

## INTRODUCCIÓN

Actualmente las operaciones hidrocarburíferas de Ecuador carecen de una herramienta cuantitativa para determinar el riesgo que existe en una operación y como pueden estos afectar a la seguridad, salud, medio ambiente y a la propiedad.

El departamento de mantenimiento del EPF, realizó a principios del 2008 un estudio para determinar que equipos son críticos dentro de la operación del Edén-Yuturi, esta determinación fue cualitativa, este tipo de estudio no contempla los índices de riesgo y el impacto económico.

Como parte de la implementación de RCM (Mantenimiento Centrado en Confiabilidad) en Petroamazonas se requiere determinar una herramienta cuantitativa para determinar equipos críticos, cuantificarlos y tener una base para analizar cuantitativamente modos de fallo.

Es necesario el conocer la criticidad de un equipo y sistema para saber donde se pueden priorizar recursos y optimizarlos.

Estando Petroamazonas comprometido con una operación responsable, ambientalmente y operacionalmente segura es necesario el realizar la gestión de riesgos al nivel del departamento de Mantenimiento para así poder contribuir con los estándares de la organización y minimizar los riesgos de la operación.

Siendo el departamento de mantenimiento un pilar fundamental para ayudar a reducir riesgos en la operación y el cuidado de activos es importante el mejorar la gestión del riesgo dentro de nuestra operación, esto tomando en cuenta que ciertos fallos de

equipos críticos que pueden causar serias consecuencias en la seguridad, salud y medio ambiente.

## **CAPITULO 1**

### **1 Generalidades**

#### **1.1 Planteamiento del estudio**

##### **1.1.1 Antecedentes**

Históricamente el análisis probabilístico de riesgo ha sido una herramienta utilizada para determinar criticidad, poder identificar y administrar el riesgo en tecnologías complejas y sistemas en lo que la seguridad y el performance es fundamental, uno de los mejores referentes debido a sus prácticas en análisis de riesgo es la Agencia de Administración del Aire y el Espacio, NASA, cuya misión principal es asegurar que las misiones y programas sean exitosos, manteniendo altos estándares de seguridad.

Este tipo de análisis comenzó en los años 60, originalmente en los Estados Unidos en programas aeroespaciales y de cohetes.

Al principio la NASA realizaba estos análisis en las misiones Apollo, pero no se tuvieron resultados eficaces, hasta después que en 1986, con el desastre del transbordador espacial Challenger se dio un giro a la administración del riesgo y la confiabilidad, esto se lo hizo cuantificando el análisis del riesgo y confiabilidad, obteniendo muy buenos resultados.

Por otro lado la industria de energía nuclear adopto gradualmente el análisis probabilístico de riesgo para aumentar sus estándares de seguridad en las plantas, gradualmente fue ganando credibilidad durante las dos décadas siguientes, de ahí otras industrias como petroquímica, plataformas offshore e industria de la defensa adoptaron esta metodología para el manejo del riesgo en sus activos.

Se toman como referencia estas técnicas para realizar el estudio de criticidad cuantitativa en el EPF debido a la gran eficacia de distintos tipos de industrias.

La técnica de análisis de criticidad es una técnica muy utilizada para poder determinar que tan importante o que tanto riesgo tiene un equipo en una operación, esta técnica se utiliza en varias industrias, por ejemplo la aeroespacial, la petrolera, minera de alimentos, todo objetivo es para poder determinar que recursos y que tanto de estos es necesario invertir para poder minimizar el riesgo de falla de los equipos, el poder saber que equipo es el que mayor tasa de falla tiene y poder hacer que este tenga el menor impacto en una operación.

Existen varias técnicas para poder realizar estos estudios de criticidad, por ejemplo, análisis cualitativos, el cual evalúa que impactos tiene la falta o falla de este equipo, es decir la pérdida de su función principal, pérdidas de funciones secundarios y de seguridad, de ahí que se puede calificar cualitativamente si esta falta o pérdida de funciones afecta a la seguridad, salud y medio ambiente, se convierte equipo critico de primer nivel, si se pierde una función de principal o secundaria que afecte a la operación, es decir provoca una pérdida de producción o falta de especificación del producto se convierte en un equipo critico de segundo nivel, ahora si tenemos un

equipo que si pierde sus funciones sin perder producción o afectar a SSA y además consta de un equipo redundante, se considera un equipo no crítico o crítico de tercer orden.

Se pueden realizar análisis semicuantitativos los cuales evalúan el riesgo de falla de los equipos de una manera más específica y se puede establecer más niveles de criticidad lo que con un análisis cualitativo no se puede, este tipo de análisis es muy bueno para poder determinar jerárquicamente cuáles equipos son más críticos que otros, esto se lo puede realizar mediante una técnica la cual evalúa de una manera ponderada cada uno de los parámetros por la medición, por ejemplo utilizando la tabla 8 de este estudio, esto nos ayuda a tener una lista más desglosada de equipos críticos, lo que nos permite priorizar recursos de una mejor manera y más centrada hacia los equipos que tengan más riesgo.

Ya que la operación de Petroamazonas es tan importante para el país existe la importancia de tener una herramienta para poder cuantificar el riesgo de los equipos críticos y poder minimizar el riesgo de la operación, ¿qué herramienta utilizar para poder cuantificar el riesgo? Pues la herramienta a utilizar en este estudio está en base a un cálculo probabilístico basado en prácticas realizadas en la industria aeroespacial, oil and gas, telecomunicaciones, etc., esto es calcular la confiabilidad de los activos y determinar las consecuencias económicas que ocasionan las fallas.

Confiabilidad, mantenibilidad, disponibilidad, riesgo, gestión de activos, son varios conceptos que son de gran importancia dentro del departamento de mantenimiento de empresas petroleras de clase mundial como TOTAL, Exxon-Mobil, Chevron-Texaco

Shell, BP, Repsol y ahora Petroamazonas Ecuador S.A., estas empresas están muy preocupadas no solamente con la integridad de los equipos para garantizar la operación, sino también en la seguridad y el medio ambiente.

Estas técnicas de mantenimiento moderno no solamente se limitan a empresas del sector petrolero sino también al sector aeroespacial, cementero, minero automotriz, etc., es más el sector aeroespacial es el padre de las técnicas de FMEA (Failure Mode and Effect Analysis), los creadores fueron los ingenieros de confiabilidad de la NASA, para garantizar el diseño confiable de sus aeronaves, estos principios de análisis de fallos, para eliminar fallas potenciales a equipos críticos que pueden causar fallas catastróficas, esto se hace garantizando la confiabilidad de los equipos en cuestión, a la vez que se hace esto se trata de minimizar la mantenibilidad y aumentar la disponibilidad de los equipos para aportar a un beneficio económico para el negocio.

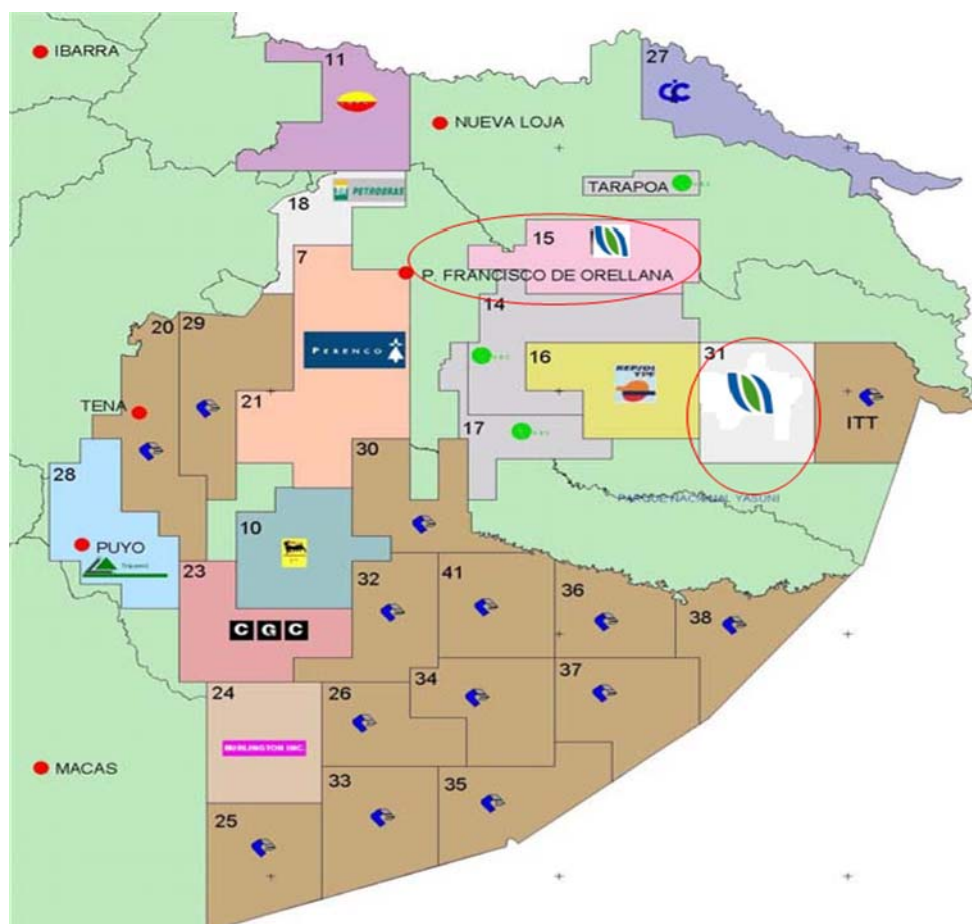
Tomando en cuenta que el campo Edén Yuturi (2003) es el campo más moderno de América Latina, podemos decir que tenemos un muy buen laboratorio para poder implementar las técnicas de gestión integral de activos, porque? Por que podemos tener una recopilación de información muy importante de tasas de fallo y acciones correctivas y preventivas mediante el sistema de administración de mantenimiento MAXIMO, podremos trazar las curvas de deterioro de las maquinas, determinar el comportamiento de fallos de cada equipo, esto se asocia a las curvas de Weibull, mientras nosotros no podamos tener las curvas como tal podemos tomar como referencia a las estadísticas que nos trae el OREDA, estas estadísticas de fallas nos

ayudan a determinar las tasas de fallo para cada uno de los tipos de equipos para condiciones similares de trabajo, bajo estándares de clase mundial.

A paso siguiente describimos brevemente las operaciones de Petroamazonas para conocer la importancia de este estudio dentro de la producción petrolera del EPF.

Petroamazonas, es una empresa Sociedad Anónima, cuyos accionistas son: Petroecuador con un 70% y Petroproducción con el 30%, según se desprende de la escritura pública, suscrita ante el Notario Vigésimo Sexto del Distrito Metropolitano de Quito, Registro Mercantil y Registro de Hidrocarburos en Abril del 2008. Petroamazonas, opera los campos ubicados en las Provincias de Orellana y Sucumbios, asignados al Bloque 15, (Bloque antiguamente asignado a Occidental Exploration and Production Company OEPC –OXY) más tarde fueron operados por la Unidad de Administración y Operación Temporal de Bloque 15, el mismo personal y administración paso a formar parte de Petroamazonas S.A..

Actualmente Petroamazonas ha demostrado ser la empresa de petróleos mas eficiente del Ecuador, con un costo por barril muy bajo aproximadamente 4 USD por barril en Agosto 2009, y con una producción total entre los dos campos CPF (Complejo Indillana) y EPF (Edén Yuturi) que bordea los 100mil barriles diarios (20% de la producción total del Ecuador con un solo campo)



**FIG 1. Mapa de operación de Petroamazonas**

Debido a esta eficiencia demostrada el Estado Ecuatoriano le ha confiado la explotación de nuevos campos como son; Pañacocha ubicado al unos 30 Kms al Norte del campo Edén Yuturi y el Bloque 31, antiguamente asignado a la compañía brasilera Petrobras.

Los campos de acción: sísmica, exploración, perforación, extracción, producción y transporte de petróleo.

En total se generan aproximadamente de 70 MW de electricidad.

La producción de 100.000 BBLs por día (20% producción total del Ecuador).

Se genera aproximadamente ingresos de 2.400'000.000 millones de dólares anuales.

El crudo que produce el Bloque 15 es un crudo entre medianamente pesado y pesado, en el complejo Indillana está alrededor de un API 24 y en el EPF alrededor de un API 19, los dos son considerados como crudo Napo.

Petroamazonas, se maneja bajo estándares internacionales para todas sus operaciones, de ahí que se tienen 3 certificaciones importantes, la ISO 14001, OHSAS 18001 y la ISO 9001, estas 3 certificaciones fueron alcanzadas por medio de la certificadora Noruega DNV (Det Norsrk Veritas), todo el personal de Petroamazonas está muy consciente de lo que es trabajar para una empresa con estándares de clase mundial y está comprometida a trabajar con la mayor responsabilidad social, al medio ambiente seguridad y productividad.

Enmarcado dentro de la misión, visión y valores Petroamazonas y el Departamento de Mantenimiento, se han comprometido a innovar en el campo de la confiabilidad, apostando a esta técnica para mejorar los estándares de seguridad, medio ambiente disponibilidad y productividad de sus activos, de ahí que se ha empezado con la implementación del Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad, (RCM), técnica mundialmente usada y que nació de manos de la industria aeroespacial y que debido a sus buenos resultados ha sido adoptada por industrias como las petroleras, cementeras, mineras, acereras, etc.

Cuando vemos una criticidad cualitativa vamos a tener una apreciación lo suficientemente buena para saber de primera mano que tan crítica nuestra planta es,

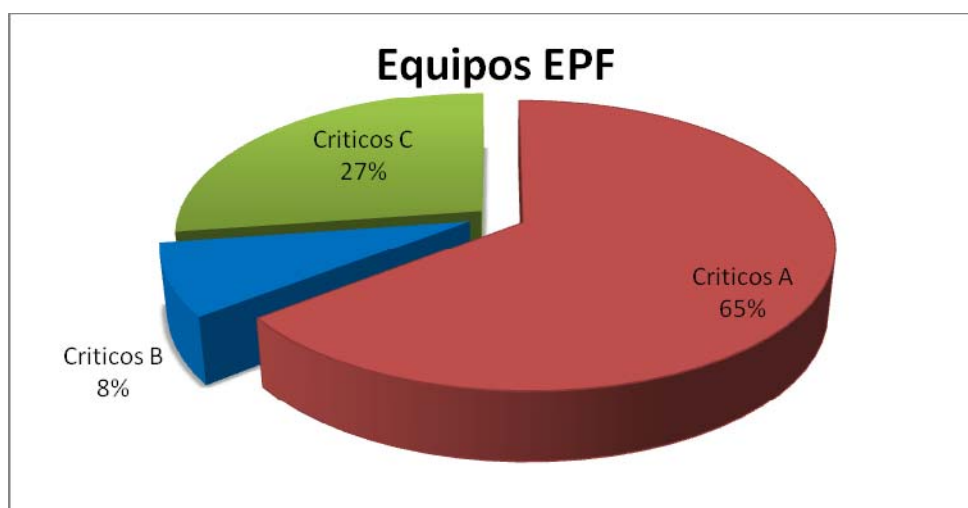


un número de equipos críticos A (afectan a la seguridad, salud y medio ambiente), críticos B (afectan a la producción producto o negocio), y críticos C (tienen back up o no afectan no a la producción ni a la seguridad y medio ambiente).

Es importante también que el campo Edén Yuturi es muy dinámico, en el sentido de que siempre se van añadiendo nuevas plataformas, pozos, equipos y sistemas, de ahí que siempre es necesario el realizar evaluaciones constantes de criticidad de equipos.

En base a este estudio anterior (2008) realizado por Petroamazonas se obtuvieron los siguientes resultados:

- Número total de equipos 1365
- Críticos A 880
- Críticos B 112
- Críticos C 373



**FIG 2. Distribución cualitativa equipos críticos**

Esto llevo a modificar los planes de mantenimiento y enfocarse a ciertos equipos que no tenían planes de mantenimiento, cambia planes de mantenimiento programado a equipos a los que no se les prestaba la suficiente atención, al igual que se logro dar prioridades de mantenimiento a los equipos críticos A y B.

Al tener el resultado de 48% de equipos críticos no significa que estos equipos no sea importantes, todos los equipos son importantes, salvo que los esfuerzos del departamento de mantenimiento no se ven direccionados hacia ellos, esto con el objeto de concentrar esfuerzos y priorizar recursos (humano, tecnológico y presupuestario).

Todos los equipos que se analizaron fueron cambiados, las prioridades en el sistema de administración de mantenimiento MAXIMO para hacer oficiales los cambios de prioridades de los equipos.

Que tan certero resultó este proceso? Pues para un primer acercamiento fue bastante bueno, pero necesitamos algo más exacto, el poder cuantificar el riesgo y costo de cada uno de los equipos del Edén Production Facilities, lo importante ahora no es saber si son o no críticos, sino que tan críticos son, que impactos pueden causar a la persona, medio ambiente y la producción si fallasen o faltasen estos equipos, esto lo podemos realizar por medio de este estudio de criticidad cuantitativa, podremos trazar planes más exactos, minimizar al máximo el riesgo a los trabajadores, medio ambiente y a los equipos en si, podremos tener una herramienta para justificar el menor riesgo de nuestra planta para poder negociar la prima de seguros, haciendo que se baje el

deducible, factor trascendental debido a la estimación del riesgo de la planta, si es bajo podremos ahorrar mucho dinero en primas de seguro.

Al analizar cada uno de los equipos es importante definir la función principal del mismo, función de seguridad y función secundaria, después las preguntas 10 preguntas del flujograma dado por BV (Bureau Veritas) serán respondidas por los expertos, aquí una muestra de la base de datos original del primer estudio.

PETROAMAZONAS						MES 1 MES 2 MES 3 B. UP BUS. 1 BUS. 2 BUS. 3 BUS. 4 BU									
Criterios:						MES 1 MES 2 MES 3 B. UP BUS. 1 BUS. 2 BUS. 3 BUS. 4 BU									
R. 1. 2. 3. 4. 5. 6. 7. 8. 9. 10. 11. 12. 13. 14. 15. 16. 17. 18. 19. 20. 21. 22. 23. 24. 25. 26. 27. 28. 29. 30. 31. 32. 33. 34. 35. 36. 37. 38. 39. 40. 41. 42. 43. 44. 45. 46. 47. 48. 49. 50. 51. 52. 53. 54. 55. 56. 57. 58. 59. 60. 61. 62. 63. 64. 65. 66. 67. 68. 69. 70. 71. 72. 73. 74. 75. 76. 77. 78. 79. 80. 81. 82. 83. 84. 85. 86. 87. 88. 89. 90. 91. 92. 93. 94. 95. 96. 97. 98. 99. 100.						MES 1 MES 2 MES 3 B. UP BUS. 1 BUS. 2 BUS. 3 BUS. 4 BU									
Rev. 1						MES 1 MES 2 MES 3 B. UP BUS. 1 BUS. 2 BUS. 3 BUS. 4 BU									
ID	DESCRIPCION	TAG	LOC	FUNCION PRIMARIA	FUNCION SECUNDARIA	FUNCION RES	MES 1	MES 2	MES 3	B. UP	BUS. 1	BUS. 2	BUS. 3	BUS. 4	BU
10102	P-270 WATER DISPOSAL PUMP	P-270	EPF-EPF	INYECTAR AGUA	MANTENER NIVELES DE TANQUES	MANTENER UN CONTROL DE EFLUENTES	N	N	N	N	S	S	N	S	
10106	P-273 WATER DISPOSAL PUMP	P-273	EPF-EPF	INYECTAR AGUA	MANTENER NIVELES DE TANQUES	MANTENER UN CONTROL DE EFLUENTES	N	N	N	N	S	S	N	S	
10109	P-280 WATER DISPOSAL PUMP	P-280	EPF-EPF	INYECTAR AGUA	MANTENER NIVELES DE TANQUES	MANTENER UN CONTROL DE EFLUENTES	N	N	N	N	S	S	N	S	
10104	P-400 OIL BOOSTER PUMP	P-400	EPF-EPF	TRANSFER CRUDO A SHIPPING PUMPS	AUXILIAR A MANTENER NIVELES DE CRUDO EN	EVITAR ALTO NIVEL EN TANQUES	N	N	N	N	S	S	N	S	
10105	P-401 OIL BOOSTER PUMP	P-401	EPF-EPF	TRANSFER CRUDO A SHIPPING PUMPS	AUXILIAR A MANTENER NIVELES DE CRUDO EN	EVITAR ALTO NIVEL EN TANQUES	N	N	N	N	S	S	N	S	
10107	T-440 LUBE OIL TANK	T-440	EPFEX-540	ALMACENAR ACEITE PARA MOTORES S/LN	N/A	CONTENER FLUIDOS	N	S	S	N	N	N	S	S	
10100	P-160 OIL TRANSFER PUMP	P-160	EPFEX-160	TRANSFERIR CRUDO DE OYESSEL AL DESALADOR	PARTE DEL SISTEMA DE CONTROL DE FLUIDO	PARTE DEL SISTEMA DE CONTROL DE FLUIDO	N	N	N	S	N	N	N	N	
10107	P-170 OIL TRANSFER PUMP	P-170	EPFEX-160	TRANSFERIR CRUDO DE OYESSEL AL DESALADOR	PARTE DEL SISTEMA DE CONTROL DE FLUIDO	PARTE DEL SISTEMA DE CONTROL DE FLUIDO	N	N	N	S	N	N	N	N	
10109	P-165 OIL TRANSFER PUMP	P-165	EPFEX-165	TRANSFERIR CRUDO DE OYESSEL AL DESALADOR	PARTE DEL SISTEMA DE CONTROL DE FLUIDO	PARTE DEL SISTEMA DE CONTROL DE FLUIDO	N	N	N	S	N	N	N	N	
10107	P-175 OIL TRANSFER PUMP	P-175	EPFEX-165	TRANSFERIR CRUDO DE OYESSEL AL DESALADOR	PARTE DEL SISTEMA DE CONTROL DE FLUIDO	PARTE DEL SISTEMA DE CONTROL DE FLUIDO	N	N	N	S	N	N	N	N	
10109	P-200 WATER TRANSFER PUMP	P-200	EPFEX-200	TRANSFERIR AGUA	MANTENER FLUJO CONSTANTE	MANTENER CONTROL SOBRE EL FLUIDO	N	N	N	N	N	N	N	S	
10105	P-210 WATER TRANSFER PUMP	P-210	EPFEX-200	TRANSFERIR AGUA	MANTENER FLUJO CONSTANTE	MANTENER CONTROL SOBRE EL FLUIDO	N	N	N	N	N	N	N	S	
10105	P-204 WATER TRANSFER PUMP	P-204	EPFEX-201	TRANSFERIR AGUA	MANTENER FLUJO CONSTANTE	MANTENER CONTROL SOBRE EL FLUIDO	N	N	N	N	N	N	N	S	
10102	P-210 WATER TRANSFER PUMP	P-210	EPFEX-201	TRANSFERIR AGUA	MANTENER FLUJO CONSTANTE	MANTENER CONTROL SOBRE EL FLUIDO	N	N	N	N	N	N	N	S	
10101	P-520 CLOSED DRAIN SUMP PUMP	P-520	EPF-EPF	TRANSFERIR CRUDO DEL CLOSED DRAIN AL PROCESO	MANTENER NIVEL BAJO DEL CLOSED DRAIN	MANTENER NIVEL BAJO	N	N	N	S	N	N	N	S	
10106	P-530 CLOSED DRAIN SUMP PUMP	P-530	EPF-EPF	TRANSFERIR CRUDO DEL CLOSED DRAIN AL PROCESO	MANTENER NIVEL BAJO DEL CLOSED DRAIN	MANTENER NIVEL BAJO	N	N	N	S	N	N	N	S	
10106	P-540 CLOSED DRAIN SUMP PUMP	P-540	EPF-EPF	TRANSFERIR CRUDO DEL CLOSED DRAIN AL PROCESO	MANTENER NIVEL BAJO DEL CLOSED DRAIN	MANTENER NIVEL BAJO	N	N	N	S	N	N	N	S	
10109	T-202 OIL SHIPPING TANK	T-202	EPF-EPF	ALMACENAMIENTO CRUDO	TRANSFERENCIAR CRUDO	CONTENER CRUDO	N	S	S	S	S	S	N	S	
10109	T-203 OIL SHIPPING TANK	T-203	EPF-EPF	ALMACENAMIENTO CRUDO	TRANSFERENCIAR CRUDO	CONTENER CRUDO	N	S	S	S	S	S	N	S	
10109	T-400 OIL SHIPPING TANK	T-400	EPF-EPF	ALMACENAMIENTO CRUDO	TRANSFERENCIAR CRUDO	CONTENER CRUDO	N	S	S	S	S	S	N	S	
10109	T-405 OIL SHIPPING TANK	T-405	EPF-EPF	ALMACENAMIENTO CRUDO	TRANSFERENCIAR CRUDO	CONTENER CRUDO	N	S	S	S	S	S	N	S	
10109	T-407 NONHAZARDOUS DRAIN SUMP TANK	T-407	EPF-EPF	ALMACENAR DESECHOS DE LAB	TRANSFERIR AL VACUUM	CUIDADO AMBIENTAL	N	S	S	N	N	N	N	S	
10109	P-105 OIL TRANSFER PUMP	P-105	EPFEX-105	TRANSFERIR CRUDO DE OYESSEL AL DESALADOR	PARTE DEL SISTEMA DE CONTROL DE FLUIDO	PARTE DEL SISTEMA DE CONTROL DE FLUIDO	N	N	N	S	N	N	N	N	
10109	P-100 OIL TRANSFER PUMP	P-100	EPFEX-100	TRANSFERIR CRUDO DE OYESSEL AL DESALADOR	PARTE DEL SISTEMA DE CONTROL DE FLUIDO	PARTE DEL SISTEMA DE CONTROL DE FLUIDO	N	N	N	S	N	N	N	N	

**TABLA 1. Extracto de análisis cualitativo de criticidad en Petroamazonas EPF<sup>1</sup>**

<sup>1</sup> Análisis cualitativo de criticidad en Petroamazonas EPF [base de datos Petroamazonas]. EPF: 2009 [actualizada en enero 2009; acceso en septiembre 2009]

Con este primer estudio se pudo priorizar las técnicas de mantenimiento predictivo que eran aplicables para cada uno de los equipos críticos, estas técnicas para equipo rotativo como bombas, compresores, generadores se aplica técnicas como son análisis de vibraciones, termografía, análisis de aceites, análisis de corrientes, ultrasonido, alineación y balanceo, estas herramientas para análisis predictivo nos ayudan a determinar cuándo y cómo pueden fallar estos equipos críticos para la seguridad, salud, medio ambiente y la producción.

Para equipos estáticos como tanques, oleoductos, líneas de gas. etc. se utilizará técnicas como ultrasonido, corridas de pig inteligente, ondas guiadas, termografía, e incluso análisis vibracional en caso de que se necesite conocer las frecuencias natural de algún equipo que se requiera.

### **1.1.2 Formulación de la Hipótesis**

Para poder sacar un mayor provecho de este estudio y comprobar ciertas teorías formuladas en la experiencia de análisis anteriores de confiabilidad riesgo en otras plantas se presentan las siguientes hipótesis:

- a) La probabilidad de falla en equipo rotativo es mayor con menor consecuencia?
- b) La probabilidad de falla en equipo estático es menor con mayor consecuencia?
- c) Pequeñas fallas pueden ocasionar graves consecuencias que afecten a la operación en general?
- d) Existe relación entre la teoría de Bird y las estadísticas de accidentabilidad en Petroamazonas?

- e) La confiabilidad de Petroamazonas colabora para mantener los estándares de seguridad, salud y medio ambiente?
- f) En que lugar de la planta se encuentran la mayor cantidad de equipos con mayor riesgo?
- g) Los equipos de mayor riesgo son los de la Planta de Generación?
- h) El mantenimiento en Petroamazonas ayuda a la mejora de los estándares de seguridad, y medio ambiente (como mantiene bajo el nivel de riesgo mecánico y físico)?
- i) Que es más importante en caso de tener dos niveles de riesgo iguales o muy cercanos, la consecuencia o la probabilidad?

### **1.1.3 Delimitación del estudio**

El estudio de criticidad cuantitativa se limita a analizar los equipos dentro del EPF (Edén Yuturi Production Facilities), con eventos sucedidos dentro del lapso desde enero 2007 hasta septiembre 2009, abarca los datos históricos de fallas (mantenimientos reactivos), costos de mantenimiento asociados a estas fallas, incidentes o accidentes que afectan a la seguridad y medio ambiente y pérdidas de producción, todos asociados a los mantenimientos correctivos.

## **1.2 Objetivos**

### **1.2.1 Objetivo general**

Determinar cuantitativamente la criticidad de equipos de la planta de procesos y locaciones para el campo Edén Yuturi

### **1.2.2 Objetivos Específicos**

Considerar los impactos y las probabilidades de falla de los equipos del campo EPF.

Se van a determinar los siguientes objetivos específicos

- Elaborar listado de equipos sujetos análisis.
- Recolectar información de costos de CMMS Maximo.
- Obtener estadísticas de incidentes y accidentes personales, ambientales y a la propiedad para cada sistema y equipo dentro de la operación del EPF (ISO/OHSAS)
- Cuantificar los impactos en mantenimiento y la operación
- Determinar el método cuantitativo de evaluación de riesgo.
- Aplicar técnicas para evaluar criticidad a equipos de EPF.
- Determinar la criticidad en base al riesgo de los equipos
- Establecer conclusiones y recomendaciones de este estudio cuantitativo

Además los siguientes objetivos secundarios.

- Tener una herramienta corporativa para analizar riesgo de una forma cuantitativa.
- Utilizar el estudio como base para realizar análisis de Modos y Efectos de Falla (FMEA), Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM) e Inspecciones Basadas en Riesgo (RBI)

### **1.3 Justificación**

Actualmente las operaciones hidrocarburíferas de Ecuador, carecen de una herramienta cuantitativa para determinar el riesgo que existe en una operación y como pueden estos afectar a la seguridad, salud, medio ambiente y a la propiedad.

El departamento de mantenimiento del EPF, realizó a principios del 2008 un estudio para determinar que equipos son críticos dentro de la operación del Edén-Yuturi, esta determinación fue cualitativa, este tipo de estudio no contempla los índices de riesgo y el impacto económico.

Al implementar una herramienta cuantitativa que asocie los niveles de riesgos con costos (impacto económico) se obtendrá una herramienta ajustada a la realidad de Petroamazonas. Un estudio a los equipos del EPF, considerando riesgos a la persona, al medio ambiente, operaciones, y mantenimiento, además de cuantificar económicamente cada uno de ellos es de suma importancia. Este es un estudio pionero dentro de operaciones petroleras en el Ecuador.. El beneficio esperado es obtener un listado de equipos críticos de manera cuantitativa, con el objetivo de priorizar recursos (humano, económico, inversiones, etc.) y que permita obtener planes de acción eficientes para minimizar al máximo los riesgos asociados a fallos potenciales de los equipos en cuestión

## CAPITULO 2

### 2 Marco Teórico

Como enfoque de este estudio de criticidad es el poder minimizar al máximo los riesgos asociados a fallos por maquinaria, para de esta forma poder determinar la criticidad de nuestros equipos de EPF, para esto nos basamos en los pasos de gestión de riesgos.

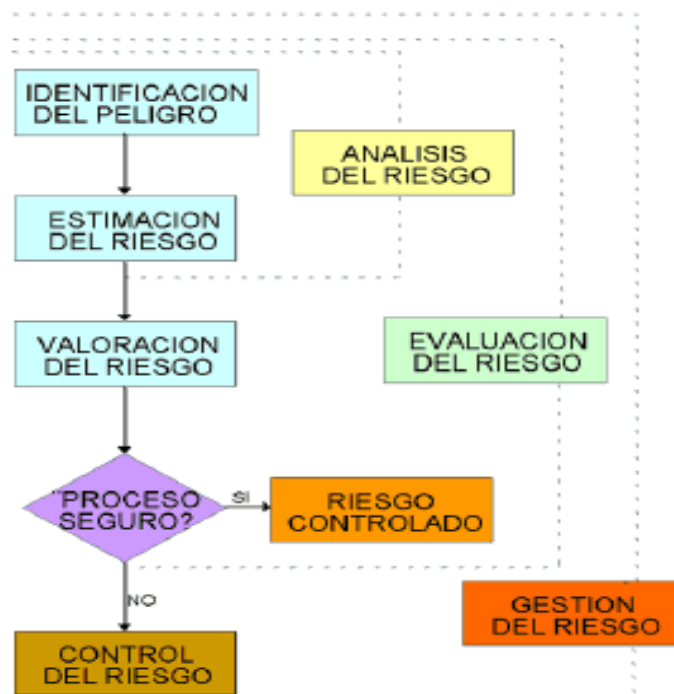


FIG 3. Pasos para la gestión de riesgos<sup>2</sup>

1. Conocemos que los peligros que tenemos asociados a las fallas de cada uno de los equipos

<sup>2</sup> Maestría SSA USFQ – Universidad de Huelva, MODULO 2: Técnicas de prevención de riesgos laborales: seguridad, U.D.2.2: Evaluación de riesgos, 2008



2. Estimamos el riesgo haciendo una evaluación cualitativa de criticidad.
3. Luego de esto debemos determinar o medir el riesgo, valoración cuantitativa..
4. Debemos priorizar los recursos, planes de mantenimiento esfuerzos de técnicas predictivas, análisis de confiabilidad, causa raíz, rediseños, etc. para poder minimizar los riesgos.

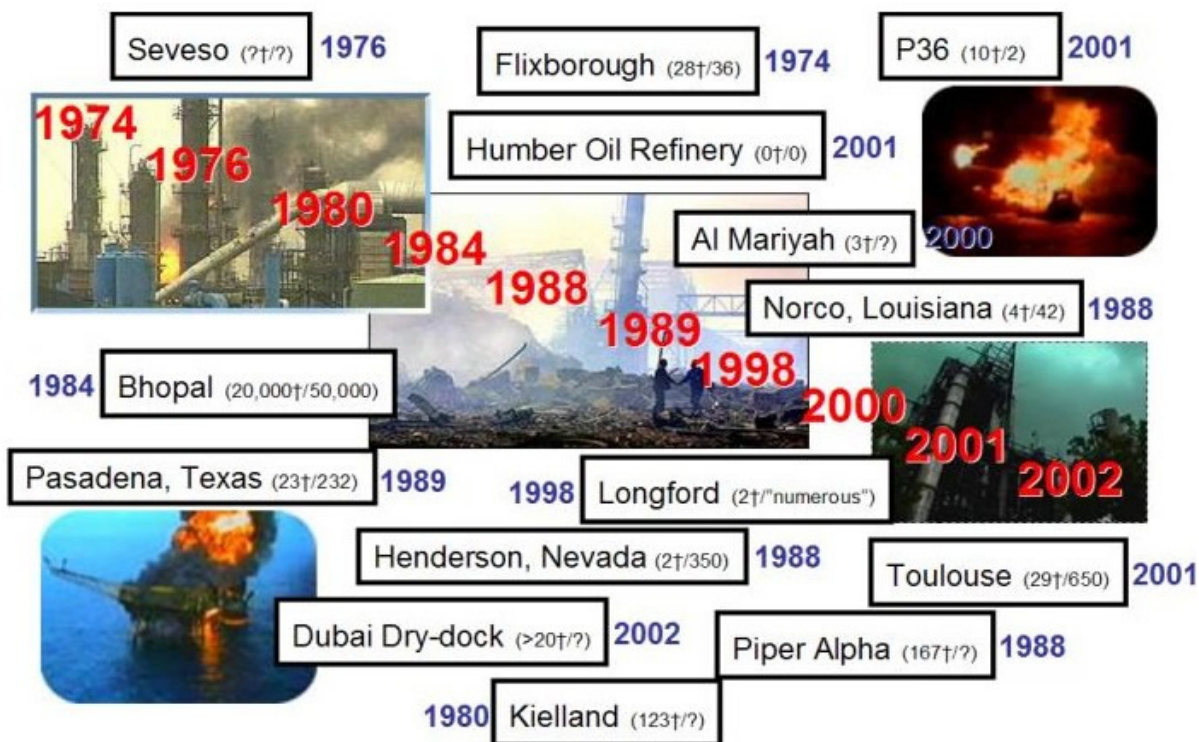
## EVALUACIÓN DE RIESGO

1. PELIGRO: fuente potencial de daño (equipos)
2. FACTORES DE RIESGO condiciones que pueden conducir a que suceda el riesgo (modos de fallo)
3. CONTROL DEL FACTOR DE RIESGO, reduce la consecuencia del riesgo
4. RIESGO: combinación de probabilidad y la consecuencia (probabilidad de fallo y consecuencias la seguridad, salud o medio ambiente, lucro cesante y operación)
5. DAÑO - CONSECUENCIAS

Para poder determinar la técnica aplicable debemos determinar los tipos de riesgos:

- Mecánicos
- Físicos
- Químicos
- Biológicos
- Psicosociales
- Ergonómicos

Lo importante de un estudio de riesgo es que se puede encontrar focos que pueden ser causantes de fallas catastróficas como las que vemos en la siguiente figura.



**FIG 4. Desastres importantes en la industria que pudieron ser evitados**

“La notable evolución y complejidad de determinadas instalaciones en la industria de proceso, exige cada vez más la utilización de técnicas de evaluación de riesgos más potentes, que permitan realizar un análisis riguroso de las instalaciones, aportando algo más que la simple identificación de deficiencias o la detección de desviaciones sobre estándares reglamentarios establecidos.

Para la realización de un análisis cuantitativo de riesgos es necesario obtener la frecuencia-probabilidad de que se produzca un determinado accidente, que conjuntamente con el nivel de daño producido definirá el riesgo de la instalación.

La determinación rigurosa de la frecuencia-probabilidad de un accidente o suceso no deseado en una instalación, se realiza mediante la construcción de un árbol de fallos y errores, que permita obtener dicha frecuencia de ocurrencia a partir de las probabilidades de fallo o indisponibilidades de los equipos que integran el sistema.

La modelización del sistema mediante el árbol de fallos o errores y el análisis cualitativo y cuantitativo del mismo están tratados en la NTP-333 "Análisis probabilístico de riesgos: Metodología del Árbol de fallos y errores", a la que se remite al lector antes de abordar el presente documento.

Esta Nota Técnica de Prevención recoge los modos de fallo de los componentes y las expresiones matemáticas necesarias para el cálculo de sus probabilidades en función de sus tasas de fallo y especificaciones técnicas de operación (tiempo de operación, intervalo de mantenimiento, etc.).

Una de las aplicaciones más importante de este tipo de análisis de riesgos consiste en la determinación de los equipos y funciones más críticas para la seguridad del sistema analizado y la planificación de actuaciones preventivas sobre las mismas, tanto en el

diseño de la instalación como en las estrategias de mantenimiento preventivo, con el objeto final de aumentar el nivel de seguridad.”<sup>3</sup>

Para temas de comparación entre sistemas de clase mundial para empresas de oil and gas, existen los siguientes

ISO 14001 (Sistema de Gestión Ambiental), OHSAS 18001 (Sistema de Gestión de Seguridad y Salud), ISO 9001 (Sistema de Gestión de la Calidad), RCM (Sistema de Gestión de Manteniendo y Confiabilidad), dentro de estos sistemas podemos asociar ciertos conceptos que son similares y que fundamentalmente persiguen el mismo fin.

MEDIO AMBIENTE	SEGURIDAD Y SALUD	CONFIABILIDAD Y MANTENIMIENTO
Accidente ambiental	Accidente	Falla
Aspecto ambiental	Peligro	Modo de falla
Riesgo ambiental	Riesgo	Probabilidad de falla

**TABLA 2. Relación entre conceptos de sistemas de gestión**

Es interesante poder comparar diversos sistemas de gestión, que buscan eliminar consecuencias negativas en cada unos de los medios en los que se desenvuelve una empresa o industria, pero cuando nos ponemos a evaluar el impacto que tienen las fallas con respecto a la seguridad nos damos cuenta que las fallas son condiciones subestandar que pueden ocasionar incidentes, ahora podemos ver que mientras más

<sup>3</sup> NTP 417: Análisis cuantitativo de riesgos: fiabilidad de componentes e implicaciones en el mantenimiento preventivo, Antonio Cejalvo Lapeña, Josep Enric Domingo Biosca

fallas tenemos, más condiciones subestandar estamos más expuestos a tener un incidente o una fatalidad, esta hipótesis está sustentada en la teoría de bird

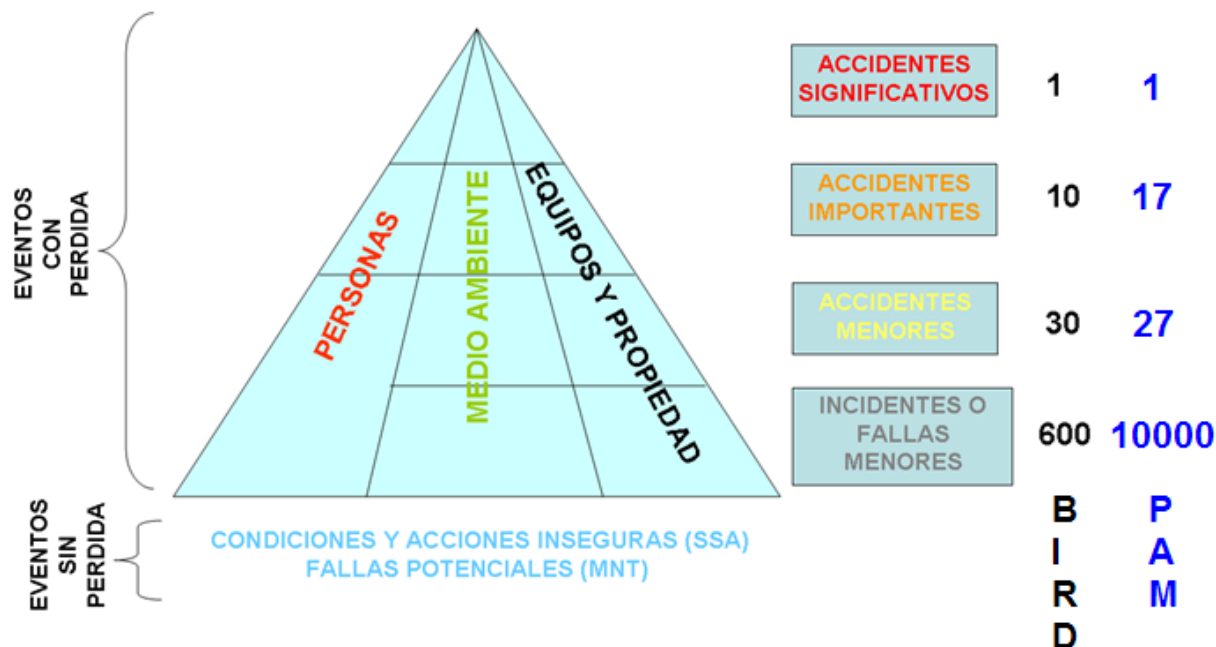


FIG.5 Pirámide de teoría de Bird aplicada a Petroamazonas

## 2.1 Conceptos básicos

**CONFIABILIDAD.-** Es la probabilidad de que un equipo cumpla su función requerida.

**RIESGO.-** Probabilidad de ocurrencia de que un peligro definido se materialice y produzca pérdida.

**PELIGRO.-** Situaron que puede ocurrir durante la vida de un producto, sistema o planta, este potencial tiende a dañar a la persona, propiedad, medio ambiente y/o generar pérdida económica.

**CRITICIDAD.-** Análisis cuantitativo de eventos y fallas que busca ponderar y ordenar a los equipos o sistemas en un orden en base a riesgo, esta medida determina la importancia de un equipo sea estático o rotativo, esta medida puede estar dada por niveles cualitativos o cuantitativos como riesgo, confiabilidad, lucro cesante o la mezcla de todas, esto depende de la técnica que prefiera cada compañía.

**MANTENIMIENTO.-** Combinación de todas las técnicas administrativas y manejo de acciones, incluyendo supervisión durante el ciclo de vida de de un activo, buscando que este siempre cumpla la función requerida.

**DISPONIBILIDAD.-** Determina en porcentaje la cantidad de tiempo que un equipo está operativo y listo para prestar servicio de requerirse.

**MANTENIBILIDAD.-** Es la probabilidad de que un equipo recupere su función después de una falla.

**TIEMPO MEDIO ENTRE FALLAS (MTBF).-** Tiempo promedio que transcurre entre dos fallas para que un equipo pierda su función.

**TASA DE FALLAS ( $\lambda$ ).**- Matemáticamente es el inverso del medio tiempo entre fallas, describe la relación entre un número de fallas y el tiempo de operación de un equipo.

**OREDA.**- Offshore Reliability Data, base de datos en la que constan las tasas de fallas de diferentes sistemas de las mejores empresas petroleras con los estándares más altos y mejores prácticas de confiabilidad,

**ACTIVO.**- Bien o pertenecía (recurso económico) de una empresa o persona natural que tiene como finalidad ser instrumento para producir o rendir un rédito.

**LUCRO CESANTE.**- Pérdida económica causada por un siniestro, paralización fortuita o no planificada.

**MODOS DE FALLA.**- Procesos físicos, químicos o de proceso que conllevan a un evento que ocasiona una falla funcional (por ejemplo falla de sensor de presión por deterioro).

**TASA DE FALLAS.**- Número de fallas dado en un tiempo de operación determinado.

**FALLA FUNCIONAL.**- Es el estado en que el activo o sistema no se encuentra disponible para poder cumplir con su función principal o secundaria.

**FUNCIÓN DEL ACTIVO.-** Requerimiento que debe cumplir un equipo o activo ya sea en seguridad, salud, medio ambiente o parámetros operativos.

**ANÁLISIS CICLO COSTO DE VIDA (LCCA).-** Técnica por la cual se evalúan los costos reales a lo largo de la vida del activo, utilizando proyecciones en el tiempo, tasas de falla, análisis RAM, para estimar cuando es el mejor momento para poder reemplazar un equipo, es decir maximizar la rentabilidad de un activo.

**MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD (RCM).-** Técnica de administración de mantenimiento cuya finalidad es optimizar la confiabilidad, disponibilidad, riesgo y productividad analizando las funciones de los equipos, modos y efectos fallas mediante el árbol de decisión de la norma SAE JA1012, se lo puede hacer cualitativa o cuantitativamente.

**MANTENIMIENTO A CONDICIÓN.-** Parte de mantenimiento proactivo que considera los parámetros de operación y performance para evitar fallas.

**MONITOREO A CONDICIÓN.-** La recopilación periódica de datos establece una falla potencial, a medida que va aumentando la severidad se aumenta la frecuencia de monitoreos.

**INSPECCIONES BASADAS EN RIESGO (RBI).-** Técnica para la administración de inspecciones a equipos estáticos esta se basa en las normas API 580 Y 581, para



analizar los mecanismos de falla, estimación y mitigación de consecuencias y estimación de riesgo sea cualitativa o cuantitativamente.

**ÍTEM MANTENIBLE.-** Es el último nivel de análisis de fallas y confiabilidad, es como tal cualquier parte, componente, subsistema, unidad funcional, equipo o sistema que puede ser individualmente considerado.

**FUNCIÓN PRIMERA.-** Objetivo principal que se requiere de un equipo (ejemplo bomba de agua – bombear agua desde el tanque hacia la locación con un caudal de X bbls/día a una presión de X psi).

**FUNCIÓN SECUNDARIA.-** Son objetivos requeridos adicionales y no principales que debe cumplir un equipo que pueden ser funciones visuales, confort, condiciones regulatorias, parámetros de funcionamiento secundarios y protección del activo en sí, etc.

**FUNCIÓN DE SEGURIDAD Y AMBIENTAL.-** Son requerimientos que deben cumplir con el fin de evitar consecuencias a la seguridad, medio ambiente.

**FALLA OCULTA.-** Son las fallas que pueden tener los sistemas de protección y monitoreo, y que no son detectadas hasta que ocurre una falla primero, estas son las que traen mas consecuencias y deben ser mitigadas al maximo primero. Se utiliza el mantenimiento detectivo para poder determinar las fallas.

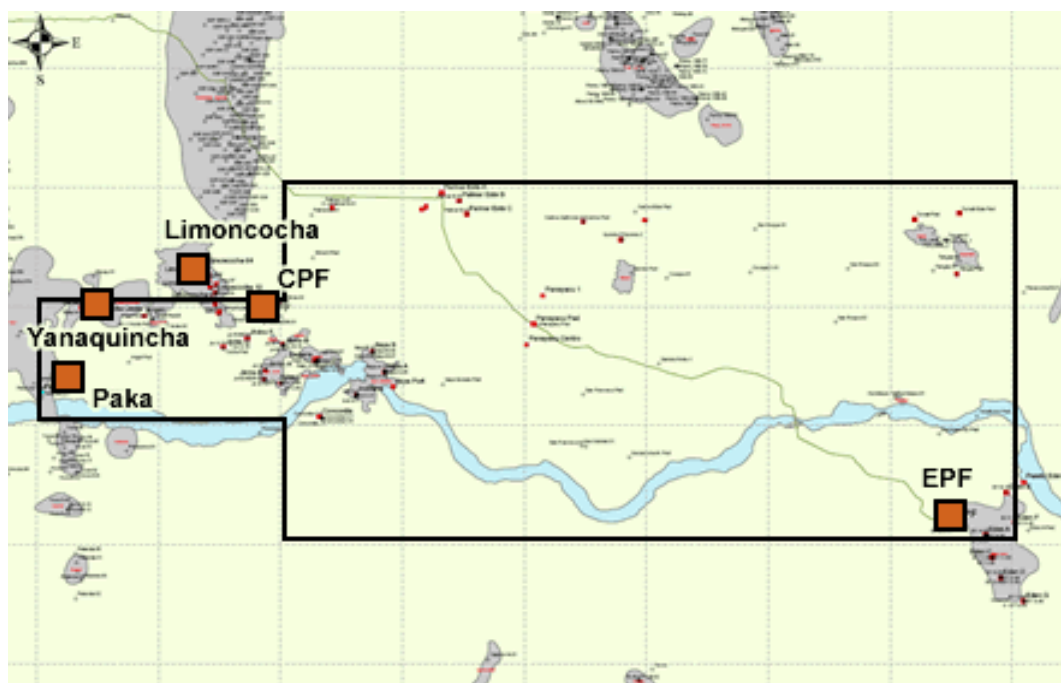
**ANÁLISIS RAM.-** Análisis de Confiabilidad, Disponibilidad, y Mantenibilidad de una activo, sistema, planta o item mantenible para determinar en contexto la criticidad de un activo.

**FMEA.-** Análisis de Modos y efectos de falla es un método cuantitativo de análisis de confiabilidad que envuelve el estudio de las fallas y los efectos de sus items y subitems que ocurren sobre una función de un equipo.

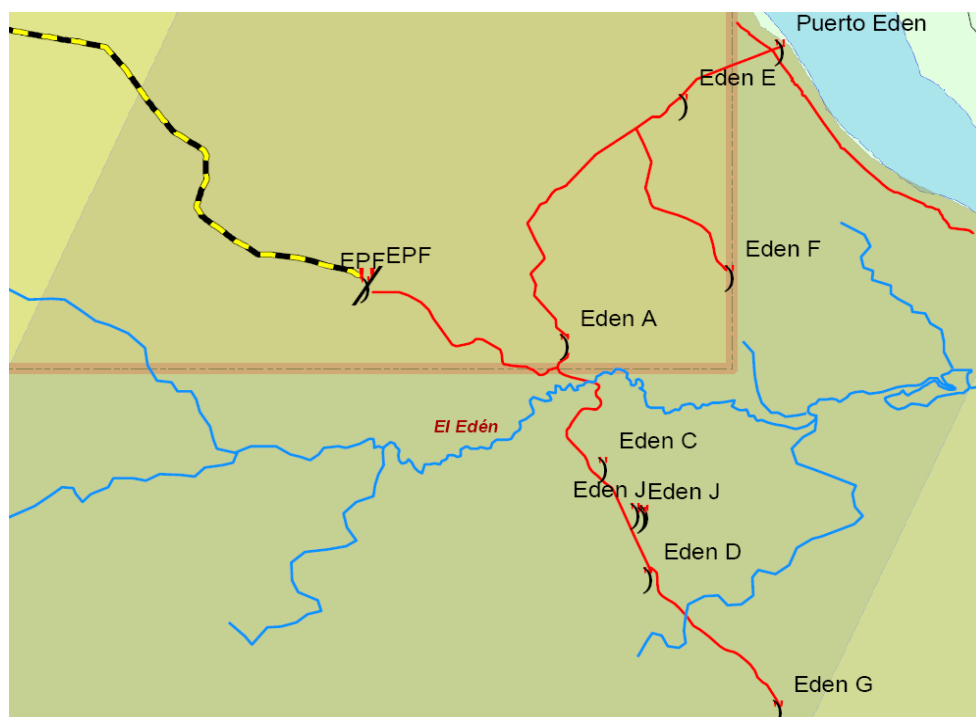
## **2.2 Operaciones hidrocarburíferas del Edén Production Facilities**

En Petroamazonas, se tiene ciertos procesos que nos ayudan a cumplir con nuestra operación, estos procesos son fundamentales y requieren técnicas especializadas para poder determinar las mejores acciones y estrategias, mediante una planificación muy bien estructurada.

El campo EPF, se encuentra en la zona sur oriente del Bloque 15



**FIG 6. Ubicación EPF en Bloque 15**



**FIG 7. Distribución de islas de producción y Central de proceso de Campo EPF <sup>4</sup>**

<sup>4</sup> Mapa Bloque 15 [mapa vial], Quito: Arcsis development; 2007



**FOTO 1. Fotografía Área Campo EPF**

Los principales procesos de Petroamazonas, son los siguientes:

### **2.2.1 Procesos de Exploración, Perforación y Completación.**

Estos son procesos iniciales en los cuales intervienen distintas ramas de la ingeniería, desde biólogos para estudios ambientales, pasando por geólogos petroquímicos y petrofísicos para estudios de suelo factibilidad y producción, hasta ingenieros que colaboran en la construcción preformación y completación de pozos e islas de producción.

Todo comienza con la sísmica, la determinación de los lugares posibles en los que puede existir petróleo, se realiza sísmica en 2 y 3 D para saber en que zonas se puede perforar para encontrar el oro negro.

Más tarde se realiza la perforación de pozos exploratorios para determinar donde puede existir crudo, de ser satisfactorio los resultados se pasa a la fase de realizar pozos delimitadores los cuales limitan el área en la que se encuentra el yacimiento, después los pozos según las proyecciones obtenidas se empieza con la fase de perforar pozos productores, en esta etapa como en el resto de etapas de preformación ingresa el RIG o taladro de perforación, generalmente en las empresas operadoras estos trabajos realizan empresas contratistas (de ahí que el estudio de criticidad no se centra en equipos de perforación).

Estos taladros perforan en varias etapas hasta la profundidad deseada para realizar la completación de fondo, colocación de equipo electrosumergible, disparos y la posterior producción del pozo, esto se determina mediante la corrida de datos eléctricos y muestras testigos.

Todo esto se lleva a cabo en las islas de producción, también llamadas pads o plataformas.

### **2.2.2 Procesos de Producción en Islas**

Las islas de producción son plataformas en las cuales se encuentran los pozos productores y reinyectores, desde aquí sale el petróleo en forma trifásica, es decir, gas, agua y crudo, hacia la planta de proceso por medio de un ducto enterrado de 18". La alimentación de la energía se la realiza desde los generadores Wartsila después hacia el MCC y pasa por un cable de potencia de 13800 voltios hacia cada una de las locaciones productoras las cuales son Pads A, B, C, D, F, G, J, las plataforma E tiene generación localizada, y el Pad B es una locación reinyectora en su mayoría.

En las islas de producción se tiene equipos de superficie como son transformadores de subida y bajada de tensión, variadores, bombas de químicos, cuyo trabajo es cuidar la integridad de los ductos interiormente y ayudar en el proceso), PLC's, cabezales de pozo y sistemas de seguridad como PSV's (Pressure Safety Valve), Wing valves, entre otros.

Cada uno de estos equipos son importantes para la producción de cada uno de los pozos, que aproximadamente conforman un total de 100 en todo el EPF, si un equipo de producción falla el lucro cesante puede variar entre unos 30 a 1000 barriles de crudo, aparte de el tipo de falla que pueda ocasionar una falla catastrófica con consecuencia de derrames o heridos.

### **2.2.3 Procesos de Generación Eléctrica y Producción en Planta**

La planta de generación eléctrica del EPF cuenta con 4 motores Wartsila 18V32LN y 2 W18V32 que consumen crudo, y 3 motores Wartsila 18V34SG estos motores queman gas natural de petróleo, la generación eléctrica es centralizada y es el corazón de la operación, nada puede arrancar si no está generando la planta termoeléctrica, en caso de tener un apagón (BlackOut) entra en funcionamiento el generador de emergencia o Blackstart, este alimenta a los equipos auxiliares de los motores grandes, sin estos no pueden arrancar los motogeneradores Wartsila.

Actualmente la planta de generación del EPF cuenta con alrededor de 57MW de capacidad instalada, y cuenta con un consumo actual de 30MW es decir se consumen alrededor de 480MWh.

La criticidad de la planta de generación es evidente para quienes trabajamos en el EPF, pero no se conoce cuantitativamente el riesgo al que estos equipos están sometidos, es decir no se tiene una idea económica certera de cuál es la criticidad de los mismos, de ahí que este estudio de criticidad cuantitativo nos ayudará a confirmar la criticidad de la planta termoeléctrica, pero nos ayudará a priorizar a que equipos debemos cuidar más y hacer planes de acción para reducir los riesgos asociados a la probabilidad de falla de estos equipos.

Existe una sinergia muy fuerte entre la planta de proceso y la de generación, las dos plantas trabajan en conjunto para poder realizar extraer y procesar y transportar el crudo, en la figura X podemos ver que las dos plantas son dependientes una de la otra y que ambas son vitales para el negocio de Petroamazonas.

De igual manera es importante la planta de proceso, a diferencia de la planta de generación está es en la que está focalizado el negocio, en el proceso de crudo, conjuntamente con la extracción del mismo, la generación de electricidad no es negocio para Petroamazonas, pero es esencial para el funcionamiento de sus plantas.

La planta de procesos tiene una capacidad para procesar 80.000 barriles diarios, esto lo hace por medio de 2 trenes de producción el cual entrega un crudo hacia el OCP de 0.3% de porcentaje de agua o BSW, la planta de procesos del EPF (Eden Yuturi Processing Facilities) cuenta con cientos de metros de tuberías, que conectan los separadores y desaladores que retiran el agua y el gas del crudo, estos subproductos de la planta son inyectados a la tierra (agua) y el gas es tratado para generar electricidad, quemado para calentar agua que ayuda al proceso de separación y es quemado en la tea, la misma que cuenta con una muy buena combustión (dada por la mezcla aire-combustible) minimizando el impacto ambiental debido a generación de CO<sub>2</sub>

Ambas plantas cuentan con sistemas muy eficientes de seguridad para precautelar la integridad de las plantas en caso de cualquier evento, todos estos sistemas son



controlados por medio de PLCs (Programmable Logic Controller) que interactúan con los operadores por medio de los HMI (Human Machine Interface), estos son el cerebro de la planta, la planta del EPF es automatizada en un 95% lo cual reduce el riesgo de falla humana al máximo, pero aumenta el riesgo de falla de los equipos de ahí que la confiabilidad e los mismo debe garantizar la seguridad del proceso, las vidas del personal y el medio ambiente, de ahí que es importante cuantificar los equipos más críticos para poder maximizar la confiabilidad de los mismos.

El crudo es transportado mediante una tubería de 24 pulgadas desde el EPF hasta la estación SRF (Shushufindi Receiving Facilities) pasando por debajo del río Napo en dos tramos de 12" cada uno, esto nos obliga a detectar fallas potenciales en el oleoducto, sino se tendría un derrame de consecuencias ambientales catastróficas. En la actualidad se bombean aproximadamente 60mil barriles diarios.

La constante expansión de las operaciones de Petroamazonas ha hecho que cada vez se vaya ampliando las dos plantas, actualmente existe en proyecto ampliar la planta de proceso a un tren de producción más y completar la planta de generación con 6 generadores más, para estos equipos deberán ser analizados y determinar la criticidad de los mismos siempre pensado en la prevención de riesgo mediante el uso de la maximización de la confiabilidad.

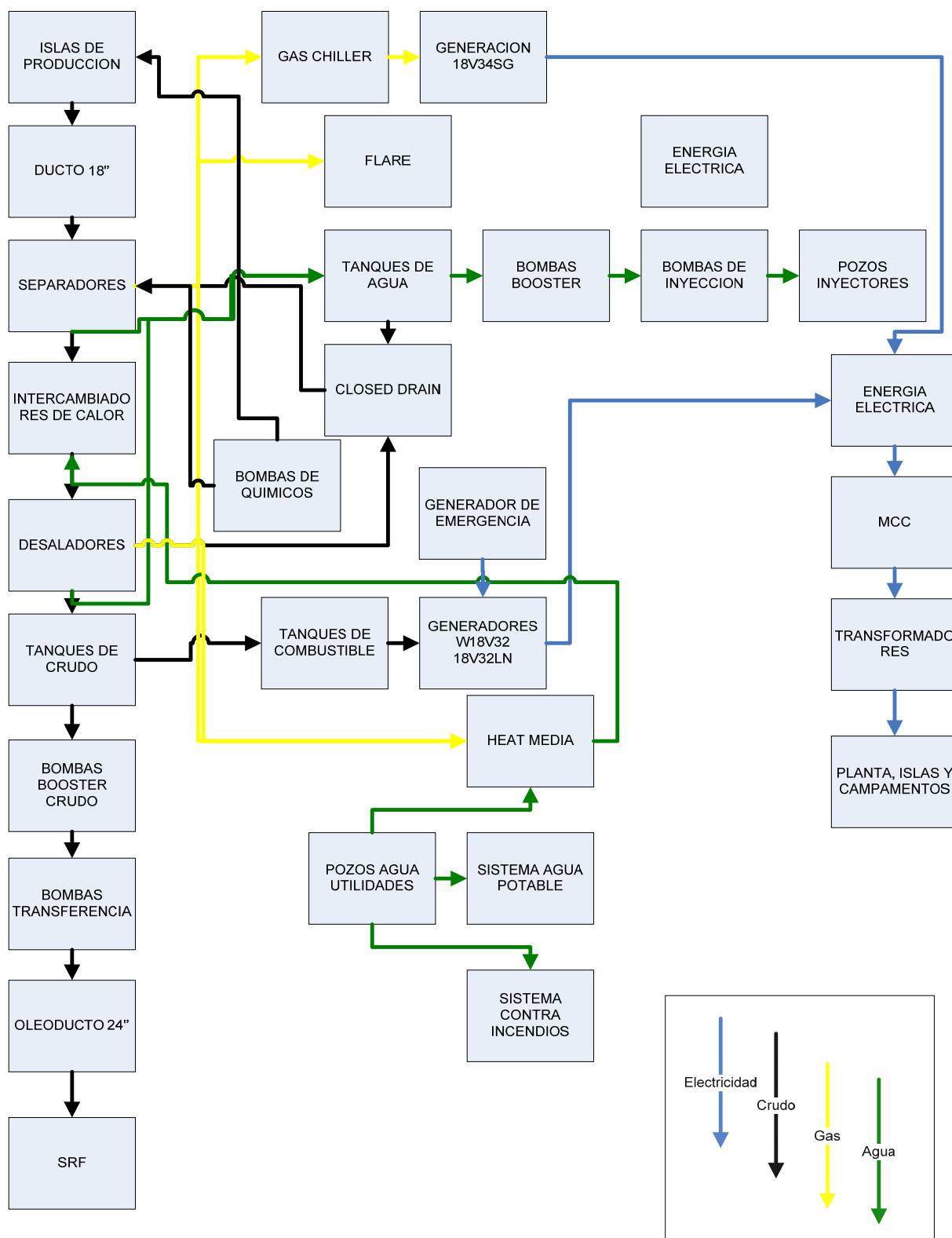


FIG 8. Proceso de planta de proceso, generación e islas.

## **2.3 Procesos de Mantenimiento en Edén Yuturi**

El papel del departamento de Mantenimiento es fundamental en la producción y transporte de petróleo, asegura la disponibilidad y confiabilidad de los equipos para que se pueda trabajar con los más altos estándares de seguridad, control ambiental y confiabilidad.

Mantenimiento es responsable de una vez construida las facilidades, mantenerlas operativas tratando de alcanzar una alta rentabilidad mediante de técnicas avanzadas de mantenimiento para alcanzar una alta eficacia y eficiencia.

Realiza la labor de administrar, optimizar y garantizar recursos de mantenimiento para asegurar el correcto funcionamiento de las facilidades petroleras.

Mantenimiento Petroamazonas, tiene a su cargo aproximadamente 15.000 equipos repartidos entre el Complejo Indillana y EPF, esta cantidad de equipos siempre va aumentando debido a la constante expansión de las operaciones de Petroamazonas.

El departamento de mantenimiento esta completamente comprometido con la mejora continúa del departamento como tal y de las operaciones de Petroamazonas.

A lo largo de la historia las técnicas de mantenimiento han ido evolucionando para poder lograr la excelencia, este círculo va mejorando para ya que las herramientas de gestión, financieras y tecnología vayan en constante evolución.

En el siguiente gráfico se puede ver la evolución del mantenimiento a lo largo de la historia

### **FIG 9. Evolución del mantenimiento en la historia.**

Como se puede apreciar el futuro depara, el poder administrar los activos de una manera integral lo cual es el Asset Managment, cuya guía es la Prenorma Británica PAS 55.

Petroamazonas, actualmente se encuentra en la fase de mantenimiento Predictivo y Confiabilidad y Riesgo (Enfoque del estudio de criticidad) esto es con los enfoques descrito de aumentan los estándares de seguridad, medio ambiente, confiabilidad, etc.

En vista de la prioridad de nuestra operación, enfocada primero en la seguridad, salud y medio ambiente, después enfocada hacia la producción sustentable y responsable, Petroamazonas, se comprometió a implementar el RCM (siglas en Ingles para Mantenimiento Centrado en Confiabilidad) en una primera instancia como antecedente para implementar la Gestión Integral de Activos, esto se lo hace bajo el estándar de la Prenorma Europea PAS 55, el cual sigue los siguientes pasos:



**FIG 10. Ciclo de implementación de PAS 55**

**Fase 1,-** Debemos trazarnos los objetivos de porque y a donde queremos llegar con la implementación de determinar quiénes serán las personas que llevarán a cabo la implementación (facilitadores), son aquellas personas (expertos) que apoyarán a la implementación de este proceso, estas personas son aquellos que van a dar los datos técnicos, parámetros de funcionamiento, modos de fallo, todo en base a su experiencia, este es un proceso relativamente corto pero requiere del compromiso de la gerencia de mantenimiento y operaciones, así también de la gerencia general para poder contar con los recursos necesarios para poder sacar adelante este sistema de gestión.

**Fase 2.-** La jerarquización de equipos de manera cualitativa de acuerdo a una herramienta utilizada por Bureau Veritas (flujograma adjunto), la cual propone 3

preguntas principales para afecciones a la seguridad, salud y medio ambiente las cuales son:

1. Este equipo es soporte de vida.
2. La falla o falta de este equipo tiene una consecuencia par la seguridad del personal o puede afectar a los planes de emergencia.
3. La falla o falta de este equipo puede acarrear con un impacto ambiental.

Asimismo es importante saber si este equipo tiene un respaldo o back up operacional, esto quiere decir que si fallase el equipo o sistema principal puede entrar en acción un equipo o sistema que pueda suplir al 100% los requerimientos del usuario y no se sienta la falla en la producción.

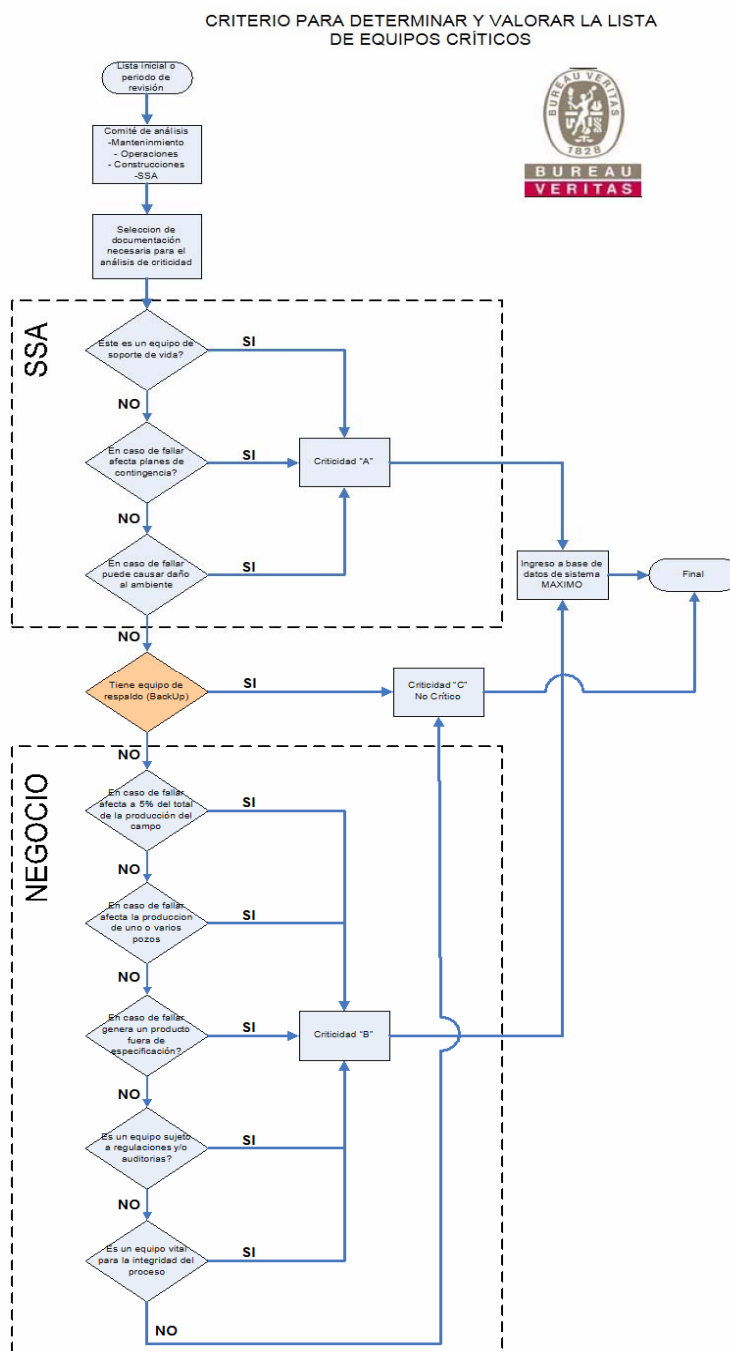
También existen 5 preguntas que afectan directamente con la producción, es decir la razón de ser de la compañía, las preguntas son las siguientes

4. La falla o falta de este equipo puede afectar a la producción de uno o varios pozos.
5. La falla o falta de este equipo puede afectar al 5% de la producción del campo.
6. Si falla el equipo o falta de este afecta a las especificaciones o calidad del producto.
7. Este equipo está sujeto a auditorias gubernamentales o de entidades de control.
8. Este equipo es parte vital del proceso.

Cuando cada una de estas preguntas sean contestadas como positivas automáticamente, el sistema o equipo va a tener en caso de la preguntas de seguridad

salud y ambiente será calificado como critico A, cuando tiene un back up o todas la preguntas son negativas automáticamente se convierte en un equipo no critico o critico C, cuando alguna de las preguntas de negocio sean contestadas como positivas automáticamente se vuelve en un equipo critico B.

Como podemos ver estos resultados son cualitativos, como un primer acercamiento para poder pasar a una fase 3 están muy bien, pero como siempre estamos pensando en el mejoramiento continuo, se vio la necesidad de cuantificar la criticidad de los equipos, base fundamental de este estudio.



**FIG 11. Flujograma para análisis cualitativo de criticidad<sup>5</sup>**

<sup>5</sup> Bureau Veritas, Procedimiento para análisis cualitativo de criticidad de equipos, 2008



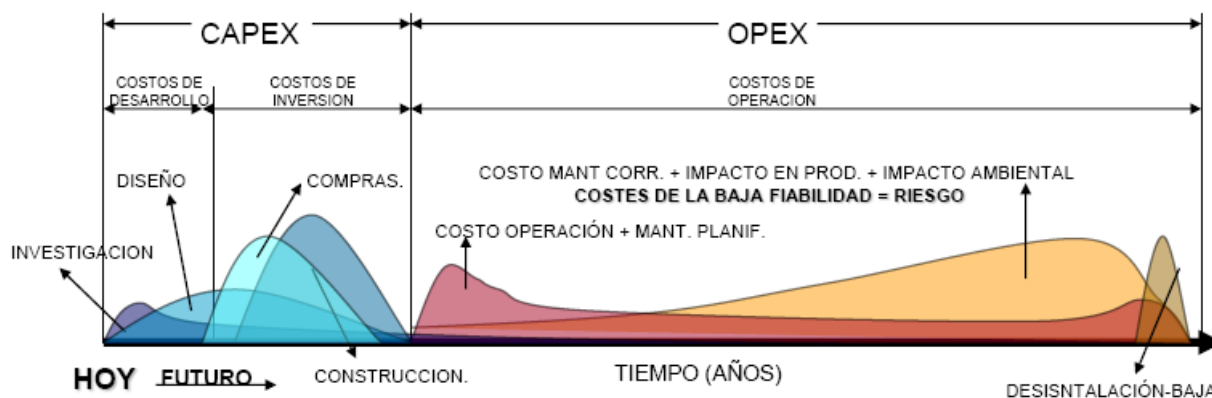
**Fase 4.-** El tener un resultado de criticidad de equipos que nos ayude a priorizar recursos, determinar las técnicas de mantenimiento predictivo, determinación de fallas recurrentes para llevar a un análisis causa raíz, y realizar un mejoramiento de los planes de mantenimiento para poder apuntar hacia la confiabilidad (análisis de RCM), con esto podremos establecer un plan estratégico de técnicas de mantenimiento, es decir aumenta el mantenimiento proactivo y reducir el reactivo, indicativo de falta de confiabilidad, claro está que un comportamiento de la confiabilidad es asintótico, es decir que a medida que vamos aumentando la confiabilidad para poder llegar a 1 o subir décimas a la confiabilidad necesitaremos una gran cantidad de recursos, así que debemos escoger siempre en base a un óptimo riesgo costo beneficio.

**Fase 5.-** Una vez culminada la fase 4 podemos empezar a aplicar los planes de mantenimiento como resultado de los análisis previos (RCA, RCM, etc.) es decir la implementación y ejecución de tareas proactivas.

**Fase 6.-** Como todo proceso de implementación debe tener una etapa de evaluación de resultados, de ahí que una de las necesidades que surgieron fue el hacer un estudio cuantitativo de criticidad de equipos.

**Fase 7.-** Cuando vamos teniendo una buena experiencia y recopilación de datos, un buen historial de datos de falla, riesgo, mantenibilidad, disponibilidad y confiabilidad podemos realizar cálculos de Weibull para poder analizar en que lugar de la curva o que clase de comportamiento de fallos tienen los equipos, para esto podemos basarnos

en los comportamientos de falla (BUSCAR GRAFICOS DE COMPORTAMIENTOS DE FALLA), en base a esto y a los cálculos probabilísticos de fallas potenciales en el tiempo, al igual que los históricos de los costos tomados en cuenta para la ingeniería de conceptual, de proceso e ingeniería de detalle, además de los costo de compra, mantenimiento (basado en la el comportamiento de falla), un estudio de obsolescencia, ver la reposición del equipo o sistema, todo esto engrana dentro de un proceso llamado análisis ciclo costo de vida, este análisis es de gran utilidad para poder garantizar el optimo costo al menor riesgo a lo largo de la vida de un proyecto, equipo, sistema o planta, esto incluirá los costos por impactos en la seguridad, medio ambiente la producción y en los activos.



**FIG 12. Ciclo costo de vida de un activo**

Capex son los costos o el periodo de inversión, y el Opex es el periodo de operación.

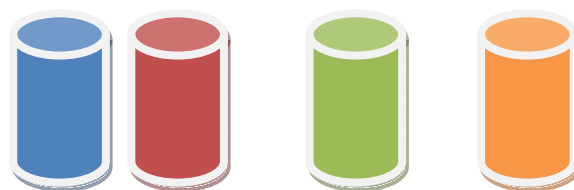
**Fase 8.-** Como todo proceso tiene una fase de mejora continua, última fase de un POLCA Planning, Organizing, Leading, Controlling and Adjusting, es en esta parte de ajustes cuando debemos hacer la mejora continua, y seguir mejorando nuestro proceso

en el tiempo y así alcanzar la excelencia con un modelo de gestión de activos de clase mundial.

Tomando en cuenta lo previamente explicado, Petroamazonas, se encuentra en un continuo proceso de mejoramiento continuo habiendo culminado las fase 5, como estamos en la fase 6 se vio la necesidad de realizar un análisis cuantitativo de criticidad de equipos.

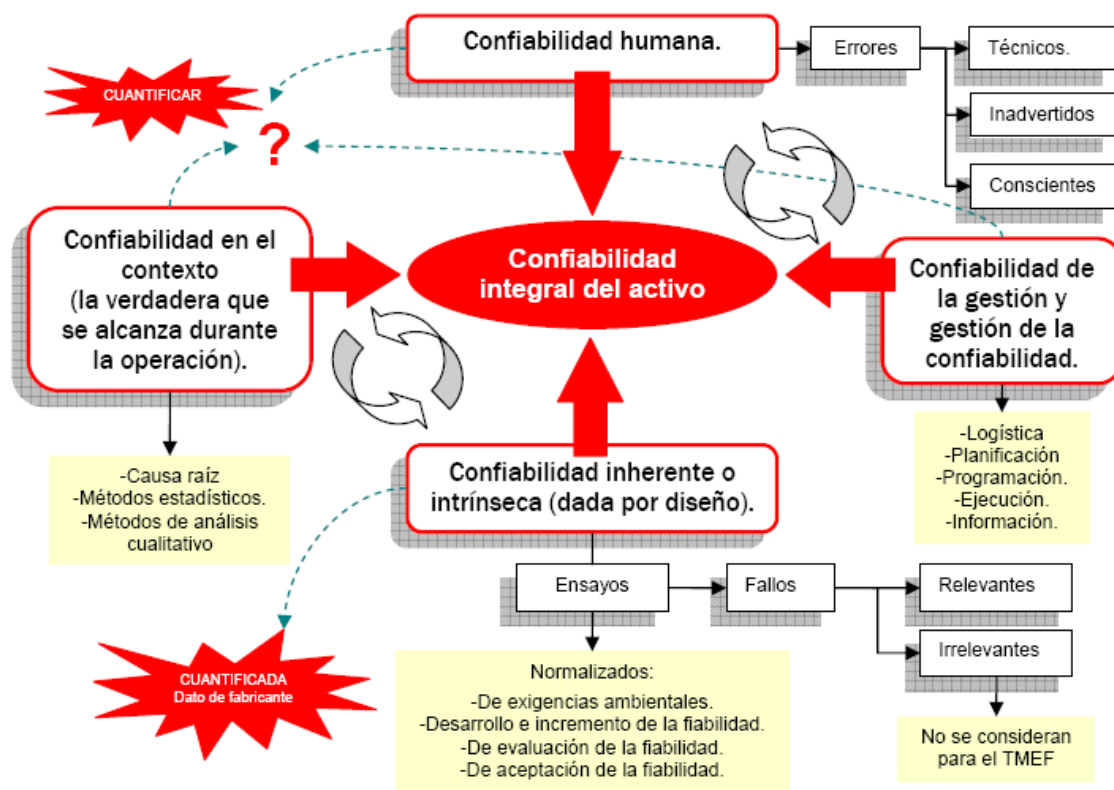
Es importante saber que al aumentar la confiabilidad, el riesgo decrece debido a la falta de fallos inesperados con consecuencias a la persona y medio ambiente pero al mismo momento el hecho de realizar menos mantenimientos de emergencia en equipos críticos, la presión sobre el personal baja, lo que conlleva a tener menos actos inseguros, a menos mantenimientos y fallos no deseados tendremos menor probabilidad de tener daños al personal y medio ambiente, por ende nuestros índices de incidentabilidad de accidentabilidad, morbilidad bajaran.

También debemos acotar los 4 pilares de la confiabilidad:



HUMANA DISEÑO MANTENIMIENTO PROCESO

**FIG 13. Pilares de confiabilidad**



**FIG 14.** Sinergia de pilares para la confiabilidad del activo<sup>6</sup>

Porque son considerados estos los pilares de la confiabilidad, si capacitamos a nuestro recurso más importante, en la parte operativa, y de seguridad tendremos menos incidentes, la gente estará más preparada para afrontar situaciones normales como especiales de trabajo, así mismo como eventos emergentes, con probabilidad de fallo tendiendo a cero.

Cuando la confiabilidad de un sistema, equipo, planta etc., va de la mano con el diseño esto automáticamente se traduce en salvaguardas preventivas colectivas para el personal, la seguridad debe ser concebida desde el diseño, teniendo en cuenta las

<sup>6</sup> Luis Felipe Sexto. Confiabilidad integral del activo, Centro de estudios de innovación y mantenimiento, 2005

necesidades del personal y del proceso, esto nos llevara a tener un lugar seguro para trabajar.

Mantenimiento, un pilar fundamental para todas la operaciones es el que desarrolla la necesidad de optimizar recursos para sacar el mejor rendimiento a su personal y tecnología, la necesidad de mantener los equipos funcionando al 100% par que no presenten fallas promueve la utilización de herramientas de alta tecnología para poder garantizar un riesgo bajo, confiabilidad y disponibilidad altas.

El proceso siendo la razón de ser de un negocio, de un sector merece tener el apoyo del resto de pilares de confiabilidad, y conocer con exactitud las técnicas medulares del negocio, ayudaran a tenerla el mejor rendimiento de una planta con los más altos estándares de seguridad.

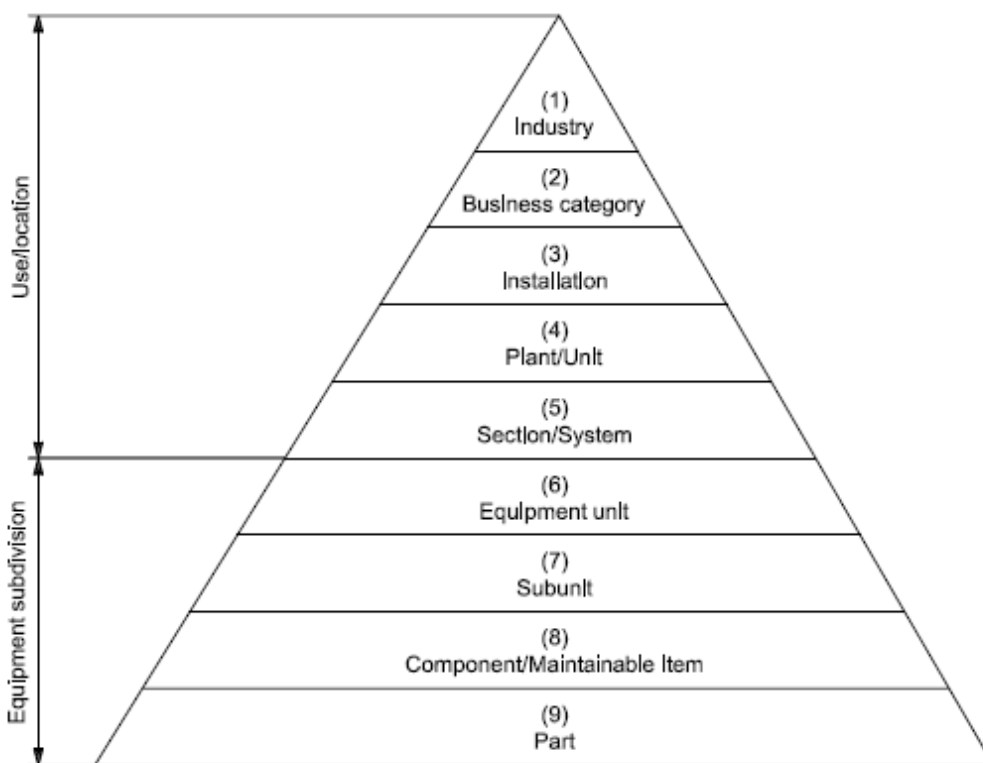
## **Taxonomía**

Es importante conocer cuál es el concepto de taxonomía según la norma ISO 14224 (**Industrias de -petróleo y gas natural-Recolección e intercambio de datos de confiabilidad y mantenimiento de equipos**) clasificación sistemática de ítems genéricos o grupos basados en factores comunes a algunos ítems<sup>7</sup>

Según la taxonomía de la ISO 14224 debemos calificar nuestra planta, sistemas y equipos de acuerdo al diagrama siguiente.

---

• <sup>7</sup> ISO 14224:2006, Petroleum, petrochemical and natural gas industries – collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment. 2006: 7



**FIG 15. Pirámide de taxonomía para clasificación de sistemas, equipos, partes etc.<sup>8</sup>**

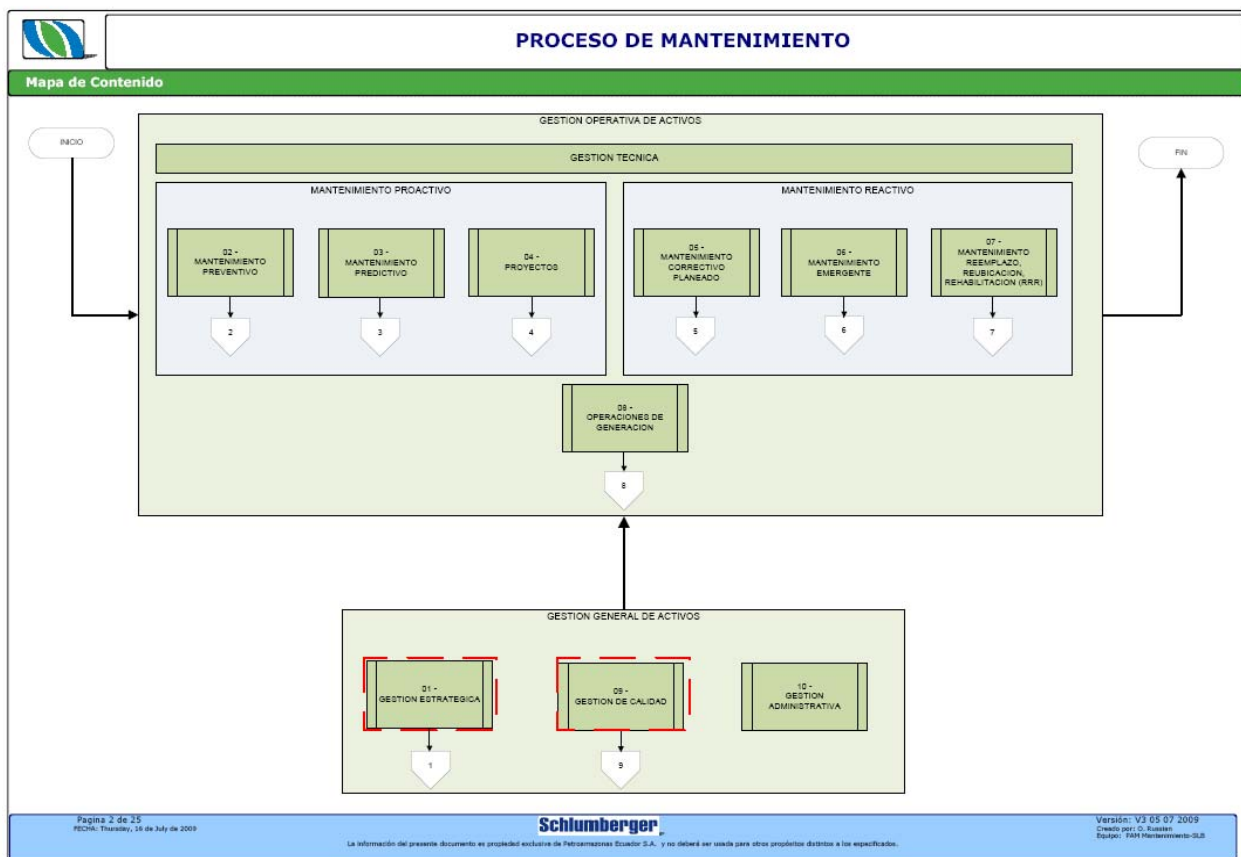
Los esfuerzos se concentraron en el nivel 6 de la pirámide, y se obtuvieron resultados cualitativos ya que es el nivel más bajo posible debido a su practicidad. Asimismo se realizará el estudio actual (cuantitativo) bajo la misma consideración.

Si hacemos una retrospectiva en el trabajo que se ha realizado en Petroamazonas para con la implementación del RCM y siguiendo como guía la PAS 55, podemos decir que la implementación comenzó en Julio del 2007, esta implementación ha llevado un tiempo en investigación, técnicas a aplicar, y nos encontramos organizando

- 
- <sup>8</sup> ISO 14224:2006, Petroleum, petrochemical and natural gas industries – collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment. 2006,, 18

la información, y entrenando al personal no envuelto en los implicados para la implementación, actualmente en la fase 5 del programa de implementación de Gestión Integral de activos, con el desarrollo de la herramienta par análisis RCM e implementación de programas de mantenimiento de los equipos críticos determinados en la primera vuelta del análisis de criticidad cualitativa. Como parte del mejoramiento continuo que Petroamazonas está comprometido se realizará el estudio de criticidad cuantitativo de equipos, enfocado específicamente en riesgo y el costo asociado a al riesgo a la seguridad, salud, y medio ambiente, y el riesgo asociado a la operación.

Con este nuevo listado de equipos críticos se priorizará recursos para el análisis de RCM, ACR (análisis causa Raíz), según sea la técnica mas aplicable para cada equipo, el priorizar recursos para alcanzar el objetivo principal de la Gestión Integral de Activos, minimizar al máximo el riesgo al personal, impactos al medio ambiente y a la propiedad; aumentar confiabilidad para reducir la probabilidad de fallos, y aumentar la disponibilidad de equipos para mejorar las tasas de producción.



**FIG 16. Proceso de mantenimiento Petroamazonas<sup>9</sup>**

### 2.3.1 Mantenimiento Preventivo

El mantenimiento preventivo es el mantenimiento programado basado en un tiempo determinado para realizar una determinada actividad o inspección para asegurar y garantizar las funciones de principales, secundaria y de seguridad de un equipo

<sup>9</sup> Schlumberger, Gestión documental Procesos de mantenimiento de Petroamazonas, 2009



determinado, estas pueden ser el cambio de aceite lubricante, reemplazo de filtros de aire de un motor, pruebas hidrostáticas, etc.

Se ha demostrado a lo largo del tiempo que este tipo de mantenimiento es el más caro de administrar en una compañía con operaciones amplias y complejas.

### **2.3.2 Mantenimiento Correctivo**

Este tipo de mantenimiento es el más antiguo de todos y el más ineficiente cuando ocurre de manera no conciente, este tipo de mantenimiento se deriva a partir de que nace una falla y un equipo o ítem mantenible pierde su función.

En la actualidad este es el tipo de mantenimiento que se quiere evitar, es más, existen indicadores que miden la relación entre el mantenimiento Proactivo (Preventivo + Predictivo) vs. la cantidad de correctivo que se realiza, esto sirve para medir la gestión del departamento para evaluar la capacidad de planificar los trabajos y evitar fallas.

Existe el mantenimiento correctivo esperado o Running to Fail RTF, este tipo de mantenimiento nace después de un análisis prolijo mediante la norma SAE JA 1012 (Estándar de RCM) y la cuantificación de riesgo costo beneficio de algunas acciones a tomar o tareas de mantenimiento propuestas, es decir, se tiene como resultado el dejar fallar un ítem mantenible o equipo a propósito, debido a que las consecuencias en cuanto a seguridad, medio ambiente, lucro cesante son nulas y costo de reparación

considerablemente bajo, la tarea de mantenimiento en estos casos será el reemplazo de la parte o el equipo.

Cada vez que se realiza un mantenimiento debe obedecer y seguir el sistema de permisos de trabajo, para el caso de los correctivos no se participa de una reunión como se lo hace en el caso de los preventivos y predictivos pero se consideran todas los riesgos de la intervención

### **2.3.3 Mantenimiento Predictivo**

El mantenimiento predictivo es una técnica moderna de mantenimiento cuyo objetivo es el anticiparse a las fallas, es decir predecir cuando y en que forma podrían fallar los equipos, es importante acotar que los equipos que están sujetos a este tipo de inspecciones y monitoreos son equipos críticos para la seguridad, salud, medio ambiente y el negocio.

No solamente sirve para anticiparse a un fallo potencial, sino también modula el mantenimiento preventivo, es decir puede aumentar tareas de mantenimiento o reducirlas, y también aumentar o disminuir la frecuencia de las mismas.

El mantenimiento predicativo va muy de la mano con el mantenimiento por condición, es decir no realizar una intervención de cambio o reposición de un ítem o equipo de

una forma periódica sino cuando realmente es necesario, esto como siempre tomando muy en cuenta las consecuencias a la seguridad, medio ambiente, negocio y el activo.

Todas las técnicas de mantenimiento predictivo e integridad mecánica ayudan a minorar el riesgo de falla y por ende las consecuencias al personal, entorno ambiental, el equipo en sí y las pérdidas de producción que ocasiona este fallo en si en una planta de cualquier índole.

Existen varias técnicas de mantenimiento predictivo e integridad mecánica, de las cuales todas son actualmente utilizadas por Petroamazonas para la mejora de la gestión de mantenimiento y reducción de riesgo, estas son:

Análisis de vibraciones.- Técnica por la cual se conocer los fallos posibles en maquinaria rotativa para poder determinar por medio de un acelerómetro y un equipo de análisis que por medio de FFT (Transformada Rápida de Furier) determinar las frecuencias fundamentales de los fallos detectables en equipos rotativos y reciprocantes. Se pueden detectar desbalanceos desalineamientos, fallos en rodamientos, etc. Todos estos fallos pueden ocasionar fallas catastróficas a los equipos con posteriores consecuencias al personal, medio ambiente, negocio y el activo, que pueden ser roturas.

El equipo utilizado es el DLI DCX-XRT con software Expert Alert.

Análisis de corrientes.- Esta técnica funciona básicamente igual que el análisis de vibraciones pero con un enfoque específico hacia motores eléctricos, generadores y vaciadores, esto analizando el espectro de corriente y voltaje. Básicamente esta técnica ayuda a predecir fallos potenciales en ítems mantenibles como estator, rotor, cortocircuitos en devanados, roturas de barras de motor o fallas en polos de generador, e incluso con una buena experiencia se pueden determinar fallos mecánicos por medio del espectro de corriente.

El equipo que se utiliza es el MCE Gold de PdMA Corporation.

Análisis de lubricantes (tribología).- Análisis de lubricantes se centra en monitoreo de parámetros físico-químicos del aceite como TBN (Total base Number- alcalinidad del aceite), TAN (Total Acid Number- Acidez del aceite, viscosidad, insolubles en pentano, estos parámetros nos sirven para determinar la condición del aceite lubricante, saber que contaminaciones se pueden tener y para alargar la vida útil del motor, y cuidarlo en su entorno operativo.

Los materiales de desgaste que se pueden encontrar al momento de realizar análisis de lubricantes pueden ser hierro, magnesio, cromo, níquel, plata, etc., estos materiales nos ayudan a determinar cuáles son los elementos de máquina que están propensos a fallar por desgaste, este diagnóstico puede evitar un fallo severo en cualquiera de estos componentes y posteriores consecuencias graves, es decir minimiza el riesgo de fallas.

Análisis de termografías infrarrojas.- Las termografías son muy utilizadas alrededor del mundo para poder diagnosticar fallos asociados a componentes eléctricos, de baja,

media y alta tensión, debido a que no es necesario estar muy cerca para poder realizar estas intervenciones, el análisis termográfico utiliza como norma base la norma NFPA 75E, además de normas NETA y manuales específicos de cada equipo, el método que emplea la cámara termográfica para poder detectar el calor, es con un lente infrarrojo filtra el espectro visible y ultravioleta, dejando solamente pasar las ondas que se encuentran en los rangos de frecuencia de detección de calor, una vez receptadas las ondas se transfieren a un detector y aun procesador de imágenes, para poder ver en forma de una fotografía.

Existen varios tipos de falla que se pueden detectar con estas cámaras, como son problemas de conectores en paneles eléctricos, problemas de sobrecalentamiento, fugas de gas o vapor de agua fría o caliente, desalineamientos, sobrecalentamientos severos en máquinas, etc.

Que tanto se puede reducir el riesgo por medio de estas inspecciones termográficas?, pues mucho debido a que nos anticipa con bastante exactitud donde y cual es el nivel de severidad del fallo potencia, asegura que se pueda hacer una intervención oportuna para poder planificar la intervención con las seguridades pertinentes para no tener impactos de ninguna índole.

Alineación y balanceo.- Esta técnica es una técnica que puede ser considerada como preventiva o correctiva según sea el caso, esto debido a que se la puede realizar en base a un tiempo determinado o que sea generada en base a una inspección predictiva y el objetivo sea corregir la condición de desalineamiento o desbalanceo.

Esta técnica utiliza para la alineación herramientas modernas como analizadores láser, estos nos ayudan a determinar la posición del elemento fijo con respecto al elemento móvil, de ahí que podemos tener una alineación motor bomba por ejemplo muy exacta y un cuidado integral del activo con menor concentración de esfuerzos mecánicos en el equipo.

El balanceo dinámico de igual manera se lo hace mediante una herramienta especializada, en el caso de Petroamazonas se utiliza el DCX en el módulo de balanceo multiplano, el cual nos puede ayudar a conocer el desbalanceo que se tiene en cada uno de los equipos rotativos, como pueden ser impellers en bombas, rotores en generadores o motores eléctricos, lo que se hace se mide el desbalanceo y se añade o se resta masa del elemento rodante tal cual como se lo hace en las llantas del vehículo, asegurando una vibración residual aceptable dependiendo de las revoluciones de operación del equipo, esto nos ayuda a reducir el riesgo de fallos en rodamientos deflexiones en ejes, que significarían un gran costo para la operación. Existen casos que por desbalanceo severo se tuvo una falla catastrófica que llegó a cobrar vidas humanas o graves daños ambientales.

Ultrasonido.- Esta es una técnica muy similar a las técnicas de análisis de vibraciones y corrientes en cuanto al análisis espectral, pero esta no mide ni vibración ni corriente eléctrica como tal, sino por medio de presión sonora, es decir analizá las frecuencias a distintos niveles de presión sonora que producen los distintos fallos como efectos

corona, fallas en aislamientos, posibles arcos eléctricos tripping, etc. Es importante saber que el ultrasonido es una técnica que es complementaria al análisis termográfico específicamente para poder prevenir incidentes en cuanto a cuando se necesite abrir paneles para inspeccionar termográficamente a paneles de media y alta tensión, esto evita que cuando se abren estos paneles y existe un fallo de arco, este pueda saltar hacia el personal y causar heridas muy serias o hasta la muerte al personal que realiza la inspección de termográfica, esta inspección se la realiza con los paneles cerrados y detecta la fuga de presión sonora que sale por las hendiduras de los paneles.

Existe también el ultrasonido que sirve para determinar el espesor de los materiales base de ciertos equipos, este puede ser A, B o C scan, todos ellos funcional enviando la onda ultrasónica y por medio del diferencial de velocidad entre la salida y el regreso de la señal calcula el espesor.

CIS.- Esta técnica significa Current Interval Survey, sirve para poder determinar los potenciales de la protección catódica que existe entre cada unos los postes de prueba en un oleoducto o línea enterradas, esta protección catódica protege de la corrosión externa que sufre un tubo al estar en contacto con un electrolito (tierra), cuando el nivel de protección cae, los niveles de voltaje en la protección catódica caen por debajo de los 850 mili voltios (Criterio de la NACE (Nacional Association of Corrosion Engineers)). Petroamazonas realiza estas inspecciones anualmente para poder reducir el riesgo de pérdida de protección en sus ductos enterrados y por ende corrosión a mediano plazo

con consecuencias ambientales gravísimas si sucediesen derrames debido a pittings en estos tubos en mención.

DCVG.- Esta técnica de integridad mecánica significa Direct Current Voltaje Gradient, esta técnica es utilizada para determinar en ductos enterrados las fallas en el recubrimiento externo, el método que utiliza es por medio de la corriente que se transmite por medio del electrolito (suelo) hacia la superficie se mide el cambio del gradiente de la fuga de corriente con respecto a la distancia del tubo, esto nos permite poder determinar donde y en que porcentaje se esta perdiendo recubrimiento externo, lo que hace que se planifique una intervención para inspección los daños ocurridos en el material base y poder aplicar técnicas preventivas como instalación de grapas o incluso cambios de sección de tubos, esto nos evita y previene en gran manera el riesgo de un derrame en líneas enterradas, estas pueden ser oleoductos, líneas de gas, poliductos, etc. Cabe recalcar que esta inspección aplica únicamente cuando se tienen líneas con protección catódica ya sea por corriente impresa o ánodos de sacrificio

Smartpigging.- Esta es una de las técnicas más complejas de aplicar en ductos y por ende la más costosa, pero asimismo la más efectiva para poder determinar fallos potenciales en líneas ya sean enterradas o aéreas, lo que busca detectar es deformaciones y pérdidas de material base, asimismo se puede detectar perdidas en recubrimiento, existen dos maneras en las que se puede aplicar el marraneo inteligente o smartpigging, una es el MFL (magnetic flux leakage), este método funciona mediante



en envío de ondas magnéticas contra el material base y la interpretación de los datos por medio de sus sensores, este método es muy bueno cuando se trata de inspeccionar líneas en las que el fluido que manejan no es un líquido, por ejemplo fluidos trifásicos que manejan gas, crudo y agua, esto se debe a que el ultrasonido que es el otro método de inspección no puede actuar de manera correcta porque no tiene un medio estable para la transmisión de las ondas, cuando se tiene un fluido líquido completamente se puede ver por medio de esta técnica muchas fallas potenciales o existentes, se puede medir con exactitud el espesor del material base y el recubrimiento.

La reducción del riesgo es altísima cuando se aplican estas inspecciones muy certeras y con tiempo de antelación y por ende evitar consecuentes muy graves.

Ondas Guiadas.- Esta técnica es muy similar a la técnica de ultrasonido, lo que pretende es determinar deformaciones y pérdidas de espesor en líneas aéreas, esta técnica es aplicable también en líneas enterradas pero no es muy eficiente debido a que este método de inspección lo que hace es disparar ondas ultrasónicas hacia ambos lados del sensor que se coloca como una abrazadera, los sensores reciben la información y luego se debe interpretar los datos, es importante saber que en líneas enterradas la distancia que alcanza este método de inspección es muy baja de ahí que tocaría hacer calicatas muy seguido y eso no resulta eficiente, pero en caso de líneas de gas aéreas es muy buena y se pueden cubrir tramos largos de hasta 100 mts. por cada disparo.

### 2.3.4 RCM y RBI

**RCM (Mantenimiento Centrado en Confiabilidad).**- Es una técnica que nació en la industria aeroespacial y luego fue adoptada por empresas en las que la confiabilidad es muy importante para mitigar el riesgo en sus plantas y para mejorar su productividad, de ahí que al ser Petroamazonas una empresa que trabaja con estándares internacionales y siempre busca la excelencia para llegar a ser un referente regional se comprometió a implementar y adoptar esta metodología para el manejo del mantenimiento.

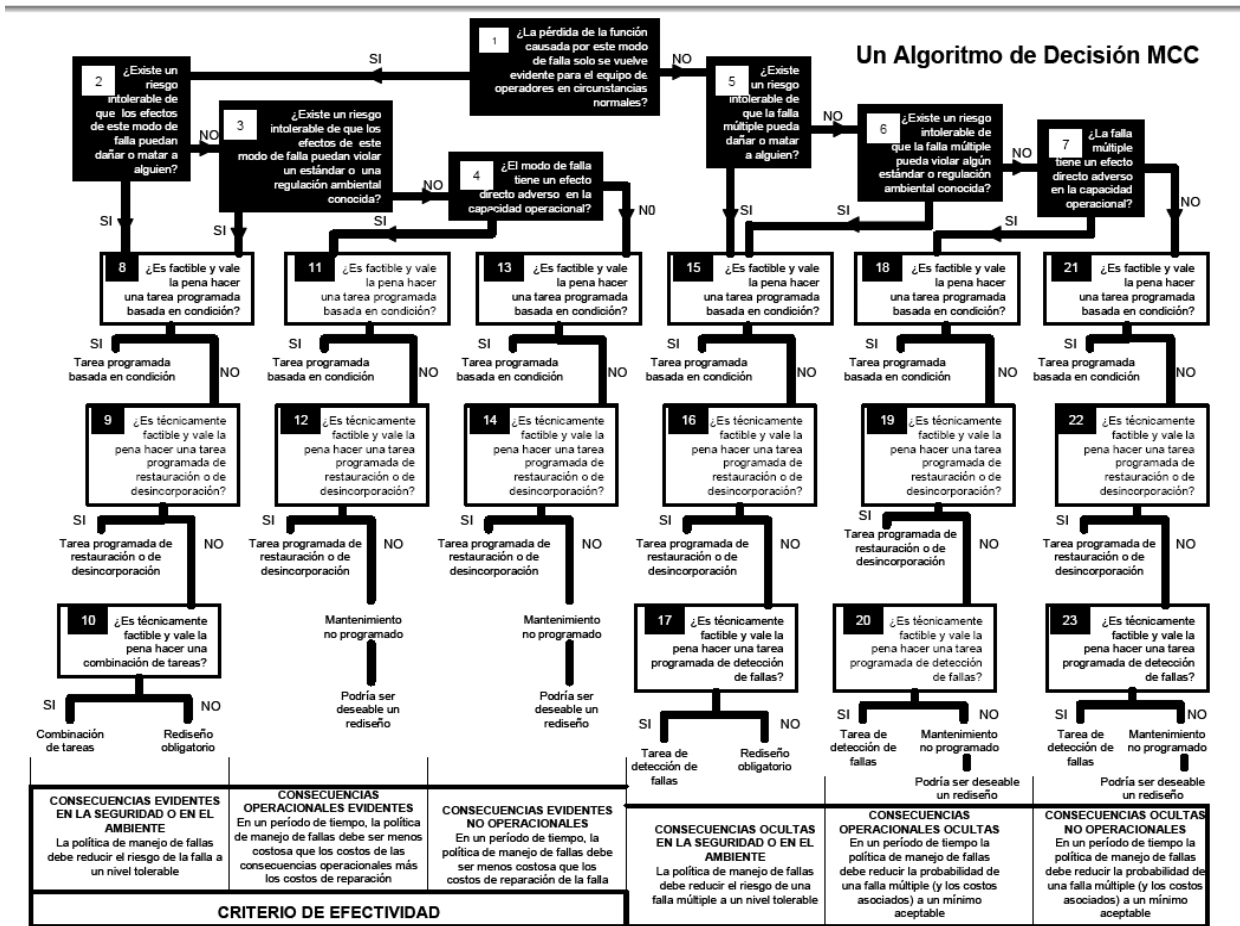
Esta técnica es aplicable a equipos rotativos, con sus instrumentos y controles.

Esta técnica tiene como pasos:

- Determinar la criticidad de los equipos de manera cualitativa y luego cuantitativa.- Se realizó la evaluación cualitativa de cada uno de los equipos EPF en el 2008, ahora como segunda vuelta se realiza el análisis cuantitativo de criticidad (finalidad de este estudio).
- Recolección de datos.- Por medio de sistemas de administración de mantenimiento se recopilan todos los históricos de fallas para realizar el análisis de confiabilidad, experiencia de la gente de operaciones y mantenimiento es importante para determinar los fallos y efectos de falla históricos.
- Definir contexto operativo.- Es importante conocer cuales son los requerimientos de diseño y operación que tiene cada equipo, por eso es importante realizar un análisis de contexto operativo, al igual que determinar

cuales son las entradas, el procesos y las salidas de cada uno de estos equipos, ya que estos determinarán las funciones del sistema o equipo a analizarse.

- Análisis de Modos y Efectos de Falla (FMEA).- Esta técnica se aplica por medio de definir una función para el equipo, estas deben ser funciones primarias, secundarias, de aquí de debe definir la falla funcional, el modo de falla que causa esta falla funcional, el efecto de falla que debe cumplir ciertos parámetros como son: determinar como se siente la falla es decir cuales son los síntomas de la misma, como afecta a la seguridad, salud, medio ambiente y la operación, que se debe hacer para restituir las condiciones normales del equipo, además es importante enunciar si es una falla oculta o evidente para los operadores o sistema de control. Se debe realizar mediante reuniones multidisciplinarias con el personal de operaciones, seguridad, medio ambiente y mantenimiento. Esta técnica se puede aplicar para equipos estáticos y rotativos por igual.
- Determinar riesgo de cada modos de falla.- Mediante el cálculo de probabilidad de falla (1- confiabilidad), y las consecuencias en SSA., por medio de la herramienta de análisis de riesgo semi-cuantitativa (Fig. 16)
- Recorrer en algoritmo de decisión de la SAE JA1012.- Para determinar el tipo de mantenimiento aplicable (mantenimiento a condición, preventivo, correctivo esperado o rediseño), siempre se comienza el recorrido del árbol de decisión dependiendo del nivel de consecuencias y si es falla oculta o evidente.



**FIG 17. Algoritmo de decisión SAE JA1012<sup>10</sup>**

- Determinar las tareas de mantenimiento aplicables.- Aquí se deberá obtener la información de los expertos en cada una de las áreas de mantenimiento para realizar el mejor tipo de intervención para minimizar el riesgo del fallo y aumentar la confiabilidad, disponibilidad y por ende la productividad del equipo.
- Determinar el beneficio en confiabilidad, disponibilidad, y riesgo.- Esta es la única parte que puede ser considerada subjetiva del análisis de RCM, ya que no existe alguna técnica definida para prever un medio tiempo entre fallas (MTBF)

<sup>10</sup> SAE JA1012. Una Guía para la Norma de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (MCC), 2002: 54

después de realizar una mejora, que es lo que se debe hacer, se debe tomar un promedio de la confiabilidad actual del equipo y compararla con la aplicable al equipo descrito en el OREDA, de ahí se realizará un gap analysis o análisis de brecha para cuantificar la diferencia entre la gestión de mantenimiento de los top 10 y la de la planta analizarse, este facto se lo multiplicará contra el MTBF actual para prever el MTBF espera, es decir corresponde a la siguiente formula.

$$MTBF_{ESPERADO_{mod\_de\_falla}} = \frac{MTBF_{TOTAL_{equipo\_OREDA}}}{MTBF_{TOTAL_{ACTUAL_{equipo\_COMPANIA}}} \times MTBF_{ACTUAL_{mod\_de\_falla}}$$

Con este nuevo MTBF podremos calcular la confiabilidad, riesgo y costos esperados, con esto podremos justificar la implementación de las tareas o mantenimientos proactivos.

- Implementación de Programas de mantenimiento.- Ningún análisis es efectivo si no se toman acciones para poder implementar la acciones recomendadas en base a un análisis de RCM de ahí que los planes deben ser incluidos en el sistema de administración de mantenimiento y realizarse de una manera prolija y eficiente.
- Evaluación de resultados y mejora continua.- En esta parte se deben evaluar los resultados después de un tiempo determinado que puede ser cada año, para realizar los ajustes correspondientes al sistema y es importante que se realicen corridas antes del tiempo establecido cuando cambie el contexto operativo del equipo o la planta.

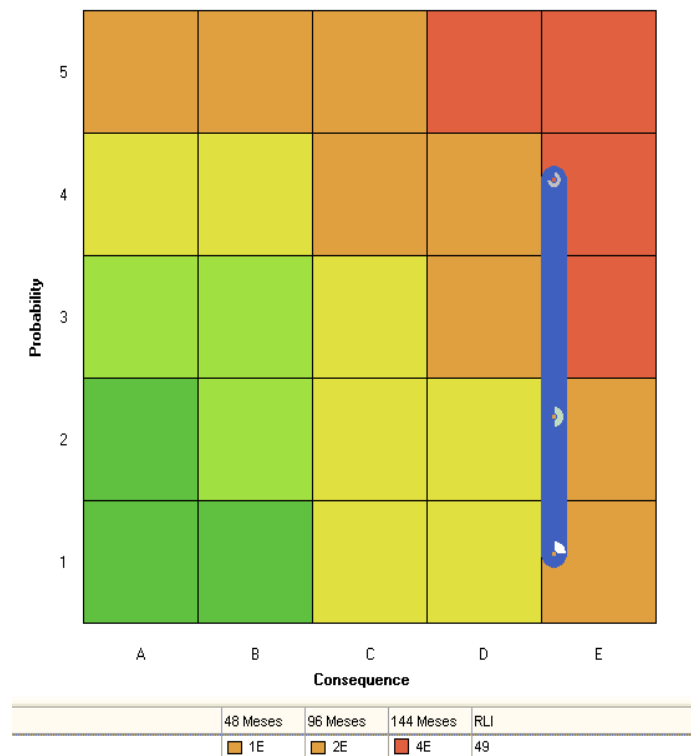
**RBI (Inspecciones Basadas en Riesgo).**- Esta técnica es fuertemente utilizada para determinar el riesgo en el que se encuentra cada uno de los equipos estáticos de distintos tipos de plantas de procesos, centrales de producción etc.

Este método se basa en dos norma aplicables que son la API 580 y 581, respectivamente estas enuncian los diferentes mecanismos de deterioro (símil a modos de fallo) y la metodología de análisis para RBI.

Los pasos a determinar el riesgo y las inspecciones a realizarse para administrar la confiabilidad y el riesgo en equipos estáticos es:

- Al igual que en RCM se debe comenzar determinando cuales son los equipos más críticos de la planta, ya sea de manera cualitativa que tiene como desventaja el que se tiene muchos equipos con el mismo riesgo o cuantitativa, que determina exactamente cuál es el riesgo más alto en los equipos.
- De igual manera se deben recopilar datos técnicos del fabricante e históricos de fallas e inspecciones, al igual que el contexto operativo.
- Determinar las propiedades del elemento.- Aquí se incluirán las propiedades como son códigos de diseño, fechas de comisión, si tiene tratamiento térmico, volumen que almacena el equipo, que se almacena, como es su recubrimiento, etc.
- Determinar materiales.- Se enunciará los tipos de material que tiene y el espesor de los mismos.

- Determinar mecanismos de deterioro.- En esta parte del análisis se deberá enunciar los diferentes tipos de corrosión, factores metalúrgicos, asistencias ambientales, y otros factores que contribuyen con el deterioro o son factores de riesgo para la falla del equipo a analizar.
- Enlistar inspecciones.- Se debe enlistar y determinar si se realizan las inspecciones preventivas al equipo en el interior del mismo en el exterior, estas pueden ser las inspecciones predictivas enlistadas en la sección 2.3.3, u otras mas complejas y especializadas como rayos x, inspecciones por partículas magnéticas, corrientes de Hedí, endoscopías, análisis metalúrgicos y monitoreos en línea.
- Determinar factores de probabilidad y consecuencia.- Se deben determinar si han existido fallos, frecuencia de los mismo, determinar las consecuencias probables en base a los volúmenes almacenados, factores de presión, toxicidad, si falla solo o acarrea la falla de otros equipos.
- Determinar la matriz de riesgo.- Mediante la matriz de riesgo de la API 581, se posicionará cualitativamente el ítem donde se encuentran los mecanismos de deterioro y por ende el equipo en si.



**FIG 18. Matriz de riesgo analizada en software de análisis de RBI**

- Determinación de tareas de inspección.- Por medio del RLI (Remaining Life Indicador) se determinará la próxima inspección importante al equipo, asimismo se deberá determinar las inspecciones correspondientes para minimizar el riesgo si se encuentra superior a un nivel de tolerable, alto e intolerable a un nivel favorable o aceptable.
- De igual manera que en RCM se deberá incluir los planes de inspección en el software de administración de mantenimiento, para la implementación de estas inspección basadas en riesgo.



Es importante conocer que esta técnica al igual que el RCM ayudan a mitigar los riesgos físicos y mecánicos de gran manera, estas técnicas son las principales para poder negociar una prima de seguros demostrando con fundamentos técnicos sólidos la reducción del riesgo de una planta.

## **2.4 Confiabilidad, Disponibilidad y Mantenibilidad**

La confiabilidad puede ser analizada de varias maneras como por ejemplo análisis de predicción de confiabilidad, análisis de confiabilidad en diagramas de bloque que nos puede ayudar a determinar la confiabilidad de un sistema complejo hasta un sistema simple esto lo realiza mediante simulaciones de Montecarlo y puede ser muy exacto para decidir sobre cambios en diseño de un sistema o para analizar puntos vulnerables de una instalación.

Análisis de Weibull.- Este nos ayuda a determinar el comportamiento de fallas de los equipos y puede determinar si un equipo está en su vida random, mortalidad infantil o en la vejez, esto ayuda a ajustar los planes de mantenimiento preventivo, aparte de planificar eventos en base a comportamientos esperados de los sistemas y equipos y prever la reposición de los mismo. Con este análisis se puede determinar si el equipo está cubierto por garantías y sustentar controversias en caso de que no se haya cumplido con las expectativas de vida del equipo.

Árbol de fallas y eventos.- Este nos puede ayudar a determinar las causas raíz de fallas y eventos asociados, maneja la probabilidad de ocurrencia de los eventos mediante puertas y/o, esto se puede extraer directamente desde el análisis de Modos y efectos de fallas.

Predicciones de mantenibilidad.- Nos ayuda principalmente a determinar horas hombre empleadas y posibles, estimar mano de obra a eventos asociados y disponibilidad operativa.

Análisis ciclo costo de vida.- Nos define la rentabilidad de cambiar o seguir operando un equipo debido a su comportamiento financiero a lo largo de su vida de trabajo.

Human factors.- Es un tipo de análisis que evalúa la confiabilidad humana, muy importante en la ocurrencia de fallas y puede ayudar a determinar el riesgo debido a las acciones humanas, ayuda a tomar acciones para mitigar el riesgo ocasionado por el error humano.

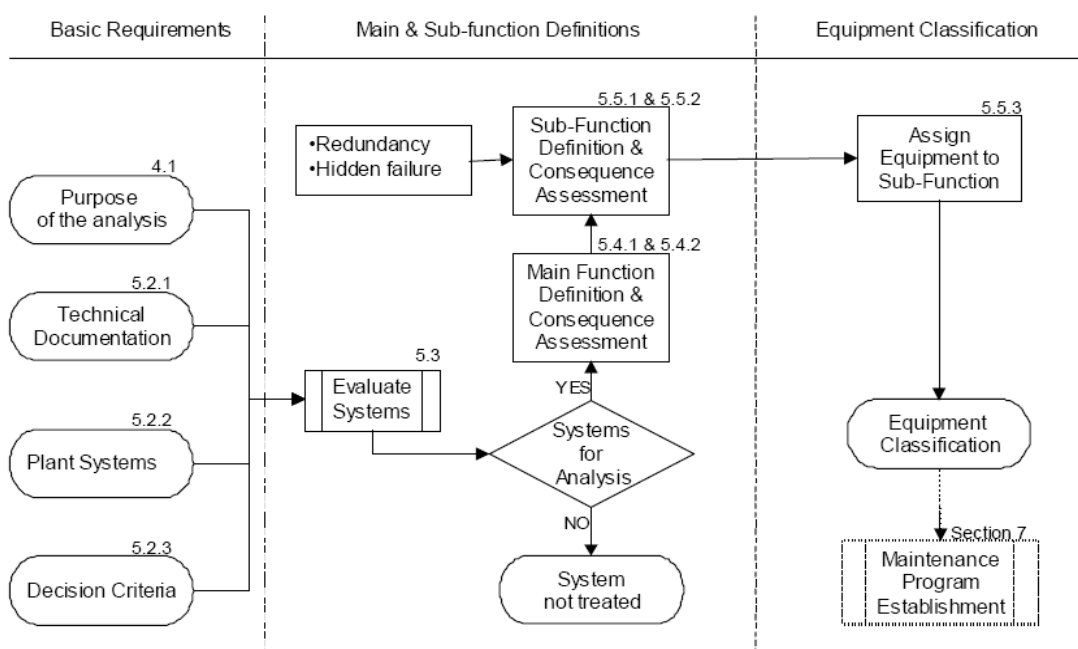
Análisis markoviano.- Se utiliza para determinar cómo interactúan los diferentes estados de un equipo, puede determinar la degradación u obsolescencia de un sistema utiliza ecuaciones de estado y transientes para sus cálculos.

Fracas o sistema de reporte, análisis y acciones correctivas.- Ayuda a organizar cada uno de los eventos asociados a un equipo o sistema esto nos beneficia para tener una

base de datos confiable que permite analizar con efectividad y eficiencia la confiabilidad, riesgo, mantenibilidad y disponibilidad.

## 2.5 Métodos de cálculo de criticidad.

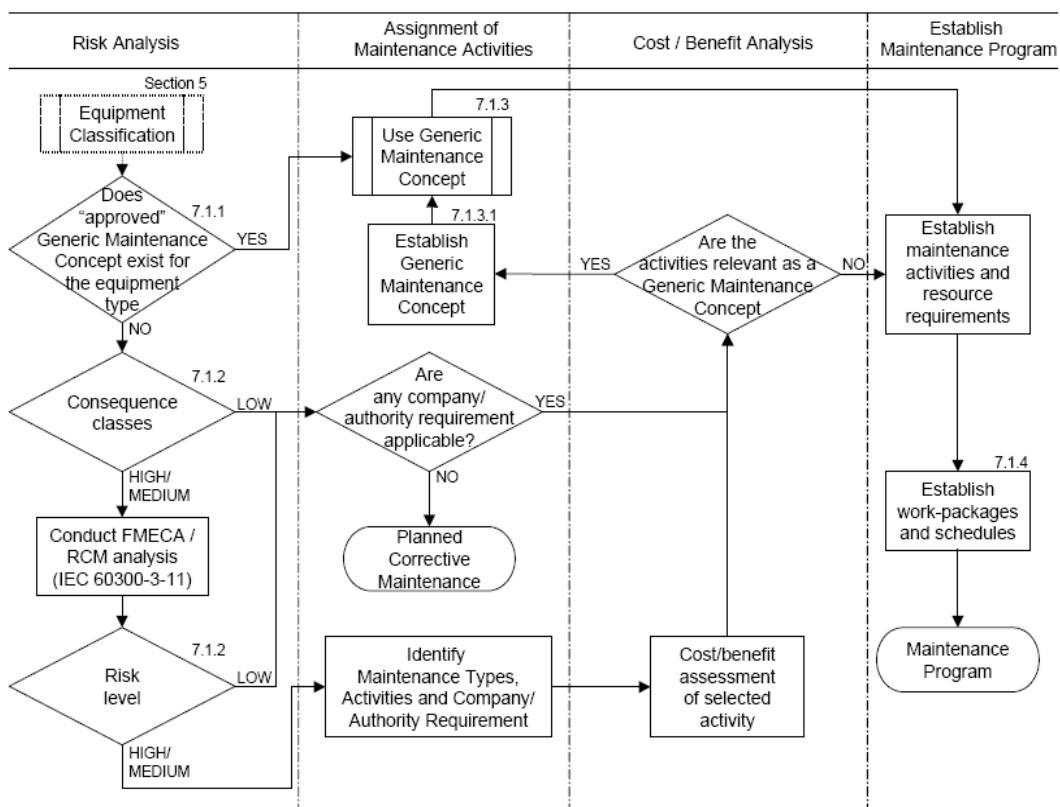
Existe método ya definidos para análisis de criticidad como el de la NORZOK



**FIG 19. Diagrama de proceso, estructura funcional y análisis de criticidad<sup>11</sup>**

La aplicabilidad de cualquier tipo de análisis de criticidad sea cualitativo, semi cuantitativo o cuantitativo, es estructurar un programa de mantenimiento en base a estos parámetros como se muestra en la figura siguiente:

<sup>11</sup> NORZOK STANDARD Z-008. Criticality analysis for maintenance purposes, 2001: 11



**FIG 20. Diagrama de proceso para determinar programas de mantenimiento en base a criticidad Diagrama de proceso, estructura funcional y análisis de criticidad<sup>12</sup>**

El definir las actividad de mantenimiento se utilizará la norma IEC60300-3-11 para un análisis más detallado de FMEA y RCM, también puede utilizarse la API581 y la SAE JA1012.

<sup>12</sup> NORZOK STANDARD Z-008. Criticality analysis for maintenance purposes, 2001: 16

Se debe considerar la criticidad para determinar repuestos críticos para cada equipo crítico, los mismos que deberán un stock seguro en almacenaje para garantizar su reparación inmediata después de sucedida una falla.

La revisión de diseños es importante y sale después del análisis de criticidad, se vuelve evidente ciertas necesidades durante el análisis. Se observarán las fallas ocultas u principales tareas de mantenimiento.

El priorizar las ordenes de trabajo será dada por la criticidad del equipo o sistema, esta priorización será plasmada en los planes de mantenimiento y se dará la atención adecuada según la importancia.

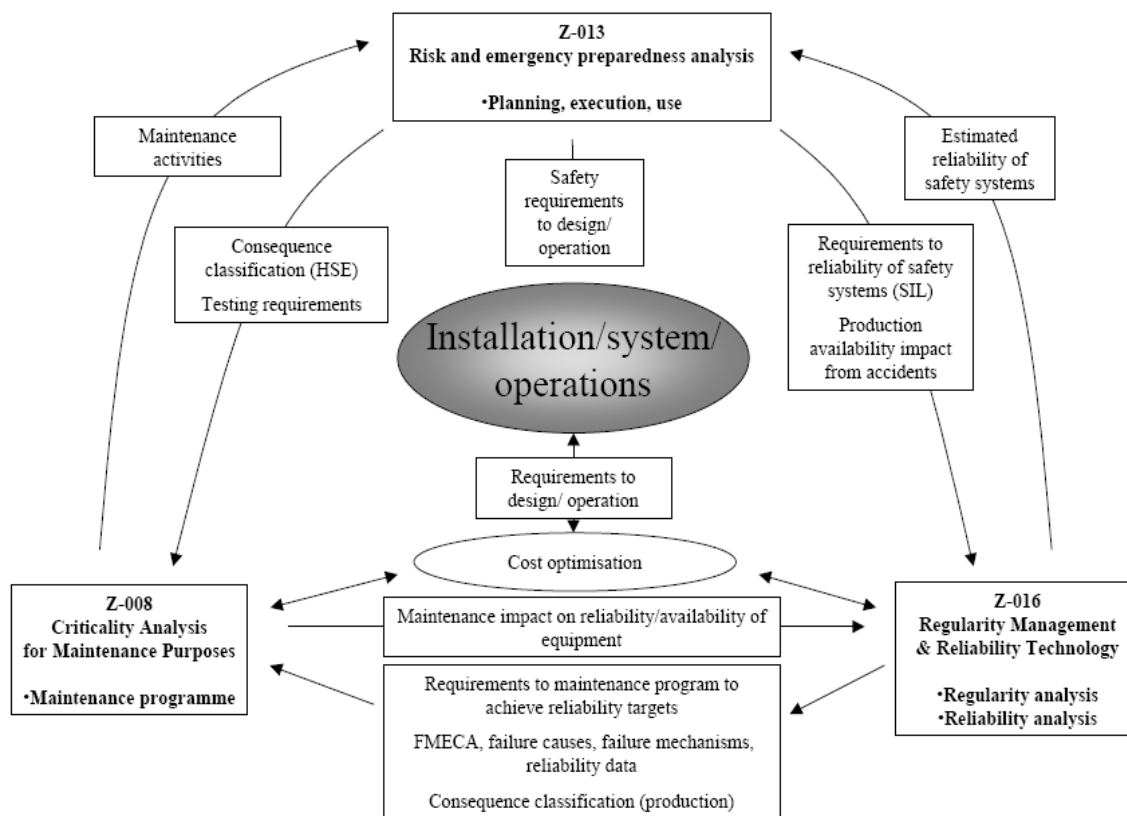
Determinar la redundancia que necesita cada uno de los equipos críticos es importante en caso de tener un riesgo alto.

Es importante considerar también la relación entre normas Noruegas como son:

**Z-008.-** Determina requerimientos para la efectividad en planeamiento y ejecución en análisis de criticidad para propósitos de mantenimiento y guías para determinar las bases para la preparación y optimización de mantenimiento tomando en cuenta riesgos relacionados son seguridad, salud, medio ambiente, lucro cesante y costos directos.

**Z-013.-** Determina requerimientos para plantación, ejecución, uso del riesgo y análisis de preparación de emergencia. También usa el criterio de aceptación de riesgo, esos aspectos cubren el riesgo del activo.

**Z-016.-** Establece requerimientos para la plantación, ejecución y uso de la confiabilidad, este estándar se enfoca en regularizar el manejo y análisis de las facilidades y operación, así como la confiabilidad y disponibilidad de un sistema o equipo,



**FIG 21. Relación entre normas Norsok Z-008, Z-003 y Z-016<sup>13</sup>**

<sup>13</sup> Análisis de criticidad para propósitos de mantenimiento, Norsok Standard Z-008 rev2 nov 2001: 31

## **CAPITULO 3**

### **3 Metodología**

#### **3.1 Recopilación de datos de mantenimiento, operaciones, seguridad industrial y medio ambiente.**

- Se recopila la información de todos los equipos del bloque 15, y se filtra solo los equipos del EPF.
- Se recopila la información de las todas las ordenes de trabajo que aplican para el EPF y se segrega entre las reactivas y las proactivas, se utiliza para el estudio las ordenes de trabajo reactivas únicamente debido a que son las no planificadas que ocasionan la mayor cantidad de consecuencias
- Se determina los costos asociados de los correctivos para cada uno de los equipos.
- Se recopila la información de todos los incidentes y accidentes a la persona, propiedad y ambientales del bloque 15 y se segrega a los aplicables para el EPF.
- Se vincula los siniestros con cada uno de los equipos cuya causa tenga que ver con.
- Se recopila la información de pérdidas de producción aplicables al EPF.
- Se vincula el lucro cesante a cada uno de los equipos del estudio.

### **3.2 Población y Muestra.**

- La población del estudio serán los 1037 equipos críticos entre A, B y C que fueron clasificados de manera cualitativa.
- Serán excluidos los equipos no críticos, los que no tengan ningún impacto en la seguridad, salud, medio ambiente y/o en la operación.
- La muestra será el estudio de estos equipos para determinar su criticidad cuantitativa.
- Se utilizará el estudio que se realizó a principios del 2008 para determinar la cantidad de equipos críticos.
- No se tomará en cuenta para este estudio de criticidad los equipos de perforación, competición y electro sumergible debido a que no son activos de Petroamazonas, sino pertenecen a empresas contratistas que prestan los servicios antes mencionados.

### **3.3 Determinación de la metodología para el análisis de riesgo**

“La prevención de fallos en instalaciones industriales de proceso está basada en gran parte en la aplicación de los probabilísticos de análisis de riesgos. Todo ello se ha llevado a cabo a través de una disciplina denominada ingeniería de fiabilidad, para la cual se dispone de las adecuadas técnicas de predicción y prevención, que han sido



fundamentales para el aseguramiento de la calidad y la seguridad de productos y procesos.”<sup>14</sup>

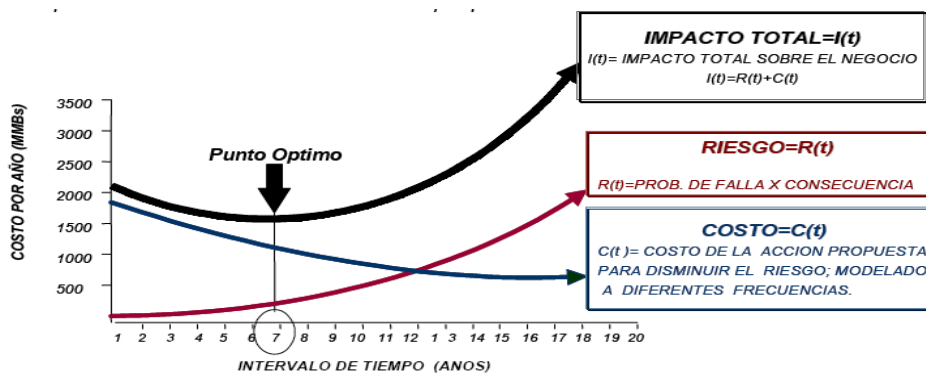
Para el análisis de criticidad cuantitativa, confiabilidad y riesgo vamos a utilizar la herramienta teórica que es utilizada en un software llamado RELEX Reliability Studio, este software utilizado para análisis de confiabilidad y riesgo por varias empresas de clase mundial como: LG (tecnología), General Dynamics (industria aeroespacial), NASA (industria aeroespacial), Lockheed Martin (industria aeroespacial y defensa), Cessna (industria aeronáutica), Rockwell (automatización industrial), Boeing (industria aeronáutica), entre otras.

Existen otros software para la administración de la confiabilidad y riesgo como son Reliasoft y Isograph, todas estas herramientas utilizan el mismo fundamento teórico.

Dentro de una etapa de implementación de confiabilidad una planta se requiere estimar el riesgo-costo-benéfico de los mantenimientos y acciones preventivas para mejorar la confiabilidad de los procesos y los estándares de seguridad en una facilidad petrolera en este caso. Previo este análisis es necesario determinar el riesgo al que están sometidos cada uno de los equipos dentro de una planta petrolera, es decir cuantificar la criticidad de equipos.

---

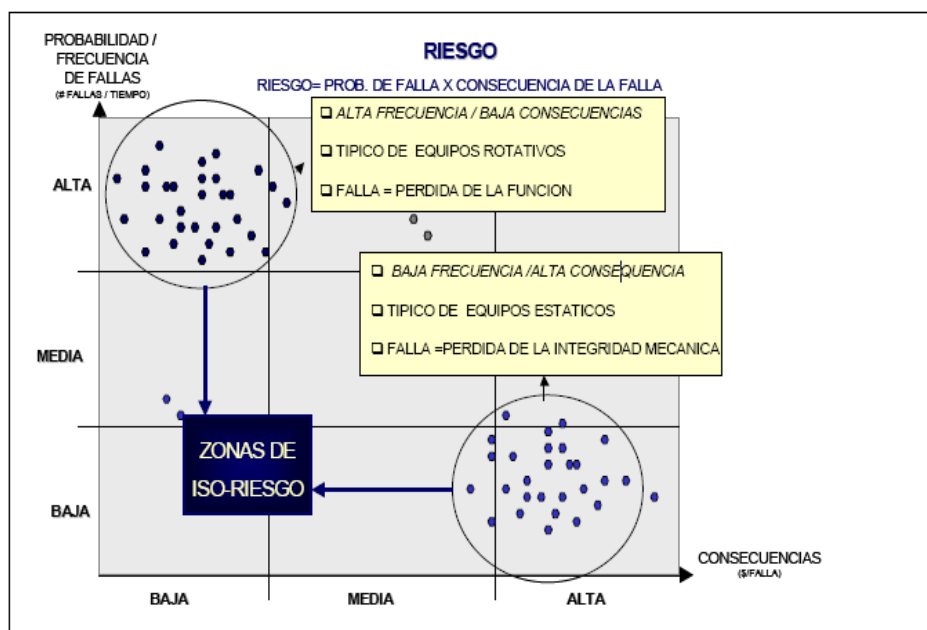
<sup>14</sup> José Tamborero, Antonio Cejalvo. NTP 418: Fiabilidad: distribución log normal.



**FIG 22. Modelo riesgo, costo beneficio.** <sup>15</sup>

Es importante acortar que dependiendo de la clase de equipo que tenemos en una facilidad petrolera la probabilidad de fallas son menores o mayores, y son inversamente proporcionales a las consecuencias, por ejemplo, equipos rotativos (bombas, compresores, motores, etc.) tienen una mayor probabilidad de fallos pero los impactos o consecuencias suelen ser menores, mientras que equipos estáticos (tanques, líneas de crudo, trifásicas, gas, etc.) pasa lo opuesto, es decir, la probabilidad de fallas es menor pero las consecuencias suelen ser mayores.

<sup>15</sup> Medardo Yáñez, José Perdomo, Hernando Gomes. Ingeniería de confiabilidad: pilar fundamental del mantenimiento.



**FIG 23. Probabilidad consecuencia equipos estáticos y rotativos.**<sup>16</sup>

También se utilizará como referencia la norma ISO 14224-2006 “Petroleum, petrochemical and natural gas industries – Collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment” cuyo enfoque es el manejo de la confiabilidad en sector petrolero, petroquímico y de gas natural.

El concepto de confiabilidad es la probabilidad de que un equipo cumpla con su función, es decir, la falta de confiabilidad es la probabilidad de un fallo, entendiéndose por falla que un equipo no cumpla con los estándares de seguridad, medio ambiente y del proceso.

<sup>16</sup> Medardo Yáñez, José Perdomo, Hernando Gomes. Ingeniería de confiabilidad: pilar fundamental del mantenimiento.

Teniendo en cuenta que la confiabilidad esta directamente relacionada con las fallas es importante conocer que tan frecuentemente fallan estos equipos, para esto vamos a necesitar la base de datos que es manejada por un CMMS (Computer Maintenance Managment System) MAXIMO, esta base de datos registra los mantenimientos preventivos, predictivos, correctivos que se realizan en cada equipo, así también se registran las horas de downtime, costos de mano de obra y materiales para realizar estos mantenimientos.

Esta base de datos es sumamente confiable y la única fuente oficial para poder realizar este estudio de criticidad cuantitativa.

Como determinamos las fallas o la frecuencia de fallas? Pues lo podemos realizar por medio de determinar el MTBF - Mean Time Between Failures, en español tiempo medio entre fallas, esto se lo puede determinar mediante varias maneras, las cuales son las siguientes:

- Promedio aritmético

$$\bar{X} = \frac{\sum i}{i}$$

- Método de OREDA, 1'000.000 como referencia a cada millón de horas trabajadas.

$$MTBF = \frac{1'000.000}{\lambda} \quad 17$$

Podemos ver que se enuncia  $\lambda$ , esta es la tasa de fallas, la tasa de fallas está definida

como 
$$\lambda = \frac{\pi}{\tau} = \frac{\# \text{ fallas}}{\text{tiempo.operacion}} \quad 18$$

Asimismo también existe la siguiente relación entre MTBF y  $\lambda$  la cual es utilizada por la ISO 14224:

$$\lambda = \frac{1}{MTBF} \quad 19$$

Una vez que ya tenemos la tasa de fallas o MTBF podremos calcular la confiabilidad

$$R(t) = e^{-\lambda t} \quad 20$$

Si tomamos en cuenta que la confiabilidad es la probabilidad de que un equipo cumpla su función debemos calcular la falta de confiabilidad, es decir la probabilidad de que mi equipo critico entre en un falla, para esto lo realizamos

$$F(t) = 1 - e^{-\lambda t}$$

<sup>17</sup> RELEX. Reliability studio reference manual, 2008; pag. : 11-19

<sup>18</sup> OREDA. Offshore reliability data handbook, 4th edition. 2002 : 25

<sup>19</sup> RELEX. Reliability studio reference manual, 2008: 80

<sup>20</sup> ISO 14224:2006, Petroleum, petrochemical and natural gas industries – collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment. 2006: 139

Entonces tenemos que:

$$F(t) + R(t) = 1$$

$$\lambda = \frac{F(t)}{R(t)} \quad 21$$

Para el cálculo de la disponibilidad se utiliza la siguiente fórmula:

$$\text{Disponibilidad} = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR} \quad 22$$

Mientras tanto para realizar el cálculo de mantenibilidad se debe utilizar la siguiente fórmula:

$$M(t) = 1 - e^{-\frac{t}{MTTR}} \quad 23$$

Se pueden hacer análisis de brecha para poder un comparativo con los más altos estándares de oil & gas, los cuales e tienen en la base de datos de OREDA, para realizar esto se debe conocer y seguir la metodología de OREDA.

La razón por la que utilizamos los datos de OREDA 2002 (Offshore Reliability data) es porque esta es una base de datos en la cual aportan con sus indicadores para cada tipo de equipo con cada modo de fallo de acuerdo a la ISO 14224, las empresas que aportan con estos datos son:

<sup>21</sup> José Tamborero, Antonio Cejalvo. NTP 418: Fiabilidad: distribución log normal

<sup>22</sup> RELEX. Reliability studio reference manual, 2008pag: 11-19

<sup>23</sup> Jezdimir Knezevic. Mantenibilidad. 1ra edición, 1996; 58

ENI S.p.A./AGIP Exploration & Production  
 BP Exploration Operating Company Ltd.  
 ExxonMobil International Ltd.  
 Norsk Hydro ASA  
 Phillips Petroleum Company Norway  
 Statoil ASA  
 Shell Exploration & Production  
 TotalFinaElf

**FIG 24. Compañías que aportan con datos a OREDA**<sup>24</sup>

Equipment class <sup>a</sup>								Failure modes			
Combustion engine	Compressor	Electric generator	Electric motor	Gas turbine	Pump	Steam turbine	Turbo expander	Description	Examples	Code <sup>b</sup>	Type <sup>c</sup>
X	X	X	X	X	X	X	X	Failure to start on demand	Doesn't start on demand	FTS	1
X	X	X	X					Failure to stop on demand	Doesn't stop on demand	STP	1
X	X	X	X	X	X	X	X	Spurious stop	Unexpected shutdown	UST	2
X	X	X	X	X	X	X	X	Breakdown	Serious damage (seizure, breakage)	BRD	3
X	X		X	X	X	X	X	High output	Overspeed/output above acceptance	HIO	2
X	X	X	X	X	X	X	X	Low output	Delivery/output below acceptance	LOO	2
X	X		X	X	X	X	X	Erratic output	Oscillating, hunting, instability	ERO	2
X				X		X		External leakage – fuel	External leakage of supplied fuel/gas	ELF	3
	X			X	X	X	X	External leakage – process medium	Oil, gas, condensate, water	ELP	3
X	X	X	X	X	X	X	X	External leakage – utility medium	Lubricant, cooling water	ELU	3
X	X			X	X	X	X	Internal leakage	Leakage internally of process or utility fluids	INL	3
X	X	X	X	X	X	X	X	Vibration	Abnormal vibration	VIB	3
X	X	X	X	X	X	X	X	Noise	Abnormal noise	NOI	3
X	X	X	X	X	X	X	X	Overheating	Machine parts, exhaust, cooling water	OHE	3
X	X			X	X	X	X	Plugged/choked	Flow restriction(s)	PLU	3 (2)
X	X	X	X	X	X	X	X	Parameter deviation	Monitored parameter exceeding limits, e.g. high/low alarm	PDE	2 (3)

**TABLA 3. Modos de falla para equipos rotativos**<sup>25</sup>

<sup>24</sup> OREDA. Offshore reliability data handbook, 4th edition. 2002

<sup>25</sup> ISO 14224:2006, Petroleum, petrochemical and natural gas industries – collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment. 2006; 121

## RELIABILITY DATA PRESENTATION

### CONTENTS

MACHINERY.....	55
<i>Compressors</i> .....	55
1.1 Compressors.....	58
1.1.1 Centrifugal.....	67
1.1.1.1 ELECTRIC.....	76
1.1.1.1.1 (100-1000) kW.....	79
1.1.1.1.2 (1000-3000)kW.....	81
1.1.1.1.3 (3000-10000)kW.....	83
1.1.1.1.4 (20000-30000)kW.....	85
1.1.1.2 TURBINE.....	86
1.1.1.2.1 (3000-10000)kW.....	89
1.1.1.2.2 (10000-20000)kW.....	91
1.1.1.3 Unknown.....	94
1.1.1.3.1 Unknown.....	95
1.1.2 Reciprocating.....	96
1.1.2.1 ELECTRIC.....	103
1.1.2.1.1 (100-1000) kW.....	106
1.1.2.1.2 (1000-3000)kW.....	108
1.1.2.1.3 (3000-10000)kW.....	109
1.1.3 Screw.....	111
1.1.3.1 DIESEL.....	117
1.1.3.1.1 (100-1000) kW.....	118
1.1.3.2 ELECTRIC.....	119
1.1.3.2.1 (100-1000) kW.....	121
1.1.3.2.2 (1000-3000)kW.....	123
1.1.3.2.3 Unknown.....	125
Gas Turbines.....	126
1.2 Gas Turbines.....	129
1.2.1 Aeroderivative.....	136
1.2.1.1 (-1000) kW.....	143
1.2.1.2 (3000-10000)kW.....	144
1.2.1.3 (10000-20000)kW.....	146
1.2.1.4 (20000-40000)kW.....	148
1.2.1.5 Unknown.....	151
1.2.2 Industrial.....	153
1.2.2.1 (-1000) kW.....	160
1.2.2.2 (1000-3000)kW.....	161
1.2.2.3 (3000-10000)kW.....	163
1.2.2.4 (10000-20000)kW.....	166
1.2.2.5 (20000-40000)kW.....	168
Pumps.....	170
1.3 Pumps.....	173
1.3.1 Centrifugal.....	180
1.3.1.1 Chemical injection.....	187
1.3.1.2 Combined function.....	188
1.3.1.3 Completion fluid.....	189
1.3.1.4 Condensate processing.....	190
1.3.1.5 Cooling systems.....	192
1.3.1.6 Crude oil handling.....	193
1.3.1.7 Emergency power.....	195

TABLA 4. Índice de clases de equipos<sup>26</sup>

<sup>26</sup> OREDA. Offshore reliability data handbook, 4th edition. 2002: 45



COMPRESSOR					
Power transmission	Compressor unit	Control and Monitoring	Lubrication system	Shaft seal system	Miscellaneous
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Gearbox</li> <li>• Bearing</li> <li>• Seals</li> <li>• Lubrication</li> <li>• Couplings</li> <li>• Instruments</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Antisurge system</li> <li>• Casing</li> <li>• Cylinder liner</li> <li>• Instruments</li> <li>• Shaft seals</li> <li>• Radial bearing</li> <li>• Thrust bearing</li> <li>• Interstage seals</li> <li>• Valves &amp; piping</li> <li>• Piston<sup>4</sup></li> <li>• Packing</li> <li>• Rotor w/impellers</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Instruments</li> <li>• Cabling, junction box etc.</li> <li>• Control unit</li> <li>• Actuating device</li> <li>• Monitoring</li> <li>• Internal power supply</li> <li>• Valves</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reservoir w/heating system</li> <li>• Pump w/motor</li> <li>• Filter</li> <li>• Cooler</li> <li>• Valves &amp; piping</li> <li>• Oil</li> <li>• Instruments</li> <li>• Seals</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Buffer gas system</li> <li>• Dry gas seal</li> <li>• Instruments</li> <li>• Overhead tank</li> <li>• Reservoir</li> <li>• Scrubber</li> <li>• Pump w/motor/gear</li> <li>• Filter</li> <li>• Valves</li> <li>• Seal gas</li> <li>• Seal oil</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Base frame</li> <li>• Cooler</li> <li>• Valves</li> <li>• Magnetic bearing control system</li> <li>• Piping</li> <li>• Purge air</li> <li>• Silencers</li> </ul>

**TABLA 5. Subdivisión de ítems mantenibles de acuerdo a subsistema.**<sup>27</sup>

<sup>27</sup> OREDA. Offshore reliability data handbook, 4th edition. 2002: 56

Taxonomy no 1.1.1.1		Item Machinery Compressors Centrifugal Electric driven								
Population	Installations	Aggregated time in service (10 <sup>6</sup> hours)					No of demands			
34	9	Calendar time *		Operational time †			3751			
		1.1503		0.8560						
Failure mode	No of failures	Failure rate (per 10 <sup>6</sup> hours)					Active rep.hrs	Repair (manhours)		
		Lower	Mean	Upper	SD	n / t		Min	Mean	Max
Internal leakage	8*	0.00	7.25	35.34	14.75	6.95	54.6	2.0	69.1	216.0
	8†	0.00	10.77	53.17	22.48	9.35				
Low output	6*	0.04	5.61	19.03	7.00	5.22	5.6	2.0	5.6	15.0
	6†	0.46	7.01	20.35	6.73	7.01				
Minor in-service problems	2*	0.01	1.65	6.21	2.29	1.74	2.0	2.0	2.0	2.0
	2†	0.02	2.15	7.35	2.71	2.34				
Noise	3*	0.02	2.43	8.31	3.06	2.61	18.2	5.0	29.7	64.0
	3†	0.01	3.42	13.15	4.85	3.50				
Other	25*	2.22	34.86	101.62	33.65	21.73	30.3	4.0	36.3	410.0
	25†	3.46	45.26	128.52	42.16	29.20				
Parameter deviation	8*	0.05	8.01	28.34	10.47	6.95	2.8	2.0	6.9	28.0
	8†	0.08	10.19	34.29	12.60	9.35				
Vibration	6*	0.10	7.88	25.30	9.16	5.22	18.7	6.0	34.3	96.0
	6†	0.06	11.71	41.82	15.45	7.01				
Incipient	269*	14.94	266.41	788.37	262.32	233.86	10.5	0.3	13.6	531.0
	269†	14.30	366.15	1103.28	374.72	314.24				
Abnormal instrument reading	149*	7.60	141.51	420.76	140.20	129.53	5.6	1.0	7.4	73.0
	149†	11.50	192.98	567.07	188.29	174.06				
Erratic output	3*	0.00	2.34	10.94	4.44	2.61	9.0	1.0	9.0	16.0
	3†	0.03	3.03	9.86	3.59	3.50				
External leakage - Process medium	1*	0.00	0.81	4.01	1.69	0.87	2.0	2.0	2.0	2.0
	1†	0.00	1.10	5.41	2.28	1.17				
External leakage - Utility medium	25*	0.47	23.96	74.42	26.35	21.73	6.6	0.3	9.3	40.0
	25†	0.64	31.89	98.89	34.98	29.20				
Internal leakage	1*	0.06	0.91	2.63	0.87	0.87	2.0	4.0	4.0	4.0
	1†	0.00	1.35	5.54	2.10	1.17				
Minor in-service problems	37*	0.30	38.74	131.48	48.36	32.17	4.8	1.0	7.3	72.0
	37†	0.24	52.47	194.97	71.99	43.22				
Noise	4*	0.34	3.21	8.55	2.72	3.48	7.7	4.0	7.7	11.0
	4†	0.41	4.37	11.97	3.87	4.67				
Other	34*	0.11	38.98	153.01	56.91	29.56	45.3	1.0	49.5	531.0
	34†	0.19	59.26	230.24	85.26	39.72				
Parameter deviation	3*	0.00	4.83	20.66	7.99	2.61	-	2.0	35.7	92.0
	3†	0.00	5.44	22.70	8.67	3.50				
Structural deficiency	4*	0.00	3.74	16.27	6.33	3.48	13.3	4.0	21.5	50.0
	4†	0.00	5.40	24.91	10.02	4.67				
Unknown	1*	0.00	1.24	6.11	2.58	0.87	-	4.0	4.0	4.0
	1†	0.00	1.53	7.17	2.92	1.17				
Vibration	7*	0.18	7.22	22.11	7.72	6.09	2.7	1.0	19.3	119.0
	7†	0.30	9.14	27.70	9.51	8.18				
Comments										

(cont.)

T

TABLA 6. Cuadro de estadísticas por modo de falla<sup>28</sup><sup>28</sup> OREDA. Offshore reliability data handbook, 4th edition. 2002 : 77

**Maintainable item versus failure mode, to be continued**  
**Item: Compressors - Reciprocating**

	AIR	BRD	ELP	ELU	ERO	FTS	HIO	INL	LOO	NOI
Actuating device	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Base frame	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cabling & junction boxes	0.28	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Casing	0.00	0.05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Check valves	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Control unit	0.84	0.00	0.00	0.00	0.09	0.19	0.00	0.00	0.00	0.00
Cooler(s)	0.00	0.00	0.00	0.19	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Coupling to driver	0.00	0.00	0.00	0.00	0.37	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Cylinder liner	0.28	0.00	4.10	1.30	0.00	0.00	0.00	0.09	12.20	0.00
Filter(s)	0.00	0.00	0.09	0.09	0.00	0.00	0.00	0.00	0.19	0.00
Gearbox/var drive	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Instrument, flow	0.37	0.00	0.00	0.00	0.00	0.09	0.00	0.00	0.00	0.00
Instrument, general	0.84	0.00	0.00	0.00	0.00	0.09	0.00	0.00	0.09	0.00
Instrument, level	0.28	0.00	0.00	0.09	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Instrument, pressure	2.05	0.00	0.00	0.37	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Instrument, speed	0.09	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Instrument, temperature	2.00	0.00	0.09	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.09	0.00
Instrument, vibration	0.79	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Internal piping	0.00	0.00	0.09	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Internal power supply	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Interstage seals	0.00	0.00	0.00	0.14	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Monitoring	0.37	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Oil	0.00	0.00	0.00	0.09	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Other	0.09	0.00	0.47	0.28	0.09	0.00	0.00	0.00	0.19	0.00
Packing	0.00	0.00	0.47	0.09	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Piping	0.00	0.00	0.09	0.56	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Piping, pipe support + bellows	0.00	0.00	0.09	0.19	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Piston(s)	0.00	0.05	0.19	0.00	0.19	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Pump w/motor	0.00	0.00	0.37	0.28	0.00	0.09	0.00	0.00	2.79	0.00
Pump w/motor/gear	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.28	0.00
Seals	0.00	0.00	0.09	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.09	0.00
Silencers	0.00	0.00	0.09	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.09
Subunit	0.00	0.09	0.09	0.09	0.19	0.37	0.00	0.00	1.12	0.19
Unknown	0.19	0.00	0.19	0.09	0.00	0.19	0.00	0.00	0.93	0.19
Valves	0.74	0.00	1.30	0.42	0.19	0.09	0.00	0.09	3.63	0.09
Total	9.22	0.19	7.82	4.28	1.12	1.12	0.00	0.19	21.60	0.56

**TABLA 7. Cuadro de estadísticas tasa de fallos  $\lambda$  ítem mantenible vs modo de fallo<sup>29</sup>**

<sup>29</sup> OREDA. Offshore reliability data handbook, 4th edition. 2002: 62

Ejemplo:

Se requiere conocer el MTBF, la confiabilidad y probabilidad de falla de fallas debido a cojinetes y lubricación.

Taxonomy no 2.1		Item Electric Equipment Electric Generators								
Population 105	Installations 59	Aggregated time in service (10 <sup>6</sup> hours)					No of demands 24231			
		Calendar time <sup>a</sup> 4.6865		Operational time <sup>f</sup> 0.9353						
Failure mode	No of failures	Failure rate (per 10 <sup>6</sup> hours)					Active rep.hrs	Repair (manhours)		
		Lower	Mean	Upper	SD	n/c		Min	Mean	Max
Critical	148 <sup>g</sup>	5.48	32.23	77.37	23.25	31.58	15.6	1.0	23.8	566.0
	148 <sup>h</sup>	6835.57	9743.18	13872.43	1904.58	158.24				
Breakdown	4 <sup>i</sup>	0.00	1.08	6.13	3.46	0.85	71.7	29.0	103.0	251.0
	4 <sup>j</sup>	1.55	4.39	8.39	2.14	4.28				
External leakage - Utility meritum	1 <sup>k</sup>	0.00	0.22	1.23	0.60	0.21	8.5	17.0	17.0	17.0
	1 <sup>l</sup>	0.00	1.09	4.95	1.97	1.07				
Spurious stop	50 <sup>m</sup>	0.79	10.64	30.35	9.97	10.67	9.3	1.0	10.8	109.5
	4n <sup>n</sup>	1068.98	1989.27	3140.52	637.62	63.46				

ELU – External Leakage –Utility

UST – Spurious stop

Confiabilidad  $R(t) = e^{-\lambda t}$   $\lambda =$  tasa de fallas.  $MTBF = \frac{1}{\lambda}$

Tasa de falla $\lambda$	Modos de fallo		
Item Mantenible	ELU	UST	TOTAL
Bearing	0.21	0	0.21
Lubricacion	0	0.21	0.21
<b>TOTAL</b>			<b>0.42</b>

	HORAS	DIAS		
MTBF	2380952.38	6523.2		
CONFIABILIDAD			0.99985	99.98%
PROBABILIDAD DE FALLO			0.00015	0.02%

**FIG 25. Ejemplo de análisis confiabilidad**

Para el cálculo del riesgo necesitamos estimar las consecuencias que han ocurrido cuando han fallado estos equipos.

Para esto hemos determinado que va a tomar en cuenta la sumatoria de las consecuencias para poder determinar la consecuencia total de las fallas de equipo en cuestión.

**Consecuencias =  $\sum$  seguridad + salud + medio ambiente + operación (lucro cesante) + mantenimiento**

Como referencia podemos utilizar la siguiente herramienta semicuantitativa:

OCURRENCIA		CONSECUENCIAS										O'E	$\Sigma$ CONS	RIESGO			
		SEGURIDAD Y SALUD		MEDIO AMBIENTE		MNT		OPR		EXPOSICIÓN							
Probable	MTEF < 30 DIAS (+12 veces año)	10	Numerosas muertes	40	Muy significativo	Vertame mayor 5 bbls fuera de locaciones y en cuerpos de	40	> 5000	10	> 1000 BBL	10	20 - 24 h	10	100	100	Aceptable	< 20
Ocasional	MTEF 30- 90 DIAS (4 a 12 veces año)	6	1 Muerte	20	significativo	Vertame mayor 5 bbls fuera de locaciones con contacto	20	1000 - 5000	6	100 BBL - 1000 BBL	6	15 - 20 h	6	36	52	Moderado	21-70
Rara	MTEF 90- 360 DIAS (2 - 4 veces año)	3	Accidente con perdida de tiempo	10	importante	Vertame mayor a 5 bbls dentro de las locaciones	10	500 - 1000	3	10 BBL - 100 BBL	3	10 - 15 h	3	9	26	Notable	71-200
Remota	MTEF > 360 DIAS (1 o menos veces al año)	1	Lesión sin perdida de tiempo	5	leve	Vertame menor a 5 bariles dentro de las	5	100 - 500	1	1 BBL - 10 BBL	1	5 - 10 h	1	1	12	Alto	200-400
Imposible	NUNCA SUCEDE	0.5	Incidente	2	Insignificante	leak	2	0 - 100	0.5	< 1 BBL	0.5	< 5 h	0.5	0.25	5	Intolerable	> 400

**TABLA 8. Herramienta semicuantitativa para análisis de riesgo**

Ahora vamos a determinar la fórmula para poder determinar el riesgo de un equipo y por ende su criticidad.

Utilizando como base del estudio el método general para evaluación de riesgos mecánicos y físicos, esto porque los equipos que manejamos representan esta clase de riesgos. De ahí que vamos utilizar la siguiente formula.

**RIESGO = PROBABILIDAD x  $\sum$  CONSECUENCIAS**

**RIESGO =  $(1 - e^{-\lambda t}) \times \sum$  (seguridad + salud + medio ambiente + operación (lucro cesante) + mantenimiento)\$**



**FIG 26. Método para cálculo de riesgo<sup>30</sup>**

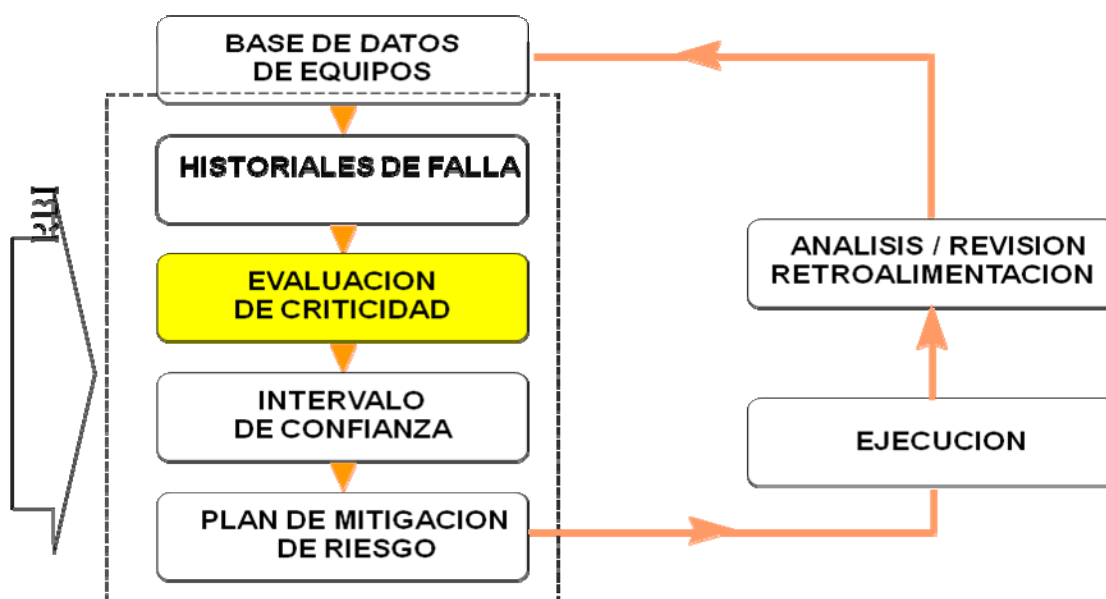
De esta manera se espera estimar cuantitativamente el riesgo de un fallo, en base a un porcentaje de las consecuencias, esto quiere decir que si tenemos una probabilidad de fallo del 0.5 las consecuencias siempre van a ser posibles la mitad de las consecuencias potenciales, con un tiempo estimado de fallo referente al MTBF.

<sup>30</sup> Medardo Yáñez, José Perdomo, Hernando Gomes. Ingeniería de confiabilidad: pilar fundamental del mantenimiento.

### 3.4 Estudio de Criticidad:

Previo el estudio se debió recolectar los datos necesarios para cuantificar las consecuencias de ahí tenemos las siguientes estadísticas, de estas fuentes de bases de datos se sacó un extracto de las aplicables a los equipos de la planta y locaciones del complejo Edén Yuturi.

Este estudio debe servir como input para poder generar un plan de manejo de riesgos en Petroamazonas EPF especialmente en equipos, es decir poder hacer un plan de para la implementación de estrategias para minimizar los mayores riesgos, unas de la acciones puede ser priorizar recursos para análisis de confiabilidad y realizar rediseños basados en confiabilidad, con el objetivo de minimizar las fallas en ciertos equipos y sistemas críticos.

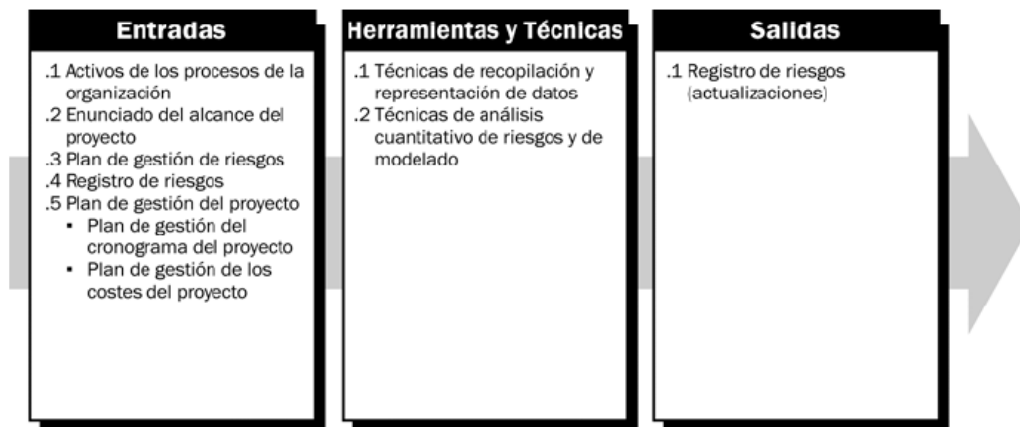


**FIG 27. Ciclo continuo de análisis de criticidad y riesgo**

Es importante evaluar las distintas opciones para el control del riesgo que deben ser tomados en cuenta como son el evitar, el transferir o el mitigar cada uno de los riesgos más importantes que tengamos.



**FIG 28. Planificación de la Gestión de Riesgos<sup>31</sup>**



**FIG 29. Análisis Cuantitativo de Riesgos<sup>32</sup>**

<sup>31</sup>Guía del PMBOK, Guía de los fundamentos de la dirección de proyectos, 2004 : 242

<sup>32</sup> Guía del PMBOK, Guía de los fundamentos de la dirección de proyectos, 2004 : 242



### 3.5 Tabulación de datos

En base a los incidentes y accidentes registrados en el periodo de estudio del 2007 hasta agosto del 2009 tenemos:

137 incidentes totales con un costo total de \$ 893,400

- 88 menores
- 53 importantes
- 3 significativos

Estos se dividen por departamentos en

- 4 administración
- 26 construcciones
- 17 mantenimiento
- 16 materiales
- 15 operaciones
- 50 perforación
- 1 relaciones comunitarias
- 4 seguridad física
- 4 SSA

Divididos en categorías de impacto hacia:

- 83 a la persona
- 16 al ambiente
- 38 a la propiedad

De todos estos 137 incidentes son aplicables al estudio

- 31 son aplicables con un costo total de \$ 61938

El lucro cesante registrado esta basado en las siguientes estadísticas:

- Total de 97 pozos productores
- Número de barriles perdidos 39729
- Perdida en un total de 2'384.000 dólares asumiendo un lucro cesante promedio de 60 usd/barril.

Con respecto a los activos y datos de correctivos:

- El total de activos analizados es de 1365 equipos
- Número total de correctivos 3116
- Costo total de correctivos 6'050.000 dólares.

## **CAPITULO 4**

### **4 Estudio de Criticidad Cuantitativo**

Una vez recopilados los datos de mantenimientos reactivos, incidentes, lucro cesante y determinada la metodología para calcular el riesgo cuantitativamente con el objeto de analizar la criticidad se procede a ingresar los datos y calcular los indicadores respectivos para equipo:

- Número de correctivos
- Downtime
- Medios tiempos de reparación (MTTR)
- Medios tiempos entre falla (MTBF)
- Tasas de falla
- Disponibilidad
- Confiabilidad
- Mantenibilidad
- Probabilidad de falla
- Costo de material de reparaciones
- Costo de mano de obra de reparaciones
- Costo total de reparaciones
- Costo de siniestros en seguridad, salud y medio ambiente.
- Número de barriles perdidos
- Lucro cesante
- Riesgo cuantitativo (dólares/año)

- Riesgo cualitativo
- Dólares por cada punto de riesgo y confiabilidad, disponibilidad y mantenibilidad

#### **4.1 Base de datos de cálculos de estudio**

En el Anexo A se detalla el estudio de criticidad cuantitativa, con todos los datos y cálculos enunciados en el literal 4 de este estudio.

#### **TABLA 9. Base de datos de estudio cuantitativo de riesgo y RAM**

## 4.2 Análisis grafico y estadístico de resultados

Los resultados obtenidos promedio y totales en riesgo del análisis cuantitativo de criticidad de los activos para el EPF:

RIESGO TOTAL USD/AÑO	R(t) PROMEDIO	M(t) PROMEDIO	DISPONIBILIDAD PROMEDIO
\$149,163.77	99.15%	89.50%	99.59%

**TABLA 10. Resultados totales y promedio**

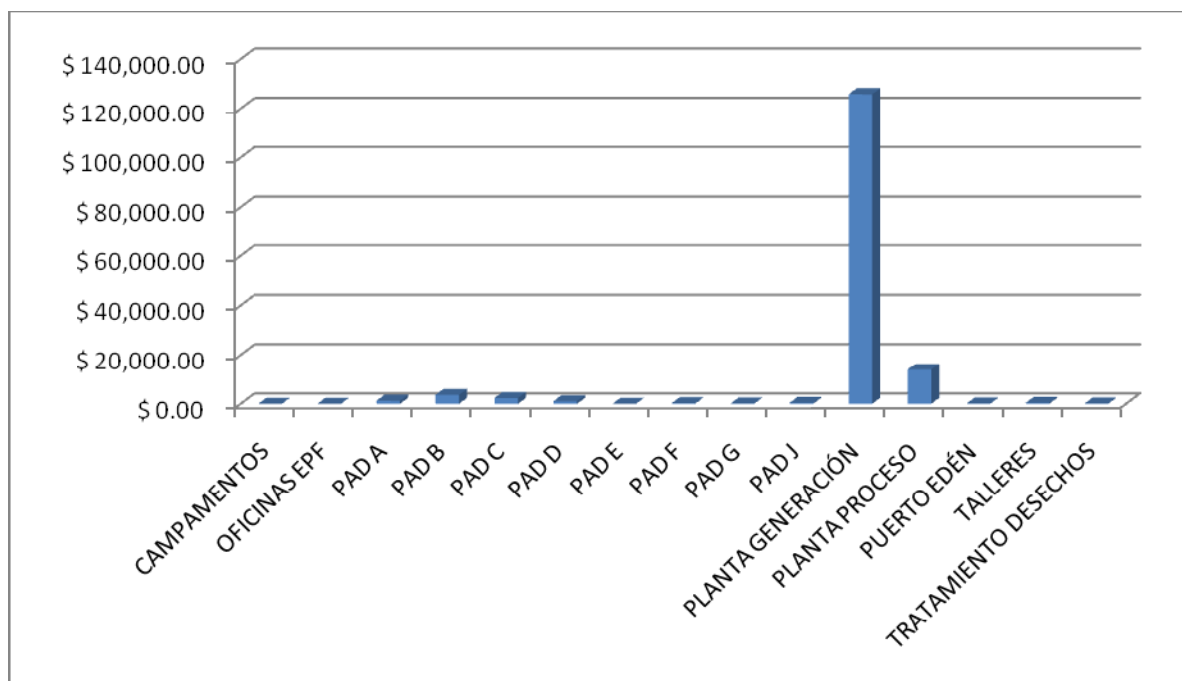
Se cuantifica cada punto de confiabilidad, mantenibilidad y disponibilidad para poder estimar el costo de las mejoras, y hacer un análisis de mejora de los indicadores y cuanto costaría subir a lo proyectado.

\$ / 1 % DISPONIBILIDAD PROMEDIO	\$ / 1 % CONFIABILIDAD PROMEDIO	\$ / 1 % MANTENIBILIDAD PROMEDIO
\$ 49.24	\$ 47.25	\$ 264.44

**TABLA 11. Costo por cada punto de RAM**

<b>RIESGO TOTAL USD/YEAR</b>	<b>Total</b>
CAMPAMENTOS	\$ 4.30
OFICINAS EPF	\$ 2.10
PAD A	\$ 1,205.57
PAD B	\$ 3,575.60
PAD C	\$ 2,324.58
PAD D	\$ 1,065.80
PAD E	\$ 5.33
PAD F	\$ 187.78
PAD G	\$ 90.91
PAD J	\$ 357.04
PLANTA GENERACIÓN	\$125,808.19
PLANTA PROCESO	\$ 13,923.36
PUERTO EDÉN	\$ 84.84
TALLERES	\$ 357.36
TRATAMIENTO DESECHOS	\$ 98.33
<b>Grand Total</b>	<b>\$149,091.12</b>

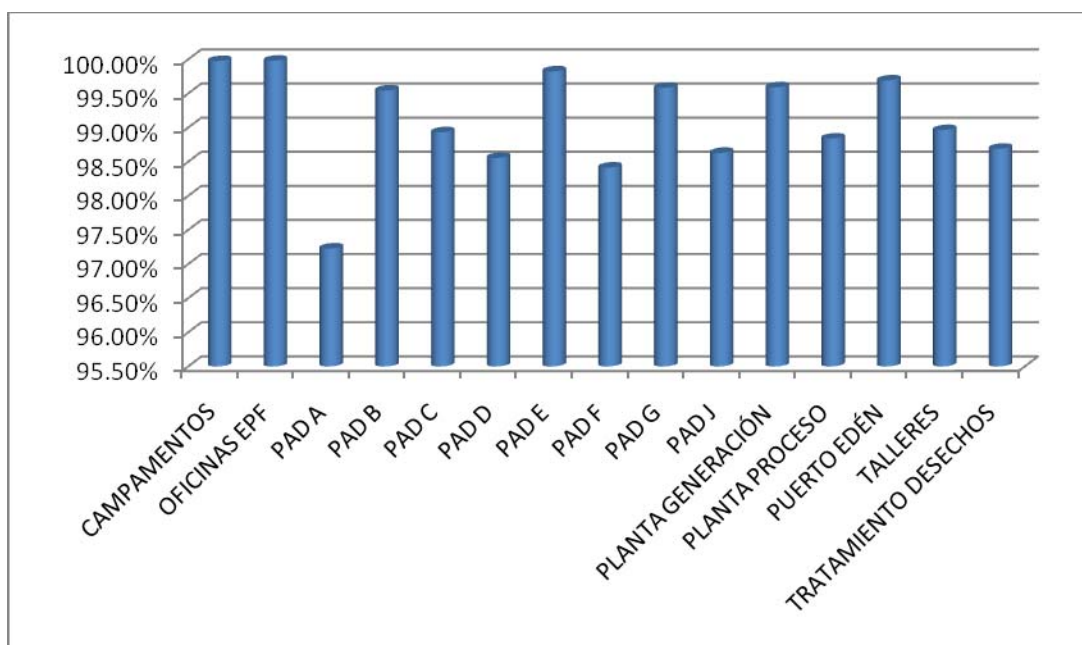
**TABLA 12. Riesgo total dólares año por locación**



**FIG 30. Riesgo total dólares año por locación**

<b>CONFIABILIDAD % R(t)</b>	
<b>PROMEDIO</b>	
<b>LOCACION</b>	Total
CAMPAMENTOS	99.9754%
OFICINAS EPF	99.9804%
PAD A	97.2279%
PAD B	99.5436%
PAD C	98.9315%
PAD D	98.5554%
PAD E	99.8245%
PAD F	98.4140%
PAD G	99.5823%
PAD J	98.6299%
PLANTA GENERACIÓN	99.5911%
PLANTA PROCESO	98.8391%
PUERTO EDÉN	99.6914%
TALLERES	98.9630%
TRATAMIENTO DESECHOS	98.6891%
<b>Grand Total</b>	<b>99.1608%</b>

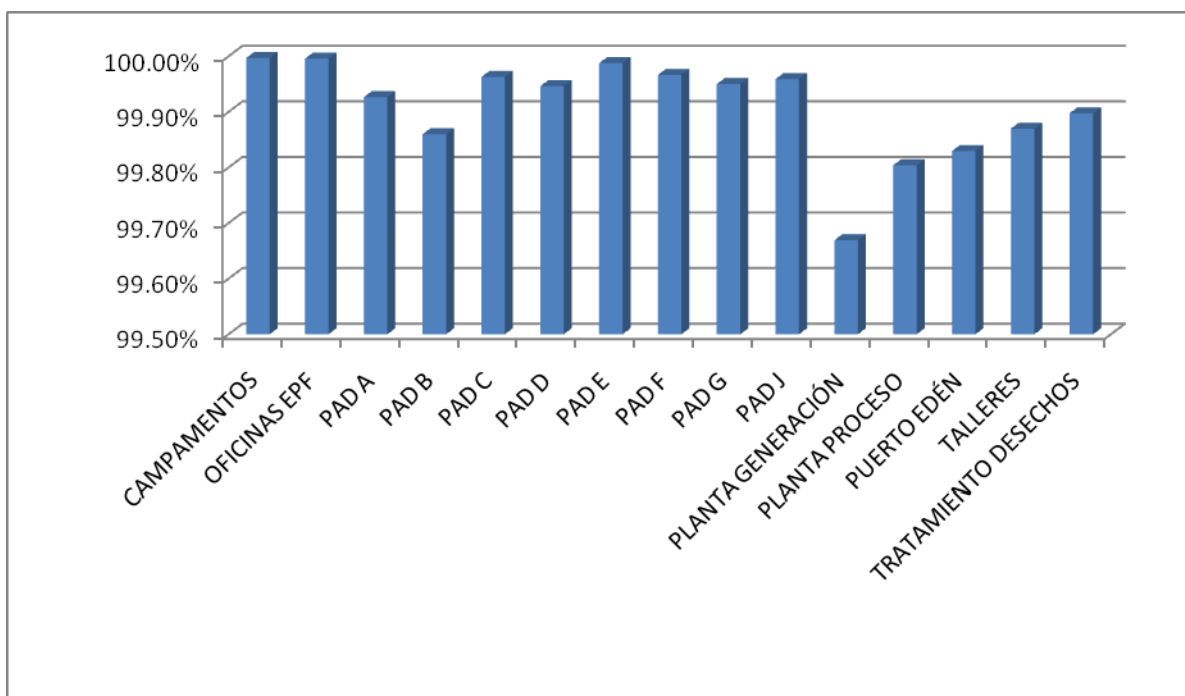
**TABLA 13. Confiabilidad promedio locación**



**FIG 31. Confiabilidad promedio locación**

<b>DISPONIBILIDAD % PROMEDIO</b>	
<b>LOCACION</b>	<b>Total</b>
CAMPAMENTOS	99.9970%
OFICINAS EPF	99.9959%
PAD A	99.9266%
PAD B	99.8599%
PAD C	99.9629%
PAD D	99.9464%
PAD E	99.9877%
PAD F	99.9666%
PAD G	99.9501%
PAD J	99.9591%
PLANTA GENERACIÓN	99.6692%
PLANTA PROCESO	99.8040%
PUERTO EDÉN	99.8297%
TALLERES	99.8699%
TRATAMIENTO DESECHOS	99.8976%
Grand Total	99.8636%

**TABLA 14. Disponibilidad promedio por locación**

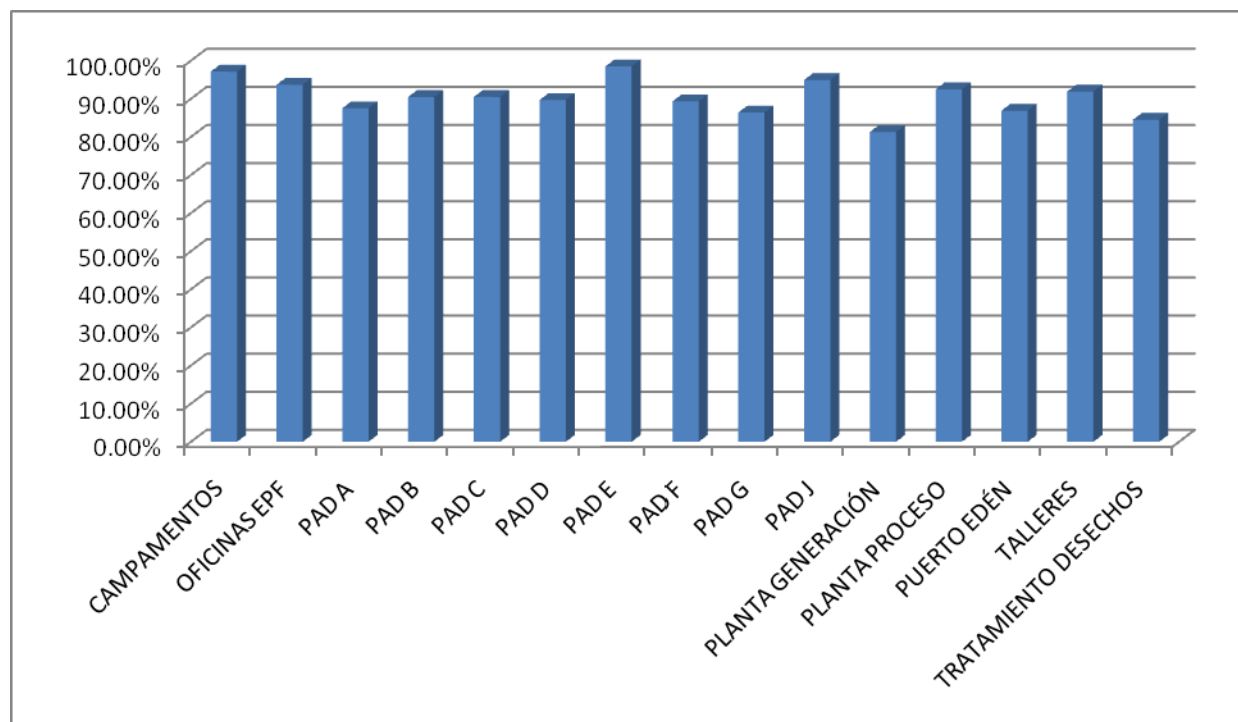


**FIG 32. Disponibilidad promedio por locación**



<b>MANTENIBILIDAD % M(t) PROMEDIO</b>	
<b>LOCACION</b>	Total
CAMPAMENTOS	97.1293%
OFICINAS EPF	93.6820%
PAD A	87.5224%
PAD B	90.4721%
PAD C	90.4897%
PAD D	89.6966%
PAD E	98.4977%
PAD F	89.3260%
PAD G	86.3891%
PAD J	94.9365%
PLANTA GENERACIÓN	81.2917%
PLANTA PROCESO	92.4917%
PUERTO EDÉN	86.8698%
TALLERES	91.8999%
TRATAMIENTO DESECHOS	84.5067%
Grand Total	89.4997%

**TABLA 15. Mantenibilidad promedio por locación**



**FIG 33. Mantenibilidad promedio por locación**

### **4.3 Análisis de pareto y determinación de listado de equipos críticos.**

A continuación se detallarán los equipos críticos existentes en el EPF con sus respectivos valores de riesgo por año. el orden es desde el equipo de mayor riesgo al de menor.

Se realiza el análisis de pareto (80-20), método con el cual se determinan el 20% de los equipos que posee el 80% del riesgo total del EPF.

#### **TABLA 16. Base de datos de equipos críticos jerarquizados por riesgo**











## **CAPITULO 5**

### **5 Conclusiones y Recomendaciones**

#### **5.1 Conclusiones**

Los equipos críticos son los listados en la tabla 6, y en el orden mencionado en la misma.

Pequeñas fallas pueden ocasionar grandes consecuencias o desastres que afecten a la seguridad, salud, medio ambiente, producción y los activos, de ahí la importancia del manejo de riesgo y confiabilidad para evitar estos eventos no deseados, esto se evidencia al momento de mirar eventos como el de la única falla en la línea de 18” la cual fue pequeña y ocasionó un perdida grande de producción.

El hecho de cuantificar el riesgo nos ayudará a enfocar los recursos y los esfuerzos para mejorar los indicadores del BSC indicadores básicos de gestión en Petroamazonas.

En caso de tener dos niveles de riesgo muy parecidos, lo más importante es prestar atención a los equipos que presentan mayores consecuencias, mas no a los que tienen alta probabilidad de fallo, esto debido a que lo que busca el mantenimiento como tal es el minimizar las consecuencias de una falla, mas que la falla en si. Visto de una manera si nosotros tenemos un equipo A que por falla nos cuenta en promedio 2000 usd y tiene 10 fallas al año, al final va a tener un riesgo de 20.000 usd/año, pero si tengo un equipo B que tiene 2 fallas de 10.000 usd cada una, este tendrá el mismo riesgo de 20.000 usd/año, mientras yo intervengo al equipo B para minimizar el riesgo puedo



tener entre unas 2 a 3 fallas lo que me representaría unos 6mil usd de pérdida como máximo, mientras que si intervengo al equipo A primero y se me presenta una de las dos fallas previstas del equipo B tendré una pérdida de 10mil usd/año, independientemente del costo del riesgo, es importante conocer si la consecuencia es hacia el personal, el medio ambiente y o el equipo de ser el caso a esos equipos se les dará prioridad.

Los costos después de una investigación de un accidente o incidente no se encuentran llenados en la totalidad, esto dificulta un poco el determinar los impactos económicos de un incidente, accidente o impacto ambiental, pero en los datos de los incidentes o accidentes se asumen valores referenciales de otros siniestros similares.

Podemos ver las estadísticas de Petroamazonas en relación a la pirámide de Bird se cumple con gran cercanía, siendo la relación de la pirámide 1-10-30-600 en Petroamazonas tenemos 1-17-27-10000, este último dato podría indicar que el número de fallas que se han tenido no ha sido están divididas entre las condiciones subestandar y fallas menores, aparte que a pesar de ser actividades no planificadas la cultura de seguridad y compromiso del personal y sus Jefaturas, estándares muy altos de seguridad de Petroamazonas contribuye a bajar esta tasa de accidentes menores por cada incidente o falla menor (1:20-Bird,1:360-Petroamazonas)

El análisis de riesgo por año nos ayuda a cuantificar un presupuesto anual para correctivos y sus impactos en la operación, así podremos tener un mejor una mejor proyección financiera año a año para imprevistos de seguridad, salud, medio ambiente, operación y mantenimiento.

Los equipos rotativos tienen una mayor probabilidad de fallo que los equipos estáticos, mientras que los equipos estáticos fallan con muy poca frecuencia pero la consecuencia de estos es muy alta.

Los equipos que se encuentran en la planta de generación especialmente los motores de crudo LN son los que presentan un mayor nivel de riesgo, mas tarde los generadores a gas SG siguen en la lista de nivel de riesgo, pasando por la bomba única en el Pad B que tiene una tasa de fallas muy grande, luego el vessel del closed drain, mas tarde bombas de inyección y así según dispone el listado de equipos críticos.

A medida que la confiabilidad aumenta, la probabilidad de fallas disminuye lo que hace que el riesgo baje, así las consecuencias sigan siendo iguales, esto hace que mientras más confiabilidad tenemos en un activo, sistema, planta, etc., menor riesgo de ocurrencia de accidentes al personal y ambientales vamos a tener.

El análisis de criticidad redefine las estrategias de mantenimiento, enfocándose con mayor entereza en equipos que sean considerados críticos, es decir, se debe concertar en que, cuando, como, porque y donde se deben realizar las actividades, es decir reduce los riesgos y optimiza la gestión de mantenimiento. Las técnicas de mantenimiento predictivo, integridad mecánica, RCM, RBI y técnicas de confiabilidad descritas en los numerales 2.3.3, 2.3.4 y 2.4 de este estudio son aplicables para los equipos críticos determinados en este estudio.

El departamento de mantenimiento necesita el implementar un departamento de confiabilidad y riesgo netamente encargado de analizar y dar seguimiento a la

evolución del riesgo en toda su operación, esto a que la expansión de las operaciones aumenta cada vez mas, además de la obligación del empleador precautelar la seguridad de sus empleados una de las maneras más efectivas de hacerlo es mejorando el mantenimiento de las instalaciones de trabajo, haciendo que la confiabilidad de los activos sea la mayor.

## 5.2 Recomendaciones

Es sumamente importante el conocer el riesgo en cualquier operación, pero más aun es administrarlo de manera adecuada, es decir tomar acciones para reducir el riesgo.

Se debe realizar los análisis de confiabilidad y riesgo puntuales a los equipos en el orden listado, se debe realizar análisis de RCM (rotativos) y RBI (estáticos) para reducir el riesgo lo más antes posible. Cuando aplique se deberá realizar análisis de Human factors para reducir el riesgo de error humano (asociado a fallas por operación)

Es importante en los análisis que se analice si se puede optar por las siguientes opciones para manejar el riesgo de cada uno de los activos, que dependiendo de los casos pueden ser:

- Eliminar el riesgo, esto quiere decir eliminar el equipo o el peligro de considerarse no importante para la operación.
- Reducir, hacer análisis de RCM y RBI para tomar acciones y reducir el riesgo, aplicar técnicas de mantenimiento predictivo o ajustar las frecuencias del mantenimiento preventivo, es decir aplicar técnicas descritas en los numerales 2.3.3, 2.3.4 y 2.4 según sea aplicable.
- Transferir, todos nuestros riesgos están siendo transferidos en sentido de que se tiene una póliza de seguro de todo riesgo petrolero, pero después de un análisis exhaustivo se puede llegar a la conclusión que ciertos sistemas o servicios se

pueden subcontratar, esto elimina el mantenimiento y por ende se trasfiere el riesgo.

- Retener, aceptar el riesgo como tal y presupuestarlo mediante el análisis de criticidad cuantitativo.

Cuando sucedan incidentes o accidentes a la persona, medio ambiente, y a la propiedad, tengan o no lucro cesante, deberá contarse con un análisis de confiabilidad en caso de que sea el causante del siniestro un equipo crítico o relacionado con el mismo.

Mientras menos fallas tengamos en nuestros equipos el riesgo de que ocurran incidentes o accidentes con afección a la seguridad, medio ambiente, equipos y el negocio es menor, de ahí la importancia de la confiabilidad de nuestros sistemas, mientras más mantenimientos no programados se realicen más riesgo de lesiones al personal y afección al medio ambiente tenemos.

Una de las mejores maneras de poder disminuir los riesgos mecánicos y físicos en industrias de media y alto riesgo es mejorando la confiabilidad de los equipos, es una inversión que ayudará a mejorar el nivel de riesgo de las empresas y también a sus vez mejorar la productividad de la empresa, es decir reducir el lucro cesante asociado a pérdidas por falta de confiabilidad, además podremos negociar nuestras primas de seguro y demostrar que tenemos una menor incidencia de fallas y

pérdidas, esto nos ahorra mucho dinero en primas de seguro especialmente si hablamos de empresas de alto riesgo.

Hacer seguimiento al estatus de confiabilidad y riesgo de los equipos, subsistemas y sistemas con la finalidad de tomar las decisiones correctas en el momento adecuado.

Se recomienda el poder ingresar al sistema de administración de mantenimiento los costos reales después de las investigaciones de los accidentes, así podremos asociar los datos exactos para cuando suceden situaciones o eventos cuyos causantes van a ser los equipos que ha tenido fallas. La evaluación económica de un accidente al personal o evento al ambiente es importante para poder determinar con certeza los costos que tenemos que evitar, así podremos presupuestar con más exactitud los planes de prevención, capacitación, rediseños que se deban hacer a sistemas que estén causando los incidentes, esto pudiendo proyectar los costos en función de la probabilidad de ocurrencia de los incidentes, es decir proyectar en el tiempo la herramienta que se realizó en el estudio para determinar estos costos.

La confiabilidad debe ser concebida desde el diseño de cualquier instalación, las instalaciones, sistemas equipos siempre deben ser diseñados y seleccionados asegurando la máxima confiabilidad posible, asimismo los sistemas, deben ser concebidos bajo la misma premisa, se debe utilizar modelos complejos (RBD Reliability Block Diagrams) para simular sistemas y garantizar la máxima confiabilidad, minimizar el riesgo y maximizar la rentabilidad del negocio, si hacemos esto es seguro que los

índices de accidentabilidad y catástrofes asociadas a fallas de maquinaria serán reducidas al máximo.

Debemos siempre pensar en la prevención de riesgo laboral mediante la maximización de la confiabilidad.

Se debe asociar los errores humanos a las fallas operacionales, ya que estos pueden causar graves consecuencias, hay que mantener estadísticas y asociar un riesgo a estas fallas, esto nos ayudará a tomar acciones preventivas y a invertir ya sea en capacitación o mejora de sistemas más automatizados.

## BIBLIOGRAFÍA

1. Alejandro Garcés, Oscar Gómez. Calculo del valor en riesgo (VAR) en el despacho hidrotérmico a mediano plazo, 2007
2. Análisis cualitativo de criticidad en Petroamazonas EPF [base de datos Petroamazonas]. EPF: 2009 [actualizada en enero 2009; acceso en septiembre 2009]
3. Análisis de confiabilidad, disponibilidad y mantenibilidad de sistemas productivos. [Internet], [acceso 8 agosto del 2009]. Disponible en: <http://www.scribd.com/doc/2941069/Analisis-de-Confiabilidad-Disponibilidad-y-Mantenibilidad-en-Sistemas-Productivos>
4. Análisis de criticidad [Internet], [acceso 8 agosto del 2009]. Disponible en: [http://www.aldea.net/ananta/html/analisis\\_de\\_criticidad.html](http://www.aldea.net/ananta/html/analisis_de_criticidad.html)
5. Análisis de criticidad en perspectiva [Internet], [acceso 8 agosto del 2009]. Disponible en: <http://www.skf.com/portal/skf/home/aptitudexchange?contentId=0.339127.339128.339131.339136.343946>
6. Antonio Cejalvo, Joseph Domingo, NTP-417: Análisis cuantitativo de riesgos: fiabilidad de componentes e implicaciones en mantenimiento preventivo
7. Base de datos de accidentes e incidentes [base de datos Petroamazonas]. EPF: 2009 [actualizada en septiembre 2009; acceso en septiembre 2009]
8. Base de datos de mantenimientos CMMS – MAXIMO [base de datos Petroamazonas]. EPF: 2009 [actualizada en septiembre 2009; acceso en septiembre 2009]



9. BSI PAS 55:2008, Asset Management part 1: Specification for optimized management of physical assets, 2008
10. Bureau Veritas, Procedimiento para análisis cualitativo de criticidad de equipos, 2008
11. Carlos Ruiz Bolívar, Confiabilidad, 2007
12. Criticality analysis, Reliability and Risk management. [Internet], [acceso 8 agosto del 2009]. Disponible en: [http://www.reliarisk.com/nuevo/index.php?option=com\\_content&task=view&id=221&Itemid=91](http://www.reliarisk.com/nuevo/index.php?option=com_content&task=view&id=221&Itemid=91)
13. Dr. Michael Stamatelatos, Probabilistic Risk Assessment Procedures guide for NASA manager and practitioners, 2002
14. El Análisis de Riesgo Cuantitativo como una poderosa herramienta de evaluación [Internet], [acceso 8 de agosto del 2009] Disponible en: [http://www.aminera.cl/index.php?option=com\\_content&task=view&id=4703&Itemid=2](http://www.aminera.cl/index.php?option=com_content&task=view&id=4703&Itemid=2)
15. Evaristo Diz Cruz. Teoría de riesgo, riesgo actuarial y riesgo financiero. 2da edición, Bogotá Ecoe Ediciones; 2006
16. Schlumberger, Gestión documental Procesos de mantenimiento de Petroamazonas, 2009
17. Guía del PMBOK, Guía de los fundamentos de la dirección de proyectos, 2004
18. Henry Juarez. Análisis de criticidad, segmento food & beverage, 2007

19. ISO 14224:2006, Petroleum, petrochemical and natural gas industries – collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment. 2006: 7-139
20. Jezdimir Knezedic. Mantenibilidad. 1ra edición 1996;
21. John Mitchell Moubray. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad RCM II, Edición en Español, Aladon Ltd, 2004
22. José Tamborero, Antonio Cejalvo. NTP 418: Fiabilidad: distribución log normal.
23. Juan Duarte. Mantenimiento centrado en confiabilidad usando métodos de simulación del ciclo de vida, 2006
24. Luis Felipe Sexto. Confiabilidad integral del activo, Centro de estudios de innovación y mantenimiento, 2005
25. Manuel Soto. Calculo de índices modales y funcionales de confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia, 1997
26. Mapa bloque 15 [Mapa vial]. Quito: Arcsis development; 2007
27. Medardo Yáñez, José Perdomo, Hernando Gomes. Ingeniería de confiabilidad: pilar fundamental del mantenimiento.
28. Métodos de evaluación de riesgos laborales [Internet], [acceso 8 de agosto del 2009]. Disponible en:  
[http://books.google.com.ec/books?id=RmCXvUEqNh0C&pg=PR11&lpg=PR11&dq=metodo+cuantitativo+analisis+criticidad&source=bl&ots=LQNab8Z47p&sig=c3\\_8h85dEmUS9CNjJ2mO\\_WinQ0o&hl=es&ei=k3X2Sf6PBY3aMY\\_diMcP&sa=X&oi=book\\_result&ct=result&resnum=8#PPP1,M1](http://books.google.com.ec/books?id=RmCXvUEqNh0C&pg=PR11&lpg=PR11&dq=metodo+cuantitativo+analisis+criticidad&source=bl&ots=LQNab8Z47p&sig=c3_8h85dEmUS9CNjJ2mO_WinQ0o&hl=es&ei=k3X2Sf6PBY3aMY_diMcP&sa=X&oi=book_result&ct=result&resnum=8#PPP1,M1)
29. MIL-STD-882D, Standard practice for system safety, 2000.

30. Maestría SSA USFQ – Universidad de Huelva, MODULO 2: Técnicas de prevención de riesgos laborales: seguridad, U.D.2.2: Evaluación de riesgos, 2008NASA-STD-8729.1. Planning, developing and managing an effective reliability and maintainability (R&M) program, 1998
31. NORZOK STANDARD Z-008. Criticality analysis for maintenance purposes, 2001:11-31
32. Operational risk management. [Internet], [acceso 8 agosto del 2009]. Disponible en: [http://en.wikipedia.org/wiki/Operational\\_risk\\_management](http://en.wikipedia.org/wiki/Operational_risk_management)
33. OREDA. Offshore reliability data handbook, 4th edition. 2002: 25-45
34. Petroamazonas Ecuador S.A. [Internet], [acceso 8 agosto del 2009]. Disponible en: <http://www.petroamazonas.ec>
35. RELEX. Reliability studio reference manual, 2008: 11-80
36. Reporte de parada de pozos, departamento de Operaciones Petroamazonas, 2009
37. Rosendo Huerta, El análisis de criticidad, una metodología para mejorar la confiabilidad operacional.
38. SAE JA1012. Una Guía para la Norma de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (MCC), 2002: 54
39. Susana Canavese, Curso de introducción a la tecnología nuclear nivel técnico – Criticidad
40. Value at risk [Internet], [acceso 8 agosto del 2009]. Disponible en: [http://en.wikipedia.org/wiki/Value\\_at\\_risk](http://en.wikipedia.org/wiki/Value_at_risk)

41. Yoshio Kawauchi, Marvin Rausand. Life cycle cost (LCC) analysis in oil and chemical process industries, 1999

## LISTADO DE FIGURAS

FIG 1. Mapa de operación de Petroamazonas.	8
FIG 2. Distribución cualitativa de equipos críticos	10
FIG 3. Pasos para la gestión de riesgos	17
FIG 4. Desastres importantes en la industria que pudieron ser evitados	19
FIG.5 Pirámide de teoría de Bird aplicada a Petroamazonas	22
FIG 6. Ubicación EPF en Bloque 15	28
FIG 7. Distribución de islas de producción y Central de proceso de Campo EPF	28
FIG 8. Proceso de planta de proceso, generación e islas.	35
FIG 9. Evolución del mantenimiento en la historia.	37
FIG 10. Ciclo de implementación de PAS	55
FIG 11. Flujograma para análisis cualitativo de criticidad	41
FIG 12. Ciclo costo de vida de un activo	43
FIG 13. Pilares de confiabilidad	44
FIG 14 Sinergia de pilares para la confiabilidad del activo	45
FIG 15. Pirámide de taxonomía para clasificación de sistemas, equipos, partes etc.	47
FIG 16. Proceso de mantenimiento Petroamazonas	49
FIG 17. Algoritmo de decisión SAE JA1012	61
FIG 18. Matriz de riesgo analizada en software de análisis de RBI	65
FIG 19. Diagrama de proceso, estructura funcional y análisis de criticidad	68

FIG 20. Diagrama de proceso para determinar programas de mantenimiento en base a criticidad Diagrama de proceso, estructura funcional y análisis de criticidad	69
FIG 21. Relación entre normas Norsok Z-008, Z-003 y Z-016	71
FIG 22. Modelo riesgo, costo beneficio.	75
FIG 23. Probabilidad consecuencia equipos estáticos y rotativos.	76
FIG 24. Compañías que aportan con datos a OREDA	80
FIG 25. Ejemplo de análisis confiabilidad	85
FIG 26. Método para cálculo de riesgo	87
FIG 27. Ciclo continuo de análisis de criticidad y riesgo	88
FIG 28. Planificación de la Gestión de Riesgos	89
FIG 29. Análisis Cuantitativo de Riesgos	89
FIG 30. Riesgo total dólares año por locación	95
FIG 31. Confiabilidad promedio locación	96
FIG 32. Disponibilidad promedio por locación	97
FIG 33. Mantenibilidad promedio por locación	98

## **LISTADO DE FOTOS**

FOTO 1. Fotografía Área Campo EPF	29
-----------------------------------	----

## **LISTADO DE TABLAS**

TABLA 1. Extracto de análisis cualitativo de criticidad en Petroamazonas EPF	12
TABLA 2. Relación entre conceptos de sistemas de gestión	21

TABLA 3. Modos de falla para equipos rotativos	80
TABLA 4. Índice de clases de equipos	81
TABLA 5. Subdivisión de ítems mantenibles de acuerdo a subsistema.	82
TABLA 6. Cuadro de estadísticas por modo de falla	83
TABLA 7. Cuadro de estadísticas tasa de fallos $\lambda$ ítem mantenible vs modo de fallo	84
TABLA 8. Herramienta semicuantitativa para análisis de riesgo	86
TABLA 9. Base de datos de estudio cuantitativo de riesgo y RAM	121
TABLA 10. Resultados totales y promedio	94
TABLA 11. Costo por cada punto de RAM	94
TABLA 12. Riesgo total dólares año por locación	95
TABLA 13. Confiabilidad promedio locación	96
TABLA 14. Disponibilidad promedio por locación	97
TABLA 15. Mantenibilidad promedio por locación	98
TABLA 16. Base de datos de equipos críticos jerarquizados por riesgo	100

## **ANEXOS**

**ANEXO A** Base de datos de estudio cuantitativo de riesgo y RAM

**ANEXO B** Desglose de datos de correctivos por equipo

**ANEXO C** Base de datos incidentes

**ANEXO D** Lucro cesante de pozos

## **ANEXO A**





















## **ANEXO B**





















## **ANEXO C**





## **ANEXO D**