

**MODELO DE CONFIABILIDAD CON METODOLOGÍA (RAM) PARA UN SISTEMA DE BOMBEO  
DE AGUA DE INYECCIÓN.**

FRANCISCO JAVIER BUITRAGO CUELLAR

UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
POSGRADOS INGENIERÍA  
MAESTRÍA EN GESTIÓN DE INTEGRIDAD Y CORROSIÓN.  
BOGOTÁ D.C.  
2018

**MODELO DE CONFIABILIDAD CON METODOLOGÍA (RAM) PARA UN SISTEMA DE BOMBEO  
DE AGUA DE INYECCIÓN.**

FRANCISCO JAVIER BUITRAGO CUELLAR

Trabajo de grado para optar el título de  
MSc. en GESTIÓN DE INTEGRIDAD Y CORROSIÓN.

Director

PhD ENRIQUE VERA LOPEZ.

Jurados

PhD JAIME VILLARREAL

PhD JANETH PINEDA

UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA

FACULTAD DE INGENIERÍA

POSGRADOS INGENIERÍA

MAESTRIA EN GESTIÓN DE INTEGRIDAD Y CORROSIÓN

BOGOTÁ D.C.

2018

## DEDICATORIA

*A Dios por otorgarme salud y sabiduría para afrontar esta nueva meta profesional.*

*A mis padres por ser un apoyo incondicional en mi vida, y siempre confiar en mis capacidades.*

*A mi abuela por toda su ayuda y motivación para salir adelante.*

*A mis hermanos por apoyarme e impulsarme a ser cada día mejor profesional y persona.*

*A mi novia y su familia por creer en lo que soy como persona y tratarme como a uno más de su familia.*

## AGRADECIMIENTOS

*Al Profesor Jaime Villarreal por el apoyo constante durante el trabajo realizado.*

*A los profesores Enrique Vera y Janeth Pineda por el seguimiento al proyecto.*

*A los Ingenieros Edison Pérez y Hamilton Ramírez por la colaboración e intervención en este proyecto.*

*A la compañía TÜV RHEINLAND por permitir mi crecimiento profesional y personal.*

*Al Ing. Luis Barón por todas sus enseñanzas.*

*A mis compañeros de trabajo por sus consejos y colaboración.*

## INDICE

	pág.
<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>18</b>
<b>OBJETIVOS.....</b>	<b>20</b>
<b>JUSTIFICACION.....</b>	<b>20</b>
<b>DESCRIPCION DEL PROBLEMA .....</b>	<b>21</b>
<b>1. RECUPERACIÓN SECUNDARIA DE CRUDO.....</b>	<b>23</b>
1.1.    DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS DE PROCESO.....	25
1.1.1.    Separadores de fases.....	25
1.1.2.    Unidades de flotación.....	26
1.1.3.    Unidades de filtración.....	27
1.1.4.    Scrubbers.....	27
1.1.5.    Tanques de desnatado (Skimming tank).....	28
1.1.6.    Tanques de almacenamiento.....	29
1.1.7.    Bombas centrifugas.....	30
1.1.8.    Motores eléctricos.....	31
1.1.9.    VFD (Variable Frequency Drive).....	32
1.2.    DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE TRATAMIENTO DE AGUAS PARA INYECCIÓN..	33
1.3.    CARACTERÍSTICAS FÍSICOQUÍMICAS DE LAS AGUAS.....	34
<b>2. ESTADO DEL ARTE.....</b>	<b>38</b>
<b>3. ANALISIS RAM.....</b>	<b>43</b>
3.1.    TASAS DE FALLA Y REPARACIÓN.....	43
3.1.1.    Tiempo promedio entre fallas (MTBF).....	43
3.1.2.    Tasa de fallas.....	44
3.1.3.    Tiempo Promedio Para Reparar (MTTR).....	44
3.1.4.    Tasa de reparación.....	44
3.2.    CONFIABILIDAD.....	45
3.3.    DISPONIBILIDAD.....	46
3.4.    MANTENIBILIDAD.....	47

3.5.	DISTRIBUCIONES Y PARÁMETROS DE FALLA – WEIBULL.....	50
3.6.	DISTRIBUCIONES DE FALLA.....	50
3.7.	DIAGRAMAS DE BLOQUES DE CONFIABILIDAD.....	53
3.7.1.	Sistemas en serie.....	54
3.7.2.	Sistemas en paralelo.....	54
3.7.3.	Redundancia Stand by.....	55
3.7.4.	Configuración K de N.....	55
<b>4.</b>	<b>TÉCNICAS DE EVALUACIÓN DE RIESGOS.....</b>	<b>57</b>
4.1.	TÉCNICAS DE EVALUACIÓN DE RIESGOS.....	57
4.2.	CLASIFICACIÓN DE TÉCNICAS DE EVALUACIÓN DE RIESGOS.....	58
4.3.	FMECA (FAILURE MODE, EFFECTS AND CRITICALITY ANALYSIS).....	58
4.4.	HAZOP (HAZARD AND OPERABILITY ANALYSIS).....	62
4.4.1.	Palabras guía.....	63
<b>5.</b>	<b>DESCRIPCIÓN METODOLÓGICA.....</b>	<b>67</b>
<b>6.</b>	<b>RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN.....</b>	<b>69</b>
6.1.	OREDA® (OFFSHORE RELIABILITY DATA).....	69
6.2.	CRITERIOS DE EXPERTOS.....	72
6.3.	HISTÓRICOS DE FALLA.....	72
6.4.	CLASES DE SEVERIDAD DE FALLAS.....	73
6.5.	CRITERIOS DE MODOS DE FALLA.....	73
6.5.1.	Bombas Booster y Principales.....	73
6.5.2.	Tanques de almacenamiento de agua.....	75
6.5.3.	Motores eléctricos.....	75
6.6.	PARÁMETROS DE FALLA DE ACUERDO A LA BASE DE DATOS OREDA®.....	76
<b>7.</b>	<b>MODELAMIENTO DEL SISTEMA DE BOMBEO.....</b>	<b>77</b>
7.1.	SUPUESTOS.....	77
7.1.1.	Operación.....	77
7.1.2.	Fallas.....	77
7.1.3.	Mantenimiento Preventivo.....	78
7.2.	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO DE INYECCIÓN.....	78

7.3.	DIAGRAMA DE BLOQUES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA A ESTUDIAR. ....	80
7.4.	CALCULO DE CONSECUENCIAS.....	81
7.5.	CORRIDA DEL PROGRAMA.....	83
<b>8.</b>	<b>RESULTADOS Y ANÁLISIS .....</b>	<b>85</b>
8.1.	RESULTADOS Y ANÁLISIS DEL ESTUDIO RAM.....	85
8.2.	ANÁLISIS DE MODOS DE FALLA, EFECTOS Y CRITICIDAD FMECA. ....	100
8.2.1.	Análisis FMECA. ....	106
8.3.	ANÁLISIS DE PELIGROS Y OPERATIVIDAD HAZOP. ....	108
8.3.1.	Análisis HAZOP. ....	113
<b>9.</b>	<b>PLANES DE MANTENIMIENTO E INSPECCIÓN .....</b>	<b>114</b>
9.1.	TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AGUA. ....	114
9.2.	MOTORES ELÉCTRICOS.....	115
9.3.	BOMBAS CENTRIFUGAS.....	116
9.4.	TUBERÍAS DE PROCESO. ....	117
<b>10.</b>	<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>118</b>
<b>11.</b>	<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>119</b>
	<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>120</b>
	<b>ANEXO A. RESULTADOS FMECA .....</b>	<b>125</b>
	<b>ANEXO B. RESULTADOS HAZOP .....</b>	<b>135</b>
	<b>ANEXO C. MODELAMIENTO DE LA DISPONIBILIDAD. Availability Workbench® .....</b>	<b>145</b>

## INDICE DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Pérdida de contención en tanques de almacenamiento.....	21
Figura 2. Contaminación de fuente hídrica. ....	22
Figura 3. Impactos social, económico y ambiental. ....	22
Figura 4. Recuperación secundaria de crudo. ....	23
Figura 5. Diagrama del sistema de bombeo de inyección. ....	25
Figura 6. Separador trifásico horizontal. ....	26
Figura 7. Celdas de flotación. ....	26
Figura 8. Filtros de cascara de nuez.....	27
Figura 9. Scrubbers.....	28
Figura 10. Tanque de desnatado. ....	28
Figura 11. Tanque de almacenamiento. ....	29
Figura 12. Bomba centrífuga. ....	30
Figura 13. Motor eléctrico. ....	31
Figura 14. VFD (Variable Frequency Drive).....	32
Figura 15. Tasa de falla <i>Weibull</i> . ....	50
Figura 16. Variación de las tasas de falla. ....	51
Figura 17. Curva de la bañera. ....	52
Figura 18. Análisis de conexiones lógicas de un sistema. ....	53
Figura 19. Configuración en serie. ....	54
Figura 20. Configuración en paralelo. ....	54
Figura 21. Redundancia Stand by. ....	55
Figura 22. Configuración K de N. Ejemplo K de N (3 de 4). ....	55
Figura 23. Comportamiento de la confiabilidad de sistemas en serie y paralelo. ....	56
Figura 24. Proceso Análisis de modos de falla, efectos y criticidad FMECA. ....	59
Figura 25. Matriz de riesgo. ....	62
Figura 26. Diagrama de proceso para la metodología RAM. ....	67
Figura 27. Participantes del Proyecto OREDA® en la actualidad. ....	70
Figura 28. Formato de tablas de datos de confiabilidad OREDA®. ....	71
Figura 29. Registros de mantenimiento / Históricos de falla. ....	72
Figura 30. Características del diagrama de bloques de confiabilidad para el sistema de bombeo. ....	81
Figura 31. Diagrama de bloques de confiabilidad cargado al modelo.....	84
Figura 32. Confiabilidad por componentes para t=8760 h.....	85
Figura 33. Confiabilidad por equipos para t=8760 h.....	86

Figura 34. Confiabilidad por subsistemas para t=8760 h. ....	87
Figura 35. Confiabilidad por subsistemas para t=8760 h. ....	88
Figura 36. Perfil de disponibilidad vs tiempo modelado (30 años). ....	89
Figura 37. Disponibilidad por componentes del sistema. ....	90
Figura 38. Disponibilidad por equipos. ....	91
Figura 39. Disponibilidad por subsistemas. ....	92
Figura 40. Ranking de criticidad de equipos de acuerdo al costo total (costo por disposición final de aguas debido a la pérdida de disponibilidad). ....	93
Figura 41. Perfil de capacidad del sistema vs tiempo modelado (30 años). ....	94
Figura 42. Perfil de costos vs tiempo modelado (30 años). ....	94
Figura 43. Mantenibilidad vs componentes para t=40 horas. ....	95
Figura 44. Mantenibilidad vs equipos para t=40 horas. ....	96
Figura 45. Mantenibilidad vs subsistemas para t=40 horas. ....	97
Figura 46. Mantenibilidad del sistema a diferentes tiempos. ....	98
Figura 47. Mantenibilidad por subsistemas a diferentes tiempos. ....	99
Figura 48. Diagrama de flujo del sistema de bombeo de agua para el análisis FMECA. ....	100
Figura 49. Histograma de riesgo. ....	104
Figura 50. Ranking de criticidad de modos de falla. ....	104
Figura 51. Matriz de riesgos – Personas. Agrupación de los modos de falla. ....	105
Figura 52. Matriz de riesgos – Medio Ambiente. Agrupación de los modos de falla. ....	105
Figura 53. Matriz de riesgos – Producción. Agrupación de los modos de falla. ....	106
Figura 54. Definición del área de estudio para el estudio HAZOP. ....	108
Figura 55. Definición de nodos metodología HAZOP. ....	109
Figura 56. Apertura del programa Availability Workbench®. ....	145
Figura 57. Opción modo de demostración. ....	145
Figura 58. Selección AvSim. ....	146
Figura 59. Opción General. Identificación del Proyecto. ....	146
Figura 60. Opción Lifetime. 262800 horas (30 años). Numero de intervalos 10. Optimización del intervalo: por disponibilidad. ....	147
Figura 61. Opción Simulation. Numero de simulaciones: 500. Random number seed 1. Capacidad: 100%. ....	147
Figura 62. Opción Capacity Availability. Números de intervalo: 10. ....	148
Figura 63. Opción View. Rango de visualización de bloques. ....	148
Figura 64. Opción Add. Agregar nuevo sistema. ....	149
Figura 65. Opción Add block. Creación de bloque de tanque de almacenamiento de agua. ....	149
Figura 66. Opción Block properties. Adición de modos de falla. ....	150

Figura 67. Opción Block properties. Modo Stand by: Hot. Capacidad maxima: 100%. .....	150
Figura 68. Opción Failure model properties. Identificación de la falla: Crítica. ....	151
Figura 69. Opción Failure model properties. Falla exponencial. MTTF: 147929.....	151
Figura 70. Opción Failure model properties. Tarea de mantenimiento. MTTR: 14.3. ....	152
Figura 71. Opción Failure model properties. Tarea de mantenimiento. Distribución Log normal. Desviación estándar: 1.43 (10%). .....	152
Figura 72. Opción Block properties-General. Creación bloque mantenimiento tanque de agua de inyección.....	153
Figura 73. Opción Block properties-Rules. Creación bloque mantenimiento tanque de agua de inyección.....	153
Figura 74. Opción Failure Model properties - Rules. Creación bloque mantenimiento tanque de agua de inyección.....	154
Figura 75. Opción Failure Model properties. Fixed time to failure: 500000. ....	154
Figura 76. Opción Failure Model properties- Maintenance. Mantenimiento Preventivo del tanque.	155
Figura 77. Opción Task Properties. Duración de tarea 240 horas. ....	155
Figura 78. Opción Task Properties. Desviación estandar 24 horas (10%).....	156
Figura 79. Opción Block Properties. Creacion bloque motor bomba booster. ....	156
Figura 80. Opción Block Properties-Rules. Capacidad 25%. ....	157
Figura 81. Opción Failure Model Properties. Falla critica. ....	157
Figura 82. Opción Failure Model Properties- Failure. MTTF: 36245. ....	158
Figura 83. Opción Failure Model Properties-Maintenance. Mantenimiento Correctivo.....	158
Figura 84. Opción Task Properties. Duración de tareas 52.2 horas. ....	159
Figura 85. Opción Task Properties. Desviación estandar 5.22 horas (10%).....	159
Figura 86. Opción Block Properties. Creacion bloque bombas booster. ....	160
Figura 87. Opción Block Properties-Rules. Capacidad 25%. ....	160
Figura 88. Opción Failure Model Properties. Carga falla crítica. ....	161
Figura 89. Opción Failure Model Properties. MTTF: 7126 horas. ....	161
Figura 90. Opción Failure Model Properties - Maintenance. Mantenimiento correctivo.....	162
Figura 91. Opción Task properties. Duración de tareas 36.6 horas. ....	162
Figura 92. Opción Task properties. Desviación estándar 3.66 horas (10%).....	163
Figura 93. Opción Block Properties. Creación bloque mto preventivo bombas booster. ....	163
Figura 94. Opción Block Properties. Capacidad 25%.....	164
Figura 95. Opción Failure Model Properties. Descripción. ....	164
Figura 96. Opción Failure Model Properties - Failure. MTTF: 500000. ....	165
Figura 97. Opción Failure Model Properties - Maintenance. Mantenimiento Preventivo. ....	165

Figura 98. Opción Failure Model Properties - Maintenance. Mantenimiento Preventivo. Intervalo 8760 horas. Duración de la tarea 12.5 horas. ....	166
Figura 99. Opción Failure Model Properties - Maintenance. Desviación estándar. 1.25 horas (10%). .....	166
Figura 100. Opción Copy and paste special – bombas booster. ....	167
Figura 101. Opción Block Properties. Creación del bloque VDF. ....	167
Figura 102. Opción Block Properties – Rules. Capacidad 25%. ....	168
Figura 103. Opción Failure Model Properties. Falla crítica VDF. ....	168
Figura 104. Opción Failure Model Properties - Failure. MTTF: 69204. ....	169
Figura 105. Opción Failure Model Properties. Mantenimiento correctivo. ....	169
Figura 106. Opción Consequence Properties. Disposición de agua no inyectada. Consecuencia por pérdida de capacidad. ....	170
Figura 107. Opción Consequence Properties - Cost. Costo por pérdida de unidad de capacidad. .....	170
Figura 108. Diagrama de bloques de confiabilidad modelado. ....	171

## INDICE DE TABLAS

	<b>pág.</b>
Tabla 1. Especificación del agua de inyección. ....	37
Tabla 2. ISO 31010 Gestión del riesgo – Técnicas de evaluación del riesgo. ....	58
Tabla 3. Categorías de frecuencias. ....	61
Tabla 4. Categorías de consecuencias. ....	61
Tabla 5. Palabras guía metodología HAZOP. ....	63
Tabla 6. Formato de recolección de datos del HAZOP. Ejemplo para línea de descarga. ....	66
Tabla 7. Contenido del formato para realización de HAZOP. ....	66
Tabla 8. Parámetros de falla utilizados en el modelo. ....	76
Tabla 9. Características de los equipos de bombeo de agua de inyección. ....	80
Tabla 10. Costos de consecuencias. ....	82
Tabla 11. Análisis funcional. ....	101
Tabla 12. Modos de falla. Resultados completos Anexo A. ....	102
Tabla 13. Efectos y causas de fallas. Resultados completos Anexo A. ....	102
Tabla 14. Jerarquización del riesgo de los modos de falla. Resultados completos Anexo A. ....	103
Tabla 15. Recomendaciones generales. ....	107
Tabla 16. Caracterización de los nodos para la metodología HAZOP. ....	109
Tabla 17. Parámetros de proceso objeto del análisis. ....	110
Tabla 18. Descripción de las palabras guía a utilizar en el análisis. ....	110
Tabla 19. Formato HAZOP. Nodo 1. Parámetro: Presión. Palabra guía: Más. ....	111
Tabla 20. Formato HAZOP. Nodo 2. Parámetro: Error humano. Palabra guía: Si. ....	111
Tabla 21. Formato HAZOP. Nodo 3. Parámetro: Corrosión. Palabra guía: Si. ....	112
Tabla 22. Formato HAZOP. Nodo 4. Parámetro: Presión. Palabra guía: Menos. ....	112
Tabla 23. Formato HAZOP. Nodo 5. Parámetro: Composición química. Palabra guía: Más. ....	113
Tabla 24. Plan de mantenimiento (inspección en servicio) para el tanque de almacenamiento. ....	114
Tabla 25. Inspección de tanques fuera de servicio. ....	114
Tabla 26. Plan de mantenimiento para motores eléctricos. ....	115
Tabla 27. Plan de mantenimiento para bombas centrifugas. ....	116
Tabla 28. Plan de mantenimiento para tuberías de proceso. ....	117
Tabla 29. Inspección externa de tuberías de proceso. ....	117
Tabla 30. Resultados completos. Modos de falla. ....	125
Tabla 31. Resultados completos. Efectos y causas de fallas. ....	127
Tabla 32. Resultados completos. Jerarquización del riesgo de los modos de falla. ....	133
Tabla 33. Formato HAZOP. Nodo 1. Parámetro: Presión. Palabra guía: Más. ....	135
Tabla 34. Formato HAZOP. Nodo 1. Parámetro: Presión. Palabra guía: Menos. ....	135

Tabla 35. Formato HAZOP. Nodo 1. Parámetro: Corrosión. Palabra guía: Si. ....	136
Tabla 36. Formato HAZOP. Nodo 1. Parámetro: Composición química. Palabra guía: Más.....	136
Tabla 37. Formato HAZOP. Nodo 2. Parámetro: Presión. Palabra guía: Más. ....	137
Tabla 38. Formato HAZOP. Nodo 2. Parámetro: Presión. Palabra guía: Menos. ....	137
Tabla 39. Formato HAZOP. Nodo 2. Parámetro: Corrosión. Palabra guía: Si. ....	138
Tabla 40. Formato HAZOP. Nodo 2. Parámetro: Composición química. Palabra guía: Más.....	138
Tabla 41. Formato HAZOP. Nodo 2. Parámetro: Error humano. Palabra guía: Si.....	139
Tabla 42. Formato HAZOP. Nodo 3. Parámetro: Presión. Palabra guía: Menos. ....	139
Tabla 43. Formato HAZOP. Nodo 3. Parámetro: Corrosión. Palabra guía: Si. ....	140
Tabla 44. Formato HAZOP. Nodo 3. Parámetro: Composición química. Palabra guía: Mas.....	140
Tabla 45. Formato HAZOP. Nodo 4. Parámetro: Presión. Palabra guía: Menos. ....	141
Tabla 46. Formato HAZOP. Nodo 4. Parámetro: Corrosión. Palabra guía: Si. ....	141
Tabla 47. Formato HAZOP. Nodo 4. Parámetro: Composición química. Palabra guía: Mas.....	142
Tabla 48. Formato HAZOP. Nodo 5. Parámetro: Presión. Palabra guía: Más. ....	142
Tabla 49. Formato HAZOP. Nodo 5. Parámetro: Presión. Palabra guía: Menos. ....	143
Tabla 50. Formato HAZOP. Nodo 5. Parámetro: Corrosión. Palabra guía: Si. ....	143
Tabla 51. Formato HAZOP. Nodo 5. Parámetro: Composición química. Palabra guía: Más.....	144

## ABREVIATURAS

<b>API</b>	American Petroleum Institute (Instituto Americano del Petróleo)
<b>ASD</b>	Adjustable Speed Drive (Variador de velocidad ajustable)
<b>Asys</b>	System availability values (Valores de disponibilidad de sistemas)
<b>BOPD</b>	Barrels Oil per Day (Barriles de crudo por día)
<b>BPD</b>	Barrels Per Day (Barriles por día)
<b>BWPD</b>	Barrels of Water per Day (Barriles de agua por día)
<b>E&amp;P</b>	Exploration & Production (Exploración y producción)
<b>EDT</b>	Equipment Down Time (Parada de equipos)
<b>ERP</b>	Enterprise Resource Planning (Planeamiento de recursos de la compañía)
<b>FMEA</b>	Failure Mode and Effect Analysis (Análisis de modos de falla y efectos)
<b>FMECA</b>	Failure Mode, Effects and Criticality Analysis (Análisis de modos de falla, sus efectos y criticidad)
<b>FWKO</b>	Free Water Knock Out (Separador de agua libre)
<b>HAZOP</b>	Hazard and Operability Analysis (Análisis de peligros y operatividad)
<b>HACCP</b>	Hazard Analysis and critical control point (Análisis de peligros y puntos críticos de control)
<b>HIPPS</b>	High Integrity Pressure Protection System (Sistema de protección de integridad a altas presiones)
<b>ISO</b>	International Standard Organization (Organización de estándares internacional)
<b>IEC</b>	International Electrotechnical Commission (Comisión internacional electrotécnica)
<b>LOPA</b>	Layer of protection Analysis (Análisis de capas de protección)
<b>MIS</b>	Management integrity system (sistema de gestión de integridad y seguridad)
<b>MES</b>	Manufacturing Execution system (sistema de ejecución de producción)
<b>MTTF</b>	Mean Time to Failure (Tiempo promedio para fallas)
<b>MTTR</b>	Mean Time to Repair (Tiempo promedio para reparación)
<b>MMUSD</b>	Millones de Dólares
<b>OREDA</b>	Offshore Reliability Data (Datos de confiabilidad para equipos costa afuera)
<b>P/B</b>	Arreglo de Bombas Booster
<b>PFD</b>	Process Flux Diagram (Diagrama de flujo de proceso)
<b>PMIS</b>	Predictive Maintenance Information System (sistema de información de mantenimiento predictivo)
<b>PV</b>	Peso Volumen
<b>P&amp;ID</b>	Piping & Instrumentation Diagram (Diagrama de instrumentación y tubería)
<b>RAM</b>	Reliability, Availability, Maintainability (Confiabilidad, Disponibilidad, Mantenibilidad)

<b>RBD</b>	Reliability Block Diagram (Diagrama de bloques de confiabilidad)
<b>RCA</b>	Root Cause Analysis (Análisis causa raíz)
<b>RCM</b>	Reliability Centered Maintenance (Mantenimiento centrado en confiabilidad)
<b>SIL</b>	Safety Integrity Level (Nivel de integridad y seguridad)
<b>SIS</b>	Safety Instrumented System (sistemas instrumentados de seguridad)
<b>P/P</b>	Arreglo de Bombas Principales
<b>TK</b>	Tanque de almacenamiento
<b>VFD</b>	Variable Frequency Drive (Variador de frecuencia)

## RESUMEN

TÍTULO: MODELO DE CONFIABILIDAD CON METODOLOGÍA (RAM) PARA UN SISTEMA DE BOMBEO DE AGUA DE INYECCIÓN. \*

AUTOR: Francisco Javier Buitrago Cuellar. \*\*

PALABRAS CLAVE: Confiabilidad, Mantenimiento, Disponibilidad, Sistemas de bombeo de inyección.

El siguiente trabajo presenta la aplicabilidad de la metodología RAM (*Reliability, Availability, Maintainability*) para un sistema de bombeo de agua de inyección para producción secundaria de hidrocarburos, de acuerdo a información recolectada a partir de históricos de mantenimiento de plantas, criterios de expertos y bases de datos de falla de activos para la industria offshore OREDA®. El modelamiento a realizar tiene como fin desarrollar una metodología para solucionar problemas de pérdidas de contención de fluidos peligrosos que puedan generar fatalidades o producir impactos ambientales negativos, altos costos de mantenimiento y disposición de fluidos, pérdidas por lucro cesante, entre otros. El objetivo principal de este trabajo es el desarrollo secuencial de la metodología RAM y que este se pueda implementar con facilidad para cualquier tipo de sistema e incluso en otras áreas de la ingeniería. La metodología se empieza a desarrollar con la selección del sistema a estudiar, en esta etapa se toma la mayor cantidad de información posible de: diagramas de flujos de proceso PFDs, diagramas de instrumentación y tubería P&IDs, históricos de reparaciones, Reportes de inspecciones, etc. Para realizar un análisis preliminar del sistema y entender mecanismos de daño y modos de falla, además de conocer las conexiones físicas del proceso y proceso en general. En este punto se requiere la delimitación del sistema a estudiar y realizar un análisis de riesgos para visualizar mejor las consecuencias humanas, ambientales y financieras para modelar las consecuencias que se consideren más críticas. En esta etapa se organiza el diagrama de bloques de confiabilidad RBD, con el análisis correspondiente de las configuraciones en serie, paralelo y redundancias del sistema teniendo en cuenta que este diagrama se realiza con conexiones lógicas y no físicas, es decir que existe una diferencia de concepto entre P&IDs, PFDs y el diagrama de bloques de confiabilidad. Existen diversas técnicas de evaluación del riesgo los cuales se dividen en métodos de soporte, métodos de consulta, análisis de escenarios y análisis de funciones que son complementarios con esta metodología, que ayudan como soporte en la toma de decisiones. A partir de la recolección de datos de tasas de falla y reparabilidad se calculan tiempos promedios para falla (*MTTF Mean time to failure*) y tiempos promedios entre fallas (*MTTR Mean time to Repair*) con esta información se calcula la confiabilidad, disponibilidad y mantenibilidad por sistema, subsistemas, equipos y componentes de acuerdo a la configuración actual del sistema de esta manera optimizar programas de mantenimiento e inspección que se realizan sin tener en cuenta factores ambientales, atmosféricos y de proceso que determinan el comportamiento en particular de los equipos. Con este proyecto se espera llegar a un conocimiento profundo de metodologías de confiabilidad para integridad de activos, comportamiento de equipos rotativos y técnicas para el análisis de modos de falla.

\* Proyecto de grado para optar el título de MSc. en Gestión de integridad y corrosión.

\*\*Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia. Especialista en Gestión de integridad y corrosión.

Ingeniero Metalúrgico.

## ABSTRACT

TITLE: RELIABILITY MODEL WITH (RAM) METHODOLOGY FOR AN INJECTION PUMP SYSTEM OF WATER. \*

AUTHOR: Francisco Javier Buitrago Cuellar. \*\*

KEYWORDS: Reliability, Maintenance, Availability, Injection pump system.

The next project shows the applicability of RAM methodology (*Reliability, Availability, and Maintainability*) for an injection water pump system for secondary production of hydrocarbons, according to collected information from plants maintenance history, expert opinion and databases of asset failures from offshore industry OREDA®. The model to perform has as purpose developing a methodology for solving contention loss problems of hazardous fluids that can generate fatalities or produce negative environmental impacts, high maintenance costs and fluid disposition, loss profit, among others. The main aim of this project is the sequential development of RAM methodology and that can be easily implemented to any kind system and even in others areas of engineering. The methodology starts to develop with the selection of the system to study, at this stage, the information is taken as much as possible from: Process flux diagram (PFD), Piping and instrumentation diagrams (P&ID), repair history, inspection reports, etc. To perform a preliminary analysis and understanding damage mechanisms and failure modes, to know the physical process connections and general process. At this stage it is required the delimitation of system to study and perform a risk analysis to visualize better the human, environmental and financial consequences to model the most critical consequences. At this stage the reliability block diagram (RBD) is organized, with the corresponding analysis to the series, parallel and redundancy configurations given that makes with connections logical and not physical, this is a difference to concept between PFDs, PI&Ds and reliability block diagram (RBD). There are different risk assessment techniques, these are divided in support methods, consult methods, scene analysis and function analysis, and these techniques are complementary with this methodology, that help as support for making-decision. From a collect data of failure and reparability rates in calculated *Mean time to Failure* (MTTF) and *Mean Time to Repair* (MTTR) with this information is calculated the reliability, availability and maintainability for systems, subsystems, equipment and components according to actual configuration of system and optimize maintenance and inspection schedules that perform without consider environments, atmospherics and process factors that determine the particular behavior of equipment. With this project expect take to a deep knowledge of reliability methodologies for asset integrity, behavior of dynamic equipment and failure mode analysis techniques.

\*Degree Project to opt the tittle MSc. Integrity and corrosion management.

\*\*Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia. Integrity and corrosion management Specialist. Metallurgical Engineer.

## INTRODUCCIÓN

La confiabilidad ha sido en los últimos años una herramienta útil para la gestión de integridad de activos en plantas industriales, su importancia radica en el análisis detallado de las fallas potenciales del sistema, operatividad y tiempos de reparación en sistemas simples o complejos, a partir de este modelamiento soportar la toma de decisiones de mantenimiento e inspección, en términos de tareas de mantenimiento buscando mitigar las potenciales fallas analizadas, frecuencias de tareas de mantenimiento con ayuda de las gráficas de confiabilidad y determinación de la confiabilidad tolerable para el sistema, por ultimo duración de las tareas de mantenimiento, gracias a la información graficada del indicador RAM mantenibilidad.

El objetivo principal del proyecto es establecer y desarrollar una metodología clara y práctica del análisis RAM, usando como ejemplo su aplicabilidad a un sistema de bombeo de inyección para recuperación secundaria de crudo, para alcanzar este propósito es necesario realizar un análisis de modos de falla y criticidad, consecuencias de desviaciones de proceso o cualquier otra técnica de evaluación de riesgos que nos ayude a observar el comportamiento de los equipos del sistema, también es necesaria una recolección de información de históricos de mantenimiento, criterio del personal de la planta y bases de datos de confiabilidad del tipo de sistema a estudiar. Adicional a esta información en caso de no conseguir datos reales de proceso, es importante establecer supuestos técnicos-financieros adecuados para determinar los posibles efectos y consecuencias de fallas del sistema.

Al recolectar la información necesaria para el modelamiento del sistema, se procede a establecer el diagrama de bloques de confiabilidad para el sistema, este diagrama se diseñará teniendo en cuenta las conexiones lógicas del sistema y a cada bloque le corresponderá tiempos promedios de falla y reparación ya sea a partir de bases de datos o calculados a partir de las fallas del sistema real, a partir del diagrama se calculara la confiabilidad, disponibilidad y mantenibilidad por componentes, equipos, subsistemas y sistema global. Con el cálculo de los indicadores del análisis RAM se diseñaran planes de mantenimiento e inspección basándose también en códigos de inspección para equipos estáticos, estos planes de mantenimiento se establecerán a partir de las gráficas modeladas, análisis de modos de falla críticos del análisis FMECA y tolerancia al riesgo del sistema.

La limitación principal del sistema estaría dada en el caso de no obtener información real del sistema, las bases de datos existentes tabulan datos para sistemas específicos, por ejemplo OREDA® presenta datos de confiabilidad de equipos costa afuera, las condiciones de proceso en esta industria son más críticas que la mayoría de las facilidades costa adentro, por lo que se podría convertir en

un análisis demasiado conservador y costoso en términos de mantenimiento, de ahí la importancia de validar estos datos con criterio de personal e históricos de la planta a estudiar.

El alcance para este tipo de metodología es ilimitado, partiendo de la premisa que cualquier equipo/parte/componente posee una confiabilidad, que está determinada como la inversa de la probabilidad de falla, a partir de esta premisa podemos obtener datos de confiabilidad para cualquier tipo de equipo estático/dinámico y realizar el análisis posterior de acuerdo a la configuración del sistema por medio del diagrama de bloques de confiabilidad. El análisis RAM se utiliza actualmente en sistemas electrónicos, mecánicos e instrumentados, sistemas complejos, sistemas simples o por partes de un mismo equipo (ej. compresores reciprocantes API 618), con la misma metodología descrita en este proyecto y con el mismo tipo de resultados lo que permite establecer adecuados planes de mantenimiento.

Este trabajo tiene una significancia relevante para el sector industrial de hidrocarburos principalmente por el tipo de sistema utilizado en el estudio, pero la metodología descrita permitirá adaptarlo a todo tipo de sistemas, conseguir resultados positivos en términos de mantenimiento y posterior a la implementación resultados financieros (producción, costos de mantenimiento, etc.) ambientales (disminución de impactos negativos) y personales (disminución de fatalidades/accidentes).

## **OBJETIVOS**

### Objetivo general

Desarrollar un modelo de confiabilidad práctico para un sistema de bombeo de agua de inyección bajo la metodología RAM, para soportar la toma de decisiones de mantenimiento e inspección.

### Objetivos específicos

- Analizar modos de fallo en los equipos del proceso con ayuda de la aplicación de metodologías HAZOP y FMECA.
- Identificar supuestos financieros para consecuencias negativas en la ejecución del modelamiento.
- Estructurar un modelamiento del sistema de bombeo.
- Implementar planes de mantenimiento e inspección basados en el modelamiento realizado y con datos cuantitativos obtenidos de la metodología para el sistema en estudio.

## **JUSTIFICACION**

Las fallas en los equipos de sistemas de bombeo para la inyección de agua a altas presiones pueden generar accidentes que comprometerán vidas humanas, desastres ambientales y/o pérdidas económicas, de ahí la necesidad de elaborar una metodología clara para el modelamiento del sistema y observar posibles cuellos de botella que puedan reducir la confiabilidad en los componentes, subsistemas y sistemas.

La importancia de la realización de este trabajo, es poder soportar la toma de decisiones en planes de mantenimiento con modelamientos apropiados para el sistema en estudio, de esta manera poder predecir tiempos muertos, realizar mantenimientos adecuados y planificados en el menor tiempo posible para evitar así pérdidas por lucro cesante de las operaciones al realizar estas actividades.

Los motivos para adelantar este trabajo se basan en los antecedentes de operación y mantenimiento de este tipo de sistemas, donde las frecuencias de mantenimiento se enfocan en experiencias de otros ambientes y operaciones, esto genera una incertidumbre en la idoneidad de estos planes, es por esto que este estudio permitirá obtener análisis de fallas para el sistema en cuestión y herramientas coherentes para la toma de decisiones.

Las consecuencias asociadas a la pérdida de capacidad de inyección y pérdida de contención en los equipos se verán disminuidas con la programación de nuevos planes de mantenimiento, por ende se tendrá mayor control sobre los activos para aumentar la confiabilidad del sistema y de esta forma evitar consecuencias negativas del proceso.

El modelamiento RAM es una técnica que sirve para determinar cuantitativamente la Confiabilidad/ Disponibilidad/ Mantenibilidad en un sistema, indicadores que permiten realizar análisis del comportamiento de los componentes, subsistemas y sistemas, basándose en su configuración, políticas de mantenimiento, recursos disponibles y filosofía operacional.

Esta metodología beneficiará a las compañías que requieran conocer el estado de su infraestructura en las diversas actividades económicas, y asegurar la integridad de sus equipos para operar de manera segura y eficiente.

Se presenta una metodología para el modelamiento de confiabilidad de un sistema de bombeo de inyección de agua, este puede ser tomado como ejemplo para otro tipo de sistemas realizando un análisis de la configuración y función de los componentes dentro del sistema (Diagrama de bloques de confiabilidad).

## **DESCRIPCION DEL PROBLEMA**

Amenazas a la integridad del sistema. Algunos de los modos de falla típicos en este tipo de componentes pueden ser generados por programas de mantenimiento inadecuados y filosofías de operación no recomendadas, lo que aumenta la probabilidad de falla de los equipos.

Figura 1. Pérdida de contención en tanques de almacenamiento.



Fuente: Disponible en: <<http://ef.uprm.edu/Tank%20failure%20under%20fire/images/Foto%203.jpg>>

Impacto ambiental. La pérdida de contención en equipos de sistemas de bombeo, puede producir un impacto negativo sobre los ecosistemas; derrames de hidrocarburos en corrientes de ríos, filtración de aguas contaminadas a niveles freáticos, vertimiento de aguas contaminadas sin tratamiento.

Figura 2. Contaminación de fuente hídrica.



Fuente: Disponible en: <<https://es.mongabay.com/2017/09/oleoducto-norperuano-imagenes-dos-nuevos-derrames-petroleo-loreto>>

Impactos económicos. El daño de la infraestructura supondrá un tiempo para llevar a cabo acciones de mantenimiento correctivo, tiempo en el cual no se podrá inyectar agua para la producción de crudo (lucro cesante), además el agua tratada hasta especificación estaría en contacto con el oxígeno del aire por un tiempo más que el recomendado, lo que imposibilitaría inyectarla, teniendo que pagar a un tercero el tratamiento y disposición final del líquido. Aumento de costos de producción por parada y arranque.

Figura 3. Impactos social, económico y ambiental.



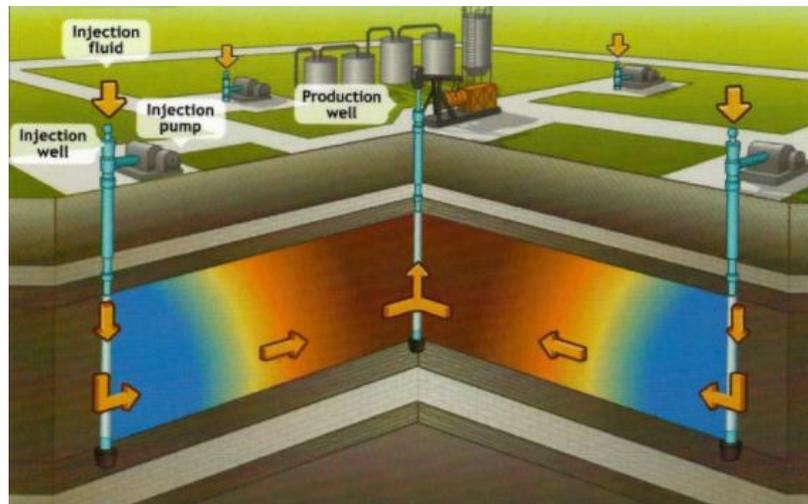
Fuente. Autor.

## 1. RECUPERACIÓN SECUNDARIA DE CRUDO

La recuperación secundaria es toda actividad encaminada a una recuperación de hidrocarburos adicional a la que se obtendría con la energía propia del yacimiento, impartiendo al yacimiento una energía externa, cualquiera que sea. Continuamente, esta energía se imparte al yacimiento ya sea en forma mecánica o calorífica: la energía en forma mecánica se suministra al yacimiento cuando se inyectan a éste fluidos líquidos o gaseosos que desplazarán al aceite remanente en el yacimiento. Como energía se representaría por el producto: (PV) presión por volumen, que implica trabajo o la capacidad para producirlo.

La energía en forma calorífica se imparte al yacimiento cuando se inyecta a este vapor de agua o cuando se desarrolla una combustión en el seno de la roca. Existe además el concepto de calentamiento en el fondo del pozo, que en el aspecto en que afecta al yacimiento en su recuperación, se pueden analizar sus efectos en la recuperación secundaria. La energía en forma calorífica se aplica básicamente con el objeto de disminuir la viscosidad del aceite, con el consiguiente aumento de la movilidad de éste.

Figura 4. Recuperación secundaria de crudo.



Fuente. Disponible en: <<http://floerger.ro/industria-petroliera/cresterea-gradului-de-recuperare-a-titeiului>>

Tradicionalmente, en sus orígenes, desde fines del siglo pasado y principios del presente, al agotarse la energía propia de los yacimientos y disminuir consecuentemente la producción hasta hacerse incosteable o poco atractiva, se acudió a inyectar: aire, gas natural o agua para mantener la presión y aumentar la producción, así como la recuperación final de los hidrocarburos. A esto, o sea a

explotar al yacimiento proporcionándole energía después del agotamiento de la propia, es lo que se había venido entendiendo por Recuperación Secundaria.

De acuerdo con esta tradición, se encontró que, analizando casos particulares, muchas veces conviene proporcionar esa energía adicional al yacimiento desde etapas de la vida productora anteriores al agotamiento, manteniendo la presión entre valores adecuados para los fines económicos y los de recuperación buscados. Fue precisamente a este tipo de explotación a lo que, durante muchos años se le llamó mantenimiento de presión.

Muy recientemente con el advenimiento de nuevas técnicas sofisticadas en su operación y costosas algunas de ellas, pero muy efectivas en muchas ocasiones, se ha venido acuñando el término de: recuperación mejorada así como otros equivalentes, tendientes a indicar, bajo impulsos comerciales en ocasiones, que se trata de métodos, varios de ellos patentados, que aumentan la recuperación en forma notable.

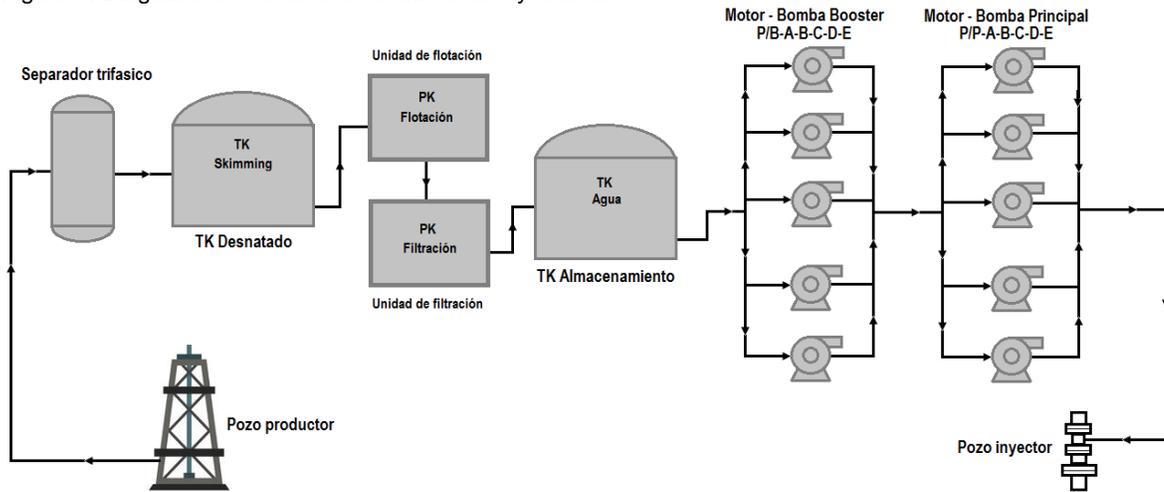
El tipo de energía suele ser combinado e incluye la optimización de la aplicación de las mismas que es proporcionada por los aditivos que los caracterizan, así como por sus combinaciones. Se puede apreciar que desde el punto de vista de la aplicación de energía extraña a la del yacimiento, sin importar el tipo, el tiempo en que se aplica a los agentes que mejoren el trabajo que se realiza. Al aplicar algún método de recuperación secundaria, lo que pretende es bajo ciertos criterios económicos, extraer al máximo los hidrocarburos en el yacimiento que no fluyeron por energía propia a la superficie.

Estos hidrocarburos fluirán a la boca del pozo o de los pozos productores, pero no siempre se logrará que el pozo o los pozos productores se conviertan en fluyentes, sino que cuando se requiera se tendrá que ayudarlos por medio de algún sistema artificial de producción (bombeo mecánico, bombeo neumático, bombeo hidráulico, bombeo electro centrífugo, etc.) para forzar los hidrocarburos por medio de los pozos productores. Esto representa energía o potencia aplicadas a los pozos a diferencia de que en la recuperación secundaria se aplica al yacimiento, eso sí, a través de los pozos inyectoros.<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> LORETO M, E. APUNTES DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA. FACULTAD DE INGENIERÍA, U.N.A.M. 1976. [Citado 2017-11-12], pp.2. Disponible en: <<http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/handle/132.248.52.100/1572>>

Figura 5. Diagrama del sistema de bombeo de inyección.



Fuente. Autor.

## 1.1. DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS DE PROCESO.

El tratamiento de aguas de producción y posterior bombeo para inyección requiere de equipos de proceso para separación, flotación, filtración, almacenamiento y bombeo del fluido, estos equipos realizan funciones específicas de tratamiento del fluido dentro del proceso. A continuación se realiza una breve descripción de los equipos más comunes en un sistema de tratamiento de aguas de producción y bombeo de inyección.

### 1.1.1. Separadores de fases.

Los separadores de fases son recipientes que separan los fluidos del pozo en gas y dos tipos de líquidos: petróleo y agua. Un separador de tres fases puede ser horizontal, vertical o esférico. Este tipo de separador se denomina separador de agua libre porque su uso principal es retirar el agua libre que podría causar problemas como corrosión y formación de hidratos o emulsiones compactas que son difíciles de descomponer. A un separador de agua libre se le denomina separador trifásico, porque puede separar gas, petróleo o agua libre. Los líquidos que fluyen del separador de agua libre luego se tratan adicionalmente en recipientes llamados tratadores. El separador de agua libre se abrevia FWKO *Feed water knock out*, por sus siglas en inglés.<sup>2</sup>

<sup>2</sup> SCHLUMBERGER. OILFIELD GLOSSARY, 2017. [Citado 2017-11-12]. Disponible en: <[http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/t/three-phase\\_separator.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/t/three-phase_separator.aspx)>

Figura 6. Separador trifásico horizontal.



Fuente. Disponible en: <<http://www.bolland.com.ar/node/103>>

#### 1.1.2. Unidades de flotación.

La flotación por aire es un proceso de separación física para el tratamiento de aguas residuales industriales, que remueve grasas, aceites y sólidos suspendidos. Aunque hay diferentes métodos de flotación, que han sido utilizados en la industria del petróleo, su aplicación está sujeta a numerosas limitaciones operacionales y económicas.<sup>3</sup>

Figura 7. Celdas de flotación.



Fuente. Disponible en: <<http://www.bolland.com.ar/en/water-crude-oil-gas-and-effluents-treatment/flotation-equipment.html>>

---

<sup>3</sup> FORERO, J. E. DIAZ, J and BLANDON, V. R. DISEÑO DE UN NUEVO SISTEMA DE FLOTACIÓN PARA TRATAMIENTO DE AGUAS INDUSTRIALES. C.T.F. [online]. 1999, vol.1, n.5 [Citado 2017-11-12], pp.67-75.  
Disponible en: <[http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0122-53831999000100006&lng=en&nrm=iso](http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0122-53831999000100006&lng=en&nrm=iso)>.

### 1.1.3. Unidades de filtración.

El filtro de cáscara de nuez, en condiciones normales de funcionamiento, con una concentración de aceite a la entrada de 50 mg/l o menos y una entrada de sólidos comparables, los filtros de cáscara de nuez producirán un efluente con menos de 5 mg/l de aceite disperso y sólidos en suspensión sin la adición de productos químicos.

El ciclo de filtración comienza cuando el líquido sucio entra en el recipiente a través de una válvula. El fluido contaminado entra a presión y se ve obligado a pasar a través de la cama de arena (cáscara de nuez molida), aceite y sólidos son atrapados y se acumulan en esta cama, el agua limpia y filtrada se descarga en el fondo del recipiente.<sup>4</sup>

Figura 8. Filtros de cascara de nuez.



Fuente. Disponible en: <<http://www.ideautomacao.com.br/Sites/?project=ambiental-petrobras-plataforma-petrobras-pcr1>>

### 1.1.4. Scrubbers.

Los scrubbers son separadores sencillos, utilizados principalmente para remover pequeñas cantidades de líquido de una gran cantidad de vapor. Son recipientes diseñados generalmente, de forma vertical y se colocan en la succión de compresores, aguas arriba de contactores y sistemas combustibles, o como separadores secundarios aguas abajo de un separador primario.<sup>5</sup>

---

<sup>4</sup> SANCHEZ URIBE, J. PRODUCCIÓN Y DISPOSICIÓN FINAL DEL AGUA PRODUCIDA EN YACIMIENTOS PETROLEROS [online]. 2013, [Citado 2017-11-12], pp.77.

Disponible en: <<http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/7613/Tesis%20completa.pdf?sequence=1>>

<sup>5</sup> OMAÑA PEREZ, M. ESTADO DEL ARTE DE LAS TECNOLOGÍAS UTILIZADAS PARA MINIMIZAR EL ARRASTRE DE LÍQUIDOS EN SEPARADORES LÍQUIDO-VAPOR EN UN PROCESO DE ACONDICIONAMIENTO DE GAS [online]. 2005, [Citado 2017-11-12], pp.16. Disponible en: <<http://repositorios.unimet.edu.ve/docs/31/ATTP155O53P4.pdf>>



El flujo entra y pasa a un tubo que lo dirige hacia abajo permitiendo que se liberen pequeñas cantidades de gas. La entrada inferior dirige el flujo a través de la capa de aceite a un sistema propagador para permitir que el agua continúe su flujo hacia abajo con la velocidad uniforme sobre toda la sección del área transversal en el tanque. En esta zona tranquila, entre el propagador y el colector de agua, puede ocurrir algo de coalescencia y la boyanza de las gotas de aceite causara que estas asciendan contra el flujo del agua. El aceite que se encuentra en la superficie se retira y se recoge en colectores.<sup>6</sup>

#### 1.1.6. Tanques de almacenamiento.

Estos tanques tienen como función principal suministrar la cabeza hidrostática de succión que requieren las bombas de inyección de agua. Pueden ser fabricados en fibra de vidrio, acero al carbono, galvanizado u otro material resistente a la corrosión.

A estos tanques llega el agua ya tratada del proceso con una calidad óptima para la inyección, aceite (<5ppm), solidos suspendidos (<3 ppm), libre de oxígeno disuelto, y con productos químicos que previenen los problemas de corrosión, e incrustaciones.

Figura 11. Tanque de almacenamiento.



Fuente. Disponible en: <<http://www.legoingenieriayconstrucciones.com/proyectos/construccion-tanques-de-almacenamiento-diesel>>

Además del tanque, en si (base, cuerpo y techo) se encuentran los siguientes accesorios:

- ✓ Escalera: para tener acceso al techo, realizar y verificar mediciones.
- ✓ Indicadores de nivel: muestra el nivel de producto almacenado.

---

<sup>6</sup> JAIMES, D, M; PICO, I, M. DISEÑO DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES Y DE PRODUCCIÓN EVALUANDO LAS DIFERENTES ALTERNATIVAS NACIONALES Y EXTRANJERAS – APLICACIÓN CAMPO COLORADO [online]. 2009, [Citado 2017-11-12], pp.41, 42. Disponible en: < <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2009/129404.pdf> >.

- ✓ Válvulas: generalmente de compuerta, ya que permiten una apertura parcial.
- ✓ Venteo: para evacuar vapores que se acumulan en el tanque.
- ✓ Manhole: para acceso del operador con el fin de realizar mantenimiento o reparaciones.
- ✓ Entradas de agua: generalmente se encuentran en la parte inferior del tanque y están unidas a un dispersor con el fin de evitar el flujo turbulento del fluido cuando ingresa al tanque.
- ✓ Bocas de salida: para evacuar el fluido almacenado a las líneas de transporte.

Los diques son barreras que se construyen alrededor de un tanque con el fin de evitar (en caso de que se presente alguna falla y posible derramamiento del producto contenido) que el producto se extienda y contamine poniendo en riesgo la seguridad e integridad del personal, así como también instalaciones y equipos.<sup>7</sup>

#### 1.1.7. Bombas centrífugas.

Las bombas son máquinas hidráulicas que absorben energía mecánica y restituyen energía hidráulica al líquido que atraviesa. Se emplean para impulsar toda clase de líquidos; también se emplean para bombear líquidos espesos con sólidos en suspensión.

Existen infinidad de formas de clasificación de bombas, pero fundamentalmente se pueden clasificar en dos bombas:

Figura 12. Bomba centrífuga.



Fuente. Disponible en: <<http://www.rysformining.cl/28-bombas-centrifugas>>

---

<sup>7</sup> JAIMES, D, M; PICO, I, M. DISEÑO DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES Y DE PRODUCCIÓN EVALUANDO LAS DIFERENTES ALTERNATIVAS NACIONALES Y EXTRANJERAS – APLICACIÓN CAMPO COLORADO [online]. 2009, [Citado 2017-11-12], pp.59, 60. Disponible en: <<http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2009/129404.pdf>>

- ✓ Bombas rotodinámicas: fundamentalmente consisten en un rodete acoplado a un motor, el cual es su órgano transmisor de energía. Su funcionamiento se basa en la ecuación de Euler. Siempre son rotativas. La dinámica de la corriente juega un papel significativo en la transmisión de la energía (efecto centrífugo).
- ✓ Bombas volumétricas o de desplazamiento positivo: A este grupo no solo pertenecen las bombas alternativas (se basan en el principio de desplazamiento positivo), sino también las rotativas llamadas rotoestáticas, pero en ellas la dinámica de la corriente no juega un papel esencial en la transmisión de energía.<sup>8</sup>

#### 1.1.8. Motores eléctricos.

Un motor eléctrico es una máquina eléctrica que transforma energía eléctrica en energía mecánica por medio de interacciones electromagnéticas. Algunos de los motores eléctricos son reversibles, es decir, pueden transformar energía mecánica en energía eléctrica funcionando como generadores. Los motores eléctricos de tracción usados en locomotoras realizando a menudo ambas tareas, si se los equipa con frenos regenerativos.

Son ampliamente utilizados en instalaciones industriales, comerciales y de particulares. Pueden funcionar conectados a una red de suministro eléctrico o a batería. Una batería de varios kilogramos equivale a la energía que contienen 80 g de gasolina.

Figura 13. Motor eléctrico.



Fuente. Disponible en: <<http://www.bombasymotores.es/MOTOR-WEG>>

---

<sup>8</sup> BALCAZAR, F. ANÁLISIS DE LAS VARIABLES DE LA CAVITACIÓN EN BOMBAS CENTRIFUGAS HORIZONTALES [online]. 2013, [Citado 2017-11-12], pp.43, 44. Disponible en: < <http://tesis.ipn.mx:8080/bitstream/handle/123456789/12302/balcazaracruz.pdf?sequence=1>>

- ✓ Principio de funcionamiento.

Los motores de corriente alterna y los motores de corriente continua se basan en el mismo principio de funcionamiento, el cual establece que si un conductor por el cual circula una corriente eléctrica se encuentra dentro de la acción de un campo magnético, este tiende a desplazarse perpendicularmente a las líneas de acción del campo magnético.

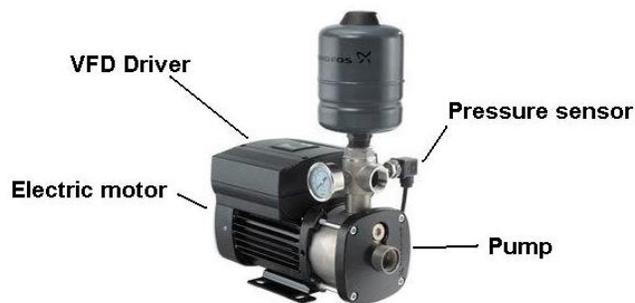
El conductor tiende a funcionar como un electroimán debido a la corriente eléctrica que circula por el mismo adquiriendo de esta manera propiedades magnéticas, que provocan, debido a la interacción con los polos ubicados en el estator, el movimiento circular que se observa en el rotor del motor.

Partiendo del hecho de que cuando pasa corriente eléctrica por un conductor se produce un campo magnético, además si lo ponemos dentro de la acción de un campo magnético potente, el producto de la interacción de ambos campos magnéticos hace que el conductor tienda a desplazarse produciendo así la energía mecánica. Dicha energía es comunicada al exterior mediante un dispositivo llamado flecha.<sup>9</sup>

#### 1.1.9. VFD (*Variable Frequency Drive*)

El Variador de Velocidad (VSD, por sus siglas en inglés *Variable Speed Drive*) es en un sentido amplio un dispositivo o conjunto de dispositivos mecánicos, hidráulicos, eléctricos o electrónicos empleados para controlar la velocidad giratoria de maquinaria, especialmente de motores.

Figura 14. VFD (*Variable Frequency Drive*).



Fuente. Disponible en <<https://southernswater.com.au/variable-speed-pumps>>

---

<sup>9</sup> ARELLANO, J, R. ARAGÓN, C. APLICACIÓN INDUSTRIAL DE ACCIONAMIENTOS (DRIVES) PARA MOTORES DE INDUCCIÓN JAULA DE ARDILLA [online]. 2009, [Citado 2017-11-19], pp.10, 11. Disponible en: < <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/handle/132.248.52.100/1492> >.

También es conocido como Accionamiento de Velocidad Variable (ASD, también por sus siglas en inglés *Adjustable-Speed Drive*) o Variador de frecuencia de velocidad (VFD por sus siglas en inglés *Variable Frequency Drive*). De igual manera, en ocasiones es denominado mediante el anglicismo Drive, costumbre que se considera inadecuada.

La maquinaria industrial generalmente es accionada a través de motores eléctricos, a velocidades constantes o variables, pero con valores precisos. No obstante, los motores eléctricos generalmente operan a velocidad constante o cuasi-constante, y con valores que dependen de la alimentación y de las características propias del motor, los cuales no se pueden modificar fácilmente. Para lograr regular la velocidad de los motores, se emplea un controlador especial que recibe el nombre de variador de velocidad. Los variadores de velocidad se emplean en una amplia gama de aplicaciones industriales, como en ventiladores y equipo de aire acondicionado, equipo de bombeo, bandas y transportadores industriales, elevadores, llenadoras, tornos y fresadoras, etc.

Un variador de velocidad puede consistir en la combinación de un motor eléctrico y el controlador que se emplea para regular la velocidad del mismo. La combinación de un motor de velocidad constante y de un dispositivo mecánico que permita cambiar la velocidad de forma continua (sin ser un motor paso a paso) también puede ser designado como variador de velocidad.

- ✓ Motivos para emplear variadores de velocidad.

El control de procesos y el ahorro de la energía son las dos de las principales razones para el empleo de variadores de velocidad. Históricamente, los variadores de velocidad fueron desarrollados originalmente para el control de procesos, pero el ahorro energético ha surgido como un objetivo tan importante como el primero.<sup>10</sup>

## 1.2. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE TRATAMIENTO DE AGUAS PARA INYECCIÓN.

El proceso de tratamiento de agua de producción se alimenta de dos corrientes, una proveniente de separadores generales y otra proveniente de piscinas de oxidación, en las cuales se da un tratamiento final al agua aceitosa efluente de pozos de producción.

---

<sup>10</sup> ARELLANO, J. R. ARAGÓN, C. APLICACIÓN INDUSTRIAL DE ACCIONAMIENTOS (DRIVES) PARA MOTORES DE INDUCCIÓN JAULA DE ARDILLA [online]. 2009, [Citado 2017-11-19], pp.23. Disponible en: < <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/handle/132.248.52.100/1492>>.

El agua proveniente de las piscinas de oxidación se alimenta al sistema de bombeo de inyección mediante bombas de agua de vertimiento ubicadas dentro de un adjunto a las piscinas, el control de flujo hacia la planta de inyección se realiza mediante válvulas a la descarga de las bombas. El agua de producción proveniente de los separadores se envía a los tanques de desnatado mediante la presión misma de los separadores. El sobrenadante de aceite de los tanques de desnatado se recircula hacia los separadores por acción de la gravedad, mientras que el agua tratada se envía a la unidad de flotación mediante flujo por gravedad.

Las celdas de flotación reciben las aguas tratadas de los tanques de desnatado para removerles el aceite libre mediante la acción de pequeñas burbujas de gas liberadas, el material removido se envía por gravedad hacia los separadores API. El agua tratada por la unidad de flotación se bombea hacia la unidad de filtración (Filtros cascara de nuez) donde se retira el restante de aceite y solidos de modo que el agua tratada quede con especificación de agua de inyección. La unidad de filtración se alimenta de las aguas tratadas en las celdas de flotación y por agua cruda fresca proveniente de pozos de captación (contenido de aceite 0 ppm) para satisfacer el caudal requerido para la inyección a pozos. Esta corriente de agua tratada por la unidad de filtración se envía al tanque de almacenamiento que provee la cabeza hidráulica para las bombas Booster. Los sobrenadantes se recirculan a partir de los separadores generales para optimizar la separación.

### 1.3. CARACTERÍSTICAS FISICOQUÍMICAS DE LAS AGUAS.

Las aguas tratadas para inyección requieren de ciertas especificaciones evitando concentraciones de algunos componentes que pudieran ocasionar no solamente daños a los yacimientos para su producción, si no también ocasionar deterioro y pérdida de integridad de líneas y equipos, entre las consecuencias se encuentran; la erosión de las líneas por solidos suspendidos, corrosión debido a cambios de pH del agua, cambios de temperatura y presencia de gases no deseados como O<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S, entre otras. La presencia de bacterias puede formar productos incrustantes y corrosión acelerada. Entre los daños producidos comúnmente a los yacimientos debido a las incrustaciones y taponamientos que se producen por la acumulación de sedimentos están:

- ✓ Reducción de diámetro (*Wellbore narrowing*): Los sólidos generan un taponamiento de las líneas de producción.
- ✓ Invasión (*Invasion*): Los sólidos invaden la formación, provocando un taponamiento interno.
- ✓ Relleno de pozo (*Wellbore fillup*): Los sólidos sedimentan en el fondo del pozo, reduciendo el espesor de la zona de inyección.

- ✓ Taponamiento de punzados (*Perforation pluggins*): Los sólidos se alojan en las perforaciones de los punzados.

A continuación se relacionan los constituyentes evaluados en las aguas de inyección y su comportamiento con la infraestructura y yacimiento:

- ✓ Cationes

Los iones de calcio son componentes de las salmueras de los campos de petróleo. El ion de calcio se combinara fácilmente con bicarbonatos, carbonatos y sulfatos para formar precipitados insolubles. Los iones de magnesio, por lo general, están presentes solo en muy bajas concentraciones, formando una costra o residuo. Este se observa normalmente como un componente de los depósitos (incrustaciones) de carbonato de calcio.

El sodio es el catión más abundante presente en la salmuera de los campos de petróleo. Usualmente se encuentra presente en concentraciones que exceden las 35000 ppm. Normalmente no causa ningún problema de manipulación, pero provoca que la salmuera no sea apta para consumo humano o animal siendo a menudo fatal para la vida vegetal.

El hierro usualmente es hallado en la naturaleza en muy bajas concentraciones. Su presencia a menudo indica problemas de corrosión. El hierro también se combina con sulfatos y sustancias orgánicas formando un lodo de hierro, siendo particularmente susceptible de formar lodos cuando existen ácidos.

El bario tiene la propiedad de permanecer en la superficie por un largo periodo, debiendo evitarse en lo posible las descargas en la superficie. Todos los metales pesados tienden a ser tóxicos para los humanos, así sea en muy pequeñas cantidades y están sujetos a ser concentrados por la vida marina.

- ✓ Aniones

Los cloruros constituyen el principal componente de las salmueras. El principal problema en la manipulación de los cloruros es que la corrosividad de la salmuera aumenta en grandes proporciones con el contenido de cloruros.

Los carbonatos y los bicarbonatos pueden formar incrustaciones insolubles. Los sulfatos también pueden formar incrustaciones, siendo también la fuente de alimento para las bacterias reductoras de sulfato, la cual nos lleva a la formación de ácido sulfhídrico, H<sub>2</sub>S, en el reservorio.

El contenido de sólidos suspendidos es la cantidad de sólidos que pueden filtrarse de un determinado volumen de agua y que es usado como una base para estimar la tendencia a producir obturaciones en los reservorios de inyección.<sup>11</sup>

Principales problemas por sólidos suspendidos y aceite disperso en las aguas manejadas.

- ✓ Incremento de la presión de inyección y disminución de las tasas de inyección ocasionada por el taponamiento de la cara de la formación.
- ✓ Cierres definitivos o parciales de los pozos inyectoros debido a daños severos en la formación.
- ✓ Necesidad de perforar o acondicionar nuevos pozos inyectoros para mantener volúmenes de agua inyectada.
- ✓ Pérdidas de producción ocasionadas por el cierre de pozos productores con alto (*BSW Basic sediment and water*) debido a la imposibilidad de disponer del agua asociada al crudo.
- ✓ Excesivos costos en el tratamiento químico del agua asociada a la producción ya sea para inyectarla y/o verterla al medio ambiente.
- ✓ Aumento del costo del barril de agua utilizada de otras fuentes cuando las mismas contienen elevadas cantidades del Total de sólidos suspendidos.
- ✓ Desgaste excesivo de las piezas de las bombas de inyección de agua ya sea por abrasión de los sólidos o por sobre-esfuerzos cuando la presión de inyección se incrementa.
- ✓ Incremento de los costos operacionales por consumo de combustible y/o energía de los motores de las bombas, ocasionados por el trabajo extra que deben realizar los mismos para inyectar el agua cuando la presión del agua aumenta.
- ✓ Cuando un agua está demasiado emulsionada, esta puede llegar a transportar grandes cantidades de crudo, conllevando a pérdidas de aceite.<sup>12</sup>

---

<sup>11</sup> CRUZ, A. VANEGAS, A. INYECCION DE AGUA. [Online]. 2009, [Citado 2018-01-18], pp.54-56. Disponible en: < [https://issuu.com/jonathanbarrios/docs/proyecto\\_de\\_inyeccion\\_de\\_agua](https://issuu.com/jonathanbarrios/docs/proyecto_de_inyeccion_de_agua)>.

<sup>12</sup> JAIMES, D. PICO, M. DISEÑO DE LA PLANTA DE AGUAS RESIDUALES Y DE PRODUCCIÓN EVALUANDO LAS DIFERENTES ALTERNATIVAS NACIONALES Y EXTRANJERAS – APLICACIÓN CAMPO COLORADO. [Online]. 2009, [Citado 2018-01-25], pp.30.

Tabla 1. Especificación del agua de inyección.

<b>Contenido</b>	<b>Concentración</b>
Aceite	<5 ppm
Sólidos suspendidos	<3 ppm
Sulfuros	<5 ppm
Oxígeno disuelto	0
Hierro Total	<5 ppm

Fuente. Ajustado por el autor a partir de, especificaciones de aguas de inyección, YPF (Barreto, 2009)

## 2. ESTADO DEL ARTE

2.1. MODELAMIENTO DEL RENDIMIENTO EN SISTEMAS DE INGENIERÍA CRÍTICOS USANDO ANÁLISIS RAM. *Performance modeling in critical engineering system using RAM analysis. Sharma, R. Kumar S. Science Direct, 2007.*<sup>13</sup>

El estudio se centra en una planta de urea en el norte de la India, un sistema de ingeniería complejo, las unidades de la planta se encuentran dispuestas de manera aleatoria y se ejecutan continuamente por largos periodos para producir la cantidad requerida de urea. La planta es una combinación de dos plantas dependientes: un sistema de producción de amoníaco y un sistema de producción de urea. Para la producción de urea se tienen como entradas amoníaco líquido y dióxido de carbono. Procesados a temperatura y presión controlados (urea, carbonato de amonio, agua y exceso de amoníaco) se envían a un equipo de descomposición para la separación de la urea. En la cristalización, los cristales de urea son separados por acción centrifuga y transportados neumáticamente a la torre de prensado donde son fundidos, rociados a través de distribuidores y finalmente precipitados al fondo de la torre, en donde se recolectan. La unidad objeto de estudio debido a su importancia y por ser un proceso vital es la de descomposición de la urea.

Los resultados de la confiabilidad del sistema global para  $t= 40$  horas fue 0.1471, mientras que los resultados de confiabilidad para los subsistemas para  $t= 40$  horas son,  $R_{SS1}= 0.7117$ ,  $R_{SS2}= 0.786$ ,  $R_{SS3}= 0.353$ ,  $R_{SS4}= 0.743$ . La probabilidad de reparación adecuada del sistema para  $t=20$  horas es 0.875 y para los subsistemas correspondientes los valores de mantenibilidad fueron,  $M_{SS1}=0.9904$ ;  $M_{SS2}=0.40547$ ;  $M_{SS3}=0.9847$ ;  $M_{SS4}=0.9866$ . Los valores de confiabilidad para el subsistema SS3 para diferentes tiempos fue el más bajo, por lo que se requiere atención especial del rendimiento de este subsistema, por lo tanto el mantenimiento preventivo y las acciones de reparación deben ser fortalecidas para mejorar la confiabilidad del sistema. Por lo tanto los programas de mantenimiento deben ser preparados junto a la gerencia de mantenimiento para mejorar la efectividad del sistema adoptando acciones de mantenimiento adecuadas.

---

<sup>13</sup> SHARMA, R, KUMAR S. PERFORMANCE MODELING IN CRITICAL ENGINEERING SYSTEMS USING RAM ANALYSIS. Science Direct. 2007, [Citado 2018-17-02]. Disponible en: <<http://biblio.uptc.edu.co:2054/science/article/pii/S0951832007001317>>

2.2. ESTUDIO RAM (RELIABILITY, AVAILABILITY, MAINTAINABILITY) PARA COMPRESORES RECIPROCANTES API 618. *Reliability, Availability, Maintainability RAM study, on reciprocating compressors API 618. Corvaro, F. Et al. Science Direct, 2016.*<sup>14</sup>

Este documento presenta los aspectos más relevantes y hallazgos de un estudio RAM en un sistema de compresores reciprocantes para evaluar su rendimiento operacional en la industria del petróleo y gas. De acuerdo a los autores la metodología RAM constituye un enfoque de integración de confiabilidad, disponibilidad y mantenibilidad mediante el uso de técnicas de ingeniería como *Mean Time to Failures* (MTTF), *Equipment Down Time* (EDT) y *System Availability values* (Asys), para identificar y cuantificar equipos y fallas del sistema que evitan el alcance de los objetivos de producción. El estudio se basó en el análisis del comportamiento de cada parte individual y componente de los compresores reciprocantes. El propósito principal del estudio fue observar un nuevo enfoque para evaluar estrategias de mantenimiento. La principal dirección del trabajo fue la evaluación de la disponibilidad de la planta de compresores reciprocantes la cual debería ser mínimo  $A > 96\%$  durante la producción normal, identificación y ranking de equipos y subsistemas que más contribuyen a la indisponibilidad, el objetivo final fue proponer la evaluación para optimización costo-beneficio para asegurar el objetivo de disponibilidad.

La recolección de datos que se usó para la evaluación de la confiabilidad del compresor reciprocante fueron: tasas de falla, *Mean Time Between Failure* (MTBF) y otros parámetros fueron calculados, la relación de la interacción del sistema bajo análisis con otros componentes. Basándose en un rango de 10 simulaciones con un ciclo de vida de 20 años, la eficiencia promedio de producción es 97,8% dentro de una desviación estándar de  $\pm 0.104\%$ . El volumen promedio producido a lo largo del ciclo de vida es 463.059.000 cm<sup>3</sup> empezando con 23.149.606 cm<sup>3</sup> en 2015 y continuando con 23.196.428 cm<sup>3</sup> en 2034. Las pérdidas promedio a través de la vida útil son 9.980.840 cm<sup>3</sup> en promedio 499.042 cm<sup>3</sup> por año. Los resultados del análisis de criticidad aplicado a los subsistemas de los compresores muestran: los elementos más críticos en términos de confiabilidad del sistema completo son el anillo y guía del pistón, el cojinete de empuje y el empaque para presión del gas. Los valores definidos en el análisis para diferentes tipos de válvulas son casi los mismos en un rango de 5% (porcentaje en criticidad) asegurando un adecuado nivel de confiabilidad. Entre los componentes más críticos se encuentra el motor eléctrico con una criticidad del 30.30%.

---

<sup>14</sup> CORVARO, F. *Et al.* RELIABILITY, AVAILABILITY, MAINTAINABILITY (RAM) STUDY, ON RECIPROCATING COMPRESSORS API 618. Science Direct. 2016, [Citado 2018-17-02]. Disponible en: <<http://biblio.uptc.edu.co:2054/science/article/pii/S2405656116301523>>

2.3. DESARROLLO Y APLICACIÓN DE MANTENIMIENTO DE EQUIPOS Y SISTEMAS DE GESTIÓN DE INTEGRIDAD Y SEGURIDAD. *Development and application of equipment maintenance and safety integrity management system. Wang, Q. Et al. Science Direct, 2011.*<sup>15</sup>

Los autores presentan un sistema de gestión de integridad para seguridad y mantenimiento (MIS) por sus siglas en inglés. De acuerdo a sus conceptos la gestión del mantenimiento se realiza tradicionalmente a falla y las tareas de mantenimiento e inspección se realizan principalmente con métodos y empíricos. Con el fin de asegurar una producción estable y reducir costos de operación se establece en este documento un sistema de gestión de integridad de equipos y seguridad el cual integra las técnicas ERP, MES, RBI, RCM, SIL y PMIS juntas. Este sistema de gestión de integridad proporciona datos de riesgo mecánico, datos de mantenimiento preventivo y datos para la toma de decisión RAM, mediante el cual el personal de todos los niveles puede captar el estado de riesgo de los equipos y optimizar programas de mantenimiento para soportar toma de decisiones. El resultado del caso de estudio muestra que el sistema puede mejorar la confiabilidad, disponibilidad y seguridad, disminuir frecuencias y consecuencias de falla, y hacer un uso completo de recursos de mantenimiento. Los autores enfocan la integración RAMS y análisis de riesgos desarrollado como una guía en políticas de mantenimiento para reducir la frecuencia de fallas y costos de mantenimiento. La toma de decisiones basándose en el riesgo para planes de mantenimiento/inspección concentra actividades de inspección sobre componentes claves los cuales traen incrementos en disponibilidad y seguridad.

El caso de estudio se desarrolla en la *Jinzhou Petroleum Company* en China, cuenta con una refinería y planta química, de acuerdo a un análisis RCM se planteó un ranking de criticidad de la planta mostrando equipos con riesgo alto y medio con criticidad considerable, compresores recíprocos: riesgo alto: 41,5%, riesgo medio: 58,5%. Compresores centrífugos: riesgo alto: 100%, riesgo medio: 0%. Compresores de tornillo: riesgo alto: 25%, riesgo medio: 75%. Se realizó un modelo de análisis RAM, planes de mantenimiento preventivo, datos de monitoreo de condición, históricos de mantenimiento/ inspección, datos de falla y evaluaciones dinámicas de falla. Con esto se implementó el sistema de gestión de integridad, después de un año se compararon los resultados de tasas de falla, confiabilidad y disponibilidad logrando efectos positivos y mejoras en indicadores de mantenimiento y reducción de accidentes debido a las tasas de falla de los equipos.

---

<sup>15</sup> WANG, Q. *Et al.* DEVELOPMENT AND APPLICATION OF EQUIPMENT MAINTENANCE AND SAFETY INTEGRITY MANAGEMENT SYSTEM. Science Direct. 2011, [Citado 2018-17-02]. Disponible en: <<http://biblio.upc.edu.co:2054/science/article/pii/S095042301100009X>>

2.4. INTEGRACIÓN DE GESTIÓN E INGENIERÍA RAMS CON EL CICLO DE VIDA DE SEGURIDAD DE IEC 61508. *Integrating RAMS engineering and management with the safety life cycle of IEC 61508. Lundteigen, M. A. Et al. Science Direct, 2009.*<sup>16</sup>

Este documento presenta un nuevo enfoque de gestión e ingeniería de la confiabilidad, disponibilidad, mantenibilidad y seguridad (RAMS) por sus siglas en inglés, este nuevo enfoque cubre el proceso de desarrollo de nuevos productos dirigido por las compañías a productos complejos como sistemas instrumentados de seguridad (SIS) por sus siglas en inglés, de acuerdo a una perspectiva holística, este se basa sobre un modelo de ciclo de vida para desarrollo de productos, integrándolo al ciclo de vida de seguridad del estándar IEC 61508, para la ilustración del enfoque se muestra un sistema de protección de integridad de altas presiones (HIPPS) por sus siglas en inglés, utilizados en la industria de petróleo y gas offshore.

Los sistemas instrumentados de seguridad (SIS) son usados en muchas industrias para reducir el riesgo para vidas humanas, ambiente y activos, se instalan para detectar y responder ante el inicio de eventos peligrosos con el uso de tecnología eléctrica/electrónica. Los sistemas instrumentados de seguridad se encuentran por todas partes, en un carro el airbag y el antibloqueo de frenos es un ejemplo de los SIS. En procesos industriales es usado para detener flujos y aislar equipos eléctricos al detectar alta presión, alta temperatura, fuego y/o fugas de gas. El sistema (HIPPS) es usado para prevenir sobrepresiones en recipientes a presión y líneas. Los requisitos de RAM de acuerdo a la metodología IEC 61508 son: (1) seguridad funcional y requisitos de integridad seguridad, (2) requisitos de seguridad de producto, (3) requisitos de disponibilidad operacional, (4) requisitos de soporte de mantenimiento y mantenibilidad. Los autores concluyeron “el progreso tecnológico conduce al rendimiento de sistemas un incremento del número de tareas y como consecuencias nuestras actividades están obteniendo más dependencia sobre la habilidad de los sistemas para entregar servicios esperados”.

---

<sup>16</sup> LUNDTEIGEN, M. A. Et al. INTEGRATING RAMS ENGINEERING AND MANAGEMENT WITH THE SAFETY LIFE CYCLE OF IEC 61508. Science Direct. 2009, [Citado 2018-17-02]. Disponible en: <<http://biblio.uptc.edu.co:2054/science/article/pii/S0951832009001379>>

2.5. APLICACIÓN INDUSTRIAL DEL MODELAMIENTO RAM: DESARROLLO E IMPLEMENTACIÓN DE UN MODELO DE SIMULACIÓN RAM, PARA LA PLANTA LEXAN® DE GE INDUSTRIAL PLASTICS. *Industrial application of RAM modeling: Development and implementation of a RAM simulation model for the Lexan® plant at GE Industrial, Plastics.* **Herder, P.M. Van Luijkb, J.A. Bruijnoogec, J. Science Direct, 2006.**<sup>17</sup>

En este artículo se construye un modelo RAM para la planta Lexan® de GE industrial ubicada en Bergen Op Zoom, Holanda, basándose en un diagrama de bloques de confiabilidad (RBD) con el método de simulación de MonteCarlo. Los datos del modelo han sido validados contra la planta actual y opinión de expertos locales. El modelo ayudo a la toma de decisiones claves de la planta, concernientes a políticas de operación y paradas de planta. El modelo mostro como resultados que la operación y mantenimiento podrían ser mejorados y que las pérdidas de producción anual podrían reducirse. La disponibilidad operacional juega un papel clave para la capacidad de producción anual y sus retornos financieros. La confiabilidad de la planta y equipos determina si las paradas de planta se producen como se tenían establecidas y si son rentables, también determina cómo y con qué frecuencia debería hacerse el mantenimiento. El modelo se apoyó en herramientas de disponibilidad muy útiles como (RCM) *Reliability Centered Maintenance* y (RBI) *Risk-Based inspection*. La apropiada combinación de mantenimiento e ingeniería de la confiabilidad contribuye a la rentabilidad de la planta. El modelamiento RAM se basó en históricos de la planta, los resultados esperados para el uso del modelo fueron la eficiencia y efectividad de acciones de mantenimiento correctivo y preventivo y de esta manera aumentar la confiabilidad de la planta y disminuir paradas inesperadas. Los objetivos del modelamiento RAM se definieron como: identificación de equipos lógicos, identificación de equipos críticos (frecuencia/requisitos de mantenimiento), identificación de la influencia de equipos redundantes e identificación de ubicación optima de recursos en la planta para optimizar la reparabilidad. Además, este documento describe la factibilidad y prerrequisitos de la implementación de la simulación RAM de una manera practica en la industria. En el caso de estudio se determinó la extensión de tiempo entre paradas mostrando aumentos en los indicadores de mantenibilidad, en el caso de la unidad de precipitación se aumentó la disponibilidad de 0,95 a 0,97 aumentando el tiempo entre paradas de 1 año a 4 años. Como conclusión los autores describen “el modelamiento de disponibilidad es una herramienta útil capaz de soportar toma de decisiones de los activos de la planta y estrategias de mantenimiento en ambientes de producción”.

---

<sup>17</sup> HERDERA, P.M. VAN LUIJKB, BRUIJNOOGEC, J.A. INDUSTRIAL APPLICATION OF RAM MODELING: DEVELOPMENT AND IMPLEMENTATION OF A RAM SIMULATION MODEL FOR THE LEXAN® PLANT AT GE INDUSTRIAL, PLASTICS. Science Direct. 2006, [Citado 2018-17-02]. Disponible en: <<http://biblio.uptc.edu.co:2054/science/article/pii/S0951832007000506>>

### 3. ANALISIS RAM

El análisis RAM es una técnica de análisis que cuantifica la confiabilidad, disponibilidad y mantenibilidad de un sistema complejo, por ejemplo, en instalaciones de procesamiento de gas o petróleo. Esta herramienta utiliza información sobre fallas de componentes de sistemas para generar distribuciones de probabilidad que el mismo puede tomar durante su funcionamiento. Es utilizado para responder muchas preguntas acerca de la operación de un sistema, su seguridad y aquellas áreas donde las mejoras tienen impactos sustanciales en su operación. Permite modelar propuestas de rediseño en los sistemas existentes o en la selección de equipos y configuración de una instalación nueva y determinar:

- ✓ Modos de falla que representan consecuencias inaceptables al personal de la instalación y a la comunidad.
- ✓ Confiabilidad del sistema vs tasa de producción requerida.
- ✓ Recomendaciones para mejorar la seguridad de los equipos/procesos.<sup>18</sup>

#### 3.1. TASAS DE FALLA Y REPARACIÓN.

Algunos parámetros de medición usados comúnmente para estudiar los fallos que se presentan en un sistema determinado son los siguientes:

##### 3.1.1. Tiempo promedio entre fallas (MTBF)

Es para un período estable en la vida del componente o sistema, el valor medio de la duración de tiempo entre fallos consecutivos contados como la razón del tiempo observado y el número de fallos bajo condiciones estables. También utilizaremos el Tiempo promedio para fallar (MTTF), que, en rigor, únicamente es de aplicación para los componentes no reparables; no obstante, utilizaremos ambos conceptos de manera indistinta. El tiempo promedio entre fallos para datos exponencialmente distribuidos es:

$$MTBF = \frac{1}{\lambda} \quad (1)$$

Siendo  $\lambda$  la tasa de falla (fallas/hora).<sup>19</sup>

---

<sup>18</sup> CAÑA, A. G. ANÁLISIS RAM DE LA PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA RESOR DE PETROLEOS DE VENEZUELA S.A. [online]. 2006, [Citado 2017-11-20], pp.40. Disponible en: < <http://159.90.80.55/tesis/000133297.pdf>>.

<sup>19</sup> ZARATE, FRAGA, M. ANÁLISIS RAMS. Universidad Carlos III de Madrid. 2012. [Citado 2017-11-29]. pp. 10.

### 3.1.2. Tasa de fallas.

Es una función que describe el número de fallas de un sistema o componente que pueda ocurrir en un cierto tiempo.<sup>20</sup>

$$\lambda = \frac{\text{Número de fallas}}{\text{Tiempo de operación}} \quad (2)$$

### 3.1.3. Tiempo Promedio Para Reparar (MTTR)

Es el tiempo promedio requerido para reparar un componente o un sistema. Para calcular este tiempo se usa la siguiente fórmula:

$$MTTR = \frac{1}{\mu} \quad (3)$$

Donde  $\mu$  es la Tasa de reparación (reparaciones/hora).<sup>21</sup>

### 3.1.4. Tasa de reparación.

La tasa de reparación es el índice con el cual una acción de reparación se realiza y se expresa en términos del número de acciones de reparación exitosas realizadas por hora.<sup>22</sup>

$$\mu = \frac{\text{Número de reparaciones}}{\text{Tiempo}} \quad (4)$$

---

<sup>20</sup> SEXTO, L. INGENIERÍA DE FIABILIDAD. Riobamba, Ecuador. Radical Management. 2014. [Citado 2017-11-29]

<sup>21</sup> ZARATE, FRAGA, M. ANÁLISIS RAMS. Universidad Carlos III de Madrid. 2012. [Citado 2017-11-29]. pp. 10.

<sup>22</sup> BASTIDAS, D. DESARROLLO DE UN SOFTWARE PARA DETERMINAR LOS ÍNDICES DE MANTENIBILIDAD EN MÁQUINAS Y EQUIPOS INDUSTRIALES BETASYSTEM. Escuela Superior Politécnica de Chimborazo, Facultad de Mecánica, Escuela de Ingeniería de mantenimiento. Riobamba, Ecuador. 2008. [Citado 2017-11-29] pp. 21.

### 3.2. CONFIABILIDAD.

Es la propiedad de un sistema (elemento, componente o parte) de cumplir las funciones previstas para él, manteniendo su capacidad de trabajo bajo los regímenes y condiciones de explotación prescritos y durante el intervalo de tiempo requerido. De igual manera representa la probabilidad de que un equipo o sistema, funcione sin fallas durante un período de tiempo bajo condiciones normales. Es decir, la capacidad de un ítem de desempeñar una función requerida, en condiciones establecidas.

La confiabilidad se ocupa de verificar cuando el objeto de estudio (una máquina, una planta industrial, un proceso, un sistema) cumple su función. Esta impacta directamente sobre los resultados de la empresa, debiendo aplicarse no sólo a máquinas o equipos aislados sino a la totalidad de los procesos que integran la cadena de valor de la organización.

También se define como la confianza que se tiene de que un componente, equipo o sistema desempeñe su función básica, durante un período de tiempo preestablecido, bajo condiciones estándares de operación. La medida de la confiabilidad de un equipo es la frecuencia con la cual ocurren las fallas en el tiempo, si no hay fallas, el equipo es 100% confiable, si la frecuencia de falla es muy alta, el equipo es poco confiable. La confiabilidad es la probabilidad de que un activo cumpla con su función, en un tiempo determinado y bajo un entorno operacional específico.<sup>23</sup>

Aptitud de un elemento de realizar una función requerida bajo unas condiciones determinadas durante un intervalo de tiempo dado. <sup>24</sup>

Cuando se realiza una intervención, sea reparación por sustitución o restauración, no tiene que necesariamente devolver al activo, o sistema, a un nivel de confiabilidad igual, o presumiblemente superior, al que tenía cuando nuevo. Existen diferentes estados en que puede quedar un activo después de labores preventivas o correcciones. Un activo puede manifestarse en cualquiera de las siguientes situaciones. <sup>25</sup>

- ✓ Tan bueno como nuevo.
- ✓ Mejor que antes de fallar, pero peor que nuevo.

---

<sup>23</sup> MORA GUTIERREZ, A. MANTENIMIENTO - PLANEACIÓN, EJECUCIÓN Y CONTROL. Alfa Omega editores Internacional. Colombia 2011. Sexta Edición [Citado 2017-11-29], pp. 678.

<sup>24</sup> ESPAÑA, ASOCIACIÓN ESPAÑOLA DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN (AENOR). TERMINOLOGÍA DEL MANTENIMIENTO. UNE-EN 13306. 2011. [Citado 2017-11-29] pp. 9.

<sup>25</sup> SEXTO, L. CONFIABILIDAD INTEGRAL DEL ACTIVO. Seminario internacional de mantenimiento. Perú. 2005. [Citado 2017-11-29] pp. 10.

- ✓ Mejor que nuevo.
- ✓ Tan malo como antes de fallar.
- ✓ Peor que antes de fallar.

La confiabilidad integral del activo depende de cuatro aspectos importantes como son: confiabilidad humana, que se alcanza mediante la disminución y eliminación de errores de las personas; confiabilidad de la gestión, basada en una adecuada planificación del mantenimiento; confiabilidad inherente o intrínseca, dada por diseño y confiabilidad en el contexto operacional, como resultado de un correcto análisis que intervenga en el eficiente y eficaz funcionamiento de nuestro sistema.

La Confiabilidad se describe con la siguiente ecuación:

$$R(t) = e^{-\lambda t} = e^{-\frac{1}{MTBF}t} \quad (5)$$

Donde:

$R(t)$ : Probabilidad de funcionamiento sin fallas.

$t$ : Periodo especificado libre de fallas.

$\lambda$ : Tasa de falla.

$MTBF$  (*Mean Time Between Failures*): Tiempo medio entre fallas.

### 3.3. DISPONIBILIDAD.

La disponibilidad, objetivo principal del mantenimiento, puede ser definida como la confianza de que un componente o sistema que sufrió mantenimiento, ejerza su función satisfactoriamente para un tiempo dado. En la práctica, la disponibilidad se expresa como el porcentaje de tiempo en que el sistema está listo para operar o producir de manera continua.<sup>26</sup>

Es la aptitud de un elemento para encontrarse en un estado en que pueda realizar su función, cuando y como se requiera, bajo condiciones dadas, asumiendo que se dispone de los recursos externos necesarios.<sup>27</sup>

---

<sup>26</sup> MORA GUTIERREZ, A. 2011. MANTENIMIENTO - PLANEACIÓN, EJECUCIÓN Y CONTROL. Alfa Omega editores Internacional. Colombia. 2011. Sexta Edición. [Citado 2017-11-29], pp. 678.

<sup>27</sup> ESPAÑA, ASOCIACIÓN ESPAÑOLA DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN (AENOR). TERMINOLOGÍA DEL MANTENIMIENTO. UNE-EN 13306. 2011. [Citado 2017-11-29] pp. 8.

La disponibilidad es la probabilidad de que un servicio realice la función asignada cuando se requiere de ella. La disponibilidad depende de cuán frecuente se producen los fallos en determinado tiempo y condiciones (confiabilidad) y de la capacidad y el tiempo requeridos para mantener la funcionalidad (mantenibilidad).<sup>28</sup>

La disponibilidad (A) se describe en la siguiente ecuación.<sup>29</sup>

$$A = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR} \quad (6)$$

Donde:

A: Disponibilidad.

*MTBF (Mean Time Between Failures)*: Tiempo medio entre fallas.

*MTTR (Mean Time to Repair)*: Tiempo medio de reparación.

### 3.4. MANTENIBILIDAD.

Es la propiedad que tiene un sistema en ser restaurado después de haber ocurrido una falla. Esto representa la cantidad de esfuerzo requerida para conservar su funcionamiento normal o para restaurarlo una vez se ha presentado una falla.

Se dice que un sistema es mantenible cuando el esfuerzo asociado a su restauración es bajo, esto implica que la probabilidad de que un sistema sea restituido a sus condiciones de operación normal es alta. En caso contrario, cuando los esfuerzos asociados a la restitución del sistema son altos, se define que el sistema tiene baja mantenibilidad, ósea que la probabilidad es baja.

El esfuerzo de mantenimiento, incluye la duración (horas) o el esfuerzo (horas-hombre) invertidos en desarrollar todas las acciones necesarias para mantener el sistema o uno de sus componentes para restablecerlo o conservarlo en una condición específica.

La mantenibilidad está inversamente relacionada con la duración y el esfuerzo requerido por las actividades de mantenimiento. Puede ser asociada de manera inversa con el tiempo que se toma en lograr acometer las acciones de mantenimiento, en relación con la obtención del comportamiento deseable del sistema. La mantenibilidad, depende de factores intrínsecos al sistema y de factores

---

<sup>28</sup> SEXTO, L. CONFIABILIDAD INTEGRAL DEL ACTIVO. Seminario internacional de mantenimiento. Perú. 2005. [Citado 2017-11-29] pp. 10.

<sup>29</sup> SEXTO, L. INGENIERÍA DE FIABILIDAD. Radical Management. Ecuador. 2014. [Citado 2017-11-29].

propios de la organización de mantenimiento. Entre otros muchos factores externos está el personal ejecutor, su nivel de especialización, sus procedimientos y los recursos disponibles para la ejecución de las actividades (talleres, máquinas, equipos especializados, etc.) Entre los factores intrínsecos al sistema está el diseño del sistema o de los equipos que lo conforman, para los cuales el diseño determina los procedimientos de mantenimiento y la duración de los tiempos de reparación. Un mismo sistema puede poseer una alta mantenibilidad para unos tipos de fallo, pero otra muy baja para otros.<sup>30</sup>

La mantenibilidad es la capacidad de un elemento bajo condiciones de utilización dadas, de ser preservado, o ser devuelto a un estado en el que pueda realizar una función requerida, cuando el mantenimiento se ejecuta bajo condiciones dadas y utilizando procedimientos y recursos establecidos.<sup>31</sup>

La mantenibilidad queda definida como la probabilidad de que un activo (o conjunto de activos) en fallo, sea restaurado a su estado operativo, dentro de un tiempo determinado, cuando la acción de corrección se efectúa acorde a los procedimientos establecidos por la empresa.<sup>32</sup>

La mantenibilidad se describe con la siguiente ecuación.<sup>33</sup>

$$M(t) = 1 - e^{-\mu t} = 1 - e^{-\frac{1}{MTTR}t} \quad (7)$$

Donde:

*M*: Mantenibilidad.

$\mu$ : Tasa de reparación.

*t*: Tiempo determinado.

---

<sup>30</sup> MORA GUTIERREZ, A. MANTENIMIENTO - PLANEACIÓN, EJECUCIÓN Y CONTROL. Alfa Omega editores Internacional. Colombia. 2011. Sexta Edición [Citado 2017-11-29], pp. 678.

<sup>31</sup> ESPAÑA, ASOCIACIÓN ESPAÑOLA DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN (AENOR). TERMINOLOGÍA DEL MANTENIMIENTO. UNE-EN 13306. 2011. [Citado 2017-11-29] pp. 8.

<sup>32</sup> SEXTO, L. CONFIABILIDAD INTEGRAL DEL ACTIVO. Seminario internacional de mantenimiento. Perú. 2005. [Citado 2017-11-29] pp. 10.

<sup>33</sup> BARRINGER, P. DISPONIBILIDAD, CONFIABILIDAD, MANTENIBILIDAD Y CAPACIDAD (II PARTE). 2015. [Citado 2017-11-29] pp. 1-2. Disponible en: < <https://es.slideshare.net/eduardorodriguez/disponibilidad-confiabilidad-mantenibilidad-y-capacidad-parte-ii>>

Entre los objetivos más importantes de la metodología RAM se encuentran:

- ✓ Predicción de escenarios de paradas o fallas en los procesos de producción, con ayuda del modelamiento de procesos de deterioro y fallas que soportan equipos, sub-sistemas y sistemas del proceso.
- ✓ Identificación de las consecuencias de escenarios probables, teniendo en cuenta la configuración de los sistemas, confiabilidad de equipos, filosofía de operación, políticas de mantenimiento, de esta manera se optimizan estrategias de mantenimiento.
- ✓ Presentación de análisis de criticidad para identificar riesgos en equipos y sistemas, con el fin de plantear actividades de mitigación.

El modelamiento con metodología RAM es una herramienta de simulación que toma en consideración los efectos de:

- ✓ Confiabilidad de equipos.
- ✓ Configuración del sistema.
- ✓ Tasa de falla y reparabilidad.
- ✓ Pérdidas de producción y sus consecuencias.
- ✓ Confiabilidad humana.
- ✓ Pérdidas de capacidad del sistema debido a la degradación.
- ✓ Tiempos muertos por mantenimientos preventivos.
- ✓ Disponibilidad de recursos humanos y materiales.
- ✓ Probabilidades de falla de eventos no deseados.

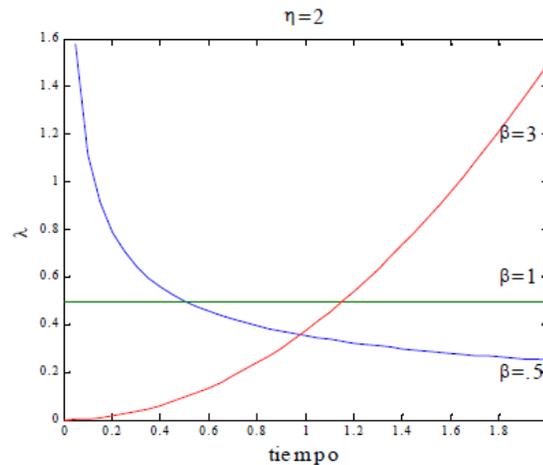
Áreas de aplicación de confiabilidad:

- ✓ Mantenimiento industrial: Equipos dinámicos, equipos estáticos, sistemas, paradas de planta, stocks y repuestos.
- ✓ Industria del petróleo y gas: Caracterización de yacimientos, métodos de producción, perforación y rehabilitación, diseño y mantenimiento de instalaciones petroleras, refinerías.
- ✓ Plantas de proceso: Métodos de producción, sistemas instrumentados de seguridad, diseño y mantenimiento de instalaciones.
- ✓ Gerencia de proyectos: Caracterización de riesgos de inversión y gastos, diseño de estrategias de mitigación del riesgo de inversiones, jerarquización de inversiones, determinación de límites eficientes.

### 3.5. DISTRIBUCIONES Y PARÁMETROS DE FALLA – WEIBULL.

La distribución *Weibull* es ampliamente usada en el estudio del tiempo de vida o tiempo para fallas de componentes mecánicos. Una de las características fundamentales de las variables que siguen la distribución *Weibull*, es que el número de ocurrencia de eventos de fallas por unidad de tiempo no permanece necesariamente constante; es decir, la tasa de ocurrencia de eventos de fallas puede aumentar o disminuir con el tiempo. La distribución *Weibull* es muy flexible ya que contiene dos parámetros matemáticos y un parámetro de localización ( $\alpha$ : parámetro de escala,  $\beta$ : parámetro de forma y  $\gamma$ : parámetro de localización) que permiten ajustar la variable aleatoria evaluada (tiempos hasta la falla) a diferentes comportamientos de fallas (este comportamiento se conoce en mantenimiento como la curva de la bañera Figura 17).

Figura 15. Tasa de falla *Weibull*.

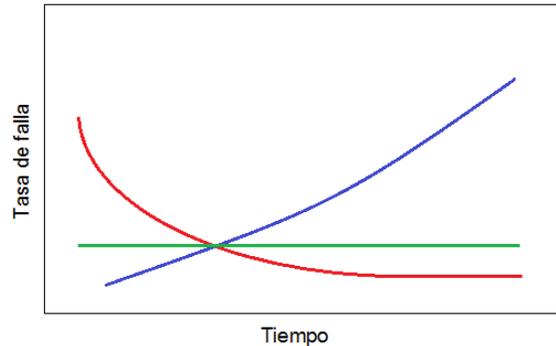


Fuente. (Facilities management, 2001)

### 3.6. DISTRIBUCIONES DE FALLA.

La constancia de la tasa de falla indica que la aparición de las fallas es fruto del azar, que los fallas se presentan de forma aleatoria y por tanto, independientemente del tiempo de funcionamiento del equipo. Esto suele ser habitual para los componentes electrónicos pero no para la mayoría de los componentes industriales sometidos a fenómenos de desgaste, corrosión o fatiga, en los que la tasa de fallo aumenta con el tiempo de funcionamiento.

Figura 16. Variación de las tasas de falla.



Fuente: Autor.

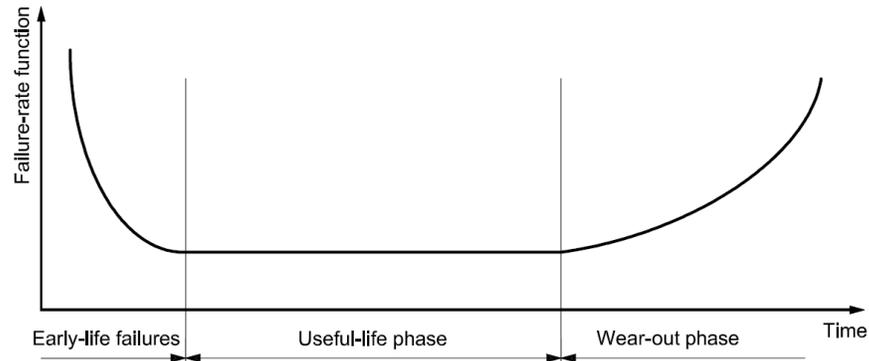
En otras ocasiones, la tasa de fallo disminuye con el tiempo de funcionamiento del equipo; es el caso de aquellos componentes con una tensión inicial debida a una desalineación o un ajuste inadecuado producidos durante la fase de montaje, y que puede desaparecer a lo largo del tiempo por un proceso de acomodación del componente en su alojamiento. La Figura 16 muestra los tres casos descritos de variación de la tasa de fallo con el tiempo.

En los equipos reparables, dada su complejidad, prima un comportamiento sin modo de fallo predominante, lo que da la apariencia de un modo de fallo aleatorio o de tasa de fallo constante; no obstante, para que ello sea así se requiere que las sucesivas reparaciones dejen el equipo tan bueno como nuevo. Si la reparación no ha sido la adecuada el equipo quedará peor que nuevo y en tal caso, la tasa de fallo aumentará. Por otra parte, el continuo desarrollo de la ingeniería puede permitir la situación del componente averiado por otro de mayor confiabilidad; en tales condiciones, la reparación dejará el equipo mejor que nuevo y por tanto, con una tasa de falla menor.

En ocasiones, puede suceder que un mismo equipo adopte a lo largo del tiempo la tres configuraciones descritas anteriormente en la secuencia que aparece en la Figura 17, dando lugar a lo que se conoce por su forma como curva de la bañera y en la cual, el periodo de tasa decreciente se denomina de mortalidad infantil (al producirse en el periodo inicial de funcionamiento del equipo), mientras que el periodo de tasa creciente se denomina de envejecimiento (por producirse en el periodo final de funcionamiento del equipo); por su parte, el periodo central de tasa constante es el que determina la vida útil del equipo.

Durante muchos años se ha creído que la curva de la bañera era un patrón general de comportamiento; sin embargo, estudios realizados pusieron de manifiesto que solo un 4% de los componentes presentaba este comportamiento.<sup>34</sup>

Figura 17. Curva de la bañera.



Fuente. ISO 14224:2006. Bathcurve curve for hazard rate.

Fallas tempranas. Se representan por la primera parte de la curva, las tasas de falla están asociadas con equipo nuevo y pueden ser causadas por partes faltantes, falta de capacitación de las personas que instalan el equipo, daño causado a los aparatos o dispositivos, o fallas por defectos de fabricación de las máquinas y por insuficiente asentamiento de las piezas y uniones. Además también se pueden presentar por los siguientes factores:

- ✓ Problemas de producción.
- ✓ Problemas de desensamble.
- ✓ Problemas de control de calidad.
- ✓ Problemas de *Over hauls*.
- ✓ Fallas en componentes eléctricos.

Fallas aleatorias. Este tipo de fallas son inesperadas y pueden surgir por sobrecargas o averías, causadas por factores externos que generan las fallas aun de las piezas mejor construidas. A este tipo de fallas se les llama aleatorias y se representan por una línea horizontal, quiere decir que cada miembro de la población de componentes tiene la misma probabilidad de sufrir una falla. Algunos de los factores que intervienen en esta parte de la curva son:

<sup>34</sup> ZARATE, FRAGA, M. ANÁLISIS RAMS. Universidad Carlos III de Madrid. 2012. [Citado 2017-11-29]. pp. 14-15.

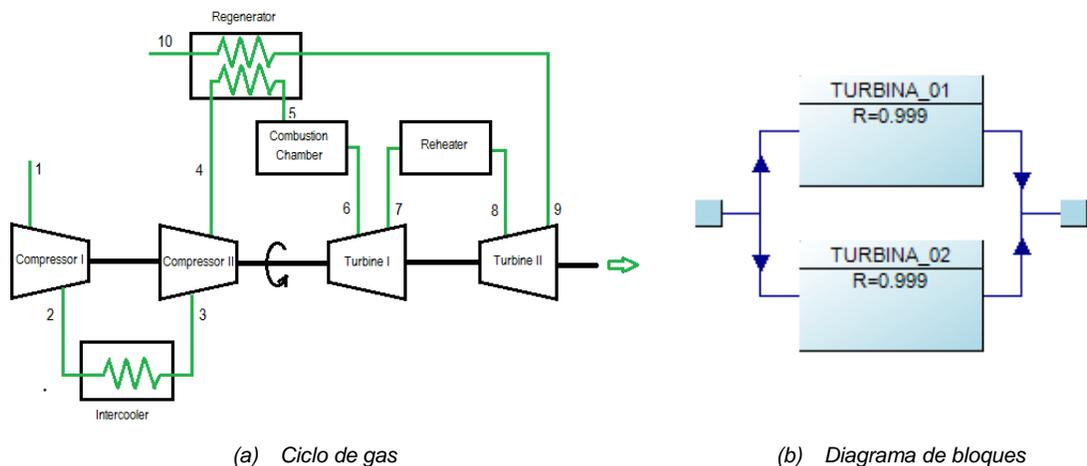
- ✓ Errores de mantenimiento/ errores humanos.
- ✓ Implicación de terceros / Naturaleza.
- ✓ Intervalos entre fallas.
- ✓ *Over hauls* no apropiados.

Fallas por desgaste u obsolescencia. Se representa por la tercera parte de la gráfica de la Figura 17. Son las fallas debido a la obsolescencia, por la edad, fatiga, corrosión, deterioro mecánico, eléctrico, hidráulico, o por el bajo nivel de mantenimiento y reparación. Existe cierta similitud entre la curva típica de fallas, las tasas de mortalidad infantil y sobrevivencia humana.<sup>35</sup>

### 3.7. DIAGRAMAS DE BLOQUES DE CONFIABILIDAD.

Cuando un equipo alcanza cierta complejidad se hace difícil determinar su confiabilidad, debiendo descomponerse en equipos más simples de los cuales se conozca su confiabilidad. El diagrama resultante de esta descomposición se conoce como diagrama de bloques de confiabilidad (RBD) y únicamente está formado por aquellos equipos que influyan en la confiabilidad global del equipo más complejo y en el que las conexiones entre tales equipos no tienen por qué ser físicas sino que pueden ser conexiones lógicas. Existen dos configuraciones básicas denominadas: sistema serie y sistema paralelo, además de acuerdo al funcionamiento del sistema existen redundancia *Stand by* y configuración K de N.

Figura 18. Análisis de conexiones lógicas de un sistema.



Fuente. Autor.

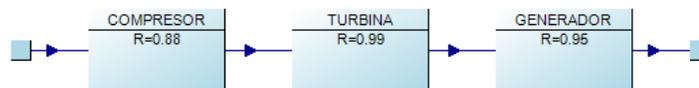
<sup>35</sup> SALAZAR MORENO, R. *Et al.* APLICACIONES DE LA DISTRIBUCIÓN WEIBULL EN INGENIERÍA DE CONFIABILIDAD. Universidad Autónoma Chapingo. México. [Citado 2017-11-29]. pp. 2.

De acuerdo con la Figura 18 (a) Se podría inferir una configuración en serie, pero de acuerdo al análisis de conexiones lógicas, una falla en alguna turbina disminuiría la capacidad pero no desencadenaría una falla general del sistema, por lo que no se asumiría con sistema en serie sino en paralelo Figura 18 (b).

### 3.7.1. Sistemas en serie.

Los sistemas en serie son aquellos en los cuales una falla en un equipo o sub-sistema determina la falla del sistema, debido a esto se concluye que la confiabilidad del sistema va a ser siempre menor que la confiabilidad de cada uno de los componentes /equipos /subsistemas. A continuación se muestra un ejemplo para el caso de una configuración en serie.

Figura 19. Configuración en serie.

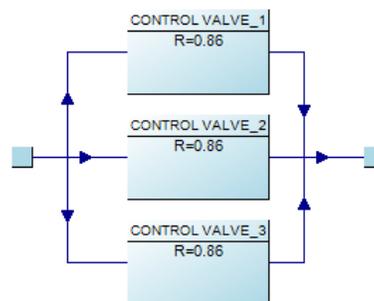


Fuente. Autor (*Availability Workbench*)

### 3.7.2. Sistemas en paralelo.

Los sistemas en paralelo se definen por estar alineados lógicamente de manera que al fallar un componente/equipo principal en el sistema no se produzca una falla. A partir de esto se concluye que la confiabilidad del sistema siempre será mayor a la confiabilidad de los componentes/equipos. A continuación se muestra un ejemplo para la configuración en paralelo.

Figura 20. Configuración en paralelo.

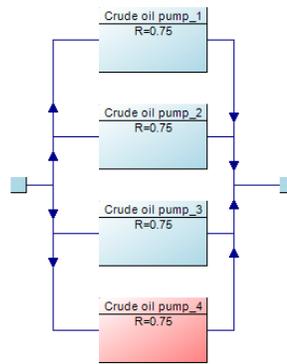


Fuente. Autor (*Availability Workbench*)

### 3.7.3. Redundancia *Stand by*.

Los arreglos en paralelo definen que una falla en un componente/equipo principal no determina una falla del sistema, pero tampoco asegura el cumplimiento de la capacidad requerida para el sistema, es decir que para un sistema que tenga 4 equipos funcionando a un 25%, una falla no determinaría la falla del sistema, pero reduciría la capacidad un 25%, lo que para algunos sistemas sería crítico. Debido a esto se pueden adicionar componentes paralelamente en *Stand by* para asegurar la capacidad requerida en el buen funcionamiento del sistema.

Figura 21. Redundancia *Stand by*.

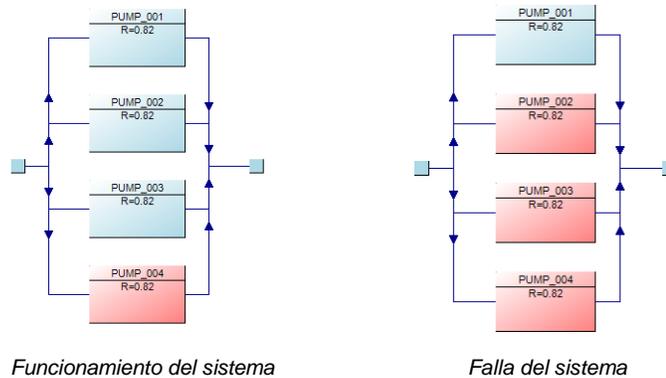


Fuente. Autor (*Availability Workbench*)

### 3.7.4. Configuración K de N.

Existen configuraciones que no se puede asegurar la falla del sistema hasta que al menos K componentes del subsistema N hayan fallado, como se muestra en la Figura 22.

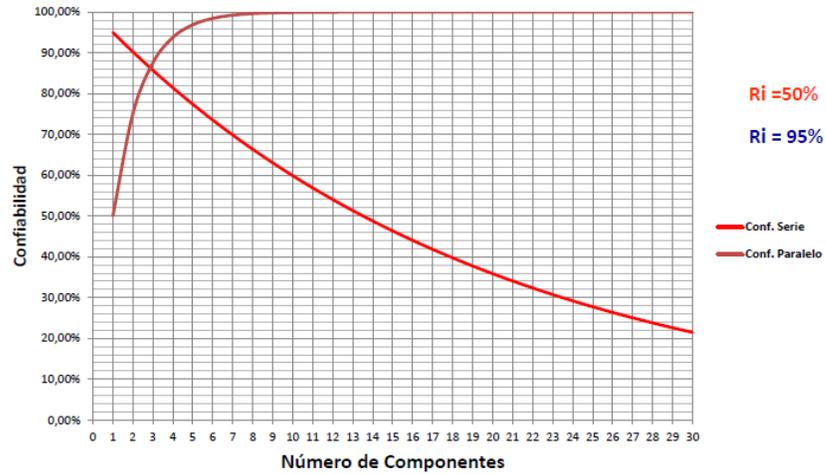
Figura 22. Configuración K de N. Ejemplo K de N (3 de 4).



Fuente. Autor.

De acuerdo a la siguiente gráfica (Figura 23) se puede observar el comportamiento de un sistema en serie con una confiabilidad del (95%) de acuerdo a su configuración, para 10 componentes en serie su confiabilidad disminuye hasta un (60%), mientras que para un sistema en paralelo con confiabilidad del (50%) después del octavo componente en paralelo no es posible conseguir un valor mayor de confiabilidad.

Figura 23. Comportamiento de la confiabilidad de sistemas en serie y paralelo.



Fuente. Notas de clase, Santiago Rueda (2016).

## 4. TÉCNICAS DE EVALUACIÓN DE RIESGOS

### 4.1. TÉCNICAS DE EVALUACIÓN DE RIESGOS.

Las técnicas de análisis de riesgo son empleadas en la búsqueda y evaluación de escenarios que pueden representar un impacto adverso para una instalación o planta de proceso, identificando los escenarios de mayor riesgo y emitiendo acciones de recomendación tendientes a minimizar el mismo. El principio de cualquier estudio de riesgo, está basado en encontrar respuesta a tres interrogantes: 1) ¿Qué puede salir mal? 2) ¿Qué tan frecuente es? y 3) ¿Cuáles son sus efectos?

Analizando y entendiendo la respuesta a estas preguntas, podemos entender los riesgos y diseñar mejores acciones para la prevención y control. Sin embargo, en la mayoría de los casos, las acciones recomendadas se quedan así, en recomendaciones las cuales, en la mayoría de los casos no son implementadas o si lo son, no se les da seguimiento para validar el impacto real en la disminución del riesgo.

Existen diferentes metodologías de identificación de peligros, empleadas como parte del proceso de evaluación de riesgos, tales como:

- ✓ Estudio de peligro y operatividad (*HazOp, Hazard and Operability*)
- ✓ Análisis de modos de falla y sus efectos (FMEA por sus siglas en inglés, *Failure Mode and Effect Analysis*)
- ✓ Listas de verificación.
- ✓ Árboles de falla.
- ✓ Árboles de eventos, etc.

Dependiendo de las necesidades del estudio y de las características de los resultados deseados, será la técnica a seleccionar. Dentro de las mencionadas metodologías de identificación de peligros, el Análisis de Modos de Falla y Efectos, AMFE (FMEA, por sus siglas en inglés), en combinación con una calificación o jerarquización del grado de criticidad del riesgo, nos permite lograr un entendimiento global del sistema, así como del funcionamiento y la forma en la que pueden presentarse las fallas de los equipos que componen este sistema. Las acciones de recomendación derivadas de un FMECA o AMFEC quedan definidas como acciones o tareas de mantenimiento. Lo que permite diseñar una estrategia completa de mantenimiento aplicando criterios de riesgo para cada activo o equipo considerado en la evaluación, para de esta forma poder evaluar el impacto del plan de mantenimiento en el riesgo de la instalación, así como también, asegurar que el plan de

mantenimiento es aplicado en los equipos que representan un mayor riesgo para las personas, medio ambiente, producción e instalación.<sup>36</sup>

#### 4.2. CLASIFICACIÓN DE TÉCNICAS DE EVALUACIÓN DE RIESGOS.

Las técnicas de evaluación de riesgos se clasifican de acuerdo al requerimiento y resultados obtenidos, en la Tabla 2, se clasifican las técnicas principales más utilizadas en la industria del petróleo y gas.

Tabla 2. Técnicas de evaluación del riesgo - ISO 31010 Gestión del riesgo.

Métodos de consulta	Métodos de soporte	Análisis de escenarios	Análisis de función	Evaluación de controles	Métodos estadísticos
Check List	Lluvia de ideas	RCA	FMEA	LOPA	Análisis de Markov
Análisis preliminar de riesgos	Entrevista estructurada	Evaluación de toxicidad	FMECA	Bow Tie	Simulación de Montecarlo
Lista de ejemplos	Técnica Delphi	BIA	RCM	Análisis de circuitos de fugas	Curvas FN
	What if?	FTA	SNEAK		Índices de riesgos
	Evaluación HRA	ETA	HAZOP		Análisis MCDA
		Análisis causa-efecto	HCCAP		

Fuente. Autor.

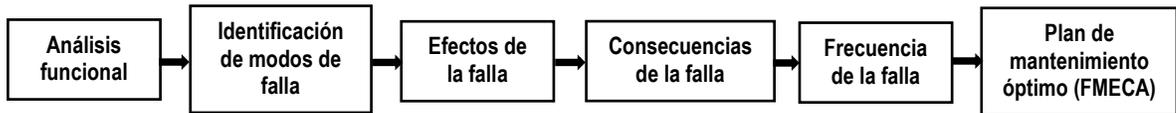
#### 4.3. FMECA (FAILURE MODE, EFFECTS AND CRITICALITY ANALYSIS)

Existen diversas versiones para esta metodología, para el sistema de bombeo de inyección se realiza el proceso mostrado en la Figura 24, a continuación se muestran las actividades para la elaboración de la metodología:

- ✓ Intención del proceso
- ✓ Análisis funcional
- ✓ Identificación de modos de falla
- ✓ Efectos y consecuencias de fallas
- ✓ Jerarquización del riesgo.

<sup>36</sup> AGUILAR, J. *Et al.* ANÁLISIS DE MODOS DE FALLA, EFECTOS Y CRITICIDAD (AMFEC) PARA LA PLANEACIÓN DEL MANTENIMIENTO EMPLEANDO CRITERIOS DE RIESGO Y CONFIABILIDAD. Corporación Mexicana de investigación en materiales. 2010. [Citado 2018-01-28]. pp. 16.

Figura 24. . Proceso Análisis de modos de falla, efectos y criticidad FMECA.



Fuente. (Aguilar, 2010)

✓ Intención de diseño.

En esta etapa se define la intención del diseño, consiste en conocer y entender la filosofía de operación de la planta o proceso, a fin de poder identificar claramente las condiciones bajo las cuales se opera, considerando tanto su diseño como las necesidades del usuario. El desarrollo de esta actividad nos permite saber la forma en que se operan los activos, siendo este el nivel de detalle requerido en la descripción. La definición deberá de contener parámetros de operación, los equipos involucrados, rutas de proceso, parámetros de control, entre otros atributos.

Para el análisis de modos de falla y sus efectos, AMFE (FMEA), la definición de la intención de diseño del sistema o equipo en análisis es altamente recomendable, ya que para poder entender como falla un activo, primero es necesario conocer cómo opera. Cabe mencionar que es en esta etapa inicial donde personal que participa en la metodología, debe asimilar el proceso que se lleva a cabo en la instalación que se está analizando, ya que es común, que tanto la gente del grupo de mantenimiento, como los facilitadores de la metodología, estén poco familiarizados con la instalación en cuestión.

✓ Análisis funcional.

El análisis funcional es necesario para poder entrar al proceso de evaluación de los modos de falla, ya que se requiere conocer e identificar cuáles son aquellas funciones que el usuario espera o desea que su activo desempeñe. Se requiere identificar tanto la función principal y como las secundarias. El análisis funcional fue realizado tomando como referencia lo establecido en la norma ISO 14224:1999 *Petroleum, petrochemical and natural gas industries – Collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment*. (ISO, 2006).

✓ Identificación de modos de falla

Un modo de falla podemos definirlo como la forma en la que un activo pierde la capacidad de desempeñar su función, o en otras palabras, la forma en que un activo falla. A cada modo de falla le corresponde una acción de mitigación o prevención, dentro del proceso de Administración del Riesgo estas acciones pueden ser orientadas a desviaciones del proceso, factores humanos, etc., o bien, como en este caso, donde el objetivo del FMECA es diseñar un plan de mantenimiento, a cada modo de falla le corresponderá una tarea de mantenimiento.

✓ Efectos y consecuencias de fallas

Los efectos de la falla son considerados como la forma en la que la falla se manifiesta, es decir, como se ve perturbado el sistema ante la falla del equipo o activo, ya sea local o en otra parte del sistema, estas manifestaciones pueden ser: aumento / disminución de nivel, mayor / menor temperatura, activación de señales, alarmas o dispositivos de seguridad, entre otras; similarmente, se considera también la sintomatología de la falla, ruido, aumento de vibración, etc.

Para el caso de las consecuencias, éstas son referidas a los impactos derivados de la falla en los diversos receptores de interés. Se consideran las consecuencias a la seguridad de las personas, medio ambiente y producción.<sup>37</sup>

✓ Jerarquización del riesgo

El proceso de jerarquización del riesgo de los diferentes modos de falla, resultante de la combinación de la frecuencia de ocurrencia por sus consecuencias, nos permite identificar las mejores áreas de oportunidad para las acciones de recomendación, tanto en la etapa de evaluación como en la aplicación de los recursos económicos y humanos. Los criterios para la ponderación de la categoría de frecuencia de ocurrencia del modo de falla, son los mostrados en la Tabla 3.

---

<sup>37</sup> AGUILAR, J. *Et al.* ANÁLISIS DE MODOS DE FALLA, EFECTOS Y CRITICIDAD (AMFEC) PARA LA PLANEACIÓN DEL MANTENIMIENTO EMPLEANDO CRITERIOS DE RIESGO Y CONFIABILIDAD. Corporación Mexicana de investigación en materiales. 2010. [Citado 2018-01-28]. pp. 17-18.

Tabla 3. Categorías de frecuencias.

<b>Categoría</b>	<b>Cuantitativo</b>	<b>Cualitativo</b>
<b>Alta F4</b>	>1 en 1 año	El evento se ha presentado o puede presentarse en el próximo año
<b>Media F3</b>	1 en 1 año a 1 en 5 años	Puede ocurrir al menos una vez en la vida de las instalaciones
<b>Baja F2</b>	1 en 5 años a 1 en 10 años	Concebible; probablemente ha sucedido en alguna instalación similar
<b>Remota F1</b>	>1 en 10 años	Esencialmente imposible. Mayor a 10 años

Fuente. Ajustado por el autor de la NRF-018-PEMEX-2007 Estudios de riesgo.

Para aplicar el proceso de selección de tareas de mantenimiento en un mayor detalle, se requiere de los modos de falla resultantes, especialmente de aquellos críticos por su nivel de riesgo. A los modos de falla resultantes de riesgo medio se les debe aplicar la estrategia derivada del análisis de modos de fallas, sus efectos y criticidad, mientras que los modos de falla de bajo riesgo, son elegibles para continuar aplicando las acciones que actualmente se vienen aplicando, dado que el riesgo a administrar es mínimo.

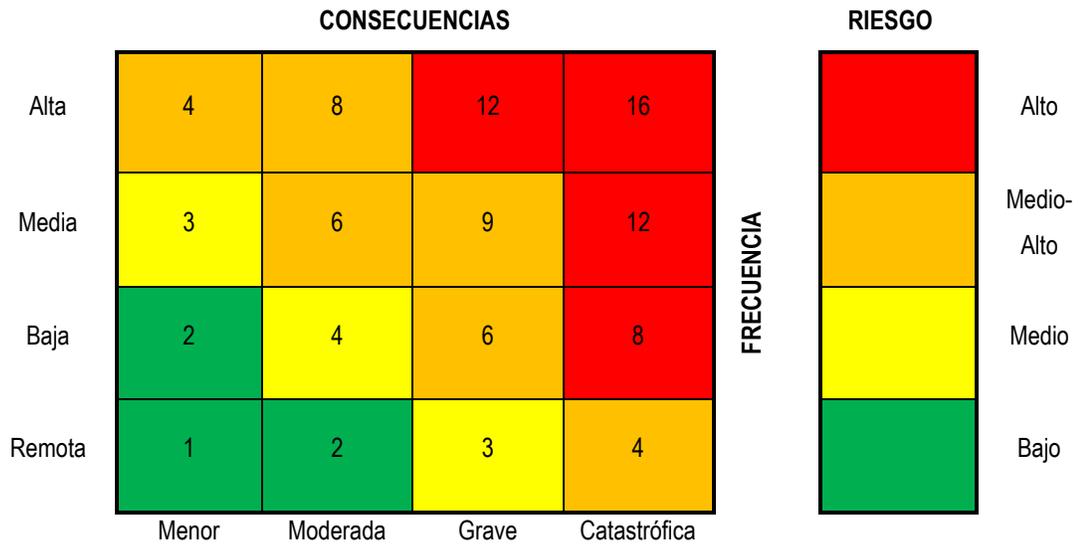
Tabla 4. Categorías de consecuencias.

<b>Categoría</b>	<b>Menor C1</b>	<b>Moderado C2</b>	<b>Grave C3</b>	<b>Catastrófica C4</b>
<b>Personas</b>				
Seguridad y salud del personal	Sin lesiones, primeros auxilios.	Atención médica: Lesiones menores sin incapacidad.	Hospitalización: Múltiples lesionados, incapacidad parcial o total temporal.	Una o más fatalidades; lesiones graves con daños irreversibles.
<b>Medio Ambiente</b>				
Agua tratada expuesta al ambiente, Imposibilidad de inyectarla.	Hasta 100 barriles de agua tratada contaminada con oxígeno.	Entre 100 y 1.000 barriles de agua tratada contaminada con oxígeno.	Entre 1.000 y 10.000 barriles de agua tratada contaminada con oxígeno.	Más de 10.000 barriles de agua tratada contaminada con oxígeno.
<b>Producción</b>				
Pérdida de producción, Daños a las instalaciones	Daños a las instalaciones y pérdida de producción menor a 100.000 USD	Daños a las instalaciones y pérdida de la producción hasta de 500.000 USD	Daños a las instalaciones y pérdida de la producción hasta de 1'000.000 USD	Daños a las instalaciones y pérdida de la producción mayor a 5'000.000 USD

Fuente. Ajustado por el autor de la NRF-018-PEMEX-2007 Estudios de riesgo.

La matriz de riesgo empleada para la jerarquización de los modos de falla es mostrada en la Figura 25. Cabe mencionar que se empleó una matriz para cada categoría de consecuencia evaluada, Personas, Medio Ambiente, Negocio (Producción), sin embargo todas las matrices son simétricas de 4 x 4, con los mismos criterios para las regiones de alto riesgo, riesgo medio-alto, riesgo medio y riesgo bajo.

Figura 25. Matriz de riesgo.



Fuente. Autor.

#### 4.4. HAZOP (HAZARD AND OPERABILITY ANALYSIS).

El estudio de HAZOP se basa en analizar en forma metódica y sistemática el proceso, la operación, la ubicación de los equipos y del personal en las instalaciones, la acción humana (de rutina o no) y los factores externos, revelando las situaciones riesgosas. Se enfoca en determinar cómo un proceso puede apartarse de sus condiciones de diseño y sus condiciones normales de operación, planteando las posibles desviaciones que pudieran ocurrir. Una vez identificada una desviación, se hace una evaluación en cuanto a que si sus consecuencias pueden producir un efecto negativo sobre el funcionamiento seguro y eficiente de la planta. En caso necesario, se recomiendan medidas para eliminar la causa que produce la desviación o para mitigar las consecuencias de su materialización.

Para simplificar el estudio de HAZOP conviene subdividir un proceso grande y complejo en tantas piezas pequeñas como sea requerido para el análisis. Para ello se prepara, previo a las reuniones de grupo, la división de los diagramas de tuberías e instrumentación DTI (P&ID) de la planta en sectores llamados nodos, los cuales se estudiarán en forma sistemática e individualmente.

Tabla 5. Palabras guía metodología HAZOP.

Palabras guía	Significado	Ejemplo de desviación	Ejemplo de causas
No	Ausencia de la variable a la cual se aplica	No hay flujo en una línea	Bloqueo; fallo de bombeo; válvula cerrada o atascada; fuga, válvula abierta, fallo de control.
Más	Aumento cuantitativo de una variable	Más flujo (mas caudal) Mas temperatura	Presión de descarga reducida, succión presurizada, fuga, lectura errónea de instrumentos. Fuegos exteriores, bloqueo, explosión en reactor, reacción descontrolada.
Menos	Disminución cuantitativa de una variable	Menos caudal Menos temperatura	Fallo de bombeo, fuga, bloqueo parcial, sedimentos en línea, bloqueo de válvulas. Perdidas de calor, vaporización, fallo de sellado.
Inverso	Analiza la inversión en la variable	Flujo inverso	Fallo de bomba, sifón hacia atrás, inversión de bombeo, válvula antirretorno que falla o esta insertada en la tubería en forma incorrecta.
Además de	Aumento cualitativo	Impurezas o fase extraordinaria	Entrada de contaminantes del exterior como aire, agua o aceites, productos de corrosión, fallo de aislamiento, presencia de materiales por fugas interiores, fallos de la puesta en marcha.
Parte de	Disminución cualitativa	Disminución en la composición de una mezcla	Concentración demasiado baja en la mezcla, reacciones adicionales, cambio en la alimentación.
Diferente de	Actividades distintas respecto a la operación normal	Cualquier actividad	Puesta en marcha y parada, pruebas e inspecciones, muestreo, mantenimiento, eliminación de taponos, corrosión, fallo de energía, emisiones indeseadas.

Fuente. Disponible en: <<https://es.slideshare.net/leofer38/hazop>>.

#### 4.4.1. Palabras guía.

Un rasgo esencial en este proceso de cuestionamiento y análisis sistemático es el empleo de términos clave para enfocar la atención del grupo de expertos sobre las posibles desviaciones y sus causas.

Las desviaciones en el proceso se analizan mediante la aplicación de palabras guía o clave a cada condición de proceso, actividad, materiales, tiempo y lugar. Estas palabras clave reflejan tanto la intención de diseño del proceso como los aspectos operativos presentes en la planta o instalación bajo estudio.

Un estudio HAZOP, es uno de los métodos comúnmente aceptados, para el análisis cualitativo de riesgos. Este método puede ser aplicado en general, para toda una planta de proceso, unidades de producción o piezas de equipo. Se debe de utilizar una base de datos de información sobre la planta y el proceso, los cuales estarán sustentados por ingenieros expertos en seguridad, ya que están más familiarizados con esta área. El resultado final, es algunas veces confiable en términos de ingeniería

y expectativas operacionales, pero no es cuantitativo y no considera las consecuencias del error humano.<sup>38</sup>

Para un estudio HAZOP existen diversas metodologías, para este caso de estudio se utilizó la más general posible con la intención de observar posibles desviaciones del proceso y fortalecer el análisis de modos de falla del sistema de bombeo, para esto se siguió el siguiente proceso:

✓ Definición del área de estudio:

La primera fase del estudio HAZOP consiste en delimitar las áreas a las cuales se aplica la técnica. En una instalación de proceso, considerada como el sistema objeto de estudio, se definirán para mayor comodidad una serie de subsistemas o unidades que corresponden a entidades funcionales propias, como por ejemplo: preparación de materias primas, reacción, separación de disolventes, etc.

✓ Definición de los nodos:

En cada subsistema se identificarán una serie de nodos o puntos claramente localizados en el proceso. Unos ejemplos de nodos pueden ser: tubería de alimentación de una materia prima un reactor aguas arriba de una válvula reductora, impulsión de una bomba, superficie de un depósito, etc. Cada nodo será numerado correlativamente dentro de cada subsistema y en el sentido de proceso para mayor comodidad. La técnica HAZOP se aplica a cada uno de estos puntos. Cada nodo vendrá caracterizado por unos valores determinados de las variables de proceso: presión, temperatura, caudal, nivel, composición, viscosidad, estado, etc.

Los criterios para seleccionar los nodos tomarán básicamente en consideración los puntos del proceso en los cuales se produzca una variación significativa de alguna de las variables de proceso.

Es conveniente, a efectos de la reproducibilidad de los estudios reflejar en unos esquemas simplificados (o en los propios diagramas de tuberías e instrumentación), los subsistemas considerados y la posición exacta de cada nodo y su numeración en cada subsistema.

---

<sup>38</sup> JUAREZ, M.LA METODOLOGIA HAZOP APLICADA AL ANÁLISIS DE RIESGOS. UNAM. 2014. [Citado 2018-02-08]. pp. 58-60.

Es de notar que por su amplio uso la técnica tiene variantes en cuanto a su utilización que se consideran igualmente válidas. Entre estas destacan, por ejemplo, la sustitución del concepto de nodo por el de tramo de tubería o la identificación nodo-equipos.

✓ Definición de las desviaciones a estudiar:

Para cada nodo se planteará de forma sistemática las desviaciones de las variables de proceso aplicando a cada variable una palabra guía. En la Tabla 5, se indican las principales palabras guía y su significado.

El HAZOP puede consistir en una aplicación exhaustiva de todas las combinaciones posibles entre palabra guía y variable de proceso, descartándose durante la sesión las desviaciones que no tengan sentido para un nodo determinado. Alternativamente, se puede fijar a priori en una fase previa de preparación del HAZOP la lista de las desviaciones esenciales a estudiar en cada nodo. En el primer caso se garantiza la exhaustividad del método, mientras que en el segundo el estudio puede resultar menos laborioso.

✓ Sesiones HAZOP:

Las sesiones HAZOP tienen como objetivo inmediato analizar las desviaciones planteadas de forma ordenada y siguiendo un formato de recolección de datos similar a la Tabla 6.

El documento de trabajo principal utilizado en las sesiones son los diagramas de tuberías e instrumentación (P&IDs) aunque puedan ser necesarias consultas a otros documentos: diagramas de flujo o *flow sheet*, manuales de operación, especificaciones técnicas, etc.<sup>39</sup>

---

<sup>39</sup> ESPAÑA. PROTECCIÓN CIVIL. GUÍA TÉCNICA: MÉTODOS CUALITATIVOS PARA EL ANÁLISIS DE RIESGOS. [Citado 2018-02-09]. Disponible en: <[http://www.proteccioncivil.es/catalogo/carpeta02/carpeta22/guiatec/Metodos\\_cualitativos/cuali\\_215.htm](http://www.proteccioncivil.es/catalogo/carpeta02/carpeta22/guiatec/Metodos_cualitativos/cuali_215.htm)>

Tabla 6. Formato de recolección de datos del HAZOP. Ejemplo para línea de descarga.

<b>Nodo 1:</b> Línea de descarga de 8"		<b>Equipo:</b> Tubería.	
<b>Condiciones de diseño / Parámetros:</b> Presión			
<b>Desviación/Causas</b>	<b>Consecuencias</b>	<b>Acciones de mitigación</b>	<b>Recomendaciones</b>
1.1 Más Presión			
1. Bloqueo parcial o total de válvulas en el punto de llegada.	1. Esfuerzos mecánicos en la tubería, válvulas, juntas bridadas, empaques, y uniones soldadas, pudiéndose presentar fugas	1. Actuación de acuerdo al plan de contingencia y desastres.	1. Aplicar los programas de mantenimiento preventivo de acuerdo a los procedimientos implementados.
	2. En caso de fugas, puede originarse un incendio, si el hidrocarburo logra entrar en contacto con una fuente de ignición	2. Procedimientos operativos para el manejo y suministro del hidrocarburo a través de la tubería.	2. Realizar procedimientos para cierre de válvulas en caso de presentarse fugas, dando a conocer el evento a Operación y Mantenimiento.
	3. Falla en el suministro de hidrocarburo y por tanto pérdida de producción.		3. Programas de celaje terrestre (recorrido de línea)
	4. Represionamiento de la tubería con posible incendio.		4. Realizar reparaciones de tramos de tubería que estén por debajo del espesor mínimo de acuerdo a la evaluación por código API 570.

Fuente. Ajustado por el autor a partir de (Juárez, 2014).

Para el diligenciamiento del formato de recolección de datos HAZOP, se toma como guía la Tabla 7 que contiene la información requerida para cada columna con la descripción de contenido con el fin de realizar un diligenciamiento correcto del formato y resultados razonables.

Tabla 7. Contenido del formato para realización de HAZOP.

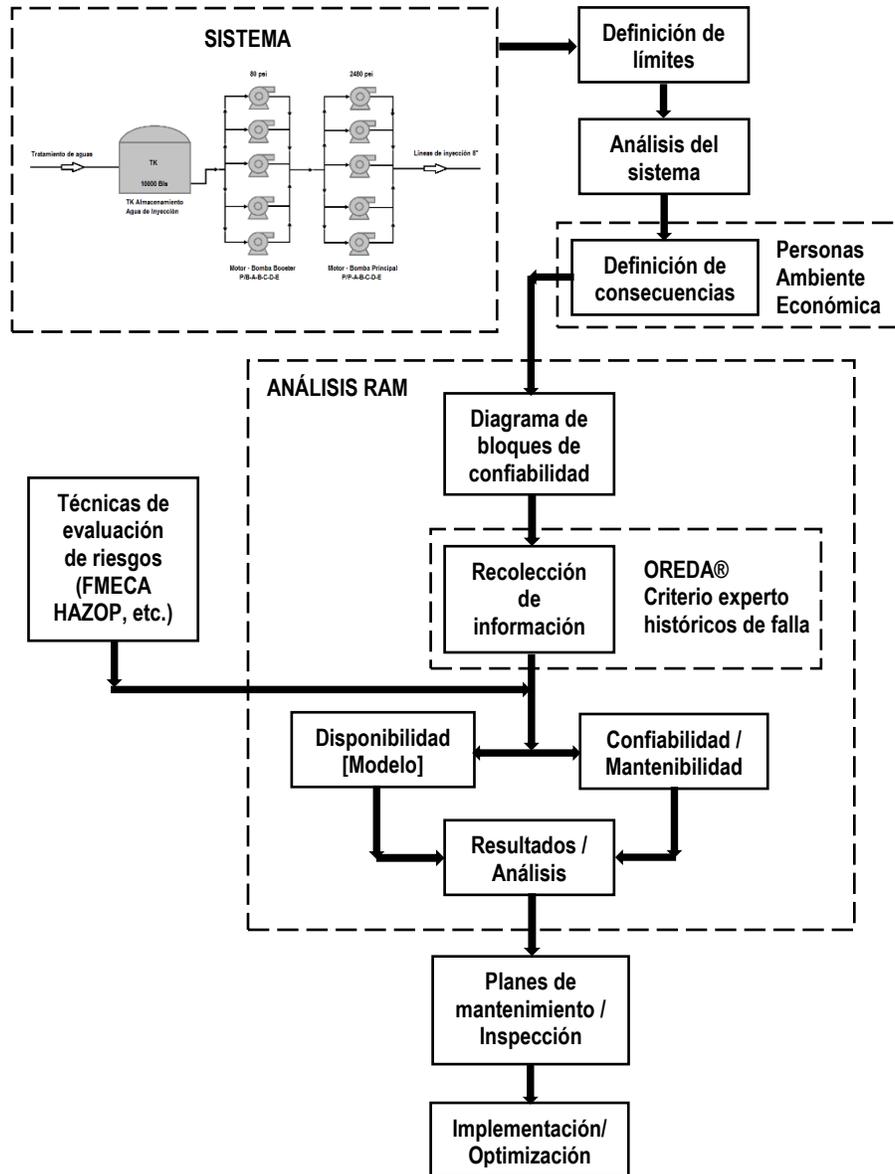
<b>Columna</b>	<b>Contenido</b>
Posibles causas	Describe numerando las posibles causas que puedan conducir a la desviación.
Consecuencias	Para cada una de las causas planteadas, se indican con la correspondiente numeración las consecuencias asociadas
Acciones de mitigación	Se describen las acciones correctivas para mitigación de la desviación.
Recomendaciones	Acciones preventivas para evitar que se produzcan estas desviaciones.

Fuente. Ajustado por el autor a partir de (Juárez, 2014).

## 5. DESCRIPCIÓN METODOLÓGICA

A continuación se muestra de manera esquemática la metodología utilizada para el análisis de confiabilidad con metodología RAM para el sistema a estudiar.

Figura 26. Diagrama de proceso para la metodología RAM.



Fuente. Autor.

La metodología comienza con la selección y definición de límites del sistema a modelar, para el sistema seleccionado se realiza un análisis minucioso de los parámetros de operación/diseño del sistema, identificar las posibles consecuencias negativas del sistema en cuestiones de personal, ambiente, financieras y de reputación de la compañía. A continuación se realiza el diagrama de bloques de confiabilidad del sistema (RBD) el cual se debe realizar con conexiones lógicas del sistema.

La recolección de datos se realiza a partir de fuentes de información como bases de datos, criterios de expertos e históricos de falla/mantenimiento, como soporte para este estudio se utilizan técnicas de evaluación de riesgos (FMECA, HAZOP) que son técnicas complementarias para metodologías de integridad y confiabilidad, a partir de los diagramas de confiabilidad se calculan la confiabilidad y mantenibilidad, con ayuda del software *Availability Workbench*® se simula la disponibilidad del sistema ingresando los bloques al sistema y demás información al programa.

A partir de los resultados y gráficas de los valores cuantitativos del modelamiento se determinan los tiempos prácticos para mantenimiento por equipos y duración de tareas, para posteriormente realizar planes de mantenimiento con información del sistema en particular, al implementarlos se verificarán los resultados para optimizar el funcionamiento y por ende la productividad del sistema para una mejora continua de la integridad de los activos.

## 6. RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN

### 6.1. OREDA® (*OFFSHORE RELIABILITY DATA*)

OREDA® es un proyecto patrocinado por ocho (8) compañías de la industria del petróleo y gas con operaciones en todo el mundo. El objetivo principal de OREDA® es recolectar e intercambiar datos de confiabilidad entre las compañías participantes y actuar como un foro para coordinar y gestionar la recolección de datos de confiabilidad. OREDA® ha establecido una base de datos comprensible con datos de mantenimiento y confiabilidad para equipos de exploración y producción (E&P) a partir de una variedad mundial de áreas geográficas, instalaciones, tipos de equipos y condiciones de operación. Equipos submarinos y sobre la superficie de la industria *Offshore* están cubiertos principalmente, pero equipos costa adentro también se incluyen. Los datos de OREDA® están almacenados en una base de datos disponible para los miembros y contratistas de compañías que trabajan para ellas.

#### ✓ Necesidad

La confiabilidad de equipos (E&P) tiene un impacto mayor sobre seguridad, disponibilidad de producción y costos de mantenimiento. Garantizar una alta integridad técnica es primordial para la seguridad y operaciones confiables en (E&P) particularmente en la industria *Offshore*. OREDA® tiene una recolección de datos para determinar las consecuencias, las causas y la probabilidad de cada falla. Una consulta entre las compañías del proyecto OREDA® muestra que la necesidad para cada dato es alto. Las compañías productoras de petróleo hoy en día están operando con alta competitividad ambiental. En este caso OREDA® puede ayudar a optimizar costos de ciclo de vida y reducir costos de mantenimiento mediante la aplicación del estudio de confiabilidad y sus datos. Tradicionalmente el principal uso de los datos de confiabilidad ha sido para estudios de diseño de ingeniería.

#### ✓ Datos

La recolección esta almacenada en una base que contiene datos para 278 instalaciones, 17000 unidades de equipos con 39000 datos de fallas y 730000 registros de mantenimiento. El banco de datos también incluye instalaciones submarinas con más de 2000 años de operación.

La *Petroleum Safety Authority* inicia el Proyecto OREDA® en 1981. El principal objetivo fue recolectar datos de confiabilidad para seguridad de equipos. Fue acordado que OREDA® fuera dirigido por un grupo de compañías de hidrocarburos en 1983. El objetivo de OREDA® era expandir subsecuentemente la experiencia de recolección de datos desde la operación de instalaciones de producción de petróleo y gas *Offshore* para mejorar los datos básicos en estudios de confiabilidad y seguridad.

✓ Logros

Además de la construcción de una gran base de datos, y el uso de datos por las compañías participantes, los logros de OREDA® incluyen:

- Un estándar ISO basado en el concepto OREDA® fue emitido 2006 (*ISO 14224: Petroleum, petrochemical and natural gas industries, Collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment*).
- Lineamientos y Software para recolección y análisis de datos.
- Publicación de datos de confiabilidad. Cinco ediciones públicas de un *Handbook* de datos de confiabilidad han sido emitidas y vendidas en más de 50 países en todo el mundo.
- Datos usados en análisis para soportes de tomas de decisión, por ejemplo conceptos de selección, optimización en diseño.
- Intercambio de conocimiento de confiabilidad entre las compañías participantes y cooperación con diversas partes como fabricantes, instituciones de investigación, etc.
- Los datos son usados en varios proyectos de investigación y tesis estudiantiles.<sup>40</sup>

Figura 27. Participantes del Proyecto OREDA® en la actualidad.



Fuente. OREDA® (*Offshore Reliability Data*). Disponible en: <[www.oreda.com](http://www.oreda.com)>.

<sup>40</sup> OREDA® Offshore Reliability Data. 2018 [Citado 2018-01-31]. Disponible en <[www.oreda.com](http://www.oreda.com)>

Figura 28. Formato de tablas de datos de confiabilidad OREDA®.

OREDA-2002

175

OREDA-2002

Taxonomy no. 1.3		Item Machinery Pumps								
Population	Installations	Aggregated time in service (10 <sup>6</sup> hours)					No. of demands			
449	61	Calendar time*			Operational time <sup>†</sup>		11200			
		19.0224			8.6743					
Failure Mode	No. of failures	Failure rate (per 10 <sup>6</sup> hours)					Active rep.hrs	Repair (manhours)		
		Lower	Mean	Upper	SD	n/r		Min	Mean	Max
Noise	15*	0.00	0.74	2.77	1.02	0.79	6.6	0.5	17.3	46.0
	15 <sup>†</sup>	0.47	2.04	4.52	1.29	1.73				
Other	52*	0.00	3.24	16.91	7.57	2.73	26.0	1.0	46.1	697.0
	52 <sup>†</sup>	0.00	19.56	90.09	36.18	5.99				
Overheating	4*	0.07	0.21	0.41	0.11	0.21	30.3	3.0	34.3	64.0
	4 <sup>†</sup>	0.00	0.55	2.61	1.07	0.46				
Parameter deviation	24*	0.00	1.12	6.03	3.87	1.26	9.3	2.0	14.4	81.0
	24 <sup>†</sup>	0.00	3.34	14.31	5.53	2.77				
Structural deficiency	15*	0.00	0.79	4.42	2.29	0.79	35.0	1.0	55.7	213
	15 <sup>†</sup>	0.04	2.23	6.94	2.46	1.73				
Unknown	4*	0.00	0.39	0.88	2.09	0.21	45.3	8.0	38.5	70.0
	4 <sup>†</sup>	0.00	1.33	7.71	4.23	0.46				
Vibration	12*	0.00	0.69	3.19	1.28	0.63	9.9	1.0	26.7	96.0
	12 <sup>†</sup>	0.00	1.98	8.31	3.18	1.38				
Unknown	21*	<b>0.00</b>	<b>2.04</b>	<b>9.97</b>	<b>4.16</b>	<b>1.10</b>	<b>6.8</b>	<b>1.0</b>	<b>13.1</b>	<b>52.0</b>
	21 <sup>†</sup>	<b>0.09</b>	<b>6.97</b>	<b>22.41</b>	<b>8.12</b>	<b>2.42</b>				
External leakage	1*	0.00	0.20	0.90	0.94	0.05	-	29.0	29.0	29.0
	1 <sup>†</sup>	0.00	0.78	4.28	2.03	0.12				
Noise	2*	0.00	0.35	1.71	1.57	0.11	-	6.0	29.0	52.0
	2 <sup>†</sup>	0.00	0.89	4.87	2.43	0.23				
Other	4*	0.00	0.44	2.35	1.59	0.21	-	8.0	11.5	14.0
	4 <sup>†</sup>	0.00	1.64	8.01	3.35	0.46				
Unknown	13*	0.00	0.86	4.78	2.87	0.68	6.8	1.0	9.2	48.0
	13 <sup>†</sup>	0.00	3.22	15.01	6.08	1.50				
Vibration	1*	0.00	0.15	0.48	0.72	0.05	-	15.0	15.0	15.0
	1 <sup>†</sup>	0.00	0.39	2.15	1.01	0.12				

**Comments**

On demand probability for consequence class: critical and failure mode: Fail to start on demand =  $1.5 \cdot 10^{-3}$

Fuente. OREDA® (Offshore Reliability Data)

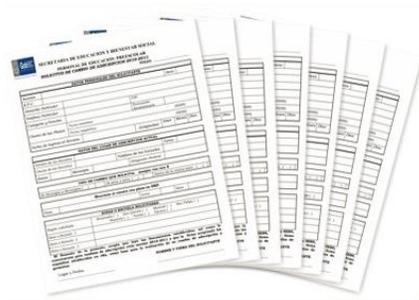
## 6.2. CRITERIOS DE EXPERTOS.

La recolección de la información requiere del criterio de expertos del sistema objeto de estudio, sistemas, subsistemas y equipos similares o que estén expuestos a condiciones de servicio y operación parecidas, este criterio es fundamental debido a la certeza que tiene personal de operación acerca de los equipos (modos de falla y frecuencias de falla), para este caso se tomó información acerca de equipos electrónicos, y sus tasas de falla, modos de falla de los equipos y componentes del sistema.

## 6.3. HISTÓRICOS DE FALLA.

Los históricos de falla se utilizan para calcular tasas de falla y determinar los modos de falla más frecuentes en los equipos del sistema de estudio. De acuerdo a la información de falla de los equipos y componentes se puede establecer frecuencias de mantenimiento confiables, tiempos de reparación y tiempos límites para mantenimiento.

Figura 29. Registros de mantenimiento / Históricos de falla.



Fuente. Disponible en: <<https://mecatronica-cbtis122.jimdo.com/rodolfo-ramirez/mtto-mct-6-q-6-s>>

Adicional a los criterios de expertos e históricos de falla, existen bases de datos de tasas de falla para diversos sistemas, debe seleccionarse la base de datos más apropiada para el sistema a evaluar, entre las bases de datos más importantes por áreas se encuentran: PARLOC *Pipeline and Riser of Containment*, WELL MASTER Información hidrogeológica en pozos de agua para pozos y perforaciones, IEEE *Institute of Electrical and Electronics Engineers*, SINTEF Fundación para la investigación científica e industrial.

#### 6.4. CLASES DE SEVERIDAD DE FALLAS.

La clase de severidad es usada para describir el efecto del estado operacional y la severidad de la pérdida de funcionalidad del sistema. Cada falla trae asociada únicamente una clase de severidad de falla: crítica, degradada, incipiente y no crítica independiente del modo de falla y sus causas. La clasificación de severidad se limita a la ubicación y uso de la unidad que falló.

- ✓ Falla crítica: Es una falla la cual causa pérdida completa e inmediata en la capacidad de un sistema de proveer su funcionalidad.
- ✓ Falla de degradación: Es una falla no crítica, pero evita que el sistema tenga la funcionalidad requerida. Podría o no ser una falla parcial o gradual y convertirse en una falla crítica a través del tiempo.
- ✓ Falla incipiente: Es una falla que no causa pérdida de la capacidad del sistema inmediatamente, pero de no ser manejada de una manera correcta se podría convertir en una falla crítica o degradada en tiempos cercanos.<sup>41</sup>

#### 6.5. CRITERIOS DE MODOS DE FALLA.

A continuación se presenta un análisis respecto a las fallas más comunes que de acuerdo a la experiencia y análisis de evaluación de riesgos le suceden a los equipos que hacen parte del sistema bajo estudio, lo cual a su vez ratifica la validez de considerar los parámetros de falla suministrados por la base de datos OREDA® que pondera la mayoría de estos en el modo de falla *Critical* bajo el cual se desarrolla el presente estudio:

##### 6.5.1. Bombas Booster y Principales.

Modos de falla Críticos.

- ✓ Vibración: para bombas con alta cabeza como es el caso de las bombas de inyección de agua, las bombas que componen el sistema corresponden a bombas centrífugas del tipo multietapa centradas sobre un único eje de longitud considerable, por lo cual los problemas

---

<sup>41</sup> OREDA® Offshore Reliability Data. 2002 [Citado 2018-01-31], pp 42.

de vibración han sido históricamente uno de los fallos más comunes en estos sistemas, tanto en condiciones de operación normal como durante el procedimiento de arranque.

- ✓ Falla al arranque: debido a las capacidades y cabezas bajo las cuales operan estas bombas, el procedimiento de arranque se torna complejo dado que, aunque el fabricante puede indicar que es posible su arranque con las válvulas de descarga completamente cerradas, se ha determinado que la afectación a la integridad de la misma en dicho caso es crítica, y en muchas oportunidades incluso se han dañado de manera total. Por lo cual, el diseño siempre debe incluir una recirculación de flujo similar a la típica protección por flujo mínimo o inclusive puede ser la misma, si está equipada con instrumentos de control adecuados, mediante esta facilidad se debe regular el arranque de las mismas. Sin embargo, en muchos casos los operadores se han fijado únicamente en el procedimiento entregado por el proveedor de la bomba y esto ha conllevado a que se presente este modo de falla.

Por otro lado, otra causa de este modo de falla es el hecho de que después de alguna intervención sea mecánica o eléctrica se quedan anclados (activos) los trips de seguridad (interlocks o enclavamientos) de tal modo que al momento de requerir poner en servicio la bomba el operador no logra alinearla desde el sistema de control.

#### Modos de falla por Degradación

- ✓ Fuga interna y externa: en general es un modo de falla muy común en todos los tipos de bombas, para plantas de este tipo se han evidenciado escenarios en los cuales los sellos se han degradado de manera acelerada debido a problemas de alineación del eje principal en caso de las bombas multietapa y por fallas en el fluido de refrigeración en el caso de las bombas booster.

#### Modos de falla incipientes

- ✓ Ruido: este modo de falla siempre se ha considerado latente durante la operación de las bombas como indicador de la posibilidad de que aflore un modo de falla crítico o de degradación. Se ha evidenciado en varias plantas similares golpeteos a las carcasas (casing) así como desfases sonoros en su operación debidos a vibración y desgaste de rodamientos.

### 6.5.2. Tanques de almacenamiento de agua.

#### Modos de falla críticos

- ✓ Lecturas anormales en la instrumentación: es típico que los transmisores de nivel presenten fallas por obstrucción de tal manera que la lectura de nivel se falsee y provoquen que el control no opere según la intención del diseño, en este caso es posible bien sea que se reboce el tanque con su correspondiente fuga y daño en la parte superior, así como que pierda su nivel lo que implica que las bombas booster se queden sin cabeza ni fluido y por ende inmediatamente se apaguen conllevando al apagado de todo el sistema de inyección.

#### Modos de falla por degradación:

- ✓ Deficiencia estructural: como causas principales para el desarrollo de este modo de falla se tienen problemas de diseño y durante la construcción, casos en los cuales el asentamiento del terreno no es asegurado adecuadamente y por ende el tanque se ve sujeto a deformación, principalmente en su base debido a desniveles iniciales o inducidos por el peso del fluido. Por otro lado, durante la operación ante eventos de llenado y vaciado con control deficiente (altas velocidades de llenado que puedan conllevar a sobrellenado y expansión, así como altas velocidades de vaciado que puedan conllevar a una contracción debido a que se supere la capacidad de suministro de gas del sistema de gas blanketing diseñado. Este tipo de falla ya fue evidenciado en una planta similar ante uno de los eventos de sobrellenado inducido por falla en el control de nivel.

### 6.5.3. Motores eléctricos

#### Modos de falla críticos

- ✓ Sobrecalentamiento: este modo de falla se presenta con bastante frecuencia debido a fallos en la capacidad del sistema de refrigeración de los mismos, lo que conlleva a la fundición de algunas de sus partes. Ha pasado en bombas centrífugas de facilidades similares.
- ✓ Paradas espurias: este modo de falla es muy frecuente en las operaciones de arranque de las bombas, principalmente ante el llenado del sistema, debido a que por errores operacionales es posible que el operador trate de arrancar el sistema con las válvulas de descarga totalmente abiertas, y dado que al inicio del llenado de la red de inyección no se

cuenta con una contrapresión contra la cual opere la bomba, en este caso las bombas centrífugas llegan a operar a fondo de curva, acaparando una gran demanda de energía eléctrica y en el caso en el cual el motor no esté en capacidad de suministrarla se puede fundir, e incluso es posible que conlleve a un apagado general de la planta por sobrecarga de energía.

- ✓ Falla al arranque: una causa de este modo de falla es el hecho de que después de alguna intervención sea mecánica o eléctrica se quedan anclados (activos) los trips de seguridad (interlocks o enclavamientos Start/Stop de los motores) en modo tal que al momento de requerir poner en servicio el motor el operador no logra prenderlo desde el sistema de control.

#### Modos de falla incipientes

- ✓ Falla estructural: este modo de falla se presenta cuando la fundación en la cual se soporta el motor fue diseñada o construida de manera deficiente, quizás sin considerar el peso real del mismo, o por la selección de materiales y preparación del terreno de la fundación.

#### 6.6. PARÁMETROS DE FALLA DE ACUERDO A LA BASE DE DATOS OREDA®

Los parámetros de falla (*Critical*) de acuerdo a la base de datos OREDA para los equipos objeto de estudio se presentan en la Tabla 8.

Tabla 8. Parámetros de falla utilizados en el modelo.

Equipo	Modo de falla	MTTF (horas/falla)	MTTR (horas)
Tanque de almacenamiento de agua	Total critical	147929	14,3
Bombas Booster y Principales centrífugas	Total critical	7126	36,6
Motores eléctricos (Bombas)	Total critical	36245	52,2
Variable Frequency Drive	Total critical	69204	22,7

Fuente. OREDA® (*Offshore Reliability Data*)

## 7. MODELAMIENTO DEL SISTEMA DE BOMBEO

### 7.1. SUPUESTOS.

#### 7.1.1. Operación.

Filosofía de operación de las bombas en paralelo es: 4 operando + 1 *Stand by* (5 x 25%) tanto para las Bombas Booster como para las Bombas Principales. Todas las bombas son accionadas mediante motores eléctricos y las principales tienen VFD. El tiempo de entrada en operación (switch on) de las bombas en *Stand by* (tanto booster como principales) es de 15 minutos (0.25 horas), esto teniendo en cuenta que su alineación a diferencia del proceso de arranque inicial que implica el llenado de la red de líneas de agua de inyección, es rápida, pues al contar con contrapresión desarrollada su arranque se puede llevar a cabo de manera rápida. La disposición de bombas en paralelo fue definida en busca de dotar al sistema de una adecuada disponibilidad y confiabilidad, lo cual se verifica mediante este estudio.

El Tanque suministra cabeza a las Bombas Booster y permite el control de capacidad, bien sea controlando el ingreso de agua fresca o recirculando el exceso de agua de inyección, este tanque actúa en serie con los trenes de bombeo teniendo en cuenta que en caso de que este tenga que salir de servicio, es inevitable que todo el sistema de bombeo deba parar.

El sistema de bombeo de agua de inyección es nuevo en su totalidad, puesto que anteriormente el agua se vertía a fuentes hídricas, pero ante el cambio la legislatura ambiental fue necesario llevar los vertimientos a cero, y por ende a manera de optimización se optó por realizar la reinyección del agua a su vez buscando el beneficio en la mejora de la producción de hidrocarburos debido a la conocida recuperación secundaria.

#### 7.1.2. Fallas.

Dado que el sistema bajo estudio es totalmente nuevo, no se dispone de información personalizada en lo referente a sus parámetros de falla. Caso en el cual una opción aceptable es la utilización de parámetros referenciales de la industria para este mismo tipo de equipos, por lo cual se recurrió a la base de datos OREDA® donde se indican dichos parámetros de falla para bombas de sistemas de inyección de agua del tipo centrífuga, y considerando la naturaleza de dicha base de datos (offshore) se considera que esta información se ajusta adecuadamente para el caso particular dada la

semejanza que puede existir entre las aguas (agua de mar y agua con 30000 ppm de cloruros) dado su contenido de cloruros, y por ende materiales.

En cuanto al tanque de agua de inyección esta base de datos no hace referencia exacta a este tipo de equipos, pero habiendo definido su función y conociendo sus materiales, se considera que la información de parámetros de falla que presenta esta base de datos para un tanque de surgencia es aplicable al Tanque de almacenamiento de agua de inyección que hace parte del sistema bajo estudio.

Para el caso de los controladores de frecuencia variable (VFD) se ha recurrido a juicio experto para la definición de sus parámetros de falla, considerando que este no se presenta en la base de datos OREDA® y que además su comportamiento es particular dada su naturaleza electrónica.

#### 7.1.3. Mantenimiento Preventivo.

El mantenimiento preventivo que se cargó al modelo, incluye rutinas típicas para estos equipos en la industria del petróleo y gas y establecidas por criterios de códigos de inspección y especificaciones. En el caso de equipos estáticos (tanque de almacenamiento) se modelo con frecuencias iguales de 5 años, teniendo en cuenta que su curva de falla tiende a ser por degradación, se debería modelar de nuevo cada vez que se establezca el intervalo de inspección de acuerdo a la evaluación de espesores remanentes. Para el modelo de disponibilidad no se tuvo en cuenta las líneas de interconexión de equipos, pero al estudiar los posibles modos de falla se evidencio la criticidad de estos equipos, por lo que es fundamental adicionar a las rutinas de mantenimiento e inspección criterios para las líneas de proceso.

#### 7.2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO DE INYECCIÓN.

El sistema de bombeo de agua de inyección tiene como objetivo bombear agua de producción y agua fresca que ha sido previamente adecuada en una planta de tratamiento hasta alcanzar la calidad de agua para inyección (procesos de desnatado, flotación y filtración con cáscara de nuez como medio, entre otros), hacia una red de líneas de aguas de inyección que finalmente inyectarán dicha agua hacia los diferentes pozos que conforman un campo petrolero, de tal modo que se mejore la recuperación de crudo y a su vez se controle (mantenga) la presión del yacimiento, operación conocida como recuperación secundaria de crudo. Por otro lado, la inyección de esta agua permite eliminar la necesidad de verter agua de producción a fuentes hídricas, lo cual actualmente es muy restringido e incluso prohibido por la regulación vigente, o en su defecto suprimir la necesidad de

asumir los costos de su tratamiento (proceso propio o pagado a terceros) de tal manera que se trate hasta lograr una disposición final de los contaminantes adecuada con cero vertimientos.

El sistema de bombeo tiene su punto inicial en un Tanque de almacenamiento de agua de inyección con capacidad de almacenar 10000 barriles nominales de agua, este tanque recibe el agua proveniente de la planta de tratamiento aguas arriba, la cual cumple con la calidad requerida para que sea inyectada a pozos, esto es en resumen: un contenido de aceite menor a 5 ppm un contenido de sólidos suspendidos menor a 3 ppm y contenido de oxígeno disuelto nulo.

El Tanque de almacenamiento de agua de inyección (TK) tiene como objetivo dotar al tren de inyección de agua de un volumen de almacenamiento que permita controlar, tanto el requerimiento de agua fresca de respaldo (agua de pozos de captación) como la necesidad de recircular agua desde el tren de bombas de inyección hacia unas piscinas de retención existentes, mediante un control de nivel automático con base en la demanda de agua requerida por los pozos de inyección de agua. Así mismo, este tanque provee cabeza hidráulica a la succión del tren de Bombas Booster de agua de inyección (P-A/B/C/D/E) ubicadas aguas abajo del mismo.

El agua almacenada en el Tanque de agua de inyección (TK) es succionada hacia el tren de bombeo de agua de inyección mediante un arreglo en paralelo de cinco Bombas Booster (P-A/B/C/D/E) cada una con capacidad de 10000 BPD (arreglo 4 operando + 1 *Stand by*, por lo cual cada una de las bombas cuenta con el 25% de la capacidad del sistema de bombeo). Estas bombas tienen la función de entregar el agua en la succión de las Bombas Principales de agua de inyección (P-A/B/C/D/E) a una presión de alrededor de 80 psig, esto con el fin de suministrar la cabeza hidráulica requerida por las Bombas Principales en su succión, ya que debido a que estas bombean el fluido mediante un elevado diferencial de presión, requieren disponer de una presión relativamente alta en su succión. Adicionalmente, en caso de requerirse, las Bombas Booster recircularan cualquier exceso de agua hacia las piscinas de retención existentes.

El arreglo de las Bombas Principales de agua de inyección (P/P-A/B/C/D/E) es análogo al de las Bombas Booster, ya que corresponde a cinco bombas en paralelo cada una con capacidad de 10000 BPD (arreglo 4 operando + 1 *Stand by*, por lo cual cada una de las bombas cuenta con el 25% de la capacidad del sistema de bombeo), mediante las cuales se entrega agua de inyección a aproximadamente 2560 psig a la troncal de agua de inyección de 8" bajo una estructura de control del tipo override que actúa sobre un controlador de frecuencia variable (VFD) asociado a las bombas, con base en la lectura de flujo, presión a la succión y presión a la descarga de las mismas.

Cabe anotar que el sistema cuenta con especificaciones de diseño respecto a los materiales de alto desempeño teniendo en cuenta que el agua a reinyectar es del tipo salobre con un contenido de cloruros de alrededor de 30000 ppm, es por esto que el equipo rotativo que compone el sistema (Bombas Booster y Bombas Principales) ha sido especificado en aleación Super Duplex, material de alta aleación de común uso en la industria del petróleo y gas offshore; manejo de agua de mar.

Tabla 9. Características de los equipos de bombeo de agua de inyección.

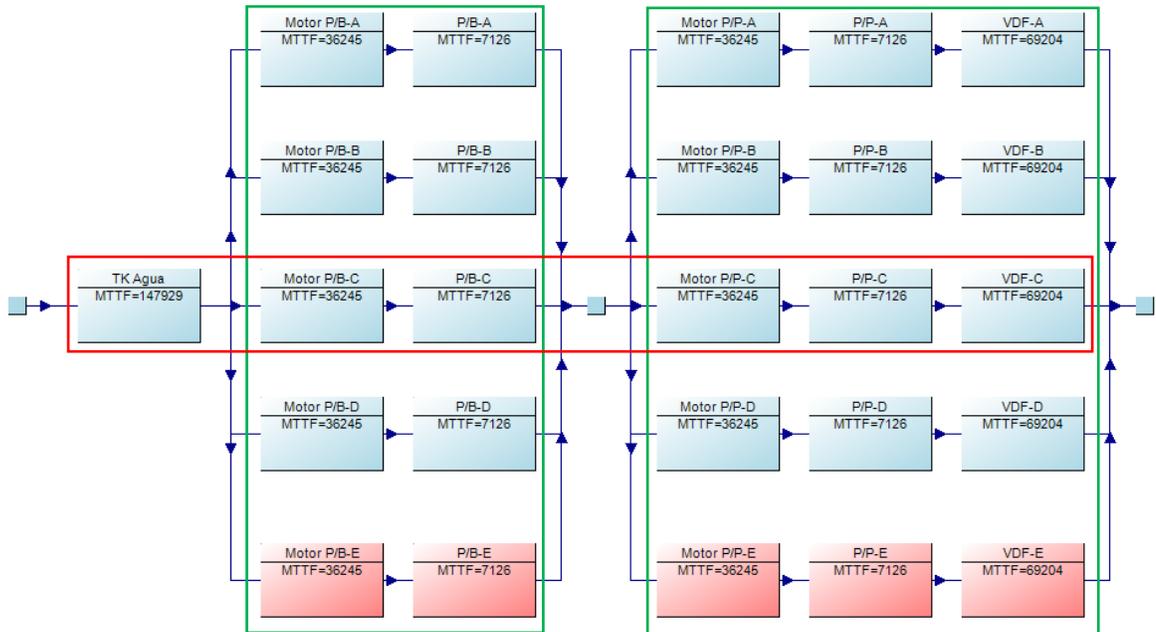
<b>Tanque de almacenamiento de agua de inyección (TK)</b>	
Capacidad Nominal	10000 Barriles
Material	Acero al carbono
<b>Bombas Booster de agua de inyección (P/B-A/B/C/D/E)</b>	
Tipo	Centrifuga
Capacidad	10000 Barriles/día
Presión diferencial	80 psi
Material	Super dúplex (Casing & Impeller)
<b>Bombas Principales de agua de inyección (P/P-A/B/C/D/E)</b>	
Tipo	Centrifuga Multietapa con VFD
Capacidad	10000 Barriles/día
Presión diferencial	2480 psi
Material	Super dúplex (Casing & Impeller)

Fuente. Autor.

### 7.3. DIAGRAMA DE BLOQUES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA A ESTUDIAR.

El diagrama de bloques de confiabilidad para el sistema de bombeo de inyección se construyó de acuerdo al análisis realizado, existen sistemas en serie (tanque de almacenamiento, par motor bomba Booster y par motor bomba principal con VDF) señalados en la Figura 30 con recuadro rojo.

Figura 30. Características del diagrama de bloques de confiabilidad para el sistema de bombeo.



Fuente. Autor.

Los sistemas en paralelo (par motor bomba Bosster P/B A-B-C-D-E y par motor bomba principal con los VDF P/P A-B-C-D-E) señalados con recuadro verde, además el diagrama de bloques cuenta con subsistemas en *Stand by* (Par motor bomba P/B E y Par motor bomba con VDF P/P E) señalados con color diferente de bloque (rojo claro).

#### 7.4. CALCULO DE CONSECUENCIAS.

El sistema de bombeo de agua de inyección hace parte de una facilidad de procesamiento de hidrocarburos dentro de la cual se encuentra adicionalmente una planta de tratamiento de agua de producción y toda una planta de separación y procesamiento de crudo. De tal modo que el agua que se reinyecta a los pozos corresponde al agua de producción asociada al fluido de producción (crudo, gas y agua), por lo tanto, desde el punto de vista de operación una falla en la operación de disposición del agua de producción podría acarrear la necesidad de parar toda la facilidad, con la consecuente pérdida por la no exportación de crudo procesado, la cual se estima en 1 MMUSD/día (24000 BOPD) aprox. Sin embargo, teniendo en cuenta esta limitante la facilidad cuenta con unas piscinas de emergencia para disponer de agua que no sea posible reinyectar a los pozos, las cuales tiene la

capacidad de almacenar hasta por cinco días, tiempo después del cual si no se controla la contingencia sería obligatoria la parada general de toda la facilidad.

Por tal motivo, dado que no es posible realizar ningún tipo de vertimiento de estas aguas y el agua que se lleve a las piscinas ya no podrá ser reinyectada debido a su exposición al aire, la facilidad dispone del servicio de disposición final del agua de producción en caso tal que se pierda capacidad de inyección, a través de un tercero que se encarga de su tratamiento y transporte hasta un lugar adecuado para su disposición final, el costo de tratamiento del agua de producción corresponde a USD 2.5 por barril . Este costo de tratamiento incluye el transporte del agua desde las facilidades de inyección hasta la planta de tratamiento y disposición; el transporte tiene un alcance de hasta 150km.

Para la definición de la consecuencia por pérdida de capacidad de inyección se considera que dado que cada bomba tiene una capacidad de bombeo de 10000 BPD (416.7 barril/h) siendo 25% de la capacidad total de la planta el costo por pérdida de capacidad de inyección corresponde a:

$$\frac{416.7 \frac{\text{barril}}{h}}{25\%} * \frac{\text{USD } 2.5}{\text{barril}} = \frac{\text{USD } 41.7}{1\% * h} \quad (9)$$

Tabla 10. Costos de consecuencias.

Ítem	Evento	Consecuencias económicas	Costo
1	Pérdida de capacidad de inyección de agua sin afectar la producción de crudo	Aumento de costos de producción por envío de agua a tratamiento a terceros.	USD 2,5 por barril de agua tratado
2	Pérdida de la totalidad de la facilidad de producción	Lucro cesante por dejar de exportar el crudo producido. Aumento de costos de producción por parada y arranque.	24000 BOPD 5% de producción de un día

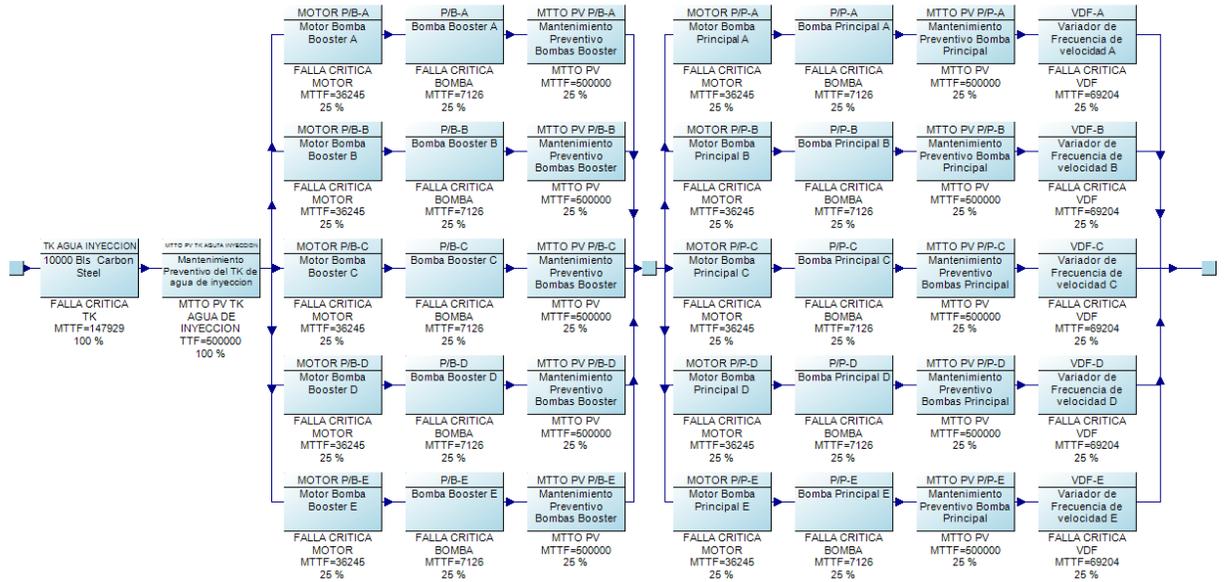
Fuente. Autor.

## 7.5. CORRIDA DEL PROGRAMA.

Para la simulación del modelo en el software *Availability Workbench*® se tuvieron en cuenta las siguientes premisas generales:

- ✓ Rango de evaluación: vida esperada por diseño para el sistema de bombeo de agua de inyección. Partiendo del hecho que el sistema de bombeo de agua de inyección bajo el estudio corresponde a una facilidad nueva, se consideró el desarrollo de la evaluación para la totalidad de su vida esperada por diseño; la cual corresponde a 30 años, siendo esta vida esperada un valor típico para el diseño de facilidades nuevas en la industria del petróleo y gas.
- ✓ Número de Simulaciones: las necesarias para asegurar que el error estimado esté por debajo del 1%. En este caso bajo la consideración de realizar 500 simulaciones se logró cumplir con el error objetivo (Error obtenido de 0.003%).
- ✓ Configuración K de N: se supone una configuración K de N (3 de 5). Es decir que el sistema puede funcionar incluso después de fallar el segundo subsistema par motor bomba, pero de acuerdo con la filosofía operacional no se aceptaría una falla del tercer subsistema par motor bomba, debido a las implicaciones económicas de producción.
- ✓ Unidades: para el caso de tiempo el desarrollo consideró horas mientras que para las variables relacionadas con costos; caso de la consecuencia se consideró USD.
- ✓ Reparaciones: Las reparaciones se modelaron de acuerdo al concepto *As Good As New* (Tan bueno como nuevo).
- ✓ Distribución de los bloques: debido a las limitaciones de la versión demo del software fue necesario realizar una optimización de los bloques empleados de tal modo que no se incluyeron subniveles dentro de bloques principales representando todos los componentes de un mismo equipo en el mismo nivel jerárquico principal, por ejemplo: para el caso del equipo bombas principales, cada una de estas se encuentra compuesta por cuatro componentes relacionados en serie como sigue: motor, bomba, controlador de frecuencia variable e incluso su mantenimiento preventivo.

Figura 31. Diagrama de bloques de confiabilidad cargado al modelo.



Fuente. Autor (Software Availability Workbench®)

## 8. RESULTADOS Y ANÁLISIS

### 8.1. RESULTADOS Y ANÁLISIS DEL ESTUDIO RAM.

A continuación se muestran los resultados del modelamiento de confiabilidad, disponibilidad y mantenibilidad, se muestran graficas de estos indicadores por componentes, equipos, subsistemas y sistema global, además se presentan algunas graficas de capacidad del sistema y criticidad.

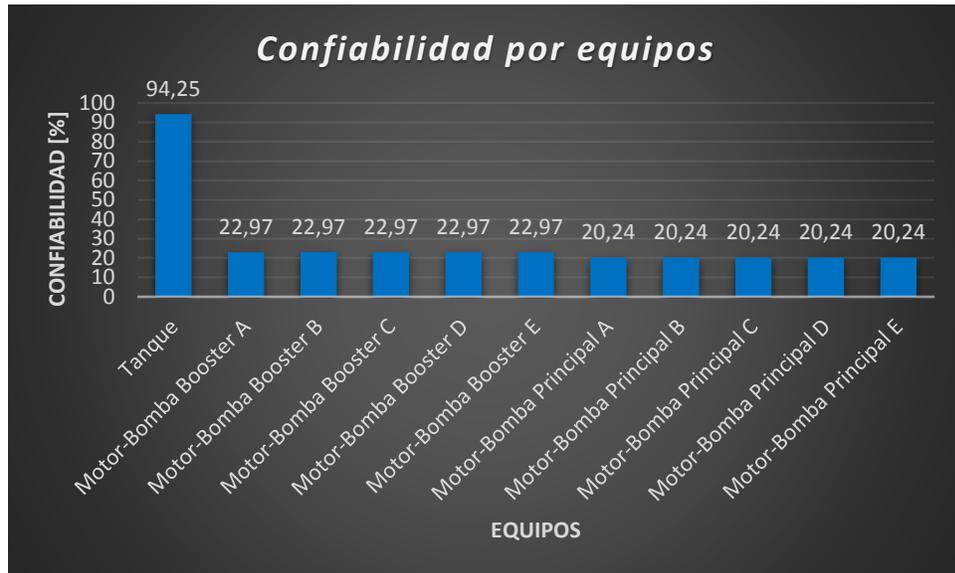
Figura 32. Confiabilidad por componentes para t=8760 h.



Fuente. Autor.

La figura 32 muestra resultados de confiabilidad por componentes del sistema de bombeo de inyección para un tiempo de 1 año (8760 horas) donde muestra al tanque de almacenamiento de agua con la confiabilidad más alta (94,25%), seguido por los variadores de frecuencia VDF con valores de confiabilidad (88,11%), los motores eléctricos presentaron valores de confiabilidad de (78,53%) y las bombas centrífugas presentaron los valores de confiabilidad más bajos por componente (29,24%). La confiabilidad del tanque de almacenamiento de agua se debe a que es un equipo estático que presenta modos de falla por degradación (corrosión), por lo que sus tasas de falla son menos frecuentes que para el resto de componentes, por otra parte las bombas centrífugas son los más críticos de acuerdo a la gráfica debido a su naturaleza dinámica y factores como el ruido, vibraciones, desgaste, falta de lubricación presentan tasas de falla más frecuentes, por esto son los componentes que mayores esfuerzos y recursos de mantenimiento deberían asignársele.

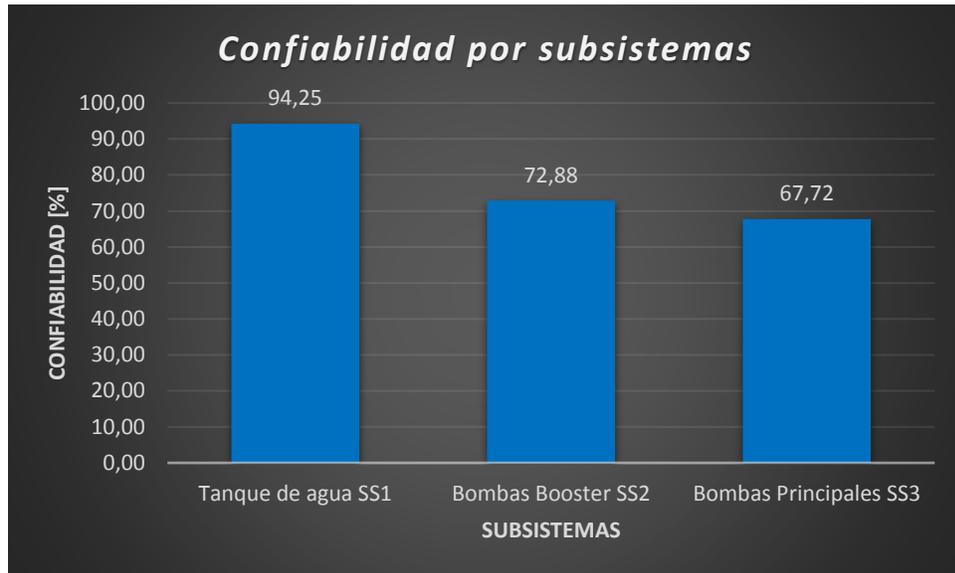
Figura 33. Confiabilidad por equipos para t=8760 h.



Fuente. Autor.

De acuerdo a la figura 33 se presentan los resultados de confiabilidad por equipos, para esta grafica se calcularon los valores de confiabilidad en serie de motor-bomba para las bombas booster y motor-bomba-VDF para las bombas principales, el tanque se toma como un equipo debido a que no cuenta con equipos en serie de acuerdo al análisis lógico del sistema. El tanque continúa con la confiabilidad más alta por equipos (94,25%) de acuerdo con el análisis de la figura anterior. Los equipos motor-bomba booster mostraron resultados de confiabilidad de (22,97%), este valor se debe a la configuración en serie de motor eléctrico y bomba, y a la baja confiabilidad de las bombas centrífugas, los equipos motor-bomba-VDF de las bombas principales mostraron valores de confiabilidad de (20,24%) los valores más bajos de confiabilidad por equipos, aunque los variadores de frecuencia mostraron confiabilidad alta por componente, el tener una configuración en serie de motor eléctrico-bomba centrífuga y VDF disminuye súbitamente la confiabilidad de los equipos. De acuerdo a esto se deben centrar esfuerzos en los equipos que están disminuyendo la confiabilidad por equipos (bombas centrífugas)

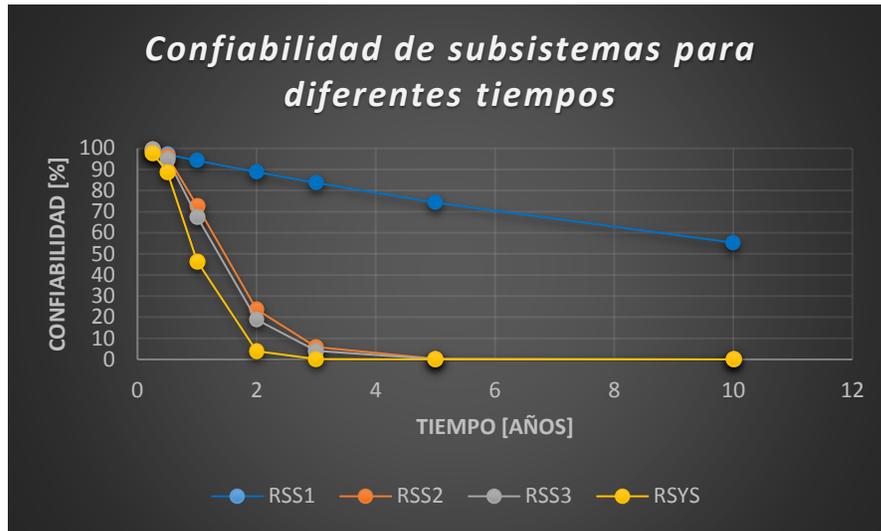
Figura 34. Confiabilidad por subsistemas para t=8760 h.



Fuente. Autor.

Los resultados de la figura 34 muestran los valores de confiabilidad por subsistemas, los equipos mostrados en la gráfica anterior motor bomba booster y motor bomba VDF principales a su vez presentan 5 equipos en paralelo, lo que hace aumentar los valores de confiabilidad considerablemente debido a la naturaleza de la configuración. El tanque sigue con los mismos valores de confiabilidad (94,25%) debido a su naturaleza estática y tasa de degradación debido a desgaste, el subsistema de bombas booster aumento su confiabilidad (72,88%) debido a la configuración en paralelo y stand by, el subsistema de bombas principales mostro valores de confiabilidad de (67,72%) siendo el más bajo de los subsistemas, por esto requiere de planes de mantenimiento a sus componentes más críticos (bombas centrifugas) y de esta manera aumentar los valores de confiabilidad del sistema.

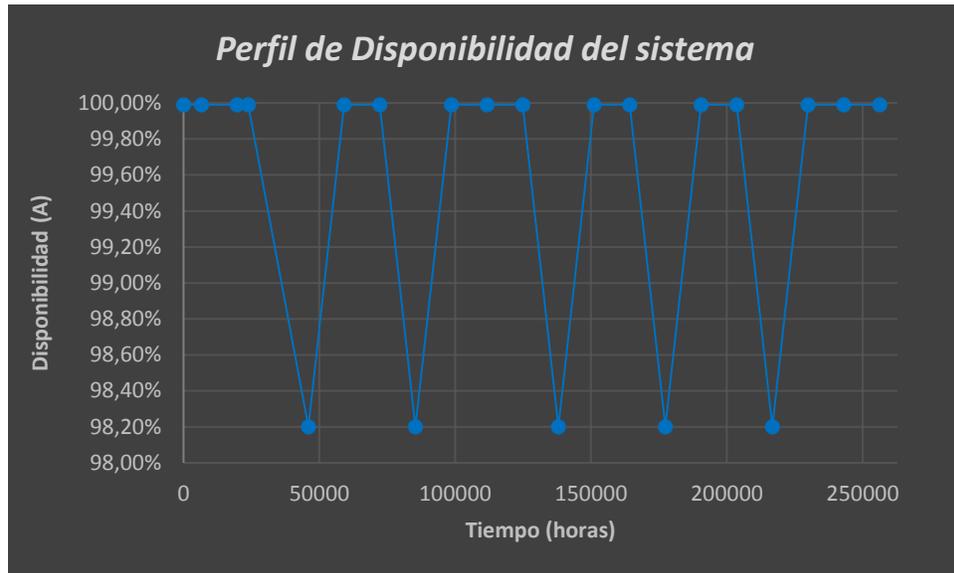
Figura 35. Confiabilidad por subsistemas para t=8760 h.



Fuente. Autor.

La Figura 35 muestra los resultados de confiabilidad para diferentes tiempos por subsistemas, de acuerdo a la gráfica tomando como punto de comparación un tiempo t=1 año, la confiabilidad del subsistema SS1-tanque de almacenamiento es (94,25%) siendo la confiabilidad más alta de los subsistemas, la confiabilidad del subsistema SS2-bombas booster es (72,48%), la confiabilidad del subsistema SS3-bombas principales es (67,72%) y por último el sistema global SYS obtuvo un valor de confiabilidad del (46,52%) debido a la configuración en serie de los subsistemas, la confiabilidad del sistema será más baja que la de los subsistemas, de acuerdo a esto los subsistemas SS1 y SS2 serán los subsistemas a los que mayores esfuerzos y recursos de mantenimiento se asignaran, aumentando la confiabilidad de estos subsistemas se aumentara la confiabilidad global, de acuerdo a la gráfica se infiere también que algunas de las tareas de mantenimiento se ejecutaran a frecuencias menores o iguales a 1 año, este tiempo de acuerdo a la gráfica es donde la confiabilidad desciende hasta llegar a valores menores del 50% que podrían ser inaceptables debido a las consecuencias económicas en el caso de una falla.

Figura 36. Perfil de disponibilidad vs tiempo modelado (30 años).



Fuente. Autor.

La Figura 36 representa el perfil de disponibilidad del sistema para el ciclo de vida simulado (30 años) mostrando como resultado que durante el funcionamiento normal de todos los equipos la disponibilidad es alta (99,99%), pero cada cinco años (mantenimiento preventivo del tanque) la disponibilidad disminuye hasta valores cercanos a (98,2%) debido a la falta de fluido para inyección, La disponibilidad no disminuye hasta cero debido a que el modelamiento toma la disponibilidad de los otros equipos que durante esta etapa están disponibles pero el sistema se encuentra parado por las labores de mantenimiento. Cabe aclarar que se modelaron frecuencias de 5 años para los primeros mantenimientos preventivos, pero se recomienda realizar inspecciones de acuerdo al código API 653 y tomar decisiones de acuerdo a las velocidades de corrosión y vida remanente encontradas para determinar la siguiente inspección, por lo que estas frecuencias se verán expuestas a cambios, se deberían documentar y modelar nuevamente para la frecuencia determinada por la inspección.

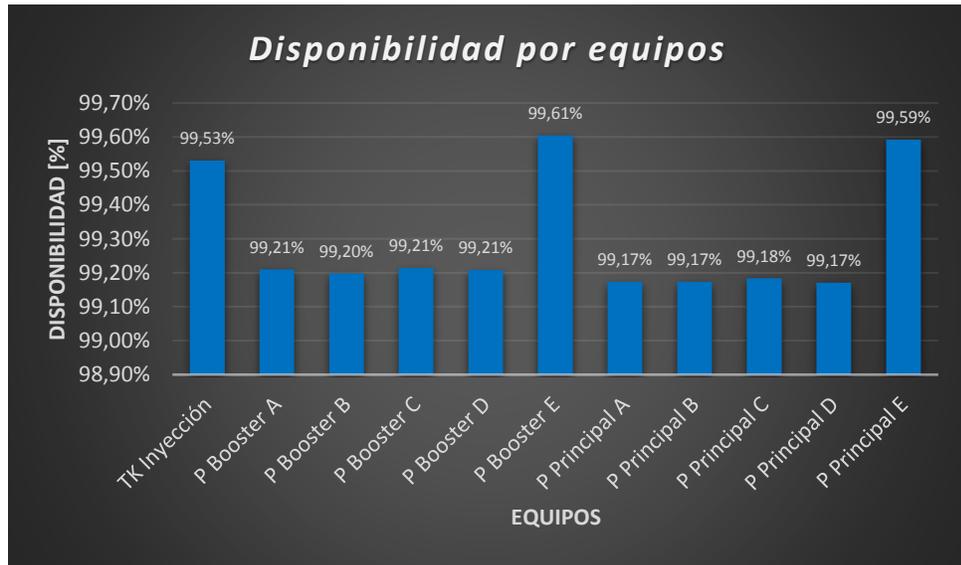
Figura 37. Disponibilidad por componentes del sistema.



Fuente. Autor.

La figura 37 muestra los resultados para disponibilidad por componentes mostrando los valores más altos para el tanque de almacenamiento (99,98%), seguido por el variador de frecuencia VDF-E (Stand by) con (99,97%), los variadores de frecuencia VDF-A-B-C-D presentaron valores del (99,96%), los motores de la bomba booster P/B-E y de la bomba principal P/P-E (Stand by) presentaron valores del (99,93%), los motores de las bombas booster P/B-A-B-C-D y de las bombas principales P/P-A-B-C-D presentaron valores del (99,85%), la bomba booster P/B-E y principal P/P-E presentaron disponibilidad del (99,75%) y por ultimo las bombas booster P/B-A-B-C-D y principales P/P-A-B-C-D con valores de disponibilidad del (99,48%), los valores altos del tanque y variadores de frecuencia se deben a las altos tiempos para falla y reparabilidad que tienen este tipo de equipos, los componentes de los equipos en Stand by presentan valores más altos de disponibilidad debido a que no se encuentran en servicio, desde el punto de vista de falla la frecuencia de falla para cada tipo de componente empieza a correr a partir del inicio de funcionamiento, por otra parte su tasa de reparabilidad empieza a transcurrir después de la falla por lo que los hace más disponibles que los equipos que están en funcionamiento.

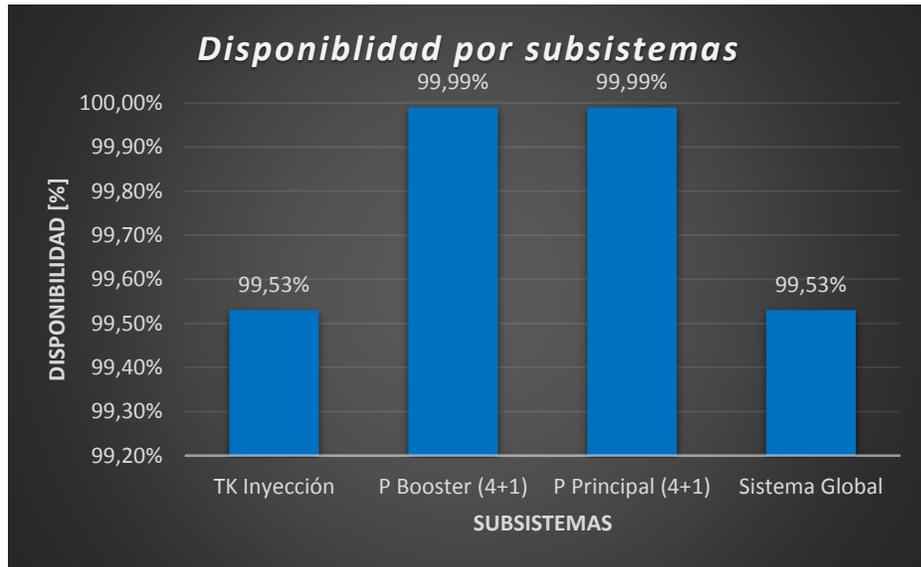
Figura 38. Disponibilidad por equipos.



Fuente. Autor.

Esta figura presenta los valores de disponibilidad en porcentaje por equipos del sistema de bombeo, los equipos se componen en las bombas booster de (motores – bombas) y en las bombas principales de (motores- bombas y variadores de frecuencia) de acuerdo a esto el tanque de almacenamiento presenta disponibilidad del (99,53%), las bombas booster P/B-A-B-C-D presentaron valores cercanos al (99,20%), la bomba booster P/B-E presento valores de disponibilidad del (99,61%), las bombas principales P/P-A-B-C-D, mostraron valores cercanos al (99,17%) y la bomba principal P/P-E presento valores del (99,59%). La mayor disponibilidad del sistema son las presentadas por las bombas booster y principales en Stand by aún mayores que la del tanque de almacenamiento debido a lo explicado en la figura anterior. De esta manera se establece que aunque la configuración en serie de los componentes afecta su disponibilidad, los valores arrojados por el modelo son suficientes para evitar consecuencias altas en el sistema.

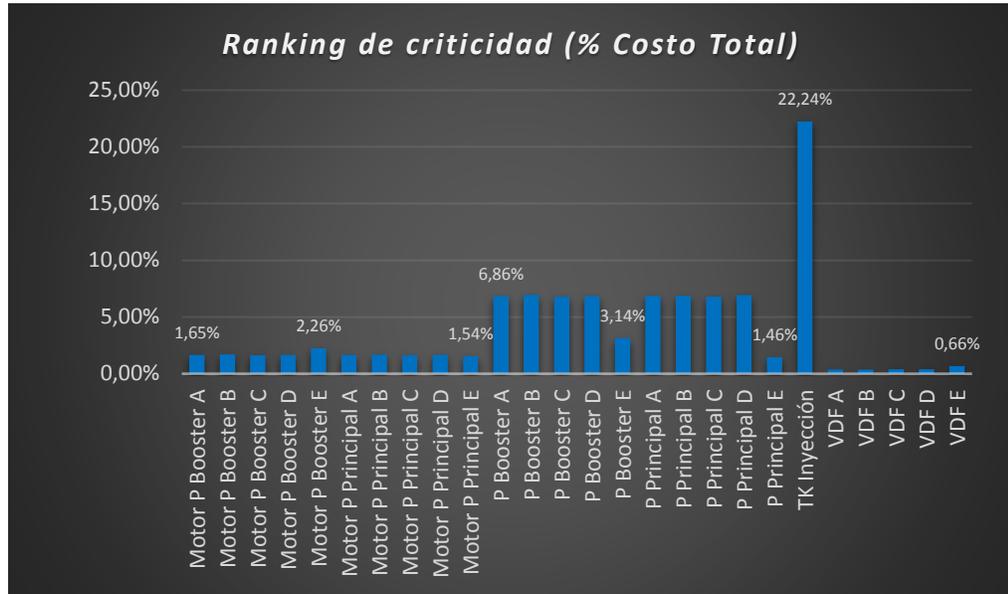
Figura 39. Disponibilidad por subsistemas.



Fuente. Autor.

Esta figura presenta los resultados de disponibilidad de acuerdo al modelamiento realizado, las mayores disponibilidades se observaron en los subsistemas de bombeo booster y principal (99,99%), debido a las redundancias y equipos y componentes en Stand by lo que incrementa significativamente la disponibilidad en estos subsistemas, la disponibilidad del subsistema tanque de almacenamiento presento valores de disponibilidad del (99,53%) este valor disminuye del valor inicial de disponibilidad por componentes debido a la parada en el proceso del equipo por mantenimientos preventivos cargados al modelo. La disponibilidad global del sistema fue del (99,53%), menor que las de los subsistemas de bombeo debido a su configuración en serie con el tanque de almacenamiento, para aumentar la disponibilidad del sistema se tendría que aumentar la disponibilidad del subsistema del tanque de almacenamiento, para realizar este aumento se tendría que adicionar otro tanque de almacenamiento en redundancia lo que no es muy práctico desde un punto de vista de ingeniería, el valor de disponibilidad del sistema (99,53%) es suficiente para el proceso de bombeo.

Figura 40. Ranking de criticidad de equipos de acuerdo al costo total (costo por disposición final de aguas debido a la pérdida de disponibilidad).



Fuente. Autor.

La figura 40 muestra el ranking de criticidad de los componentes como porcentaje con respecto al costo total de la vida útil del sistema, teniendo en cuenta las consecuencias económicas de la no inyección de agua de producción y posterior costo de disposición final de aguas tratadas contaminadas con oxígeno, estos costos son atribuidos a la falta de disponibilidad del sistema. Las bombas booster y principales contribuyen al costo final en valores aproximados a un (6,86%), el componente más crítico por atribuir al costo final (22,24%) es el tanque de almacenamiento, debido a los costos de mantenimiento (parada en el proceso), en ese momento la disponibilidad disminuye significativamente por lo que aumentan los costos debido a la falta de inyección de agua para producción. Los demás componentes tienen contribuciones muy bajas al costo final con valores tolerables y coherentes con este tipo de procesos, menores al 4% por componente. De acuerdo a esta gráfica se debe tener en cuenta la duración mínima para realizar estas labores con el fin de disminuir los costos asociados a la pérdida de disponibilidad.

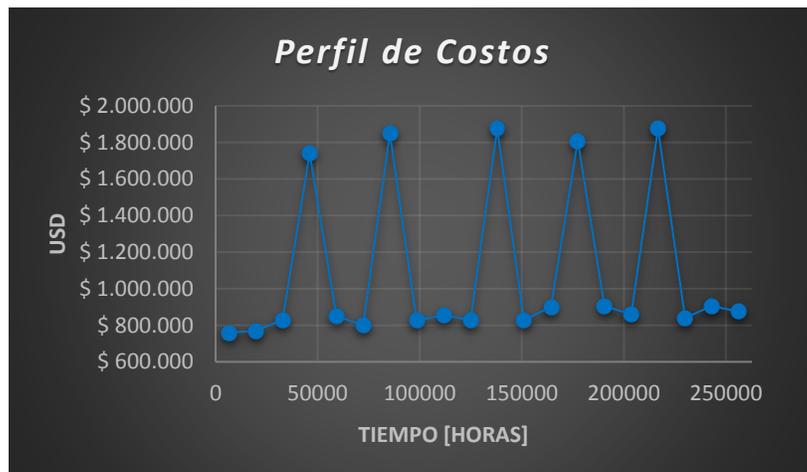
Figura 41. Perfil de capacidad del sistema vs tiempo modelado (30 años).



Fuente. Autor.

La siguiente figura muestra el perfil de capacidad a través de la vida útil del sistema (30 años), este perfil de capacidad corresponde a la consecuencia cargada al modelo, disposición de agua no inyectada por porcentaje de capacidad, esta grafica muestra las pérdidas de capacidad mostrando valores bajos cada 5 años (43800 horas) correspondiente con los mantenimientos preventivos del tanque de almacenamiento.

Figura 42. Perfil de costos vs tiempo modelado (30 años).



Fuente. Autor.

La figura 42 muestra el perfil de costos para el tiempo de vida útil del sistema, mostrando los valores más altos de costos correspondientes a las paradas por mantenimiento preventivo del tanque de almacenamiento. Todos estos valores están en términos de la pérdida de capacidad de inyección.

Figura 43. Mantenibilidad vs componentes para t=40 horas.



Fuente. Autor.

La figura 43 muestra los resultados de mantenibilidad por componentes para un tiempo de t=40 horas, mostrando los valores más altos del tanque de almacenamiento que de acuerdo a OREDA, las horas de reparación para modo de falla *Critical* corresponde a lecturas anormales de instrumentación, este tipo de reparaciones se logran en tiempos menores que los demás equipos, de acuerdo a los modos de falla *Critical* para motores: falla al arranque, sobre calentamiento, paradas espurias y vibración podrían provocar daños mayores en los motores por lo que los tiempo promedios de reparación son más altos que para los demás equipos y por ende se producen los valores más bajos de mantenibilidad en el sistema de bombeo de inyección. La mantenibilidad para el tanque de almacenamiento presento un valor de (93,90%), los motores eléctricos presentaron valores de mantenibilidad de (53,53%), las bombas centrífugas presentaron valores de mantenibilidad de (66,48%) y los variadores de frecuencia mostraron valores de mantenibilidad de (82,83%) presentando los valores más altos después del tanque debido a su naturaleza electrónica. De acuerdo a la gráfica se debe aumentar esfuerzos de entrenamiento de personal de mantenimiento y stock de repuestos para motores y bombas con el fin de aumentar la mantenibilidad de estos componentes y de paso lograr mejores valores de mantenibilidad del sistema. Teniendo en cuenta que aunque algunos componentes se encuentren en stand by este indicador de mantenimiento se centra en el tiempo de reparación para el funcionamiento de diseño de los equipos, por lo que todos los componentes que tengan los mismo tiempos promedios para reparar presentaron los mismos valores de mantenibilidad sin importar si se encuentren en servicio o en stand by.

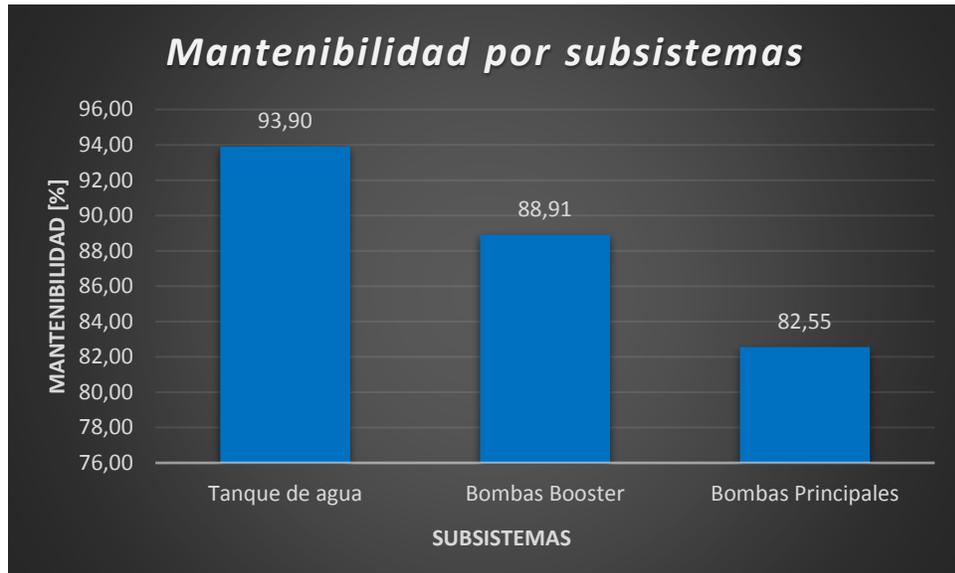
Figura 44. Mantenibilidad vs equipos para t=40 horas.



Fuente. Autor.

La Figura 44 muestra los resultados para los valores de mantenibilidad de equipos obtenidos en el modelamiento para un tiempo de t=40 horas, el tanque sigue contando con los valores de mantenibilidad más altos (93,90%) de acuerdo a lo expuesto en la figura anterior, las bombas booster compuestas de motor - bomba booster muestran valores de mantenibilidad (35,58%) y las bombas principales compuestas de motor – bomba principal – VDF mostraron valores de mantenibilidad del (29,47%), estos valores son más bajos que los presentados por componentes debido al efecto serie que presentan de acuerdo al análisis de bloques de confiabilidad, las bombas principales presentaron valores sustancialmente más bajos que las bombas booster debido a que cuentan con un componente adicional VDF que aunque presenta alta mantenibilidad al estar configurado en serie disminuye considerablemente la mantenibilidad del equipo, es por esto necesario realizar un análisis de los factores que puedan influenciar la baja mantenibilidad de equipos críticos de acuerdo a este indicador (motores – bombas) como por ejemplo: stock de repuestos, habilidades del personal de mantenimiento, entre otros, y realizar un análisis costo-beneficio del aumento relativo del indicador de mantenibilidad y si es posible contar con los repuestos en sitio para estos equipos. Teniendo en cuenta que aunque los equipos estén en stand by este indicador de mantenimiento se centra en el tiempo de reparación para el funcionamiento de diseño de los equipos, por lo que todos los equipos que tengan los mismo tiempos promedios para reparar presentaron los mismos valores de mantenibilidad sin importar si se encuentran en servicio o en mantenimiento.

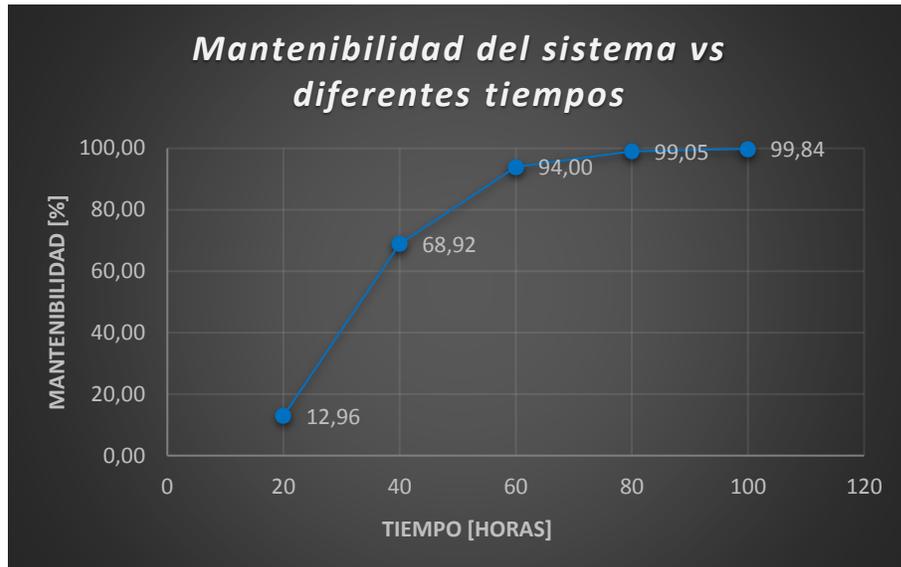
Figura 45. Mantenibilidad vs subsistemas para t=40 horas.



Fuente. Autor.

La Figura 45 presenta los valores obtenidos de mantenibilidad por subsistemas para un tiempo de  $t=40$  horas representado los valores de los subsistemas SS1 – tanque de almacenamiento, SS2 – bombas booster y SS3 – bombas principales, mostrando los valores más altos en el subsistema SS1 con una mantenibilidad del (93,90%), seguido por el subsistema SS2 con valores del (88,91%) y los valores más bajos de mantenibilidad del subsistema SS3 (82,55%), aunque el subsistema de las bombas principales presento los valores de mantenibilidad más bajos estos son suficientemente altos para el tiempo calculado, el incremento de los valores de mantenibilidad para los subsistemas de bombas booster y principales se deben a la redundancia de los subsistemas, que con componentes y equipos de menor mantenibilidad su configuración en paralelo aumenta significativamente la mantenibilidad de los subsistemas. De acuerdo a esta figura se puede realizar un análisis para disminuir el tiempo de reparación y llegar a un punto de equilibrio técnico-económico en cuanto al mantenimiento de los equipos dinámicos.

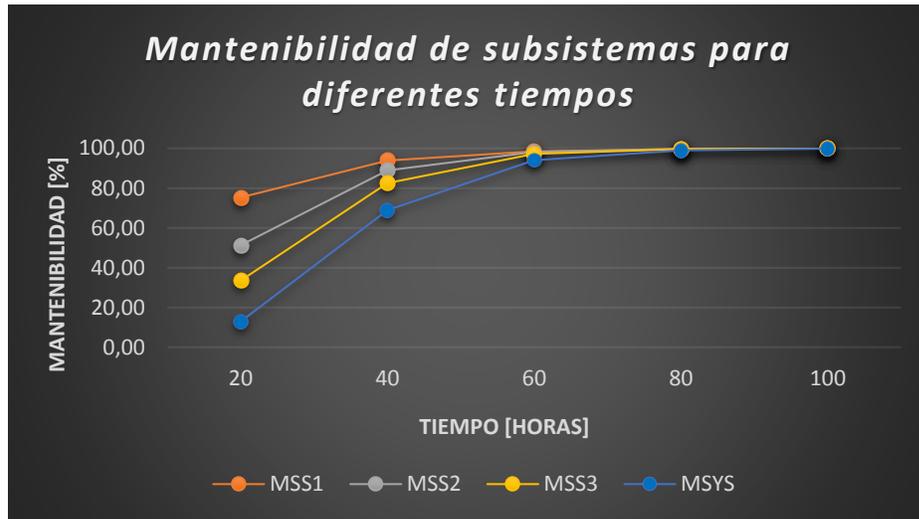
Figura 46. Mantenibilidad del sistema a diferentes tiempos.



Fuente. Autor.

Esta figura presenta los valores de mantenibilidad del sistema para tiempos desde 20 horas hasta 100 horas, presentando valores de mantenibilidad para  $t=20$  horas (12,96%),  $t=40$  horas (68,92%),  $t=60$  horas (94,00%),  $t=80$  horas (99,05%) y  $t=100$  horas (99,84%), con estos resultados se concluye que después de las 60 horas se llegan a valores suficientes para mantenimiento de (94,00%) por lo que un mayor tiempo de mantenimiento no aumentara significativamente la mantenibilidad del sistema, se pensaría que el mantenimiento de un sistema de bombeo requeriría un tiempo mucho mayor, hay que tener en cuenta que la mayor mantenibilidad la presenta el tanque de almacenamiento debido al modo de falla analizado como *Critical* (lecturas anormales de instrumentación) y que los otros subsistemas cuentan con cuatro equipos en redundancia y un equipo en Standby esto genera un aumento de los valores de mantenibilidad debido a que al fallar un equipo se tiene el tiempo suficiente para realizar una mejor reparación.

Figura 47. Mantenibilidad por subsistemas a diferentes tiempos.



Fuente. Autor.

La Figura 47 muestra la mantenibilidad de los subsistemas para diferentes tiempos, los valores más altos de mantenibilidad se reportan en el subsistema del tanque de almacenamiento debido a los tiempos bajos de reparación que para un tiempo de 40 horas tiene una mantenibilidad del (93,90%), los valores del subsistema de bombas booster presenta una mantenibilidad del (88,91%), los valores de mantenibilidad para las bombas principales del subsistema SS3 es (82,55%), por otra parte la mantenibilidad del sistema para un tiempo de 40 horas fue (68,92%). De acuerdo a la gráfica se deben aumentar los esfuerzos de mantenimiento en los subsistemas de bombas booster y principales, aunque para el tiempo analizado los subsistemas presentan valores de mantenibilidad aceptables, la mantenibilidad del sistema global presenta valores por debajo del 70%, con los datos obtenidos del modelamiento de mantenibilidad se puede realizar un análisis costo-beneficio del tiempo de reparaciones por componentes de acuerdo al análisis de criticidad, con el fin de aumentar la mantenibilidad de estos subsistemas lo que conllevaría a mejorar la mantenibilidad del sistema global.

## 8.2. ANÁLISIS DE MODOS DE FALLA, EFECTOS Y CRITICIDAD FMECA.

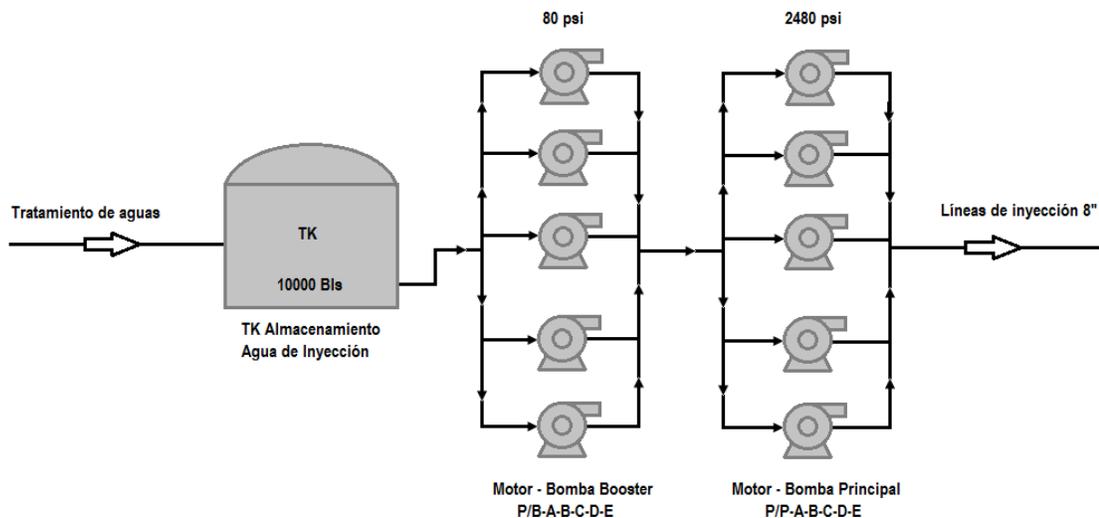
A continuación se muestra los resultados de la metodología FMECA siguiendo el proceso mostrado en el numeral 4.4 del capítulo 4. Técnicas de evaluación de riesgos y que describe los siguientes pasos:

- ✓ Intención de diseño

La definición de la intención de diseño para el sistema de bombeo de inyección de agua se muestra en la Figura 48.

El sistema recibe agua tratada desde el paquete de tratamiento de aguas (flotación-filtración) a través de tubería de 6" de diámetro, a un tanque de almacenamiento de agua con capacidad de 10000 barriles, el agua cumple con especificación de inyección Tabla 1. Como parte del tratamiento para realizar el proceso de inyección evitando la degradación de la infraestructura y daños en el yacimiento. El tanque de almacenamiento proporciona cabeza hidráulica a las bombas Booster que tienen una capacidad de 10000 Barriles/día las cuales trabajan a una presión diferencial de 80 psi y le proporcionan succión a las bombas principales que trabajan a una presión diferencial de 2480 psi con una capacidad de 10000 barriles/día. El fluido bombeado se inyecta a los pozos inyectoros a través de líneas de 8".

Figura 48. Diagrama de flujo simplificado del sistema de bombeo de agua para el análisis FMECA.



Fuente. Autor.

✓ Análisis funcional

En esta etapa se realiza un análisis de las funciones del sistema de bombeo, se elige la función principal y funciones secundarias sin ser estas menos importantes. En este caso la función principal es igual a la función secundaria 5.

Funciones del sistema de bombeo de inyección:

- 1) Suministrar agua tratada a especificación de inyección Tabla 1. al tanque de almacenamiento de 10000 Barriles.
- 2) Contener agua en una capacidad de 10000 Barriles.
- 3) Proporcionar cabeza de succión por gravedad a las bombas Booster P/B-A-B-C-D-E.
- 4) Bombear agua a 80 psi hacia las bombas principales P/P-A-B-C-D-E.
- 5) Inyectar agua tratada hacia pozos inyectoros con una presión de 2560 psi.

Tabla 11. Análisis funcional.

		<b>Análisis funcional</b>	
<b>Funciones</b>			<b>Fallas funcionales</b>
1	Suministrar agua tratada a especificación de inyección Tabla 1. Al tanque de almacenamiento de 10000 Barriles.	1.1	No suministrar agua con especificación de inyección
		1.2	No suministrar el volumen requerido
		1.3	Suministrar más de 10000 Barriles al tanque
2	Contener agua en una capacidad de 10000 Barriles.	2.1	Perdida de contención del agua tratada
		2.2	Contener menos de 10000 Barriles
		2.3	Exceder el límite de volumen de contención
3	Proporcionar cabeza de succión por gravedad a las bombas Booster P/B-A-B-C-D-E.	3.1	No proporcionar succión a las bombas Booster
4	Bombear agua a 80 psi hacia las bombas principales P/P-A-B-C-D-E.	4.1	No bombear agua hacia las bombas principales
		4.2	Bombear agua a menos de 80 psi
5	Inyectar agua tratada hacia pozos inyectoros con una presión de 2560 psi.	5.1	No inyectar agua a los pozos inyectoros
		5.2	Inyectar agua a una presión menor de 2560 psi
		5.3	Inyectar agua a una presión mayor de 2560 psi

Fuente. Autor.

✓ Identificación de modos de falla

La identificación de modos de falla es la etapa más importante de la metodología FMECA, un buen análisis e identificación de los modos de falla para cada falla funcional determinara de mejor manera las actividades de mitigación y planes de mantenimiento del análisis.

Tabla 12. Modos de falla. Resultados completos Anexo A.

Falla funcional		Modo de falla	
1.1	No suministrar agua con especificación de inyección	1.1.1	Lecturas anormales en los medidores de nivel de equipos aguas arriba, liberación de aguas fuera de especificación hacia el tanque de almacenamiento.
		1.1.2	Perdida de la capacidad filtrante por saturación de los filtros y por ende proceso de filtración fuera de especificación.
		1.1.3	Lecturas incorrectas de los medidores de nivel de los tanques de desnatado y liberación de aceite hacia el tanque de almacenamiento.
1.2	No suministrar el volumen requerido	1.2.1	Falla por pérdida de contención en los equipos y líneas aguas arriba por mecanismos de degradación por corrosión
		1.2.2	Daño en la línea de entrada al tanque debido a mecanismos de degradación por corrosión
1.3	Suministrar más de 10000 Barriles al tanque	1.3.1	Lecturas incorrectas instrumentos de medición de nivel
		1.3.2	Obstrucción de la línea de salida por incrustaciones

Fuente. Autor.

✓ Efectos y causas de la falla

Con la identificación de los modos de falla, se consideran los efectos provocados por la falla a personal, ambiente y producción y para cada efecto se analizan las posibles consecuencias del sistema de bombeo de agua de inyección.

Tabla 13. Efectos y causas de fallas. Resultados completos Anexo A.

Modo de falla	Efectos de la falla	Consecuencias de la falla
1.1.1	Consecuencias a la pérdida de integridad de tanque, líneas y yacimiento. Costos propios de mantenimiento.	Se requiere parada para verificar las condiciones de tanques y líneas. Toma de muestras
1.1.2	Consecuencias a la pérdida de integridad de tanque, líneas y yacimiento. Costos propios de mantenimiento.	Se requiere parada para verificar las condiciones de tanques y líneas. Toma de muestras
1.1.3	Consecuencias a la pérdida de integridad de tanque, líneas y yacimiento. Costos propios de mantenimiento.	Se requiere parada para verificar las condiciones de tanques y líneas. Toma de muestras
1.2.1	Consecuencias a la producción equivalentes al tiempo de reparación. Costos propios de mantenimiento. Consecuencias ambientales debido a la parada de tratamiento de aguas.	Disminución de la capacidad de inyección hasta que pare el sistema por falta de cabeza hidráulica.

Fuente. Autor.

✓ Jerarquización del riesgo

La jerarquización de riesgos se logra asignándole a cada modo de falla una frecuencia (Tabla 3), y consecuencias al personal, medio ambiente y producción (Tabla 4), multiplicando la frecuencia asignada por la consecuencia mayor obtenemos un valor de riesgo el cual se compara la matriz de cada tipo de consecuencia.

Tabla 14. Jerarquización del riesgo de los modos de falla. Resultados completos Anexo A.

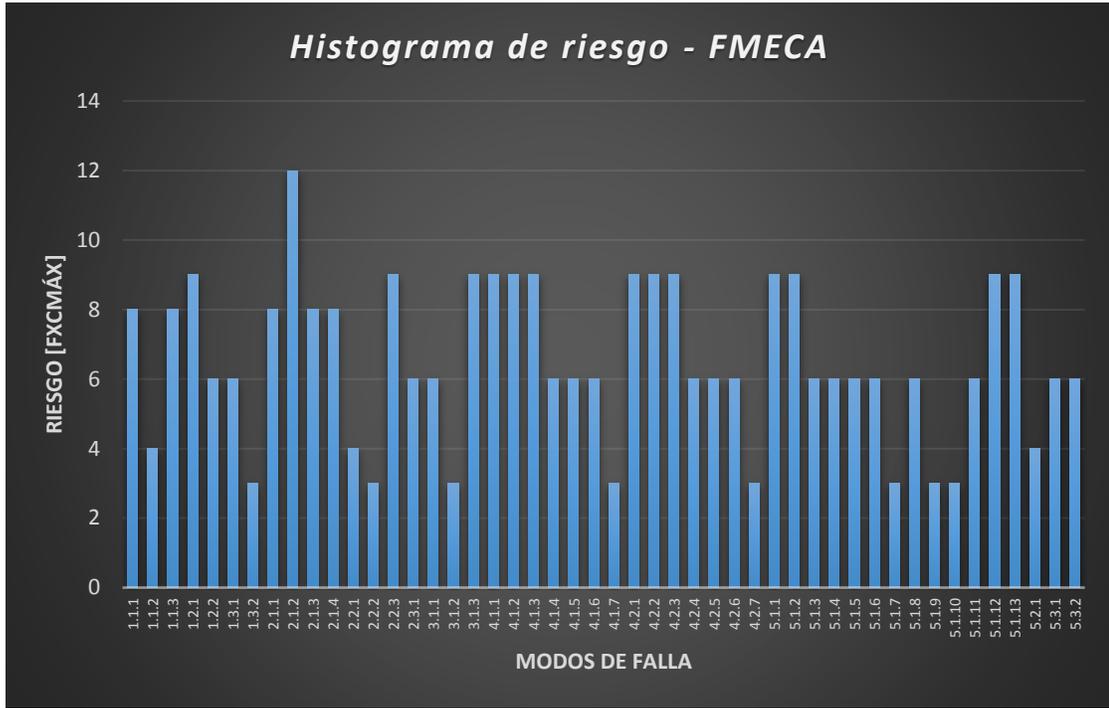
	Modo de falla	Consecuencias			Riesgo FxCmáx	
		F	Pe	MA		Pr
1.1.1	Lecturas anormales en los medidores de nivel de equipos aguas arriba, liberación de aguas fuera de especificación hacia el tanque de almacenamiento.	2	1	2	4	8
1.1.2	Pérdida de la capacidad filtrante por saturación de los filtros y por ende proceso de filtración fuera de especificación.	1	1	2	4	4
1.1.3	Lecturas incorrectas de los medidores de nivel de los tanques de desnatado y liberación de aceite hacia el tanque de almacenamiento.	2	1	2	4	8
1.2.1	Falla por pérdida de contención en los equipos y líneas aguas arriba por mecanismos de degradación por corrosión	3	1	3	3	9
1.2.2	Daño en la línea de entrada al tanque debido a mecanismos de degradación por corrosión	2	1	3	3	6
1.3.1	Lecturas incorrectas instrumentos de medición de nivel	2	1	3	3	6
1.3.2	Obstrucción de la línea de salida por incrustaciones	1	1	3	3	3

F: Frecuencia de falla, Pe: Consecuencia al personal, MA: Consecuencias al medio ambiente, Pr: Consecuencias a la producción. Fuente. Autor.

Para la jerarquización de los modos de falla se evaluó numéricamente de la siguiente manera: para frecuencias de los modos de falla (Remota: 1, Baja: 2, Media: 3, Alta: 4) y para consecuencias de falla (Menor: 1, Moderada: 2, Grave: 3, Catastrófica: 4).

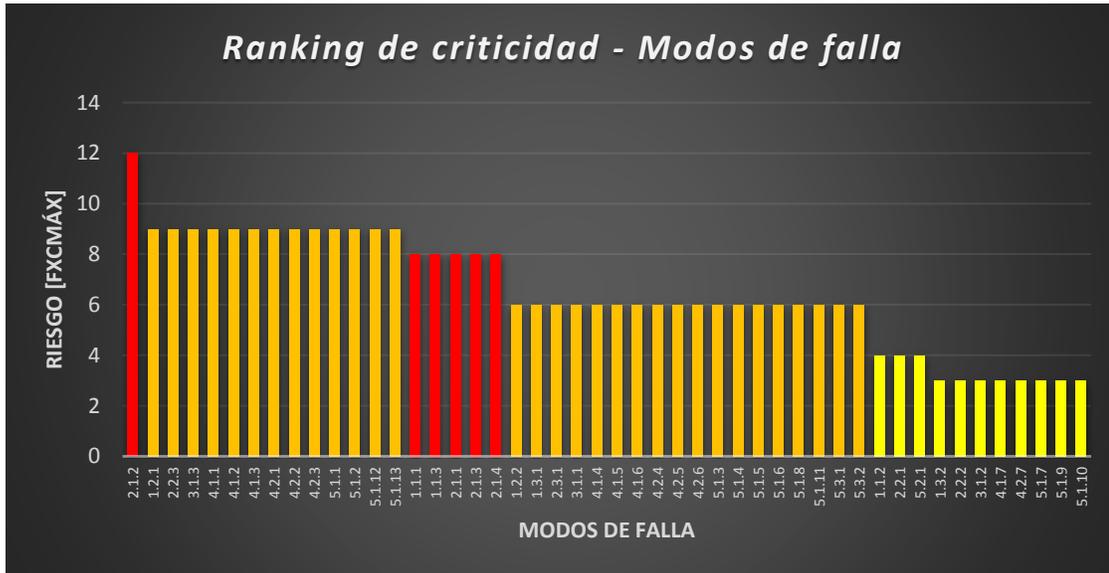
A partir de los resultados de la Tabla 14. Jerarquización de riesgos de modos de falla, se obtienen los resultados del histograma de riesgo Figura 49. Ordenando los datos de riesgos de mayor a menor obtenemos el ranking de criticidad de modos de falla de la Figura 50.

Figura 49. Histograma de riesgo.



Fuente. Autor.

Figura 50. Ranking de criticidad de modos de falla.



■ Riesgo Alto ■ Riesgo Medio-Alto ■ Riesgo Medio. Consecuencias Producción (Negocio) Fuente. Autor.

Figura 51. Matriz de riesgos – Personas. Agrupación de los modos de falla.

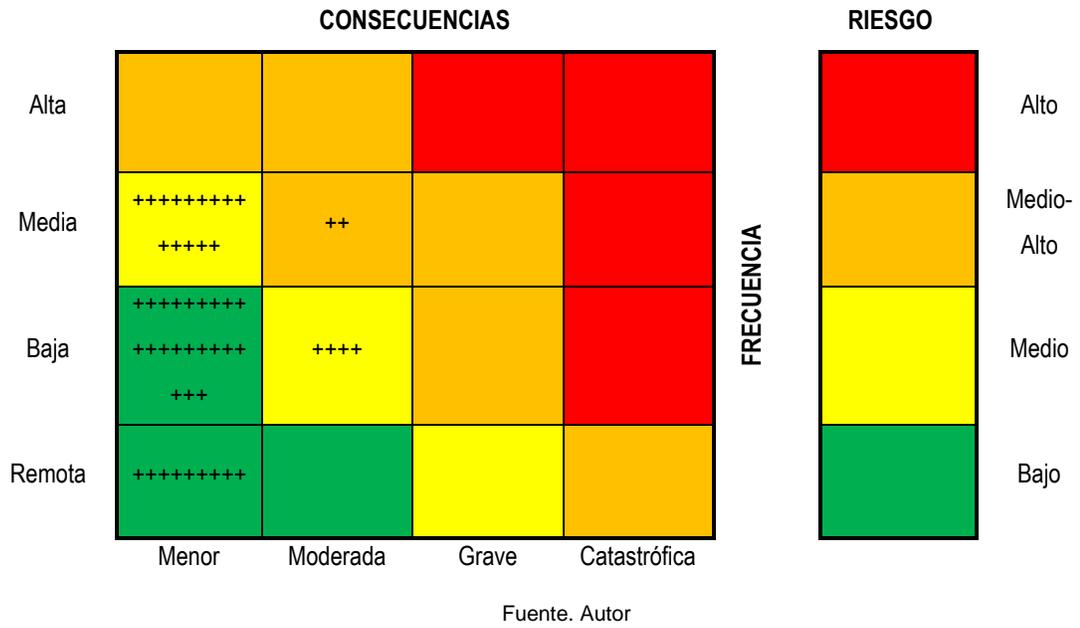


Figura 52. Matriz de riesgos – Medio Ambiente. Agrupación de los modos de falla.

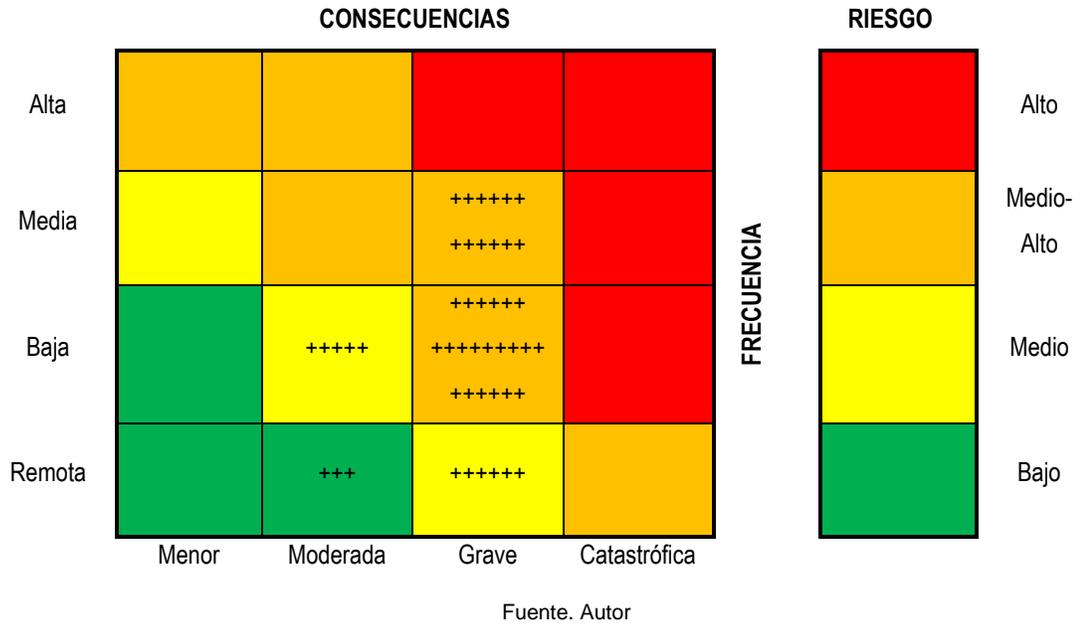
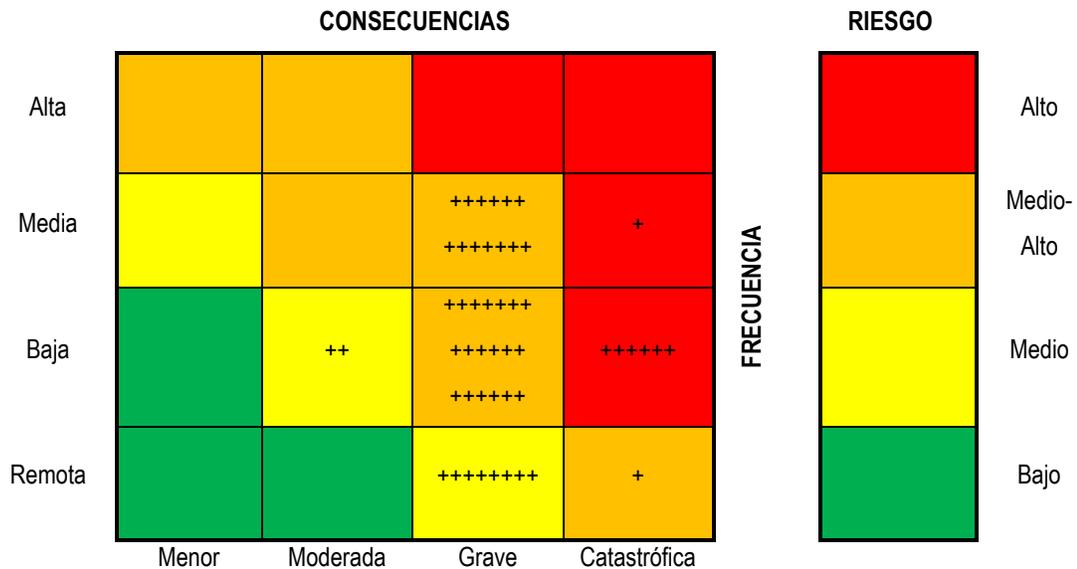


Figura 53. Matriz de riesgos – Producción. Agrupación de los modos de falla.



Fuente. Autor

### 8.2.1. Análisis FMECA.

La metodología FMECA para el sistema de bombeo de inyección de agua nos permite tener un mayor entendimiento del proceso y conocer los modos de falla de los equipos en estudio que pueden ocasionar una falla del sistema, adicional a esto nos permite tomar decisiones de mantenimiento para controlar estos modos de falla y tener en cuenta los más críticos al momento de definir esfuerzos y recursos de mantenimiento con el fin de administrar el riesgo tolerable de la operación.

De acuerdo a la criticidad de los modos de falla de la metodología FMECA se realizó un plan con acciones de mitigación y prevención de riesgos para cada modo de falla encontrado con criticidad Alta y Media-Alta por subsistemas (Tabla 15) para el resto de modos de falla con riesgo Medio y bajo se controla con los planes de mantenimiento implementados en el capítulo 9.

Los modos de falla con criticidad alta se encontraron para las consecuencias de producción (negocio), para este tipo de consecuencias se presentaron 7 modos de falla en un riesgo Alto y 33 modos de falla en riesgo Medio-Alto, para las consecuencias al medio ambiente se presentaron 39 modos de falla en riesgo Medio-Alto y ningún modo de falla en riesgo Alto, para las consecuencias a las personas solo se evidenciaron 2 modos de falla en riesgo Medio-Alto y ninguno en riesgo Alto, debido principalmente a las características del fluido almacenado y transportado.

Tabla 15. Recomendaciones generales.

<b>Subsistemas</b>	<b>Criticidad</b>	<b>Acciones de mitigación / prevención del riesgo</b>
<b>Tratamiento de aguas</b>	Alta	Realizar calibraciones periódicas de los sensores de medición de nivel de los equipos de tratamiento de aguas.
	Media-Alta	Realizar tareas de inspección bajo API 510-570 en equipos sometidos a presión (equipos de tratamiento de aguas) y tuberías de proceso (líneas de interconexión de equipos). Respectivamente.
<b>Almacenamiento de aguas tratadas</b>	Alta	Realizar tareas de inspección bajo API 653 Código de inspección de tanques atmosféricos, personal certificado en técnicas MFL (laminas del fondo), SCAN C (soldaduras fondo cuerpo interno) e inspección visual (interna – externa). Verticalidad y asentamiento con topografía.
	Media-Alta	Realizar tareas de inspección bajo API 570 en tuberías de proceso (línea de entrada al tanque) Realizar calibraciones periódicas de los sensores de medición de nivel. Entrenamiento del personal de operación de los tanques.
<b>Sistema de bombeo (booster)</b>	Media-Alta	Realizar inspección a los componentes del sistema de bombeo (motor-bomba) a través de análisis de vibraciones y termografía para determinar posibles defectos por sobrecalentamiento o ruidos, verificación de alineación motor-bomba.
<b>Sistema de bombeo (principal)</b>	Media-Alta	Realizar inspección a los componentes del sistema de bombeo (motor-bomba) a través de análisis de vibraciones y termografía para determinar posibles defectos por sobrecalentamiento o ruidos. Verificación de alineación motor-bomba. Realizar inspección visual de los VDF verificando que se encuentren libres de defectos, falsos contactos y suciedad. Mediciones de voltaje entrada/salida de los VDF.
<b>Líneas de inyección</b>	Media-Alta	Realizar tareas de inspección bajo API 570 Código de inspección de tubería de proceso. Recoger muestras para analizar fisicoquímicos del agua y ajustar concentraciones de inhibidores de corrosión, secuestrantes de oxígeno, antincrustantes, etc.

Fuente. Autor.

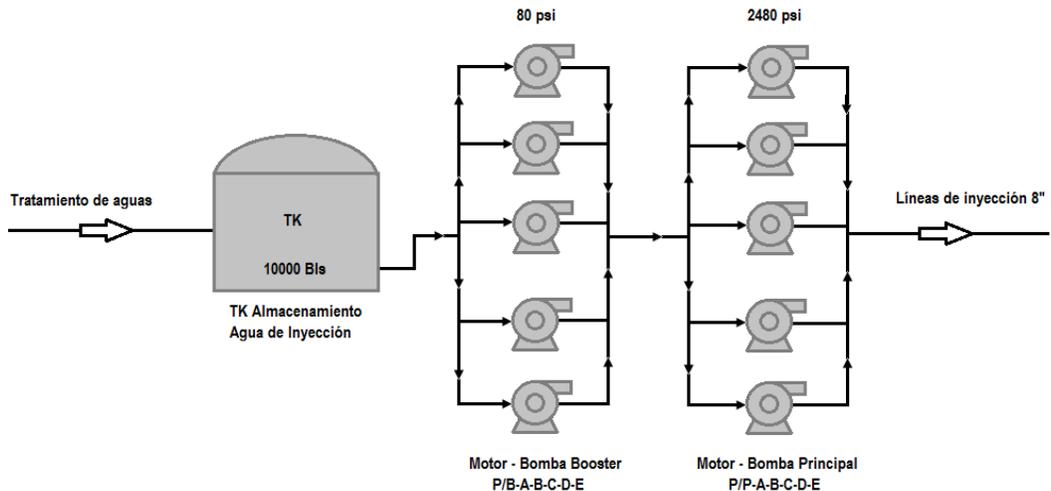
### 8.3. ANÁLISIS DE PELIGROS Y OPERATIVIDAD HAZOP.

A continuación se muestran los resultados del análisis de peligros y operatividad HAZOP según la metodología descrita en el numeral 4.4 para el sistema de bombeo de inyección, para esto se requiere de: definición del área de estudio, definición de nodos (puntos de análisis) caracterizados por variables de proceso, definición de las variables de proceso a estudiar y sesiones para diligenciamiento de formato de recolección de datos.

- ✓ Definición del área de estudio (sistema de bombeo de inyección)

El análisis HAZOP se centra en el sistema de bombeo de inyección, segregando al sistema de tratamiento de aguas a cierto punto, aunque se trata de un sistema anterior suministra el fluido de inyección, por lo que se tiene en cuenta la línea de entrada al tanque de almacenamiento para mayor certeza del estudio.

Figura 54. Definición del área de estudio para el estudio HAZOP.



Fuente. Autor.

De esta manera se tiene en cuenta la línea de entrada al tanque de almacenamiento de agua para inyección, el tanque de almacenamiento de agua, las líneas de alimentación de las bombas booster, los pares motor-bomba booster A-B-C-D-E, las líneas de alimentación de las bombas principales A-B-C-D-E, Los equipos compuestos por motor-bomba-VDF de las bombas principales y las líneas de inyección como se muestra en la Figura 46.

✓ Definición de nodos (puntos de análisis)

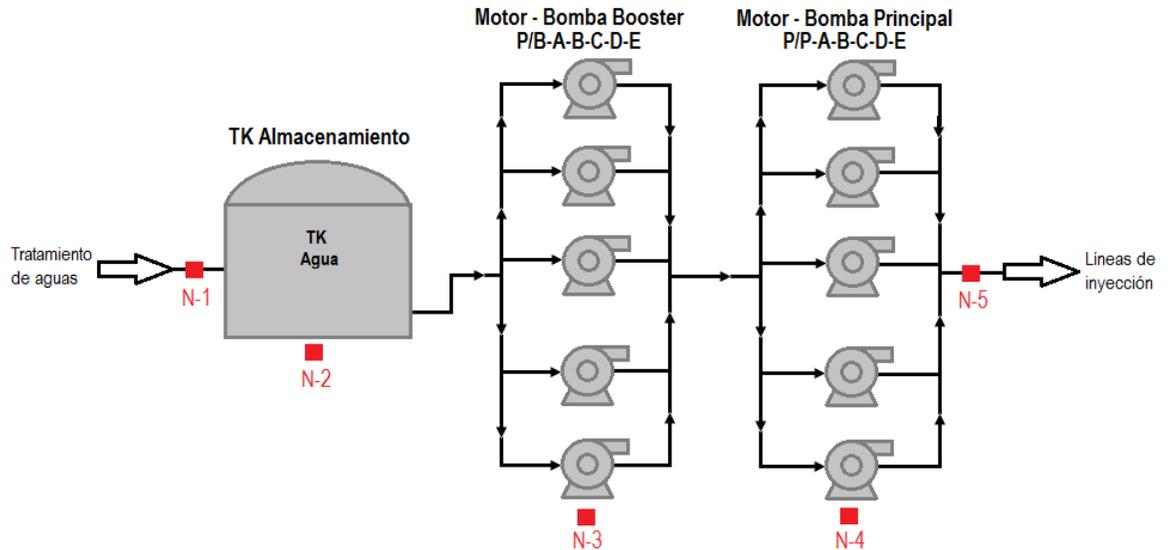
Los nodos se escogen para analizar las causas y consecuencias que podrían acarrear desviaciones de parámetros de proceso en el sistema de bombeo, para esto se tomaron 5 nodos como se muestra en la Figura 55, La caracterización de cada nodo presenta los parámetros de proceso del punto de análisis seleccionado (presión, temperatura, caudal, composición química del fluido) la información de cada nodo se encuentra detallada en la Tabla 16.

Tabla 16. Caracterización de los nodos para la metodología HAZOP.

Nodo	Equipo	Presión	Composición química
N-1	Línea de entrada a TK 6"	20 psi	Especificación Tabla 1
N-2	Tanque de almacenamiento 10000 Bbls	Atmosférica	Especificación Tabla 1
N-3	Succión Bombas Booster 8"	20 psi	Especificación Tabla 1
N-4	Succión Bombas Principales 6"	80 psi	Especificación Tabla 1
N-5	Línea de inyección 8"	2560 psi	Especificación Tabla 1

Fuente. Autor.

Figura 55. Definición de nodos metodología HAZOP.



Fuente. Autor.

- ✓ Definición de las desviaciones a estudiar.

Para cada nodo se determina las variables de proceso, y cada parámetro se evalúa con las palabras guías, que de acuerdo con el análisis preliminar aplican para el sistema de bombeo, para este caso se requiere analizar los parámetros de proceso como se muestra en la Tabla 17 y las palabras guía que más se ajustan al sistema se detallan en la Tabla 18.

Tabla 17. Parámetros de proceso objeto del análisis.

Parámetros de proceso
Presión
Corrosión
Composición química
Errores humanos

Fuente. Autor.

Tabla 18. Descripción de las palabras guía a utilizar en el análisis.

Palabras guía	Descripción
No	Ausencia de la variable
Si	Existencia de la variable
Mas	Aumento de la variable
Menos	Disminución de la variable
Parte de	Disminución cualitativa de la variable
Además de	Aumento cualitativo de la variable

Fuente. Autor.

- ✓ Sesiones HAZOP.

Durante esta etapa se analiza las desviaciones de cada parámetro de proceso con las palabras guías seleccionadas en la etapa anterior y se procedió a diligenciar los formatos de la metodología HAZOP.

A continuación se muestran los resultados bajo el formato HAZOP más relevantes para el análisis, durante la metodología se descartó las relaciones parámetros/palabras guía que no tuvieron sentido para el análisis, los resultados completos se encuentran en el ANEXO B. Resultados HAZOP.

Tabla 19. Formato HAZOP. Nodo 1. Parámetro: Presión. Palabra guía: Más.

<b>Nodo 1:</b> Línea de entrada al tanque 6"		<b>Equipo:</b> Tubería.		
<b>Condiciones de diseño / Parámetros:</b> Presión				
	<b>Desviación/Causas</b>	<b>Consecuencias</b>	<b>Acciones de mitigación</b>	<b>Recomendaciones</b>
<b>1.1</b>	<b>Más Presión</b>			
1.	Obstrucción de la línea de entrada al tanque.	1. Esfuerzos mecánicos sobre la tubería, válvulas, conexiones bridadas, empaques y uniones soldadas.	1. Programa operativo para cierre de válvulas en caso de falla.	1. Aplicar programas de operación/mantenimiento de válvulas.
2.	Bloqueo parcial o total de la válvula de entrada al tanque.	2. Pérdida de producción de hidrocarburos debido al daño de líneas, posterior falta de inyección.	2. Plan de contingencia y emergencias de la planta (contención de agua)	2. Aplicar programa de limpieza de líneas, Inyección de anticrustantes (toma de muestras)
		3. Perdidas a la producción por costos de disposición de aguas no inyectadas.	3. Procedimientos de reparación de los activos dañados	3. Inspección de tuberías de proceso (API 570), uniones bridadas, empaques, válvulas.
		4. Consecuencias ambientales por la no inyección del agua de producción.		4. Entrenamiento de personal para inspección de válvulas.

Fuente. Autor.

Tabla 20. Formato HAZOP. Nodo 2. Parámetro: Error humano. Palabra guía: Si.

<b>Nodo 2:</b> Tanque de almacenamiento de agua 10000 Bbls		<b>Equipo:</b> Tanque.		
<b>Condiciones de diseño / Parámetros:</b> Error humano				
	<b>Desviación/Causas</b>	<b>Consecuencias</b>	<b>Acciones de mitigación</b>	<b>Recomendaciones</b>
<b>2.5</b>	<b>Si Error humano</b>			
1.	Abandono del área de trabajo por parte del personal de operación y mantenimiento.	1. Presurización/vacío en el tanque, pérdidas de producción por daños en el tanque y falta de inyección.	1. Procedimientos de reparación del tanque	1. Supervisión del personal de operación / mantenimiento
2.	Incumplimiento en programas de capacitación del personal de operación y mantenimiento.	2. Parada de proceso de inyección.	2. Plan de contingencia y emergencias de la planta (contención de agua).	2. Entrenamiento periódico del personal de operación /mantenimiento.
		3. Consecuencias ambientales por la no inyección de aguas de producción.		
		4. Incremento de costos de producción por daños a la infraestructura y costos por disposición final de agua de inyección.		

Fuente. Autor.

Tabla 21. Formato HAZOP. Nodo 3. Parámetro: Corrosión. Palabra guía: Si.

<b>Nodo 3:</b> Línea de succión de bombas Booster 8" <b>Equipo:</b> Tubería.						
<b>Condiciones de diseño / Parámetros:</b> Corrosión						
	<b>Desviación/Causas</b>		<b>Consecuencias</b>	<b>Acciones de mitigación</b>	<b>Recomendaciones</b>	
<b>3.2</b>	<b>Si Corrosión</b>					
1.	Agresividad de las aguas del proceso	1.	Posibles fugas por disminución del espesor requerido, pérdidas de producción, por falta de inyección.	1.	Plan de contingencia y emergencias de la planta (contención de agua)	
2.	Sistema de recubrimiento ineficiente interno/externo, o falta de mantenimiento.	2.	Perdidas a la producción por costos de disposición de aguas no inyectadas.	2.	Procedimientos de reparación de los activos dañados	
		3.	Consecuencias ambientales por la no inyección del agua de producción.		3.	Inyección de inhibidores, secuestrantes de O <sub>2</sub> . (toma de muestras)

Fuente. Autor.

Tabla 22. Formato HAZOP. Nodo 4. Parámetro: Presión. Palabra guía: Menos.

<b>Nodo 4:</b> Línea de succión de bombas Principales 6" <b>Equipo:</b> Tubería.						
<b>Condiciones de diseño / Parámetros:</b> Presión						
	<b>Desviación/Causas</b>		<b>Consecuencias</b>	<b>Acciones de mitigación</b>	<b>Recomendaciones</b>	
<b>4.1</b>	<b>Menos Presión</b>					
1.	Daños en los equipos / líneas aguas arriba,	1.	Pérdidas de producción por falta de inyección, de acuerdo a la capacidad de cada bomba (25%)	1.	Procedimiento operativos de reparación de activos dañados	
2.	Agrietamiento y/o fisuras en las líneas de interconexión TK- Bombas Booster y Principales	2.	Consecuencias ambientales por la no inyección de aguas de producción.	2.	Plan de contingencia y emergencias de la planta (contención de agua).	
3.	Fugas en conexiones bridadas / válvulas.	3.	Incremento de costos de producción por daños a la infraestructura y costos por disposición final de agua de inyección.		3.	Aplicar programa de mantenimiento del tanque/ líneas / válvulas / conexiones bridadas /equipos aguas arriba.

Fuente. Autor.

Tabla 23. Formato HAZOP. Nodo 5. Parámetro: Composición química. Palabra guía: Más.

<b>Nodo 5:</b> Línea de inyección 8"		<b>Equipo:</b> Tubería.	
<b>Condiciones de diseño / Parámetros:</b>		Composición química	
<b>Desviación/Causas</b>	<b>Consecuencias</b>	<b>Acciones de mitigación</b>	<b>Recomendaciones</b>
<b>5.4 Mas Composición química</b>			
1. Daños en líneas y/o equipos aguas arriba en procesos de separación /filtración /flotación / desnatado.	1. Pérdidas de producción por: obstrucción de las líneas y reservorio de inyección por altas concentraciones de carbonatos. Corrosión por cloruros, bacterias, etc. abrasión y sobreesfuerzos en el sistema por aumento de la presión de inyección.	1. Procedimientos de reparación de la línea dañada	1. Verificar concentraciones de inhibidores, secuestrantes, antincrustantes, biocidas, desemulsificantes insuficientes.
2. Concentraciones de inhibidores, secuestrantes, antincrustantes, biocidas, desemulsificantes insuficientes.	2. Incremento de costos de producción por consumo de energía de los motores al requerir mayor presión, y costos de disposición final de aguas no inyectadas.	2. Plan de contingencia y emergencias de la planta (contención de agua).	2. Inspección de tubería de proceso (API 570) e inspección de recipientes a presión (API 510) aguas arriba.
	3. Consecuencias ambientales por la no inyección de aguas de producción.		

Fuente. Autor.

### 8.3.1. Análisis HAZOP.

La metodología HAZOP permite realizar un análisis de la desviación de parámetros críticos para la operación del sistema de bombeo de inyección, de acuerdo al análisis para cada desviación, nos permite evidenciar las causas, efectos, consecuencias, acciones de mitigación y recomendaciones los cuales son de vital ayuda para conocer la operación y funcionamiento del sistema, posibles fallas del sistema, además de soportar la toma de decisiones de acuerdo a las consecuencias personales, ambientales y de producción no deseadas.

De acuerdo a los formatos HAZOP se estableció acciones de mitigación y recomendaciones para cada desviación, de esta manera podemos complementar los planes de mantenimiento y programas de inspección del sistema y comunicarlo al personal de mantenimiento y operación para hacer conocer las consecuencias al proceso en caso de una falla del sistema.

## 9. PLANES DE MANTENIMIENTO E INSPECCIÓN

### 9.1. TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AGUA.

Tabla 24. Plan de mantenimiento para el tanque de almacenamiento.

MANTENIMIENTO PREVENTIVO		Sistema:	TK de almacenamiento	
No.	Tarea	Frecuencia [meses]	Duración [horas]	Especialidad
<b>1. Fundación</b>				
1.1	Verificar desnivel de la fundación y elevaciones del fondo	12	3	MEC
1.2	Revisar estructura anular de concreto: Fallas en la fundación	12	0,5	MEC
1.3	Inspeccionar drenajes del dique de contención	12	0,5	MEC
1.4	Verificar acumulación de basura, vegetación y acumulación de otros inflamables.	12	0,5	MEC
1.5	Realizar lecturas de potencial de protección catódica	12	0,5	ELEC
<b>2. Cuerpo</b>				
2.1	Inspeccionar visualmente: daños en el recubrimiento, picaduras, corrosión y soldadura.	12	3	MEC
<b>3. Accesorios del cuerpo</b>				
3.1	Revisar manholes y boquillas entrada/salida: fugas y grietas en accesorios y láminas adyacentes	12	3	MEC
3.2	Verificar manifolds: Fugas en válvulas y bridas del manifold	12	1	MEC
3.3	Realizar calibración de sensores de medidores de nivel	12	2	INSTR
3.4	Inspeccionar puntos de toma de muestras en el cuerpo: taponamientos de líneas y funcionamiento de bombas	12	2	MEC
<b>4. Accesorios del techo</b>				
4.1	Verificar boquillas de muestras: corrosión, funcionamiento.	12	3	MEC
4.2	Inspeccionar visualmente venteos	12	1	MEC
4.3	Revisar calibración de válvulas de alivio	12	2	MEC

Fuente. API 653 Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction 2014.

Tabla 25. Inspección de tanques fuera de servicio.

INSPECCIÓN DE TANQUES FUERA DE SERVICIO – API 653	
No.	Ítem
<b>1.</b>	<b>General</b>
1.1	Verificar que el tanque este limpio, libre de gases y seguro para entrar
1.2	Revisar que el tanque este aislado en las líneas de productos y de fuentes de energía
1.3	Verificar los soportes del techo
1.4	Asegurarse que el tanque esté libre de caída de objetos (vigas, residuos de crudo, etc.)
1.5	Revisar posibles riesgos de deslizamiento en fondo y techo el tanque
1.6	Inspeccione soldaduras estructurales en accesos y sujetadores
1.7	Revisar las lecturas de protección catódica
<b>2.</b>	<b>Exterior del tanque</b>
2.1	Inspección de las boquillas
2.2	Pruebas de ultrasonido en el techo
<b>3.</b>	<b>Superficie interior del fondo</b>
3.1	Realizar prueba de martillo ( <i>Hammer test</i> )
3.2	Medición de la profundidad de picaduras y describir la apariencia
3.3	Marcar áreas que requieren reparación o inspección adicional
3.4	Inspeccionar soldaduras con corrosión y fugas especialmente en soldaduras fondo-cuerpo.
3.5	Inspeccionar laminas corroídas
3.6	Ubicar y marcar vacíos bajo el fondo
3.7	Registrar datos de reparación del fondo
3.8	Prueba de vacío a las soldaduras traslapadas inferiores
3.9	Identificar y marcar áreas bajas del tanque que no permiten un adecuado drenaje
3.10	Inspeccionar recubrimiento en agujeros y deterioro.

Tabla 25. (Continuación) Inspección de tanques fuera de servicio.

INSPECCIÓN DE TANQUES FUERA DE SERVICIO – API 653	
No.	Ítem
<b>4.</b>	<b>Soldaduras y láminas del cuerpo</b>
4.1	Realizar medición de las picaduras
4.2	Inspeccionar daños en sellos
4.3	Inspeccionar daño en el recubrimiento, deterioro, disbonding catódico
4.4	Inspeccionar visualmente las juntas y láminas para indicaciones de fugas
4.5	Medir espacio anular a intervalos de 40 pies
4.6	Examinar el cuerpo para verificar redondez y verticalidad
<b>5.</b>	<b>Superficie interior del techo</b>
5.1	Inspeccionar visualmente las láminas del techo interiormente para verificar agujeros, incrustaciones y picaduras
5.2	Verificar los soportes soldados al techo libres de roturas
5.3	Inspeccionar el recubrimiento para encontrar daños, deterioro, disbonding catódico
5.4	Verificar la estructura de soporte del techo
5.5	Inspeccionar las columnas de soporte para ver si hay adelgazamiento en los 2 pies superiores
5.6	Inspeccionar las vigas para revisar adelgazamiento y verifique que estén firmemente unidas a la parte superior de las columnas
5.7	Inspeccionar respiraderos y venteos
5.8	Inspeccionar la boquilla de muestras para verificar corrosión
<b>6.</b>	<b>Boquillas del cuerpo</b>
6.1	Inspeccionar las boquillas del cuerpo para verificar adelgazamiento y picaduras
6.2	Identificar los tipos de boquillas del cuerpo
6.3	Identificar y describir tubería interna incluyendo tipos de codos ascendentes y descendentes
<b>7.</b>	<b>Accesos estructurales</b>
7.1	Identificar y reportar tipos de pasamanos (tubería de acero, tubería galvanizada, ángulos, cuadrados)
7.2	Inspeccionar picaduras, agujeros, fallas de pintura en pasamanos
7.3	Inspeccionar juntas soldadas
7.4	Inspeccionar juntas y ángulos agudos, pasamanos y largueros intermedios
7.5	Verificar la barra de seguridad contra caídas, corrosión, funcionamiento y longitud
7.6	Inspeccionar marco de la plataforma, corrosión y fallas de pintura
7.7	Inspeccione la unión del marco de la plataforma a los soportes y soportes al tanque para detectar corrosión y fallas en la soldadura.
7.8	Revisar refuerzo de los soportes que estén adheridos a la cubierta o al techo.
7.9	Inspeccionar la placa de la plataforma para detectar adelgazamiento u orificios causados por la corrosión y fallas en la pintura.
7.10	Verificar desgaste de las láminas de la escalera

Fuente. API 653 Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction 2014.

## 9.2. MOTORES ELÉCTRICOS.

Tabla 26. Plan de mantenimiento para motores eléctricos.

MANTENIMIENTO PREVENTIVO		Sistema:	Motores eléctricos	
No.	Tarea de mantenimiento [Verificación]	Frecuencia [meses]	Duración [horas]	Especialidad
1	Verificar la condición mecánica del motor y bomba	1	2	MEC
2	Revisar la condición física del motor y bomba	1	1	MEC
3	Buscar signos de fuga (aceite-agua)	1	0,5	MEC
4	Verificar sonidos u olores anormales	1	0,5	MEC
5	Verificar fallas en el contactor	1	1	MEC
6	Revisar daños en conexiones a tierra	1	1	ELEC
7	Inspeccionar daños en el cableado de alimentación	1	1	ELEC
8	Inspeccionar la tubería de drenaje	1	1	MEC
9	Revisar pernos de anclaje, extensión de ejes, acoples y guardas	1	2	MEC
10	Identificar aspectos ambientales que puedan generar daños	1	1	MEC
11	Verificar daños de rodamientos del motor	3	1	MEC
12	Revisar la fijación de la base del motor	3	0,5	MEC
13	Verificar daños en el devanado del estator del motor	3	1,5	ELEC
14	Revisar pérdida de aislamiento del motor	3	1	MEC
15	Identificar desgaste del alojamiento de rodamientos	3	1	MEC

Tabla 26. (Continuación) Plan de mantenimiento para motores eléctricos.

MANTENIMIENTO PREVENTIVO		Sistema:	Motores eléctricos	
No.	Tarea de mantenimiento [Verificación]	Frecuencia [meses]	Duración [horas]	Especialidad
16	Daños de la tapa de la bornera del motor	3	0,5	MEC
17	Daños de bornes de conexión del motor	3	0,5	ELEC
18	Desajuste o sulfatación de los bornes de conexión	3	0,5	ELEC
19	Daño del cableado de alimentación del motor	3	0,5	ELEC
20	Daños del ventilador de refrigeración del motor	3	1	MEC
21	Fallas en el interruptor del arrancador	3	1	ELEC
22	Fallas en el contactor del arrancador	3	0,5	ELEC
23	Daños en el cableado de control	3	0,5	ELEC
24	Daños en cable de comunicación del arrancador	3	0,5	ELEC
25	Falla en protección térmica del arrancador	3	0,5	MEC
26	Fallas de transformador de control de arrancador	3	1	ELEC
27	Desajustes en líneas de control del arrancador	3	1	ELEC
28	Daño en conexiones a tierra	3	0,5	ELEC

Fuente. Autor.

### 9.3. BOMBAS CENTRIFUGAS.

Tabla 27. Plan de mantenimiento para bombas centrifugas.

MANTENIMIENTO PREVENTIVO		Sistema:	Bombas centrifugas	
No.	Tarea de mantenimiento	Frecuencia [meses]	Duración [horas]	Especialidad
1	Realizar limpieza e inspección visual general	1	1,5	MEC
2	Lubricar rodamientos o cambio de aceite	1	1	MEC
3	Verificar fugas por sello mecánico	1	0,5	MEC
4	Medir ruidos con fonendoscopio	1	1	MEC
5	Realizar limpieza del variador de frecuencia	1	0,5	INSTR
6	Verificar configuración del variador de frecuencia	1	0,5	INSTR
7	Medir amperaje entrada/salida del variador de frecuencia	1	1	ELEC
8	Verificar alineación bomba-motor	1	1	MEC
9	Verificar desajustes en tornillería general	1	1	MEC
10	Inspeccionar estructura de soporte de la bomba	1	1	MEC
11	Verificar sistema de sello mecánico	3	0,25	MEC
12	Realizar cambio de aceite	3	2	MEC
13	Realizar limpieza – cambio de filtro si está saturado	3	0,5	MEC
14	Revisar ajuste anclaje	3	1	MEC
15	Lubricar rodamientos motor y verificar daños	3	0,25	MEC
16	Comprobar conexiones eléctricas	3	0,5	ELEC
17	Verificar sistema a tierra	3	0,25	ELEC
18	Realizar limpieza del variador de frecuencia	3	0,25	INSTR
19	Verificar configuración del variador de frecuencia	3	0,5	INSTR
20	Verificar amperaje entrada/salida del variador de frecuencia	3	0,5	INSTR
21	Revisar protección motor	3	0,25	MEC
22	Revisión conexiones eléctricas	3	1	ELEC
23	Realizar limpieza botoneras conexión	3	0,25	MEC
24	Revisar condiciones atmosféricas	3	0,25	MEC
25	Realizar calibración instrumentos presión succión/descarga	3	1	INSTR
26	Verificar desgaste/daños/obstrucciones en el impulsor	3	0,5	MEC
27	Revisar daños en el eje	3	0,5	MEC
28	Revisar obstrucciones en el impulsor	3	0,25	MEC
29	Desalineación bomba-motor	3	0,25	MEC
30	Desajuste tornillería general	3	0,25	MEC

Fuente. Autor.

#### 9.4. TUBERÍAS DE PROCESO.

Tabla 28. Plan de mantenimiento para tuberías de proceso.

MANTENIMIENTO PREVENTIVO		Sistema:	Tuberías de proceso	
No.	Tarea de mantenimiento	Frecuencia [meses]	*Duración [horas]	Especialidad
1	Verificar fugas en soldaduras / uniones bridadas	3	2	MEC
2	Revisar el estado de los empaques de las uniones bridadas	3	2	MEC
3	Inspeccionar espárragos de uniones bridadas (Reemplazar si es necesario), verificar torque	3	1	MEC
4	Inspeccionar visualmente el estado del recubrimiento	3	2	MEC
5	Monitorear potenciales de protección catódica en tubería enterrada	3	2	ELEC
6	Verificar puntos de contacto tubería/soportes (corrosión)	3	2	MEC
7	Inspección visual de accesorios del sistema	3	2	MEC

\*Para otro tipo de sistemas varía la duración de las tareas.

Fuente. Autor.

Tabla 29. Inspección externa de tuberías de proceso.

INSPECCIÓN EXTERNA DE TUBERIA DE PROCESO – API 570 – API 574	
No.	Ítem
<b>1.</b>	<b>Identificar fugas en conexiones soldadas, bridadas y roscadas</b>
1.1	Proceso
1.2	Emanaciones de vapor
1.3	Abrazaderas existentes
<b>2.</b>	<b>Desalineamiento</b>
2.1	Movimiento restringido / desalineamiento de la tubería
2.2	Desalineamiento de la junta de expansión
<b>3.</b>	<b>Vibración</b>
3.1	Peso colgado excesivo
3.2	Soportes inadecuados
3.3	Reducciones bruscas
3.4	Conexiones roscadas con perdidas
3.5	Soportes sueltos que provocan desgaste del metal
<b>4.</b>	<b>Soportes</b>
4.1	Zapatas sin apoyos
4.2	Pernos rotos o torcidos
4.3	Superficie inferior fuera del soporte
4.4	Abrazaderas rotas o torcidas
4.5	Puntales sueltos
4.6	Corrosión en el soporte
<b>5.</b>	<b>Corrosión</b>
5.1	En soportes empalmados
5.2	Deterior del recubrimiento / falta de aislamiento
5.3	Interface suelo aire
5.4	Corrosión bajo el aislamiento

Fuente. API 570 Piping Inspection Code 2016, API 574 Inspection Practices for piping system components 2016.

## 10. CONCLUSIONES

El modelamiento bajo la metodología RAM permitió calcular valores cuantitativos globales de confiabilidad, disponibilidad y mantenibilidad, así como los valores específicos para subsistemas, equipos y componentes.

Los supuestos establecidos para el análisis permitieron determinar las consecuencias asociadas al lucro cesante en caso de un fallo y posterior parada del proceso de inyección, y costos por disposición final de aguas de proceso en caso de no poder inyectarlas por reparaciones o paradas del proceso.

La recolección de la información basándose en criterios de expertos, historiales y bases de datos de falla de confiabilidad de equipos permitió estructurar adecuadamente el modelamiento del sistema y disminuir la incertidumbre para el análisis.

Los valores cuantitativos del modelamiento permitieron optimizar planes de mantenimiento, la confiabilidad por equipos y componentes, ayudo a programar las frecuencias más adecuadas y la mantenibilidad permitió asignar la duración de las tareas de acuerdo a los modos de falla para cada equipo y la tolerancia al riesgo del sistema.

Las técnicas de evaluación de riesgos utilizadas en la metodología permitieron realizar un análisis de los modos de falla más frecuentes para este tipo de sistema y determinar la criticidad por modo de falla, con esto se programó de manera adecuada tareas de mantenimiento para cada modo de falla crítico.

La jerarquización de los modos de falla del análisis FMECA determino como críticos: mecanismos de degradación por corrosión en el fondo del tanque de almacenamiento de agua, lecturas anormales en los sensores de nivel del tanque de almacenamiento de agua y deficiencia estructural del tanque de almacenamiento de agua.

El análisis HAZOP permitió determinar los efectos y consecuencias de desviaciones del proceso de almacenamiento e inyección de aguas para recuperación secundaria de crudo, así como las actividades de mitigación para cada desviación, de acuerdo a esto determinar las tareas más idóneas en los planes de mantenimiento de los equipos.

## 11. RECOMENDACIONES

Implementar los programas de mantenimiento diseñados durante el estudio, ejercer las acciones de mitigación sobre los equipos que presentaron criticidad ALTA en el análisis de modos de falla FMECA y monitoreo de los modos de falla con criticidad MEDIA y MEDIA-ALTA de acuerdo a las actividades, frecuencias y duración descritos.

Cuando se implemente para otro tipo de sistemas este análisis, es primordial la recolección de la información del sistema, indagar sobre las fallas que ha presentado frecuentemente y solicitar información de construcción, mantenimiento e inspección, establecer adecuadamente supuestos con el fin de que la información generada sea representativa para el sistema estudiado y se implementen acciones de mitigación adecuadas, así como planes de mantenimiento oportunos.

Los resultados obtenidos durante el modelamiento RAM permiten sugerir acciones de mitigación para eliminar modos de falla críticos del sistema, estas acciones de mitigación se basan en los planes de mantenimiento implementados para el análisis.

La metodología presentada para el análisis FMECA puede ser alineada a cualquier sistema en el que se requiera analizar los modos de falla que pudiera presentar, se recomienda realizar este análisis con el grupo de trabajo de mantenimiento/integridad/operación, y establecer los requisitos del análisis desde los puntos de vista de cada departamento, esto ayudara a visualizar mejor los efectos, consecuencias y acciones de mitigación.

El análisis HAZOP requiere de un equipo interdisciplinar entre mantenimiento/integridad/operación, para establecer los nodos del proceso y determinar de manera oportuna las posibles desviaciones del proceso y palabras guía objeto del análisis, con el fin de tener en cuenta todos los puntos de vista de las partes que intervienen en el proceso.

De acuerdo a los modos de falla determinados en el análisis y modelamiento es pertinente realizar la solicitud de compra de repuestos/partes de los equipos más sensibles a fallas, de esta manera poseer un stock a niveles cercanos, lo que permitirá disminuir los tiempos de reparación efectiva y mejorar la confiabilidad del sistema.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] AGUILAR, J. *Et al.* ANÁLISIS DE MODOS DE FALLA, EFECTOS Y CRITICIDAD (AMFEC) PARA LA PLANEACIÓN DEL MANTENIMIENTO EMPLEANDO CRITERIOS DE RIESGO Y CONFIABILIDAD. Corporación Mexicana de investigación en materiales. 2010. [Citado 2018-01-28]. pp. 16.
- [2] AGUILAR, J. *Et al.* ANÁLISIS DE MODOS DE FALLA, EFECTOS Y CRITICIDAD (AMFEC) PARA LA PLANEACIÓN DEL MANTENIMIENTO EMPLEANDO CRITERIOS DE RIESGO Y CONFIABILIDAD. Corporación Mexicana de investigación en materiales. 2010. [Citado 2018-01-28]. pp. 17-18.
- [3] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. TANK INSPECTION, REPAIR, ALTERATION, AND RECONSTRUCTION API 653:2014.
- [4] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. PIPING INSPECTION CODE. API 570:2016.
- [5] AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. INSPECTION PRACTICES FOR PIPING SYSTEM COMPONENTS API 574:2016.
- [6] ARELLANO, J, R. ARAGÓN, C. APLICACIÓN INDUSTRIAL DE ACCIONAMIENTOS (DRIVES) PARA MOTORES DE INDUCCIÓN JAULA DE ARDILLA [online]. 2009, [Citado 2017-11-19], pp.10, 11. Disponible en: < <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/handle/132.248.52.100/1492> >.
- [7] ARELLANO, J, R. ARAGÓN, C. APLICACIÓN INDUSTRIAL DE ACCIONAMIENTOS (DRIVES) PARA MOTORES DE INDUCCIÓN JAULA DE ARDILLA [online]. 2009, [Citado 2017-11-19], pp.23. Disponible en: < <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/handle/132.248.52.100/1492>>.
- [8] BALCAZAR, F. ANÁLISIS DE LAS VARIABLES DE LA CAVITACIÓN EN BOMBAS CENTRIFUGAS HORIZONTALES [online]. 2013, [Citado 2017-11-12], pp.43, 44. Disponible en: < <http://tesis.ipn.mx:8080/bitstream/handle/123456789/12302/balcazarcruz.pdf?sequence=1>>
- [9] BARRINGER, P. DISPONIBILIDAD, CONFIABILIDAD, MANTENIBILIDAD Y CAPACIDAD (II PARTE). 2015. [Citado 2017-11-29] pp. 1-2.

[10] BASTIDAS, D. DESARROLLO DE UN SOFTWARE PARA DETERMINAR LOS ÍNDICES DE MANTENIBILIDAD EN MÁQUINAS Y EQUIPOS INDUSTRIALES BETASYSTEM. Escuela Superior Politécnica de Chimborazo, Facultad de Mecánica, Escuela de Ingeniería de mantenimiento. Riobamba, Ecuador. 2008. [Citado 2017-11-29] pp. 21.

[11] CAÑA, A, G. ANÁLISIS RAM DE LA PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA RESOR DE PETROLEOS DE VENEZUELA S.A. [online]. 2006, [Citado 2017-11-20], pp.40. Disponible en: <<http://159.90.80.55/tesis/000133297.pdf>>.

[12] CORVARO, F. *Et al.* RELIABILITY, AVAILABILITY, MAINTAINABILITY (RAM) STUDY, ON RECIPROCATING COMPRESSORS API 618. Science Direct. 2016, [Citado 2018-17-02]. Disponible en: <http://biblio.uptc.edu.co:2054/science/article/pii/S2405656116301523>

[13] CRUZ, A. VANEGAS, A. INYECCION DE AGUA. [Online]. 2009, [Citado 2018-01-18], pp.54-56. Disponible en: <[https://issuu.com/jonathanbarrios/docs/proyecto\\_de\\_inyeccion\\_de\\_agua](https://issuu.com/jonathanbarrios/docs/proyecto_de_inyeccion_de_agua)>.

[14] ESPAÑA, ASOCIACIÓN ESPAÑOLA DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN (AENOR). TERMINOLOGÍA DEL MANTENIMIENTO. UNE- EN 13306. 2011. [Citado 2017-11-29] pp. 8.

[15] ESPAÑA, ASOCIACIÓN ESPAÑOLA DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN (AENOR). TERMINOLOGÍA DEL MANTENIMIENTO. UNE- EN 13306. 2011. [Citado 2017-11-29] pp. 9.

[16] ESPAÑA. PROTECCIÓN CIVIL. GUÍA TÉCNICA: MÉTODOS CUALITATIVOS PARA EL ANALISIS DE RIESGOS. [Citado 2018-02-09]. Disponible en: <[http://www.proteccioncivil.es/catalogo/carpeta02/carpeta22/guiatec/Metodos\\_cualitativos/cuali\\_215.htm](http://www.proteccioncivil.es/catalogo/carpeta02/carpeta22/guiatec/Metodos_cualitativos/cuali_215.htm)>

[17] FORERO, J. E. DIAZ, J and BLANDON, V. R. DISEÑO DE UN NUEVO SISTEMA DE FLOTACIÓN PARA TRATAMIENTO DE AGUAS INDUSTRIALES. C.T.F. [online]. 1999, vol.1, n.5 [Citado 2017-11-12], pp.67-75.

Disponible en: <[http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0122-53831999000100006&lng=en&nrm=iso](http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0122-53831999000100006&lng=en&nrm=iso)>.

[18] HERDERA, P.M. VAN LUIJKB, J. and BRUIJNOOGEC, J. A. INDUSTRIAL APPLICATION OF RAM MODELING: DEVELOPMENT AND IMPLEMENTATION OF A RAM SIMULATION MODEL

FOR THE LEXAN® PLANT AT GE INDUSTRIAL, PLASTICS. Science Direct. 2006, [Citado 2018-17-02]. Disponible en: <<http://biblio.uptc.edu.co:2054/science/article/pii/S0951832007000506>>

[19] INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. PETROLEUM, PETROCHEMICAL AND NATURAL GAS INDUSTRIES — COLLECTION AND EXCHANGE OF RELIABILITY AND MAINTENANCE DATA FOR EQUIPMENT. ISO 14224:2006 pp. 131.

[20] JAIMES, D, M; PICO, I, M. DISEÑO DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES Y DE PRODUCCIÓN EVALUANDO LAS DIFERENTES ALTERNATIVAS NACIONALES Y EXTRANJERAS – APLICACIÓN CAMPO COLORADO [online]. 2009, [Citado 2017-11-12], pp.30, 42. Disponible en: < <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2009/129404.pdf> >.

[21] JAIMES, D, M; PICO, I, M. DISEÑO DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES Y DE PRODUCCIÓN EVALUANDO LAS DIFERENTES ALTERNATIVAS NACIONALES Y EXTRANJERAS – APLICACIÓN CAMPO COLORADO [online]. 2009, [Citado 2017-11-12], pp.41, 42. Disponible en: < <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2009/129404.pdf> >.

[22] JAIMES, D, M; PICO, I, M. DISEÑO DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES Y DE PRODUCCIÓN EVALUANDO LAS DIFERENTES ALTERNATIVAS NACIONALES Y EXTRANJERAS – APLICACIÓN CAMPO COLORADO [online]. 2009, [Citado 2017-11-12], pp.59, 60. Disponible en: <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2009/129404.pdf>

[23] JUAREZ, M. LA METODOLOGIA HAZOP APLICADA AL ANÁLISIS DE RIESGOS. UNAM. 2014. [Citado 2018-02-08]. pp. 58-60.

[24] LORETO M, E. APUNTES DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA. FACULTAD DE INGENIERÍA, U.N.A.M. 1976. [Citado 2017-11-12], pp.2.  
Disponible en: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/handle/132.248.52.100/1572>

[25] LUNDTEIGEN, M. A. Et al. INTEGRATING RAMS ENGINEERING AND MANAGEMENT WITH THE SAFETY LIFE CYCLE OF IEC 61508. Science Direct. 2009, [Citado 2018-17-02]. Disponible en: <<http://biblio.uptc.edu.co:2054/science/article/pii/S0951832009001379>>

[26] MORA GUTIERREZ, A. MANTENIMIENTO - PLANEACIÓN, EJECUCIÓN Y CONTROL. Alfa Omega editores Internacional. Colombia. 2011. Sexta Edición [Citado 2017-11-29], pp. 678.

[27] NORMAS TÉCNICAS COLOMBIANAS. DOCUMENTACIÓN. PRESENTACIÓN DE TESIS, TRABAJOS DE GRADO Y OTROS TRABAJOS DE INVESTIGACIÓN. NTC 1486:2008.

[28] OREDA. OFFSHORE RELIABILITY DATA. 2009. DEFINITIONS. pp. 42

[29] OREDA. OFFSHORE RELIABILITY DATA. 2009. PUMPS. pp. 170

[30] OREDA. OFFSHORE RELIABILITY DATA. 2009. MACHINERY, PUMPS, CENTRIFUGAL, WATER INJECTION. PP. 212

[31] OREDA. OFFSHORE RELIABILITY DATA. 2009. ELECTRIC EQUIPMENT, ELECTRIC MOTORS, PUMP, WATER INJECTION. PP. 372

[32] OREDA. OFFSHORE RELIABILITY DATA. 2009. MECHANICAL EQUIPMENT, VESSELS, SURGE TANK, PP. 483

[33] OMAÑA PEREZ, M. ESTADO DEL ARTE DE LAS TECNOLOGÍAS UTILIZADAS PARA MINIMIZAR EL ARRASTRE DE LÍQUIDOS EN SEPARADORES LÍQUIDO-VAPOR EN UN PROCESO DE ACONDICIONAMIENTO DE GAS [online]. 2005, [Citado 2017-11-12], pp.16. Disponible en: <http://repositorios.unimet.edu.ve/docs/31/ATTP155O53P4.pdf>

[34] PETROLEOS MEXICANOS. ESTUDIOS DE RIESGO. NRF-018-PEMEX-2007.

[35] SCHLUMBERGER. OILFIELD GLOSSARY, 2017. [Citado 2017-11-12]. Disponible en: [http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/t/three-phase\\_separator.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/t/three-phase_separator.aspx)

[36] SALAZAR MORENO, R. Et al. APLICACIONES DE LA DISTRIBUCIÓN WEIBULL EN INGENIERÍA DE CONFIABILIDAD. Universidad Autónoma Chapingo. México. [Citado 2017-11-29]. pp. 2.

[37] SANCHEZ URIBE, J. PRODUCCIÓN Y DISPOSICIÓN FINAL DEL AGUA PRODUCIDA EN YACIMIENTOS PETROLEROS [online]. 2013, [Citado 2017-11-12], pp.77. Disponible en: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/7613/Tesis%20completa.pdf?sequence=1>

[38] SEXTO, L. INGENIERÍA DE FIABILIDAD. Riobamba, Ecuador. Radical Management. 2014. [Citado 2017-11-29]

[39] SHARMA, R, KUMAR S. PERFORMANCE MODELING IN CRITICAL ENGINEERING SYSTEMS USING RAM ANALYSIS. Science Direct. 2007, [Citado 2018-17-02]. Disponible en: <<http://biblio.uptc.edu.co:2054/science/article/pii/S0951832007001317>>

[40] SEXTO, L. CONFIABILIDAD INTEGRAL DEL ACTIVO. Seminario internacional de mantenimiento. Perú. 2005. [Citado 2017-11-29] pp. 10.

[41] WANG, Q. Et al. DEVELOPMENT AND APPLICATION OF EQUIPMENT MAINTENANCE AND SAFETY INTEGRITY MANAGEMENT SYSTEM. Science Direct. 2011, [Citado 2018-17-02]. Disponible en: <<http://biblio.uptc.edu.co:2054/science/article/pii/S095042301100009X>>

[42] ZARATE, FRAGA, M. ANÁLISIS RAMS. Universidad Carlos III de Madrid. 2012. [Citado 2017-11-29]. pp. 10.

[43] ZARATE, FRAGA, M. ANÁLISIS RAMS. Universidad Carlos III de Madrid. 2012. [Citado 2017-11-29]. pp. 14-15.

## ANEXO A. RESULTADOS FMECA

Tabla 26. Resultados completos. Modos de falla.

Falla funcional		Modo de falla	
1.1	No suministrar agua con especificación de inyección	1.1.1	Lecturas anormales en los medidores de nivel de equipos aguas arriba, liberación de aguas fuera de especificación hacia el tanque de almacenamiento.
		1.1.2	Perdida de la capacidad filtrante por saturación de los filtros y por ende proceso de filtración fuera de especificación.
		1.1.3	Lecturas incorrectas de los medidores de nivel de los tanques de desnatado y liberación de aceite hacia el tanque de almacenamiento.
1.2	No suministrar el volumen requerido	1.2.1	Falla por pérdida de contención en los equipos y líneas aguas arriba por mecanismos de degradación por corrosión
		1.2.2	Daño en la línea de entrada al tanque debido a mecanismos de degradación por corrosión
1.3	Suministrar más de 10000 Barriles al tanque	1.3.1	Lecturas incorrectas instrumentos de medición de nivel
		1.3.2	Obstrucción de la línea de salida por incrustaciones
2.1	Pérdida de contención del agua tratada	2.1.1	Falla humana en la operación de vaciado del tanque
		2.1.2	Mecanismos de degradación por corrosión en el fondo del tanque.
		2.1.3	Lecturas incorrectas instrumentos de medición de nivel
		2.1.4	Deficiencia estructural debido a mal diseño, construcción, asentamiento.
2.2	Contener menos de 10000 Barriles	2.2.1	Lecturas incorrectas instrumentos de medición de nivel
		2.2.2	Obstrucción de líneas de entrada al tanque debido a incrustaciones
		2.2.3	Falla por pérdida de contención en los equipos y líneas aguas arriba por mecanismos de degradación por corrosión
2.3	Exceder el límite de volumen de contención	2.3.1	Lecturas incorrectas instrumentos de medición de nivel
3.1	No proporcionar succión a las bombas Booster	3.1.1	Lecturas incorrectas instrumentos de medición de nivel
		3.1.2	Obstrucción de líneas de entrada al tanque debido a incrustaciones
		3.1.3	Falla por pérdida de contención en los equipos y líneas aguas arriba por mecanismos de degradación por corrosión
4.1	No bombear agua hacia las bombas principales	4.1.1	Fallas por vibración (Bombas Booster)
		4.1.2	Fallas al arranque (Bombas Booster)
		4.1.3	Fallas en los sellos, lo que provoca fugas internas (Bombas Booster)
		4.1.4	Sobrecalentamiento del motor (Bombas Booster)
		4.1.5	Paradas espurias del motor eléctrico (Bombas Booster)
		4.1.6	Fallas al arranque del motor (Bombas Booster)
		4.1.7	Falla estructural de la fundación del par motor-bomba (Bombas Booster)

Tabla 30. (Continuación) Resultados completos. Modos de falla.

Falla funcional		Modo de falla	
4.2	Bombear agua a menos de 80 psi	4.2.1	Fallas por vibración (Bombas Booster)
		4.2.2	Fallas al arranque (Bombas Booster)
		4.2.3	Fallas en los sellos, lo que provoca fugas internas (Bombas Booster)
		4.2.4	Sobrecalentamiento del motor (Bombas Booster)
		4.2.5	Paradas espurias del motor eléctrico (Bombas Booster)
		4.2.6	Fallas al arranque del motor (Bombas Booster)
		4.2.7	Falla estructural de la fundación del par motor-bomba (Bombas Booster)
5.1	No inyectar agua a los pozos inyectoros	5.1.1	Fallas por vibración (Bombas principales)
		5.1.2	Fallas al arranque (Bombas principales)
		5.1.3	Fallas en los sellos, lo que provoca fugas internas (Bombas principales)
		5.1.4	Sobrecalentamiento del motor (Bombas principales)
		5.1.5	Paradas espurias del motor eléctrico (Bombas principales)
		5.1.6	Fallas al arranque del motor (Bombas principales)
		5.1.7	Falla estructural de la fundación del par motor-bomba (Bombas principales)
		5.1.8	Fallas en el componente eléctrico VDF por sobrecalentamiento
		5.1.9	Fallas en los VFD por conexión errónea de alimentación
		5.1.10	Fallas en los VFD por falsos contactos
		5.1.11	Fallas en los VFD por exposición a ambientes agresivos
		5.1.12	Pérdida de contención en líneas de inyección por fatiga
		5.1.13	Pérdida de contención en líneas de inyección por mecanismos de corrosión
5.2	Inyectar agua a una presión menor de 2560 psi	5.2.1	Fallas en los VFD por la configuración electrónica
5.3	Inyectar agua a una presión mayor de 2560 psi	5.3.1	Fallas en los VFD por la configuración electrónica
		5.3.2	Obstrucción de líneas de inyección

Fuente. Autor.

Tabla 27. Resultados completos. Efectos y causas de fallas.

<b>Modo de falla</b>	<b>Efectos de la falla</b>	<b>Consecuencias de la falla</b>
1.1.1	Consecuencias a la pérdida de integridad de tanque, líneas y yacimiento. Costos propios de mantenimiento.	Se requiere parada para verificar las condiciones de tanques y líneas. Toma de muestras
1.1.2	Consecuencias a la pérdida de integridad de tanque, líneas y yacimiento. Costos propios de mantenimiento.	Se requiere parada para verificar las condiciones de tanques y líneas. Toma de muestras
1.1.3	Consecuencias a la pérdida de integridad de tanque, líneas y yacimiento. Costos propios de mantenimiento.	Se requiere parada para verificar las condiciones de tanques y líneas. Toma de muestras
1.2.1	Consecuencias a la producción equivalentes al tiempo de reparación. Costos propios de mantenimiento. Consecuencias ambientales debido a la parada de tratamiento de aguas.	Disminución de la capacidad de inyección hasta que pare el sistema por falta de cabeza hidráulica.
1.2.2	Consecuencias a la producción equivalentes al tiempo de reparación. Consecuencias ambientales debido a la parada de tratamiento de aguas.	Disminución de la capacidad de inyección hasta que pare el sistema por falta de cabeza hidráulica.
1.3.1	Consecuencias a la producción equivalentes al tiempo de reparación. Costos propios de mantenimiento. Consecuencias ambientales debido a la parada de tratamiento de aguas.	Parada del proceso de inyección.
1.3.2	Consecuencias a la producción equivalentes al tiempo de reparación. Costos propios de mantenimiento. Consecuencias ambientales debido a la parada de tratamiento de aguas.	Parada del proceso de inyección.
2.1.1	Consecuencias a la producción equivalentes al tiempo de reparación. Costos propios de mantenimiento. Consecuencias ambientales debido a la parada de tratamiento de aguas.	Parada del proceso de inyección.
2.1.2	Consecuencias a la producción equivalentes al tiempo de reparación. Costos propios de mantenimiento. Consecuencias ambientales debido a la parada de tratamiento de aguas.	Parada del proceso de inyección.
2.1.3	Consecuencias a la producción equivalentes al tiempo de reparación. Costos propios de mantenimiento. Consecuencias ambientales debido a la parada de tratamiento de aguas.	Parada del proceso de inyección.
2.1.4	Consecuencias a la producción equivalentes al tiempo de reparación. Costos propios de mantenimiento. Consecuencias ambientales debido a la parada de tratamiento de aguas.	Parada del proceso de inyección.
2.2.1	Consecuencias a la producción equivalentes a los daños posibles a las bombas, costos propios de mantenimiento. Consecuencias ambientales por parada del proceso de tratamiento de agua.	Disminución de la capacidad de inyección hasta que pare el sistema por falta de cabeza hidráulica.

Tabla 31. (Continuación) Resultados completos. Efectos y causas de fallas.

Modos de falla	Efectos de la falla	Consecuencias de la falla
2.2.2	Consecuencias a la producción equivalentes al tiempo de reparación (limpieza). Costos propios de mantenimiento. Consecuencias ambientales debido a la parada de tratamiento de aguas.	Disminución de la capacidad de inyección hasta que pare el sistema por falta de cabeza hidráulica.
2.2.3	Consecuencias a la producción equivalentes al tiempo de reparación. Consecuencias ambientales debido a la parada de tratamiento de aguas.	Disminución de la capacidad de inyección hasta que pare el sistema por falta de cabeza hidráulica.
2.3.1	Consecuencias a la producción equivalentes al tiempo de reparación del tanque. Consecuencias ambientales debido a la parada de tratamiento de aguas.	Disminución de la capacidad de inyección hasta que pare el sistema por falta de cabeza hidráulica.
3.1.1	Consecuencias a la producción equivalentes a los daños posibles a las bombas, costos propios de mantenimiento. Consecuencias ambientales por parada del proceso de tratamiento de agua.	Disminución de la capacidad de inyección hasta que pare el sistema por falta de cabeza hidráulica.
3.1.2	Consecuencias a la producción equivalentes al tiempo de reparación (limpieza) y costos propios de mantenimiento. Consecuencia ambiental equivalente a la parada en el proceso de tratamiento de agua.	Parada en el proceso de bombeo
3.1.3	Consecuencias a la producción equivalentes al tiempo de reparación y costos propios de mantenimiento. Consecuencia ambiental equivalente a la parada en el proceso de tratamiento de agua.	Parada en el proceso de bombeo.
4.1.1	Se producen consecuencias a la producción equivalentes al tiempo de remplazo de la bomba, y costos propios de mantenimiento. Consecuencias ambientales por parada de tratamiento de agua al fallar una tercera bomba.	Disminución de capacidad de inyección hasta el arranque de la bomba en standby, no se requiere parar el proceso, hasta que fallen 3 bombas de 5.
4.1.2	Se producen consecuencias a la producción equivalentes al tiempo de remplazo de la bomba, y costos propios de mantenimiento. Consecuencias ambientales por parada de tratamiento de agua al fallar una tercera bomba.	Disminución de capacidad de inyección hasta el arranque de la bomba en standby, no se requiere parar el proceso, hasta que fallen 3 bombas de 5.
4.1.3	Se producen consecuencias a la producción equivalentes al tiempo de remplazo de la bomba, y costos propios de mantenimiento. Consecuencias ambientales por parada de tratamiento de agua al fallar una tercera bomba.	Disminución de capacidad de inyección hasta el arranque de la bomba en standby, no se requiere parar el proceso, hasta que fallen 3 bombas de 5.

Tabla 31. (Continuación) Resultados completos. Efectos y causas de fallas.

Modo de falla	Efectos de la falla	Consecuencias de la falla
4.1.4	Se producen consecuencias a la producción equivalentes al tiempo de remplazo de la bomba, y costos propios de mantenimiento. Consecuencias ambientales por parada de tratamiento de agua al fallar una tercera bomba.	Disminución de capacidad de inyección hasta el arranque de la bomba en standby, no se requiere parar el proceso, hasta que fallen 3 bombas de 5.
4.1.5	Se producen consecuencias a la producción equivalentes al tiempo de remplazo de la bomba, y costos propios de mantenimiento. Consecuencias ambientales por parada de tratamiento de agua al fallar una tercera bomba.	Disminución de capacidad de inyección hasta el arranque de la bomba en standby, no se requiere parar el proceso, hasta que fallen 3 bombas de 5.
4.1.6	Se producen consecuencias a la producción equivalentes al tiempo de remplazo de la bomba, y costos propios de mantenimiento. Consecuencias ambientales por parada de tratamiento de agua al fallar una tercera bomba.	Disminución de capacidad de inyección hasta el arranque de la bomba en standby, no se requiere parar el proceso, hasta que fallen 3 bombas de 5.
4.1.7	Se producen consecuencias a la producción equivalentes al tiempo de remplazo de la bomba, y costos propios de mantenimiento. Consecuencias ambientales por parada de tratamiento de agua al fallar una tercera bomba.	Disminución de capacidad de inyección hasta el arranque de la bomba en standby, no se requiere parar el proceso, hasta que fallen 3 bombas de 5.
4.2.1	Se producen consecuencias a la producción equivalentes al tiempo de remplazo de la bomba, y costos propios de mantenimiento. Consecuencias ambientales por parada de tratamiento de agua al fallar una tercera bomba.	Disminución de capacidad de inyección hasta el arranque de la bomba en standby, no se requiere parar el proceso, hasta que fallen 3 bombas de 5.
4.2.2	Se producen consecuencias a la producción equivalentes al tiempo de remplazo de la bomba, y costos propios de mantenimiento. Consecuencias ambientales por parada de tratamiento de agua al fallar una tercera bomba.	Disminución de capacidad de inyección hasta el arranque de la bomba en standby, no se requiere parar el proceso, hasta que fallen 3 bombas de 5.
4.2.3	Se producen consecuencias a la producción equivalentes al tiempo de remplazo de la bomba, y costos propios de mantenimiento. Consecuencias ambientales por parada de tratamiento de agua al fallar una tercera bomba.	Disminución de capacidad de inyección hasta el arranque de la bomba en standby, no se requiere parar el proceso, hasta que fallen 3 bombas de 5.
4.2.4	Se producen consecuencias a la producción equivalentes al tiempo de remplazo de la bomba, y costos propios de mantenimiento. Consecuencias ambientales por parada de tratamiento de agua al fallar una tercera bomba.	Disminución de capacidad de inyección hasta el arranque de la bomba en standby, no se requiere parar el proceso, hasta que fallen 3 bombas de 5.

Tabla 31. (Continuación) Resultados completos. Efectos y causas de fallas.

Modos de falla	Efectos de la falla	Consecuencias de la falla
4.2.5	Se producen consecuencias a la producción equivalentes al tiempo de replazo de la bomba, y costos propios de mantenimiento. Consecuencias ambientales por parada de tratamiento de agua al fallar una tercera bomba.	Disminución de capacidad de inyección hasta el arranque de la bomba en standby, no se requiere parar el proceso, hasta que fallen 3 bombas de 5.
4.2.6	Se producen consecuencias a la producción equivalentes al tiempo de replazo de la bomba, y costos propios de mantenimiento. Consecuencias ambientales por parada de tratamiento de agua al fallar una tercera bomba.	Disminución de capacidad de inyección hasta el arranque de la bomba en standby, no se requiere parar el proceso, hasta que fallen 3 bombas de 5.
4.2.7	Se producen consecuencias a la producción equivalentes al tiempo de replazo de la bomba, y costos propios de mantenimiento. Consecuencias ambientales por parada de tratamiento de agua al fallar una tercera bomba.	Disminución de capacidad de inyección hasta el arranque de la bomba en standby, no se requiere parar el proceso, hasta que fallen 3 bombas de 5.
5.1.1	Se producen consecuencias a la producción equivalentes al tiempo de replazo de la bomba, y costos propios de mantenimiento. Consecuencias ambientales por parada de tratamiento de agua al fallar una tercera bomba.	Disminución de capacidad de inyección hasta el arranque de la bomba en standby, no se requiere parar el proceso, hasta que fallen 3 bombas de 5.
5.1.2	Se producen consecuencias a la producción equivalentes al tiempo de replazo de la bomba, y costos propios de mantenimiento. Consecuencias ambientales por parada de tratamiento de agua al fallar una tercera bomba.	Disminución de capacidad de inyección hasta el arranque de la bomba en standby, no se requiere parar el proceso, hasta que fallen 3 bombas de 5.
5.1.3	Se producen consecuencias a la producción equivalentes al tiempo de replazo de la bomba, y costos propios de mantenimiento. Consecuencias ambientales por parada de tratamiento de agua al fallar una tercera bomba.	Disminución de capacidad de inyección hasta el arranque de la bomba en standby, no se requiere parar el proceso, hasta que fallen 3 bombas de 5.
5.1.4	Se producen consecuencias a la producción equivalentes al tiempo de replazo de la bomba, y costos propios de mantenimiento. Consecuencias ambientales por parada de tratamiento de agua al fallar una tercera bomba.	Disminución de capacidad de inyección hasta el arranque de la bomba en standby, no se requiere parar el proceso, hasta que fallen 3 bombas de 5.
5.1.5	Se producen consecuencias a la producción equivalentes al tiempo de replazo de la bomba, y costos propios de mantenimiento. Consecuencias ambientales por parada de tratamiento de agua al fallar una tercera bomba.	Disminución de capacidad de inyección hasta el arranque de la bomba en standby, no se requiere parar el proceso, hasta que fallen 3 bombas de 5.

Tabla 31. (Continuación) Resultados completos. Efectos y causas de fallas.

Modos de falla	Efectos de la falla	Consecuencias de la falla
5.1.6	Se producen consecuencias a la producción equivalentes al tiempo de remplazo de la bomba, y costos propios de mantenimiento. Consecuencias ambientales por parada de tratamiento de agua al fallar una tercera bomba.	Disminución de capacidad de inyección hasta el arranque de la bomba en standby, no se requiere parar el proceso, hasta que fallen 3 bombas de 5.
5.1.7	Se producen consecuencias a la producción equivalentes al tiempo de remplazo de la bomba, y costos propios de mantenimiento. Consecuencias ambientales por parada de tratamiento de agua al fallar una tercera bomba.	Disminución de capacidad de inyección hasta el arranque de la bomba en standby, no se requiere parar el proceso, hasta que fallen 3 bombas de 5.
5.1.8	Presenta consecuencias en la producción equivalentes a la cantidad de crudo sin producir y tiempo de remplazo de la bombas, costos propios de mantenimiento del variador. Consecuencias ambientales por parada de tratamiento de agua al fallar una tercera bomba.	Disminución de la presión de trabajo, no se requiere parada del proceso, debido a la configuración en standby, hasta que fallen 3 bombas de 5.
5.1.9	Presenta consecuencias en la producción equivalentes a la cantidad de crudo sin producir y tiempo de remplazo de la bombas, costos propios de mantenimiento del variador. Consecuencias ambientales por parada de tratamiento de agua al fallar una tercera bomba.	Disminución de la presión de trabajo, no se requiere parada del proceso, debido a la configuración en standby, hasta que fallen 3 bombas de 5.
5.1.10	Presenta consecuencias en la producción equivalentes a la cantidad de crudo sin producir y tiempo de remplazo de la bombas, costos propios de mantenimiento del variador. Consecuencias ambientales por parada de tratamiento de agua al fallar una tercera bomba.	Disminución de la presión de trabajo, no se requiere parada del proceso, debido a la configuración en standby, hasta que fallen 3 bombas de 5.
5.1.11	Presenta consecuencias en la producción equivalentes a la cantidad de crudo sin producir y tiempo de remplazo de la bombas, costos propios de mantenimiento del variador. Consecuencias ambientales por parada de tratamiento de agua al fallar una tercera bomba.	Disminución de la presión de trabajo, no se requiere parada del proceso, debido a la configuración en standby, hasta que fallen 3 bombas de 5.
5.1.12	Se presenta consecuencias en la integridad de las líneas de inyección y a la producción equivalentes al tiempo que tarde la reparación. Consecuencias ambientales por parada de tratamiento de agua al fallar una tercera bomba.	Disminución de la eficiencia del proceso, se requiere parada de producción

Tabla 31. (Continuación) Resultados completos. Efectos y causas de fallas.

Modos de falla	Efectos de la falla	Consecuencias de la falla
5.1.13	Se presenta consecuencias en la integridad de las líneas de inyección y a la producción equivalentes al tiempo que tarde la reparación. Consecuencias ambientales por parada de tratamiento de agua al fallar una tercera bomba.	Disminución de la presión de trabajo, se requiere de parada de proceso.
5.2.1	Presenta consecuencias en la producción equivalentes a la cantidad de crudo sin producir y tiempo de reparación del variador. Consecuencias ambientales por parada de tratamiento de agua al fallar una tercera bomba.	Disminución de la presión de trabajo, se requiere parada del proceso.
5.3.1	Se presenta consecuencias en la integridad de las líneas de inyección, a la producción equivalentes al tiempo que tarde la reparación del variador. Consecuencias ambientales por parada de tratamiento de agua al fallar una tercera bomba.	Incremento de la presión de trabajo, con daños a las líneas de inyección, se requiere parada de la producción.
5.3.2	Se presenta consecuencias en la integridad de las líneas de inyección y a la producción equivalentes al tiempo que tarde la reparación (limpieza de líneas). Consecuencias ambientales por parada de tratamiento de agua al fallar una tercera bomba.	Se presentan ciclos de fatiga en la tubería, se requiere de parada en la producción

Fuente. Autor.

Tabla 28. Resultados completos. Jerarquización del riesgo de los modos de falla.

	Modo de falla	Consecuencias				Riesgo
		F	Pe	MA	Pr	FxCmáx
1.1.1	Lecturas anormales en los medidores de nivel de equipos aguas arriba, liberación de aguas fuera de especificación hacia el tanque de almacenamiento.	2	1	2	4	8
1.1.2	Perdida de la capacidad filtrante por saturación de los filtros y por ende proceso de filtración fuera de especificación.	1	1	2	4	4
1.1.3	Lecturas incorrectas de los medidores de nivel de los tanques de desnatado y liberación de aceite hacia el tanque de almacenamiento.	2	1	2	4	8
1.2.1	Falla por pérdida de contención en los equipos y líneas aguas arriba por mecanismos de degradación por corrosión	3	1	3	3	9
1.2.2	Daño en la línea de entrada al tanque debido a mecanismos de degradación por corrosión	2	1	3	3	6
1.3.1	Lecturas incorrectas instrumentos de medición de nivel	2	1	3	3	6
1.3.2	Obstrucción de la línea de salida por incrustaciones	1	1	3	3	3
2.1.1	Operación incorrecta del vaciado/llenado del tanque	2	2	3	4	8
2.1.2	Mecanismos de degradación por corrosión en el fondo-cuerpo del tanque.	3	2	3	4	12
2.1.3	Lecturas incorrectas instrumentos de medición de nivel	2	2	3	4	8
2.1.4	Deficiencia estructural debido a mal diseño, construcción, asentamiento.	2	2	3	4	8
2.2.1	Lecturas incorrectas instrumentos de medición de nivel	2	1	2	2	4
2.2.2	Obstrucción de líneas de entrada al tanque debido a incrustaciones	1	1	2	3	3
2.2.3	Falla por pérdida de contención en los equipos y líneas aguas arriba por mecanismos de degradación por corrosión	3	1	3	3	9
2.3.1	Lecturas incorrectas instrumentos de medición de nivel	2	2	3	3	6
3.1.1	Lecturas incorrectas instrumentos de medición de nivel	2	1	2	3	6
3.1.2	Obstrucción de líneas de entrada al tanque debido a incrustaciones	1	1	2	3	3
3.1.3	Falla por pérdida de contención en los equipos y líneas aguas arriba por mecanismos de degradación por corrosión	3	1	3	3	9
4.1.1	Fallas por vibración (Bombas Booster)	3	1	3	3	9
4.1.2	Fallas al arranque (Bombas Booster)	3	1	3	3	9
4.1.3	Fallas en los sellos, lo que provoca fugas internas (Bombas Booster)	3	1	3	3	9
4.1.4	Sobrecalentamiento del motor (Bombas Booster)	2	1	3	3	6
4.1.5	Paradas espurias del motor eléctrico (Bombas Booster)	2	1	3	3	6
4.1.6	Fallas al arranque del motor (Bombas Booster)	2	1	3	3	6
4.1.7	Falla estructural de la fundación del par motor-bomba (Bombas Booster)	1	1	3	3	3
4.2.1	Fallas por vibración (Bombas Booster)	3	1	3	3	9
4.2.2	Fallas al arranque (Bombas Booster)	3	1	3	3	9

Tabla 32. (Continuación) Resultados completos. Jerarquización del riesgo de los modos de falla.

	Modo de falla	Consecuencias				Riesgo
		F	Pe	MA	Pr	FxCmáx
4.2.3	Fallas en los sellos, lo que provoca fugas internas (Bombas Booster)	3	1	3	3	9
4.2.4	Sobrecalentamiento del motor (Bombas Booster)	2	1	3	3	6
4.2.5	Paradas espurias del motor eléctrico (Bombas Booster)	2	1	3	3	6
4.2.6	Fallas al arranque del motor (Bombas Booster)	2	1	3	3	6
4.2.7	Falla estructural de la fundación del par motor-bomba (Bombas Booster)	1	1	3	3	3
5.1.1	Fallas por vibración (Bombas principales)	3	1	3	3	9
5.1.2	Fallas al arranque (Bombas principales)	3	1	3	3	9
5.1.3	Fallas en los sellos, lo que provoca fugas internas (Bombas principales)	2	1	3	3	6
5.1.4	Sobrecalentamiento del motor (Bombas principales)	2	1	3	3	6
5.1.5	Paradas espurias del motor eléctrico (Bombas principales)	2	1	3	3	6
5.1.6	Fallas al arranque del motor (Bombas principales)	2	1	3	3	6
5.1.7	Falla estructural de la fundación del par motor-bomba (Bombas principales)	1	1	3	3	3
5.1.8	Fallas en el componente eléctrico VDF por sobrecalentamiento	2	1	3	3	6
5.1.9	Fallas en los VFD por conexión errónea de alimentación	1	1	3	3	3
5.1.10	Fallas en los VFD por falsos contactos	1	1	3	3	3
5.1.11	Fallas en los VFD por exposición a ambientes agresivos	2	1	3	3	6
5.1.12	Pérdida de contención en líneas de inyección por fatiga	3	1	3	3	9
5.1.13	Pérdida de contención en líneas de inyección por mecanismos de corrosión	3	1	3	3	9
5.2.1	Fallas en los VFD por la configuración electrónica	2	1	3	2	4
5.3.1	Fallas en los VFD por la configuración electrónica	2	1	2	3	6
5.3.2	Obstrucción de líneas de inyección	2	1	3	3	6

F: Frecuencia de falla, Pe: Consecuencia al personal, MA: Consecuencias al medio ambiente, Pr: Consecuencias a la producción. Fuente. Autor.

## ANEXO B. RESULTADOS HAZOP

Tabla 29. Formato HAZOP. Nodo 1. Parámetro: Presión. Palabra guía: Más.

<b>Nodo 1:</b> Línea de entrada al tanque 6"		<b>Equipo:</b> Tubería.		
<b>Condiciones de diseño / Parámetros:</b> Presión				
	<b>Desviación/Causas</b>	<b>Consecuencias</b>	<b>Acciones de mitigación</b>	<b>Recomendaciones</b>
<b>1.1</b>	<b>Más Presión</b>			
1.	Obstrucción de la línea de entrada al tanque.	1. Esfuerzos mecánicos sobre la tubería, válvulas, conexiones bridadas, empaques y uniones soldadas.	1. Programa operativo para cierre de válvulas en caso de falla.	1. Aplicar programas de operación/mantenimiento de válvulas.
2.	Bloqueo parcial o total de la válvula de entrada al tanque.	2. Pérdida de producción de hidrocarburos debido al daño de líneas, posterior falta de inyección.	2. Plan de contingencia y emergencias de la planta (contención de agua)	2. Aplicar programa de limpieza de líneas
		3. Perdidas a la producción por costos de disposición de aguas no inyectadas.	3. Procedimientos de reparación de los activos dañados	3. Inspección de tuberías de proceso (API 570), uniones bridadas, empaques, válvulas.
		4. Consecuencias ambientales por la no inyección del agua de producción.		4. Entrenamiento de personal para inspección de válvulas.
				5. Inyección de anticrustantes (toma de muestras)

Fuente. Autor.

Tabla 30. Formato HAZOP. Nodo 1. Parámetro: Presión. Palabra guía: Menos.

<b>Nodo 1:</b> Línea de entrada al tanque 6"		<b>Equipo:</b> Tubería.		
<b>Condiciones de diseño / Parámetros:</b> Presión				
	<b>Desviación/Causas</b>	<b>Consecuencias</b>	<b>Acciones de mitigación</b>	<b>Recomendaciones</b>
<b>1.2</b>	<b>Menos Presión</b>			
1.	Fugas en conexiones bridadas, empaques, válvulas.	1. Pérdida de producción de hidrocarburos debido a la falta de caudal para el sistema de bombeo, posterior falta de inyección.	1. Procedimientos de reparación de los activos dañados (líneas, recipientes, uniones bridadas, válvulas).	1. Aplicar programas de operación/mantenimiento de válvulas.
2.	Daño en equipos aguas arriba y/o líneas de interconexión.	2. Perdidas a la producción por costos de disposición de aguas no inyectadas.		2. Inspección de tuberías de proceso (API 570), uniones bridadas, empaques, válvulas.
3.	Fracturas o fisuras por corrosión en la línea.	3. Consecuencias ambientales por la no inyección del agua de producción.		3. Inspección de recipientes a presión (API 570) Para los equipos de proceso de la planta.

Fuente. Autor.

Tabla 31. Formato HAZOP. Nodo 1. Parámetro: Corrosión. Palabra guía: Si.

<b>Nodo 1:</b> Línea de entrada al tanque 6"		<b>Equipo:</b> Tubería.	
<b>Condiciones de diseño / Parámetros:</b> Corrosión			
<b>Desviación/Causas</b>	<b>Consecuencias</b>	<b>Acciones de mitigación</b>	<b>Recomendaciones</b>
<b>1.3 Si Corrosión</b>			
1. Agresividad de las aguas del proceso	1. Posibles fugas por disminución del espesor requerido, pérdidas de producción, por falta de inyección.	1. Plan de contingencia y emergencias de la planta (contención de agua)	1. Aplicar programas de mantenimiento de recubrimientos
2. Sistema de recubrimiento ineficiente interno/externo, o falta de mantenimiento.	2. Perdidas a la producción por costos de disposición de aguas no inyectadas.	2. Procedimientos de reparación de los activos dañados	2. Inspección de tuberías de proceso (API 570),
	3. Consecuencias ambientales por la no inyección del agua de producción.		3. Instalación de cupones de corrosión, muestras para determinar agresividad del fluido
			4. Inyección de inhibidores, secuestrantes de O <sub>2</sub> . (toma de muestras)

Fuente. Autor.

Tabla 32. Formato HAZOP. Nodo 1. Parámetro: Composición química. Palabra guía: Más.

<b>Nodo 1:</b> Línea de entrada al tanque 6"		<b>Equipo:</b> Tubería.	
<b>Condiciones de diseño / Parámetros:</b> Composición química			
<b>Desviación/Causas</b>	<b>Consecuencias</b>	<b>Acciones de mitigación</b>	<b>Recomendaciones</b>
<b>1.4 Más Composición química</b>			
1. Daños en líneas y/o equipos aguas arriba en procesos de separación /filtración /flotación / desnatado.	1. Pérdidas de producción por: obstrucción de las líneas, equipos aguas arriba y reservorio de inyección por altas concentraciones de carbonatos. Corrosión por cloruros, bacterias, etc. abrasión y sobreesfuerzos en el sistema de bombeo por aumento de la presión de inyección.	1. Procedimientos de reparación de los activos dañados.	1. Verificar concentraciones de inhibidores, secuestrantes, antincrustantes, biocidas, desmulsificantes insuficientes.
2. Concentraciones de inhibidores, secuestrantes, antincrustantes, biocidas, desmulsificantes insuficientes.	2. Incremento de costos de producción por consumo de energía de los motores al requerir mayor presión de inyección, y costos de disposición final de aguas no inyectadas.	2. Plan de contingencia y emergencias de la planta (contención de agua)	2. Inspección de tubería de proceso (API 570) e inspección de recipientes a presión (API 510) aguas arriba.
	3. Consecuencias ambientales por la no inyección de aguas de producción.		

Fuente. Autor.

Tabla 33. Formato HAZOP. Nodo 2. Parámetro: Presión. Palabra guía: Más.

<b>Nodo 2:</b> Tanque de almacenamiento de agua 10000 Bbls		<b>Equipo:</b> Tanque.		
<b>Condiciones de diseño / Parámetros:</b> Presión				
	<b>Desviación/Causas</b>	<b>Consecuencias</b>	<b>Acciones de mitigación</b>	<b>Recomendaciones</b>
<b>2.1 Más Presión</b>				
1.	Obstrucción en línea de salida hacia bombas Booster.	1. Falta de inyección, por daños en el tanque, pérdida de producción.	1. Procedimientos de reparación de los activos dañados.	1. Programas de mantenimiento de válvulas y calibración /inspección de sensores de medición de nivel
2.	Bloqueo parcial o total de la válvula de salida del tanque.	2. Pérdidas de producción por costos de disposición de agua no inyectada	2. Plan de contingencia y emergencias de la planta (contención de agua)	2. Inspección de tuberías de proceso (API 570) línea de salida.
3.	Lecturas anormales en sensores de nivel	3. Consecuencias ambientales por la no inyección de aguas de producción.		3. Aplicar programa de limpieza de líneas de entrada y salida.
4.	Error humano en la operación.	4. Esfuerzos mecánicos sobre la tubería, válvulas, conexiones bridadas, empaques y uniones soldadas.		4. Entrenamiento de personal de operación del tanque

Fuente. Autor.

Tabla 34. Formato HAZOP. Nodo 2. Parámetro: Presión. Palabra guía: Menos.

<b>Nodo 2:</b> Tanque de almacenamiento de agua 10000 Bbls		<b>Equipo:</b> Tanque.		
<b>Condiciones de diseño / Parámetros:</b> Presión				
	<b>Desviación/Causas</b>	<b>Consecuencias</b>	<b>Acciones de mitigación</b>	<b>Recomendaciones</b>
<b>2.2 Menos Presión</b>				
1.	Fugas en conexiones bridadas, empaques, válvulas.	1. Pérdida de producción por falta de inyección.	1. Procedimientos de reparación del tanque.	1. Aplicar programa de mantenimiento del tanque/ líneas / válvulas / conexiones bridadas /equipos aguas arriba.
2.	Daño en equipos aguas arriba y/o líneas de interconexión.	2. Incremento de costos de producción por daños a la infraestructura y disposición final de agua de inyección.	2. Plan de contingencia y emergencias de la planta (contención de agua).	2. Inspección de tubería de proceso (API 570) e inspección de recipientes a presión (API 510) aguas arriba.
3.	Fracturas o fisuras por corrosión en la línea.	3. Parada de proceso por daño del tanque.		3. Inspección del tanque de acuerdo al código (API 653).
4.	Pérdida de contención en el tanque por corrosión. Falla de recubrimiento o falta de mantenimiento, deficiente protección catódica.	4. Consecuencias ambientales por la no inyección de aguas de producción.		4. Aplicar programa de mantenimiento de recubrimiento/ monitoreo de protección catódica.

Fuente. Autor.

Tabla 35. Formato HAZOP. Nodo 2. Parámetro: Corrosión. Palabra guía: Si.

<b>Nodo 2:</b> Tanque de almacenamiento de agua 10000 Bbls		<b>Equipo:</b> Tanque.	
<b>Condiciones de diseño / Parámetros:</b> Corrosión			
<b>Desviación/Causas</b>	<b>Consecuencias</b>	<b>Acciones de mitigación</b>	<b>Recomendaciones</b>
<b>2.3 Si Corrosión</b>			
1. Agresividad el fluido almacenado.	1. Pérdida de contención del fluido, pérdidas de producción por falta de inyección.	1. Procedimientos de reparación del tanque.	1. Inspección del tanque de acuerdo al código (API 653).
2. Falla del recubrimiento/ Deficiente protección catódica.	2. Parada de proceso por daño del tanque.	2. Plan de contingencia y emergencias de la planta (contención de agua).	2. Aplicar programa de mantenimiento de recubrimiento/ monitoreo de protección catódica.
	3. Consecuencias ambientales por la no inyección de aguas de producción.		3. Verificación de inhibidores de corrosión (toma de muestras).
	4. Incremento de costos de producción por daños a la infraestructura y disposición final de agua de inyección.		

Fuente. Autor.

Tabla 36. Formato HAZOP. Nodo 2. Parámetro: Composición química. Palabra guía: Más.

<b>Nodo 2:</b> Tanque de almacenamiento de agua 10000 Bbls		<b>Equipo:</b> Tanque.	
<b>Condiciones de diseño / Parámetros:</b> Composición química			
<b>Desviación/Causas</b>	<b>Consecuencias</b>	<b>Acciones de mitigación</b>	<b>Recomendaciones</b>
<b>2.4 Mas Composición química</b>			
1. Daños en líneas y/o equipos aguas arriba en procesos de separación /filtración /flotación / desnatado.	1. Pérdidas de producción por: obstrucción de las líneas, equipos aguas arriba y reservorio de inyección por altas concentraciones de carbonatos. Corrosión por cloruros, bacterias, etc. abrasión y sobreesfuerzos en el sistema de bombeo por aumento de la presión de inyección.	1. Procedimientos de reparación del tanque	1. Verificar concentraciones de inhibidores, secuestrantes, antincrustantes, biocidas, desemulsificantes insuficientes.
2. Concentraciones de inhibidores, secuestrantes, antincrustantes, biocidas, desemulsificantes insuficientes.	2. Incremento de costos de producción por consumo de energía de los motores al requerir mayor presión de inyección, y costos de disposición final de aguas no inyectadas.	2. Plan de contingencia y emergencias de la planta (contención de agua).	2. Inspección de tubería de proceso (API 570) e inspección de recipientes a presión (API 510) aguas arriba.
	3. Consecuencias ambientales por la no inyección de aguas de producción.		

Fuente. Autor.

Tabla 37. Formato HAZOP. Nodo 2. Parámetro: Error humano. Palabra guía: Si.

<b>Nodo 2:</b> Tanque de almacenamiento de agua 10000 Bbls		<b>Equipo:</b> Tanque.		
<b>Condiciones de diseño / Parámetros:</b> Error humano				
	<b>Desviación/Causas</b>	<b>Consecuencias</b>	<b>Acciones de mitigación</b>	<b>Recomendaciones</b>
<b>2.5</b>	<b>Si Error humano</b>			
1.	Abandono del área de trabajo por parte del personal de operación y mantenimiento.	1. Presurización/vacío en el tanque, pérdidas de producción por daños en el tanque y falta de inyección.	1. Procedimientos de reparación del tanque	1. Supervisión del personal de operación / mantenimiento
2.	Incumplimiento en programas de capacitación del personal de operación y mantenimiento.	2. Parada de proceso de inyección.	2. Plan de contingencia y emergencias de la planta (contención de agua).	2. Entrenamiento periódico del personal de operación /mantenimiento.
		3. Consecuencias ambientales por la no inyección de aguas de producción.		
		4. Incremento de costos de producción por daños a la infraestructura y costos por disposición final de agua de inyección.		

Fuente. Autor.

Tabla 38. Formato HAZOP. Nodo 3. Parámetro: Presión. Palabra guía: Menos.

<b>Nodo 3:</b> Línea de succión de bombas Booster 8"		<b>Equipo:</b> Tubería.		
<b>Condiciones de diseño / Parámetros:</b> Presión				
	<b>Desviación/Causas</b>	<b>Consecuencias</b>	<b>Acciones de mitigación</b>	<b>Recomendaciones</b>
<b>3.1</b>	<b>Menos Presión</b>			
1.	Daños en los equipos / líneas aguas arriba.	1. Pérdidas de producción por falta de inyección, de acuerdo a la capacidad de cada bomba (25%)	1. Procedimiento operativos de reparación de activos dañados	1. Inspección de tubería de proceso (API 570) e inspección de recipientes a presión (API 510), Inspección del tanque bajo código (API 653).
2.	Agrietamiento y/o fisuras en la línea de interconexión TK-Bombas Booster.	2. Consecuencias ambientales por la no inyección de aguas de producción.	2. Plan de contingencia y emergencias de la planta (contención de agua).	2. Asegurar el correcto ajuste en las juntas bridadas y colocar empaques nuevos durante el mantenimiento.
3.	Fugas en conexiones bridadas / válvulas.	3. Incremento de costos de producción por daños a la infraestructura y costos por disposición final de agua de inyección.		3. Aplicar programa de mantenimiento del tanque/ líneas / válvulas / conexiones bridadas /equipos aguas arriba.

Fuente. Autor.

Tabla 39. Formato HAZOP. Nodo 3. Parámetro: Corrosión. Palabra guía: Si.

<b>Nodo 3:</b> Línea de succión de bombas Booster 8"		<b>Equipo:</b> Tubería.	
<b>Condiciones de diseño / Parámetros:</b> Corrosión			
<b>Desviación/Causas</b>	<b>Consecuencias</b>	<b>Acciones de mitigación</b>	<b>Recomendaciones</b>
<b>3.2 Si Corrosión</b>			
1. Agresividad de las aguas del proceso	1. Posibles fugas por disminución del espesor requerido, pérdidas de producción, por falta de inyección.	1. Plan de contingencia y emergencias de la planta (contención de agua)	1. Aplicar programas de mantenimiento de recubrimientos
2. Sistema de recubrimiento ineficiente interno/externo, o falta de mantenimiento.	2. Perdidas a la producción por costos de disposición de aguas no inyectadas.	2. Procedimientos de reparación de los activos dañados	2. Inspección de tuberías de proceso (API 570),
	3. Consecuencias ambientales por la no inyección del agua de producción.		3. Inyección de inhibidores, secuestrantes de O <sub>2</sub> . (toma de muestras)

Fuente. Autor.

Tabla 40. Formato HAZOP. Nodo 3. Parámetro: Composición química. Palabra guía: Mas.

<b>Nodo 3:</b> Línea de succión de bombas Booster 8"		<b>Equipo:</b> Tubería.	
<b>Condiciones de diseño / Parámetros:</b> Composición química			
<b>Desviación/Causas</b>	<b>Consecuencias</b>	<b>Acciones de mitigación</b>	<b>Recomendaciones</b>
<b>3.3 Mas Composición química</b>			
1. Daños en líneas y/o equipos aguas arriba en procesos de separación /filtración /flotación / desnatado.	1. Pérdidas de producción por: obstrucción de las líneas, equipos aguas arriba y reservorio de inyección por altas concentraciones de carbonatos. Corrosión por cloruros, bacterias, etc. abrasión y sobreesfuerzos en el sistema de bombeo por aumento de la presión de inyección.	1. Procedimientos de reparación de la línea dañada	1. Verificar concentraciones de inhibidores, secuestrantes, antincrustantes, biocidas, desemulsificantes insuficientes.
2. Concentraciones de inhibidores, secuestrantes, antincrustantes, biocidas, desemulsificantes insuficientes.	2. Incremento de costos de producción por consumo de energía de los motores al requerir mayor presión de inyección, y costos de disposición final de aguas no inyectadas.	2. Plan de contingencia y emergencias de la planta (contención de agua).	2. Inspección de tubería de proceso (API 570) e inspección de recipientes a presión (API 510) aguas arriba.
	3. Consecuencias ambientales por la no inyección de aguas de producción.		

Fuente. Autor.

Tabla 41. Formato HAZOP. Nodo 4. Parámetro: Presión. Palabra guía: Menos.

<b>Nodo 4:</b> Línea de succión de bombas Principales 6"		<b>Equipo:</b> Tubería.	
<b>Condiciones de diseño / Parámetros:</b> Presión			
<b>Desviación/Causas</b>	<b>Consecuencias</b>	<b>Acciones de mitigación</b>	<b>Recomendaciones</b>
<b>4.1 Menos Presión</b>			
1. Daños en los equipos / líneas aguas arriba.	1. Pérdidas de producción por falta de inyección, de acuerdo a la capacidad de cada bomba (25%)	1. Procedimiento operativos de reparación de activos dañados	1. Inspección de tubería de proceso (API 570) e inspección de recipientes a presión (API 510), Inspección del tanque bajo código (API 653).
2. Agrietamiento y/o fisuras en las líneas de interconexión TK- Bombas Booster y Principales	2. Consecuencias ambientales por la no inyección de aguas de producción.	2. Plan de contingencia y emergencias de la planta (contención de agua).	2. Asegurar el correcto ajuste en las juntas bridadas y colocar empaques nuevos durante el mantenimiento.
3. Fugas en conexiones bridadas / válvulas.	3. Incremento de costos de producción por daños a la infraestructura y costos por disposición final de agua de inyección.		3. Aplicar programa de mantenimiento del tanque/ líneas / válvulas / conexiones bridadas /equipos aguas arriba.

Fuente. Autor.

Tabla 42. Formato HAZOP. Nodo 4. Parámetro: Corrosión. Palabra guía: Si.

<b>Nodo 4:</b> Línea de succión de bombas Principales 6"		<b>Equipo:</b> Tubería.	
<b>Condiciones de diseño / Parámetros:</b> Corrosión			
<b>Desviación/Causas</b>	<b>Consecuencias</b>	<b>Acciones de mitigación</b>	<b>Recomendaciones</b>
<b>4.2 Si Corrosión</b>			
1. Agresividad de las aguas del proceso	1. Posibles fugas por disminución del espesor requerido, pérdidas de producción, por falta de inyección.	1. Plan de contingencia y emergencias de la planta (contención de agua)	1. Aplicar programas de mantenimiento de recubrimientos
2. Sistema de recubrimiento ineficiente interno/externo, o falta de mantenimiento.	2. Perdidas a la producción por costos de disposición de aguas no inyectadas.	2. Procedimientos de reparación de los activos dañados	2. Inspección de tuberías de proceso (API 570),
	3. Consecuencias ambientales por la no inyección del agua de producción.		3. Inyección de inhibidores, secuestrantes de O <sub>2</sub> . (toma de muestras)

Fuente. Autor.

Tabla 43. Formato HAZOP. Nodo 4. Parámetro: Composición química. Palabra guía: Mas.

<b>Nodo 4:</b> Línea de succión de bombas Principales 6"		<b>Equipo:</b> Tubería.	
<b>Condiciones de diseño / Parámetros:</b> Composición química			
<b>Desviación/Causas</b>	<b>Consecuencias</b>	<b>Acciones de mitigación</b>	<b>Recomendaciones</b>
<b>4.3 Mas Composición química</b>			
1. Daños en líneas y/o equipos aguas arriba en procesos de separación /filtración /flotación / desnatado.	1. Pérdidas de producción por: obstrucción de las líneas, equipos aguas arriba y reservorio de inyección por altas concentraciones de carbonatos. Corrosión por cloruros, bacterias, etc. abrasión y sobreesfuerzos en el sistema de bombeo por aumento de la presión de inyección.	1. Procedimientos de reparación de la línea dañada	1. Verificar concentraciones de inhibidores, secuestrantes, anticrustantes, biocidas, desemulsificantes insuficientes.
2. Concentraciones de inhibidores, secuestrantes, anticrustantes, biocidas, desemulsificantes insuficientes.	2. Incremento de costos de producción por consumo de energía de los motores al requerir mayor presión de inyección, y costos de disposición final de aguas no inyectadas.	2. Plan de contingencia y emergencias de la planta (contención de agua).	2. Inspección de tubería de proceso (API 570) e inspección de recipientes a presión (API 510) aguas arriba.
	3. Consecuencias ambientales por la no inyección de aguas de producción.		

Fuente. Autor.

Tabla 44. Formato HAZOP. Nodo 5. Parámetro: Presión. Palabra guía: Más.

<b>Nodo 5:</b> Línea de inyección 8"		<b>Equipo:</b> Tubería.	
<b>Condiciones de diseño / Parámetros:</b> Presión			
<b>Desviación/Causas</b>	<b>Consecuencias</b>	<b>Acciones de mitigación</b>	<b>Recomendaciones</b>
<b>5.1 Más Presión</b>			
1. Obstrucción de la línea de inyección.	1. Esfuerzos mecánicos sobre la tubería, válvulas, conexiones bridadas, empaques y uniones soldadas.	1. Procedimientos de reparación de líneas en caso de falla	1. Aplicar programas de operación/mantenimie
	2. Pérdida de producción de hidrocarburos debido al daño de líneas, posterior falta de inyección.		2. Aplicar programa de limpieza de líneas
	3. Perdidas a la producción por costos de disposición de aguas no inyectadas.		3. Inspección de tuberías de proceso (API 570)

Fuente. Autor.

Tabla 45. Formato HAZOP. Nodo 5. Parámetro: Presión. Palabra guía: Menos.

<b>Nodo 5:</b> Línea de inyección 8"		<b>Equipo:</b> Tubería.	
<b>Condiciones de diseño / Parámetros:</b> Presión			
<b>Desviación/Causas</b>	<b>Consecuencias</b>	<b>Acciones de mitigación</b>	<b>Recomendaciones</b>
<b>5.2 Menos Presión</b>			
1. Daños en los equipos / líneas aguas arriba.	1. Pérdidas de producción por falta de inyección, de acuerdo a la capacidad de cada bomba (25%)	1. Procedimiento operativos de reparación de activos dañados	1. Inspección de tubería de proceso (API 570) e inspección de recipientes a presión (API 510), Inspección del tanque bajo código (API 653).
2. Agrietamiento y/o fisuras en las líneas de interconexión TK- Bombas Booster y Principales.	2. Consecuencias ambientales por la no inyección de aguas de producción.	2. Plan de contingencia y emergencias de la planta (contención de agua).	2. Asegurar el correcto ajuste en las juntas bridadas y colocar empaques nuevos durante el mantenimiento.
3. Fugas en conexiones bridadas / válvulas.	3. Incremento de costos de producción por daños a la infraestructura y costos por disposición final de agua de inyección.		3. Aplicar programa de mantenimiento del tanque/ líneas / válvulas / conexiones bridadas /equipos aguas arriba.

Fuente. Autor.

Tabla 46. Formato HAZOP. Nodo 5. Parámetro: Corrosión. Palabra guía: Si.

<b>Nodo 5:</b> Línea de inyección 8"		<b>Equipo:</b> Tubería.	
<b>Condiciones de diseño / Parámetros:</b> Corrosión			
<b>Desviación/Causas</b>	<b>Consecuencias</b>	<b>Acciones de mitigación</b>	<b>Recomendaciones</b>
<b>5.3 Si Corrosión</b>			
1. Agresividad de las aguas del proceso	1. Posibles fugas por disminución del espesor requerido, pérdidas de producción, por falta de inyección.	1. Plan de contingencia y emergencias de la planta (contención de agua)	1. Aplicar programas de mantenimiento de recubrimientos
2. Sistema de recubrimiento ineficiente interno/externo, o falta de mantenimiento.	2. Pérdidas a la producción por costos de disposición de aguas no inyectadas.	2. Procedimientos de reparación de los activos dañados	2. Inspección de tuberías de proceso (API 570),
	3. Consecuencias ambientales por la no inyección del agua de producción.		3. Inyección de inhibidores, secuestrantes de O <sub>2</sub> . (toma de muestras)

Fuente. Autor.

Tabla 47. Formato HAZOP. Nodo 5. Parámetro: Composición química. Palabra guía: Más.

<b>Nodo 5:</b> Línea de inyección 8"		<b>Equipo:</b> Tubería.	
<b>Condiciones de diseño / Parámetros:</b>		Composición química	
<b>Desviación/Causas</b>	<b>Consecuencias</b>	<b>Acciones de mitigación</b>	<b>Recomendaciones</b>
<b>5.4 Mas Composición química</b>			
1. Daños en líneas y/o equipos aguas arriba en procesos de separación /filtración /flotación / desnatado.	1. Pérdidas de producción por: obstrucción de las líneas, equipos aguas arriba y reservorio de inyección por altas concentraciones de carbonatos. Corrosión por cloruros, bacterias, etc. abrasión y sobreesfuerzos en el sistema de bombeo por aumento de la presión de inyección.	1. Procedimientos de reparación de la línea dañada	1. Verificar concentraciones de inhibidores, secuestrantes, antincrustantes, biocidas, desemulsificantes insuficientes.
2. Concentraciones de inhibidores, secuestrantes, antincrustantes, biocidas, desemulsificantes insuficientes.	2. Incremento de costos de producción por consumo de energía de los motores al requerir mayor presión de inyección, y costos de disposición final de aguas no inyectadas.	2. Plan de contingencia y emergencias de la planta (contención de agua).	2. Inspección de tubería de proceso (API 570) e inspección de recipientes a presión (API 510) aguas arriba.
	3. Consecuencias ambientales por la no inyección de aguas de producción.		

Fuente. Autor.

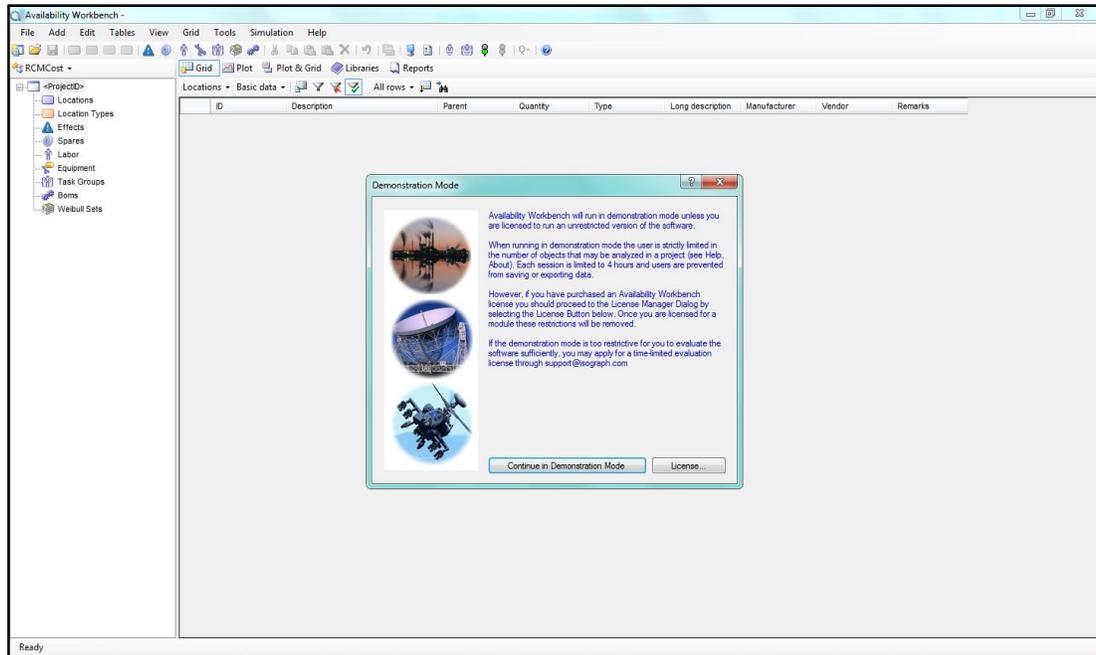
## ANEXO C. MODELAMIENTO DE LA DISPONIBILIDAD. *Availability Workbench®*

Figura 56. Apertura del programa *Availability Workbench®*.



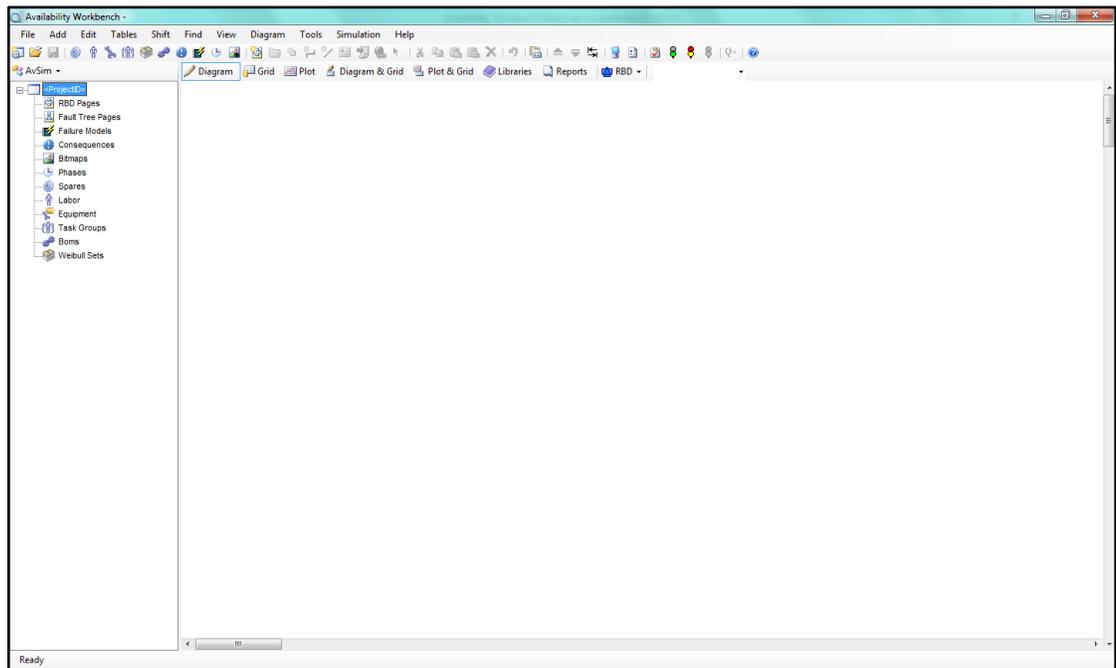
Fuente. *Availability Workbench®*

Figura 57. Opción modo de demostración.



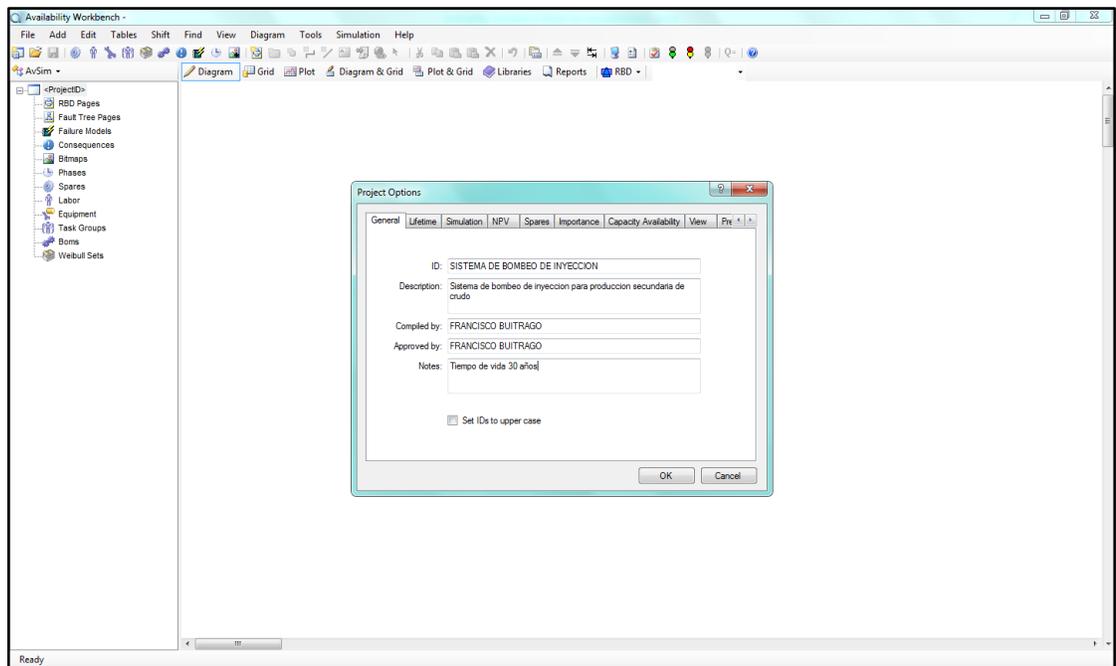
Fuente. *Availability Workbench®*

Figura 58. Selección AvSim.



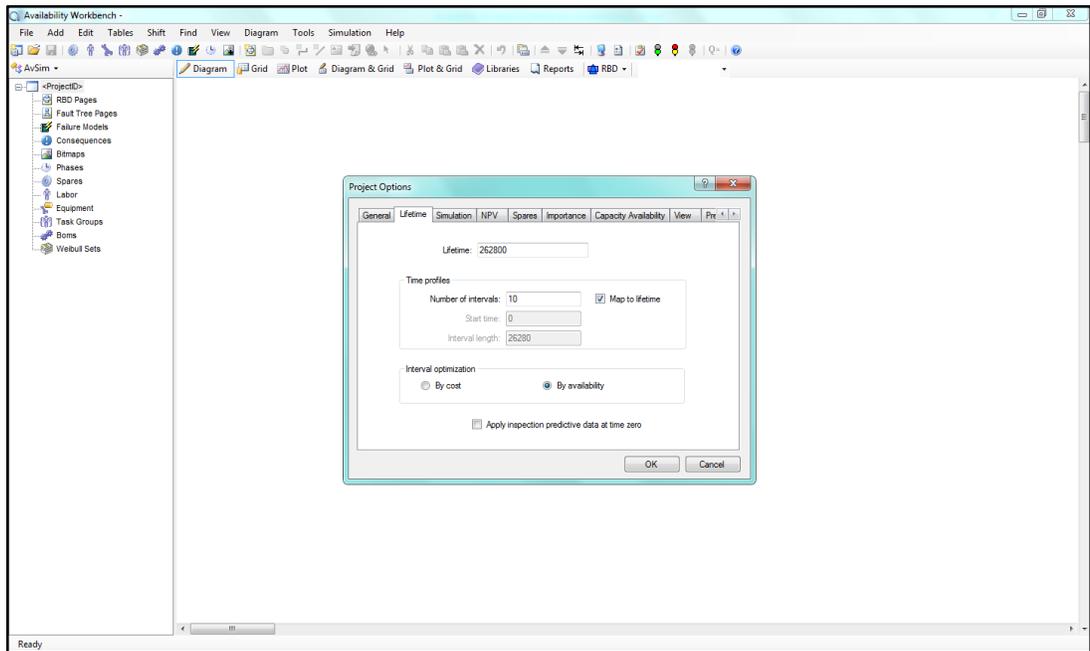
Fuente. Availability Workbench®

Figura 59. Opción General. Identificación del Proyecto.



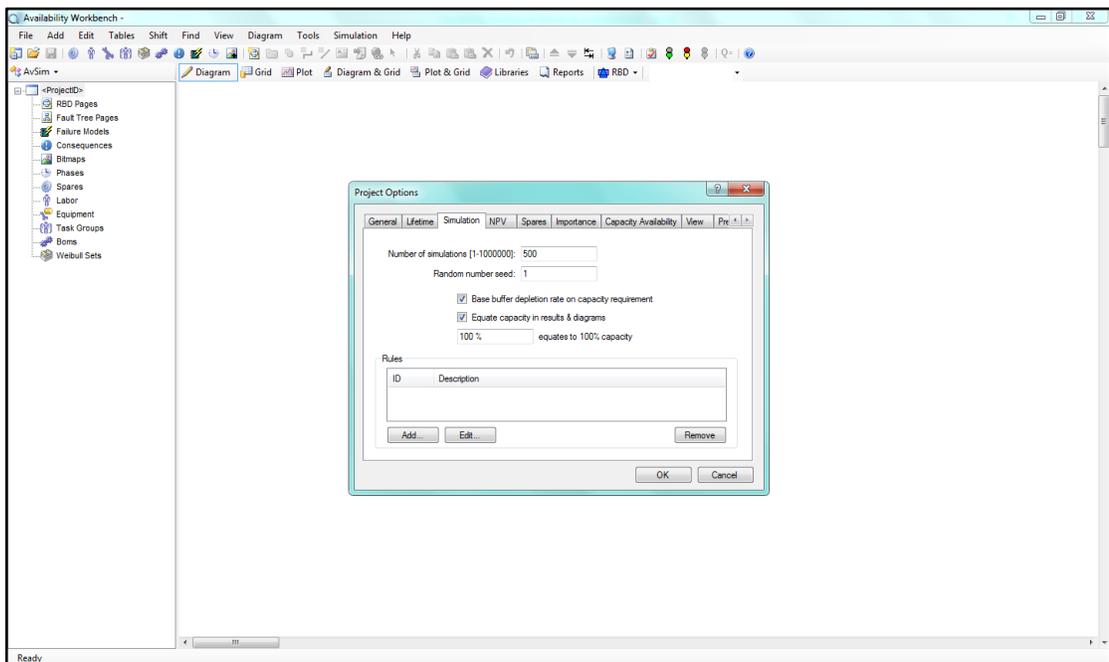
Fuente. Availability Workbench®

Figura 60. Opción Lifetime. 262800 horas (30 años). Numero de intervalos 10. Optimización del intervalo: por disponibilidad.



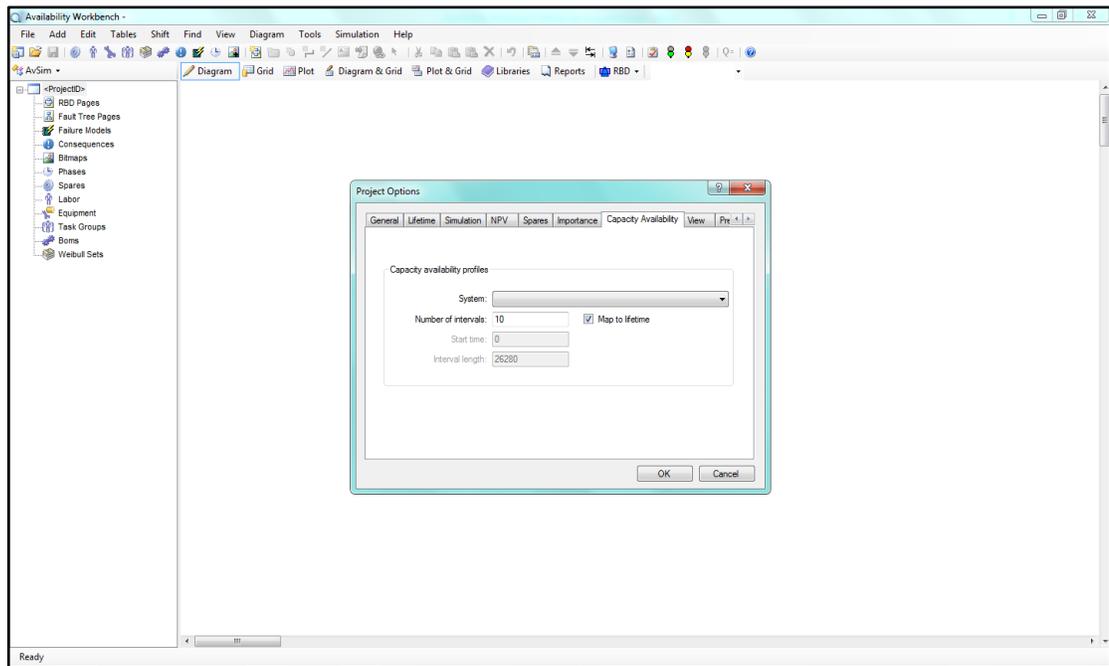
Fuente. Availability Workbench®

Figura 61. Opción Simulation. Numero de simulaciones: 500. Random number seed 1. Capacidad: 100%.



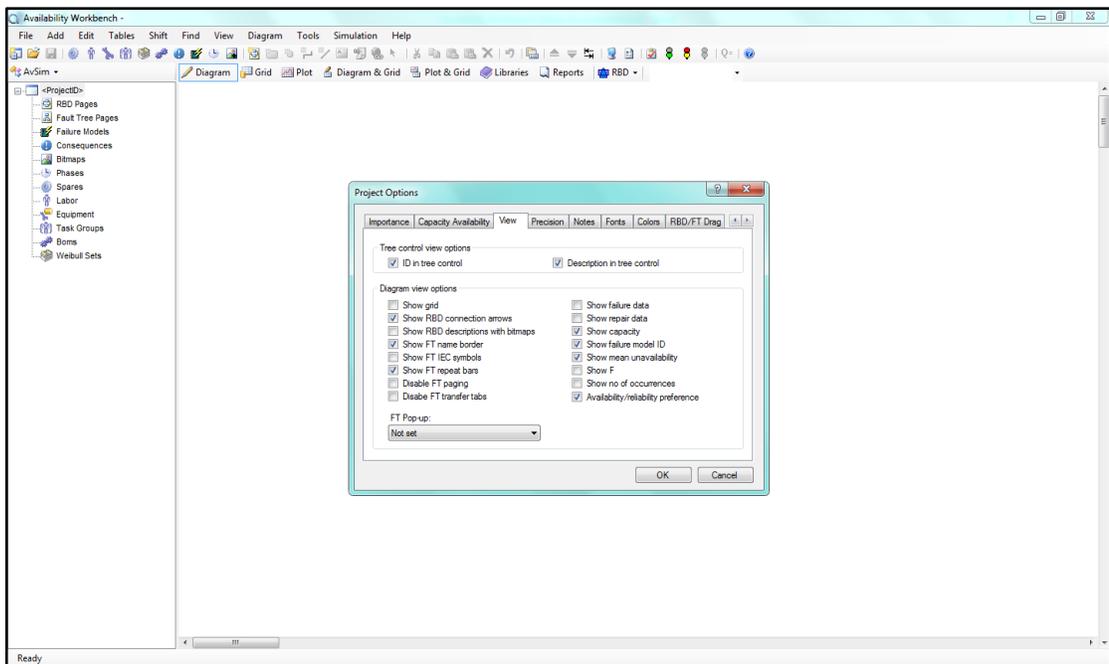
Fuente. Availability Workbench®

Figura 62. Opción Capacity Availability. Números de intervalo: 10.



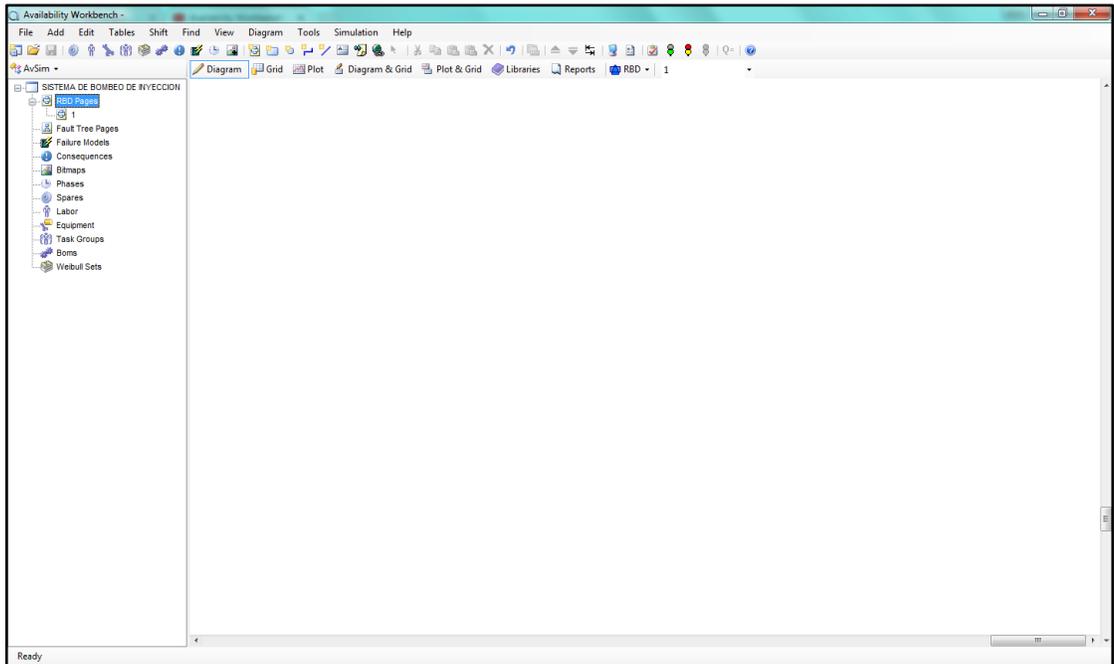
Fuente. Availability Workbench®

Figura 63. Opción View. Rango de visualización de bloques.



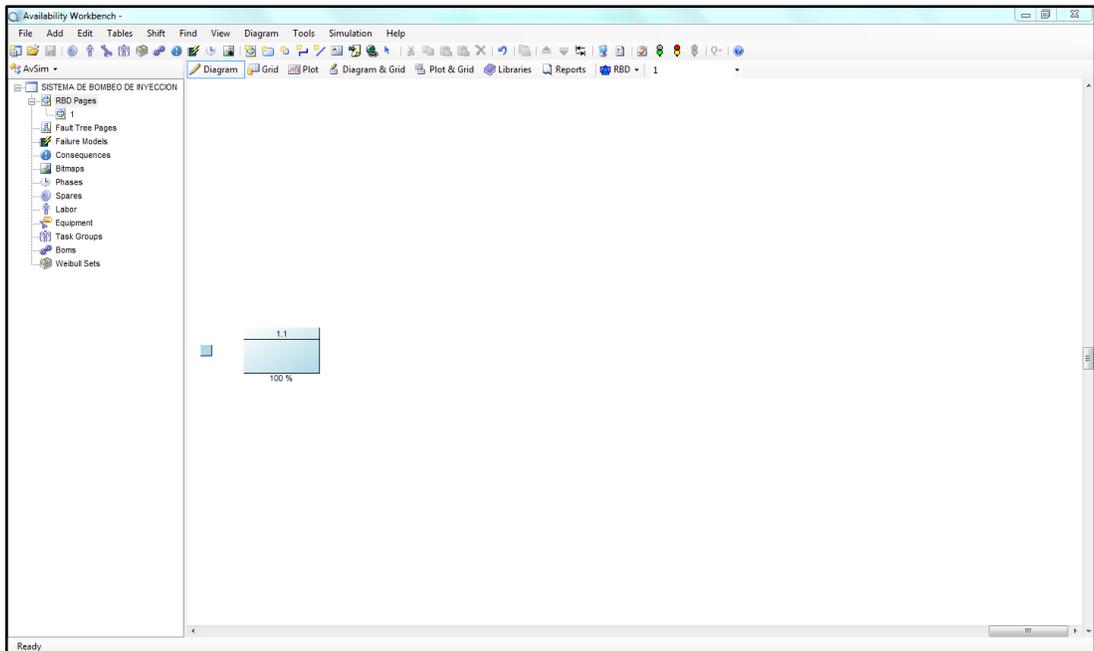
Fuente. Availability Workbench®

Figura 64. Opción Add. Agregar nuevo sistema.



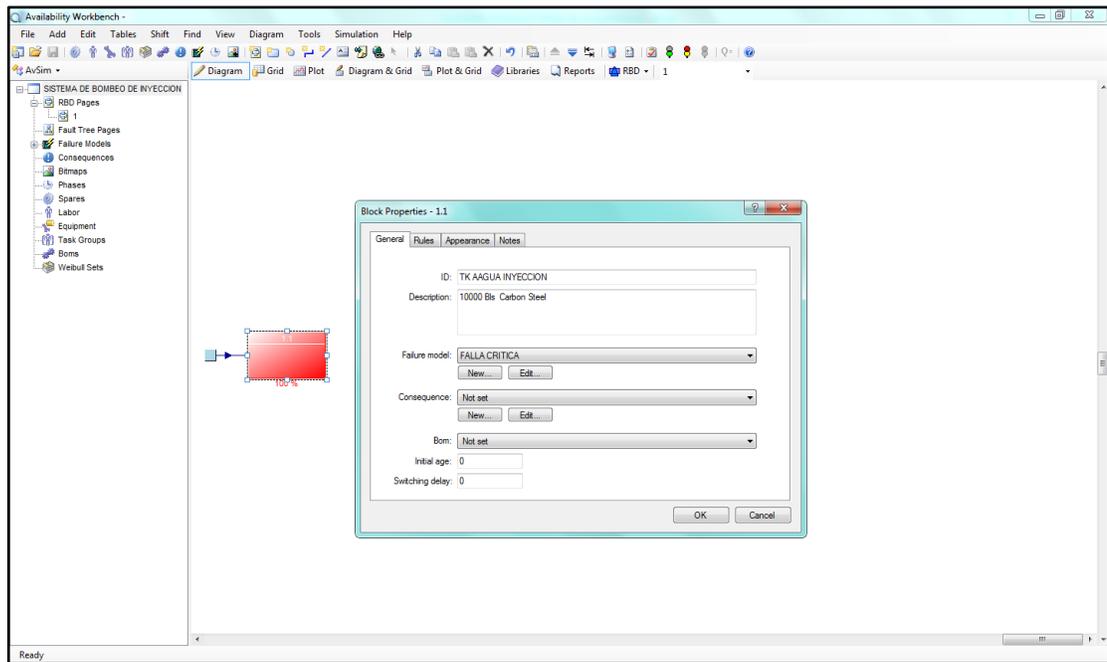
Fuente. Availability Workbench®

Figura 65. Opción Add block. Creación de bloque de tanque de almacenamiento de agua.



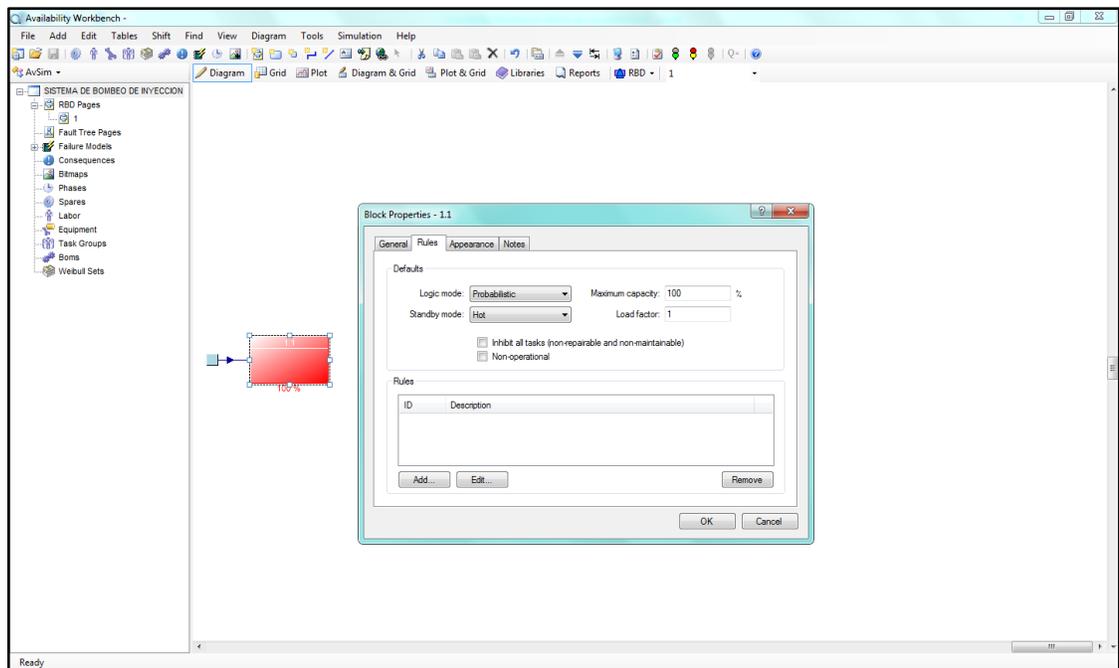
Fuente. Availability Workbench®

Figura 66. Opción Block properties. Adición de modos de falla.



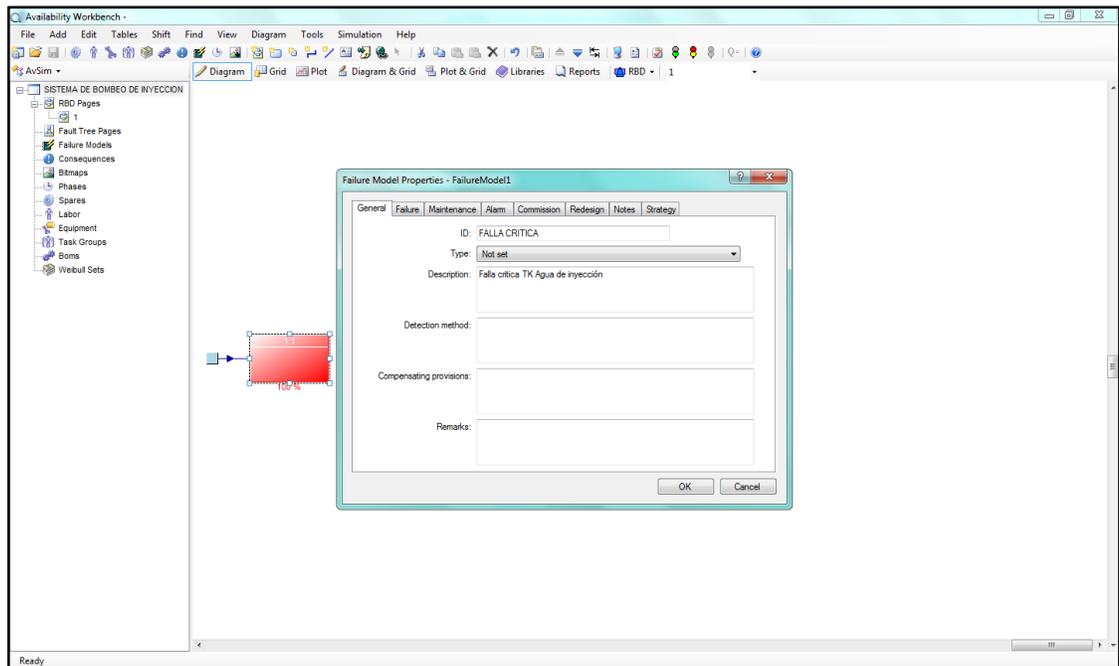
Fuente. Availability Workbench®

Figura 67. Opción Block properties. Modo Stand by: Hot. Capacidad maxima: 100%.



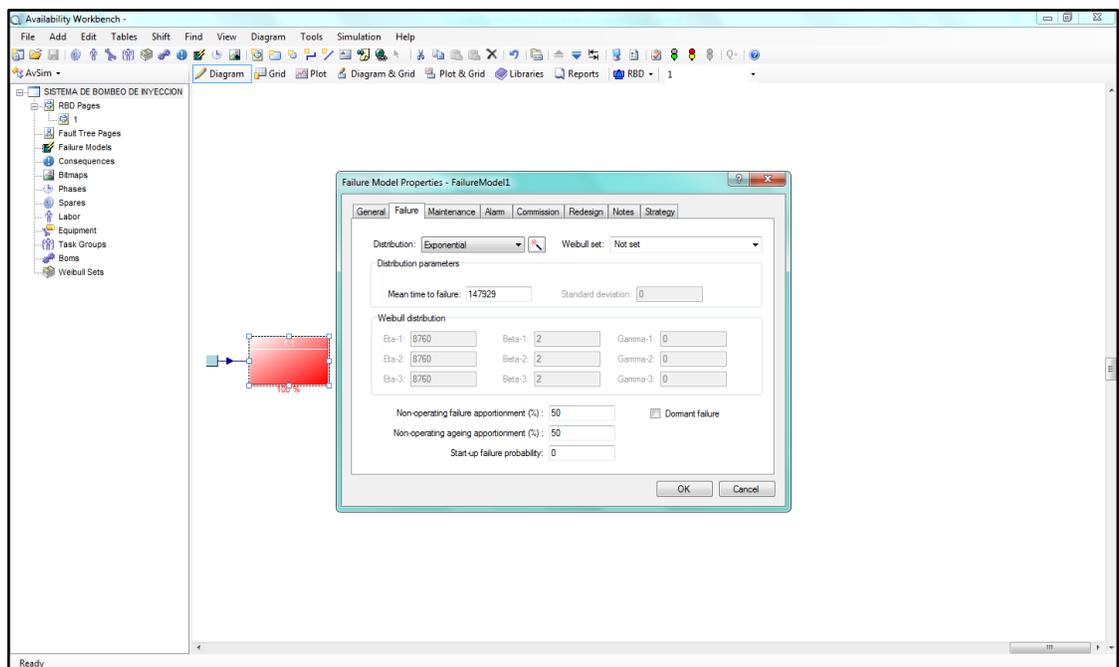
Fuente. Availability Workbench®

Figura 68. Opción Failure model properties. Identificación de la falla: Crítica.



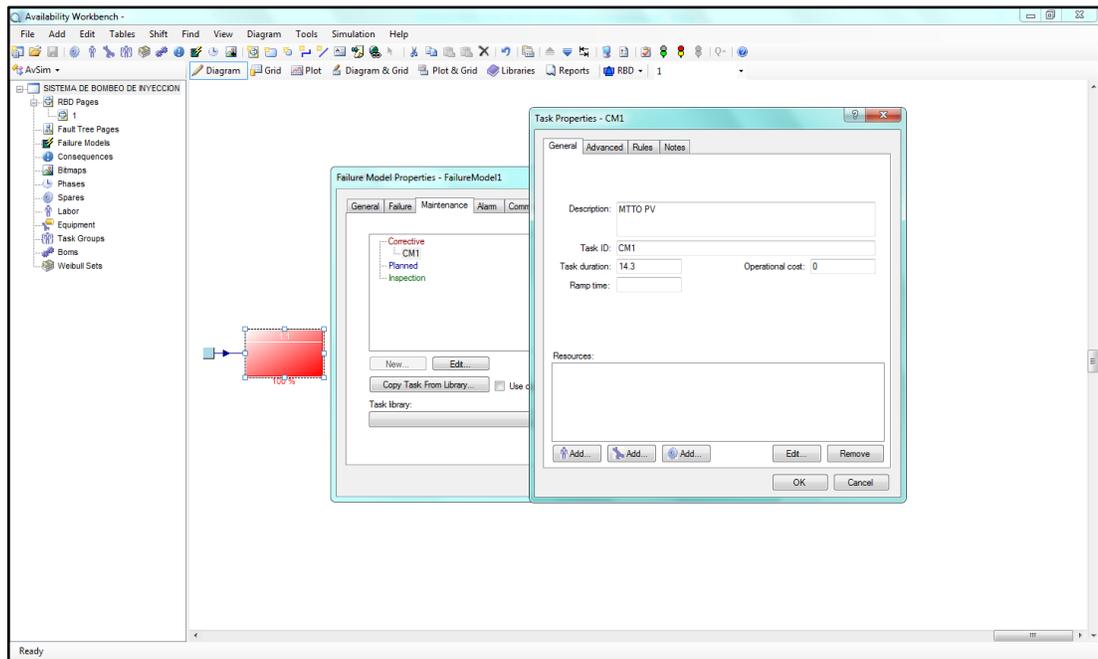
Fuente. Availability Workbench®

Figura 69. Opción Failure model properties. Falla exponencial. MTTF: 147929.



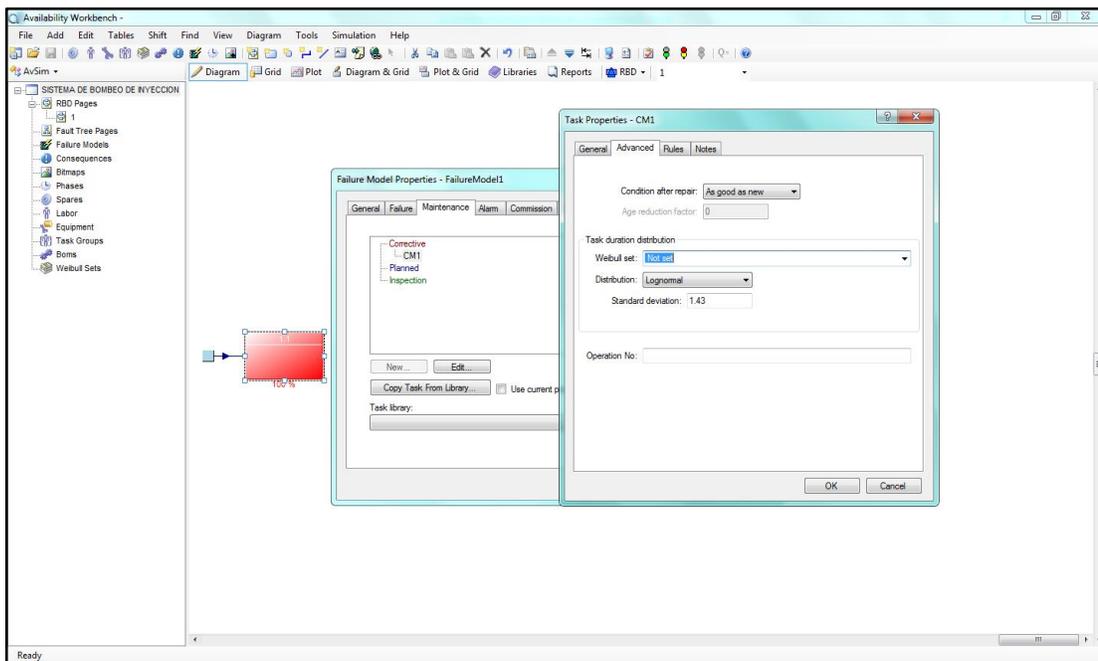
Fuente. Availability Workbench®

Figura 70. Opción Failure model properties. Tarea de mantenimiento. MTTR: 14.3.



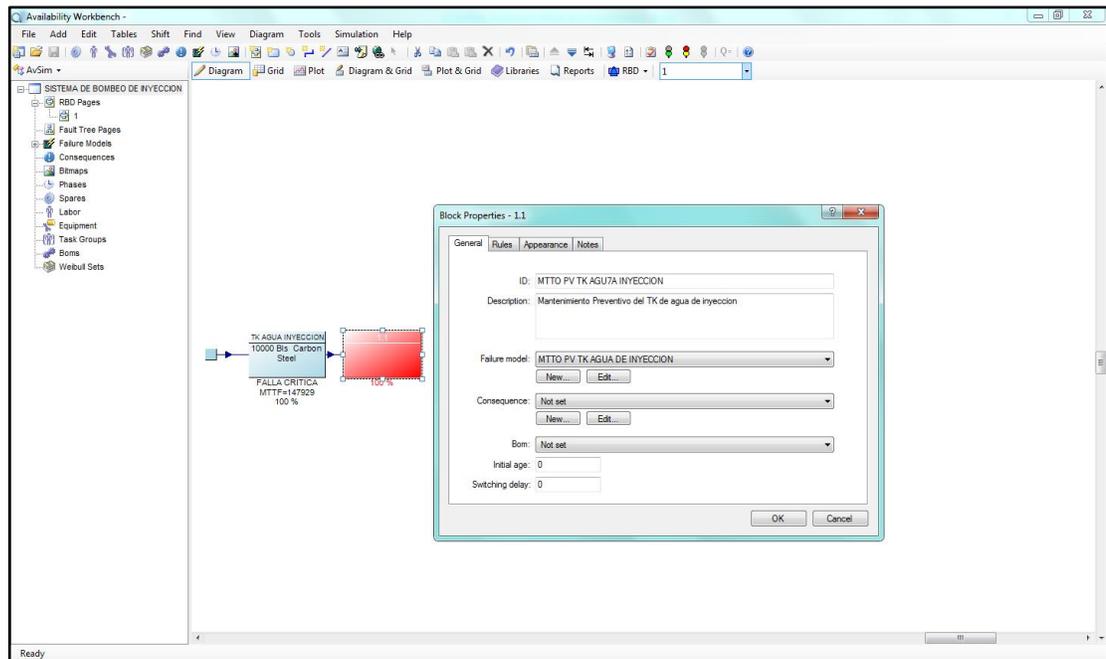
Fuente. Availability Workbench®

Figura 71. Opción Failure model properties. Tarea de mantenimiento. Distribución Log normal. Desviación estándar: 1.43 (10%).



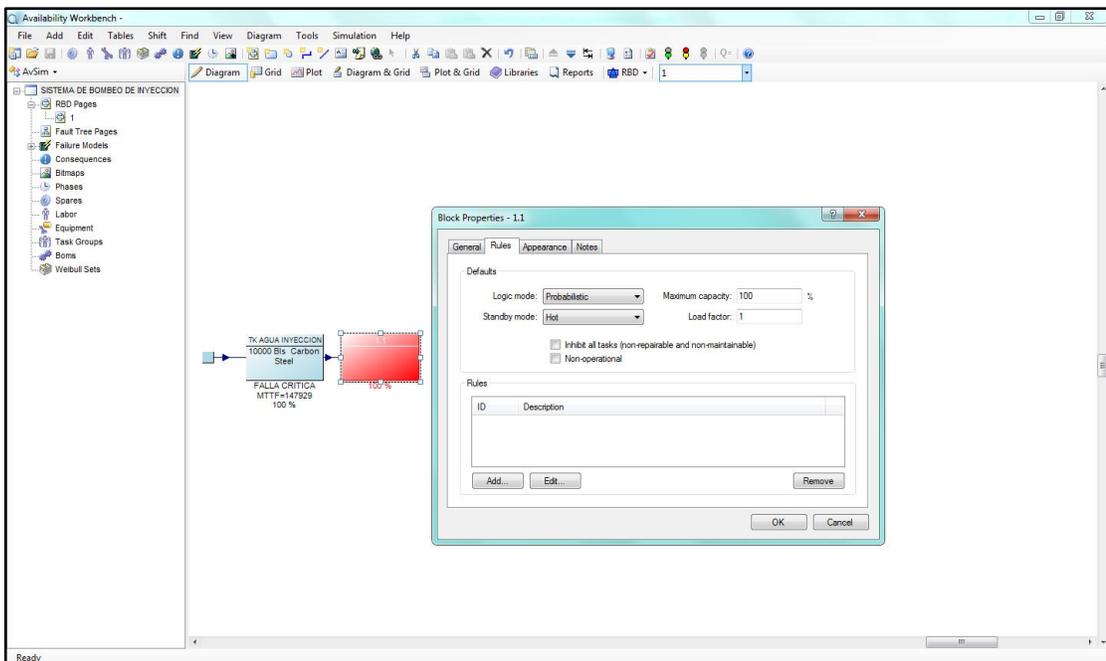
Fuente. Availability Workbench®

Figura 72. Opción Block properties-General. Creación bloque mantenimiento tanque de agua de inyección.



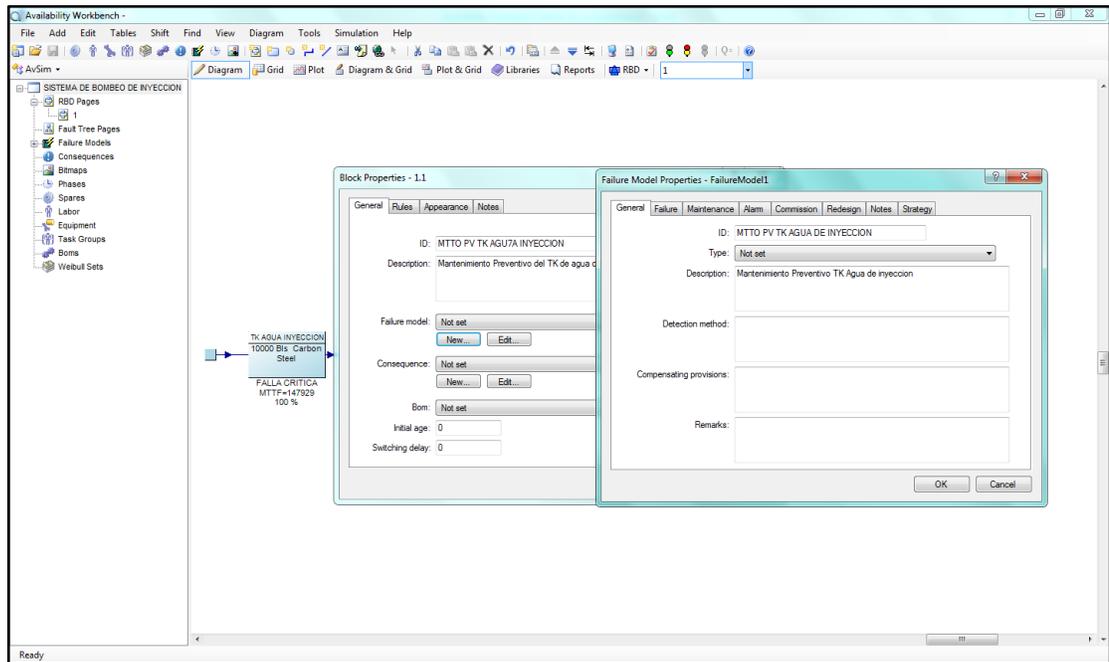
Fuente. Availability Workbench®

Figura 73. Opción Block properties-Rules. Creación bloque mantenimiento tanque de agua de inyección.



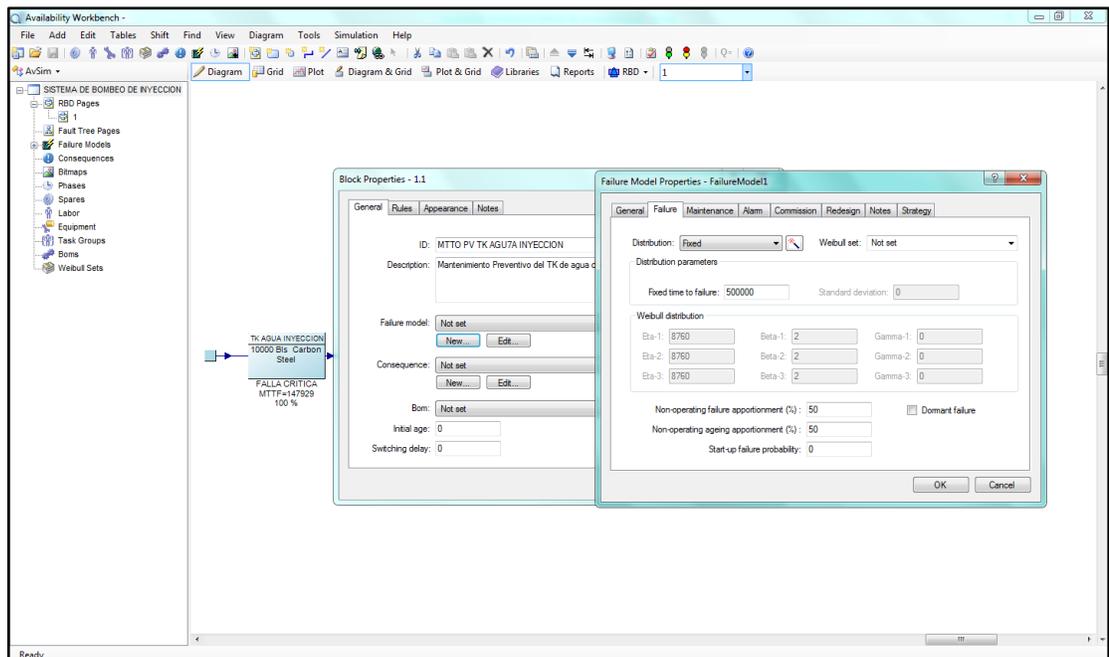
Fuente. Availability Workbench®

Figura 74. Opción Failure Model properties - Rules. Creación bloque mantenimiento tanque de agua de inyección.



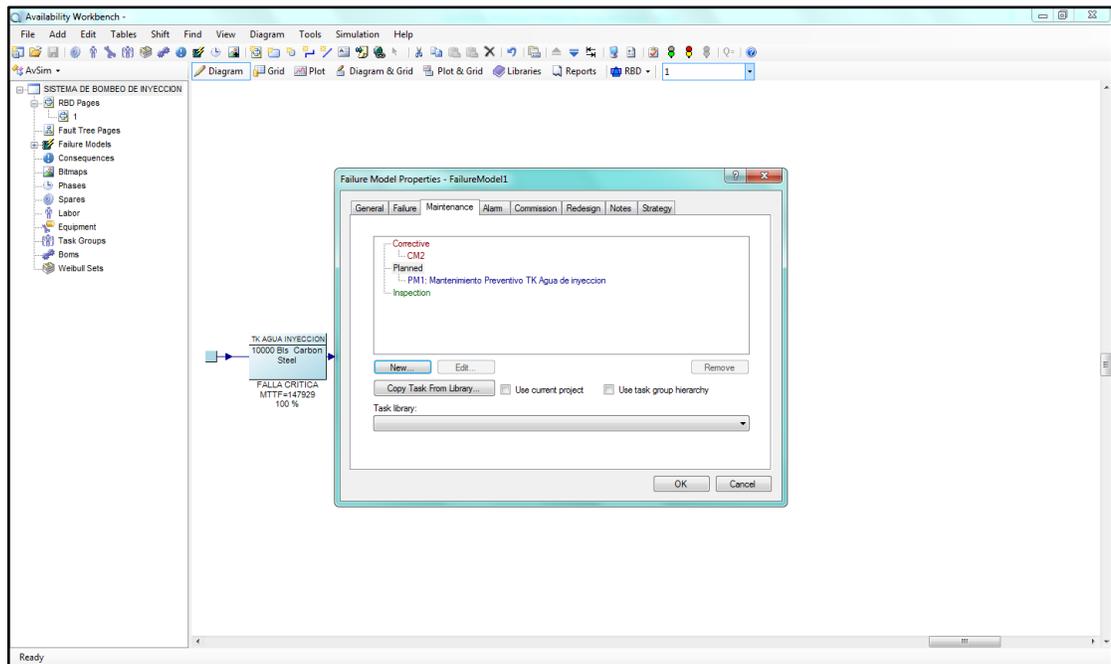
Fuente. Availability Workbench®

Figura 75. Opción Failure Model properties. Fixed time to failure: 500000.



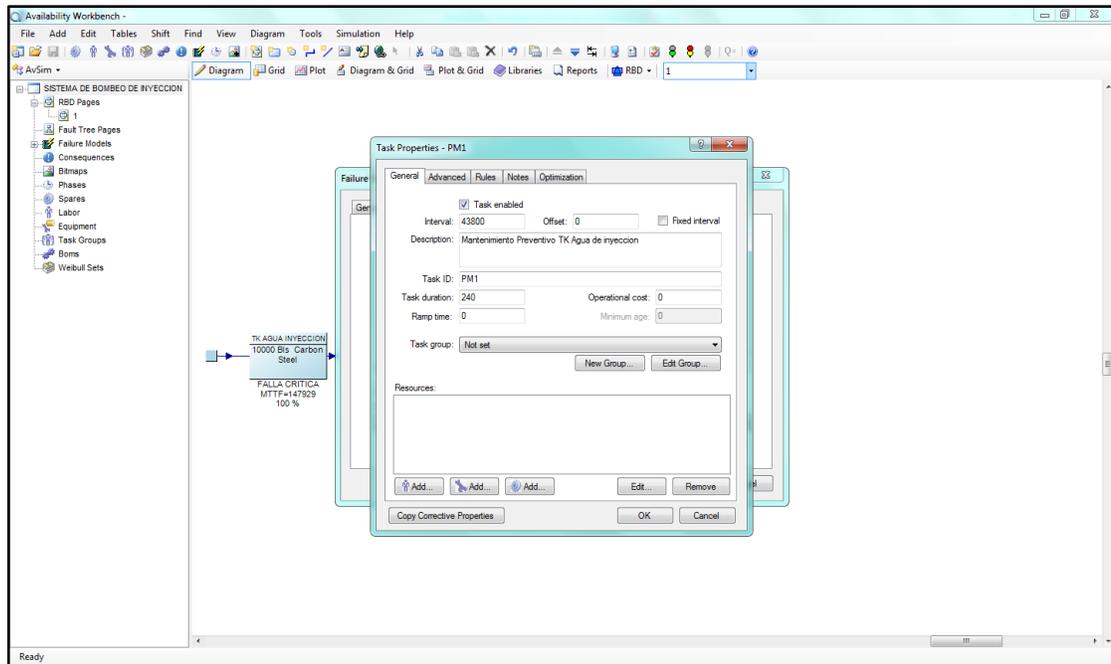
Fuente. Availability Workbench®

Figura 76. Opción Failure Model properties- Maintenance. Mantenimiento Preventivo del tanque.



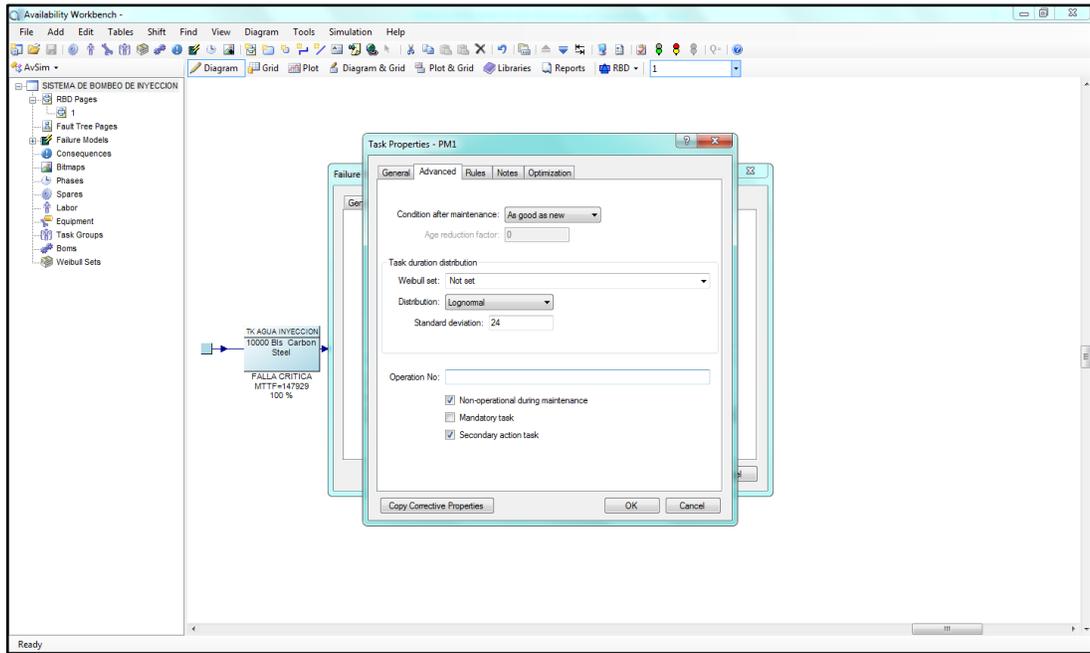
Fuente. Availability Workbench®

Figura 77. Opción Task Properties. Duración de tarea 240 horas.



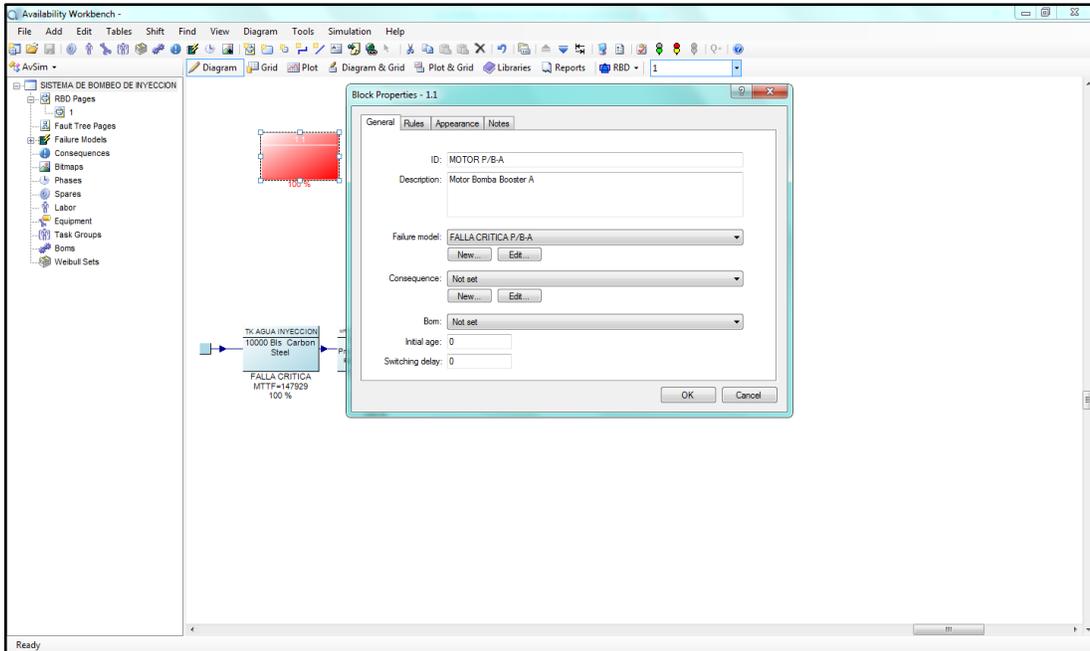
Fuente. Availability Workbench®

Figura 78. Opción Task Properties. Desviación estandar 24 horas (10%).



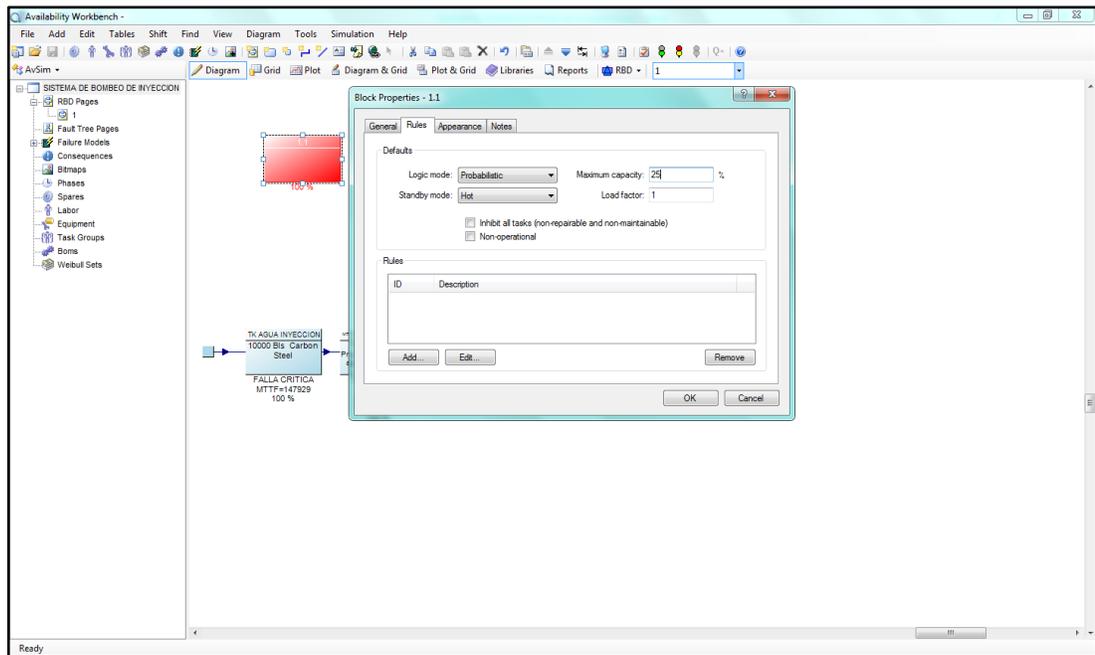
Fuente. Availability Workbench®

Figura 79. Opción Block Properties. Creacion bloque motor bomba booster.



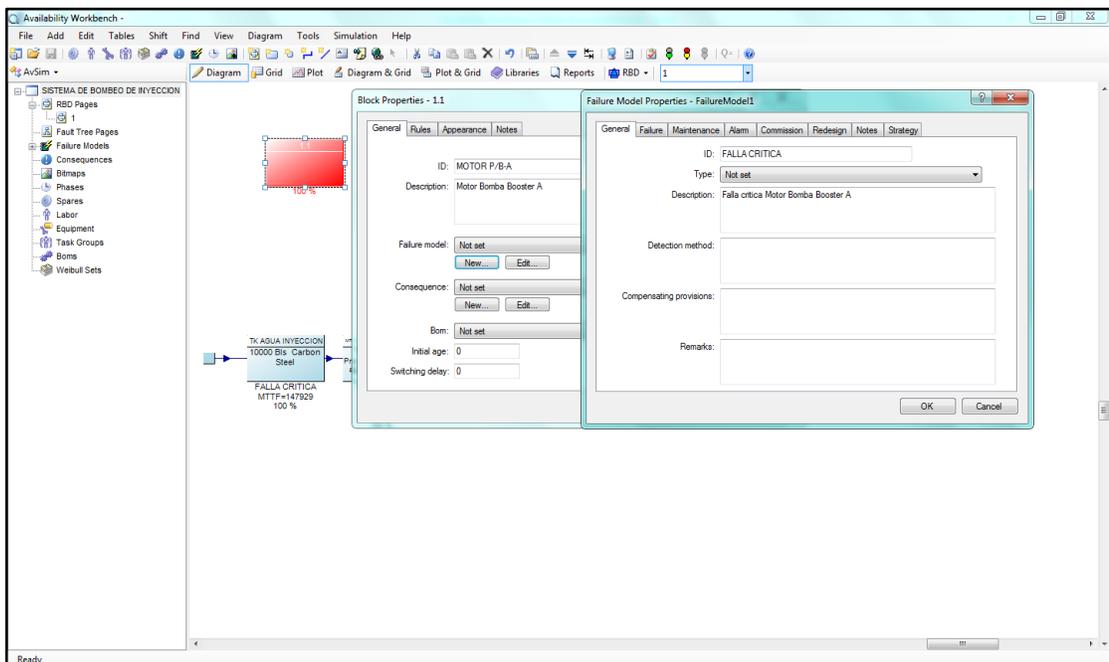
Fuente. Availability Workbench®

Figura 80. Opción Block Properties-Rules. Capacidad 25%.



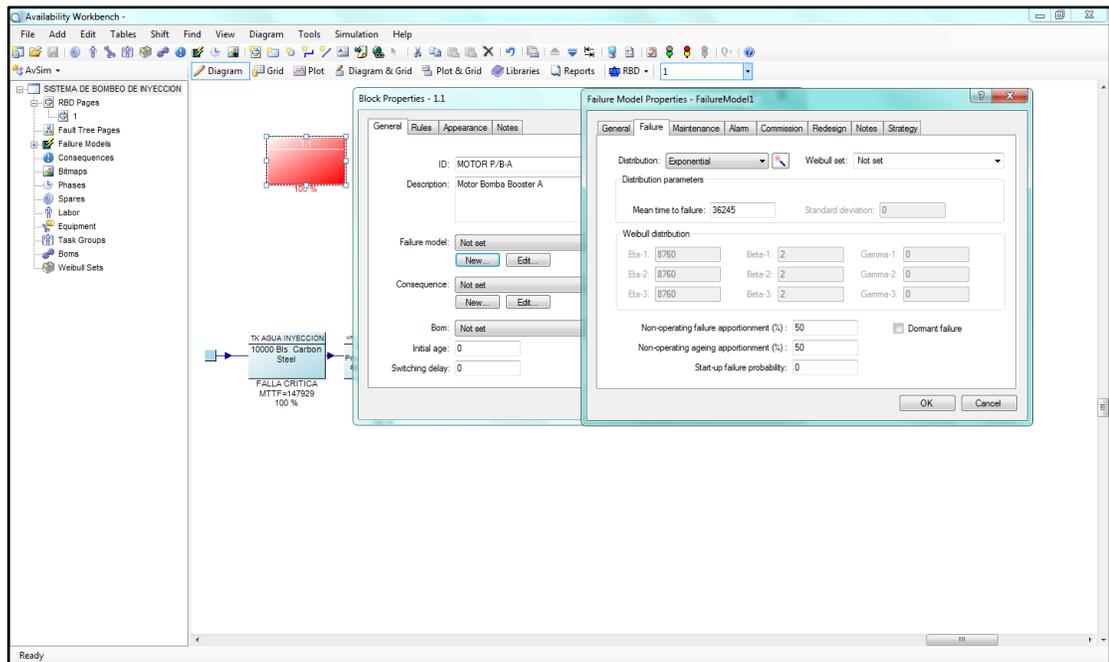
Fuente. Availability Workbench®

Figura 81. Opción Failure Model Properties. Falla critica.



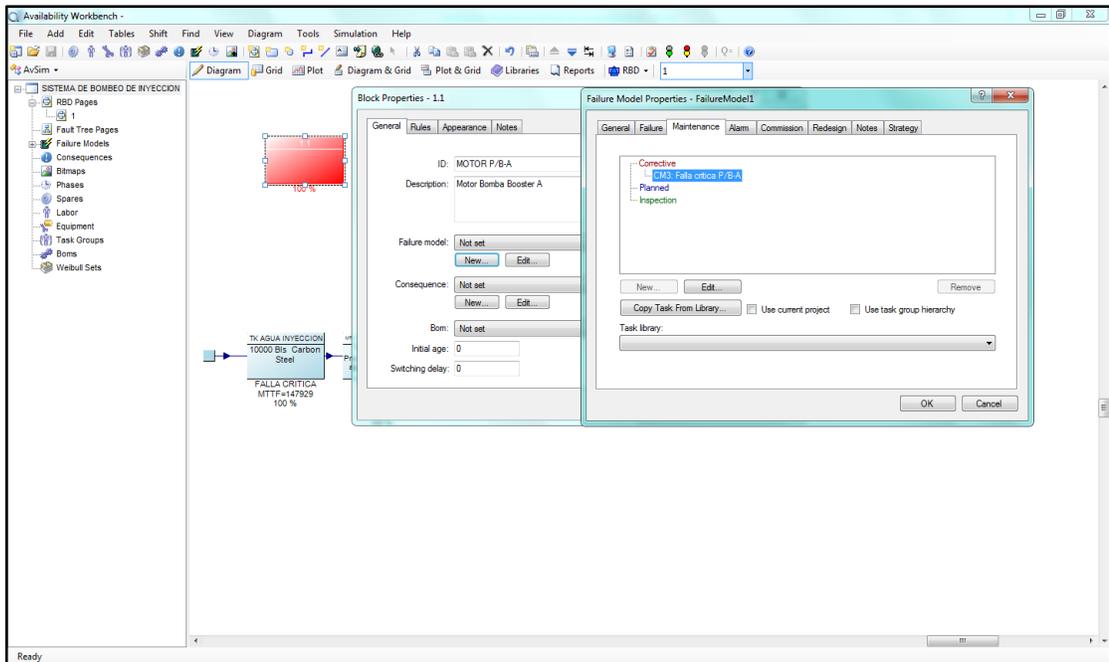
Fuente. Availability Workbench®

Figura 82. Opción Failure Model Properties- Failure. MTTF: 36245.



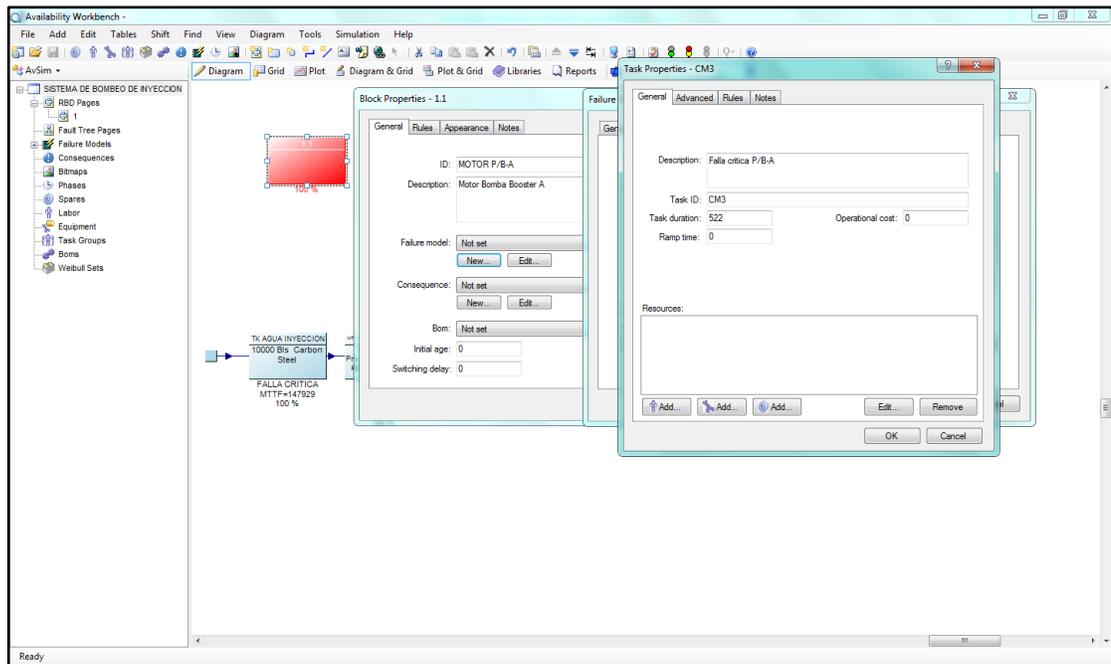
Fuente. Availability Workbench®

Figura 83. Opción Failure Model Properties-Maintenance. Mantenimiento Correctivo.



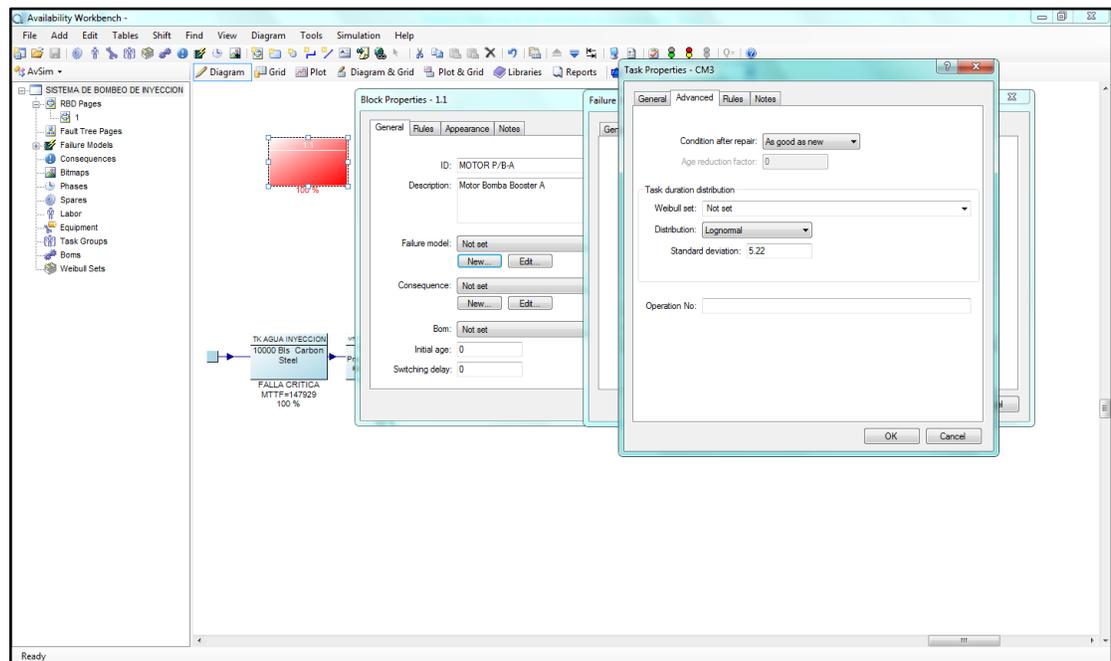
Fuente. Availability Workbench®

Figura 84. Opción Task Properties. Duración de tareas 52.2 horas.



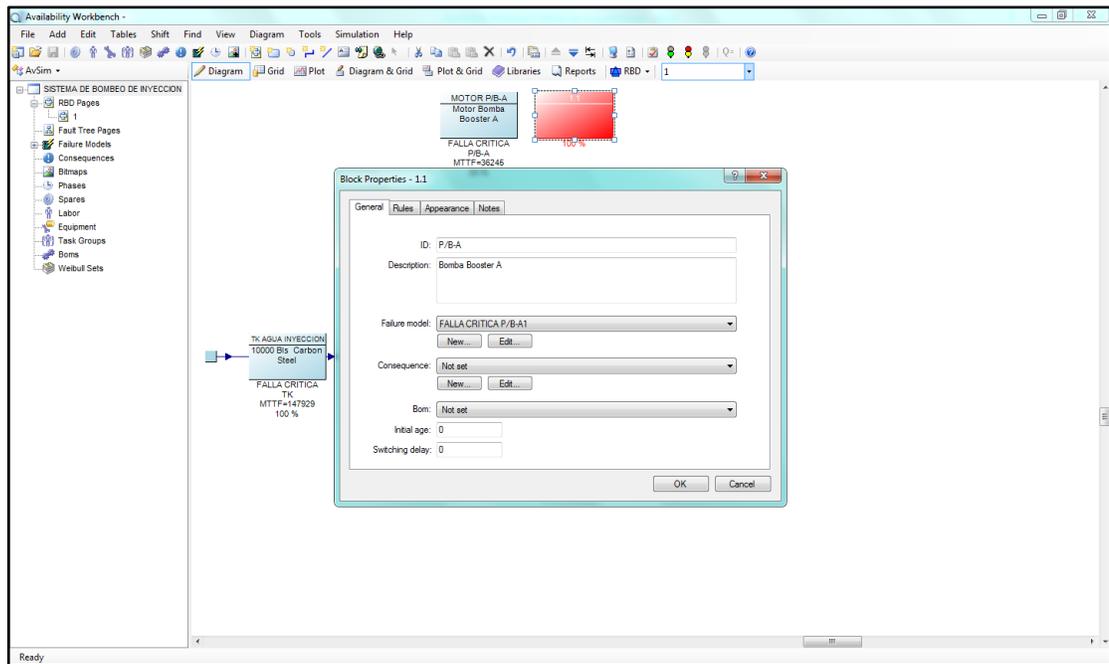
Fuente. Availability Workbench®

Figura 85. Opción Task Properties. Desviación estandar 5.22 horas (10%).



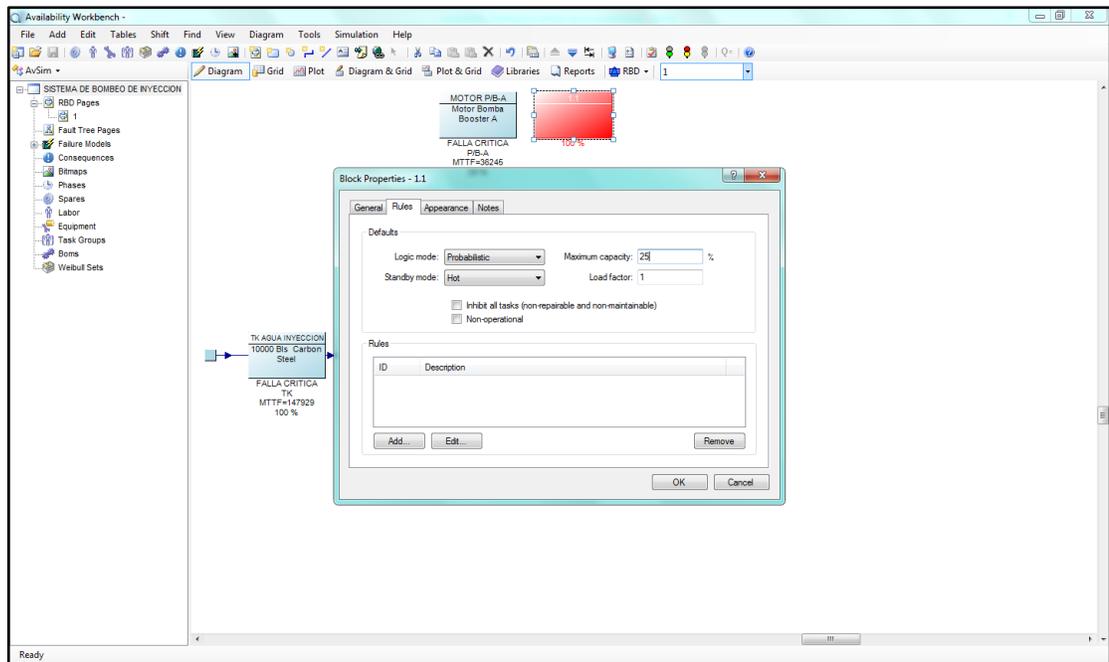
Fuente. Availability Workbench®

Figura 86. Opción Block Properties. Creacion bloque bombas booster.



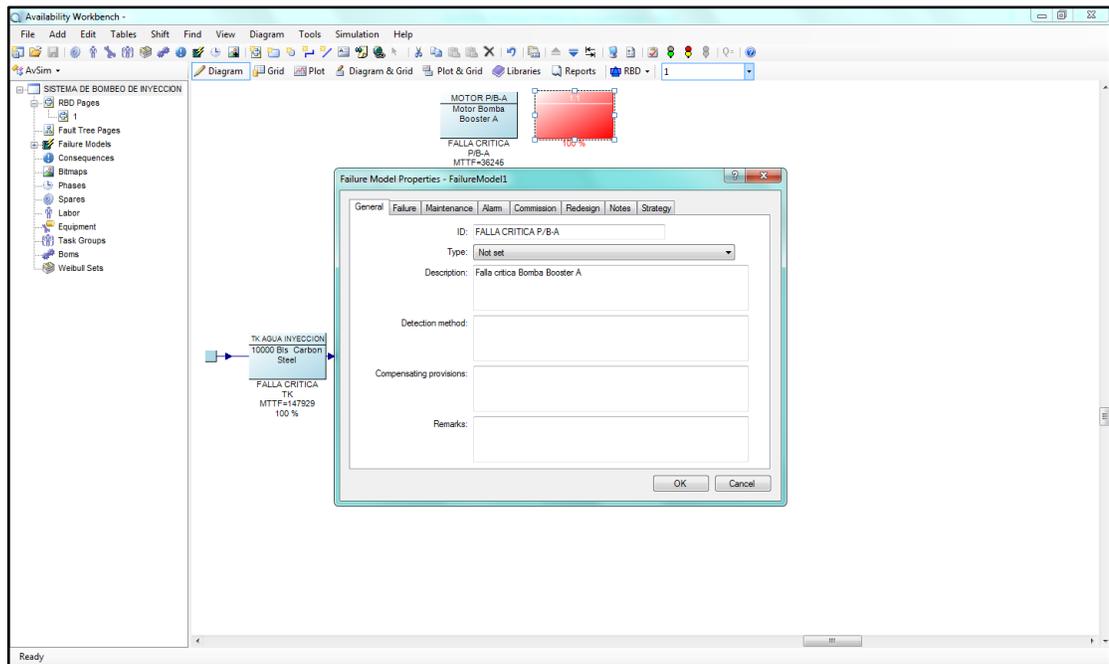
Fuente. Availability Workbench®

Figura 87. Opción Block Properties-Rules. Capacidad 25%.



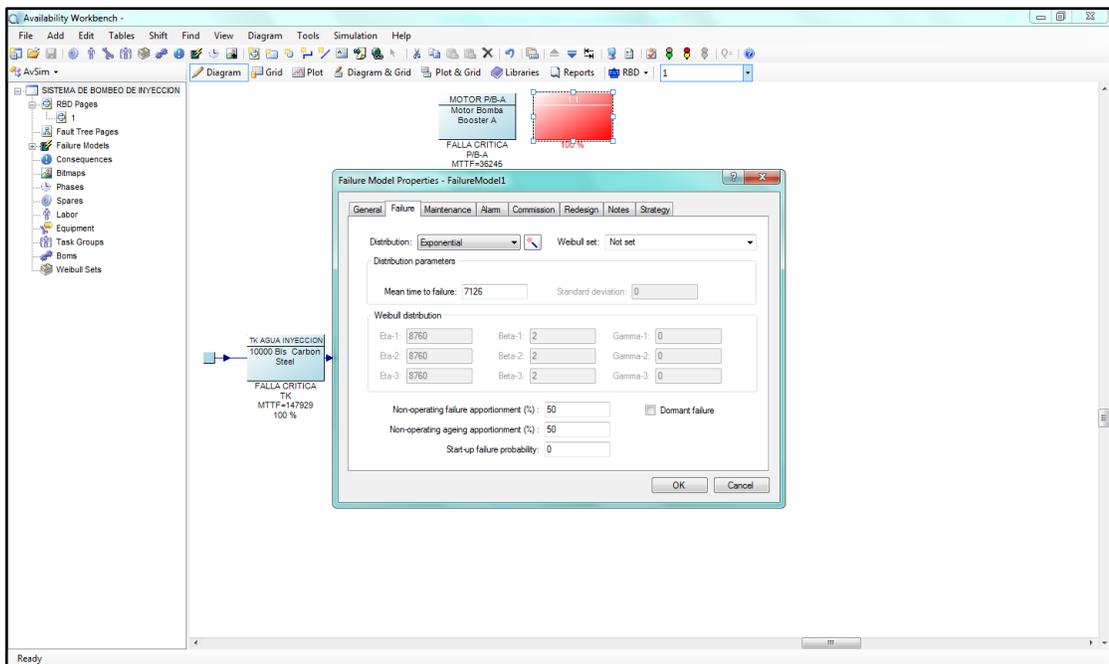
Fuente. Availability Workbench®

Figura 88. Opción Failure Model Properties. Carga falla crítica.



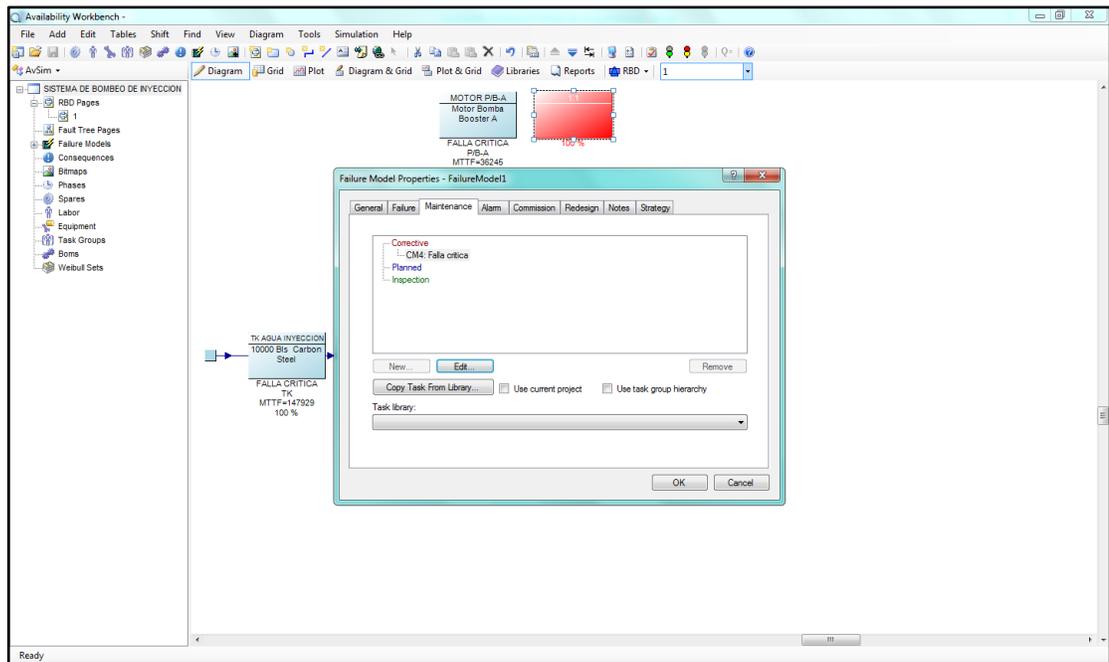
Fuente. Availability Workbench®

Figura 89. Opción Failure Model Properties. MTTF: 7126 horas.



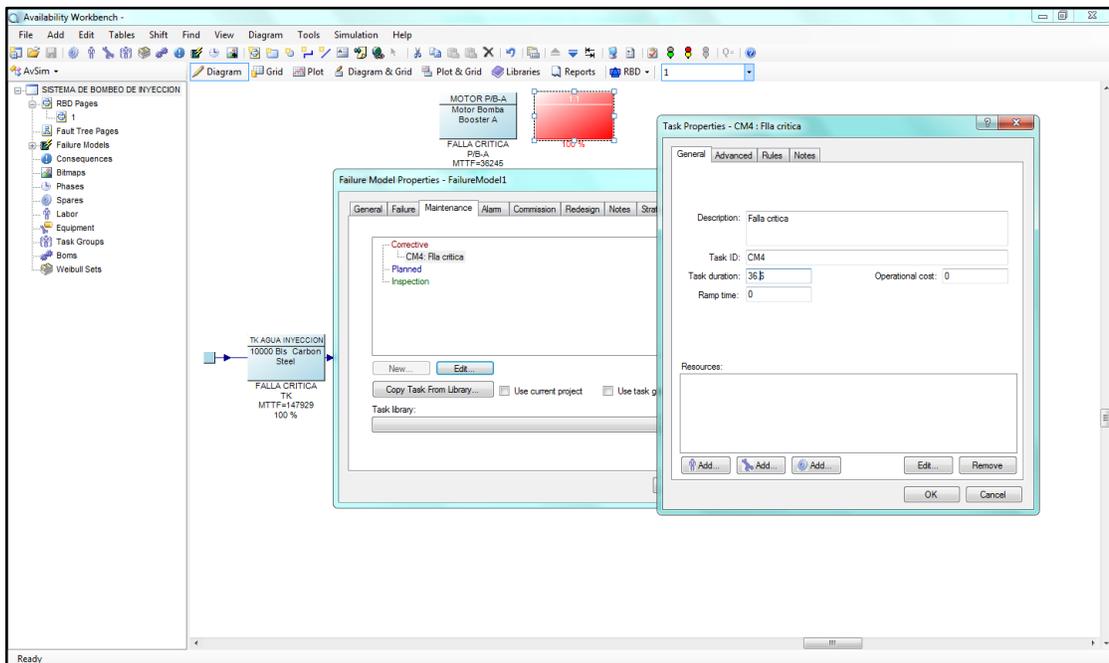
Fuente. Availability Workbench®

Figura 90. Opción Failure Model Properties - Maintenance. Mantenimiento correctivo.



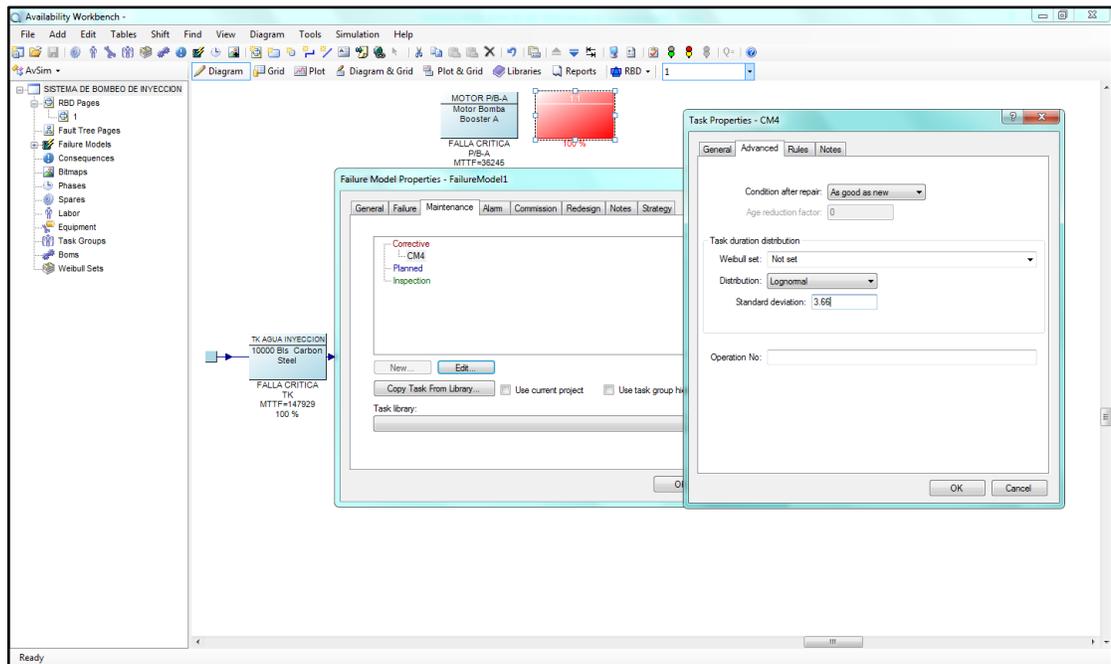
Fuente. Availability Workbench®

Figura 91. Opción Task properties. Duración de tareas 36.6 horas.



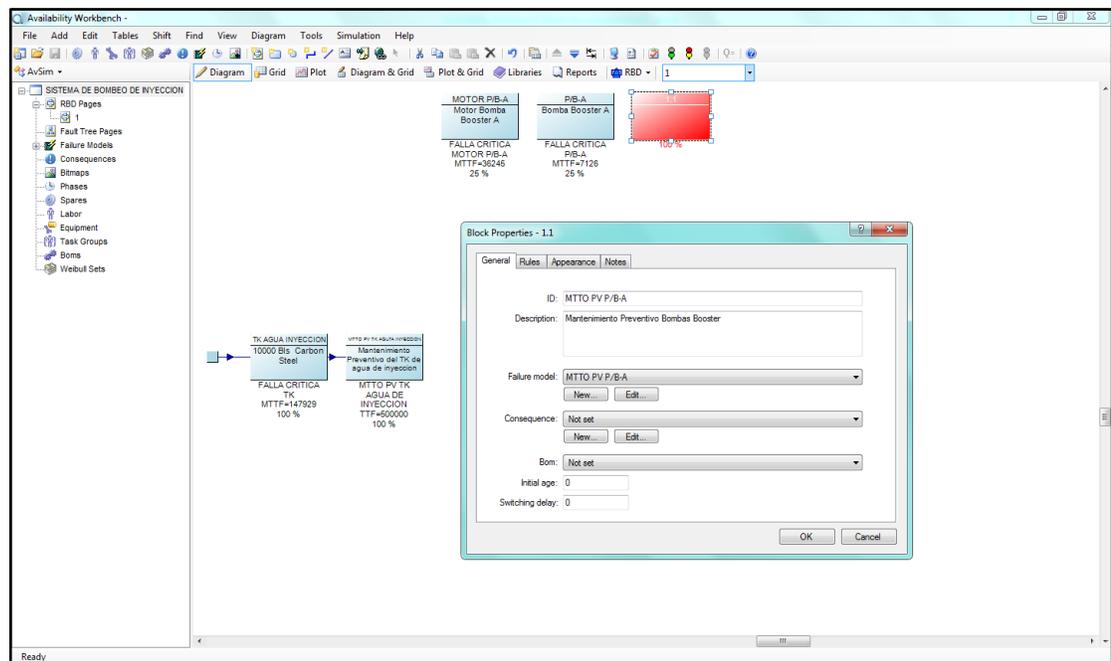
Fuente. Availability Workbench®

Figura 92. Opción Task properties. Desviación estándar 3.66 horas (10%).



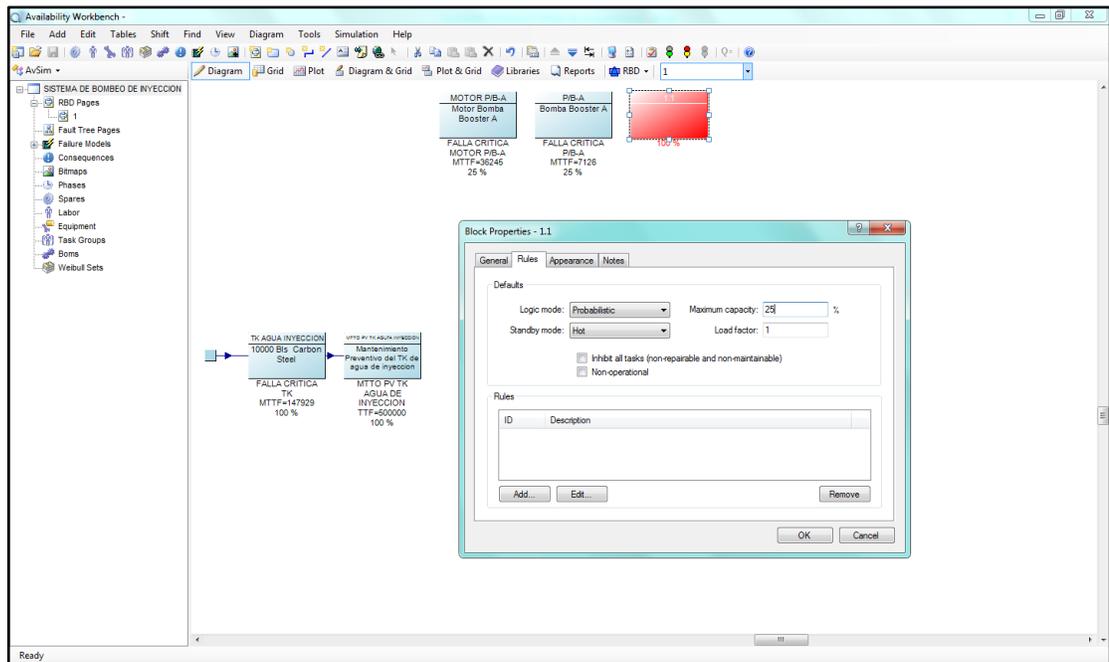
Fuente. Availability Workbench®

Figura 93. Opción Block Properties. Creación bloque mto preventivo bombas booster.



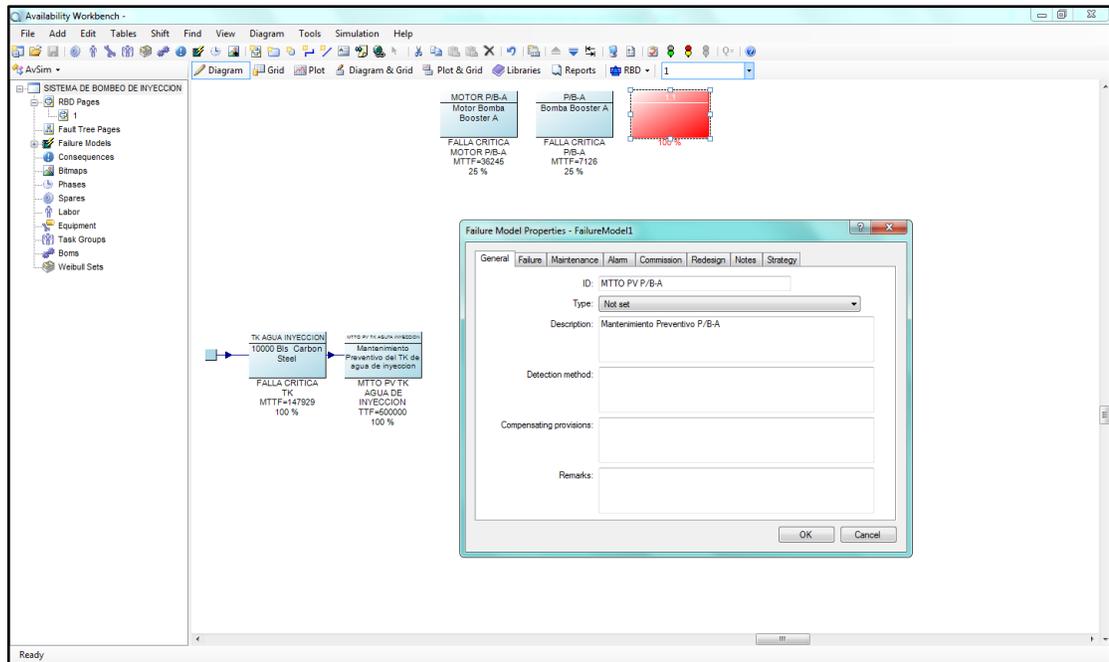
Fuente. Availability Workbench®

Figura 94. Opción Block Properties. Capacidad 25%.



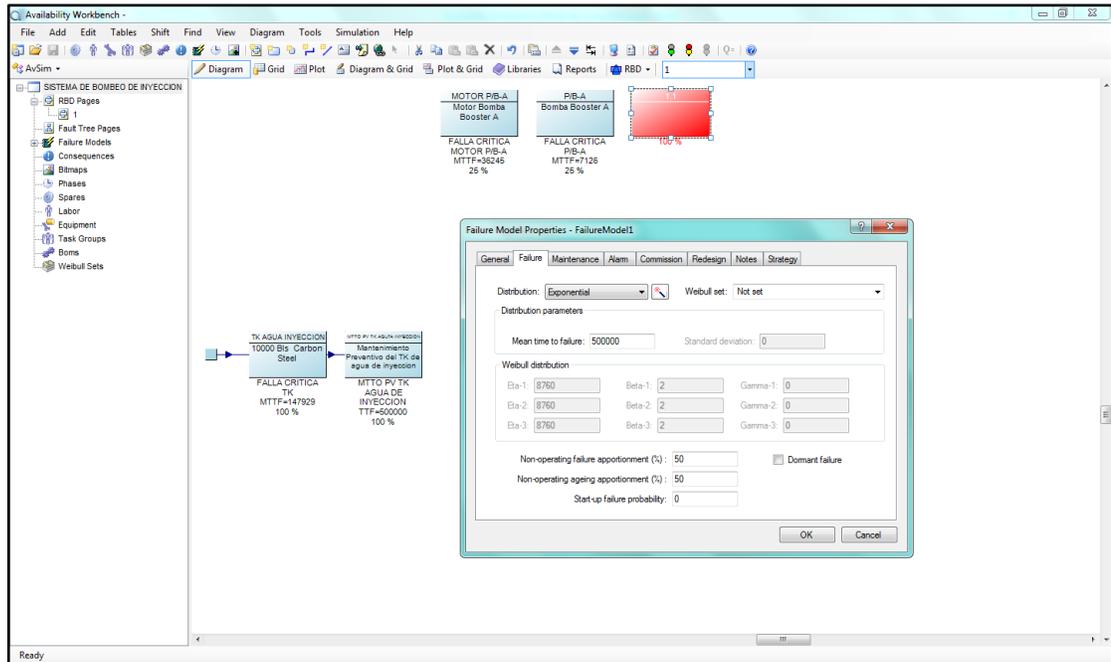
Fuente. Availability Workbench®

Figura 95. Opción Failure Model Properties. Descripción.



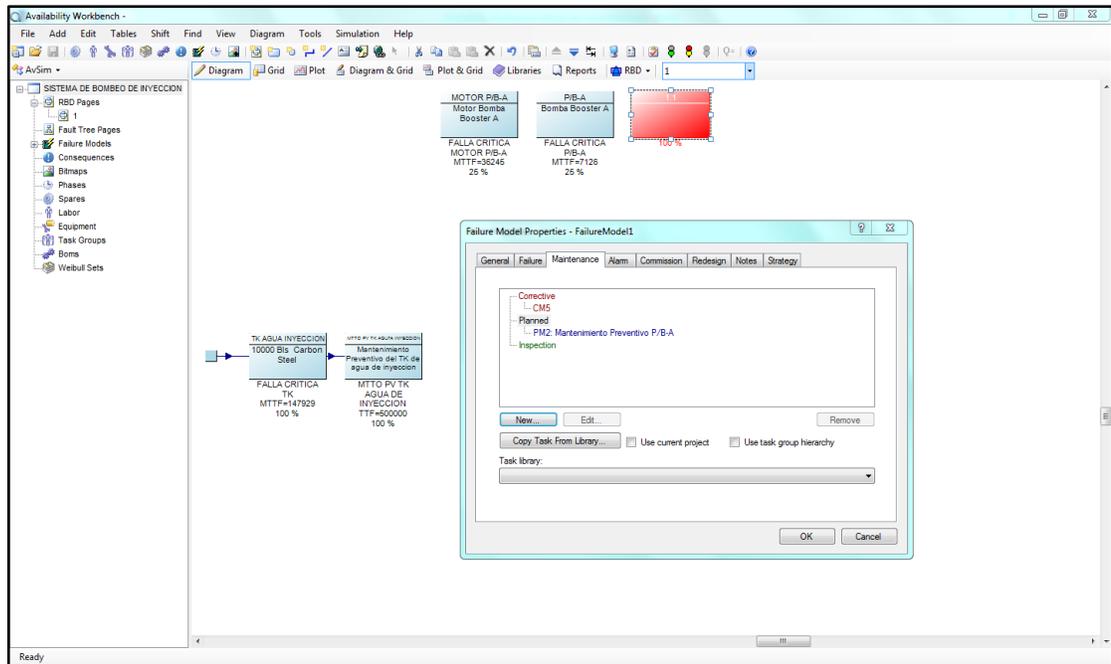
Fuente. Availability Workbench®

Figura 96. Opción Failure Model Properties - Failure. MTTF: 500000.



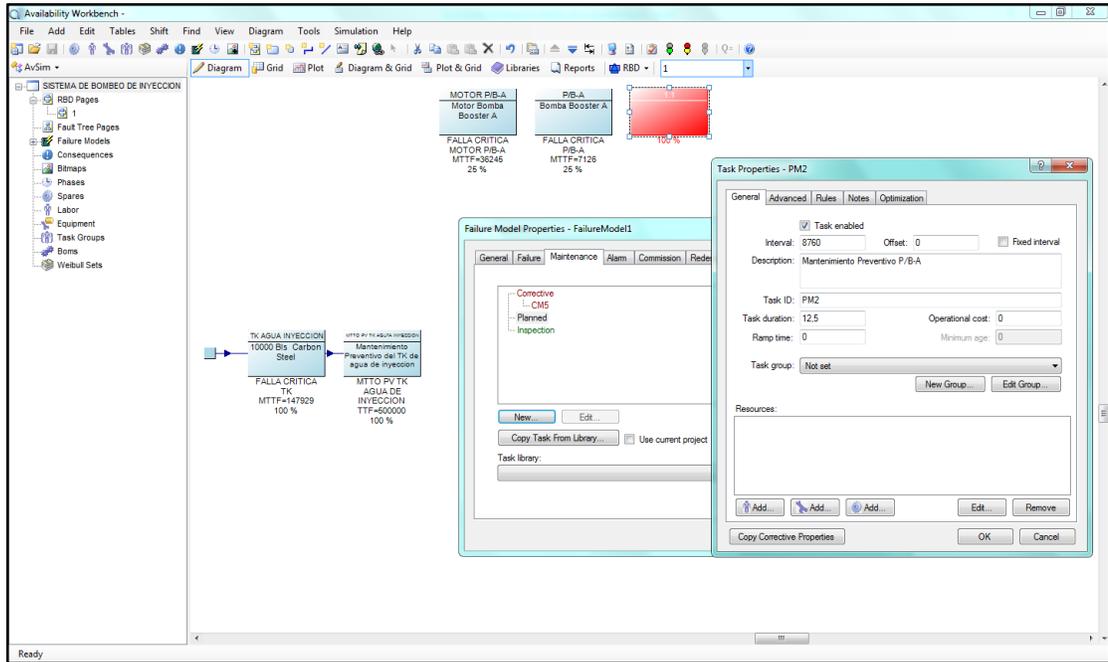
Fuente. Availability Workbench®

Figura 97. Opción Failure Model Properties - Maintenance. Mantenimiento Preventivo.



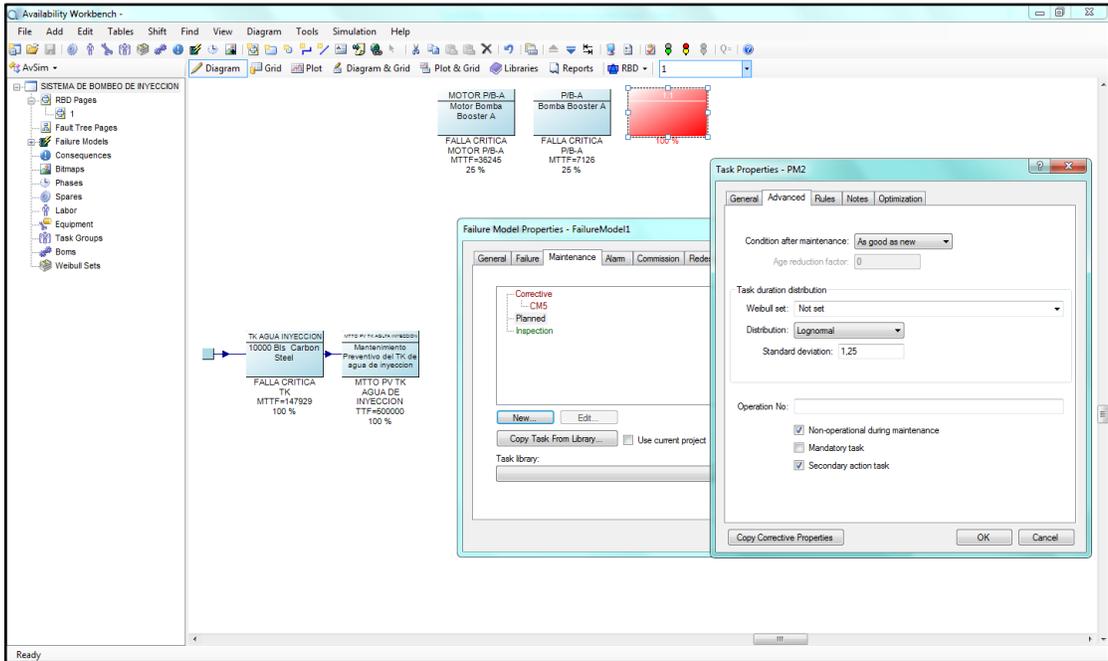
Fuente. Availability Workbench®

Figura 98. Opción Failure Model Properties - Maintenance. Mantenimiento Preventivo. Intervalo 8760 horas. Duración de la tarea 12.5 horas.



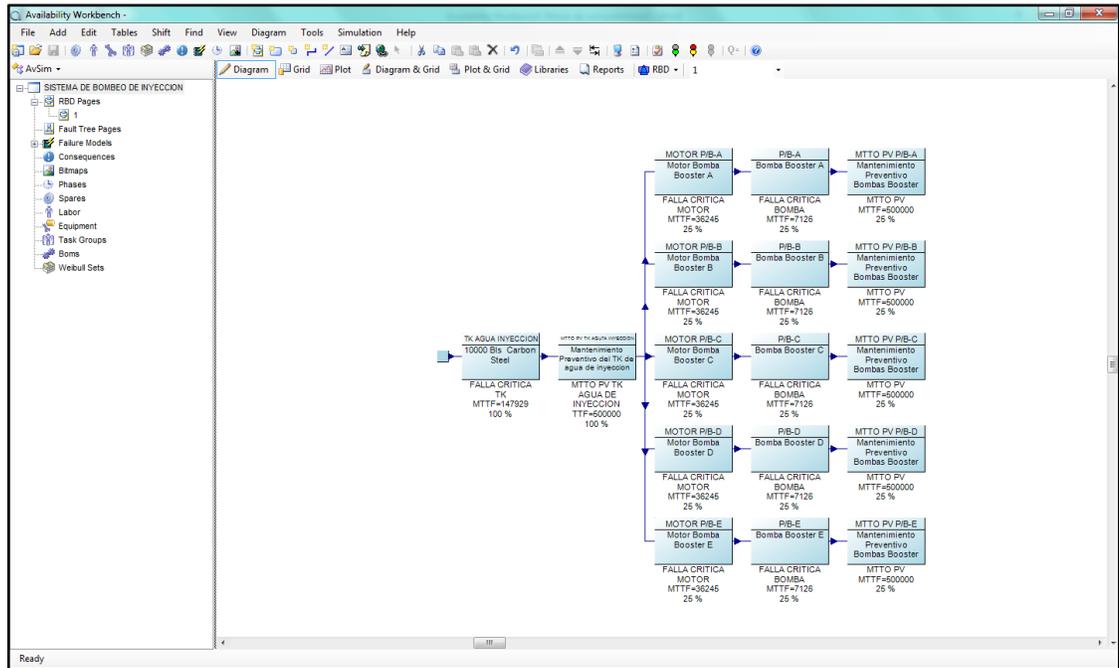
Fuente. Availability Workbench®

Figura 99. Opción Failure Model Properties - Maintenance. Desviación estándar. 1.25 horas (10%).



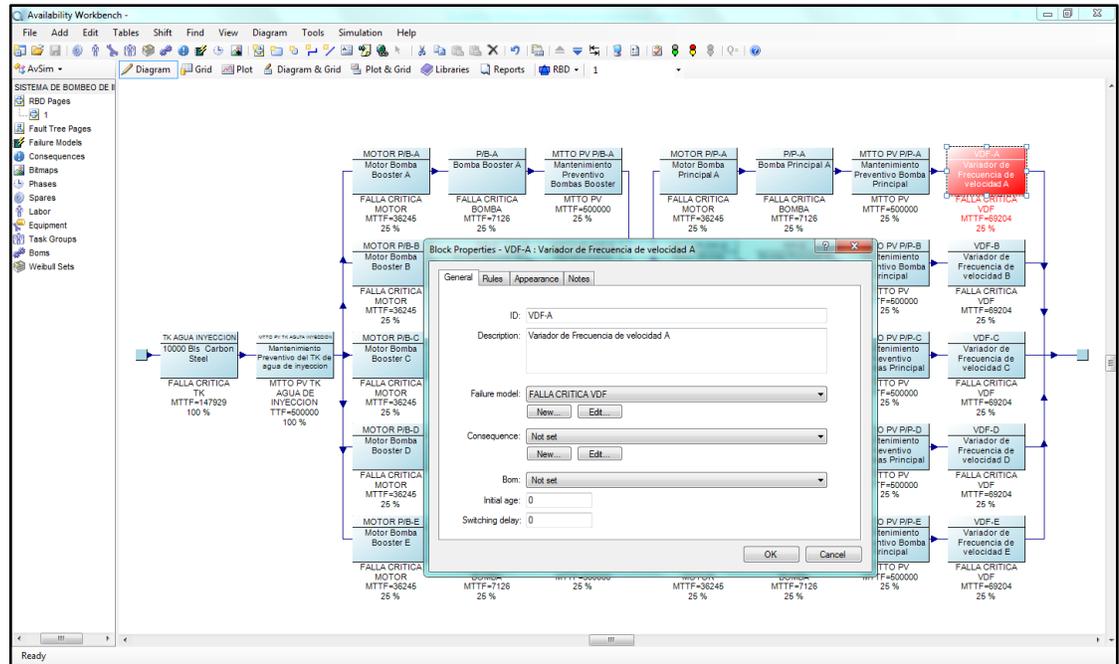
Fuente. Availability Workbench®

Figura 100. Opción Copy and paste special – bombas booster.



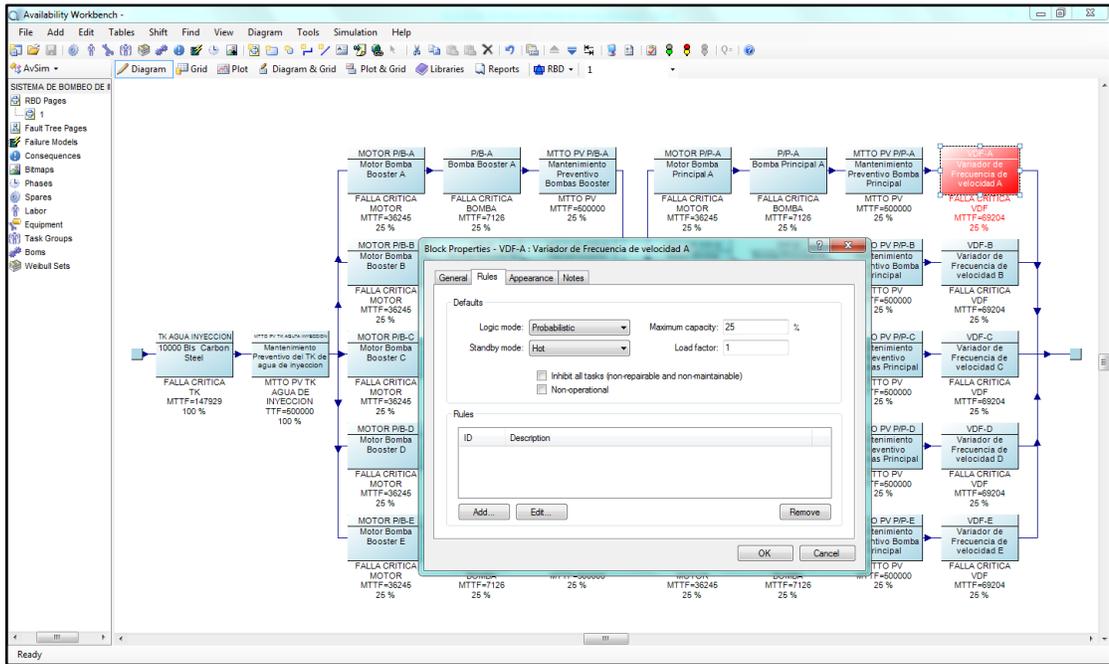
Fuente. Availability Workbench®

Figura 101. Opción Block Properties. Creación del bloque VDF.



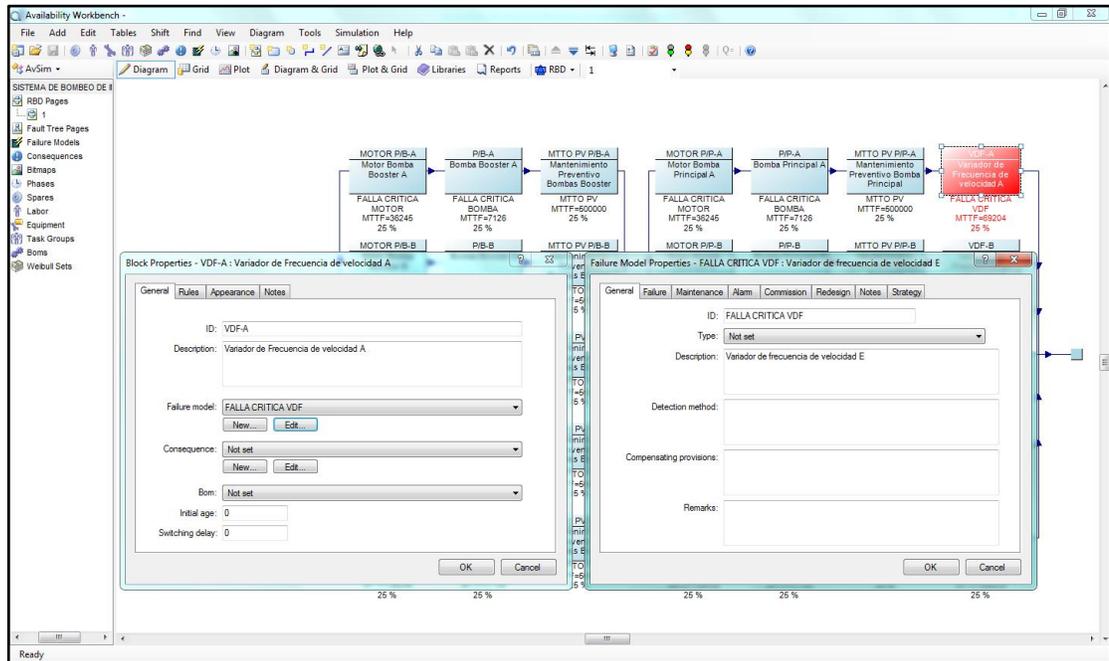
Fuente. Availability Workbench®

Figura 102. Opción Block Properties – Rules. Capacidad 25%.



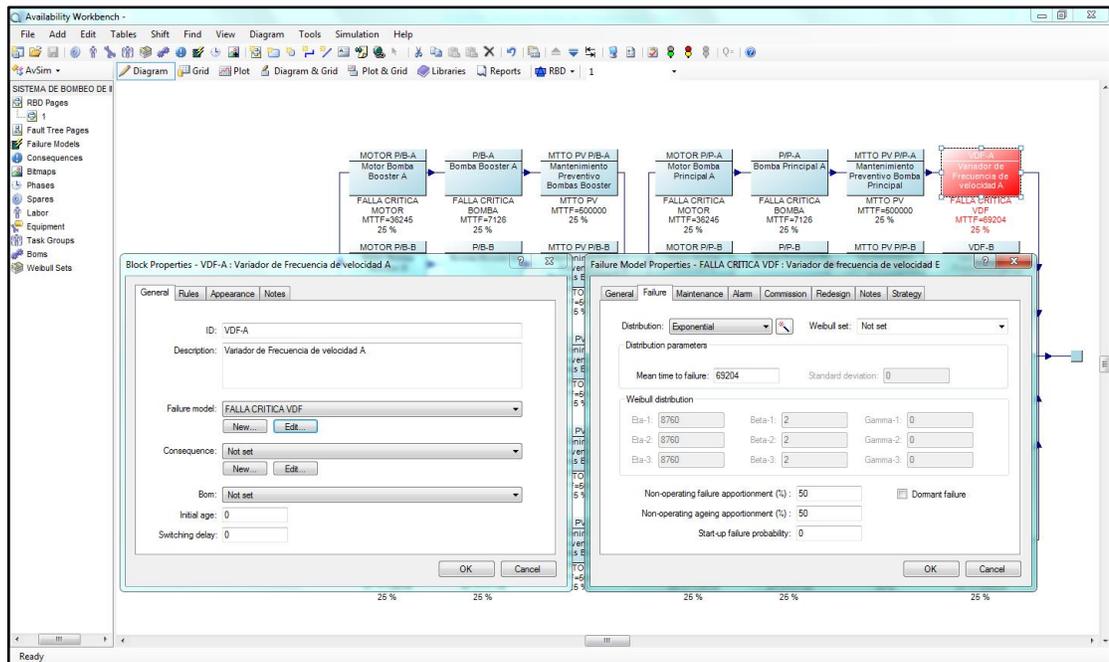
Fuente. Availability Workbench®

Figura 103. Opción Failure Model Properties. Falla crítica VDF.



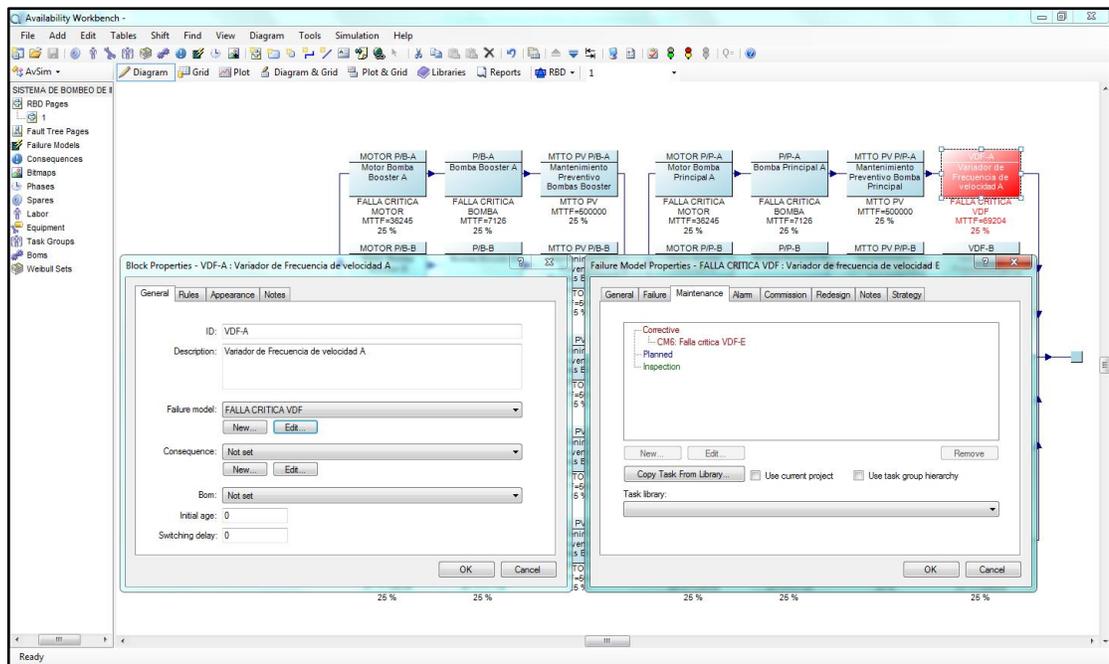
Fuente. Availability Workbench®

Figura 104. Opción Failure Model Properties - Failure. MTTF: 69204.



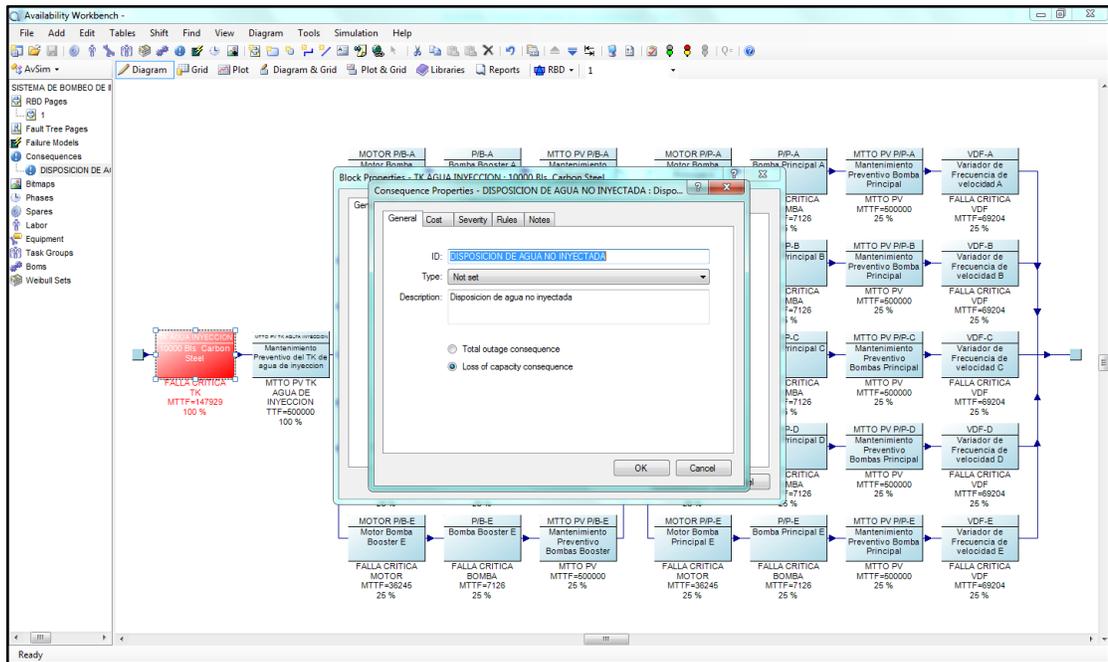
Fuente. Availability Workbench®

Figura 105. Opción Failure Model Properties. Mantenimiento correctivo.



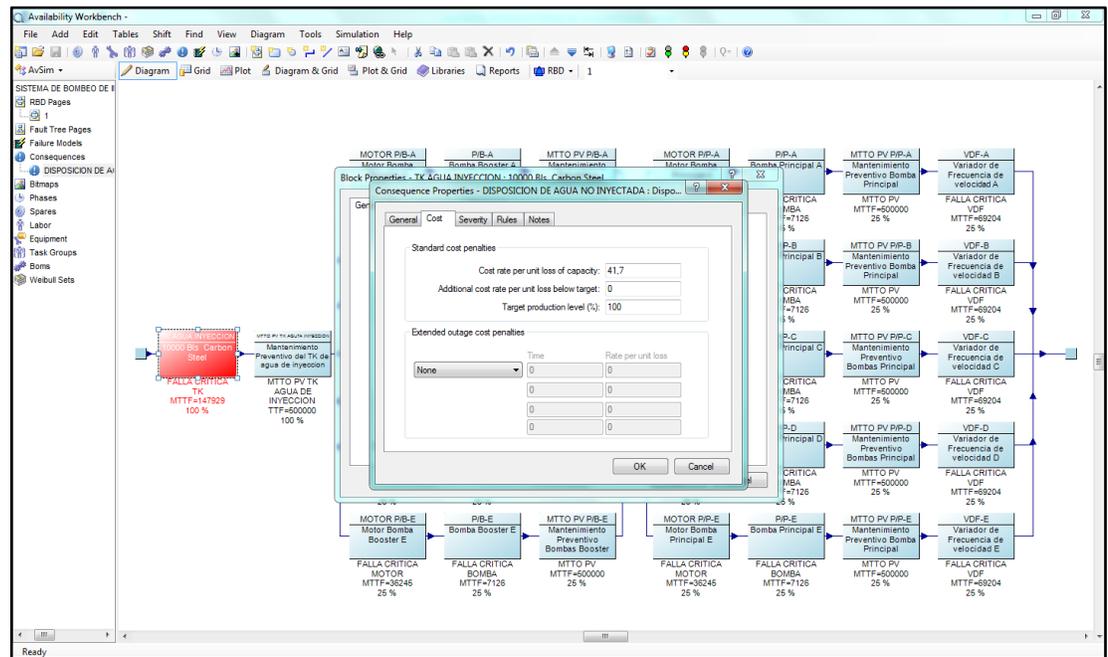
Fuente. Availability Workbench®

Figura 106. Opción Consequence Properties. Disposición de agua no inyectada. Consecuencia por pérdida de capacidad.



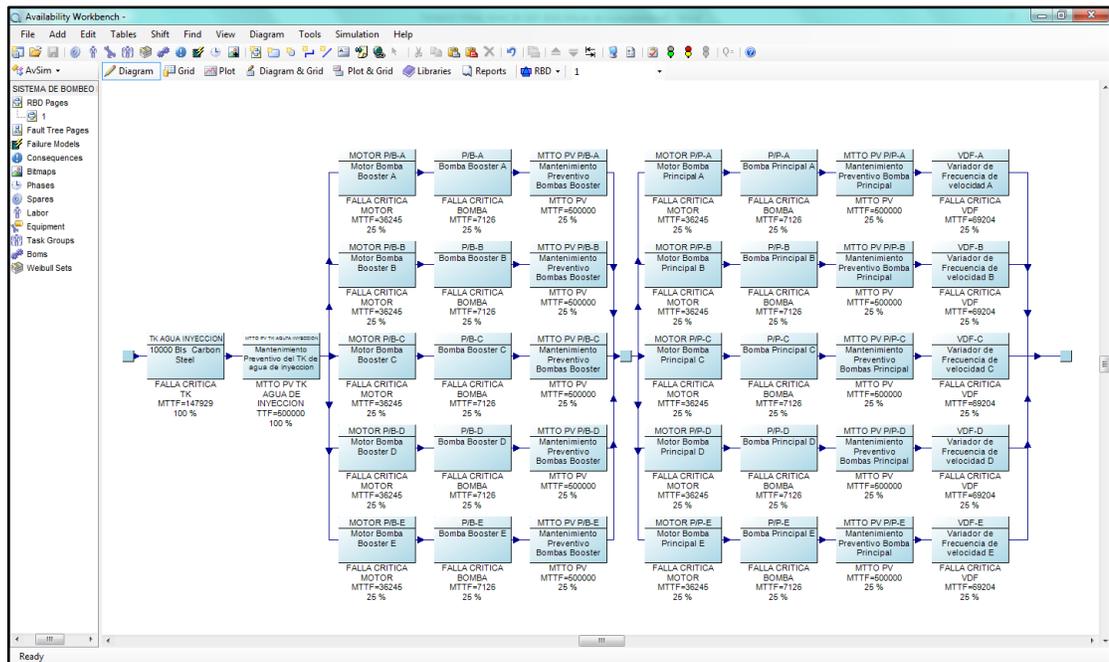
Fuente. Availability Workbench®

Figura 107. Opción Consequence Properties - Cost. Costo por pérdida de unidad de capacidad.



Fuente. Availability Workbench®

Figura 108. Diagrama de bloques de confiabilidad modelado.



Fuente. Availability Workbench®