operacional, basándose en 6 factores fundamentales: Impacto en seguridad, Impacto en el Ambiente, Nivel de Producción, Impacto en Producción, Costos de reparación y Tiempo Promedio para Reparar, dichos valores se evaluaron con el personal encuestado y presentaron en una hoja de cálculo de Microsoft Excel, la cual sirvió en esta etapa para realizar los cálculos y obtener los valores de Impacto y Esfuerzo organizándolos en una matriz de prioridades, la que fue de guía para asignar los recursos destinados al plan de inspección.

El impacto que posee un sistema es posible determinarlo por medio de factores a través de una guía de impacto, donde estos son ponderados y introducidos en la ecuación 3.1, que se muestra a continuación:

$$\textbf{Impacto} = (\%PA \times TPPR \times IP) + CR + IS + IA \qquad \text{Ec. 3.1}$$

Dónde:

%PA = Porcentaje de procesamiento afectado.

TPPR = Tiempo promedio para reparar (horas).

IP = Impacto en la producción.

CR = Costos de reparación.

IS = Impacto en la seguridad.

IA = Impacto en el ambiente.

La ponderación de estos factores pueden observarse en la tabla 3.3, donde se señalan los estados a evaluar en cada sistema así como su puntaje correspondiente Cabe destacar que solo se ajusto el factor costo de reparación, de acuerdo al presupuesto de reparación de las válvulas.

Tabla 3.3 Guía de Impacto área operación y mantenimiento

FACTOR	ESTADO	PORCENTAJE
PORCENTAJE DE PROCESAMIENTO AFECTADO "MATERIA PRIMA"	$0 \leq \% \leq 10$	1
	$10 \leq \% \leq 20$	2
	$20 \leq \% \leq 35$	4
	$35 \leq \% \leq 50$	6
	$50 \leq \% \leq 70$	9
	$70 \leq \% \leq 100$	12
TIEMPO PROMEDIO PARA REPARAR "TPPR"	Menor a 4 horas	1
	4 < horas $\leq$ 8	2
	8 < horas $\leq$ 24	4
	Mas de 24 horas	6
IMPACTO EN LA PRODUCCIÓN (POR FALLA)	No afecta producción	0.05
	25% de impacto	0.3
	50% de impacto	0.5
	75% de impacto	0.8
	La impacta totalmente	1.0
COSTO DE REPARACIÓN	Menos de 25.000 Bsf	3
	25.000 $\leq$ Bsf $\leq$ 50.000	5
	50.000 $\leq$ Bsf $\leq$ 100.000	10
	Más de 100.000 Bsf	25
IMPACTO EN LA SEGURIDAD	Alto	35
	Medio	25
	Bajo	0
IMPACTO AMBIENTAL	Alto	30
	Medio	15
	Bajo	0

Fuente: Suárez, D.Clasificación de Equipos en Función de su Criticidad (2007).

Los factores que se señalan en la tabla 3.3, son evaluados por el equipo natural de trabajo y una vez determinado cada uno de los valores presentados en consenso, se introducen en la ecuación 3.1. Luego de obtenido el impacto total se procede a

clasificar el mismo de acuerdo a la ponderación obtenida. La tabla 3.4 muestra las clasificaciones del impacto, así como su escala respectiva.

Tabla 3.4 Formato de clasificación de impacto

CLASIFICACIÓN DEL IMPACTO	
Evaluación Del Impacto	Escala
Bajo (3 ≤ ponderación ≤ 32)	1
Medio (32 ≤ ponderación ≤ 97)	3
Alto (97 ≤ ponderación ≤ 162)	5

Fuente: Suárez, D.Clasificación de Equipos en Función de su Criticidad (2007).

El esfuerzo que implica la corrección de una falla dentro de un sistema operacional, se clasifica por medio de la disponibilidad de los recursos con que se cuenta para abordarla. Esta clasificación puede resumirse en Fácil, Moderada y Difícil como lo muestra la tabla 3.5 en la cual se plasma el formato para la clasificación del esfuerzo.

Tabla 3.5 Formato de clasificación de esfuerzo

ESFUERZO	**CLASIFICACIÓN**	**ESCALA**
Solución Directa. Se dispone de recursos propios (humanos, materiales y repuestos).	Fácil	1
Se identifican alternativas de solución, sin embargo no se dispone de 100% de los recursos para ejecutar la actividad.	Moderado	3
Se requiere de la intervención de especialistas externos o recursos no disponibles.	Difícil	5

Fuente: Suárez, D.Clasificación de Equipos en Función de su Criticidad (2007).

Una vez obtenidos los valores de impacto y el esfuerzo, se organizan en una matriz de prioridades como la mostrada en la figura 3.1;

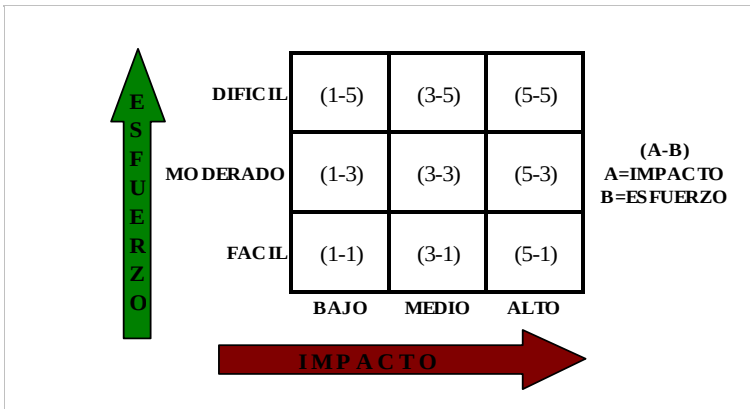


Figura 3.1 Matriz de Prioridades.
Fuente: Suárez, D.Clasificación de Equipos en Función de su Criticidad (2007).

Ya graficados los resultados, es necesario establecer un orden de prioridades, lo que sirve como guía para asignar los recursos destinados en el plan de inspección. De acuerdo con esta metodología, se debe seleccionar el sistema de mayor impacto y menos esfuerzo para su evaluación.

Este orden de prioridades se puede observar con su ubicación correspondiente en la matriz de prioridades en la figura 3.2;

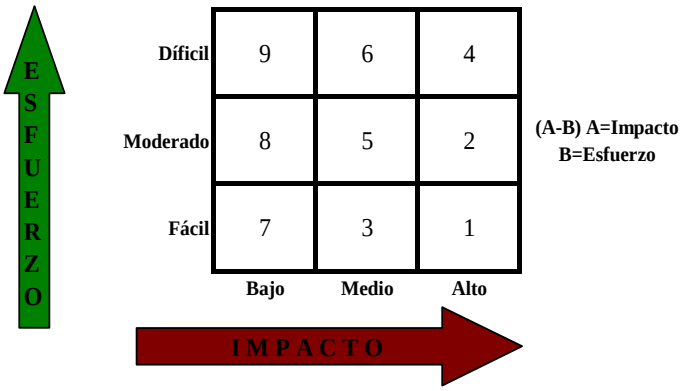


Figura 3.2 Matriz de Orden de Prioridades.
Fuente: Suárez, D.Clasificación de Equipos en Función de su Criticidad (2007).

3.7.3 Análisis de los Riesgos del Sistema de Válvulas Selectoras Multipuertos en Estudio, Pertenecientes a AMA Oeste de PDVSA, Producción Gas Anaco, Mediante Inspección Basada en Riesgo

En esta etapa se analizaron los resultados obtenidos por la base de datos con los cuales se definirán aspectos tales como: probabilidad de fallas (Reducir), consecuencia de fallas, frecuencia de inspección del Sistema de Válvulas Selectoras Multipuertos. Con esta información se determinaron los niveles de riesgo y se elabororara el plan de inspección predictivo de cada Sistema de Válvula Selectora Multipuerto. Posteriormente se realizo un análisis de riesgo comparativo en cada Sistema de Válvula Selectora Multipuerto, variando los años de inspección, para determinar las frecuencias de inspección más ajustadas a la realidad, para obtener planes de mantenimiento predictivo óptimos. Adicionalmente se realizo un análisis de sensibilidad en los distintos Sistemas de Válvulas Selectoras Multipuertos en estudio, el cual consistió en simular el riesgo para años futuro y a diferentes frecuencias de inspección para generar las matrices de riesgo actual, futuro sin inspección y futuro con inspección. Luego se procedió a evaluar el comportamiento del riesgo a diversas frecuencias, con esto se logro analizar cual frecuencia se ajustaba mejor a las necesidades presentadas por la empresa, para generar el plan de inspección mas adecuado.

Así pues, establecidos los sistemas prioritarios se procede a determinar los valores necesarios para crear la base de datos del Software API RBI, para lo cual fue necesario la ecuación 2.1, 2.2 y 2.4 del Capítulo II, con la finalidad de calcular la presión máxima permisible de trabajo, el porcentaje de pérdida de espesor y la velocidad de corrosión de las mediciones pertenecientes a los equipos de dichos sistemas, sobre la base de los resultados obtenidos en la inspección por ultrasonido.

Los cálculos se repiten para todas las mediciones en los diferentes equipos, para posteriormente establecer premisas y seleccionar los nodos que serán evaluados en las diferentes Válvulas Multipuertos.

Se tiene la pantalla inicial del programa API RBI Versión 3.3.3 se selecciona la opción de Enter Program (Entrar al programa) y luego el programa abre la ventana principal del software, donde se debe comenzar por crear una base de datos, seleccionando la opción o botón Create New Database (Crear nueva base de datos) Ver Figura.3.3 RBI 1.

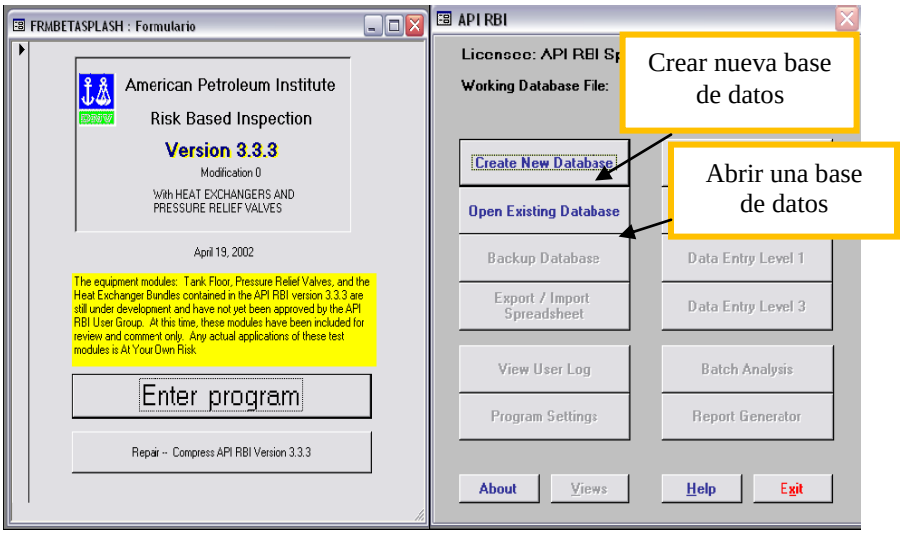


Figura 3.3 RBI 1. Pantalla y Ventana principales
Fuente: Software API RBI

Una vez seleccionado el botón de Create New Data base el software nos muestra una ventana en donde se procederá a darle nombre a la nueva base de datos y la cual será guardada en los documentos internos del ordenador. Ver Figura.3.4 RBI.2.

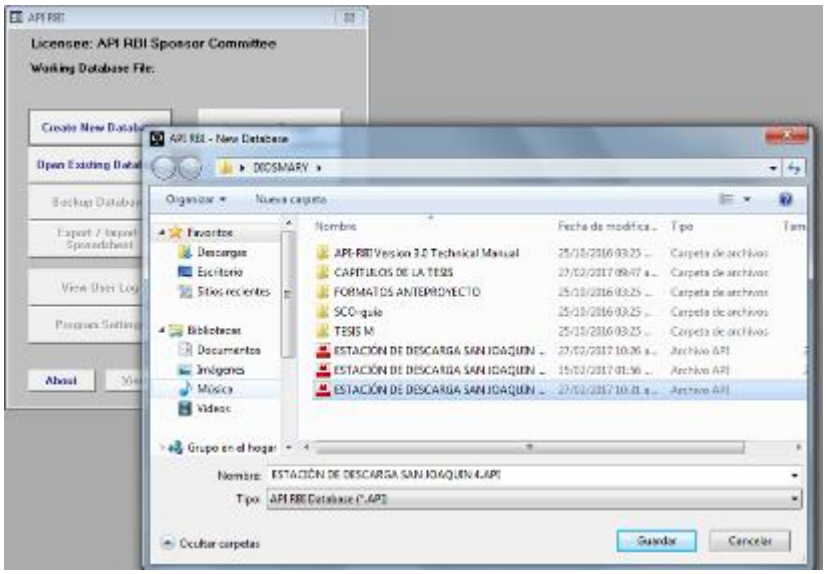


Figura 3.4 RBI.2 Ventana Documentos Internos del Ordenador.
Fuente: Software API RBI.

Después de realizar esta primera etapa en el software se pueden apreciar otras opciones activas como es el caso de Inventory Groups y Process Units. Figura.3.5 RBI.3.

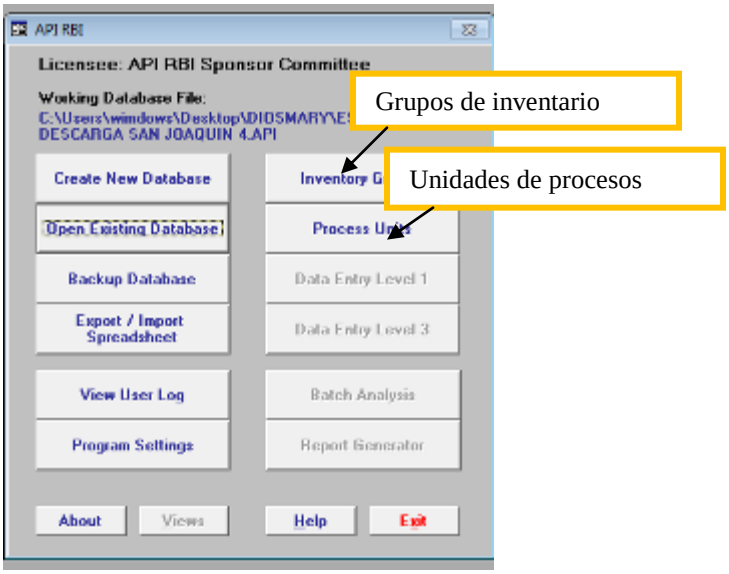


Figura 3.5 RBI.3. Inventary Groups y Process Units.
Fuente: Software API RBI.

Ahora se procederá a crear un grupo de inventario oprimiendo el botón (Inventory Groups) de la ventana principal del programa, y en el cual se deberá de colocar el nombre que llevara el sistema y decir que lo agregue a la lista presionando Add. Ver Figura. 3.6 RBI 4.

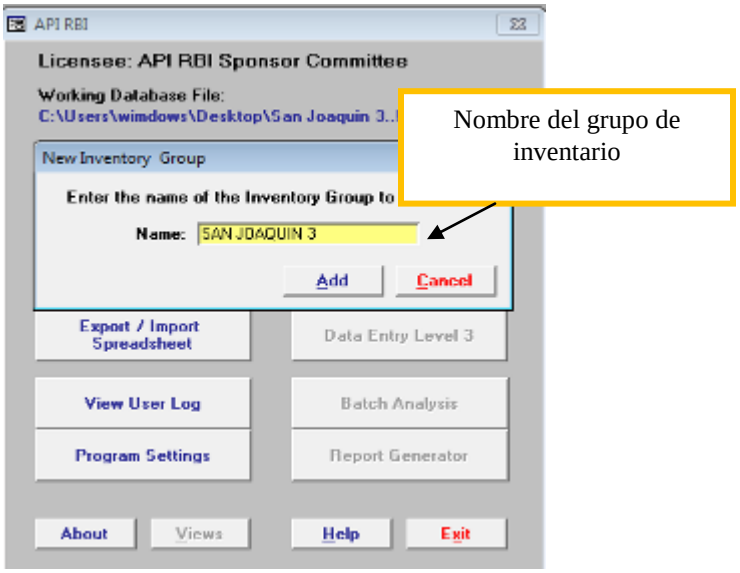


Figura 3.6. RBI.4 Nombre del grupo de inventario.
Fuente: Software API RBI

Se procede a la selección de inventario de grupos (Inventory Groups) , en la cual se puede apreciar cada una de las unidades de procesos para cada grupo de inventario, también nos permite crear nuevos grupos de inventario de ser necesario presionando el botón (Add New) ubicado en la parte inferior izquierda . Ver Figura. 3.7 RBI 5.

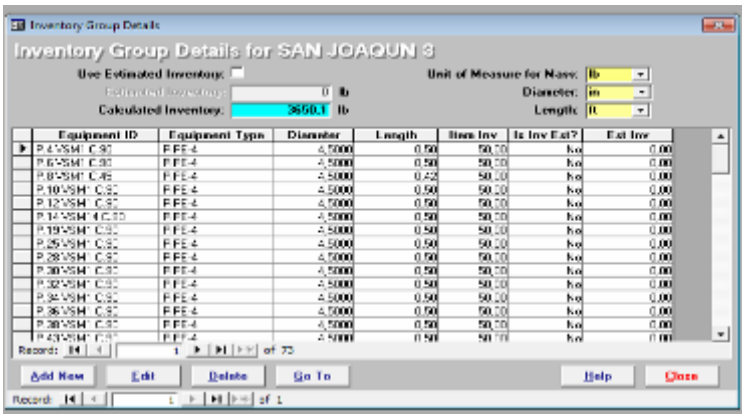


Figura 3.7 RBI.5 Selección de inventario de grupos.
Fuente: Software API RBI.

Creado el grupo de inventario precedemos a crear las unidades de proceso en (Process Units) de la figura 3.8

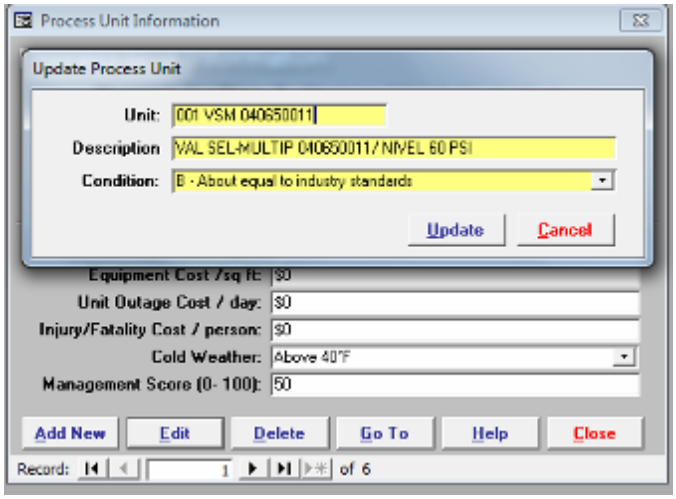


Figura 3.8 RBI.6. Nombre, Descripción y Condiciones.
Fuente: Software API RBI.

Al tener el grupo de inventario se tienen todas las opciones activas y se procede a seleccionar Datos de Entrada Nivel 3 (Data Entry Level 3) Este nivel posee un enfoque cuantitativo y ofrece un estudio detallado en el análisis de riesgo. Ver Figura.3.9 RBI.7

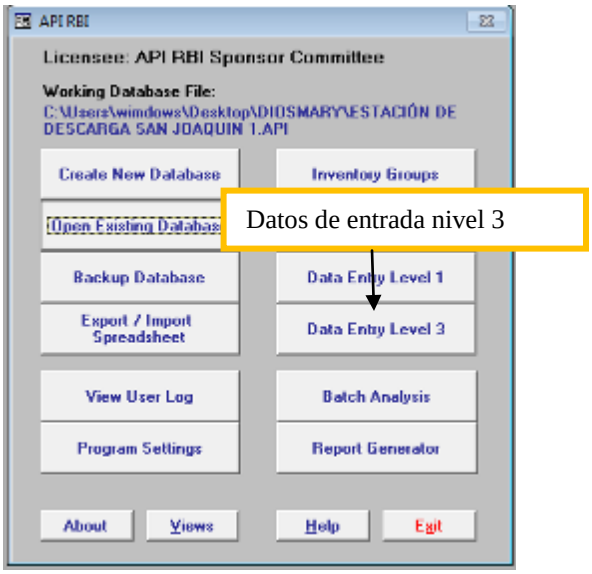


Figura 3.9 RBI.7 Selección de Datos de Entrada Nivel 3.
Fuente: Software API RBI

Inmediatamente se da paso a la pestaña siguiente la cual permitió ingresar los datos necesarios, además se muestran los módulos de evaluación disponibles en el software. Ver Figura.3.10 RBI.8.

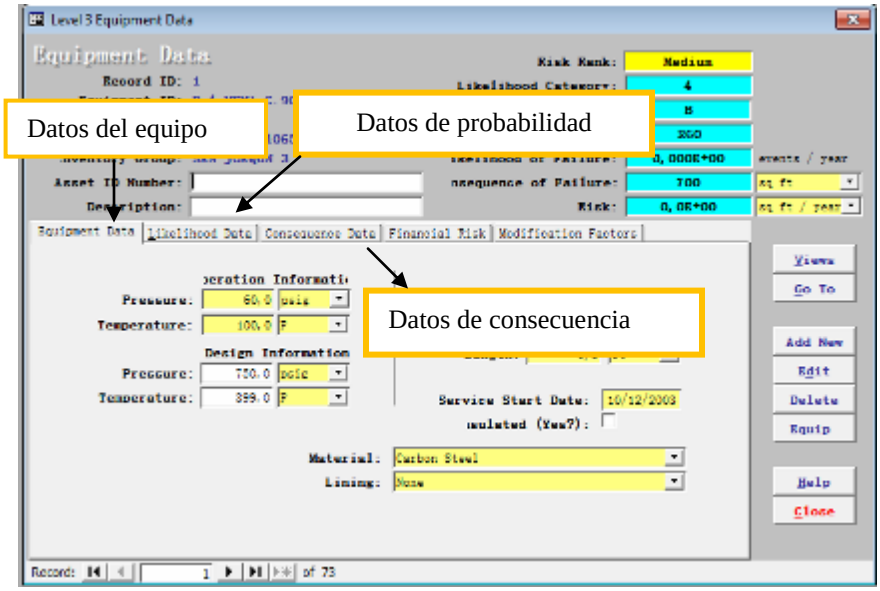


Figura 3.10 RBI.8 Datos del Equipo.
Fuente: Software API RBI

Luego de ingresar los datos del equipo se pasara a cada modulo técnico para tener mejor comprensión y entendimiento del funcionamiento del software.

Likelihood Data (Datos de Probabilidad)

Se encuentra modificada por la efectividad en la detección y control de los mecanismos de degradación, el tipo de mecanismo que influye en el deterioro de las paredes contenedoras de los equipos y la velocidad o tasa de corrosión con que progresa el deterioro. Además este modulo cuenta con mecanismos de degradación como: Thinning (Adelgazamiento), External (Corrosión Externa), SCC (Corrosión Bajo Tensión), HTHA (Ataque por Hidrogeno a Altas Temperaturas), Furnace (Horno), Brittle Fracture (Fractura Fragil), Piping Fatigue (Fatiga de Tuberias) y Linning .Ver Figura.3.11 RBI 9

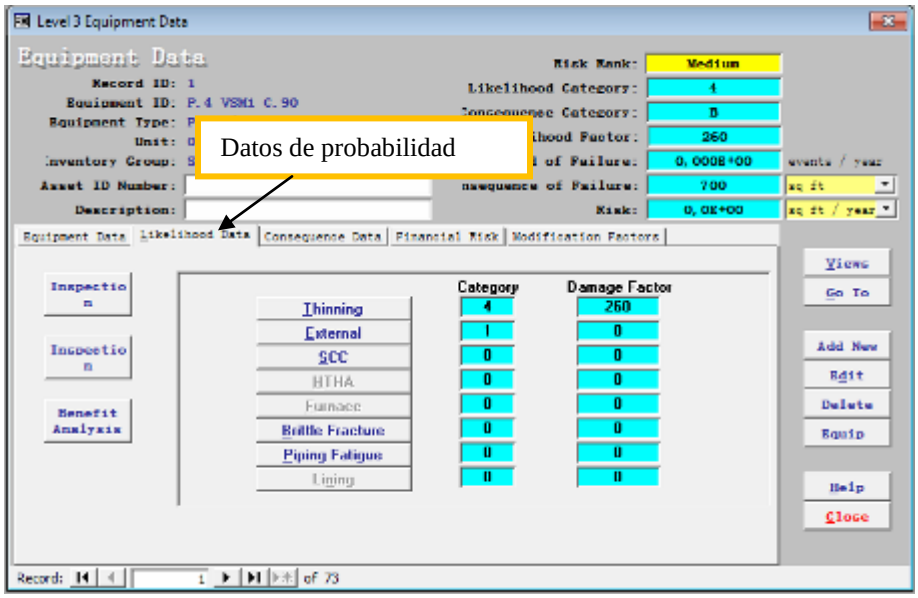


Figura 3.11 RBI 9 Datos de Probabilidad
Fuente: Software API RBI

Thinning (Adelgazamiento)

Este módulo es un modificador de frecuencia de falla para equipos sometidos a daños causados por mecanismos que resulten en el adelgazamiento de tipo general o localizada (que incluye las picaduras y la erosión- corrosión) que están dentro del ámbito de aplicación del modulo. Además requiere la tasa o velocidad de corrosión del equipo, en las cuales se presentan tres (3) opciones: estimar, medir o calcular, en la que un valor estimado está representado por personal de experiencia, el valor medido está basado en las mediciones realizadas en campo y por último el valor calculado que se estima mediante los módulos técnicos integrados al programa. Ver Figura.3.12 RBI 10.

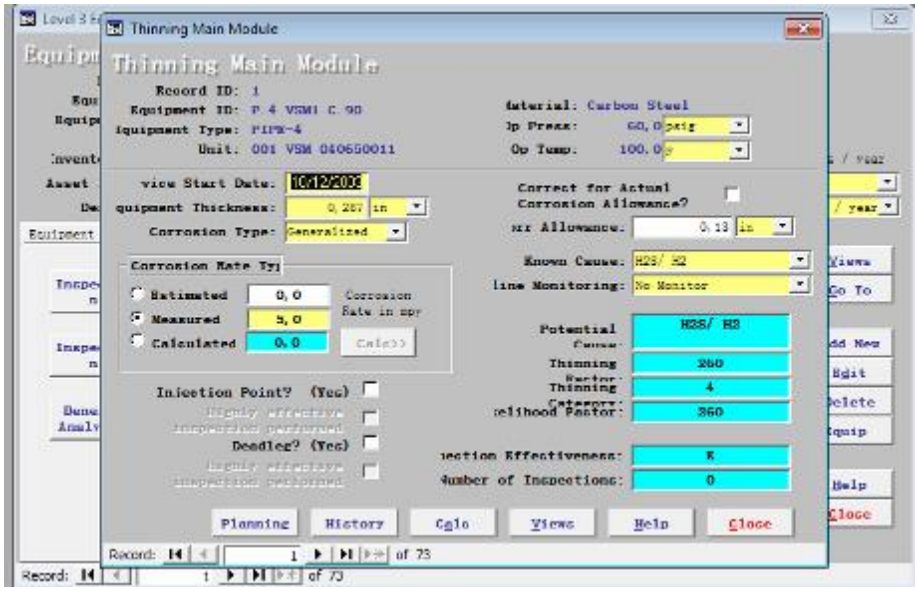


Figura 3.12 RBI.10 Adelgazamiento.
Fuente: Software API RBI

External Corrosión (Corrosión Externa)

Los daños externos que resultan en un adelgazamiento progresivo de algunos materiales. Los casos más graves de daño externo involucran a la corrosión bajo aislamiento ya que es muy difícil de detectar y ocurre por la humedad o

contaminación en la parte interna, entre el aislamiento y la pared del equipo. Ver Figura. 3.13 RBI 11.

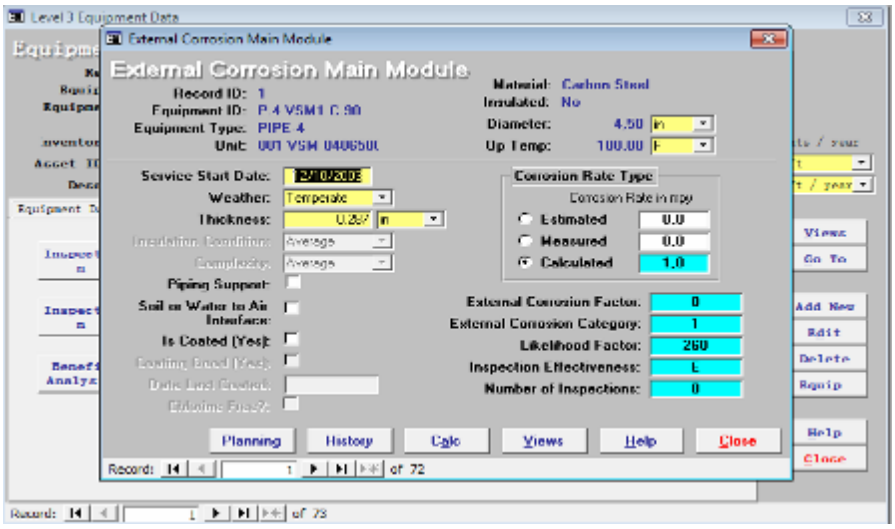


Figura.3.13 RBI 11. Corrosión Externa
Fuente: Software API RBI

Consequence Data (Datos de Consecuencia)

En este modulo se representa el fluido, estado del fluido y el sistema de mitigación además se procede a calcular y en donde el software muestra la categoría y el nivel de riesgo asociado. Figura.3.14

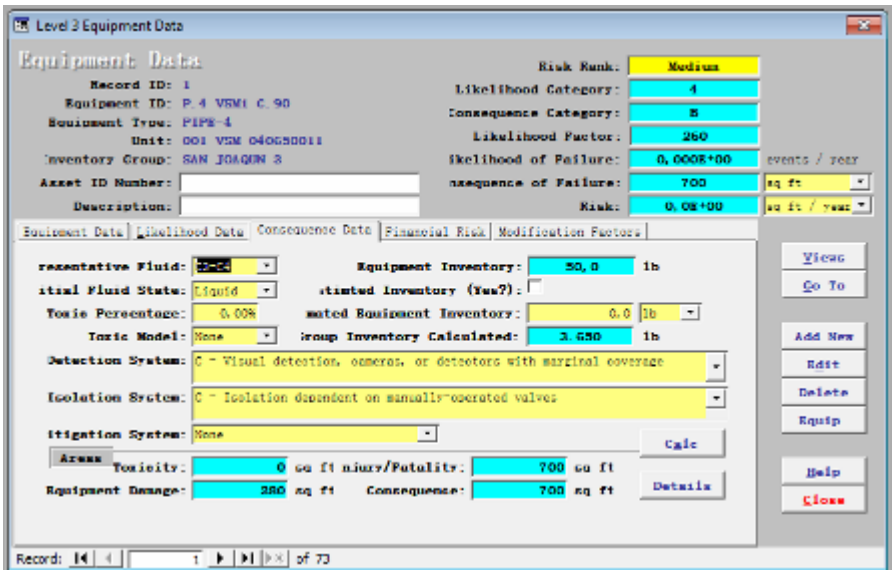


Figura.3.14 RBI.12. Datos de Consecuencia.
Fuente: Software API RBI

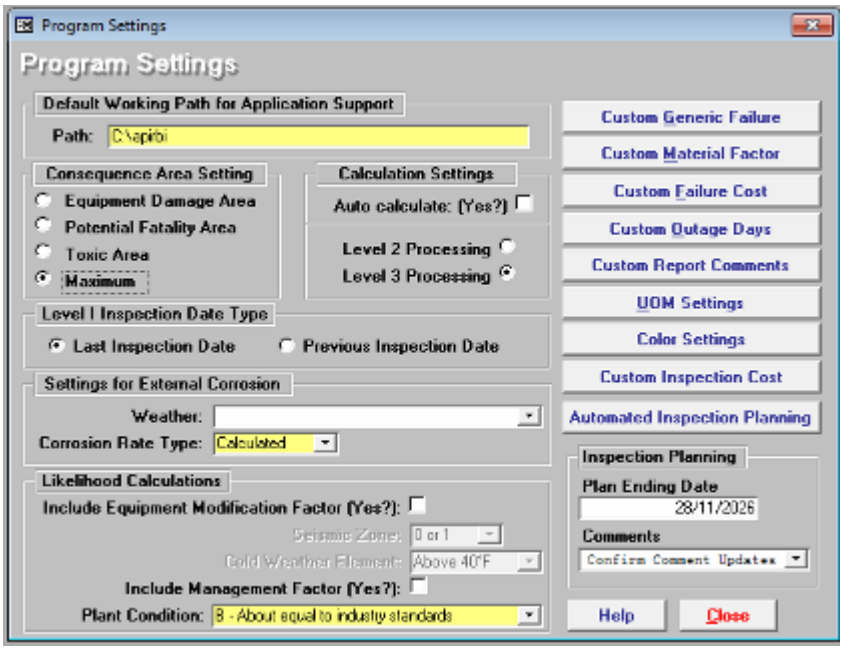


Figura 3.15 RBI.3 Ventana Documentos Internos del Ordenador.
Fuente: Software API RBI

Una vez que se llenaron todos los datos se procede a la Planificación de Inspección Automática (Automated Inspection Planning) descrita en la figura anterior, donde se debió llenar completamente toda la data pedida por el programa.

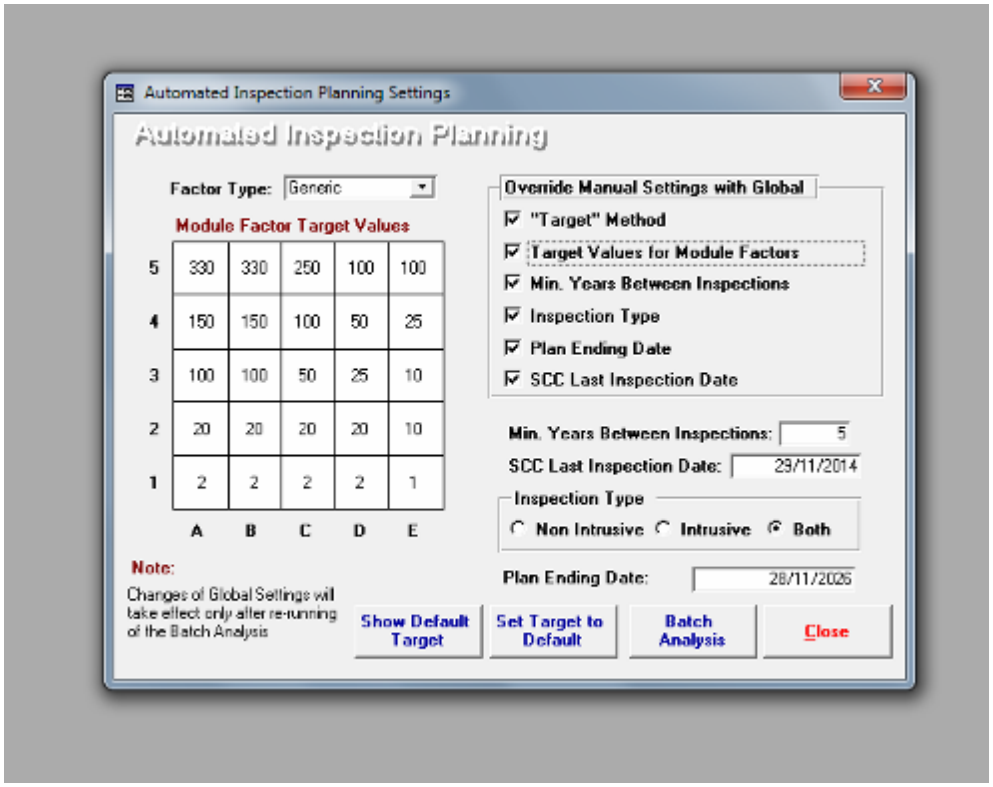


Figura 3.16 Ventana del plan de inspección automático.
Fuente: Software API RBI

Una vez cargados y calculados todos los datos en el software se procede a la selección de Report Generator (Generador de Informes), en donde se presionò Risk Matrix para generar la matriz de riesgo y posteriormente el botòn Risk Summary para obtener la frecuencia de falla, consecuencia de falla y riesgo cuantitativo. Figura.3.17

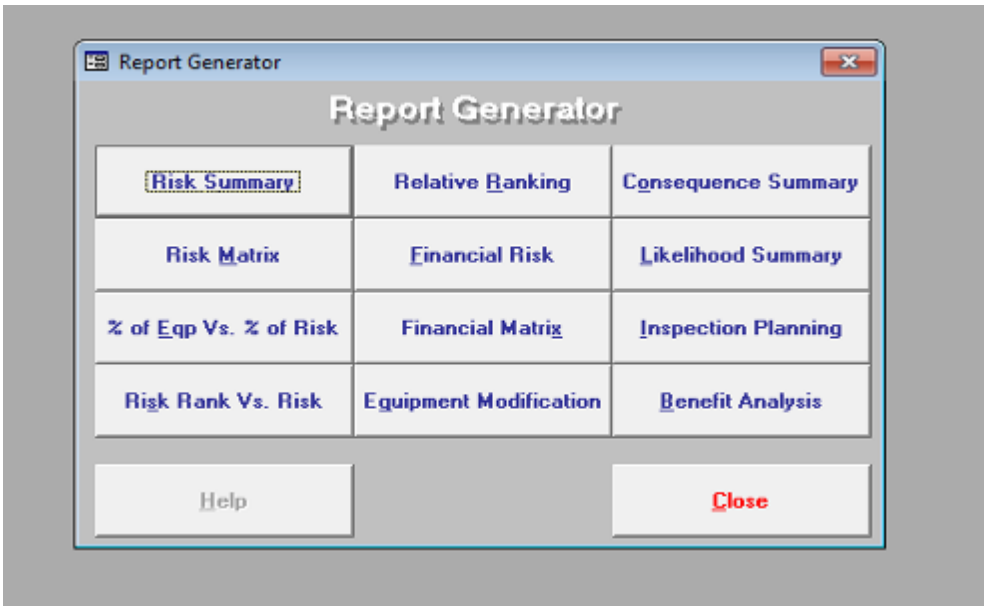


Figura.3.17 RBI 15. Generador de Informes
Fuente: Software API RBI

3.7.4 Formulación de Planes de Inspección en Frecuencias Determinadas para el Sistema de Válvulas Selectoras Multipuertos a Través de Inspección Basada en Riesgo, a Fin de Garantizar la Integridad Mecánica

Luego se establecieron nuevos planes de inspección a corto plazo para los Sistemas de Válvulas Selectoras Multipuertos resultantes como críticos, tomando en cuenta los resultados obtenidos del análisis de sensibilidad (simulado del Software API RBI). El cual consistió en un procedimiento iterativo para determinar la cantidad y efectividad de las inspecciones que pudieran disminuir o mantener el riesgo en el tiempo hasta una nueva reevaluación del riesgo o hasta que la organización (PDVSA) lo decida.

CAPÍTULO IV
ANÁLISIS Y PRESENTACIÓN DE LOS RESULTADOS

4.1 Descripción de las Condiciones Actuales del Sistema de Válvulas Selectoras Multipuertos Pertenecientes a AMA Oeste de PDVSA Producción Gas Anaco

El flujo obtenido directamente de los pozos de los Campos de AMA San Joaquín, Santa Ana, Guario, El Roble, El Toco es en principio una mezcla bifásica de petróleo crudo, gas natural, agua, vapor de agua y sedimentos; a altas presiones y con gran turbulencia, los esquemáticos de estas estaciones de encuentran en el ANEXO A de este trabajo. Un fluido en estas condiciones no puede ser procesado y es preciso separarlo en sus fases primarias. Este proceso se lleva a cabo en las estaciones de producción.

Las estaciones de producción son unas instalaciones petroleras con los equipos necesarios para separar, tratar y medir los componentes del flujo proveniente de los pozos.

En una estación se pueden encontrar los siguientes sistemas y equipos estáticos:

- ✓ Sistema de Recolección (válvulas multipuertos, múltiples y sistema de tuberías).
- ✓ Sistema de Separación (separadores y sistema de tuberías).
- ✓ Sistema de Tratamiento (tratadores y sistema de tuberías).
- ✓ Sistema de Almacenamiento de Crudo (tanques y sistemas de tuberías).
- ✓ Sistema de Almacenamiento de Agua Salada (tanques y sistemas de tuberías).
- ✓ Sistema de Gas Combustible (filtros y sistema de tuberías).
- ✓ Sistema de Alivio y venteo (sistema de tuberías).

Este trabajo abarca parte del sistema de recolección porque solo se estudiaron las Válvulas Selectoras Multipuertos y sus brazos de tuberías con sus accesorios.

4.1.1 Proceso

En el diagrama de la figura 4.1 se puede observar que todo el crudo proveniente de los pozos pasa a través de las líneas de flujo hasta los múltiples tradicionales o válvulas multipuertos de producción general del sistema de recolección, luego el flujo bifásico (líquido y gas) pasa a los separadores en donde estos equipos separan el crudo del gas asociado. Luego de aislar el crudo se envía al sistema de tratamiento en donde ocurre la separación líquido – líquido, en el cual la presión de trabajo se encuentra entre 15 a 35 PSI, teniendo una presión en las válvulas de seguridad de 40 PSI y discos de ruptura de 60 PSI, mientras que la temperatura ideal de entrada del crudo es de 90°F, esto después de haber tenido un precalentamiento en los intercambiadores de calor (internos y externos), la temperatura de salida del crudo debe oscilar en el intervalo de 110-190°F, este crudo limpio pasa a ser almacenado para posteriormente ser enviado mediante bombas a Patio de Tanque Anaco (PTA), para su comercialización.

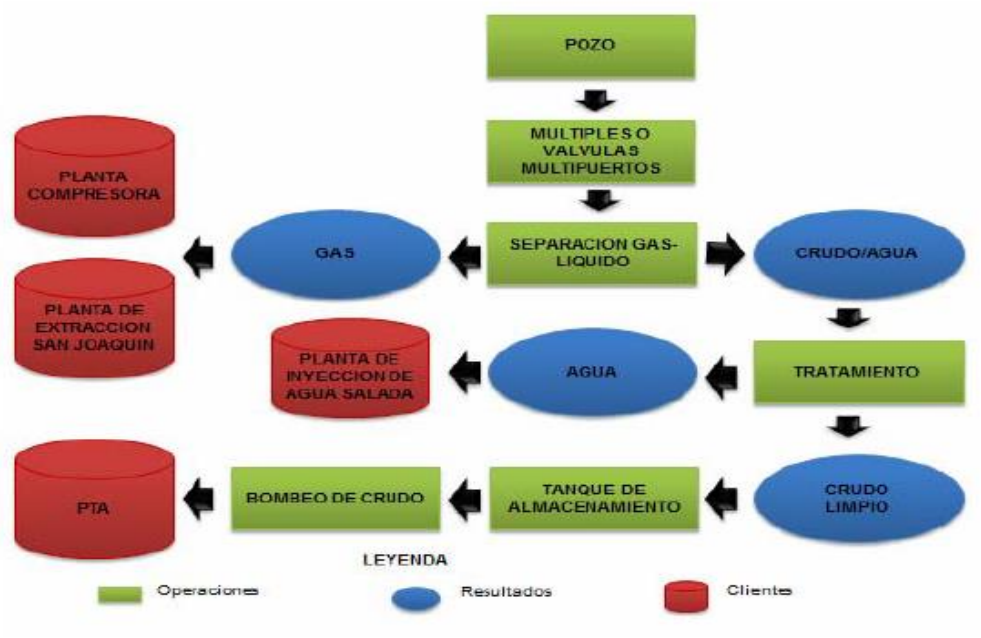


Figura 4.1 Diagrama general de una Estación de descarga
Fuente: Departamento de Equipos Estáticos.

4.1.1.1 Inspección Visual

Para la ejecución de la inspección visual se realizaron diversas visitas a las Estaciones de los Campos pertenecientes a AMA Oeste, con las cuales fue posible realizar un inventario de las Válvulas Selectoras Multipuertos. Los resultados obtenidos en este inventario se pueden observar en la tabla 4.1, en donde se refleja el número de Válvulas por cada campo y sus respectivas Estaciones.

Tabla 4.1- Inventario de las Válvulas Selectoras Multipuertos pertenecientes a AMA Oeste.

Campos	Estaciones	Cantidad de Válvulas Selectoras Multipuertos		Nivel PSI			
		Operativas	Fuera de servicio	60	250	450	500
San Joaquín	San Joaquin 1	10	1	X		X	
	San Joaquin 3	6	1	X			
	San Joaquin 4	13	1	X		X	
Santa Ana	Santa Ana 1	3	2	X	X		
	Santa Ana 2	-	-	-	-	-	-
	Santa Ana 3	-	-	-	-	-	-
El Toco	El Toco 1	6	0	X	X		X
Guario	Guario 1	11	1	X			
El Roble	El Roble	6	0	X			
Total de Válvulas Selectoras Multipuertos		55	6				

Fuente: El autor (2018)

En general los brazos de tuberías de las válvulas presentaron deficiencias en el sistema de pintura, encontrando tizamiento y desconchamiento, a simple vista estos equipos se observaron en buenas condiciones generales en el exterior, no es indicio de que no presenten daños significativos en su interior. Por tal motivo, no es posible establecer criterios que conduzcan a la determinación y cuantificación del riesgo asociado, debido a que esta descripción inicial no define la condición real del equipo.

Para el desarrollo de este trabajo se tomaron en cuenta las 55 válvulas que se encuentran operativas en los diferentes campos.

- Campos San Joaquín

Actualmente la estación de descarga San Joaquín 1 fluye un total de 70 pozos, en la estación San Joaquín 3 se encuentran 39 pozos y en la estación San Joaquín 4 cuenta con 91 pozos, pertenecientes a los niveles de presión de 60PSI, 250PSI y 450 PSI provenientes del campo San Joaquín. En la tabla 4.2 se muestra la producción total de cada una de las estaciones pertenecientes a este campo.

Tabla 4.2 Producción total del Campo San Joaquín

Estaciones	Producción Total			
	N° Pozos	MMPCGD	BNPD	BAPD
EDSJ-1	70	74,258	980	2.327
EDSJ-3	39	47,2	273	999
EDSJ-4	91	96,535	1.274	3.025
Total	200	217,993	2.527	6.351

Fuente: pruebas de producción Campo San Joaquín

A continuación, se nombran los pozos que fueron identificados en las Válvulas Selectoras Multipuertos de cada una de las estaciones mencionadas.

Tabla 4.3 Pozos de la Estación San Joaquín 1 (SJED-1)

Válvulas Selectoras Multipuertos	Pozos	Total
105 Válv-Selec-Itasa 111	JMN-110, JMN-216 S/L, JMN-112, JMN-245S/L, JMN-150, JMN-252, JMN-113	7
107 Válv-Mpo-Ita-127	JMN-228, JMN-152, JMN-10, JMN-161, JMN-167, JMN-187, JMN-111C,	7
109 Válv-Mpo-Ita-283	JMN-175, JMN-123, JMN-154, JMN-14, JMN-183, JMN-243-C, JMN-139	7
111 Válv-Mpo-Ita 112	JMN-171, JMN-144S/L, JMN-118S/L, JMN-176, JMN-147S/L,JMN-249, JMN-114S/L	7
113 Válv-Mpo-Ita-164	JMN-124, JMN-144S/C, JMN-176S/L, JMN-274, JMN-271,JMN-269, JMN-268	7
115 Válv-Mpo-Ita-143	JMN-121, JMN-267, JMN-73, JMN-118, JMN-118S/L, JMN-115, JMN-119S/C	7
117 Válv-Mpo-Ita-124	JMN-01, JMN-246S/L, JMN-22 JMN-114S/C, JMN-247, JMN-100, JMN-74	7
118 Válv-Mpo-Ita-146	JMN-117S/L, JMN-255, JMN-246S/C, JMN-122S/L, JMN-177, JMN-93, JMN-177S/L	7
121 Válv-Mpo-Válv-Sel-0103661	JMN-245 S/C, JMN-248, JMN-250, JMN-204, JMN-225, JMN-23, JMN-128	7
123 Válv-Mpo-Ita-84	JMN-117S/C,JMN-243S/L, JMN-179, JMN-127, JMN-125, JMN-214S/L, JMN-82	7
Total		70

Fuente: El autor (2018)

Tabla 4.4 Pozos de la Estación San Joaquín 3 (SJED-3)

Válvulas Selectoras Multipuertos	Pozos	Total
060 Cab-Válv-Sel-04065011	JM-230, JM236/C, JM-266/C, JM-213/C, JM-258, JM-236/L	6
062 Cab-Válv-Mpo-Ita-159	JM-227, JM-158/L, JM-239/C, JM-241/L, JM234, JM-182, JM-244	7
064 Cab-Válv-Mpo-Ita-86	JM-213L, JM-134/C, JM-9, JM-020, JM-238L, JM-244L, JM-187	7
066 Cab-Válv-Sel-Ita 141	LM-134/L, JM-231-C, JM-18, JM-194, JM-98, JM-238C	6
068 Cbzal-Vál-Multto-Itasa-171	JM-256/C, JM-158/C, JM-262, JM-206/L, JM-239/C JM-88, JM-211/L	7
70 Cab-Vál-Multto Itasa 134	JM-202, JM-235C, JM-159/L, JM-159/C, JM-227/L, JM-256/L	6
Total		39

Fuente: El autor (2018)

Tabla 4.5 Pozos de la Estación San Joaquín 4 (SJED-4)

Válvulas Selectoras Multipuertos	Pozos	Total
252 Cab-De-Válv-Sel-A-16	JM-145, JM-196	2
254 Cab-Válv-Rec-Itasa-119	JM-259, JM-226, JM-242S/C, JM-240S/C, G-29, JM-181S/L, JM-181S/C	7
256 Cab-Vál-Rec-Itasa 142	JM-233S/L, JM-237S/L, JM-162S/C, JM-242S/L, JM-200, JM-240, JM-220S/L	7
258 Cab-Vál-Rec-Itasa-148	JM-104, JM-195, JM-108, JM-101S/L, JM-233S/C, JM-120, G-87	7
260 Cab-Sel-Itasa-126	JM-205S/L, 217S/C, JM-162S/L, JM-237S/C, JM-217S/L, JM-220S/C, JM-38	7
262 Cab-Vál-Rec-279-2	JM-191, JM-132, JM-138C, JM-131, JM-209, JM-160L, JM-99	7
264 Cab-De-Válv-Sel-A-20	JM-215C, JM-210, JM-205-C, JM-101-C, JM-62, JM-32	6
266Cab-De-Válv-Sel-A-15	JM-233L, JM-237L, JM-162C, JM-242L, JM-200, JM-240L, JM-220L	7
268 Cab-Vál-Sltra-147	JM-203, JM-215S/L, JM-221S/C, JM-221S/L, JM-208S/L, JM-61, JM-253	7
270-Cab-Vál-Rec-Itasa-274-2	JM-104SC, JM-29, JM-207, JM-166L, JM-263, JM-145	6
272 Vál-Sltra-104	JM-186-S/C, JM-272, JM-192, JM-191S/C, JM-56, JM-26, JM-110	7
274 Cab-Vál-Sltra-166	JM-153L, JM-201L, JM-208C, JM-203, JM-193C, JM-201, JM-223	7
276 Cab-Vál-Sel-Mul-277-4	JM-62, JM-253, JM-254, JM-30, JM-219, JM-136C, G-11	7
Total		91

Fuente: El autor (2018)

- Pozos pertenecientes al Campo Santa Ana

En el campo Santa Ana solo se encuentran Válvulas Selectoras Multipuertos en la estación de flujo Santa Ana 1, donde se registraron un total de 8 pozos, pertenecientes a los niveles de presión de 60PSI y 250PSI, provenientes del Campo Santa Ana. En este campo las estaciones Santa Ana 2 y Santa Ana 3 no cuentan con Válvulas Selectoras Multipuertos. La producción total de este campo se puede observar en la tabla 4.6.

Tabla 4.6 Producción total del Campo Santa Ana

Estaciones	Producción Total			
	N° Pozos	MMPCGD	BNPD	BAPD
SAEF-1	8	6,919	137	103
SAED-2	6	5,49	35	70
SAED-3	13	19,274	187	1,458
Total	27	31,6830	359	174,458

Fuente: pruebas de producción Campo Santa Ana

En la tabla 4.7 se muestran la cantidad de pozos por Válvulas Selectoras Multipuertos de la estación de flujo Santa Ana 1.

Tabla 4.7 Pozos de la Estación Santa Ana 1 (SAEF-1)

Válvulas Selectoras Multipuertos	Pozos	Total
002 Válv-Sel-Its-420-1	AG-35, AM-84	2
003 Válv-Sel-Mult-194831	AM-27, AM-11L	2
004 Válv-Sel-Mult-199852	AM-112, AM-49, AM-60, AM-108	4
	Total	8

Fuente: El autor (2018)

- Pozos pertenecientes al Campo El Toco

En la estación de descarga el toco 1, se registró un total de 28 pozos que fluyen a la estación, pertenecientes al nivel de presión de 60PSI, provenientes del campo San Joaquín y el roble, en la tabla 4.8 se refleja la producción total del campo El Toco.

Tabla 4.8. Producción total del Campo El Toco

Estación	Producción Total			
	N° Pozos	MMPCGD	BNPD	BAPD
ETED-1	28	31.1	563	423
Total	28	31.1	563	423

Fuente: El autor (2018)

En la tabla 4.9 se aprecian los pozos por cada Sistema de Válvula Selectora Multipuertos.

Tabla 4.9 Pozos de la Estación El Toco (ETED-1)

Válvulas Selectoras Multipuertos	Pozos	Total
001 Cab-Válv-Sel-Ita-281-1	JM-42, JM-109L, JM-108, JM-49	4
003 Cab-Válv-Sel-Ita-301	TM-42, TM-48, TM-107C, TM-107L, TM-45, TM-42	6
005 Cab-Válv-Sel-Mpoita-164	TM-14, TM-36	2
007 Cab-Válv-Sel-Mpo-Ita-303	TM-4, TZ-4, TM-29, TM-45, TM-46, TM-25, TM-30	7
010 Cab-Válv-Sel-Mpo-04064311	TM-105, TM-15	2
012 Cab-Válv-Sel-Mpo-Ita-294-2	TM-8, TM-30/TM-43, TZ-03, TM-26, TM-38, TM-21, TM-49	7
Total		28

Fuente: El autor (2018)

- Pozos pertenecientes al Campo Guario

Actualmente en la Estación de Descarga Guario 1 fluye un total de 39 pozos, provenientes de los campos Guario y San Joaquín del Distrito Anaco Ama Oeste. Pertenecientes al nivel de presión de 60 PSI. En la tabla 4.10 se encuentra la producción total de este campo.

Tabla 4.10 Producción total del Campo Guario 1.

Estación	Producción Total			
	N° Pozos	MMPCGD	BNPD	BAPD
GED-1	39	46,7	423	896
Total	39	46,7	423	896

Fuente: El autor (2018)

A continuación se identifican en la tabla 4.11 cada uno de los pozos que son recolectados y entran en los cabezales de las Válvulas Selectoras Multipuertos.

Tabla 4.11 Pozos de la Estación Guario 1 (GED-1)

Válvulas Selectoras Multipuertos	Pozos	Total
001 Válv-Sel-Ita-131	G98L, G90L, G99C, G101C, JM160C, G102	6
002 Vál-Sel-Ita-145	G27, G106C, G98C, G12, G101L	5
003 Vál-Sel-Ita-158	G68, G80, G104L, G92C	4
007 Vál-Sel-Mpo-X-4235107	G30, JM225L, G74	3
008 Vál-Sel-Mpo-Itasa-276-2	G85, G96C	2
009 Válv-Sel-Mpo-Ita-287-1	G79, G73	2
010 Válv-Sel-Mpo-Itasa-122	G86C, G76, G92L, G70, G69, G78L	6
011 Válv-Sel-Mpo-Ita-75	G97L, G83, G100C, G103, JM225C, G90C	6
026 Entr-Válv-Mult-01048421	G96L,	1
027 Válv-Mult-19460-1	G89, G71	2
028 Entr-Válv-Mult-200661	G5, NPR73	2
Total		39

Fuente: El autor (2018)

- Pozos pertenecientes al Campo El Roble

En la Estación de Descarga El Roble 2 se encuentran un total de veintinueve 29 pozos que fluyen a la estación, pertenecientes al nivel de presión de 60PSI, provenientes del campo San Joaquín y el Roble. En la tabla 4.12 se encuentra la producción total de este campo.

Tabla 4.12 Producción total del Campo El Roble

Estación	Producción Total			
	N° Pozos	MMPCGD	BNPD	BAPD
ERED-2	29	49,0	662	285
Total	29	49,0	662	285

Fuente: El autor (2018)

En la tabla 4.13 se mencionan los pozos que pudieron ser identificados en la estación y los cabezales de las Válvulas Selectoras Multipuertos que los reciben:

Tabla 4.13 Pozos de la Estación El Roble 2 (ERED-2)

Válvulas Selectoras Multipuertos	Pozos	Total
001 Cab-Vál-Recolec-Multip-A23	RC5, JM-260C, JM-260L	3
003 Cab-Vál-Recolec-Multip-Itasa-153	RPN68/63, RPN-59, JM-107, RPN-51, RPN-38,	5
005 Cab-Válv-Selec-Mult-Itasa-99	RPN-66 PBA, RPN-66, RPN-60, RPN-53, RPN-56C,	5
007 Cab-Vál-Recolec-Multipl-Itasa-170	RC4, RPN-22, RPN-33, RPN-68-76, RC-03,	5
009 Cab-Válv-Selt-Itsa-107	RPN-68-76, JM-260L, RPN-59, JM-203, RPN-77, RPN-41-62	6
011 Cab-Válv-Sel-Mpo-Ita-158	JM-107-151, RPN-38, RPN-55, RPN-11, RPN-59	5
Total		29

Fuente: El autor (2018)

Paralelamente se determinaron los datos, parámetros operacionales, parámetros de diseño y condiciones físicas de cada equipo, así como también se estudiaron los isométricos de control de las Válvulas Multipuertos, los cuales reflejan el diseño y la

ubicación de las mediciones (nodos y localizaciones) en el equipo, para la posterior inspección por ultrasonido, en la figura 4.2, se puede observar el isométrico de control del equipo SJED-1-VÁLV-MPO-ITA-111, perteneciente al sistema de recolección de la Estación de descarga San Joaquín 4, en el ANEXO B de este trabajo se encuentran todos los isométricos de control de los equipos estudiados.

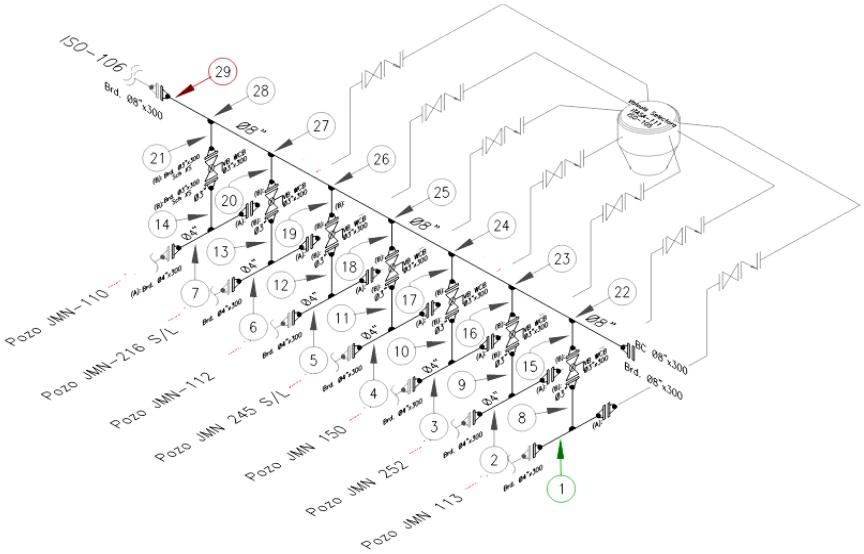


Figura 4.2 Isométrico de control
Fuente: Departamento de Ingeniería de Equipos Estáticos de la Gerencia de Mantenimiento de PDVSA Gas Anaco.

4.1.1.2 Inspección por Ultrasonido

Para el desarrollo de este estudio, se tomaron los datos obtenidos de una inspección realizada por la empresa LIVCA en el año 2017, solicitada por el departamento de Ingeniería de Equipos Estáticos de la Gerencia de Mantenimiento de PDVSA Producción Gas Anaco. La información recabada en estas inspecciones fue plasmada en un informe técnico por estaciones en donde se suministran todas las mediciones requeridas.

Para obtener la condición de los Sistemas de Válvulas Multipuertos dentro de la Estaciones de descarga, se realizaron mediciones puntuales de espesores de pared a través de inspecciones mediante la técnica de ultrasonido de haz recto, con el propósito de determinar si existen pérdidas de espesor por corrosión interna o externa.

El equipo utilizado es un dispositivo que registra señal de la onda ultrasónica recibida a través del transductor, este equipo mide el tiempo que tarda la onda en atravesar el material y por lo tanto, conociendo el tiempo y la velocidad, es posible calcular el espacio o espesor recorrido.

Las características generales del equipo utilizado para la realización de este estudio se reflejan en la tabla 4.14;

Tabla 4.14: Características del equipo de medición por ultrasonido

EQUIPO	Medidores ultrasónicos de espesores
MARCA	A-Scan KRAUTKRAMER BRANSON
MODELO	DMS-2
PALPADOR	FH2E-D de Alta sensibilidad
FRECUENCIA	5Mega Hertz / 8Mega Hertz
RANGO DE MEDICIÓN	0.030” a 10.0” / 0.030” a 2.0”
ACOPLANTE	Gel
PATRÓN DE CALIBRACIÓN	Escalera de 5 pasos (0.100” a 500”)
MEDIDOR DE PICADURAS	Pipe pit gauge
OTROS	Cinta métrica, odómetro, espejo metálico

Fuente: Departamento de Ingeniería de equipos estáticos

Los resultados obtenidos de las mediciones de espesores se presentan en tablas de registro según las normas ASME B-31.3. Utilizado en el ejemplo de la inspección visual, los datos obtenidos se pueden observar en la siguiente tabla 4.15.

Tabla 4.15- Datos obtenidos de la inspección de la Válvula Selectora Itasa 111 SJED-1

IDENTIFICACION				LECTURAS																LECT.	LECT.	ESP.
NODO Nº	LONG m	DIA. [Pulg.]	TIPO COMP.	A1 [Pulg.]	A2 [Pulg.]	A3 [Pulg.]	A4 [Pulg.]	B1 [Pulg.]	B2 [Pulg.]	B3 [Pulg.]	B4 [Pulg.]	C1 [Pulg.]	C2 [Pulg.]	C3 [Pulg.]	C4 [Pulg.]	D1 [Pulg.]	D2 [Pulg.]	D3 [Pulg.]	D4 [Pulg.]	MIN. [Pulg.]	MAX, [Pulg.]	NOM. [Pulg.]
1	1,22	4,500	SR	0,336	0,346	0,345	0,346	**0,330**	0,352	0,342	0,344	0,332	0,359	0,361	0,348	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	0,330	0,361	0,337
2		4,500	C.90	0,328	**0,322**	0,324	0,323	0,350	0,351	0,350	0,346	0,353	0,369	0,372	0,354	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	0,322	0,372	0,337
3	0,99	4,500	SR	0,357	**0,314**	0,338	0,330	0,340	0,347	0,343	0,336	0,334	0,354	0,343	0,334	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	0,314	0,357	0,337
4		4,500	C.90	0,349	0,358	0,357	0,355	**0,329**	0,340	0,343	0,341	0,348	0,350	0,346	0,340	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	0,329	0,358	0,337
5	1,17	4,500	SR	0,343	0,334	0,339	0,323	**0,322**	0,329	0,336	**0,322**	0,345	0,329	0,336	0,325	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	0,322	0,345	0,337
6		4,500	C.90	0,325	0,318	0,312	0,316	0,361	0,363	0,361	0,362	**0,310**	0,317	0,324	0,325	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	0,310	0,363	0,337
7	0,67	4,500	SR	0,341	0,334	0,332	0,343	0,346	**0,330**	0,332	0,336	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	0,330	0,346	0,337
8		4,500	C.45	**0,318**	0,319	0,324	0,336	0,354	0,349	0,349	0,348	0,336	0,337	0,333	0,335	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	0,318	0,354	0,337
9	1,2	4,500	SR	**0,325**	0,348	0,326	0,347	0,341	0,334	0,330	0,336	0,339	0,340	0,350	0,348	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	0,325	0,350	0,337
10		4,500	C.90	0,323	**0,315**	0,323	0,319	0,333	0,337	0,341	0,346	0,332	0,339	0,361	0,360	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	0,315	0,361	0,337
11	0,99	4,500	SR	0,332	0,345	0,326	0,345	0,364	0,343	0,368	0,356	0,347	0,328	0,343	**0,314**	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	0,314	0,368	0,337
12		4,500	C.90	0,343	**0,320**	0,345	0,346	0,363	0,355	0,354	0,356	0,340	0,343	0,344	0,345	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	0,320	0,363	0,337
13	0,72	4,500	SR	0,341	0,348	**0,328**	0,341	0,341	0,351	0,330	0,349	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	0,328	0,351	0,337
14		4,500	C.90	**0,319**	0,325	0,321	0,320	0,358	0,355	0,358	0,360	0,362	0,322	0,358	0,349	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	0,319	0,362	0,337
15	0,17	4,500	SR	0,336	0,337	0,326	**0,319**	0,336	0,339	0,328	0,333	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	0,319	0,339	0,337
16	1,2	4,500	SR	0,338	0,337	0,334	**0,327**	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	0,327	0,338	0,337
17		4,500	C.90	**0,312**	0,328	0,324	0,321	0,358	0,330	0,343	0,331	0,365	0,357	0,366	0,352	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	0,312	0,366	0,337
18	0,99	4,500	SR	**0,307**	0,337	0,322	0,334	0,339	0,341	0,329	0,346	0,343	0,342	0,345	0,346	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	0,307	0,346	0,337
19		4,500	C.90	**0,325**	0,330	0,339	0,333	0,349	0,344	0,337	0,334	0,358	0,341	0,333	0,349	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	0,325	0,358	0,337
20	0,35	4,500	SR	0,349	0,347	0,349	0,336	**0,333**	0,349	0,350	0,334	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	0,333	0,350	0,337
21		4,500	C.45	0,356	0,360	0,357	0,358	0,363	0,355	0,359	0,360	0,366	**0,334**	0,358	0,356	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	0,334	0,366	0,337
22	1,2	4,500	SR	0,347	**0,341**	0,348	0,356	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	0,341	0,356	0,337
23		4,500	C.90	0,330	0,332	0,346	**0,319**	0,344	0,340	0,332	0,334	0,352	0,349	0,334	0,332	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	0,319	0,352	0,337
24	0,99	4,500	SR	0,330	0,343	0,349	0,334	0,341	0,343	0,339	0,338	0,315	0,341	0,327	**0,305**	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	0,305	0,349	0,337
25		4,500	C.90	0,334	0,337	0,339	0,341	0,343	0,346	0,349	0,332	0,332	**0,328**	0,329	0,339	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	0,328	0,349	0,337
26	0,3	4,500	SR	0,353	0,337	0,341	0,340	0,353	0,337	0,343	**0,336**	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	0,336	0,353	0,337
27	1,2	4,500	SR	0,344	0,332	0,330	0,342	0,346	0,327	0,345	0,343	0,347	0,346	**0,325**	0,348	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	0,325	0,348	0,337
28		4,500	C.90	0,320	0,325	**0,319**	0,321	0,336	0,354	0,341	0,343	0,340	0,321	0,336	0,330	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	0,319	0,354	0,337
29	0,99	4,500	SR	0,341	**0,323**	0,342	0,343	0,342	0,327	0,347	0,340	0,338	0,326	0,341	0,342	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	0,323	0,347	0,337
30		4,500	C.90	0,335	**0,334**	0,337	0,344	0,357	0,356	0,353	0,341	0,364	0,344	0,361	0,357	Vacía	Vacía	Vacía	Vacía	0,334	0,364	0,337

Fuente: Departamento de equipos Estáticos PDVSA, GAS

En la tabla 4.15 se refleja los diferentes nodos con sus respectivas lecturas según la ubicación en los isométricos de control, así como el tipo de componente (C90: codo de 90°, C45: codo de 45° y SR: sección recta), su diámetro (DIA.),

longitud (LONG.), el espesor mínimo (LECT.MIN.), máximo (LECT.MAX.) y nominal (ESP.NOM.) para cada punto.

Aplicando criterio de aceptación y rechazo de acuerdo a las reglas establecidas en las normas ASME B-31.3 y B-31.4, se determino el espesor requerido para las presiones de operación en los puntos de inspección y las presiones máximas permisibles para el mínimo espesor detectado con la finalidad de determinar las condiciones de los equipos y más adelante crear la base de datos, para lo cual se ejemplificó con el nodo N°31 del equipo VÁLVULA MULTIPUERTO ITASA-111 de la estación de Descarga San Joaquín 1, al cual le corresponde el isométrico N° 105;

− Máxima presión permisible de trabajo:

Para este cálculo se necesitó el esfuerzo permisible del material, el factor de calidad, el espesor mínimo medido, el diámetro y el valor de coeficiente, para mediante la ecuación 2.1, del Capítulo II, obtener la presión permisible de trabajo:

$$P = \frac{2x20.000x1x0.280}{4.500 - (2x0.280x0.4)} \approx 2{,}619\, psi.$$

− Porcentaje de pérdida de espesor:

Se utilizó el espesor mínimo obtenido y el espesor nominal. La fórmula utilizada para este cálculo es la ecuación 2.2, del Capítulo II de este trabajo:

$$d(\%) = \frac{0.337 - 0.280}{0.337} x100 \approx 16.91\%$$

− Velocidad de corrosión:

Para este cálculo se utilizó el espesor nominal, la lectura mínima de espesor y el tiempo en servicio del equipo. La fórmula utilizada es la ecuación 2.3 del Capítulo II de este trabajo:

$$Vc = \frac{0.337 - 0.280}{10 años} \approx 5{,}70 MPY$$

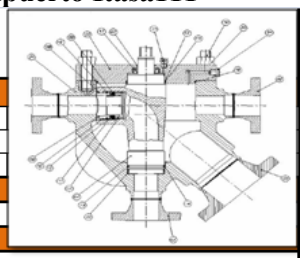
Los cálculos anteriores se repiten para todas las mediciones de los equipos de los sistemas prioritarios, cuyo formato de las hojas de cálculo se muestra en el ANEXO C de este trabajo.

Posteriormente se detallaron en las fichas técnicas los datos de las válvulas, aplicación, parámetros de diseño, parámetros de operación entre otros.

Tabla 4.16 Ficha técnica de la Válvula Selectora Multipuerto Itasa111

PDVSA GAS

FICHA TÉCNICA VÁLVULA MULTIPUERTO



DATOS DE IDENTIFICACIÓN DEL EQUIPO	
AREA GEOGRAFICA	AMAOESTE
UBICACIÓN DEL EQUIPO	ESTACIÓN DE DESCARGA SAN JOAQUÍN 1
SERIAL DEL EQUIPO	ITASA 111

TIPO
☐ MANUAL

PARAMETROS DE DISEÑO			
PARAMETRO	SIMBOLO/ UNIDAD	VALOR	OBSERVACION
DIMENSIONES	PULG	4"X8"	2"X4", 3"X6", 4"X8"
CLASE	RATING	ASME B16.5 CLASS 300 RF	
ENTRADAS		8	
SALIDAS		2	
MATERIAL DEL CUERPO		ASTM A216 WCB	ACERO FUNDIDO, CON BRIDA A-105N (SEGÚN ASME B16,5)
MATERIAL DEL ROTOR		ASTM A-536 GR 65-45-12	
MATERIAL BONETE		ASTM A-516 GR 70 O A105N	ACERO AL CARBONO
MATERIAL DEL SELLO		PTFE + CARBON	
MATERIAL O¨Rings		VITON	
MATERIAL ESPARRAGOS		ASTM A-193 B7	
MATERIAL TUERCAS		ASTM A-194 2H	
PERNOS ESTANDAR		ASTM A193 Gr B7	
CONEXIÓN BRIDADA (CLASE 300# RF)		ASTM A 105 N	
VELOCIDAD DE GIRO DEL ROTOR		1.46 RPM	SENTIDO DE GIRO CONTRARIO A LAS AGUJAS DEL RELOJ
TOLERANCIA DE POSICIÓN DEL SELECTOR		(+/- 2°)	
RECUBRIMIENTO		NIQUEL FOSFORADO	OPTATIVO EN ELECTRONLESS NICKEL (ENP)
TEMPERATURA DE DISEÑO			
CAIDA DE PRESIÓN			Es menor que el 5% de la presión de operación
VALVULA DE BOLA			
VALVULA DE BLOQUEO			CONEXIÓN DE MANOMETRO
BRIDA CIEGA			
MANEJO DE FLUIDOS		ACIDOS CON UN CONTENIDO DE 60 PPM DE H2S	
CONEXIÓN		BRIDADA (RF)	

PARAMETROS DE OPERACIÓN			
PARAMETRO	SIMBOLO/ UNIDAD	VALOR	OBSERVACION
FECHA DE INSTALACION DEL EQUIPO			
VALVULA			
ESTADO OPERATIVO			
PRESIÓN DE OPERACIÓN	PSI	60	
TEMPERATURA DE OPERACIÓN		100°F	
DENSIDAD DEL GAS	bpd		
DENSIDAD DEL CRUDO	mfcpd		
VISCOSIDAD DEL CRUDO			
VISCOSIDAD DEL GAS			

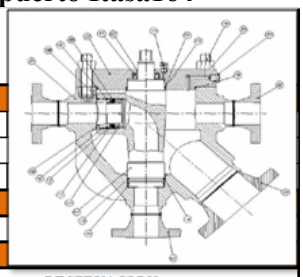
PARTES MANTENIBLES			
VÁLVULAS		CONTROL Y MONITOREO	VARIOS
CUERPO DE VALVULA		VALVULAS	
SELLO DEL ROTOR			
O¨Rings			

Fuente: Departamento de Mantenimiento Mayor.

Tabla 4.17 Ficha técnica de la Válvula Selectora Multipuerto Itasa164

PDVSA GAS

FICHA TÉCNICA VÁLVULA MULTIPUERTO



DATOS DE IDENTIFICACION DEL EQUIPO	
AREA GEOGRAFICA	AMAOESTE
UBICACIÓN DEL EQUIPO	ESTACIÓN DE DESCARGA SAN JOAQUÍN 1
SERIAL DEL EQUIPO	ITASA 164

TIPO
☐ MANUAL

PARAMETROS DE DISEÑO			
PARAMETRO	SIMBOLO/ UNIDAD	VALOR	OBSERVACION
DIMENSIONES	PULG	4"X8"	2"X4", 3"X6", 4"X8"
CLASE	RATING	ASME B16.5 CLASS 300 RF	
ENTRADAS		8	
SALIDAS		2	
MATERIAL DEL CUERPO		ASTM A216 WCB	ACERO FUNDIDO, CON BRIDA A-105N (SEGÚN
MATERIAL DEL ROTOR		ASTM A-536 GR 65-45-12	
MATERIAL BONETE		ASTM A-516 GR 70 O A105N	ACERO AL CARBONO
MATERIAL DEL SELLO		PTFE + CARBON	
MATERIAL O'Rings		VITON	
MATERIAL ESPARRAGOS		ASTM A-193 B7	
MATERIAL TUERCAS		ASTM A-194 2H	
PERNOS ESTANDAR		ASTM A193 Gr B7	
CONEXIÓN BRIDADA (CLASE		ASTM A 105 N	
VELOCIDAD DE GIRO DEL		1.46 RPM	SENTIDO DE GIRO CONTRARIO A LAS AGUJAS
TOLERANCIA DE POSICIÓN		(+/- 2°)	
RECUBRIMIENTO		NIQUEL FOSFORADO	OPTATIVO EN ELECTRONLESS NICKEL (ENP)
TEMPERATURA DE DISEÑO			
CAIDA DE PRESIÓN			Es menor que el 5% de la presión de operación
VALVULA DE BOLA			
VALVULA DE BLOQUEO			CONEXIÓN DE MANOMETRO
BRIDA CIEGA			
MANEJO DE FLUIDOS		ACIDOS CON UN CONTENIDO DE 60 PPM DE H2S	
CONEXIÓN		BRIDADA (RF)	

PARAMETROS DE OPERACIÓN			
PARAMETRO	SIMBOLO/ UNIDAD	VALOR	OBSERVACION
FECHA DE INSTALACION DEL EQUIPO			
VALVULA			
ESTADO OPERATIVO			
PRESIÓN DE OPERACIÓN	PSI	450	
TEMPERATURA DE OPERACIÓN		100°F	
DENSIDAD DEL GAS	bpd		
DENSIDAD DEL CRUDO	mfcpd		
VISCOSIDAD DEL CRUDO			
VISCOSIDAD DEL GAS			

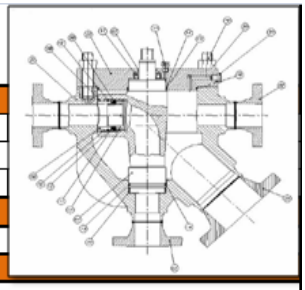
PARTES MANTENIBLES			
VÁLVULAS		CONTROL Y MONITOREO	VARIOS
CUERPO DE VALVULA		VALVULAS	
SELLO DEL ROTOR			
O'Rings			

Fuente: Departamento de Mantenimiento Mayor.

Tabla 4.18 Ficha técnica de la Válvula Selectora Multipuerto N° 199852

PDVSA GAS

FICHA TÉCNICA VÁLVULA MULTIPUERTO



DATOS DE IDENTIFICACION DEL EQUIPO	
AREA GEOGRAFICA	AMAOESTE
UBICACIÓN DEL EQUIPO	ESTACIÓN DE DESCARGA SANTA ANA 1
SERIAL DEL EQUIPO	N°199852

TIPO
☐ MANUAL

PARAMETROS DE DISEÑO			
PARAMETRO	SIMBOLO/ UNIDAD	VALOR	OBSERVACION
DIMENSIONES	PULG	4"X8"	2"X4", 3"X6", 4"X8"
CLASE	RATING	ASME B16.5 CLASS 300 RF	
ENTRADAS		8	
SALIDAS		2	
MATERIAL DEL CUERPO		ASTM A216 WCB	ACERO FUNDIDO, CON BRIDA A-105N (SEGÚN
MATERIAL DEL ROTOR		ASTM A-536 GR 65-45-12	
MATERIAL BONETE		ASTM A-516 GR 70 O A105N	ACERO AL CARBONO
MATERIAL DEL SELLO		PTFE + CARBON	
MATERIAL O"Rings		VITON	
MATERIAL ESPARRAGOS		ASTM A-193 B7	
MATERIAL TUERCAS		ASTM A-194 2H	
PERNOS ESTANDAR		ASTM A193 Gr B7	
CONEXIÓN BRIDADA (CLASE		ASTM A 105 N	
VELOCIDAD DE GIRO DEL		1.46 RPM	SENTIDO DE GIRO CONTRARIO A LAS AGUJAS
TOLERANCIA DE POSICIÓN		(+/- 2°)	
RECUBRIMIENTO		NIQUEL FOSFORADO	OPTATIVO EN ELECTRONLESS NICKEL (ENP)
TEMPERATURA DE DISEÑO			
CAIDA DE PRESIÓN			Es menor que el 5% de la presión de operación
VALVULA DE BOLA			
VALVULA DE BLOQUEO			CONEXIÓN DE MANOMETRO
BRIDA CIEGA			
MANEJO DE FLUIDOS		ACIDOS CON UN	
CONEXIÓN		BRIDADA (RF)	

PARAMETROS DE OPERACIÓN			
PARAMETRO	SIMBOLO/ UNIDAD	VALOR	OBSERVACION
FECHA DE INSTALACION DEL E(			
VALVULA			
ESTADO OPERATIVO			
PRESIÓN DE OPERACIÓN	PSI	250	
TEMPERATURA DE OPERACIÓN		100°F	
DENSIDAD DEL GAS	bpd		
DENSIDAD DEL CRUDO	mfcpd		
VISCOSIDAD DEL CRUDO			
VISCOSIDAD DEL GAS			

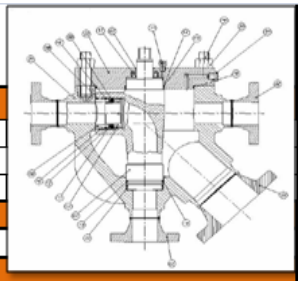
PARTES MANTENIBLES			
VÁLVULAS		CONTROL Y MONITOREO	VARIOS
CUERPO DE VALVULA		VALVULAS	
SELLO DEL ROTOR			
O'Rings			

Fuente: Departamento de Mantenimiento Mayor.

Tabla 4.19 Ficha técnica de la Válvula Selectora Multipuerto Itasa281-1

PDVSA GAS

FICHA TÉCNICA VÁLVULA MULTIPUERTO



DATOS DE IDENTIFICACIÓN DEL EQUIPO	
AREA GEOGRAFICA	AMAOESTE
UBICACIÓN DEL EQUIPO	ESTACIÓN DE DESCARGA EL TOCO 1
SERIAL DEL EQUIPO	ITASA 281-1

TIPO
☐ MANUAL

PARAMETROS DE DISEÑO			
PARAMETRO	SIMBOLO/ UNIDAD	VALOR	OBSERVACION
DIMENSIONES	PULG	4"X8"	2"X4", 3"X6", 4"X8"
CLASE	RATING	ASME B16.5 CLASS 300 RF	
ENTRADAS		8	
SALIDAS		2	
MATERIAL DEL CUERPO		ASTM A216 WCB	ACERO FUNDIDO, CON BRIDA A-105N (SEGÚN
MATERIAL DEL ROTOR		ASTM A-536 GR 65-45-12	
MATERIAL BONETE		ASTM A-516 GR 70 O A105N	ACERO AL CARBONO
MATERIAL DEL SELLO		PTFE + CARBON	
MATERIAL O'Rings		VITON	
MATERIAL ESPARRAGOS		ASTM A-193 B7	
MATERIAL TUERCAS		ASTM A-194 2H	
PERNOS ESTANDAR		ASTM A193 Gr B7	
CONEXIÓN BRIDADA (CLASE		ASTM A 105 N	
VELOCIDAD DE GIRO DEL		1.46 RPM	SENTIDO DE GIRO CONTRARIO A LAS AGUJAS
TOLERANCIA DE POSICIÓN		(+/- 2°)	
RECUBRIMIENTO		NIQUEL FOSFORADO	OPTATIVO EN ELECTRONLESS NICKEL (ENP)
TEMPERATURA DE DISEÑO			
CAIDA DE PRESIÓN			Es menor que el 5% de la presión de operación
VALVULA DE BOLA			
VALVULA DE BLOQUEO			CONEXIÓN DE MANOMETRO
BRIDA CIEGA			
MANEJO DE FLUIDOS		ACIDOS CON UN	
CONEXIÓN		BRIDADA (RF)	

PARAMETROS DE OPERACIÓN			
PARAMETRO	SIMBOLO/ UNIDAD	VALOR	OBSERVACION
FECHA DE INSTALACION DEL E(			
VALVULA			
ESTADO OPERATIVO			
PRESIÓN DE OPERACIÓN	PSI	500	
TEMPERATURA DE OPERACIÓN		100°F	
DENSIDAD DEL GAS	bpd		
DENSIDAD DEL CRUDO	mfcpd		
VISCOSIDAD DEL CRUDO			
VISCOSIDAD DEL GAS			

PARTES MANTENIBLES			
VÁLVULAS		CONTROL Y MONITOREO	VARIOS
CUERPO DE VALVULA		VALVULAS	
SELLO DEL ROTOR			
O'Rings			

Fuente: Departamento de Mantenimiento Mayor.

4.2 Identificación de los Sistemas de Válvulas Multipuertos más Críticos, a Través de la Metodología de Análisis de Criticidad

Para jerarquizar los sistemas de las Válvulas Selectoras Multipuertos se empleó la metodología de la matriz Impacto – Esfuerzo para establecer su prioridad, y luego determinar a través de un análisis de riesgo, los equipos más riesgosos por estaciones.

Para establecer las prioridades de los sistemas por Estación, primero se utilizó la guía de impacto mostrada en la tabla 3.3 del Capítulo III, en donde el equipo natural de trabajo, por medio de reuniones y encuestas, evaluó el estado de cada sistema para asignarle su puntuación correspondiente. De igual manera se establecieron los niveles de esfuerzo para la corrección de las fallas en los sistemas, por medio de la clasificación expuesta en la tabla 3.5.

Se realizó una encuesta al equipo natural de trabajo con la finalidad de obtener los datos necesarios para realizar la jerarquización a través de la matriz Impacto - Esfuerzo, para la cual se tomó de ejemplo la estación de San Joaquín 1, el cual se muestra a continuación:

Tabla 4.20 Formato de Encuesta para la Jerarquización de Sistemas de cada Estación.

PDVSA	PDVSA PRODUCCIÓN GAS GERENCIA DE MANTENIMIENTO SUPERINTENDENCIA DE MANTENIMIENTO MAYOR					
ENCUESTA DE JERARQUIZACIÓN DE SISTEMAS A TRAVÉS DE UN ANÁLISIS IMPACTO ESFUERZO						
IDENTIFICACIÓN	NOMBRE	ENT	UBICACIÓN	DISTRITO	ANACO	
				ÁREA	AMA OESTE	
	DEPARTAMENTO	INGENIERÍA DE CONFIABILIDAD		LOCALIZACIÓN	SDSJ-1	
				ESTACIÓN	SAN JOAQUIN 1	
	FIRMA DEL REPRESENTANTE			AÑOS DE SERVICIO	10 AÑOS	
CLASIFICACIÓN DEL IMPACTO	PORCENTAJE DE PROCEDIMIENTO AFECTADO					
	04 ≤ % ≤ 10		10< % ≤ 20		20< % ≤ 35	
	35< % ≤ 50		50< % ≤ 70	X	70< % ≤ 100	
	TIEMPO PROMEDIO PARA REPARAR					
	Menor a 4 horas			4 < % ≤ 8		
	8 < % ≤ 24			Más de 24 horas		X
	IMPACTO EN LA PRODUCCIÓN					
	No afecta la producción				La afecta totalmente	
	Hasta 25%		Hasta 50%	X	Hasta 75%	
	COSTOS DE REPARACIÓN					
	Menos de 25.000.000 Bsf			25 ≤ % ≤ 50		
	50 < % ≤ 100		X	Más de 100.000.000 Bsf		
	IMPACTO EN LA SEGURIDAD					
	Alto	X	Medio		Bajo	
	IMPACTO EN EL AMBIENTE					
	Alto	X	Medio		Bajo	
CLASIFICACIÓN DEL IMPACTO	Solución Directa. Se dispone de recursos propios (humanos, materiales y repuestos)					
	Se identifican alternativas de solución, sin embargo no se dispone del 100% de los recursos para ejecutar la actividad					X
	Se requiere de la intervención de especialistas externos o recursos no disponibles					

Fuente: El autor (2018)

Los resultados de la encuesta en la valoración de los sistemas se pueden observar en el ANEXO D de este trabajo, en donde se estableció de acuerdo a reuniones con el Equipo Natural de Trabajo las diferentes ponderaciones para cada sistema.

Para ejemplificar los cálculos efectuados en el renglón de impacto, se toma el sistema de Válvula Selectora Multipuerto de la Estación de descarga San Joaquín 1 utilizando los datos obtenido en la encuesta y sustituyéndolos en la ecuación 2.5 del Capítulo III:

$$Impacto = (9x6x0,5) + 10 + 35 + 30 = 102$$

El resultado obtenido se comparó con la tabla 3.4 la cual establece el formato de clasificación de impacto, y como el valor está en el intervalo entre 97 y 162 puntos le corresponde un valor de 5 en la escala.

Tabla 4.21 Escala Impacto – Esfuerzo de las estaciones de AMA Oeste.

Estaciones	% PA	TPPR	IP	CR	IS	IA	Impacto (I)	Esfuerzo (E)	Escala	
									I	E
San Joaquín 1	9	6	0,5	10	35	30	102	Moderado	5	3
San Joaquín 3	9	6	0,5	10	35	30	102	Moderado	5	3
San Joaquín 4	9	6	0,8	10	35	30	118,2	Moderado	5	3
Santa Ana 1	2	6	0,3	10	25	15	53,6	Moderado	3	3
Santa Ana 2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Santa Ana 3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Guario 1	6	6	0,5	10	25	15	68	Moderado	3	3
El Roble 1	9	6	0,5	10	25	15	77	Moderado	3	3
El Toco 1	4	6	0,3	10	25	15	57,2	Moderado	3	3

Fuente: El autor (2018)

Donde:

%PA: Porcentaje de procesamiento afectado,

TPPR: Tiempo promedio para reparar (Hrs)

IP: Impacto en la producción,

CR: Costos de reparación,

IS: Impacto en la seguridad,

IA: Impacto en el ambiente.

Ya conocidas las escalas correspondientes a cada uno de los sistemas, fue posible asignarle su nivel de prioridad, como lo establece la figura 3.1 del Capítulo III, por medio de su posición en la matriz Impacto - Esfuerzo, como se muestra en la figura 4.3

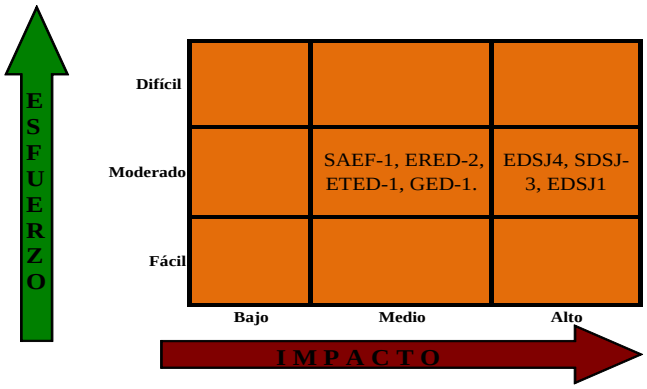


Figura 4.3 matriz de prioridades de las estaciones de AMA Oeste.
Fuente: El autor (2018)

Una vez representados los sistemas en la matriz de prioridades, fue necesario hacer la comparación respectiva con la matriz de orden de prioridades, mostrada en la figura 3.2 del Capítulo III; para así establecer los sistemas prioritarios por Estación.

De acuerdo a esta metodología, los niveles de prioridad se establecen tomando en consideración los sistemas que representan un mayor impacto en la operación, pero que constituyen un esfuerzo mínimo para la corrección de sus fallas.

En la tabla 4.8 se indican los niveles de prioridad de los sistemas de recolección por estación, señalando en amarillo los sistemas prioritarios a los cuales se les efectuó el análisis de riesgo en este trabajo.

Tabla 4.22 Nivel de prioridad para los sistemas de las Estaciones de AMA Oeste.

Estaciones	Escala Impacto	Escala Esfuerzo	Nivel De Prioridades
San Joaquín 4	5	3	1
San Joaquín 1	5	3	1
San Joaquín 3	5	3	1
El Roble 1	3	3	3
Guario 1	3	3	3
El Toco 1	3	3	3
Santa Ana 1	3	3	3

Fuente: El autor (2018)

En la figura anterior se observó que los sistemas prioritarios son los Sistema de Recolección de las estaciones San Joaquín 4, San Joaquín 1 y San Joaquín 3, los cuales según un acuerdo del equipo natural de trabajo generan un alto impacto en la producción si ocurre algún evento no deseado, mientras que el esfuerzo es menor basándose en los recursos disponibles para la corrección de dicho suceso.

4.3 Análisis de los Riesgos del Sistema de Válvulas Selectoras Multipuertos en Estudio, Pertenecientes a AMA Oeste de PDVSA, Producción Gas Anaco, Mediante Inspección Basada en Riesgo

Teniendo establecidos los sistemas prioritarios se procedió a crear la base de datos en el software API RBI, para lo cual fue necesario utilizar los cálculos realizados en la inspección por ultrasonido.

Los equipos a los cuales pertenecen las mediciones que se analizaron mediante el software API RBI del Campo San Joaquín de acuerdo a los resultados de la criticidad, se pueden observar en las tablas 4.19 ,4.20 y 4.21, que se presentan a continuación;

Tabla 4.23 Sistemas de Válvulas Selectoras Multipuertos de la Estación de Descarga San Joaquín 1.

N°	ISOMÉTRICOS	DESCRIPCIÓN
1	105	VAL-MULTIP-ITASA-111
2	107	ENTR-VAL-SELEC-MULTIP-ITASA 127
3	109	ENTR-VAL-SELEC-MULTIP-ITASA 283
4	111	ENTR-VAL-SELEC-MULTIP-ITASA 112
5	113	ENTR-VAL-SELEC-MULTIP-ITASA 164
6	115	ENTR-VAL-SELEC-MULTIP-ITASA 143
7	117	ENTR-VAL-SELEC-MULTIP-ITASA 124
8	121	ENTR-VAL-SELEC-MULTIP-ITASA 0103661
9	123	ENTR-VAL-SELEC-MULTIP-ITASA 84

Fuente: El autor (2018)

Tabla 4.24 Sistemas de Válvulas Selectoras Multipuertos de la Estación de Descarga San Joaquín 3.

N°	ISOMÉTRICOS	DESCRIPCIÓN
1	61	VAL-SELECT-MULTIP-040650011
2	63	VAL-MULTIP-ITASA-159
3	65	VAL-MULTIP-ITASA-86
4	67	VAL-MULTIP-ITASA-141
5	69	VAL-MULTIP-ITASA-171
6	71	VAL-MULTIP-ITASA-134

Fuente: El autor (2018)

Tabla 4.25 Sistemas de Válvulas Selectoras Multipuertos de la Estación de Descarga San Joaquín 4.

N°	ISOMÉTRICOS	DESCRIPCIÓN
1	253	VAL-SEL-MULTIP.N° A-16/NIVEL 450 PSI.
2	255	VAL-SEL-MULTIP.ITASA 119/NIVEL 450 PSI.
3	257	VAL-SELEC-ITASA 142.
4	259	ENTR-VAL-SELEC-MULTIP.ITASA 148.
5	261	ENTR-VAL-SELEC-MULTIP.ITASA 126.
6	263	VAL-REC-MULT. ITASA 279-2.NIVEL 450PSI
7	265	VAL-MULTP. A-20.
8	267	VAL-SELEC-ITASA. A-15.
9	271	VAL-REC-MULT. ITASA 274-2.
10	277	VAL-SELEC-MULTIP-ITASA 277-4.

Fuente: El autor (2018)

En este sentido teniendo todos los datos necesarios para crear la base de datos del software se procedió a incluir los valores correspondientes a los nodos seleccionados de las Válvulas Multipuertos, cabe destacar que como estos equipos son nuevos se estableció como premisa aquellos valores mayor o igual al 10% de porcentaje de pérdida de espesor.

4.3.1 Matrices de Riesgo Actual

Una vez que se tienen las bases de datos, se tomó en cuenta que para analizar las matrices de riesgo arrojadas por el software API RBI; existen cuatro zonas diferenciadas cada una por un color específico, el color rojo representa el alto riesgo,

el color naranja representa el riesgo medio alto, el amarillo describe al riesgo medio y por último el color verde que indica que el riesgo en esa zona es un riesgo bajo.

Las categorías indican la probabilidad de falla del 1 al 5 (magnitud de veces que falla la línea en un año). 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 a 1.000 veces la tasa genérica de falla.

Con respecto a las consecuencias se distribuyen en cinco (5) categorías A, B, C, D y E las cuales vienen dadas por pies cuadrados en escala logarítmica, es decir, A=hasta 100 *pies*^{2}, B=1.000 *pies*^{2}, C=3.000 *pies*^{2}, D=10.000 *pies*^{2} y E=>10.000 *pies*^{2}.

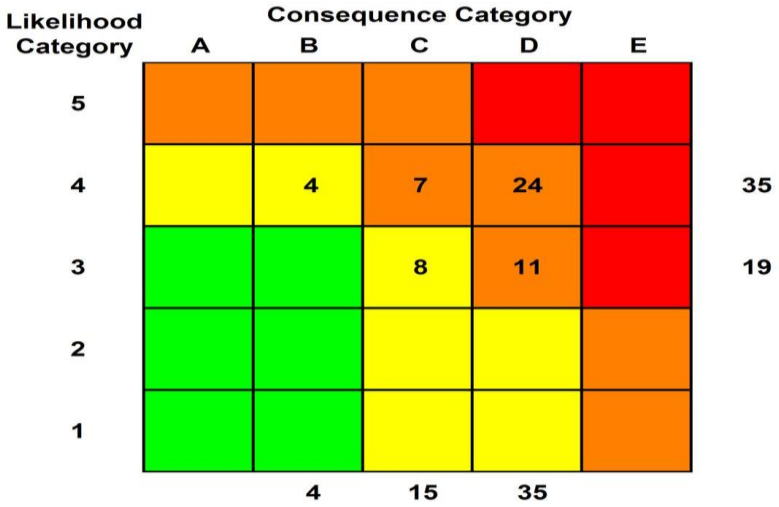


Figura 4.4 Riesgo actual para el Sistema de Válvulas Selectoras Multipuertos de la Estación de Descarga San Joaquín 1.
Fuente: El autor (2018)

La matriz de riesgo de la figura 4.5 indica la existencia de 42 mediciones de riesgo medio alto, representando un 77,78% del total de mediciones, distribuidos de la siguiente manera 11 ubicados en la categoría 3 de las casillas de probabilidad de falla y en la categoría tipo D de las casillas de consecuencia, lo que representa una probabilidad de falla de hasta 100 veces la tasa genérica de falla y un área de afectación de 10.000pies2, 7 nodos ubicados en la categoría 4 de las casillas de probabilidad de falla y en la categoría tipo C de las casillas de consecuencia, lo que representa una probabilidad de falla de hasta 1.000 veces la tasa genérica de falla y un área de afectación de 3.000pies2, y los otros 24 nodos que se encuentran en la categoría 4 de las casillas de probabilidad de falla y en la categoría tipo D de las casillas de consecuencia, lo que representa una probabilidad de falla de hasta 1.000 veces la tasa genérica de falla y un área de afectación de 10.000pies2.

El resto de los nodos analizados son 12 que se encuentran en el nivel de riesgo medio siendo representado 22,22%, distribuidos de la siguiente manera, 8 ubicados en la categoría 3 de las casillas de probabilidad de falla y en la categoría tipo C de las casillas de consecuencia, lo que representa una probabilidad de falla de hasta 100 veces la taza genérica de falla y un área de afectación de 3.000pies2, y los otros 4 ubicados en la categoría 4 de las casillas de probabilidad de falla y en la categoría tipo B de las casillas de consecuencia, lo que representa una probabilidad de falla de hasta 1.000 veces la tasa genérica de falla y un área de afectación de 1.000pies2.Los nodos ubicados en el riesgo medio alto son los siguientes y se expresan en la tabla 4.22,

Tabla 4.26 Nodos con riesgo medio alto del Sistema de Válvulas Selectoras Multipuertos de la Estación de Descarga San Joaquín 1

N°	Nodo	Velocidad de corrosión (MPY)	Porcentaje de pérdida de espesor (%)	Espesor nominal (Pulg)	Isométrico del equipo
1	N.38	4,20	12,46	0,337	107
2	N.40	4,50	13,35	0,337	107
3	N.11	4,00	11,87	0,337	109
4	N.30	4,60	13,65	0,337	109
5	N.40	3,80	11,28	0,337	109
6	N.45	3,90	11,57	0,337	109
7	N.47	4,20	12,46	0,337	111
8	N.42	3,40	10,09	0,337	113
9	N.1	4,00	11,87	0,337	115
10	N.13	5,10	15,13	0,337	115
11	N.14	3,80	11,28	0,337	115
12	N.2	3,50	10,39	0,337	115
13	N.3	5,60	16,62	0,337	115
14	N.4	4,70	13,95	0,337	115
15	N.5	5,50	16,32	0,337	115
16	N.7	4,20	12,76	0,337	115
17	N.13	3,70	10,98	0,337	117
18	N.21	3,50	10,39	0,337	117
19	N.29	3,40	10,09	0,337	117
20	N.32	5,20	15,43	0,337	117
21	N.47	5,10	15,13	0,337	117
22	N.13	3,60	10,68	0,337	121
23	N.16	3,40	10,09	0,337	121
24	N.22	7,70	22,85	0,337	121
25	N.24	4,80	14,24	0,337	121
26	N.26	4,69	13,65	0,337	121
27	N.27	3,50	10,39	0,337	121
28	N.3	6,60	19,58	0,337	121
29	N.32	5,90	17,51	0,337	121
30	N.4	3,50	10,39	0,337	121
31	N.5	5,60	16,62	0,337	121
32	N.6	4,70	13,95	0,337	121
33	N.40	12,70	37,69	0,337	121
34	N.44	3,40	10,09	0,337	121
35	N.22	7,5	22,26	0,337	123
36	N.23	4,2	12,46	0,337	123
37	N.24	12,40	36,80	0,337	123
38	N.25	4,80	14,24	0,337	123
39	N.26	4,00	11,87	0,337	123
40	N.32	5,50	16,32	0,337	123
41	N.33	3,50	10,39	0,337	123
42	N.34	3,60	10,68	0,337	123

Fuente: El autor (2018)

En la tabla 4.22 se pueden observar porcentajes de pérdida de espesor entre 10,09% y 37,69%, con velocidades de corrosión que van de 3,40 mpy a 12,70 mpy.

El riesgo actual para el Sistema de Válvulas Selectoras Multipuertos de la estación San Joaquín 3, se presenta en la figura 4.5, en donde se evaluaron 73 nodos.

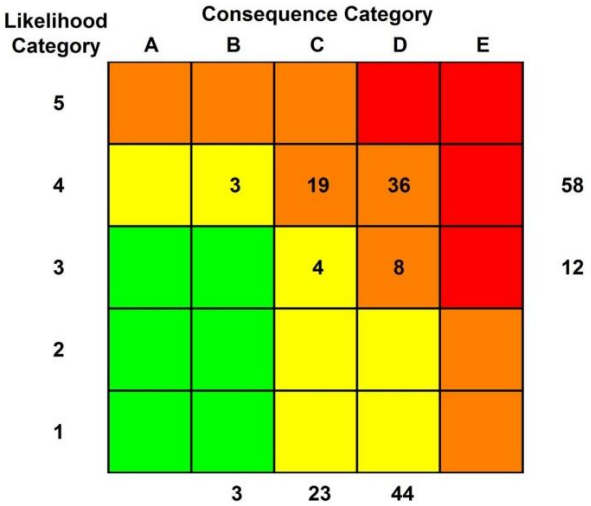


Figura 4.5 Riesgo actual para el Sistema de Válvulas Selectoras Multipuertos de la Estación de Descarga San Joaquín 3.
Fuente: El autor (2018)

En el nivel de riesgo medio alto existen la cantidad de 63 mediciones siendo representado 90,00% del total de mediciones de este sistema, distribuidos de la siguiente forma, 8 en la categoría 3 de las casillas de probabilidad de falla y en la categoría tipo D de las casillas de consecuencia, lo que representa una probabilidad de falla de hasta 100 veces la tasa genérica de falla y un área de afectación de 10.000pies2, 19 mediciones en la categoría 4 de las casillas de probabilidad de falla y en la categoría tipo C de las casillas de consecuencia, lo que representa una probabilidad de falla de hasta 1.000 veces la tasa genérica de falla y un área de afectación de 3.000pies2, y las otras 36 mediciones en la categoría 4 de las casillas de probabilidad de falla y en la categoría tipo D de las casillas de consecuencia, lo que

representa una probabilidad de falla de hasta 1.000 veces la tasa genérica de falla y un área de afectación de 10.000pies2.

En el riesgo medio se encuentran las últimas 7 mediciones siendo representado 10%, donde 4 se ubican en la categoría 3 de las casillas de probabilidad de falla y en la categoría tipo C de las casillas de consecuencia, lo que representa una probabilidad de falla de hasta 100 veces la tasa genérica de falla y un área de afectación de 3.000pies2, y las otras 3 mediciones en la categoría 4 de las casillas de probabilidad de falla y en la categoría tipo B de las casillas de consecuencia, lo que representa una probabilidad de falla de hasta 1.000 veces la tasa genérica de falla y un área de afectación de 1.000pies2.

Los nodos ubicados en el riesgo medio alto son los siguientes y se expresan en la tabla 4.27,

Tabla 4.27 Nodos con riesgo medio alto del Sistema de Válvulas Selectoras Multipuertos de la Estación de Descarga San Joaquín 3.

N°	Nodo	Velocidad de corrosión (MPY)	Porcentaje de pérdida de espesor (%)	Espesor nominal (Pulg)	Isométrico del equipo
1	N.12	5,70	16,91	0,337	61
2	N.14	5,80	13,21	0,337	61
3	N.19	4,10	12,17	0,337	61
4	N.25	4,00	11,87	0,337	61
5	N.28	3,70	10,98	0,337	61
6	N.30	5,70	16,91	0,337	61
7	N.34	3,70	10,87	0,337	61
8	N.36	6,50	19,29	0,337	61
9	N.38	5,40	16,02	0,337	61
10	N.43	4,30	12,76	0,337	61
11	N.45	5,40	16,02	0,337	61
12	N.32	4,50	13,35	0,337	63
13	N.8	5,00	14,84	0,337	63
14	N.11	4,10	12,17	0,337	65
15	N.12	4,30	12,76	0,337	67
16	N.3	3,70	10,98	0,337	67

Fuente: El autor (2018)

Tabla 4.27 Continuacion

N°	Nodo	Velocidad de corrosión (MPY)	Porcentaje de pérdida de espesor (%)	Espesor nominal (Pulg)	Isométrico del equipo
17	N.31	4,60	13,65	0,337	37
18	N.37	4,00	11,87	0,337	67
19	N.39	4,70	13,95	0,337	67
20	N.1	3,80	11,28	0,337	69
21	N.10	3,70	10,98	0,337	69
22	N.11	3,70	10,98	0,337	69
23	N.12	6,50	19,29	0,337	69
24	N.13	3,50	10,39	0,337	69
25	N.14	5,40	16,02	0,337	69
26	N.19	4,10	12,17	0,337	69
27	N.21	6,10	18,1	0,337	69
28	N.29	5,90	17,51	0,337	69
29	N.3	3,70	10,98	0,337	69
30	N.30	6,40	18,99	0,337	69
31	N.32	4,30	12,76	0,337	69
32	N.34	3,50	10,39	0,337	69
33	N.35	5,40	16,02	0,337	69
34	N.37	6,60	19,58	0,337	69
35	N.39	6,30	18,69	0,337	69
36	N.4	4,00	11,87	0,337	69
37	N.40	4,20	12,46	0,337	69
38	N.43	3,40	10,09	0,337	69
39	N.47	5,00	14,84	0,337	69
40	N.5	5,70	16,91	0,337	69
41	N.6	4,00	11,87	0,337	69
42	N.8	3,70	10,98	0,337	69
43	N.9	3,40	10,09	0,337	69
44	N.10	3,40	10,09	0,337	71
45	N.12	4,00	11,87	0,337	71
46	N.13	4,20	12,46	0,337	71
47	N.14	3,40	10,09	0,337	71
48	N.15	3,40	10,09	0,337	71
49	N.17	6,90	20,47	0,337	71
50	N.18	7,30	21,66	0,337	71
51	N.19	6,20	18,39	0,337	71
52	N.2	4,20	12,46	0,337	71
53	N.24	5,60	16,62	0,337	71
54	N.26	4,90	14,54	0,337	71
55	N.29	5,10	15,13	0,337	71
56	N.30	4,10	12,17	0,337	71
57	N.34	4,10	12,17	0,337	71

Fuente: El autor (2018)

Tabla 4.27 Continuacion

N°	Nodo	Velocidad de corrosión (MPY)	Porcentaje de pérdida de espesor (%)	Espesor nominal (Pulg)	Isométrico del equipo
58	N.35	3,40	10,09	0,337	71
59	N.36	5,40	16,02	0,337	71
60	N.38	5,10	15,13	0,337	71
61	N.4	4,50	13,35	0,337	71
62	N.6	4,00	11,87	0,337	71
63	N.7	4,70	13,95	0,337	71

Fuente: El autor (2018)

En la tabla 4.24 se evidencian porcentajes de pérdida de espesor entre 10,09% y 21,66%, con velocidades de corrosión que van de 3,40 mpy a 7,30 mpy.

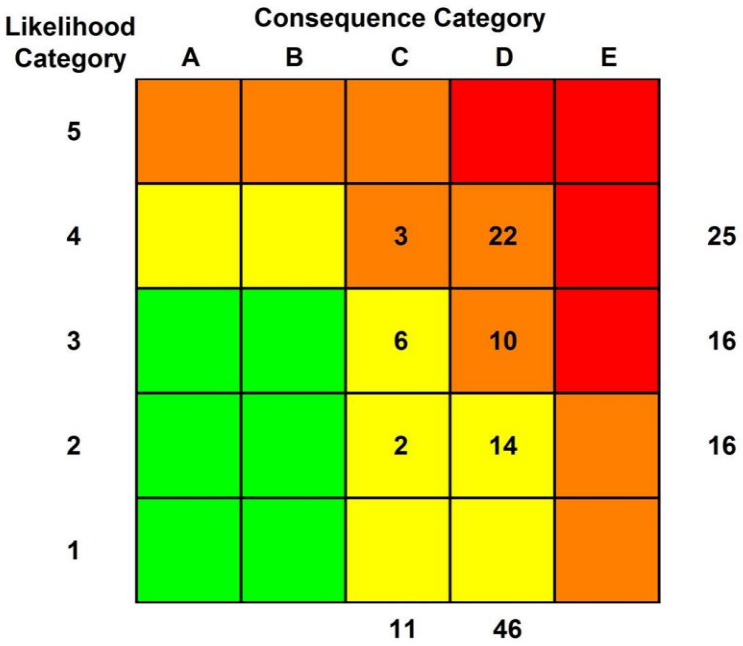


Figura 4.6 Riesgo actual para el Sistema de Válvulas Selectoras Multipuertos de la Estación de Descarga San Joaquín 4.
Fuente: El autor (2018)

La matriz de riesgo de la figura 4.6 indica la existencia de 35 mediciones de riesgo medio alto, representando un 61,40% del total de mediciones, distribuidos de la siguiente manera 10 ubicados en la categoría 3 de las casillas de probabilidad de

falla y en la categoría tipo D de las casillas de consecuencia, lo que representa una probabilidad de falla de hasta 100 veces la tasa genérica de falla y un área de afectación de 10.000pies2, 3 nodos ubicados en la categoría 4 de las casillas de probabilidad de falla y en la categoría tipo C de las casillas de consecuencia, lo que representa una probabilidad de falla de hasta 1.000 veces la tasa genérica de falla y un área de afectación de 3.000pies2, y los otros 22 nodos que se encuentran en la categoría 4 de las casillas de probabilidad de falla y en la categoría tipo D de las casillas de consecuencia, lo que representa una probabilidad de falla de hasta 1.000 veces la tasa genérica de falla y un área de afectación de 10.000pies2.

El resto de los nodos analizados son 22 que se encuentran en el nivel de riesgo medio siendo representado 38,60%, distribuidos de la siguiente manera, 2 ubicados en la categoría 2 de las casillas de probabilidad de falla y en la categoría tipo C de las casillas de consecuencia, lo que representa una probabilidad de falla de hasta 20 veces la taza genérica de falla y un área de afectación de 3.000pies2, 14 nodos ubicados en la categoría 2 de las casillas de probabilidad de falla y en la categoría tipo D de las casillas de consecuencia, lo que representa una probabilidad de falla de hasta 20 veces la tasa genérica de falla y un área de afectación de 10.000pies2 y 6 nodos en la categoría 3 de las casillas de probabilidad de falla y en la categoría tipo C de las casillas de consecuencia, lo que representa una probabilidad de falla de hasta 100 veces la tasa genérica de falla y un área de afectación de 3.000pies2. Los nodos ubicados en el riesgo medio alto son los siguientes y se expresan en la tabla 4.24,

Tabla 4.28 Nodos con riesgo medio alto del Sistema de Válvulas Selectoras Multipuertos de la Estación de Descarga San Joaquín 4.

N°	Nodo	Velocidad de corrosión (MPY)	Porcentaje de pérdida de espesor (%)	Espesor nominal (Pulg)	Isométrico del equipo
1	N.18	5,60	16,62	0,337	253
2	N.37	4,80	14,24	0,337	253
3	N.8	4,60	13,65	0,337	253
4	N.1	3,70	10,98	0,337	255
5	N.11	10,20	30,27	0,337	255
6	N.13	10,70	31,75	0,337	255
7	N.15	8,90	26,41	0,337	255
8	N.4	4,90	14,54	0,337	255
9	N.44	4,00	11,87	0,337	255
10	N.47	3,80	11,28	0,337	255
11	N.7	5,60	16,62	0,337	255
12	N.8	4,40	13,06	0,337	255
13	N.9	9,70	28,78	0,337	255
14	N.13	3,80	11,28	0,337	257
15	N.36	4,50	13,35	0,337	257
16	N.39	4,10	12,17	0,337	259
17	N.44	4,70	13,95	0,337	259
18	N.13	3,60	10,68	0,337	261
19	N.37	3,60	10,68	0,337	261
20	N.39	4,80	14,24	0,337	261
21	N.5	4,70	13,95	0,337	261
22	N.18	4,30	12,76	0,337	263
23	N.19	4,70	13,95	0,337	263
24	N.27	3,70	10,98	0,337	263
25	N.28	8,70	25,52	0,337	263
26	N.29	3,80	11,28	0,337	263
27	N.30	13,70	40,65	0,337	263
28	N.31	4,90	14,54	0,337	263
29	N.37	4,60	13,65	0,337	263
30	N.12	4,10	12,17	0,337	265
31	N.32	3,90	11,57	0,337	265
32	N.8	3,60	10,68	0,337	267
33	N.43	3,70	10,98	0,337	271
34	N.12	4,50	13,35	0,337	277
35	N.14	4,50	13,35	0,337	277

Fuente: El autor (2018)

Se evidenciaron porcentajes de pérdida de espesor entre 10,68% y 40,65%, con velocidades de corrosión que van de 3,60 mpy a 13,70 mpy.

A continuación se presenta un resumen de los niveles de riesgos de las estaciones San Joaquín 1, San Joaquín 3 y San Joaquín 4.

Tabla 4.29 Resumen de las mediciones de las matrices de riesgo.

ESTACIONES	RANGOS DEL RIESGO							
	ALTO		MEDIO ALTO		MEDIO		BAJO	
SAN JOAQUÍN 1	-	-	42	77,78%	12	22,22%	-	-
SAN JOAQUÍN 3	-	-	63	86,30%	7	9,59%	-	-
SAN JOAQUÍN 4	-	-	35	61,40%	22	38,60%	-	-

Fuente: El autor (2018)

Los resultados de las mediciones con riesgo medio de estas estaciones prioritarias se encuentran en el ANEXO E de este trabajo.

4.3.2 Sensibilidad del Riesgo

En vista de que los resultados del nivel de riesgo calculados anteriormente están basados en los parámetros actuales de las líneas, se decidió realizar un estudio de sensibilidad proyectando en el tiempo cual sería el comportamiento del riesgo para varias frecuencias de inspección en función de las condiciones operacionales actuales. Esto permitió determinar con cual frecuencia de inspección el riego se mantiene mejor en el tiempo. Para este análisis se utilizó el siguiente criterio: las pérdidas de espesor fueron atribuidas únicamente al proceso de corrosión interna, por lo cual se descarta los efectos erosivos que en algún momento pueda tener el fluido que ahí se maneja.

Como el plan de inspección a proponer es hasta el año 2026, se realizó la simulación hasta ese año o cercano al mismo, todo dependiendo de la frecuencia de inspección. Cabe destacar que la sensibilidad del riesgo se realizó para 3 distintas frecuencias, para cada 2 años, cada 3 y cada 5 años entre inspecciones. Es importante

resaltar que si el contexto operacional cambia habría que recalcular el riesgo nuevamente ahora para las nuevas condiciones.

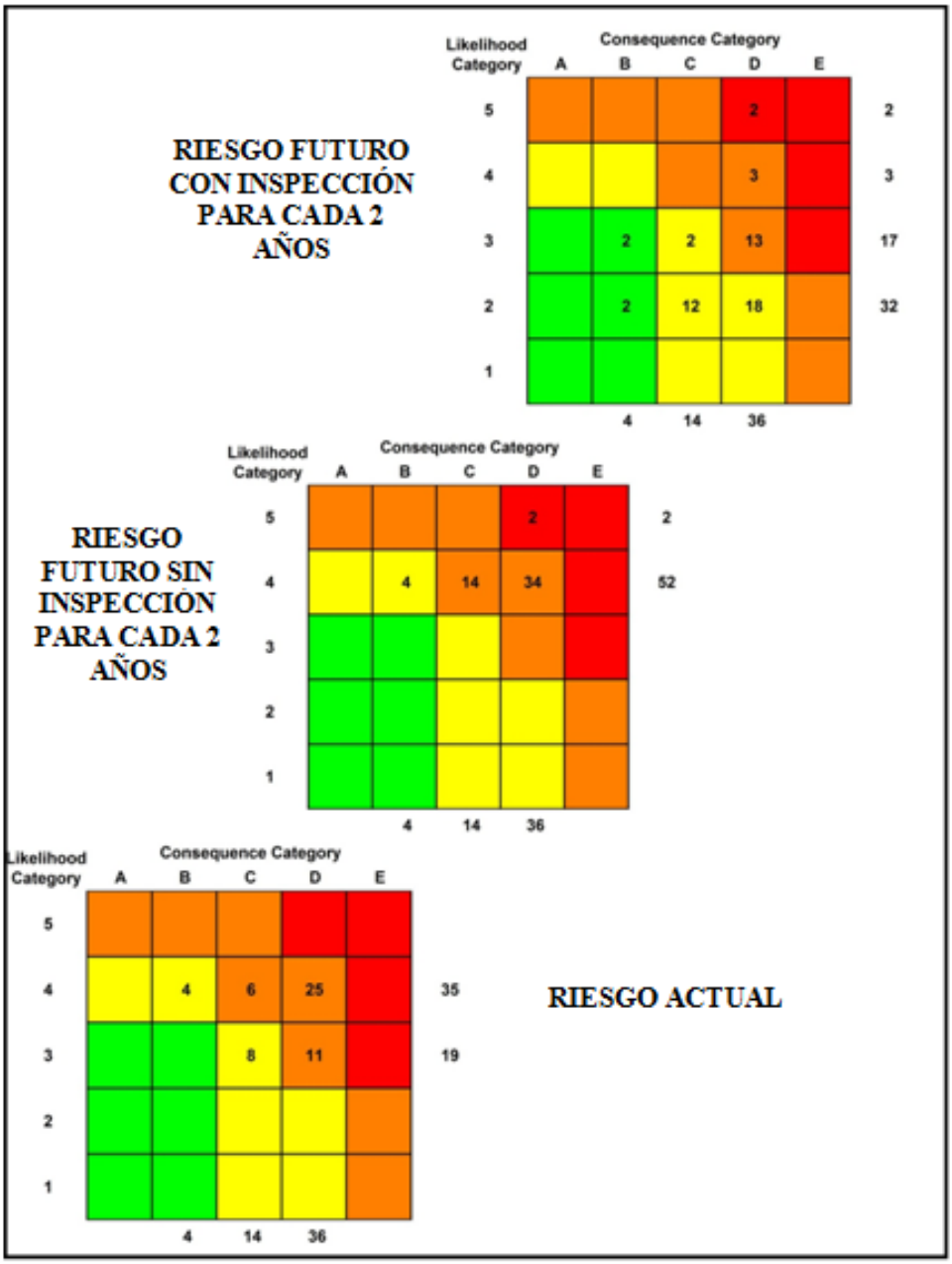


Figura 4.7 Sensibilidad del riesgo del Sistema de VSM San Joaquín 1 para una frecuencia de inspección cada 2años.
Fuente: El autor (2018)

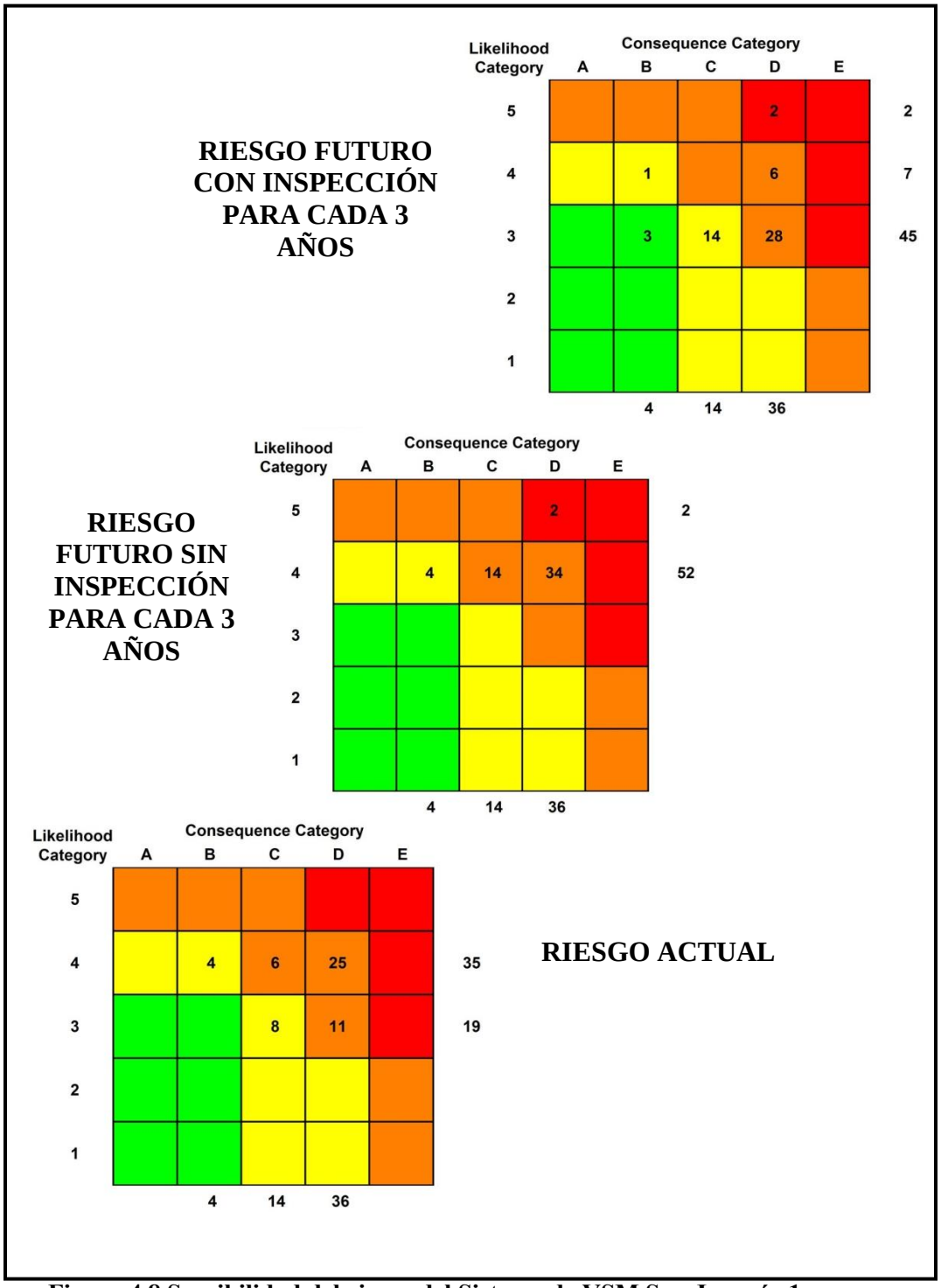


Figura 4.8 Sensibilidad del riesgo del Sistema de VSM San Joaquín 1 para una frecuencia de inspección cada 3años.
Fuente: El autor (2018)

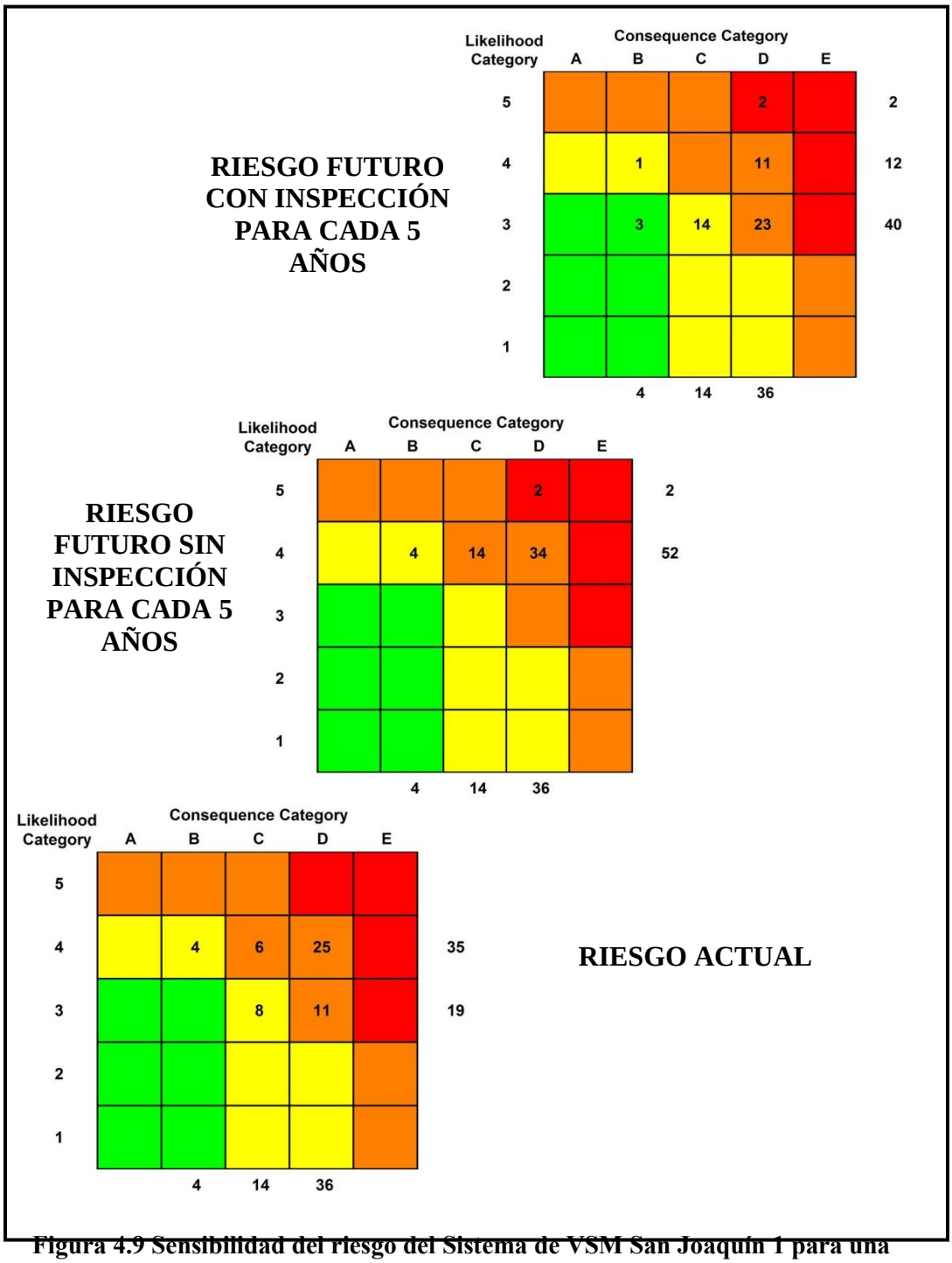


Figura 4.9 Sensibilidad del riesgo del Sistema de VSM San Joaquín 1 para una frecuencia de inspección cada 5 años.
Fuente: El autor (2018)

De acuerdo a los resultados arrojados por el software en las figuras anteriores, el equipo natural de trabajo determino que el momento oportuno para inspeccionar el Sistema de Válvulas Selectoras Multipuertos de la estación San Joaquín 1, es cada 5 años porque el riesgo medio alto se mantiene en 62,96%, sin embargo para dos válvulas la inspección se realizara anual ya que estas poseen un porcentaje de pérdida de espesor mayor al 30% y ubican en un riesgo alto. Es por ello, que el programa los considera en el nivel de riesgo alto, debido a que una ruptura en el cuerpo del mismo. En la tabla 4.27 y 4.28 se observan los rangos de riesgo futuro con inspección y sin inspección para los periodos de inspección establecidos.

Tabla 4.30 Resumen de las mediciones de las matrices de riesgo futuro con inspección de la estación San Joaquín 1.

	Riesgo Futuro con Inspección							
Tiempo de Inspección	Rangos del Riesgo							
	Alto		Medio Alto		Medio		Bajo	
	Nodos	%	Nodos	%	Nodos	%	Nodos	%
Para cada 2 años	2	3,70%	16	29,63%	32	59,26%	4	7,41%
Para cada 3 años	2	3,70%	34	62,96%	15	27,78%	3	5,56%
Para cada 5 años	2	3,70%	34	62,96%	15	27,78%	3	5,56%

Fuente: El autor (2018)

Tabla 4.31 Resumen de las mediciones de las matrices de riesgo futuro sin inspección de la estación San Joaquín 1.

Rangos del Riesgo							
Alto		Medio Alto		Medio		Bajo	
Nodo	%	Nodo	%	Nodo	%	Nodo	Nodo
2	3,70%	48	88,89%	4	7,41%	-	-

Fuente: El autor (2018)

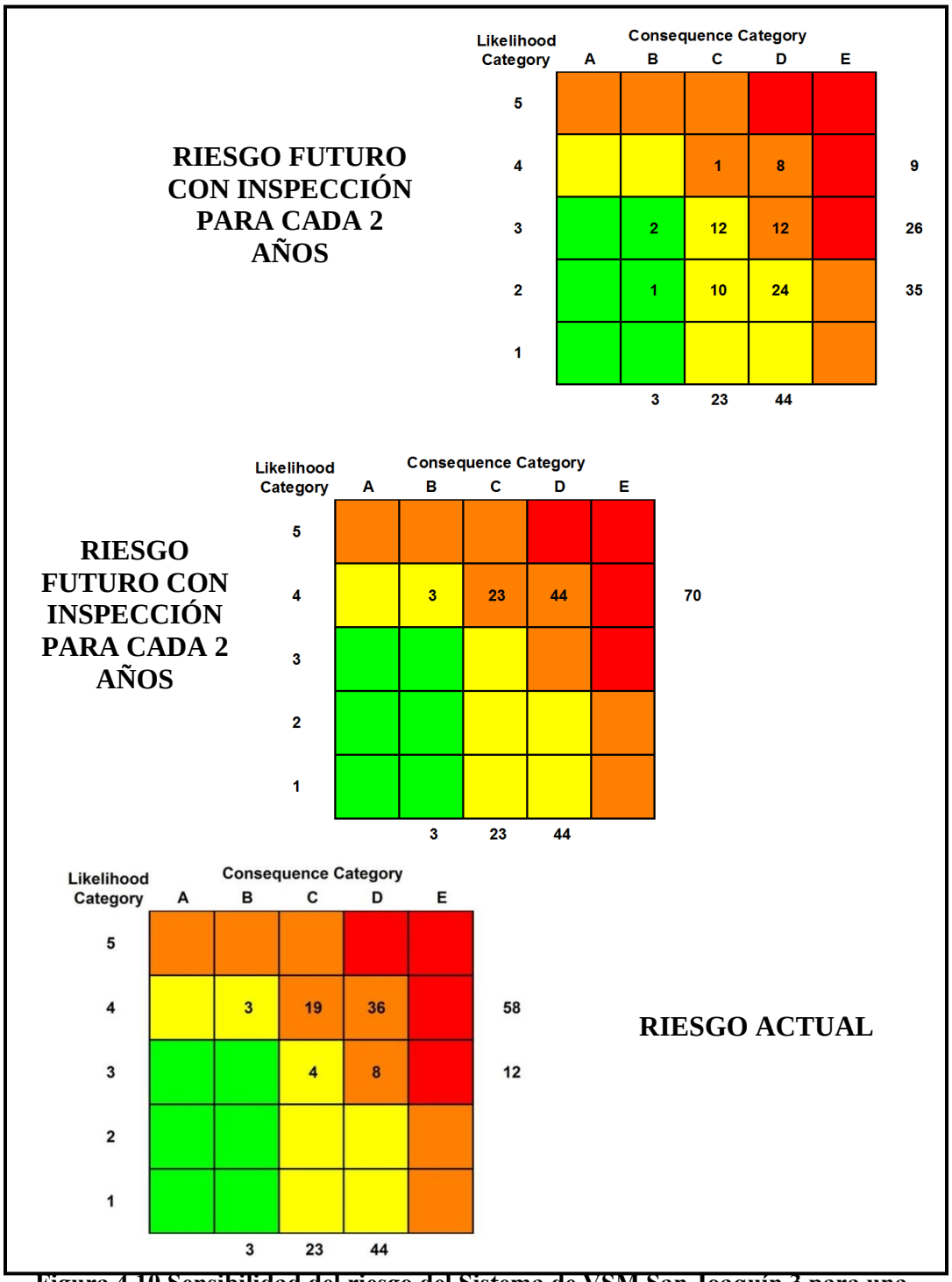


Figura 4.10 Sensibilidad del riesgo del Sistema de VSM San Joaquín 3 para una frecuencia de inspección cada 2 años.

Fuente: El autor (2018)

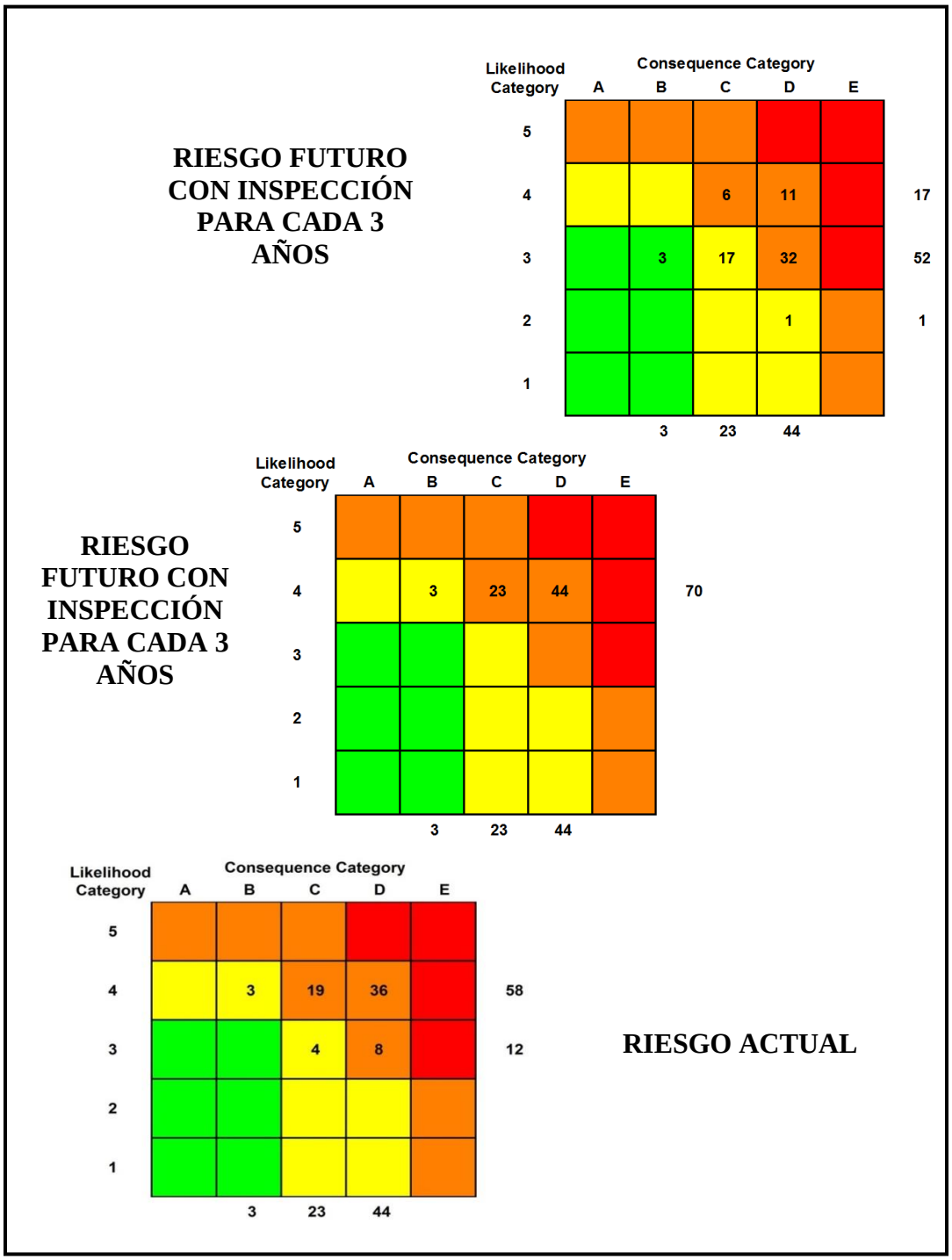


Figura 4.11 Sensibilidad del riesgo del Sistema de VSM San Joaquín 3 para una frecuencia de inspección cada 3 años.
Fuente: El autor (2018)

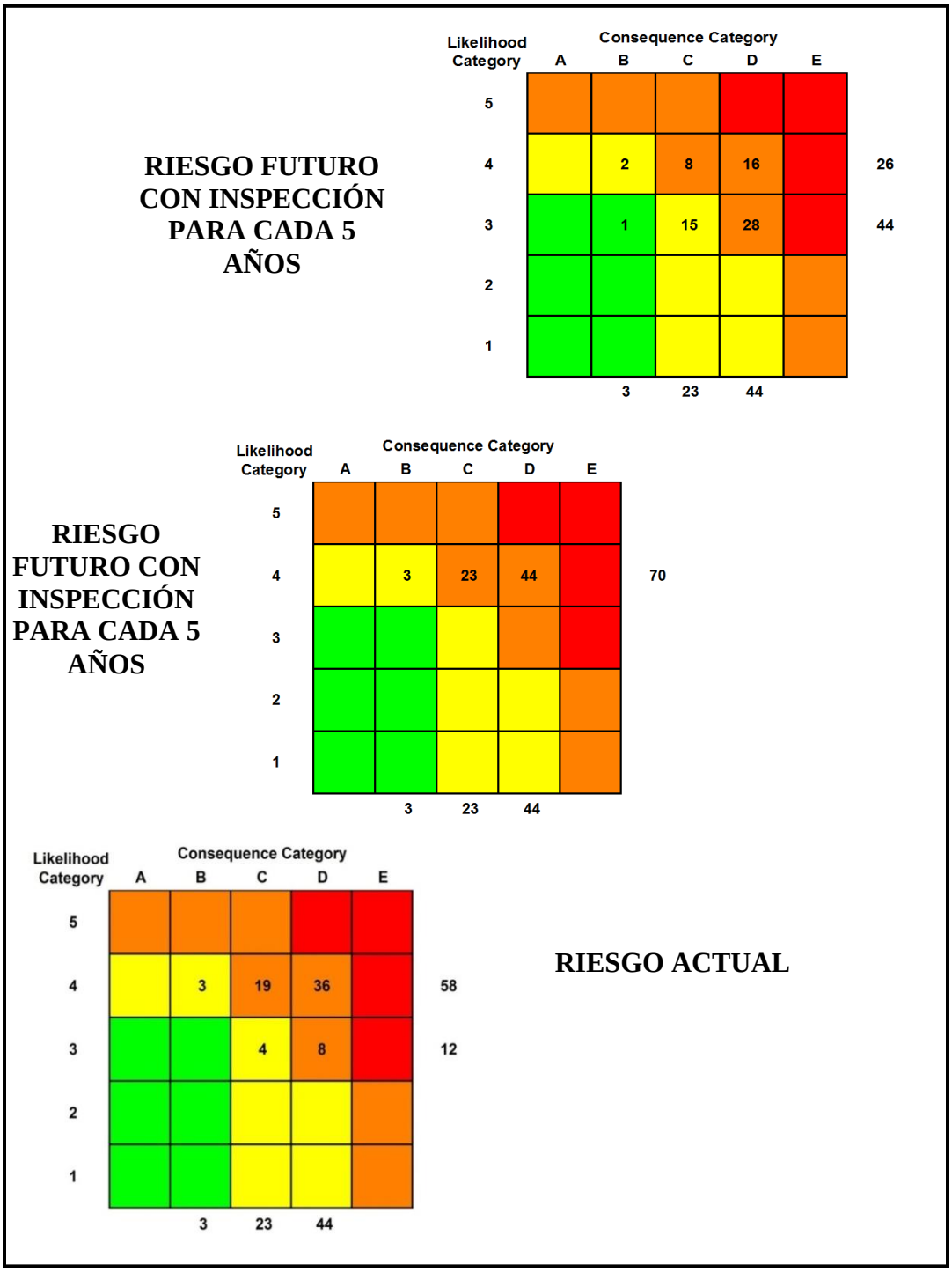


Figura 4.12 Sensibilidad del riesgo del Sistema de VSM San Joaquín 3 para una frecuencia de inspección cada 5 años.
Fuente: El autor (2018)

Según los resultados arrojados por el software en las figuras anteriores, el equipo natural de trabajo determino que el momento oportuno para inspeccionar el Sistema de Válvulas Selectoras Multipuertos de la estación San Joaquín 3, es cada3 años, porque en ese tiempo el 70% de los putos medidos se ubican en el riesgo medio alto, esto con la finalidad de impedir que lleguen equipos al nivel de riesgo alto. En la tabla 4.29 y 4.30 se observan los rangos de riesgo futuro con inspección y sin inspección para los periodos de inspección establecidos

Tabla 4.32 Resumen de las mediciones de las matrices de riesgo futuro con inspección de la estación San Joaquín 3

	Riesgo Futuro con Inspección							
Tiempo de Inspección	Rangos del Riesgo							
	Alto		Medio Alto		Medio		Bajo	
	Nodo	%	Nodo	%	Nodo	%	Nodo	%
Para cada 2 años	-	-	21	30,00%	46	65,71%	3	4,29%
Para cada 3 años			49	70,00%	18	25,71%	3	4,29%
Para cada 5 años			52	74,29%	17	24,29%	1	1,43%

Fuente: El autor (2018)

Tabla 4.33 Resumen de las mediciones de las matrices de riesgo futuro sin inspección de la estación San Joaquín

Rangos del Riesgo							
Alto		Medio Alto		Medio		Bajo	
Nodo	%	Nodo	%	Nodo	%	Nodo	Nodo
3	4,11%	67	91,78%	3	4,11%	-	-

Fuente: El autor (2018)

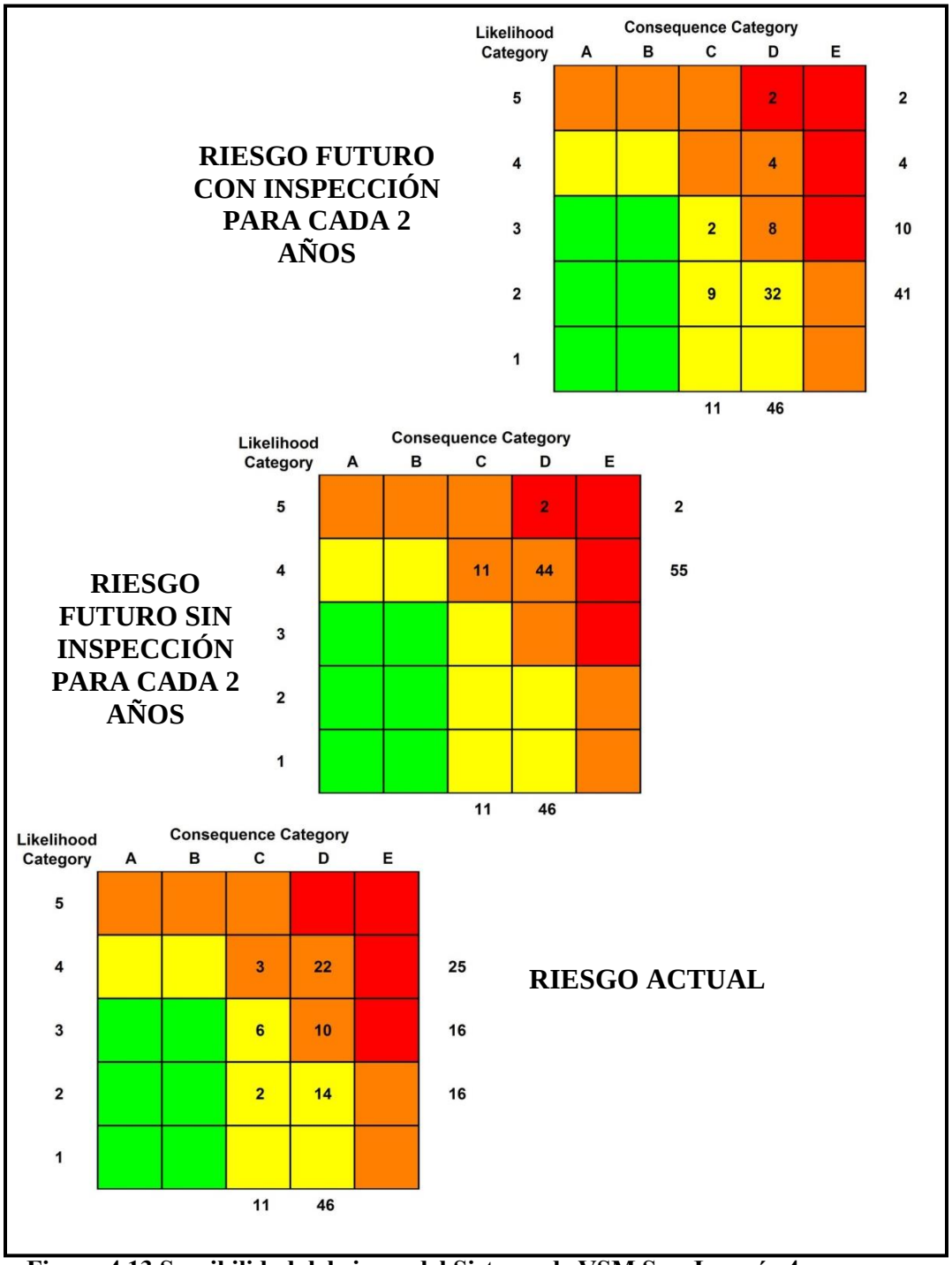


Figura 4.13 Sensibilidad del riesgo del Sistema de VSM San Joaquín 4 para una frecuencia de inspección cada 2 años.
Fuente: El autor (2018)

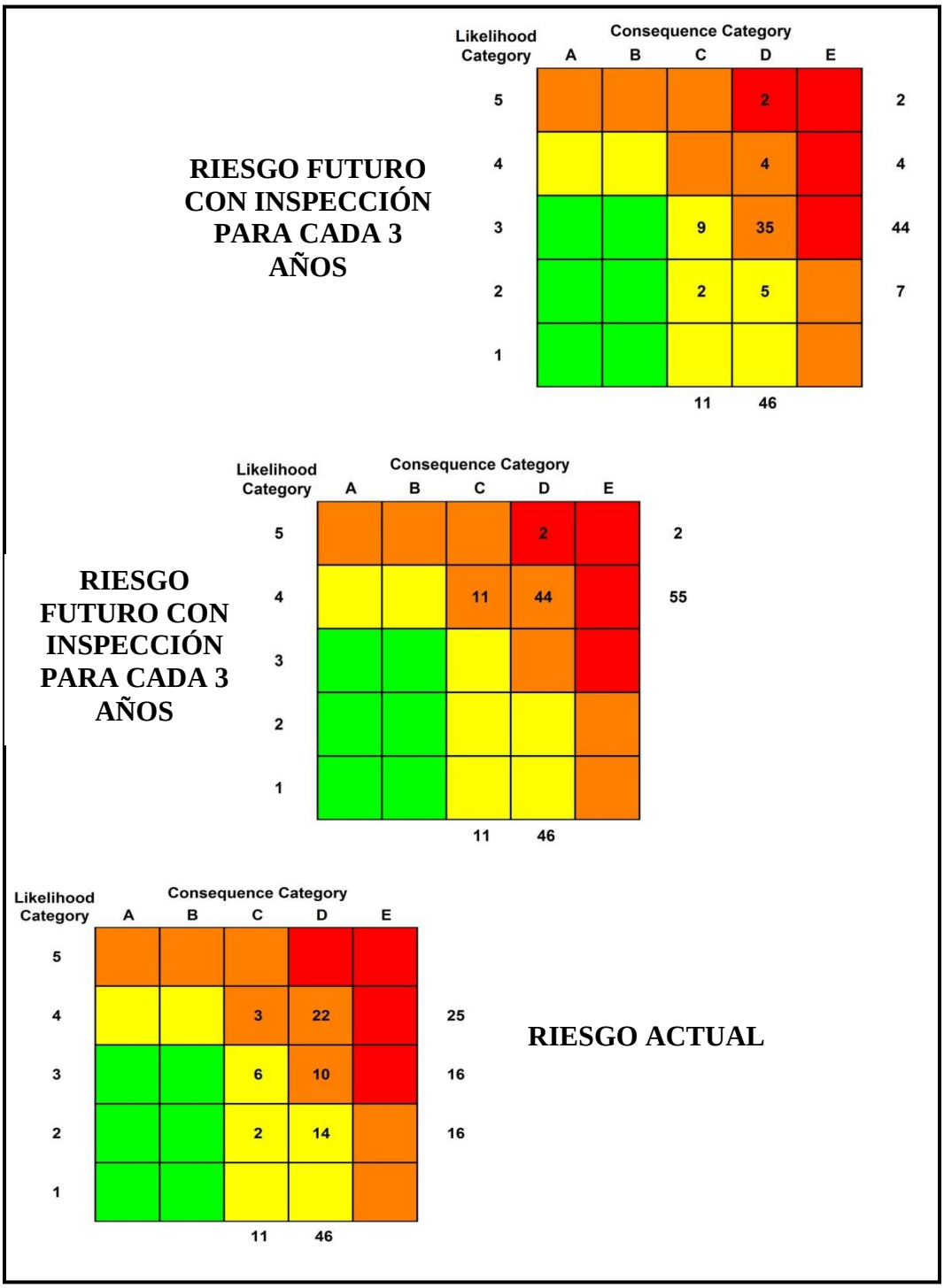


Figura 4.14 Sensibilidad del riesgo del Sistema de VSM San Joaquín 4 para una frecuencia de inspección cada 3 años.
Fuente: El autor (2018)

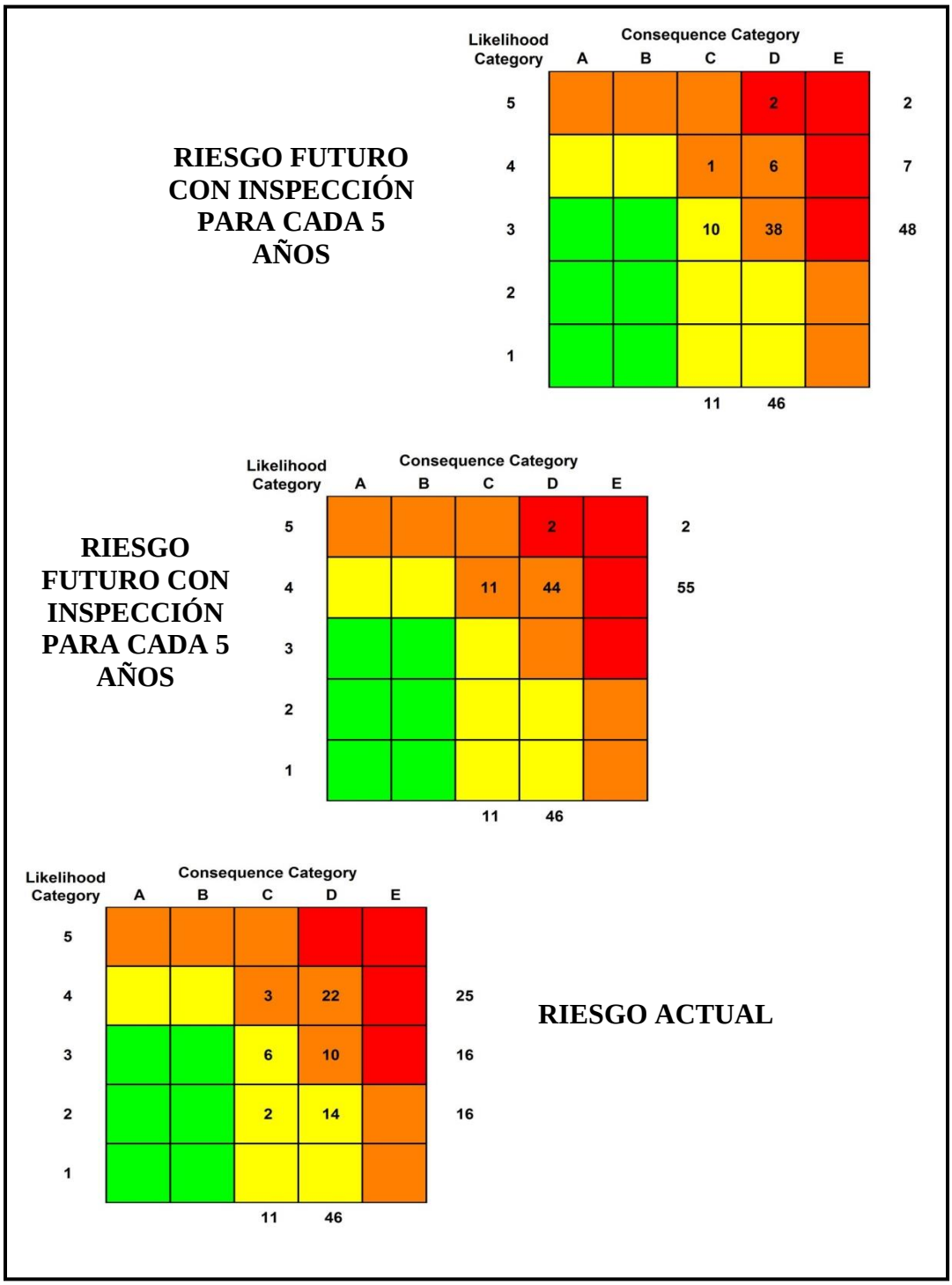


Figura 4.15 Sensibilidad del riesgo del Sistema de VSM San Joaquín 4 para una frecuencia de inspección cada 5 años.
Fuente: El autor (2018)

Analizando los resultados obtenidos por el software en las figuras anteriores, el equipo natural de trabajo determino que el momento oportuno para inspeccionar el Sistema de Válvulas Selectoras Multipuertos de la estación San Joaquín 4, es cada 3 años, porque en este tiempo habrá 68,42% de los puntos medidos con un riesgo medio alto, pero para 2 equipos que presentan muy alto porcentaje de pérdida de espesor deberá hacerse la inspección anual. En la tabla 4.31 y 4.32 se observan los rangos de riesgo futuro con inspección y sin inspección para los periodos de inspección establecidos.

Tabla 4.34 Resumen de las mediciones de las matrices de riesgo futuro con inspección de la estación San Joaquín 4.

	Riesgo Futuro con Inspección							
Tiempo de Inspección	Rangos del Riesgo							
	Alto		Medio Alto		Medio		Bajo	
	Nodo	%	Nodo	%	Nodo	%	Nodo	%
Para cada 2 años	2	3,51%	12	21,05%	43	75,44%	-	-
Para cada 3 años	2	3,51%	39	68,42%	16	28,07%	-	-
Para cada 5 años	2	3.51%	45	78,95%	10	17,54%	-	-

Fuente: El autor (2018)

Tabla 4.35 Resumen de las mediciones de las matrices de riesgo futuro sin inspección de la estación San Joaquín 4.

Riesgo Futuro sin Inspección							
Rangos del Riesgo							
Alto		Medio Alto		Medio		Bajo	
Nodo	%	Nodo	%	Nodo	%	Nodo	%
2	3,51%	55	96,49%	-	4,11%	-	-

Fuente: El autor (2018)

4.4 Formulación de Planes de Inspección en Frecuencias Determinadas para el Sistema de Válvulas Selectoras Multipuertos a Través de Inspección Basada en Riesgo, a Fin de Garantizar la Integridad Mecánica

La presentación de la planificación viene dada para los sistemas operaciones evaluados en el software API RBI, los tipos de inspección contemplados son; inspección visual e inspección por ultrasonido, establecidos hasta el año 2028 donde finaliza el plan de inspección establecido;

- Inspección visual

Ésta deberá ser desarrollada para determinar las condiciones físicas de los equipos, aislamiento, estado de pintura de revestimiento, evaluar signos de desalineamiento, evidencia de desgastes de vibración en apoyo de soporte, fugas, procesos corrosivos, fractura, deformaciones, defectos, construcciones e instalaciones inadecuadas, y todos aquellos puntos de inspección visual contemplados en las normas establecidas.

En la tabla 4.36 se muestra un formato donde se muestra de forma detallada las recomendaciones de inspección visual a realizar.

Tabla 4.36 Formato de inspección visual

PDVSA

Departamento de Mantenimiento Mayor
Plan de inspección para Válvulas Selectoras Multipuertos

Serial:_____
Estación:_____
Fecha :_____

Progresiva/Instalación	Punto de Referencia	Condiciones Observadas	Observaciones Generales	Acción recomendada

Fuente: El autor (2018)

- Inspección por ultrasonido

El equipo de especialistas determinará la localización de los puntos de inspección donde se debe efectuar la medición programada de espesores, esto es especialmente aplicable a sistemas susceptibles a procesos de corrosión interna, corrosión/erosión, ataques microbiológicos, entre otros.

El numero de mediciones y los puntos de inspección correspondiente a las líneas y accesorios se pueden observar en la tabla 4.16

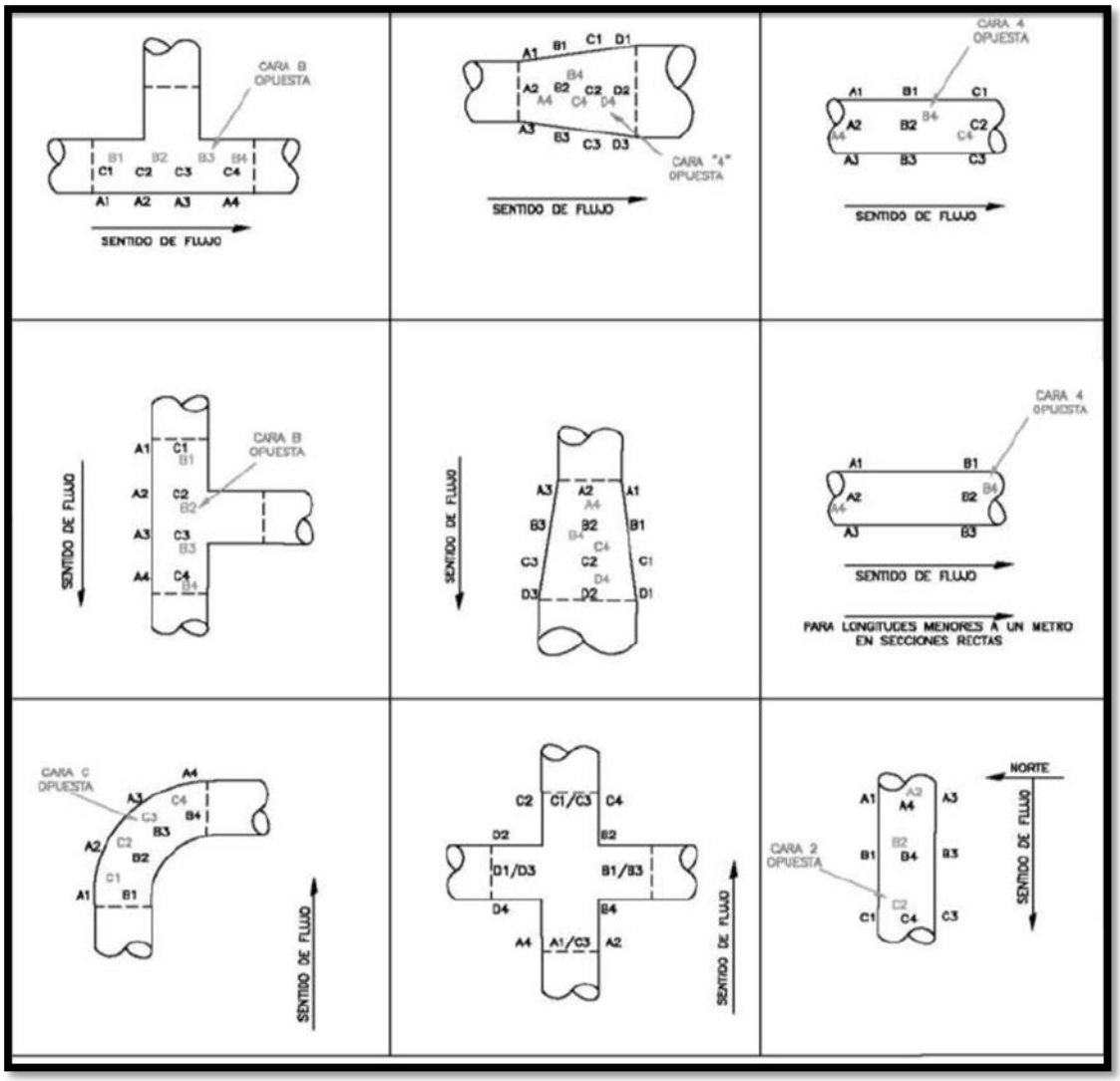


Figura 4.16. Puntos de medición para tuberías y accesorios.
Fuente: Manual de mantenimiento de PDVSA PI 02-09-01.

En la tabla 4.36 Se muestra el formato en Excel para cargar los datos obtenidos en la inspección de medición por ultrasonido.

Tabla 4.37 Formato de inspección por ultrasonido

PDVSA

Inspección por Ultrasonido

Estación/ Instalación:_____

Identificación del equipo:_____

Presión de Operación:_____ Presión de Diseño:_____

Temperatura de Operación: _____Temperatura de Diseño:_____ Fecha:_____

Registro de Mediciones

Identificación				lecturas																Lect. Min. pulg	Lect. Máx. pulg	Esp. Nom. pulg	Esp. Req. Cal	Esp. Req. pulg	Presión Máx. Perm. Trab(Pulg) ASME B31.3	Máx.Reducc.		Velocidad Corr. MPY	Vida Remanente
Nodo N°	Long m	Dia. Pulg	Tip. Comp.	A1. Pulg	A2. Pulg	A3. Pulg	A4. Pulg	B1. Pulg	B2. Pulg	B3. Pulg	B4. Pulg	C1. Pulg	C2. Pulg	C3. Pulg	C4. Pulg	D1. Pulg	D2. Pulg	D3. Pulg	D4. Pulg							(Pulg)	%		

Fuente: Departamento de Mantenimiento Mayor.

Personal

El inspector deberá cumplir por los menos con uno de los siguientes requisitos estipulados en la norma PDVSA PI-02-09-01 (inspección en marcha de equipos estáticos):

- Título de Ingeniero o TSU, con más de un año de experiencia en actividades de supervisión, o dos años desarrollando actividades de inspección.
- Personal con un mínimo de ocho años de experiencia en el diseño, construcción, reparación, inspección u operación de sistemas de tuberías y/o equipos, de los cuales deben ser un año de experiencia en la supervisión y dos años desarrollando actividades de inspección.

Isométricos de control

El personal inspector debe realizar un levantamiento de isométricos de los equipos inspeccionados, a fin de señalar la ubicación de los nodos o localizaciones de las mediciones, tipos de accesorios conectados y el punto donde se encuentre cualquier desviación observada mediante la inspección visual.

Los isométricos de control deben contar como mínimo con lo siguiente:

- Servicio (liquido, gas).
- Presión y temperatura de diseño.
- Presión y temperatura de operación.
- Presión de prueba hidrostática (donde aplica).
- Diámetros (donde aplique).
- Espesor nominal y de retiro (donde aplique).
- Material.
- Aislamiento (donde aplique).
- Planos de referencia.

Establecimiento de los Requerimientos Previos, Necesarios Para la Implantación del Plan.

Una vez formulado el plan de inspección, se presentaron los resultados a los gerentes y planificadores de inspección en un formato común con las actividades e intervalos de inspección para su aprobación y definición de los requerimientos de implantación. Estos se describen a continuación:

- Instalación del programa en servidores de la red por cada área operacional, para mejorar la capacidad de respuesta y crear procedimientos que aseguren su manejo eficiente en la Corporación. En caso que esta opción no sea viable, se recomienda instalar el programa en PC locales de mayor capacidad de memoria y velocidad.
- Los adiestramientos para el personal que van a trabajar con el programa IBR, deben estar a cargo del CEFOGAS, bajo la modalidad de módulos, y debidamente evaluados y certificados.
- Plan de formación acelerada de especialistas, para incrementar el número de asesores en el manejo de IBR.
- Desarrollar un modulo de decisión que permita seleccionar las más apropiadas para definir los planes de inspección.
- Desarrollar procedimientos de validación y aseguramiento de calidad de los análisis realizados. Se debe generar un proceso de inducción acelerado, con el fin de incrementar el adiestramiento de los analistas en esta metodología. A corto plazo, se deberán utilizar consultores externos para validar los resultados y análisis de los estudios.
- Oficializar a los niveles gerenciales los Equipos Naturales de Trabajo (ENT´S).
- Fijar acuerdos cliente y Equipo Natural de Trabajo (ENT´S) sobre resultados, fecha, responsabilidad de implantación, responsabilidad del control y seguimiento.
- Acelerar la carga, de los proyectos IBR finalizados, en el Manual de Producción y Administración de documentos de PDVSA, para normalizar la producción,

manejo y administración de los documentos técnicos generados, permitiendo la consulta rápida y referencia para otros proyectos.

- Dictar charlas semanales de orientación de las funciones a las personas que manejan el sistema actualmente.

Tabla4.38 Plan de inspección para la Estación San Joaquín 1.

ISO	Equipo	Intervalos de insp.(Años)	Años de inspección.	Observaciones
105	Vál-Multip-Itasa-111	5	2023 y 2028	
107	Entr-Vál-Selec-Multp-Itasa 127	5	2023 y 2028	
109	Entr-Vál-Selec-Multip-Itasa 283	5	2021 y 2028	
111	Entr-Vál-Selec-Multip-Itasa-112	5	2021 y 2028	
113	Entr-Vál-Selec-Multip-Itasa-164	5	2021 y 2028	
115	Entr-Vál-Selec-Multip-Itasa-143	5	2021 y 2028	
117	Entr-Vál-Selec-Multip-Itasa-124	5	2021 y 2028	
121	Entr-Vál-Selec-Multip-Itasa-0103661	Anual	2018	Pérdida de espesor mayor al 30%.
123	Entr-Vál-Selec-Multip-Itasa-84	Anual	2018	Pérdida de espesor mayor al 30%.

Fuente: El autor (2018)

Tabla 4.39 Plan de inspección para la Estación San Joaquín 3.

ISO	Equipo	Intervalos de insp.(Años)	Años de inspección.	Observaciones
61	Val-Select-Multip-040650011	3	2021, 2024, 2027	
63	Val-Multip-Itasa-159	3	2021, 2024, 2027	
65	Val-Multip-Itasa-86	3	2021, 2024, 2027	
67	Val-Multip-Itasa-141	3	2021, 2024, 2027	
69	Val-Multip-Itasa-171	3	2021, 2024, 2027	
71	Val-Multip-Itasa-134	3	2021, 2024, 2027.	

Fuente: El autor (2018)

Tabla 4.40 Plan de inspección para la estación San Joaquín 4.

ISO	Equipo	Intervalos de insp.(Años).	Años de inspección.	Observaciones
253	Val-Sel-Multip.N° A-16/Nivel 450 Psi.	3	2021, 2024, 2027.	
255	Val-Sel-Multip.Itasa 119/Nivel 450 Psi.	Anual	2018	Pérdida de espesor mayor al 30%.
257	Val-Selec-Itasa 142.	3	2021, 2024, 2027.	
259	Entr-Val-Selec-Multip.Itasa 148.	3	2021, 2024, 2027.	
261	Entr-Val-Selec-Multip.Itasa 126.	3	2021, 2024, 2027.	
263	Val-Rec-Mult. Itasa 279-2.Nivel 450psi	Anual	2018	Pérdida de espesor mayor al 40%.
265	Val-Multp. A-20.	3	2021, 2024, 2027.	
267	Val-Selec-Itasa. A-15.	3	2021, 2024, 2027.	
271	Val-Rec-Mult. Itasa 274-2.	3	2021, 2024, 2027.	
277	Val-Selec-Multip-Itasa 277-4.	3	2021, 2024, 2027.	

Fuente: El autor (2018)

Para el desarrollo de las actividades previamente descritas se elaboró una secuencia de actividades a ejecutarse según el siguiente flujograma:

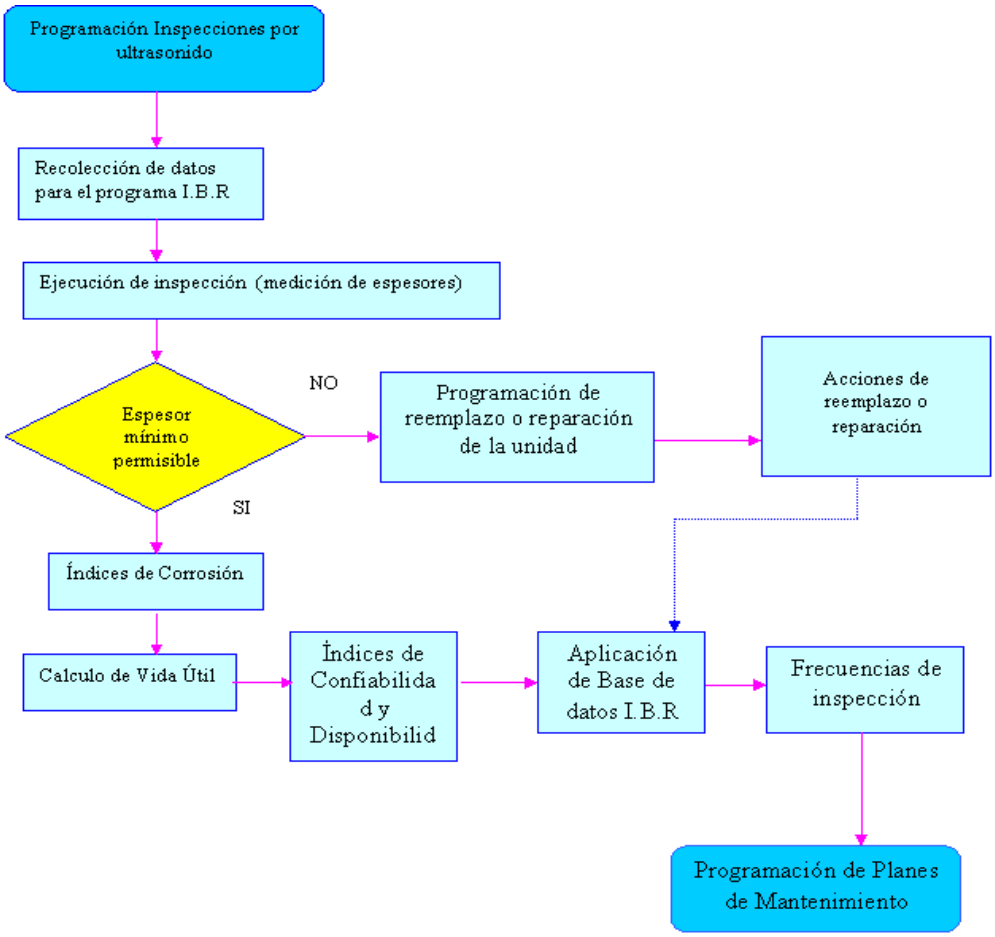


Figura 4.17 Flujograma de inspecciones predictivas
Fuente: El autor (2018)

CAPÍTULO V
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Al finalizar el proyecto de mejoramiento de la confiabilidad operacional utilizando la metodología IBR, sobre la elaboración del plan de inspección basado en Riesgo para el Sistemas de Válvulas Selectoras Multipuertos pertenecientes a AMA Oeste de PDVSA Producción Gas Anaco, se ha llegado a las siguientes conclusiones y recomendaciones:

5.1 Conclusiones

- Mediante la determinación de la situación actual de las estaciones de AMA Oeste, se pudo observar en la inspección visual la corrosión externa en los Sistemas de Válvulas Selectoras Multipuertos, mientras que en la inspección por ultrasonido, se tomaron en cuenta las lecturas de espesores de los equipos específicamente aquellas en donde las mediciones tenían pérdidas de espesor mayores al 10% con respecto al espesor nominal, ya que son equipos nuevos.
- Por medio de la jerarquización a través de la matriz Impacto – Esfuerzo se determinó que los sistemas que presenta un impacto alto y su es esfuerzo es bajo; son los Sistemas de Válvulas Selectoras Multipuertos pertenecientes al Campo San Joaquín, donde se encuentran 3 estaciones, San Joaquín 1, 3 y 4.
- De acuerdo al análisis de riesgo realizado a los sistemas prioritarios, se determinó en el Sistema de Válvulas Selectoras de la estación San Joaquín 1 un 77,78% de los nodos evaluados en riesgo medio alto, en la estación San Joaquín 3 un 90,00% en el riesgo medio alto. Por último en la estación San Joaquín 4 un 61,40% en el riesgo medio alto. Las consecuencias de fallas son altas por la cantidad y naturaleza del flujo que manejan.

- En consideración a los resultados obtenidos de la simulación del riesgo, se estableció un intervalo de inspección de 5 años para las estaciones San Joaquín 1 con 2 equipos que deben inspeccionarse anual, mientras para San Joaquín 3 y 4, un intervalo de inspección de 3 años, sin embargo para la estación San Joaquín 4 existen 2 equipos donde la inspección debe ser anual.
- Se logró realizar una propuesta de inspección los Sistemas de Válvulas Selectoras Multipuertos pertenecientes a las Estaciones de descarga San Joaquín 1, San Joaquín 3 y San Joaquín 4, apoyado en los resultados de las matrices de riesgo y la frecuencia de inspección seleccionada en la simulación del riesgo para un periodo de tiempo determinado.

5.2 Recomendaciones

- Actualizar periódicamente los inventarios de los equipos existentes, tanto los que están en servicio, como los que están fuera.
- Realizar visitas habituales a las Estaciones, de manera de tener un seguimiento de los equipos para poder reemplazarlos a tiempo.
- Establecer registros de las actividades que se realizan en las Estaciones, así como también de las inspecciones realizadas para posteriores análisis de Inspección Basada en Riesgo.
- Aumentar la confiabilidad de los sistemas, haciendo los ajustes o cambios necesarios para lograr el mejoramiento de las Estaciones de descarga.
- Controlar la corrosión por el alto contenido de H2S y CO2, por medio de sistemas de mitigación de corrosión como lo es; el sistema de inhibidores, para prevenir las paradas no programadas y evitar producciones diferidas que ocasionan pérdidas a la empresa.

- Informar al personal responsable y a los custodios de cada Estación, los resultados de las inspecciones que se realizan, a fin de involucrarlos en la toma de decisiones.
- Actualizar la base de datos del software API RBI ya que facilitará el proceso de planificación de inspecciones, la ejecución de la gestión y optimización de las actividades de mantenimiento.
- Actualizar la versión existente del software API RBI, con la cual se conseguirán mejores evaluaciones gracias a la introducción de nuevos equipos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Améndola, L. J. (2006). “Gestión de proyectos de Activos Industriales”. España: Universidad Politecnica de Valencia.

American Petroleum Institute (1998). “Piping Inspection Code”. API Recommended Practice 581, First Edition Washington D.C.

American Petroleum Institute (2002). “Risk-Based Inspection”. Norma API 570. Segunda Edición, Octubre.

Arias, F.(2006). “Introducción a la Metodología Cientifica”. Caracas: Editorial Epísteme.

Cabrera, L (2010), “Propuesta de un Plan de Inspección basado en la Metodología SILCO en la mini planta Compresora 5 de PDVSA, Complejo Operativo Jusepín”. Trabajo de Grado no Publicado. Universidad de Oriente, Anzoátegui.

Centro de Formación y Adiestramiento de Petróleos de Venezuela y sus Filiares (CEPET). (1992) “Estaciones Recolectoras de Flujo”. Primera edición. Tamare Venezuela.

Creus, A. (1997). “Instrumentación Industrial”. 6ta ed.España. Alfaomega Grupo Editor.

Gil de Fuentes, L. (2002). “Fundamentos de Corrosión y Protección de los Materiales”. Ciudad Guayana.

Gómez De León, F. “Tecnología de Mantenimiento Industrial”. Servicio de publicaciones, Universidad de Murcia. Murcia (1998).

High Tech (1990) “Ensayo Ultrasónico de Materiales”

Marquez, L. (2010), “Mejoras del plan de mantenimiento de los equipos críticos del sistema de carga de urea basado en la confiabilidad” Caso: Sistema de Carga de Urea Granular del Complejo Petroquímico General de División José Antonio Anzoátegui”. Trabajo de Grado no Publicado. Universidad de Oriente, Anzoátegui.

Norma API 570 (Octubre 1998). Segunda Edición.

Norma API 581 (2000) “Risk-Based Inspection, Base Resource Document”. Primera Edición, Mayo.

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

Nuñez, S (2013), “Propuesta de un Plan de Inspección para los Equipos Estáticos de las Estaciones de Descarga, Mediante la Técnica de Inspección por Ultrasonido”. Trabajo de Grado no Publicado. Universidad de Oriente, Anzoátegui.

Padilla, V. (2014), “Estudio de la confiabilidad de los Equipos Estáticos de la Estación de Flujo Santa Rosa I (SREF-1) AMA Este de PDVSA, Producción Gas Anaco, Estado Anzoátegui”. Trabajo de Grado no publicado. Extensión Centro Sur UDO Anaco.

PDVSA (2005). Manual de Mantenimiento MM-01-01-01. Definiciones de Mantenimiento y Confiabilidad. (Vol.I). Caracas Venezuela

PDVSA (2005). Manual de Mantenimiento MM-01-01-03. Niveles de Mantenimiento. (Vol. I). Caracas Venezuela.

PDVSA (2004). Norma técnica PI 08-01-01. “Manual de Inspección Volumen 6. Caracas Venezuela.

PDVSA (2004) Norma Técnica MR-02-15-06. “Manual de Proceso de Mantenimiento de Rutina”. Caracas Venezuela.

PDVSA (2004). Norma Técnica “Manual VSM Muestra”. Caracas Venezuela.

Rangel, L. (2015), “Proponer un Plan de Inspección mediante la metodologia Inspección Basada en Riesgo para los Equipos Estáticos de la Estación de Descarga Guario 1 de PDVSA, Área Mayor Anaco. Trabajo de Grado no publicado. Extensión Centro Sur UDO Anaco.

Suárez, D. (2008). “Mantenimiento Mecánico”, Universidad de Oriente. Venezuela.

Suárez D, (2007). “Clasificación de Equipos en Función de su Criticidad”. Introducción para el estudio de equipos. Confima & Consultores. Puerto la Cruz.

Tamayo y Tamayo, M. (2004). “El proceso de la investigación científica”. 4ta edición. Editorial Lusuma S.A. México.

Tamayo y Tamayo, M. (1998). “El proceso de la investigación científica”. 3era. edición. Editorial Lusuma S.A. México.

The American Society of Mechanical Engineers (2002). “Process Piping”. Norma ASME B31.3.

Yáñez, M. (2006). “Ingeniería de Confiabilidad: Pilar Fundamental del Mantenimiento”. Reliability and Risk Management S.A Venezuela.

ANEXOS

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

TÍTULO	**PROPUESTA DE UN PLAN DE INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO PARA EL SISTEMA DE VÁLVULAS SELECTORAS MULTIPUERTOS PERTENECIENTES A AMA OESTE DE PDVSA PRODUCCIÓN GAS ANACO**
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CVLAC / E MAIL
Sánchez B., Diosmary del V.	**CVLAC:** 21.329.528 **E MAIL:** Sanchezd@gmail.com
	CVLAC: **E MAIL:**
	CVLAC: **E MAIL:**
	CVLAC: **E MAIL:**

PALABRAS O FRASES CLAVES

Impacto, Esfuerzo, IBR, Riesgo, Plan, Inspección.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ÁREA	SUBÁREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería Industrial

RESUMEN (ABSTRACT):

Este trabajo corresponde a un estudio de inspección basado en riesgo a los Sistemas de Válvulas Selectoras pertenecientes a las Estaciones de descarga/flujo de PDVSA, Área Mayor Anaco Oeste. El estudio se caracteriza por ser una investigación de tipo descriptiva según el conocimiento de la investigación, de campo según la estrategia y aplicada según su propósito, en donde se realizaron diversas visitas a la Estaciones y entrevistas no estructuradas. Utilizándose como medio la metodología de la Matriz Impacto – Esfuerzo con la cual sé logró la jerarquización de los sistemas de manera de establecer los prioritarios con la ayuda del Equipo Natural de Trabajo, resultando prioritario el Campo San Joaquín. Luego a través del software API RBI Ver 3.3.3. Determinar los equipos más propensos a fallas, en función a las condiciones actuales de integridad de los mismos (corrosión, erosión, entre otros), se realizaron simulaciones del riesgo para establecidos intervalos de tiempo, con la finalidad de establecer una frecuencia de inspección óptima para cada sistema prioritario y de esta manera establecer el plan de inspección basado en el riesgo.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
Ing. Farías, María	**ROL**	**CA**	**AS X**	**TU**	**JU**
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
MSc. Becerra, Luisa	**ROL**	**CA**	**AS**	**TU X**	**JU**
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
Ing. Valderrama, Rita	**ROL**	**CA**	**AS**	**TU**	**JU X**
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				
MSc. Bousquet, Juan	**ROL**	**CA**	**AS**	**TU**	**JU X**
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2018	**05**	**16**
AÑO	**MES**	**DÍA**

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. PROPUESTA DE UN PLAN DE INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO PARA EL SISTEMA DE VÁLVULAS SELECTORAS MULTIPUERTOS PERTENECIENTES A AMA OESTE DE 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:

ESPACIAL Dpto. Mantenimiento / PDVSA GÁS (Anaco) (OPCIONAL)

TEMPORAL: Ocho 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.

Comunicación que hago a usted a los fines consiguientes.

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

Cordialmente,

JUAN A. BOLAÑOS CUMPELO
Secretario

REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA
UNIVERSIDAD DE ORIENTE
SECRETARIA
CONSEJO UNIVERSITARIO

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/ maruja

Apartado Correos 094 / Telfs: 4008042 - 4008044 / 8008045 Telefax: 4008043 / Cumaná - Venezuela

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

DERECHOS

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".

	Sánchez B., Diosmary del V.	
AUTOR	**AUTOR**	**AUTOR**
Ing. Farías, María	**Ing. Valderrama, Rita**	**MSc. Bousquet, Juan**
TUTOR	**JURADO**	**JURADO**

Ing. Valderrama, Rita

POR LA COMISIÓN DE TESIS