

MODELO PARA EL PROCESO DE MEJORAMIENTO DE PLANES DE
MANTENIMIENTO BASADO EN LA METODOLOGÍA RCM PARA EQUIPOS
CRITICOS DE FACILIDADES DE SUPERFICIE EN CAMPOS PETROLEROS EN
TIERRA FIRME

JHON JAIRO CUELLAR
FABIO ANDRES BELTRÁN
SONIA JANETH MORENO VALDERRAMA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECHANICAS
POSGRADO EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA
2009

MODELO PARA EL PROCESO DE MEJORAMIENTO DE PLANES DE
MANTENIMIENTO BASADO EN LA METODOLOGÍA RCM PARA EQUIPOS
CRITICOS DE FACILIDADES DE SUPERFICIE EN CAMPOS PETROLEROS EN
TIERRA FIRME

JHON JAIRO CUELLAR
FABIO ANDRES BELTRÁN
SONIA JANETH MORENO VALDERRAMA

Monografía para optar al Título de:
ESPECIALISTA EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO

Asesor
LUIS ALEJANDRO MORENO FLAUTERO
Ingeniero

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECHANICAS
POSGRADO EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA
2009

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	1
1. MARCO TEORICO	2
1.1 GENERALIDADES	2
1.1.1 MANTENIMIENTO	2
1.1.2 ALCANCES Y LÍMITES DEL MANTENIMIENTO	6
1.1.3 EL REDISEÑO EN MANTENIMIENTO	7
1.1.4 CONSECUENCIAS DE LAS FALLAS	7
1.1.5 CONTEXTO OPERACIONAL	7
1.1.6 FUNCION DEL EQUIPO	8
1.1.7 ANALISIS DE CRITICIDAD DE EQUIPOS	8
1.2 MANTENIMIENTO BASADO EN LA CONFIABILIDAD RCM	8
1.2.1 RCM, ORIGEN	8
1.2.2 TIPOS DE RCM MÁS RELEVANTES	10
1.2.3 DEFINICION DE RCM	11
1.2.4 INDICADORES DE GESTION	11
1.2.5 ANALISIS DE CRITICIDAD RCM	12
1.2.6 CONFIABILIDAD OPERACIONAL	13
1.2.7 PATRONES DE FALLA	15
1.2.8 FALLAS	16
1.2.9 FALLA FUNCIONAL	17
1.2.10 MODOS DE FALLA	18
1.2.11 EFECTOS DE FALLA	20
1.2.12 CONSECUENCIAS DE FALLA	21
1.2.13 TAREAS PROACTIVAS	24
1.2.14 ACCIONES A FALTA DE	25
1.2.15 DIAGRAMA DE DECISION RCM	28
1.2.16 LAS SIETE PREGUNTAS	29
2. ESTRUCTURA BÁSICA DE UN CAMPO PETROLERO	30
2.1 GENERALIDADES DEL PETROLEO	30
2.2 EXTRACCION Y TRANSPORTE DEL PETROLEO	32
2.3 CAMPOS PETROLEROS	34
2.3.1 EQUIPOS	35
2.3.2 SISTEMA DE INYECCION DE AGUA	43
2.3.3 SISTEMA DE AGUAS ACEITOSAS	47

2.3.4 SISTEMA DE GENERACION DE ENERGIA	48
2.3.5 SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	49
2.3.6 SISTEMA DE GAS	50
2.3.7 SISTEMA DE DESHIDRATACION DE GAS	52
2.3.8 SISTEMA DE TEAS	54
2.3.9 SISTEMA DE COMPRESION DE GAS	55
2.3.10 SISTEMA DE BOMBEO DE CRUDO	56
2.3.11 SISTEMA CONTRAINCENDIOS	57
2.3.12 REFINACION	57
3. MARCO NORMATIVO	60
3.1 NORMA SAE JA1011 CRITERIOS DE EVALUACION PARA PROCESOS RCM	60
3.1.1 FUNCIONES	61
3.1.2 FALLA FUNCIONAL	61
3.1.3 MODOS DE FALLA	61
3.1.4 EFECTOS DE FALLA	62
3.1.5 CATEGORIAS DE LAS CONSECUENCIAS DE FALLA	62
3.1.6 POLITICAS DE MANEJO DE SELECCIÓN DE FALLAS	63
3.1.7 POLITICAS DE MANEJO DE FALLAS – FIJACION DE TAREAS	63
3.1.8 GESTION DE POLITICAS DE FALLAS – REDISEÑO Y CORRER HASTA QUE FALLE	65
3.2 NORMA SAE JA1012 GUIA PARA UN MANTENIMIENTO RCM ESTANDAR	66
3.2.1 DE LA SECCION 5 A LA 16	66
3.2.2 SECCION 17 FORMULA MATEMÁTICA Y ESTADÍSTICA	66
3.2.3 SECCION 18 CONSIDERACIONES ADICIONALES IMPORTANTES	67
3.3 NORMA ICONTEC GTC – 62 GUIA TECNICA COLOMBIANA	67
3.3.1 TERMINOS GENERALES	67
3.3.2 TERMINOS RELACIONADOS CON TRABAJOS DE MANTENIMIENTO	68
3.3.3. TERMINOS DE ADMINISTRACION Y CONTROL DE MANTENIMIENTO	68
3.3.4. TERMINOS REFERENTES A INDICADORES Y MEDIDAS DE MANTENIMIENTO	68
3.4 NORMA ISO 14224 INDUSTRIAS DE PETROLEO Y GAS NATURAL – RECOLECCION E INTERCAMBIO DE DATOS DE CONFIABILIDAD Y MANTENIMIENTO DE EQUIPOS	68
3.4.1 CALIDAD DE DATOS	69

3.4.2 LÍMITES Y JERARQUIAS DEL EQUIPO	70
3.4.3 ESTRUCTURA DE LA INFORMACIÓN	72
3.4.4 DATOS DEL EQUIPO, AVERÍAS Y MANTENIMIENTO	74
4. GUIA PARA LA IMPLEMENTACION DEL RCM PARA EQUIPOS CRITICOS DE SUPERFICIE EN CAMPOS PETROLEROS EN TIERRA FIRME	75
4.1 EL EQUIPO DE TRABAJO	76
4.2 DEFINIR LOS OBJETIVOS PRIMORDIALES DE OPERACIÓN DEL CAMPO PETROLERO	77
4.3 ANALISIS DE LA ESTACION	78
4.3.1 UNIDADES DE PROCESO	79
4.3.2 SISTEMAS	80
4.3.3 SUBSISTEMAS	80
4.3.4 EQUIPO	81
4.3.5 COMPONENTES O PARTES	81
4.4 ANALISIS DE CRITICIDAD DE LOS SISTEMAS/SUBSISTEMAS DE LA ESTACION	81
4.5 DEFINICION DE LÍMITES	84
4.6 LEVANTAMIENTO DE DATOS DE EQUIPO	85
4.7 DEFINICION DE LAS FUNCIONES DE EQUIPOS, SUBSISTEMAS Y SISTEMAS	86
4.7.1 DIAGRAMA DE ENTRADA FUNCIONES SALIDA (EFS)	86
4.7.2 DIAGRAMA FUNCIONAL	88
4.7.3 IMPACTO DE LA FALLA TOTAL DE LA PLANTA	89
4.8 METODOLOGIA FMEA	89
4.8.1 FUNCION	90
4.8.2 MODOS DE FALLA	91
4.8.3 CAUSAS DE FALLA	91
4.8.4 EFECTOS DE FALLA	92
4.8.5 OTROS	92
4.9 ÁRBOL LÓGICO DE DECISIÓN, CONSECUENCIAS DE FALLA	93
4.9.1 DANDO RESPUESTA A LA QUINTA PREGUNTA	93
4.10 PLANES DE MANTENIMIENTO, LA SEXTA PREGUNTA	94
4.11 LA SEPTIMA PREGUNTA, ACCIONES A FALTA DE	97
4.12 HOJA RCM	97
5. CONCLUSIONES	98
BIBLIOGRAFÍA	99
ANEXOS	100

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Desarrollo tradicional de planes de mantenimiento.	9
Figura 2. Esquema general de la confiabilidad operacional	13
Figura 3. Esquema general de la confiabilidad operacional	14
Figura 4. Gestión para el mejoramiento de la confiabilidad operacional	15
Figura 5. Patrones de falla (industria aeronáutica)	16
Figura 6. Tiempo de parada de máquina vs tiempo de reparación	21
Figura 7. Categorías de las consecuencias de falla	22
Figura 8. Evaluación de consecuencias	24
Figura 9. Acciones a falta de	27
Figura 10. Diagrama de decisión RCM	28
Figura 11. Capas de la tierra	31
Figura 12. Torres de perforación	32
Figura 13. Extracción natural	33
Figura 14. Extracción mecánica	33
Figura 15. Transporte del crudo	34
Figura 16. Estructura general de un campo petrolero	35
Figura 17. Estructura básica del tanque desnatador	44
Figura 18. Diagrama básico de distribución de gas combustible y de cobertura	51
Figura 19. Proceso de refinación	58
Figura 20. Sistema de desfogue de una refinería	59
Figura 21. Ejemplo de diagramas de límites	71
Figura 22. Ejemplo de jerarquía de equipos	72
Figura 23. Estructura de la base de datos	74
Figura 24. Fases para la implementación del RCM	75
Figura 25. Preparación del personal, actividades de comunicación	76
Figura 26. Finalización de las funciones establecidas por el equipo de trabajo	77
Figura 27. Objetivos comúnmente dispuestos para el funcionamiento de un campo petrolero de tierra firme	78
Figura 28. Jerarquías de plantas	79
Figura 29. Taxonomía u organización de sistemas y subsistemas según la norma ISO 14224	80
Figura 30. Ejemplo de Matriz de criticidad según la norma ISO 14224	84

Figura 31. Diagrama entrada funciones salida de unidad de producción petrolera	87
Figura 32. Evaluación del diagrama de EFS	88
Figura 33. Diagrama funcional	89
Figura 34. Tipos de análisis para la aplicación de datos recolectados	89
Figura 35. Describiendo funciones y fallas funcionales	90
Figura 36. Describiendo los modos de falla	91
Figura 37. Causas de falla	92
Figura 38. Efectos de falla	92
Figura 39. Ejemplo de la hoja de llenado, FMEA	93
Figura 40. Consecuencias de falla	93
Figura 41. Planes de mantenimiento	94

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Resumen de los tipos de mantenimiento	5
Tabla 2. Componentes del petróleo	31
Tabla 3. Equipos y subsistemas de una planta de inyección de agua	43
Tabla 4. Especificaciones de calidad para el gas natural según Ecopetrol	52
Tabla 5. Parámetros de confiabilidad y mantenimiento en relación a los niveles de taxonomía.	81
Tabla 6. Ejemplo de tabla maestra para el cálculo de criticidad	82
Tabla 7. Clasificación de prioridad de atención según criticidad de equipos	83
Tabla 8. Datos que deben ser recolectados según la norma ISO 14224	86
Tabla 9. Información sobre las fallas que debe ser registrada según la norma ISO 14224	91
Tabla 10. Listado de actividades y/o tareas de mantenimiento preventivo de un motor a gas Waukesha serie VGF de 8 o 12 cilindros	96

LISTA DE FOTOGRAFIAS

	pág.
Fotografía 1. Bomba booster de recirculación de crudo	35
Fotografía 2. Bomba triplex de inyección de agua	37
Fotografía 3. Bomba centrífuga	39
Fotografía 4. Multiplex de entrada.	40
Fotografía 5. Patín de inyección de químicos.	40
Fotografía 6. Sistema de separación trifásico	41
Fotografía 7. Sistema de calentamiento y tratamiento.	41
Fotografía 8. Tanques de almacenamiento	42
Fotografía 9. Motobombas booster de recirculación de crudo	42
Fotografía 10. Scrubber de succión de gas	43
Fotografía 11. Tanque clarificador de agua	45
Fotografía 12. Filtro wenko	45
Fotografía 13. Tanque cabeza	46
Fotografía 14. Caseta de motobombas de transferencia general	47
Fotografía 15. Trampa, separador API	48
Fotografía 16. Sistema de generación de energía eléctrica.	49
Fotografía 17. Compresor de aire con motor eléctrico	49
Fotografía 18. Motocompresor de aire diesel	50
Fotografía 19. Planta deshidratadora de gas	53
Fotografía 20. Fotografía de un sistema de Teas	54
Fotografía 21. Sistema de compresión de gas	56
Fotografía 22. Sistema de bombeo de crudo. Motobombas de oleoducto.	56
Fotografía 23. Sistema contra incendios	57

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Formatos de los datos	101
Anexo A.1. Datos de equipo	101
Anexo A.2 Datos de la avería	103
Anexo A.3. Datos de mantenimiento	104
Anexo B. Sugerencias según la norma ISO 14224	106
Anexo B.1. Clasificación taxonómica de equipos	106
Anexo B.2. Subdivisión de las unidades de equipos	113
Anexo B.3. Datos específicos de las unidades de equipos	122
Anexo B.4. Modos de avería de equipos	141
Anexo C. Requerimientos de datos para diversas aplicaciones	154
Anexo D. Subdivisión de los modos de falla, según la norma ISO 14224	156
Anexo E. Codificación para las causas de falla	158
Anexo F. Hoja de llenado FMEA y ejemplo de un FMEA	161
Anexo F.1. Ejemplo, cooler enfriamiento	162
Anexo F.2 Ejemplo, compresor	164
Anexo F.3 Ejemplo, motriz	166
Anexo G. Ejemplo de un plan de mantenimiento	168
Anexo H. Hoja de llenado RCM	169

RESUMEN

TITULO: MODELO PARA EL PROCESO DE MEJORAMIENTO DE PLANES DE MANTENIMIENTO BASADO EN LA METODOLOGÍA RCM PARA EQUIPOS CRITICOS DE FACILIDADES DE SUPERFICIE EN CAMPOS PETROLEROS EN TIERRA FIRME

AUTORES: JHON JAIRO CUELLAR, FABIO ANDRES BELTRÁN, SONIA JANETH MORENO VALDERRAMA

PALABRAS CLAVE: MANTENIMIENTO Y RCM, CONFIABILIDAD, MODOS DE FALLA, EFECTOS DE FALLA, CONSECUENCIAS DE FALLA, REDISEÑO, CRITICIDAD DE EQUIPOS, TECNICAS DE MANTENIMIENTO.

DESCRIPCION: El presente trabajo brinda al lector conocimientos básicos acerca de cómo implementar un mantenimiento basado en los estándares de confiabilidad (RCM), teniendo en cuenta las pautas estipuladas en la norma ISO 14224.

Surge como respuesta a la necesidad de establecer una metodología dinámica para implementar un mantenimiento RCM en una estación petrolera localizada en tierra firme, expone conceptos como los fundamentos básicos de un RCM, sus usos, ventajas de su implementación y una breve historia sobre sus orígenes.

Así mismo resume la metodología FMECA (Análisis de Modos Efectos de Falla y Criticidad), muestra algunos formatos guía y la codificación de modos de falla basada en la norma ISO.

La guía es entendible tanto para la parte del personal de mantenimiento como de operaciones del campo para facilitar su entendimiento e implementación, si se lleva a ejecutar el proyecto correctamente se notará que la metodología RCM logra transformar la relación entre el personal involucrado y la planta en si misma, haciendo más rentable y fácil su operación y mantenimiento.

Por último el lector encontrará información resumida y útil sobre las normas la GTC-62, SAEJA 1011 y la SAEJA 1012 además de la ISO 14224 con el objeto de poder documentar y referenciar correctamente su modelo particular de RCM.

* Modelo para el proceso de mejoramiento de planes de mantenimiento basado en la metodología RCM para equipos críticos de facilidades de superficie en campos petroleros en tierra firme.

** Facultad de Ingenierías Físico-mecánica . Especialización en Gerencia de Mantenimiento. Director Ing. Luis A. Moreno

ABSTRACT

TITLE: MODEL FOR THE MAINTENANCE IMPROVEMENT PROCESS FOR
MAINTENANCE PLANS BASED ON RCM METODOLOGY FOR CRITICAL
FACILITY EQUIPMENTS OF SURFACE OIL FIELDS.

AUTHORS: JHON JAIRO CUELLAR, FABIO ANDRES BELTRÁN, SONIA JANETH MORENO
VALDERRAMA

PRINCIPAL THERMS: MAINTENANCE AND RCM, OPERATIONAL RELIABILITY, FAILURE
MODES, FAILURE CAUSE, FAILURE CONSEQUENCE, REDESIGN, CRITICALITY ANALISIS,
MAINTENANCE TECHNIQUES.

The following guide gives the reader the main knowledge about the correct procedure for the implementation of a Reliability Centered Maintenance based on reliability standards (RCM) and the ISO 14224 Regulation.

The document is created as an answer to establish a dynamic methodology for the successful implementation of a Reliability Centered Maintenance in an oil station, principal concepts about RCM, like its principal uses and advantages for implementation and a history about his origins is exposed in this guide.

The document also offers synthesized information about the methodology for FMECA (Failure Mode and Criticality Analysis), there are some guidance formats for failure mode organization and codification in concordance with the International Standard Organization Regulation.

The guidance is understandable for maintenance and operations personal for making an easy implementation, if the project is implemented in the correct form it will be noticed that RCM methodology achieves a complete transformation between the people involved and the oil field by it self making it more productive and easy to operate and maintain.

The reader will also find resumed information about the Regulations GTC-62, SAEJA 1011 SAEJA 1012 and off course the ISO 14224 so it will be well documented and referenced this particular model for RCM

***Model for the maintenance improvement process for maintenance plans based on RCM methodology for chritical facility equipments of surface oil fields**

**School of Mechanical Engineering. Maintenance management Specialization. Director: Ing. Ing. Luis A. Moreno

GLOSARIO

- **CONSECUENCIA DE FALLA:** La forma en la cual impacta un modo de falla o una falla múltiple.
- **CONSECUENCIAS NO OPERACIONALES:** Cuando un modo de falla no tiene consecuencias sobre la seguridad, medio ambiente ni consecuencias operacionales, pero necesita ser reparado
- **CONSECUENCIAS OPERACIONALES:** Un modo de falla tiene consecuencias operacionales cuando se puede afectar de manera adversa la capacidad operacional de un activo físico o sistema (producción, calidad de producto servicio al cliente, y costos operativos adicionales a los costos de operación.
- **CONSECUENCIAS SOBRE EL MEDIO AMBIENTE:** Un modo de falla o una falla múltiple tienen consecuencias sobre el medio ambiente si pudieran quebrantar cualquier norma o estándar medioambiental corporativo, municipal, regional, etc. Que se aplique el activo físico o sistema en consideración.
- **CONSECUENCIAS SOBRE LA SEGURIDAD:** Un modo de falla o una falla múltiple tiene consecuencias sobre la seguridad si puede dañar o matar un ser humano.
- **CONTEXTO OPERACIONAL:** Conjunto de circunstancias en las que se espera trabaje un activo físico o sistema.
- **DISPONIBILIDAD:** Capacidad que tiene un aparato de desempeñar una función requerida bajo determinadas condiciones, en un momento determinado o durante un intervalo de tiempo específico, asumiendo que existan los recursos externos requeridos.
- **EFECTO DE FALLA:** Lo que sucede cuando acontece un modo de falla.
- **FALLA CRÍTICA:** Falla de una unidad de equipo que origina un cese inmediato de la capacidad de realizar su función
- **FALLA EVIDENTE:** Un modo de falla que es evidente para quien opera un activo en circunstancias normales.
- **FALLA FUNCIONAL:** estado en el cual un activo es incapaz de cumplir, a un nivel de funcionamiento que sea aceptable para su propietario o usuario, con una función específica.

- FALLA MÚLTIPLE: Un evento que ocurre si falla una función protegida mientras su dispositivo o sistema de protección se encuentra en estado de falla.
- FALLA OCULTA: Un modo de falla que no será evidente por sí mismo para los operarios en circunstancias normales,
- FALLA POTENCIAL: Una condición identificable que indica que una falla funcional está en proceso de ocurrir. Una falla potencial, controla si el elemento está fallando o próximo a fallar.
- FUNCIÓN: Lo que el propietario del activo necesita que este realice.
- FUNCIÓN EVIDENTE: Función cuya falla será evidente para los operadores en circunstancias normales.
- FUNCIÓN OCULTA: Función cuya falla no será evidente para los operadores en circunstancias normales.
- FUNCIÓN PRIMARIA: La razón por la cual se adquirió el activo desde un comienzo.
- FUNCIÓN SECUNDARIA : Funciones que debe cumplir un activo además de sus funciones primarias, como aquellas que se necesitan para cumplir con requerimientos regulatorios y aquellos que se relacionan con temas de protección, control contención confort, apariencia, integridad estructural, y eficiencia energética.
- FUNCIONAMIENTO DESEADO: El nivel aceptable de funcionamiento para el propietario o usuario del activo físico o sistema.
- MANTENIMIENTO CORRECTIVO : mantenimiento que se lleva a cabo después de haber reconocido la existencia de una avería, a fin de devolver a la pieza de equipo aquel estado que le permita realizar una función requerida.
- MODO DE FALLA: Un evento singular que causa una falla funcional.
- NDT: Pruebas no destructivas.
- PROGRAMADO: Realizado a intervalos fijos o predeterminados.
- REDISEÑO : Cualquier acción tomada para cambiar la configuración física de un activo o sistema (modificación) para cambiar el contexto operativo del activo o sistema para cambiar el método utilizado por el operador o persona

de mantenimiento para la realización de una tarea, o para cambiar la capacidad de un operador o personal de mantenimiento (capacitación).

- **SUSTITUCIÓN CÍCLICA:** Una tarea que implica descartar un componente o elemento a una edad determinada (o antes de la misma) sin importar el estado en el que se encuentre en ese momento.
- **TAREAS DE BUSQUEDA DE FALLAS:** Una tarea programada que busca determinar si ha ocurrido una falla oculta específica.
- **TIEMPO ACTIVO DE MANTENIMIENTO:** Aquella parte del tiempo de mantenimiento durante la cual se realiza una acción de mantenimiento a un aparato específico, ya sea de manera automática o manual, sin considerar retrasos logísticos.
- **TÉCNICAMENTE FACTIBLE:** Cuando físicamente es posible, para una tarea, reducir o poder tomar una acción que reduzca las consecuencias del modo de falla asociado al punto que el propietario del activo pueda aceptar.
- **UNIDADES:** Componentes singulares de un activo.

INTRODUCCIÓN

Desde sus inicios la industria ha conocido el concepto general de mantenimiento, como el conjunto de operaciones y cuidados necesarios para que instalaciones, edificios, e industrias, puedan seguir funcionando adecuadamente.

No obstante a nivel de ingeniería el concepto de mantenimiento ha evolucionado a la vez que lo han hecho las industrias y procesos de producción, se ha transformado la manera en la cual se ve el mantenimiento, en un inicio como un gasto al tener que remplazar un equipo en el momento en el cual se rompiese por exceso de uso hasta las últimas tendencias en las cuales se evalúa el mantenimiento no solo como un conjunto de acciones sino como toda una filosofía para conservar el óptimo funcionamiento de un proceso y preservar unos activos prolongando al máximo su vida útil para poder obtener de ellos la mayor rentabilidad posible.

Una de las técnicas más fiables en la actualidad es el establecimiento del proceso mediante el cual se determina que debe hacerse para asegurar que cualquier activo físico continúe haciendo lo que sus usuarios quieren que haga en su contexto operacional actual, este proceso es denominado MANTENIMIENTO BASADO EN CONFIABILIDAD (RCM).

El propósito general del presente documento es mostrar los lineamientos, parámetros y la secuencia de los procesos que conlleven a mejorar el alcance y la calidad de los contenidos de los planes de mantenimiento de equipos críticos de facilidades de superficie en campos de producción petrolera en tierra firme, con base en la metodología RCM.

Se muestra como se debe elaborar la guía RCM, según normas, aplicada a equipos críticos de facilidades, la manera en la cual se deben determinar los equipos críticos de facilidades de superficie en campos de producción petrolera caracterizando los planes de mantenimiento para equipos críticos de facilidades de superficie en campos de producción petrolera y se elabora un modelo de mejoramiento para planes de mantenimiento de equipos.

Todo ello teniendo como base los estándares y directrices estipuladas por las normas aconsejadas por los estudios de confiabilidad y siguiendo las directrices principales estipuladas en la norma ISO 14224.

1. MARCO TEÓRICO

El presente marco teórico se realiza con el fin de dar a conocer las generalidades del mantenimiento, tales como, la función, los tipos y el alcance del mantenimiento, entre otros.

Además, se da una breve explicación de lo que es un RCM, adentrando en los conceptos básicos de este mismo.

1.1 GENERALIDADES

En este capítulo se tratan los conceptos básicos necesarios para el entendimiento del mantenimiento basado en la confiabilidad como una metodología sistemática para la evaluación y mejoramiento de procesos industriales, más adelante se profundizan algunos de los términos y explicaciones descritas en este primer capítulo.

1.1.1 Mantenimiento

El mantenimiento es una profesión que se dedica a la conservación de las funciones de los equipos de producción a partir de la aplicación de estrategias efectivas de inspección y control de inventarios, permitiendo asegurar que estos se encuentren constantemente y por el mayor tiempo posible, en óptimas condiciones de confiabilidad y que sea seguro de operar, y de esta forma maximizar la rentabilidad de los procesos

La función del mantenimiento ha sido históricamente considerada como un costo necesario en los negocios. Sin embargo, al paso del tiempo, nuevas tecnologías y prácticas innovadoras están colocando a la función del mantenimiento como una parte integral de la productividad total en muchos negocios. Las sólidas técnicas modernas de mantenimiento y su sentido práctico tienen el potencial para incrementar en forma significativa las ventajas en el mercado global.

- **Función del mantenimiento.**

Cuando se da mantenimiento a un activo, la condición que se desea preservar es una en la cual el activo continúe haciendo lo que los usuarios desean que haga. Esto implica enfocar la atención en mantener lo que cada activo hace en vez de lo que dicho activo es. Claramente, antes de hacer esto, hay que tener

un entendimiento cristalino sobre las funciones de cada activo junto con las normativas de rendimiento asociadas.

Las funciones y expectativas de rendimiento no sólo cubren la producción. Ellas también atañen a temas tales como la calidad del producto, el servicio al cliente, economía y eficiencia de operación, el control, la contención, la comodidad, la protección, el cumplimiento con las regulaciones ambientales, integridad estructural y la apariencia física del activo.

El Mantenimiento rutinario es para evitar, reducir o eliminar las consecuencias de las fallas.

- **Tipos de mantenimiento.**

Anteriormente se creía que Políticas genéricas de Mantenimiento podían ser desarrolladas para casi todos los tipos de activos físicos, la nueva ola de la filosofía de mantenimiento dice que las políticas genéricas de mantenimiento pueden ser desarrolladas solamente para aquellos tipos de activos físicos cuyo contexto operacional, funciones y estándares de desempeño deseado sean idénticos.

El uso inapropiado de mantenimiento genérico es una de las principales razones del porqué tantos programas tradicionales no logran todo su potencial. Las principales razones radican en que los activos poseen diferentes funciones, modos de falla, consecuencias de falla.

Así pues existen cuatro grandes grupos que reúnen los tipos básicos de Mantenimiento, estos son: Mantenimiento predictivo, preventivo, correctivo y detectivo.

- **Mantenimiento correctivo.**

A Falla. También conocido como mantenimiento por rotura. Esta clase de mantenimiento es aquel que no utiliza ninguna tarea proactiva (predictiva o preventiva) para manejar una falla, sino por el contrario repara la misma en el momento que ocurre. ¿Cuándo conviene este tipo de mantenimiento? Cuando el costo de la falla (directos ó indirectos) es menor que el costo de la prevención, ó cuando no puede hacerse ninguna tarea proactiva y no se justifica realizar un rediseño del equipo. Esta opción solo es válida en caso que la falla no tenga consecuencias sobre la seguridad o el medio ambiente. Caso contrario, es obligatorio hacer algo para reducir o eliminar las consecuencias de la falla.

- **Mantenimiento preventivo.**

Es una actividad programada de inspecciones, tanto de funcionamiento como de seguridad, ajustes, reparaciones, análisis, limpieza, lubricación, calibración, que deben llevarse a cabo en forma periódica en base a un plan establecido. La función primordial de este mantenimiento es prever averías o desperfectos en su estado inicial y corregirlas para mantener la instalación en completa operación a los niveles y eficiencia óptima.

Este mantenimiento permite detectar fallos repetitivos, disminuir los puntos muertos por paradas, aumentar la vida útil de equipos, disminuir costes de reparaciones, detectar puntos débiles en la instalación, entre una larga lista de ventajas.

Además se encarga también de la determinación de condiciones operativas, de durabilidad y de confiabilidad de un equipo en mención este tipo de mantenimiento reduce los tiempos de parada que genera el mantenimiento correctivo.

Aunque este tipo de mantenimiento es considerado valioso para las organizaciones, existen una serie de riesgos como fallos de la maquinaria o errores humanos a la hora de realizar estos procesos. El mantenimiento preventivo planificado y la sustitución planificada son dos de las tres políticas disponibles para los ingenieros de mantenimiento. Además de esto, se deben tener en cuenta las recomendaciones del fabricante, la legislación vigente, las recomendaciones de expertos y las acciones llevadas a cabo sobre activos similares

- **Mantenimiento predictivo o mantenimiento basado en causa.**

El mantenimiento predictivo o mantenimiento a condición consiste en la búsqueda de indicios o síntomas que permitan identificar una falla antes de que ocurra. Por ejemplo, la inspección visual del grado de desgaste de un neumático es una tarea de mantenimiento predictivo, dado que permite identificar el proceso de falla antes de que la falla funcional ocurra. Estas tareas incluyen: inspección (ej. inspección visual del grado de desgaste), monitoreo (ej. vibraciones, ultrasonido, NDTs), chequeo (ej. nivel de aceite). Tienen en común que la decisión de realizar o no una acción correctiva depende de la condición medida. Por ejemplo, a partir de la medición de vibraciones de un equipo puede decidirse cambiar un rodamiento. Para que pueda evaluarse la conveniencia de estas tareas, debe existir una clara condición de falla potencial.

- **Mantenimiento detectivo.**

El mantenimiento detectivo o de búsqueda de fallas consiste en la prueba de dispositivos de protección bajo condiciones controladas, para asegurarse que estos dispositivos sean capaces de brindar la protección requerida cuando sean necesarios.

En el mantenimiento detectivo no se está reparando un elemento que falló (mantenimiento correctivo), no se está cambiando ni reacondicionando un elemento antes de terminar su vida útil (mantenimiento preventivo), y por último no se están buscando síntomas de una falla en proceso de ocurrir (mantenimiento predictivo).

Por lo tanto, el mantenimiento detectivo es un cuarto tipo de mantenimiento. A este mantenimiento también se lo llama búsqueda de fallas o prueba funcional, y al intervalo para el cual se realiza esta tarea se lo llama intervalo de búsqueda de fallas, o FFI, por sus siglas en inglés (Failure-Finding Interval). Por ejemplo, arrojar humo a un detector contra incendios es una tarea de mantenimiento detectivo.

Tabla 1. Resumen de los tipos de Mantenimiento

	Tipo de Mantenimiento			
	Correctivo	Preventivo	Predictivo	Detectivo
Definición	Se ejecuta en caso de falla notable en el rendimiento operativo del equipo o inactividad total. Run to failure	Tareas de sustitución o reemplazo hechas a intervalos fijos independientemente del estado del elemento o componente. Tiene en cuenta patrón de desgaste.	Búsqueda de indicios o síntomas que permitan identificar una falla antes de que ocurra. Tiene en cuenta la condición del equipo	Consiste en la prueba de dispositivos de protección o respaldo bajo condiciones controladas
Ventajas	Bajo costo de implementación.	El mantenimiento es programado para el momento productivo oportuno	Costos reducidos de mantenimiento debido a que se evita el mantenimiento intrusivo, se detectan anomalías antes de que fallas catastróficas ocurran.	Puede ser planeado con facilidad. Evita fallas potenciales por modos de falla oculto
Desventajas	Altos costos de reparación, peligros potenciales a la seguridad, integridad planta y el medio ambiente	Reemplazo innecesario de partes, lo cual puede generar costos de mantenimiento elevados	Equipos especializados Personal especializado Monitoreos mal implementados estimación inadecuada intervalo P-F	Puede ser complicado estimar el FFI. Se necesita personal con amplia experiencia en los sistemas de protección de la planta. No es viable para equipos complejos (rotativos, combustión, eléctricos)
Aplicación	Cualquier equipo. (Se recomienda aplicar a equipos no críticos)	Equipos con elementos o partes sometidas a desgaste progresivo. No es viable aplicar cuando el costo de la avería es menor al costo de mantenimiento	Equipos eléctricos, mecánicos, hidráulicos, estáticos.	Sistemas de protección y respaldo que puedan tener modos de falla oculto.

Fuente: Autor Anónimo

1.1.2 Alcances y límites del mantenimiento

El mantenimiento tiende a abarcar todos los aspectos del negocio. No solo afecta la disponibilidad y los costos, si no también aspectos como, el riesgo, la seguridad, la integridad ambiental, la eficiencia energética, la calidad del producto y el servicio al cliente.

Gracias a la creciente automatización de los activos físicos, los números de fallas de dichos activos han aumentado y a su vez las graves consecuencias en materia de seguridad ambiental y personal. Además a esto se le suma el rápido incremento de las normas que protegen las ya mencionadas materias. Esto adiciona una orden de magnitud a la dependencia de los activos físicos, una que va más allá del costo y se convierte en un simple asunto de supervivencia organizacional.

Al tiempo que la dependencia de activos físicos crece, igualmente lo hace el costo para operar y para poseer. Para asegurar el máximo retorno en la inversión la cual ellos representan, los activos deben estar en total y eficiente funcionamiento por el máximo tiempo que se pueda y/o requiera.

El mantenimiento solamente puede garantizar la capacidad incorporada o confiabilidad inherente de cualquier elemento, no puede aumentarla, si un equipo es incapaz de cumplir el funcionamiento deseado desde el principio de puesta en servicio, el mantenimiento no aumentara la función de dicho equipo, para satisfacer las necesidades del usuario. En tal caso, se deben modificar los elementos para que puedan realizar el funcionamiento deseado, o reducir las expectativas esperadas.

1.1.3 El rediseño en el mantenimiento

Rediseñar, es la capacidad de modificar o cambiar el diseño de cierto activo físico o equipo con el fin de disminuir el riesgo de fallas y/o aumentar la funcionalidad de dicho activo.

También es importante realizar un rediseño cuando se han agotado recursos y persiste una determinada falla, sin embargo, en la mayoría de las empresas las sugerencias de cambios de diseño pueden llegar a alcanzar un elevado costo, sobrepasando así, la capacidad de la empresa de llevar adelante estos cambios.

Es por esto, que para aquellos cambios de diseño cuyo objetivo es evitar fallas, suele ser más conveniente buscar y evaluar previamente si existe alguna otra forma de manejar las fallas sin necesidad de afectar o recurrir al cambio de diseño.

Además la decisión de rediseñar no se puede tomar a la ligera ya que en la mayoría de los casos estos introducen otras fallas cuyas consecuencias también deben ser evaluadas. Es por todo esto que generalmente el rediseño debe ser seleccionado como última opción.

1.1.4 Consecuencia de las fallas

Las consecuencias de las fallas influyen fuertemente el alcance de prevenirlas. Si un modo de falla tiene consecuencias serias, probablemente se realizarán grandes esfuerzos para tratar de prevenirla, si tiene poco o ningún efecto, se podrá decidir no emprender acciones preventivas. En otras palabras, las consecuencias de las fallas son mucho más importantes que sus características técnicas. La principal razón para hacer cualquier tipo de mantenimiento basado en confiabilidad es evitar reducir o eliminar las consecuencias de la falla.

Una revisión formal de las consecuencias enfoca la atención en labores de mantenimiento que tengan mayor efecto en el rendimiento de la organización, y evitan que se desvíe esfuerzo en aquellas, que tienen poco o ningún efecto, mas adelante se profundiza sobre el tema en la sección las siete preguntas fundamentales del RCM.

1.1.5 Contexto operacional

Son los factores que rodean a la operación de un equipo, entiéndase como tales, el régimen de operación, la disponibilidad de mano de obra y los repuestos disponibles, las consecuencias de indisponibilidad del equipo como la producción perdida o reducida, la recuperación de producción en horas extra, los objetivos de calidad, seguridad y medio ambiente, el presupuesto mínimo de operación y mantenimiento del equipo entre otros.

1.1.6 Función del equipo

Un equipo como tal posee un fin determinado (función principal), no obstante dicho equipo puede poseer sub. Funciones que son vitales para garantizar el cumplimiento de la función principal, por ejemplo un equipo de bombeo esta compuesto como mínimo por dos componentes primordiales: el motor y la bomba, compresor o unidad de bombeo, aunque la función principal de un equipo de bombeo sea bombear un fluido a una rata determinada, este equipo puede tener funciones asociadas como su auto lubricación, sin la cual la función principal no podría cumplirse.

Las funciones secundarias de un equipo pueden ser agrupadas como funciones ambientales, de seguridad estructural, de control y contención, de apariencia, de protección y de economía.

1.1.7 Análisis de criticidad de equipos

Es una metodología que permite jerarquizar sistemas, instalaciones y equipos, en función de su impacto global, con el fin de optimizar el proceso de asignación de recursos (económicos, humanos y técnicos). Más adelante se profundizará sobre el tema.

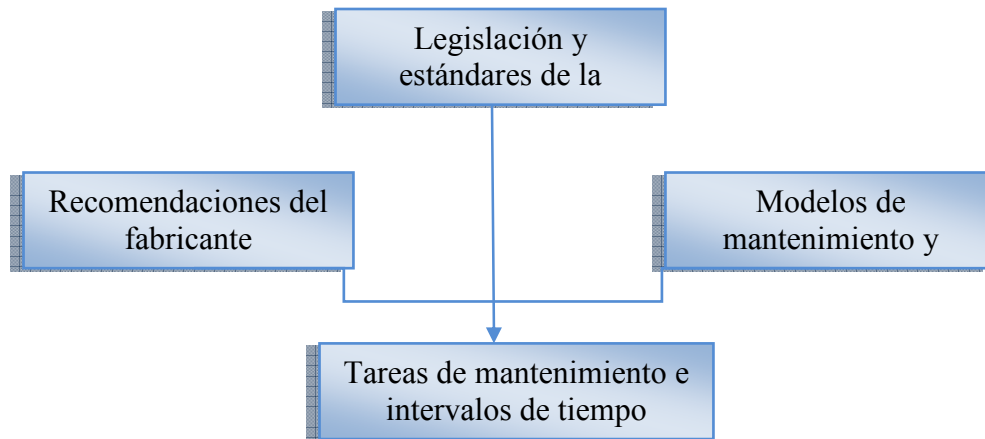
1.2 MANTENIMIENTO BASADO EN LA CONFIABILIDAD RCM

En este capítulo hacemos referencia a lo que es un RCM (Reliability centred maintenance) y lo que implica evaluar y presentar una estrategia de mantenimiento utilizándolo como fundamento para la optimización y mejora de procesos en un ámbito industrial. Pasando por una breve introducción en la cual se da un pequeño recuento de la historia del RCM y su función primordial, luego se define que es realmente un RCM y se explican los conceptos básicos, además de lo que se necesita para implementar un plan de mantenimiento RCM.

1.2.1 RCM, origen

Hasta el inicio de la segunda guerra mundial, la maquinaria utilizada en la industria era simple y una parada de alguna de ellas, tenía mucho significado para la empresa. Durante el periodo de la segunda guerra mundial, se aumento la producción y bajo la obra de mano, así que esto obligo a las industrias a mecanizarse aun mas, esto llevo a la sofisticación de la maquinaria y se empezó a mejorar el concepto de mantenimiento, ya que la parada de algún activo, tenía un costo significativo para las industrias. Así que se implementó el mantenimiento preventivo, que consistía en hacer mantenimiento antes del desgaste de las piezas y cambiar ciertas piezas en recomendación del fabricante, como se muestra en la figura 1.

Figura 1. Desarrollo tradicional de planes de mantenimiento.



Autor: Reliability Engineering and System Safety 60

En la figura 1 se analiza cómo se creaban antiguamente los planes de mantenimiento. Antes de la llegada del RCM, estos planes eran creados con base a las recomendaciones del fabricante, las legislaciones y estándares de la compañía y los datos obtenidos por el fabricante del activo.

A comienzos de los años 60, la industria aeronáutica, tenía demasiados accidentes. Estudios e investigación arrojaron que la causa de los constates accidentes, era la falla en equipos, así que se tomaron medidas para la implementación de mantenimientos preventivos con un periodo de tiempo mas seguido, pero esto solo atrajo más problemas, ya que se formulaban errores humanos y los accidentes seguían ocurriendo, a veces con mayor frecuencia.

Esto dio paso a una nueva estrategia de mantenimiento que permitía conocer más a fondo los equipos, en este caso aviones. No solo se hacía mantenimiento por las recomendaciones de los fabricantes de aviones, si no que se empezaron a investigar las posibles fallas, los modos de fallas, las causas de estas y por consiguiente sus consecuencias.

Esto se dio a conocer en las fuerzas militares, quienes exigieron un reporte de la elaboración de estas estrategias de mantenimiento, dicho reporte fue elaborado por Stanley Nowlan y Howard Heap, quienes lo titularon "Mantenimiento centrado en la confiabilidad". Este reporte fue y es utilizado en la actualidad para elaborar planes de mantenimiento con estrategias basados en la confiabilidad de los equipos, este mismo dio paso al la formulación del RCM2, quien tiene el mismo concepto del RCM tradicional, pero para industrias de otros sectores diferentes a la aviación, como lo es el sector minero, petrolero, entre otros.

Con el paso de los años, aparecen nuevas formas y estrategias de mantenimiento, llamadas con el nombre de RCM, aunque algunas aun mantenía la esencia del

reporte de Howard y Nowlan, otras no tenían ni el menor parecido, así que esto dio paso a la idea de crear un estándar RCM en el año de 1996, en un proyecto dirigido por la SAE, en compañía de la armada estadounidense, a las cuales luego se les unen representantes del RCM de diferentes industrias.

Luego de un tiempo se llega a la conclusión que es mejor hacer un proceso estándar RCM, que un RCM estándar, así que se inicio su desarrollo. Pero se encuentran con el problema de que lo único que hacen es crear otro proceso RCM más, aparte de los ya existentes, así que en 1999, se le da un enfoque diferente creando así la norma SAE JA1011 con el nombre de “criterios de evaluación para procesos de mantenimiento centrado en la confiabilidad”.

Esta norma da una pauta que hay que tener en cuenta, si cualquier proceso creado cumple con dichas pautas, puede ser llamado RCM.

1.2.2 Tipos de RCM más relevantes

Los tipos de RCM más relevantes o usados en la historia de este mismo, son:

- **RCM tradicional**, fue creado durante los años 60 en la industria aeronáutica, para la solución de los problemas de mantenimiento preventivo y disminución de costos y fallos por mantenimiento. Centrándose en los modos de falla de los activos, además se conocen los activos de una manera profunda, gracias a la investigación de estos mismos, para la implantación del RCM.
- **RCM 2**, la evolución del RCM tradicional y su creación fue hacia los años 80, con conceptos básicos del RCM tradicional pero empleado inicialmente en las fuerzas militares y luego en los otros sectores de la industria, como lo es la generación de energía, el sector petrolero, entre otros.
- **RCM (+)**, nace en Inglaterra alrededor del 2000, como una necesidad de mejorar las ya existentes implantaciones del RCM2, sugiriendo ciertos cambios y mejores ideas de implementación hacia las industrias productoras. Este propone la idea de que lo que se necesita es una nueva estrategia de mantenimiento y no un extenso informe sobre las hojas de datos de los equipos, además se centra en los equipos críticos de las industrias. Además utiliza una herramienta llamada RCM en reversa para equipos de baja criticidad.

1.2.3 Definición de RCM

El mantenimiento centrado en confiabilidad o RCM, por sus siglas en inglés, es una metodología de análisis sistemático, objetivo y documentado, que puede ser aplicado a cualquier tipo de instalación industrial para alcanzar la confiabilidad de diseño, bajo condiciones de operación específicas y en un ambiente operacional especificado.

*“Un proceso utilizado para determinar que se
Debe hacer para asegurar que cualquier activo
Físico continúe haciendo lo que sus usuarios
Quieren que haga en su contexto operacional actual”¹.*

El RCM, mantenimiento centrado en confiabilidad, reconoce que el mantenimiento no puede hacer más que asegurar que los elementos físicos continúen consiguiendo su capacidad incorporada o confiabilidad inherente.

*“No se puede lograr mayor confiabilidad
Que la diseñada en los activos y sistemas
Con prácticas de mantenimiento”².*

Todo elemento físico se pone en servicio para cumplir una función o funciones específicas, por lo tanto, mantener un equipo significa tenerlo en las condiciones óptimas para cumplir una función determinada.

*“Mantenimiento es asegurar que todo elemento
Físico continúe desempeñando las funciones deseadas”³.*

También analiza cada sistema y cómo puede fallar funcionalmente. Los efectos de cada falla son analizados y clasificados de acuerdo al impacto en la seguridad, operación y/o costo. Estas fallas son estimadas para tener un impacto significativo en la revisión posterior, para la determinación de las raíces de las causas.

1.2.4 Indicadores de gestión

Un indicador de gestión es la expresión cuantitativa del comportamiento y desempeño de un proceso, cuya magnitud, al ser comparada con algún nivel de referencia, puede señalar una desviación sobre la cual se toman acciones correctivas o preventivas, según sea el caso.

¹ MOUBRAY, John, Mantenimiento Centrado en Confiabilidad, Editorial Aladon 2000, Pág. 7

² Ibid., Pág. 20

³ Ibid., Pág. 7

Es también una medida de la condición de un proceso o evento en determinado momento. Los indicadores en conjunto, proporcionan un panorama de la situación de evolución de un proceso RCM.

Con el uso de indicadores se puede tener control adecuado sobre una situación dada, la principal razón de su importancia es la de predecir y actuar con base a las tendencias positivas o negativas observadas en el desempeño global.

También es una forma clave de retroalimentar, monitorear, y hacer seguimiento al cumplimiento de los planes estratégicos de un proceso. Se vuelven mas importantes cuando el tiempo de respuesta es inmediato, o muy corto, porque las acciones correctivas son realizadas sin demora y oportunamente.

1.2.5 Análisis de criticidad de RCM

El análisis de criticidad es una metodología que permite establecer la jerarquía o prioridades de procesos, sistemas y equipos, creando una estructura que facilita la toma de decisiones acertadas y efectivas, direccionando el esfuerzo y los recursos en áreas donde sea más importante y/o necesario mejorar la confiabilidad operacional, basado en la realidad actual. El mejoramiento de la confiabilidad operacional de cualquier instalación o de sus sistemas y componente, está asociado con cuatro aspectos fundamentales: confiabilidad humana, confiabilidad del proceso, confiabilidad del diseño y la confiabilidad del mantenimiento. Lamentablemente, difícilmente se disponen de recursos ilimitados, tanto económicos como humanos, para poder mejorar al mismo tiempo, estos cuatro aspectos en todas las áreas de una empresa.

El objetivo de un análisis de criticidad es establecer un método que sirva de instrumento de ayuda en la determinación de la jerarquía de procesos, sistemas y equipos de una planta compleja, permitiendo subdividir los elementos en secciones que puedan ser manejadas de manera controlada y auditable.

Desde el punto de vista matemático la criticidad se puede expresar como:

Criticidad = Frecuencia x Consecuencia

Donde la frecuencia está asociada al número de eventos o fallas que presenta el sistema o proceso evaluado y, la consecuencia está referida con: el impacto y flexibilidad operacional, los costos de reparación y los impactos en seguridad y ambiente. En función de lo antes expuesto se establecen como criterios fundamentales para realizar un análisis de criticidad los siguientes:

- Seguridad
- Ambiente

- Producción
- Costos (operacionales y de mantenimiento)
- Tiempo promedio para reparar
- Frecuencia de falla

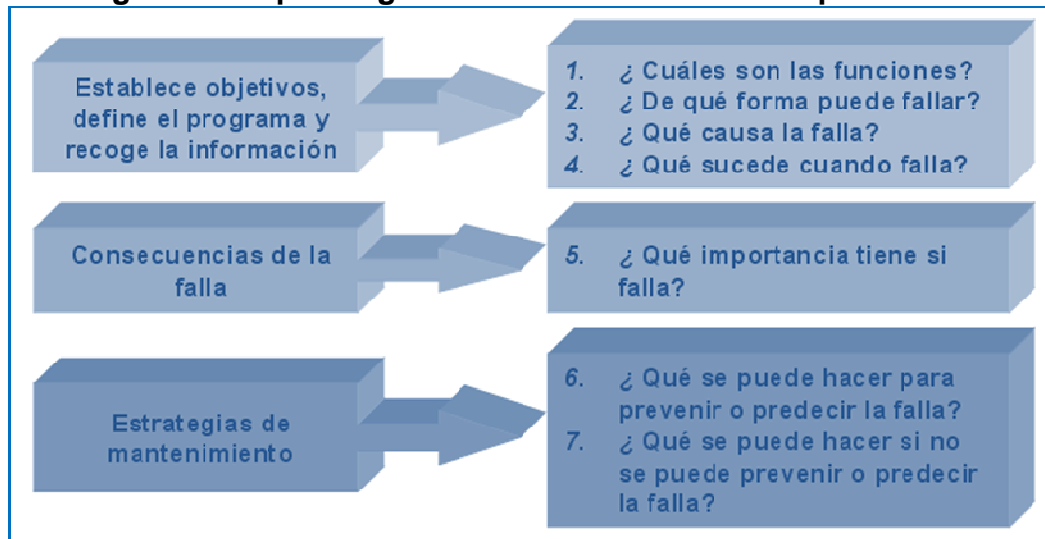
Emprender un análisis de criticidad tiene su máxima aplicabilidad cuando se han identificado al menos una de las siguientes necesidades:

- Fijar prioridades en sistemas complejos
- Administrar recursos escasos
- Crear valor
- Determinar impacto en el negocio
- Aplicar metodologías de confiabilidad operacional

1.2.6 Confiabilidad operacional

Luego de tener una idea de lo que es mantenimiento centrado en la confiabilidad RCM, pasamos a lo que concierne al contexto operacional de un activo en la empresa.

Figura 2. Esquema general de la Confiabilidad Operacional



Fuente. Autor

Para definir el término confiabilidad operacional, primero debemos conocer las funciones de nuestro activo, y si bien conocemos, las funciones no simplemente se limitan en las principales o primarias, estos activos tienen ciertas funciones no tan vistosas que, sin embargo, al faltar alguna de ellas el funcionamiento de

nuestro activo se muestra incorrecto, estas son conocidas como funciones secundarias.

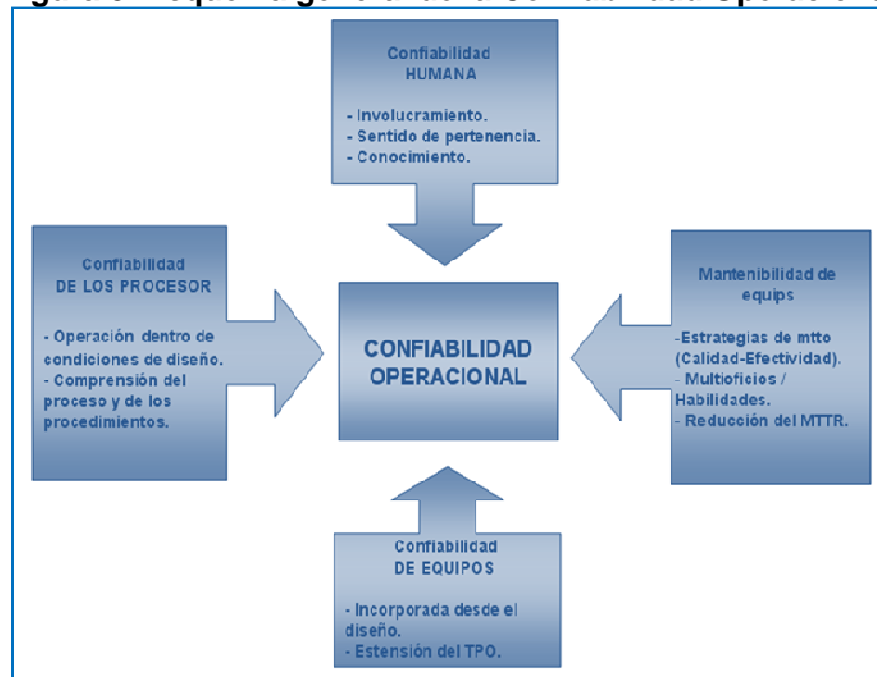
Las funciones de nuestros activos se definen como lo que queremos que estos hagan en cierta medida de tiempo – horas máquina.

Es bien sabido que si en este periodo de tiempo predefinido, el activo llegase a fallar, por mínima que sea esta falla y el tiempo de reparar dicha falla, esto significa pérdidas para la empresa, en algunas ocasiones perdidas más altas, que en otras.

La confiabilidad operacional es la capacidad de un activo, representado por su proceso, tecnología y factor humano para cumplir óptimamente sus funciones, dentro de los límites de diseño y bajo un contexto operacional específico, en el cual se desarrollan escenarios de falla, frente a los cuales, la organización debe ser capaz de mitigar el impacto de las consecuencias de falla sobre el ambiente, la seguridad y la producción.

En simples palabras la confiabilidad operacional es como su nombre lo indica el poder contar con un equipo mientras este es necesario dentro de un proceso, con la seguridad que el equipo no va a fallar por motivos inherentes a su propio funcionamiento ni por condiciones normales de operación cumpliendo así la labor para la cual fue diseñado.

Figura 3. Esquema general de la Confiabilidad Operacional



Fuente: The Woodhouse partnership limited.

- **Mejoramiento de la confiabilidad operacional MCO.** Para hacer efectivo el proceso de MCO, se deben involucrar cada una de las partes y sectores que comprende la empresa. Sacar para siempre la idea de que el correcto funcionamiento de los activos solo depende del departamento de mantenimiento, también pueden intervenir los sectores administrativos, productivos, y el resto de sectores que conforman la empresa, para formar un grupo de trabajo mas eficiente.

Adicional a esto, para hacer más eficiente el proceso de MCO, se trabajan a la par las cuatro entradas de la confiabilidad operacional.

La presencia ineludible de la incertidumbre coloca a la confiabilidad en el ámbito de las decisiones basadas en riesgo.

Figura 4. Gestión para el mejoramiento de la Confiabilidad Operacional



Fuente. Autor

1.2.7 Patrones de falla

Las intervenciones programadas tienen poco efecto sobre la confiabilidad de sistemas complejos, a menos que haya un modo de falla dominante, y que no tienen efecto del todo sobre algunos componentes.

El entendimiento de que la única manera de fallar los elementos no es el desgaste desvirtuó la costumbre de que el mantenimiento debe hacerse porque se cumplen frecuencias, especialmente si éstas no están relacionadas con la manera como fallan los elementos.

El análisis detallado de la manera como los elementos y sistemas pueden fallar llevó a definir 6 patrones, que están presentes en todos los activos físicos y que no dependen solo de su naturaleza intrínseca, sino de la manera como son instalados, operados y mantenidos.

Figura 5. Patrones de Falla (Industria Aeronáutica)



Fuente: Soporte y CIA Ltda. Capacitación en gestión de mantenimiento

1.2.8 Fallas

Luego de haber definido que es una función y que es confiabilidad operacional, nos adentramos más al mundo del RCM, definiendo que es una falla, una falla funcional y el porqué de la definición de este término.

- **Definiendo falla.**

Se define el término falla, como la incapacidad de cualquier activo de hacer aquello que sus usuarios quieren que haga.

Como ejemplo, supondremos que se tiene una bomba A, y su función primordial es la de bombear 800 litros por minuto a un tanque B, si no se cumple esta función, se dice que la bomba posee una falla.

1.2.9 Falla funcional

La definición de falla dada anteriormente, trata a las fallas de una forma muy general, ya que un activo no solo tiene una función, por eso se construye el término Falla Funcional.

*“Una falla funcional se define como la incapacidad
De cualquier activo físico de cumplir una función
Según un parámetro de funcionamiento aceptable
Para el usuario”⁴.*

Para definir una falla funcional en un activo, se deben definir los estándares de funcionamiento del mismo, es decir bajo qué circunstancias se considera que el activo está cumpliendo con la función deseada. Adicional a esto se exploran también los aspectos de las fallas funcionales.

- **Falla total o parcial.**

Se define por falla total, cuando un activo deja de funcionar totalmente, es decir, no satisface las necesidades del usuario de ninguna forma, incumpliendo todas las funciones y estándares establecidos para dicho equipo.

Por el contrario una falla parcial, es cuando el equipo sigue en funcionamiento, pero incumpliendo cualquier función o estándar, sin que esto interfiera con otra función establecida.

De todas formas, al no cumplir con todas o alguna de sus funciones, se considera que el equipo ha fallado.

- **Limites superiores e inferiores.**

Los límites de un activo son establecidos por los usuarios antes de poner en funcionamiento dicho activo, es decir son los estándares con los cuales se considera que el equipo está en su correcto funcionamiento.

Si el activo, está por debajo de aquellos estándares, se dice que el equipo está por debajo de sus límites establecidos y ha fallado, por no satisfacer las necesidades del usuario.

⁴ MOUBRAY Op. Cit., Pág. 49

Caso contrario es si ésta, está por encima de sus límites preestablecidos, aunque también se considera una falla.

Un ejemplo de esto, es si la bomba mencionada anteriormente, la cual debe bombear 800 litros por minuto a un tanque B, esta bombeando menos de esta cantidad, entonces está por debajo de sus límites, pero si esta bombeando 900 litros por minuto, esta tiene una falla de límite superior.

- **Contexto operacional.**

La definición de falla, depende en gran parte del contexto operacional del activo, es decir, su o sus funciones.

A esto se le adiciona, que hay diferentes puntos de vista para saber si es o no una falla. Por parte de departamento de mantenimiento, se establece como falla cuando el activo deja de cumplir una de sus funciones, así haya o no, afectado la producción; por otra parte, producción considera una falla cuando el activo a quebrado los estándares de producción establecidos por la empresa; así mismo si existe un impacto ambiental negativo, o pérdida de seguridad para el área operativa, también se conoce como falla.

En este sentido todo es cuestión de ponerse de acuerdo entre los departamentos que estén funcionando en la empresa y predefinir el concepto de falla.

1.2.10 Modos de falla

Se define modo de falla como un evento que conlleva a una falla funcional, es decir cualquier cosa que pase para que el activo muestre una falla funcional, y por consiguiente deje de hacer lo que el usuario quiera que haga.

Como se había mencionado con anterioridad, existen muchas variaciones de RCM, en algunas, los modos de falla son equívocos o incompletos al no asumir que los errores humanos o de diseño también cuentan como modo de falla, a esto se le agrega que en algunos casos no se analiza correctamente el activo, y se dejan por fuera del plan de mantenimiento las fallas ocultas.

Los modos de falla deben ser descritos como mínimo por un sustantivo y un verbo, esquivando términos como “falla”, “ruptura” o “mal funcionamiento”, puesto que estos términos no describen con exactitud lo que ocurre.

Un ejemplo de modo de falla, si la bomba A, deja de cumplir su función principal, como se describe anteriormente su falla funcional es bombear menos de 800 litros por minuto, su modo de falla posible es que el impulsor esta desgastado por su vida útil.

Cabe decir que una falla funcional consta de más de un modo de falla, a esto nos referimos cuando se habla de fallas humanas o de diseño.

Para el correcto análisis de modos de falla, no se debe omitir ni un detalle, se deben ver las fallas que han ocurrido con anterioridad en este u otro activo similar, además las fallas que no han ocurrido pero de igual forma afectan el funcionamiento del activo si llegasen a ocurrir, entre otras.

- **Categorías de modos de falla.**

Como se mencionó en el punto anterior, los modos de falla incluyen, fallas de diseño y errores humanos, además de fallas ocultas, para un mejor análisis de estos, se desarrollaron tres categorías las cuales son:

- **Capacidad de creciente.**

Esta categoría como su nombre lo indica es cuando al ser puesto un activo en funcionamiento, la capacidad de producción o la función preestablecida, decae por debajo de los estándares de la empresa. Esta categoría tiene cinco causas principales de pérdida de capacidad:

Deterioro.

Fallas de lubricación.

Polvo y suciedad

Desarme

Errores humanos que reducen la capacidad.

- **Aumento del funcionamiento deseado.**

Ocurre cuando nuestro activo sobrepasa los límites establecidos por su diseño, al realizar su función, también se consideran cuatro posibles razones, de las cuales tres son debido a errores humanos,

Sobrecarga deliberada constante

Sobrecarga no intencional constante

Sobrecarga no intencional repentina

Procesamiento o material de empaque incorrecto

- **Capacidad inicial.**

Para que un activo sea mantenible, el funcionamiento debe estar dentro del rango de su capacidad inicial. Pero a veces surgen situaciones en las que el funcionamiento deseado esta fuera del rango de capacidad inicial desde el comienzo. La mejor solución a este problema es el rediseño, pero un paso importante para este cambio es postulándolo como un modo de falla.

Los modos de falla deben ser descritos con el suficiente detalle como para que sea posible seleccionar una estrategia adecuada al manejo de la falla, pero sin

excederse, ya que esto con lleva a la pérdida de tiempo por parte del plan de mantenimiento.

El nivel de detalle es definido por el personal que esta realizando el plan de mantenimiento, en compañía del resto del personal de la empresa.

1.2.11 Efectos de falla

Un efecto de falla se describe como lo que pasa cuando ocurre un modo de falla; es como responder a la pregunta, ¿qué ocurre si...?.

La descripción de estos, debe hacerse de tal forma que ayuden a la evaluación de las consecuencias de falla. Al describir los efectos de falla se debe constatar lo siguiente:

- **Evidencia de falla.**

Se describen los efectos de tal forma que permita a los analistas decidir si, en circunstancias normales, será evidente para los operarios la pérdida de función causada por ese modo de falla actuando por sí solo.

Por ejemplo, si la falla es observada desde el cuarto de control, mediante visualizadores, alarmas luminosas o de sonido.

Así mismo se describe si la falla va acompañada o precedida por efectos físicos obvios, como ruidos fuertes, incendio, humo, etc.

- **Riesgos para la seguridad y el medio ambiente.**

Las industrias modernas, presentan solo una pequeña parte de modos de falla, en lo que concierne a la seguridad y el medio ambiente. No obstante, no es imposible que no ocurran pequeños accidentes, en donde la seguridad de los trabajadores y el medio ambiente se alteren.

Estos efectos de falla, se describen de tal forma en que se mencione como esto puede ocurrir, como por ejemplo:

Incremento del riesgo de incendio o explosiones.
Electrocución

Se debe tener en cuenta, que los riesgos no solo se deben tener en cuenta para el personal laboral de la empresa, sino también para los consumidores y comunidad en conjunto.

- **Daños secundarios y efectos en la producción.**

La descripción de los efectos de falla debe aportar la máxima información para determinar cuáles son las consecuencias operacionales y las no operacionales. Para hacer esto se debe indicar como y durante cuánto tiempo queda afectada la producción, si esta resulta afectada.

Figura 6. Tiempo de parada de máquina vs. tiempo de reparación



Fuente: mantenimiento centrado en confiabilidad Alados Ltda.

Se debe determinar el tiempo de parada de la máquina, teniendo en cuenta el peor caso típico, y no el tiempo promedio.

Se describe también, como y cuanto afecta la calidad del producto y el servicio al cliente; además se registra si esta falla origina la detención de cualquier otro equipo o actividad; si la falla lleva a un incremento del costo operativo total además del costo directo de reparación y si existen daños secundarios.

- **Acciones correctivas.**

Los efectos de falla también deben indicar que debe hacerse para reparar la falla. Esto debe incluirse cuando se indica el tiempo muerto. Como por ejemplo

Tiempo muerto para reemplazar los cojinetes, cerca de 4 horas

1.2.12 Consecuencias de falla

Cuando una falla ocurre en cualquier sistema, equipo o dispositivo el resultado es que pueden existir varios grados de impacto; como no todas las fallas son iguales, las consecuencias de las fallas tienen repercusiones diferentes en el resto del sistema, la empresa y el entorno operativo en el cual ocurren.

Al conocer las consecuencias de cada falla se puede determinar si vale la pena prevenir la falla, si amerita un esfuerzo por predecirla o si se justifica alguna clase

de intervención periódica para evitarla, rediseñar para eliminarla o no emprender ninguna acción.

RCM reconoce que las consecuencias de las fallas son mucho más importantes que sus características técnicas, y que la única razón para hacer cualquier tipo de mantenimiento proactivo o que se quiera hacer antes de que la falla ocurra no es evitar las fallas por sí mismas, sino, también, evitar o, al menos, reducir las consecuencias de la falla.

Las consecuencias de falla se clasifican en dos categorías; las consecuencias de falla evidentes, entre estas están las referentes a la seguridad y el medio ambiente, las operacionales y las no operacionales; y las consecuencias de fallas no evidentes u ocultas.

Figura 7. Categorías de las consecuencias de falla.



Fuente: autor

Los siguientes párrafos explicarán las consecuencias de falla evidentes y más adelante las consecuencias de falla no evidentes.

- **Consecuencias de falla evidentes.**

Estas consecuencias de falla se detectan a simple vista, ya sea por la pérdida o herida de recursos humanos u ambientales; por la pérdida en la producción, efectos en la calidad del producto u servicio al cliente; o ninguna de las anteriores, a estas últimas se les denominan no operacionales.

- **Consecuencias para la seguridad y el medio ambiente.**

Estas consecuencias de falla son aquellas que al ocurrir una falla ocasionan la muerte, pérdida de un miembro, o herida de un funcionario de la empresa; además de esto, estas consecuencias de falla, también quebrantan la normativa correspondiente a la protección del medio ambiente.

Si cualquiera de las dos condiciones se cumple, se dice que es una consecuencia de falla para la seguridad y el medio ambiente.

- **Consecuencias operacionales.**

Las fallas afectan las operaciones de cuatro maneras diferentes. La primera es el volumen de la producción, que concierne a la pérdida de función total o parcial de un equipo. La segunda es cuando afecta la calidad del producto, es decir, no puede mantener las tolerancias de un producto o el material se deteriora. La tercera es cuando afecta el servicio al cliente, como las demoras en la entrega de los pedidos. Y la cuarta y no menos importante es cuando hay incremento de costo operacional sumado al costo directo de la reparación, por ejemplo, se aumenta el consumo de energía.

- **Consecuencias no operacionales.**

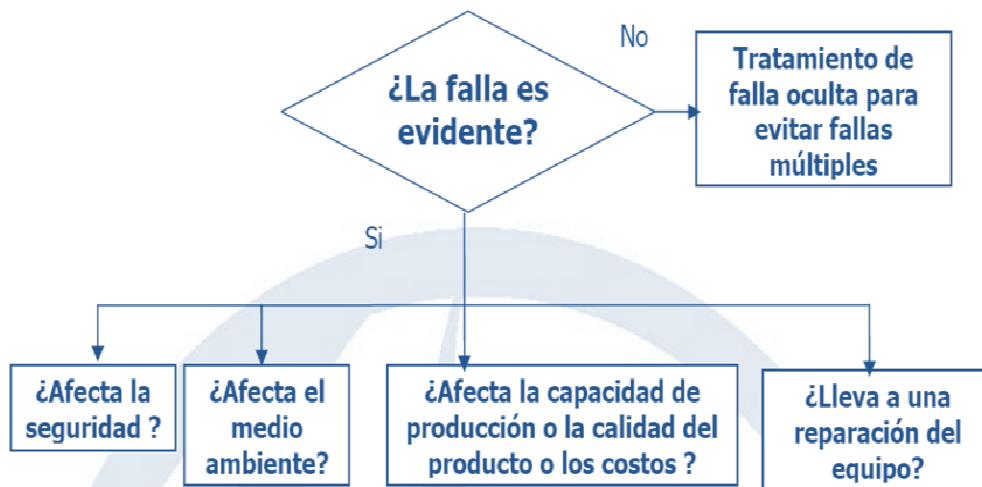
Cuando las consecuencias de falla no afectan la seguridad, ni quebrantan la normativa ambiental, y no afectan la operación normal, entran en este grupo de fallas evidentes. Estas normalmente tienen que ver con el costo directo de reparación, es decir, son de tipo económico.

- **Consecuencias de falla no evidentes u ocultas.**

Un modo de falla es oculto si la pérdida de función causada por ese modo de falla no se hace evidente para el personal que requiera la función, mientras las otras funciones se cumplen satisfactoriamente.

Las fallas que no son evidentes no tienen impacto directo, pero exponen a la organización a otras fallas con consecuencias serias, a menudo catastróficas. Un punto fuerte del RCM es la forma en que trata los fallas que no son evidentes, primero reconociéndolos como tales, en segundo lugar otorgándoles una prioridad muy alta y finalmente adoptando un acceso simple, práctico y coherente con relación a su mantenimiento.

Figura 8. Evaluación de consecuencias.



Fuente: Soporte y CIA Ltda. Capacitación en gestión de mantenimiento

1.2.13 Tareas proactivas

Algunas fallas se ven a simple vista, en el proceso de convertirse en fallas que dañen la funcionalidad del activo.

La función de las tareas proactivas consiste en prevenir que el activo llegue a su estado de falla, y se basan en mantenimiento predictivo o a condición y el mantenimiento preventivo o reacondicionamiento y sustitución cíclica.

- **Tareas preventivas o de reacondicionamiento y sustitución cíclica.**

Todo activo físico, en el cumplimiento de sus funciones, es expuesto al contacto con el mundo real, además de esfuerzos físicos, disminuyendo la resistencia al esfuerzo, y mientras esto se hace más evidente, conlleva a que el activo falle.

A este periodo comprendido entre el inicio del deterioro y la falla funcional, se le conoce como la edad del equipo.

Las tareas preventivas tienen que ver con la edad del equipo, ya que las fallas deben ser prevenidas en el periodo comprendido antes que falle el activo. Además son de dos tipos, de reacondicionamiento cíclico o de sustitución cíclica.

- **Tareas de reacondicionamiento cíclico.** Consiste en reacondicionar la capacidad de un elemento o componente antes o en el límite de edad definido,

independientemente de si condición en ese momento.

- **Tareas de sustitución cíclica.** Consiste en descartar un elemento o componentes antes o en el límite de edad definida, independientemente de su condición en ese momento.
- **Tareas predictivas o a condición.**
Las tareas a condición o predictivas se hacen con el fin de detectar una falla que está en proceso de ocurrir o falla potencial y así evitar que esta pueda ocurrir.

Las tareas a condición se llaman así porque los elementos que se inspeccionan se dejan en servicio a condición de que continúen cumpliendo con los parámetros de funcionamiento especificados. También se conoce como mantenimiento predictivo, porque se trata de predecir si, y posiblemente cuando, el elemento va a fallar basándose en su comportamiento actual; se les llama también mantenimiento basado en condición CBM (por sus siglas en inglés), porque la necesidad de acciones correctivas o para evitar las consecuencias se basa en una evaluación de la condición del elemento.

1.2.14 Acciones a falta de

Cuando las tareas proactivas nombradas anteriormente no satisfacen la necesidades del usuario, es decir, por algún motivo no se encuentran tareas proactivas para la falla ocasionada o el costo de implementación de las tareas proactivas es muy alto, no vale la pena realizar una tarea proactiva, RCM propone tres acciones para solucionar el problema.

- **Búsqueda de fallas.**
Las tareas cíclicas de búsqueda de fallas consisten en chequear una función oculta a intervalos regulares para ver si ha fallado.

En el caso de los equipos de alarma o de emergencia, estos están inactivos la mayor parte del tiempo, y solo se activarán si otro equipo entra en alarma. Para saber si estos están en correcto estado y no van a fallar cuando se necesiten, RCM recomienda hacer una revisión periódica de las funciones de estos equipos, en otras palabras, se les hace mantenimiento detectivo.

- **Ningún mantenimiento programado.**
Si la falla es evidente u oculta, y no afecta la seguridad ni el medio ambiente, esta es la opción más adecuada. En estos casos los elementos son dejados en servicio hasta que ocurra una falla funcional, momento en el cual son reparados o reemplazados. Esto solo es válido cuando:

No puede encontrarse una tarea cíclica apropiada para la función oculta, y la falla múltiple asociada no tiene consecuencias para la seguridad o el medio ambiente.

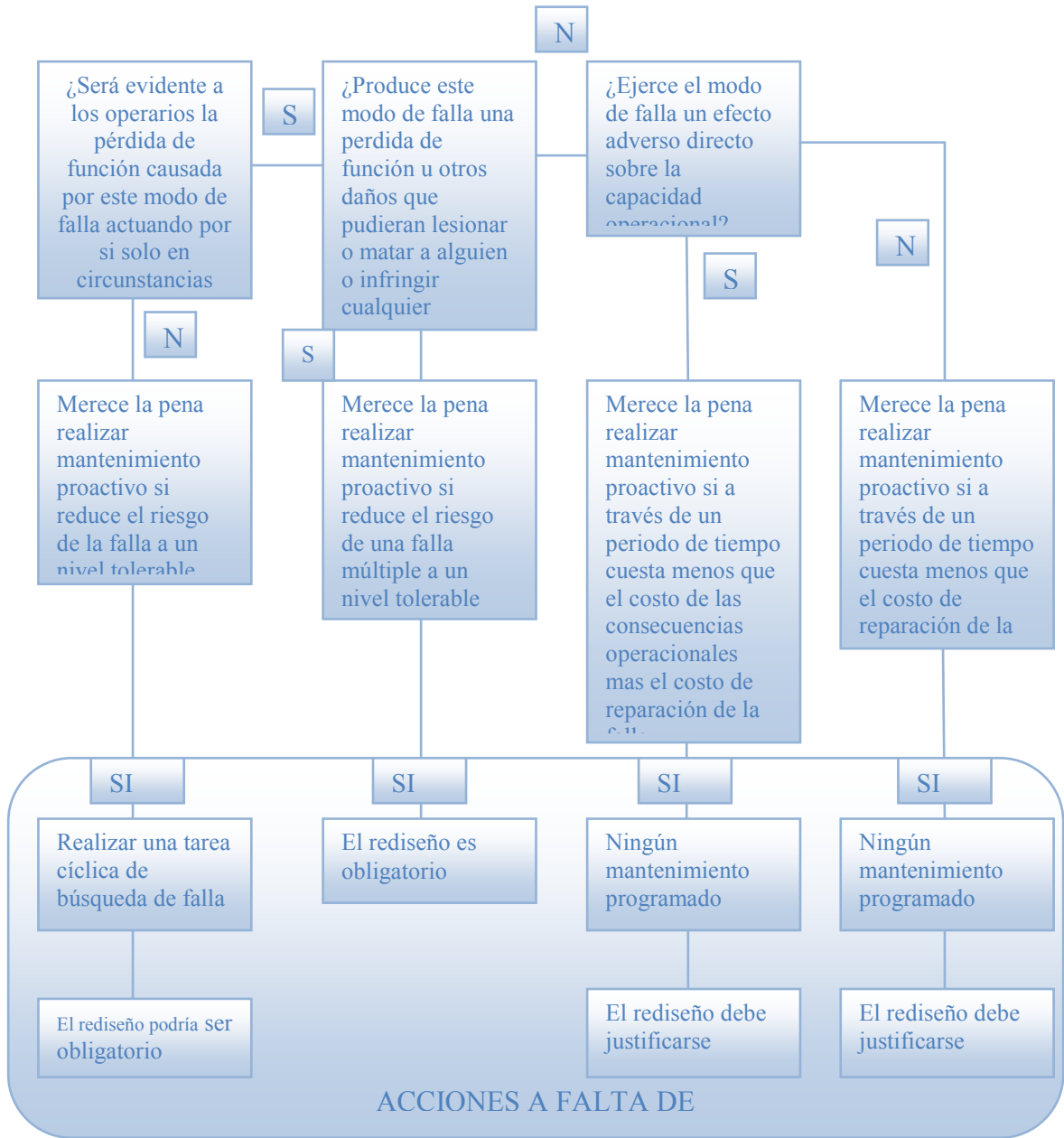
No puede encontrarse una tarea proactiva que sea costo-eficaz para fallas que tienen consecuencias operacionales o no operacionales.

- **Rediseño**

Un rediseño puede ser un cambio físico al equipo; también, cambios en la operación, capacitación, procedimientos y tipos de abastecimiento; un rediseño puede implicar un cambio de una publicación técnica o una recomendación para usar mejor una herramienta o buscar una mejor herramienta. En el caso de fallas que no son ocultas y en las cuales no se puede predecir con suficiente tiempo para evitar la falla funcional y no se puede prevenir la falla a través de restauraciones o reemplazos con base en el tiempo, se puede evaluar, rediseñar o aceptar la falla y sus consecuencias.

En el caso de consecuencias que afecten la seguridad o al ambiente, se tiene que rediseñar. En el caso de consecuencias relacionadas con la producción, se puede escoger rediseñar o permitir que funcione hasta que falle, dependiendo de las economías asociadas con las consecuencias.

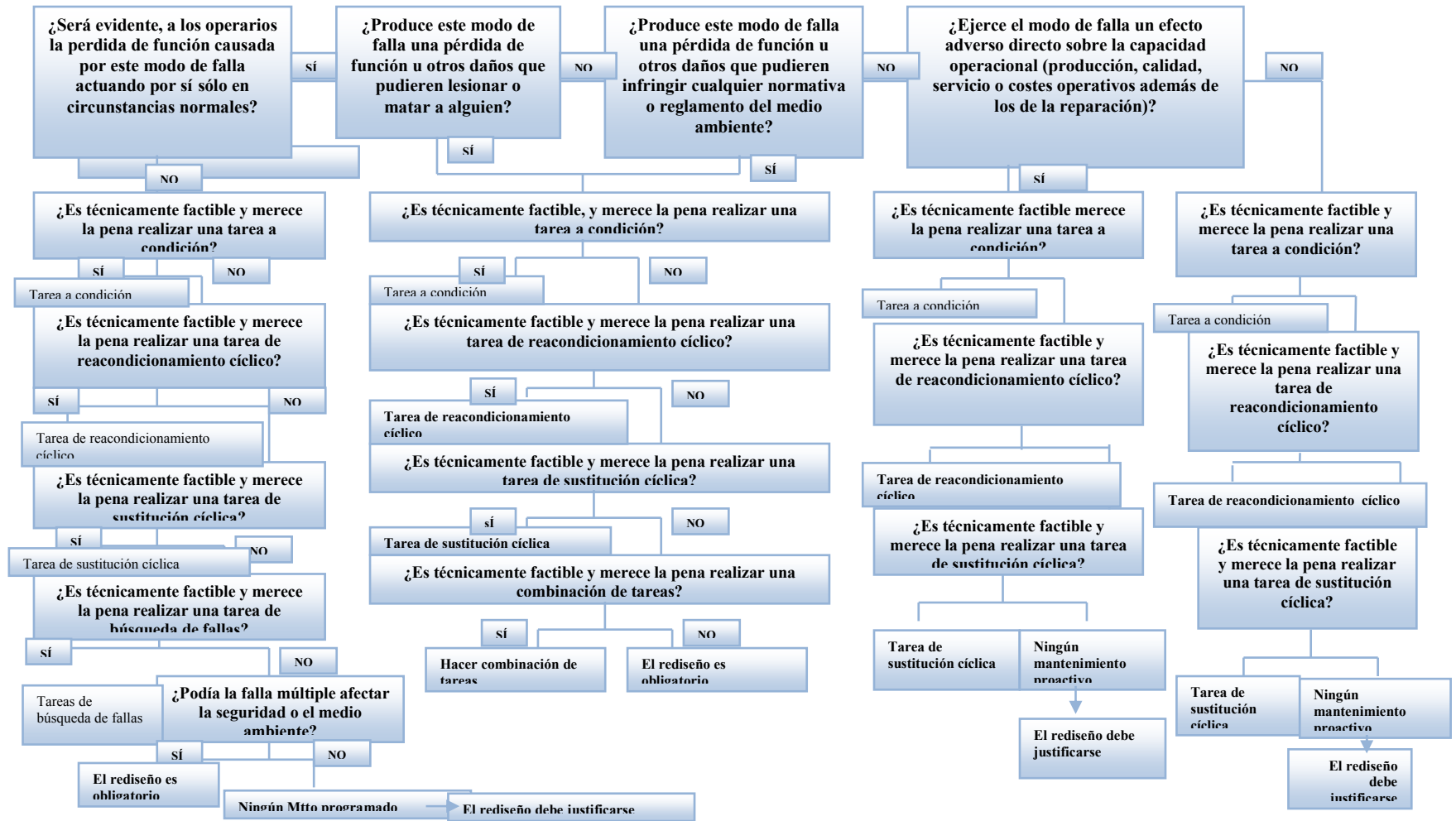
Figura 9. Acciones a falta de



Fuente: mantenimiento centrado en confiabilidad Aladon Ltda

1.2.15 El Diagrama de decisión RCM

Figura 10. Diagrama de decisión RCM



Fuente: Mantenimiento centrado en confiabilidad Aladon Ltda

1.2.16 Las siete preguntas

Ya teniendo conocimiento de lo que es el mantenimiento centrado en la confiabilidad RCM, vemos que para una comprensión más fácil, este formula siete preguntas claves para la implementación del RCM en un sistema, equipo o empresa.

- ¿Cuáles son las funciones y los parámetros de funcionamiento asociados al activo en su actual contexto operacional?
- ¿De qué manera falla en satisfacer dicha función?
- ¿Cuál es la causa de cada falla funcional?
- ¿Qué sucede cuando ocurre la falla?
- ¿En qué sentido es importante la falla?
- ¿Qué puede hacerse para prevenir o predecir la falla?
- ¿Qué puede hacerse sino se encuentra una tarea proactiva adecuada?

Con base en lo visto anteriormente podremos responder con facilidad las preguntas. Las cuatro primeras conciernen al contexto operacional, falla funcional, modos, efectos de falla. Las quinta son las consecuencias de falla, la sexta se relaciona con las tareas proactivas a realizar y como ya suponemos las acciones a falta de, corresponden a la séptima y última pregunta.

2. ESTRUCTURA BÁSICA DE UN CAMPO PETROLERO

En el siguiente capítulo, se escribe acerca de que es el petróleo, como es su extracción y transporte, y de los equipos y facilidades utilizados en una estación petrolera ubicada en tierra firme, para la extracción y tratamiento del petrolero.

Adicional a esto, se da una breve introducción al proceso de refinado del petrolero y se mencionan algunos derivados del petróleo.

2.1 GENERALIDADES DEL PETRÓLEO

El petróleo es un recurso natural no renovable, de tipo orgánico contenido en las rocas sedimentarias, de color oscuro, básicamente compuesto por hidrógeno y carbono de allí el nombre de hidrocarburo, el cual es ha sido aprovechado por el hombre como una gran fuente energética. Este hidrocarburo puede encontrarse en estado líquido al cual se le conoce como Crudo, o en estado gaseoso que se le llama Gas Natural.

Fue comercializado desde 1850 como “aceite de roca” por Samuel Kier un boticario de Pittsburg, Pennsylvania (EE.UU.), pero es en 1859 cuando William Drake en Titusville, Pennsylvania (EE.UU.) realizó la perforación llegando a más de 20 mts de profundidad, es a partir de este momento que se puede decir que se inicio el desarrollo de la industria petrolera. Los mayores depósitos de petróleo se encuentran en las siguientes partes: Oriente Medio, Rusia, Norte América, África, Europa Oriental y América Latina (con Venezuela y México a la cabeza).

El petróleo que se extrae de las diferentes partes del mundo se diferencia entre si por sus componentes y grados de API (parámetro internacional que mide la calidad del petróleo), entre mas grados de API, se requiere menos procesos de refinación para obtener los productos blancos como la gasolina, lo cual es determinante para establecer su valor comercial.

Figura 11. Capas de la tierra



Fuente: www.ecopetrol.com.co/especiales/elpetroleoysumundo

El petróleo se clasifica según el grado de API en:

- Livianos: mas de 26 grados API
- Intermedios: entre 20 y 26 grados API
- Pesados: menor a 20 grados API

Ó según el porcentaje de azufre en: Dulces si tiene menos de 0,5% de azufre y Agrios más de 1,0% de azufre.

Tabla 2. Componentes del petróleo

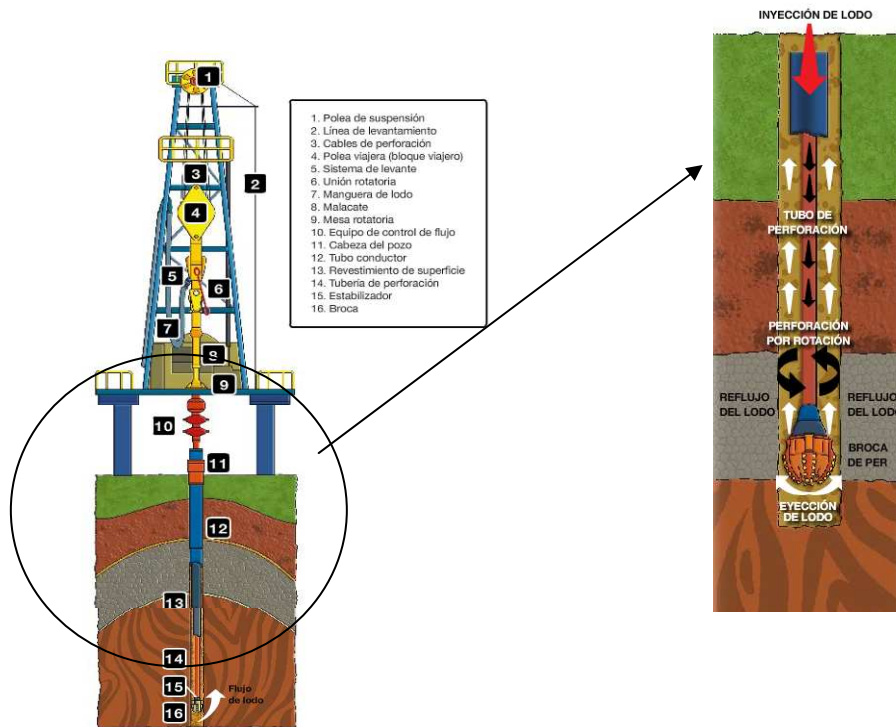
Elemento	% Peso
Carbón	84 – 86
Hidrógeno	11 – 14
Azufre	0 – 2
Nitrógeno	0 – 2

Fuente: Autor

2.2 EXTRACCIÓN Y TRANSPORTE DEL PETRÓLEO

El petróleo se encuentra en yacimientos o depósitos que son ubicados a través de estudios de fotográficos, imágenes satelitales o imágenes de radar, toma de muestras de las rocas, información magnética y gravimétrica. Para realizar la extracción se utiliza una torre metálica como se muestra en la figura compuesta por tubería la cual en su punta lleva una broca que es la encargada de perforar el subsuelo, un sistema de lodos que lubrica, sostiene las paredes del pozo y saca a la superficie el material triturado, un sistema de cementación que inyecta cemento a la tubería del pozo y motores que son los encargados de la fuerza motriz.

Figura 12. Torres de perforación

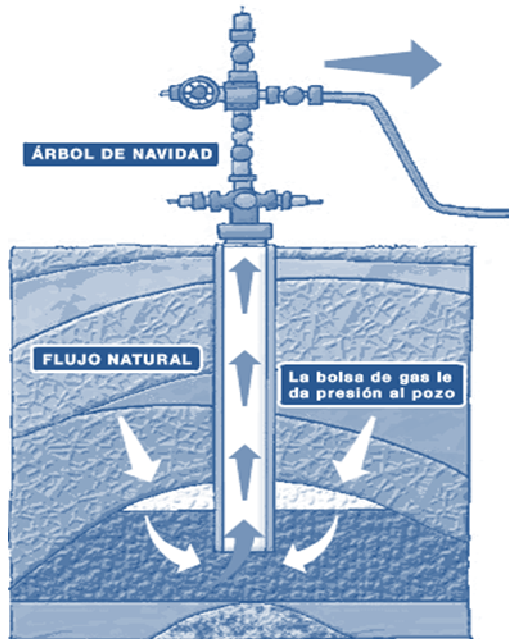


Fuente: www.ecopetrol.com.co/especiales/elpetroleoysumundo

La extracción del petróleo se puede realizar de varias maneras:

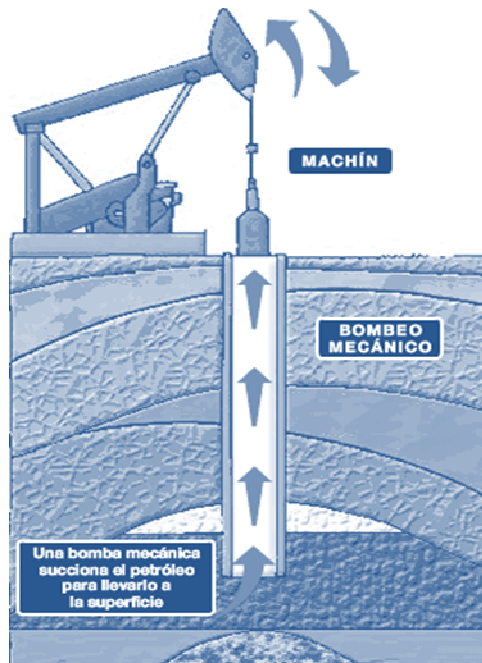
- Si el pozo tiene alta presión subterránea el petróleo sale por sí solo, figura 8.
- Si el pozo no tiene presión se utiliza el bombeo mecánico a través de un “machín” o “balancín” el cual mediante un permanente balanceo acciona una bomba en el fondo del pozo que succiona el petróleo a la superficie ó inyección de agua o gas a alta presión en el fondo del pozo.

Figura 13. Extracción natural



Fuente: www.ecopetrol.com.co/especiales/elpetroleoysumundo

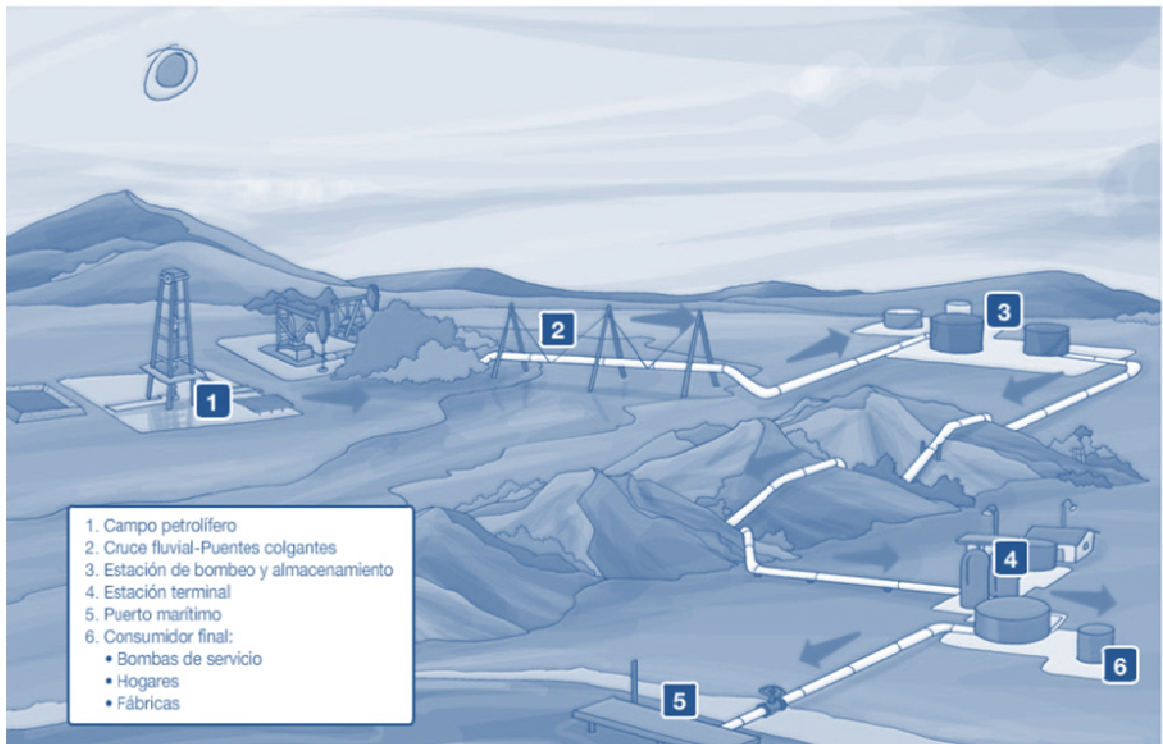
Figura 14. Extracción mecánica



Fuente: www.ecopetrol.com.co/especiales/elpetroleoysumundo

El transporte del petróleo se realiza a través de oleoductos que consiste en la unión de tubos de acero y válvulas desde el campo hasta la refinación. Figura 10.

Figura 15. Transporte del crudo

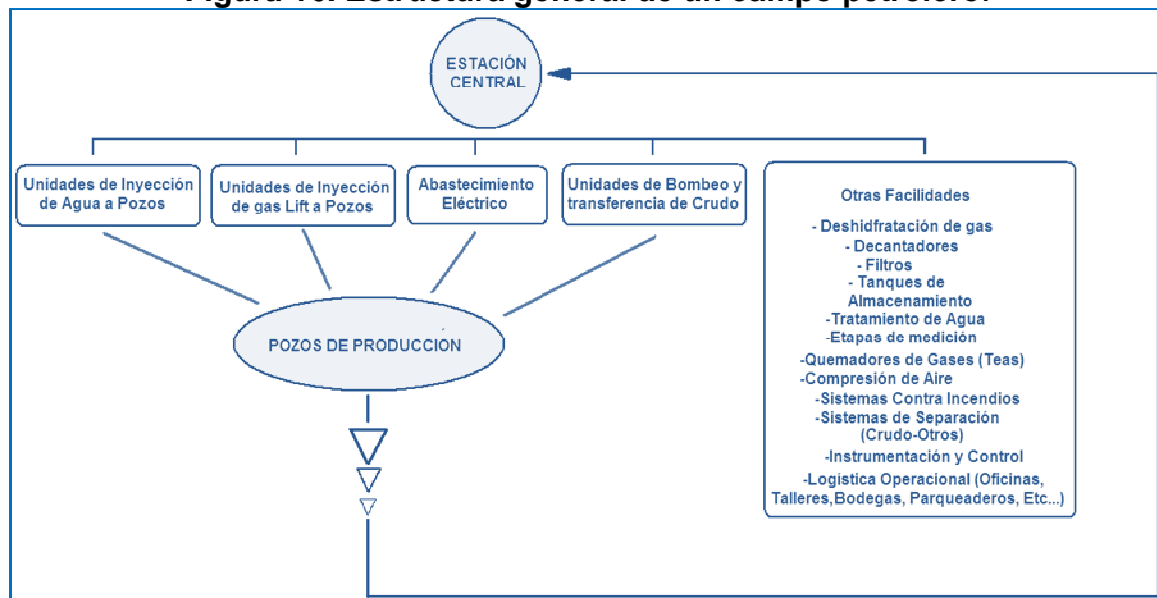


Fuente: www.ecopetrol.com.co/especiales/elpetroleoymundo

2.3 CAMPOS PETROLEROS

Distintos pozos extractores de petróleo alrededor de una estación principal encargada de suministrar todo lo necesario para el funcionamiento de los pozos y a su vez de recibir, tratar y redistribuir la producción se le conoce como Campos Petroleros.

Figura 16. Estructura general de un campo petrolero.



Fuente. Autor

2.3.1 Equipos

A continuación una breve explicación del papel que juegan las bombas en los distintos procesos y se describe el principio y funcionamiento básico de algunos de los equipos más utilizados.

- **Bombas:**

Fotografía 1. Bomba booster de recirculación de crudo



Fuente: estación los mangos – campo Yaguará (Huila, Colombia)

Es importante resaltar la gran importancia que poseen las bombas en el campo petrolero ya que sin importar el tipo de unidad que interviene o en el

proceso todas las actividades de este giran en torno a la actividad de bombear distintos fluidos, principalmente los productos de venta como lo son el gas y el petróleo.

Se sabe de antemano que las bombas se utilizan para dar la energía necesaria en el transporte de fluidos a través de tuberías.

Las bombas aumentan la presión del fluido suministrando la fuerza impulsora para producir el flujo; por lo tanto, la bomba consume cierta potencia, que debe ser suministrada desde una fuente externa. Se puede utilizar energía eléctrica, vapor, gas u otro combustible para obtener la energía mecánica necesaria para accionar la bomba. Parte de esta energía es transferida al fluido en forma de trabajo, el resto se pierde por fricción y otras ineficiencias del sistema de accionamiento.

Los factores más importantes en el dimensionamiento de una bomba son:

- **La masa de fluido que debe bombearse:** determinando las dimensiones de la bomba, o de las bombas necesarias.
- **Las propiedades del fluido:** la densidad y la viscosidad dinámica del fluido determinan la potencia necesaria para un conjunto dado de condiciones operativas.
- **El aumento de la presión en el fluido, debido al trabajo entregado por la bomba:** la variación de la presión a través de la bomba en los dispositivos de entrada y de salida; la variación de la altura del conducto y de los efectos debidos a la fricción a través de todo el sistema de flujo.
- **Tipo de distribución de flujo:** si la operación es intermitente, es deseable que la bomba sea auto-cebante. Las dificultades debido a la corrosión son mayores.
- **Tipo de potencia disponible:** las bombas rotativas de desplazamiento positivo y las bombas centrífugas pueden adaptarse fácilmente para ser usadas con motores eléctricos, o motores de combustión interna; las bombas alternativas pueden ser utilizadas con vapor o gas.
- **Costos y eficiencia mecánica de la bomba:** son solicitados a los fabricantes por los tamaños estandarizados de bombas y de motores.

Hay dos tipos principales de bombas:

- **Bombas alternativas**

Las bombas alternativas de pistón entregan energía al líquido mediante un pistón que recorre el cilindro. La cámara o cilindro es alternativamente llenada y desocupada forzando y descargando el líquido por movimiento mecánico. Este tipo de movimiento es llamado positivo porque la única limitación en la presión que puede ser desarrollada es la resistencia de las partes estructurales. El volumen o la capacidad entregada, es constante independientemente de la presión y es variada solamente por cambios de velocidad. Frecuentemente se utiliza vapor como fuente de energía, pero en otros casos el cigüeñal es impulsado por un motor eléctrico, o por un motor de combustión interna, siendo clasificadas como bombas de vapor y bombas de motor respectivamente. También se les puede clasificar en bombas de pistón de un solo o de doble efecto. Según que entreguen energía al fluido tanto cuando el pistón está avanzando como cuando retrocede en una revolución. Esta construcción permite el bombeo en ambas direcciones de la carrera del pistón, de ahí el nombre de doble efecto o acción. La bomba descrita es muy eficiente para capacidades bajas y altas presiones de descarga y para succionar el líquido a cabezas altas negativas. Tiene aplicaciones en servicios generales de agua fría y caliente, Sistemas de presión hidráulica (fracturaciones) Perforación de pozos (fluido de perforación) Trabajos de producción y workover.

Para las bombas alternativas, la velocidad de descarga del fluido es cero al comenzar la carrera del pistón, y alcanza un máximo cuando el pistón alcanza su máxima velocidad, dando como resultado un flujo pulsante, el cual puede reducirse mediante una cámara de aire en la línea de descarga o utilizando cierto número de cilindros de descarga adecuadamente acoplados, surgiendo bombas simples (un cilindro), dúplex (dos cilindros), triplex (tres cilindros). En general, las bombas alternativas tienen la ventaja de que son capaces de vencer presiones altas y operar eficientemente en un amplio rango de condiciones, pero a bajas capacidades.

Fotografía 2. Bomba triplex de inyección de agua



Fuente: estación los mangos – campo Yaguará (Huila, Colombia)

- **Bombas centrífugas:**

Se caracterizan porque la generación de presión es realizada por la conversión de cabeza de velocidad en cabeza estática. Una bomba centrífuga consta de un impulsor que produce una carga de presión por la rotación del mismo dentro de una cubierta o carcasa.

El movimiento rotatorio de uno o más impulsores agrega energía al fluido en la forma de un incremento de velocidad, la cual es convertida en cabeza estática en la sección de difusión de la carcasa.

De una manera sencilla se puede decir que las bombas centrífugas están constituidas por dos partes principales, Un elemento rotatorio que incluye el impulsor o rotor y la flecha. Y Un elemento estacionario que incluye la cubierta, los apoyos y los sellos.

La velocidad de la bomba, el diámetro del impulsor y el número de impulsores de serie determinan la máxima cabeza que puede desarrollar una bomba centrífuga.

Las bombas centrífugas a su vez pueden ser clasificadas en:

- **Bombas de tipo voluta.** La descarga hecha por el impulsor se hace sobre una caja en forma de espiral que disminuye gradualmente la velocidad del líquido.
- **Bombas de tipo difusor.** En estas bombas el impulsor está rodeado por álabes direccionales estacionarios. Los pasajes que lleva esta bomba cambian la dirección del flujo del líquido y convierten la energía de velocidad en cabeza de presión.
- **Bombas de tipo turbina.** Conocidas como bombas de vórtice, regenerativas y periféricas. En este tipo de bombas el líquido va recibiendo impulsos sucesivos de energía.
- **Bombas de flujo mixto.** En estas bombas el diámetro de descarga de los impulsores es mayor que el de entrada. Así mismo, la cabeza de presión es desarrollada tanto por la fuerza centrífuga como por el impulso de los álabes sobre el líquido.
- **Bombas de flujo axial.** En estas bombas, el diámetro del impulsor es igual en el lado de succión y en el de descarga. La cabeza de presión es desarrollada por el impulso o elevación de las paletas sobre el líquido.

Los elementos principales de una bomba centrífuga:

- **Impulsor:** Imparte velocidad al líquido a como resultado de la fuerza centrífuga originada en la rotación del impulsor.
- **Carcasa:** Para dar la dirección al flujo a partir del impulsor y convertir la energía de velocidad en energía de presión.
- **Flecha:** Transmite la potencia desde el motor hasta el impulsor.
- **Caja de empaques:** Este es un sistema de estrangular el escape, el cual podría ocurrir en el punto de entrada de la flecha a la carcasa.
- **Camisa de la flecha:** Para proteger la flecha cuando esta pasa a través de la caja de empaques.
- **Anillo desgastable:** Para mantener la recirculación interna.
- **Chumaceras:** Aseguran la posición de la flecha y soportan las cargas radiales y la presión.

Estructura: Sostiene la unidad rígidamente y soporta las chumaceras.

- **Acoplamiento:** Para conectar la bomba al motor.

Fotografía 3. Bomba centrífuga



Fuente: estación Río Ceibas 3 – campo Río Ceibas (Huila, Colombia)

- **Multiplex de entrada**

Los fluidos de producción son conducidos por líneas independientes o por líneas troncales hasta un múltiple ubicado a la entrada de la estación el cual recibe la producción los cabezales de producción general y los cabezales de prueba. Generalmente todas las líneas de flujo se unen a los cabezales para una máxima flexibilidad de operación.

Fotografía 4. Múltiple de entrada.



Fuente: estación Rio Ceibas 3 – campo Rio Ceibas (Huila, Colombia)

- **Patín de inyección de químicos**

Las salidas de los cabezales del múltiple están provistas de conexiones que permiten inyectar químico para el tratamiento del crudo. En algunas ocasiones se cuenta con un patín dotado con una bomba dosificadora que permite la adición de un rompedor de emulsión que facilita la separación del crudo y el agua, la bomba es alimentada por un tambor ubicado junto al múltiple para inyectar químico a una tasa predeterminada de fluido tratado.

Fotografía 5. Patín de inyección de químicos.



Fuente: estación Rio Ceibas 3 – campo Rio Ceibas (Huila, Colombia)

- **Separadores**

Una Estación dispone usualmente de separadores trifásicos de producción general y separadores bifásicos de prueba. En estos separadores se efectúa la primera separación de las fases, retirándose el gas asociado. El crudo es enviado al Calentador para continuar su tratamiento. El gas separado es

conducido a Scrubber a través de una línea y a succión de los compresores de gas lift a través de otra, allí es comprimido y utilizado para el sistema de levantamiento por gas lift, gas de ventas y gas de almacenamiento.

Fotografía 6. Sistema de separación trifásico



Fuente: estación los mangos – campo Yaguará (Huila, Colombia)

- **Calentador:**
El crudo fluye hasta la entrada de la sección de calentamiento y separación de un Calentador. El gas separado sale por la parte superior del calentador hacia la Tea de alta. El agua libre removida y el crudo son dirigidos hacia el Gun Barrel, pasando previamente por una Bota desgasificadora.

Fotografía 7. Sistema de calentamiento y tratamiento.



Fuente: estación los mangos – campo Yaguará (Huila, Colombia)

- **Tanques de Fiscalización:**
El crudo en condiciones de oleoducto es enviado a los tanques de almacenamiento, allí se toman muestras para verificar el BSW y calidad del crudo para luego ser despachado.

Fotografía 8. Tanques de almacenamiento



Fuente: estación los mangos – campo Yaguará (Huila, Colombia)

- **Bombas Booster**

Las bombas Booster transfieren el crudo de los tanques de través de succión a las bombas principales de despacho al oleoducto.

Fotografía 9. Motobombas booster de recirculación de crudo



Fuente: estación los mangos – campo Yaguará (Huila, Colombia)

- **Scrubbers:**

Su función es separar las trazas de líquido que acompañan el gas.

Fotografía 10. Scrubber de succión de gas



Fuente: estación los mangos – campo Jaguará (Huila, Colombia)

2.3.2 Sistema de inyección de agua.

Es el sistema encargado de extraer (de posibles yacimientos en la zona), bombear y distribuir agua a los pozos de producción con el fin de facilitar la extracción del crudo, posteriormente el agua del sistema es separada del crudo proveniente de los pozos, filtrada, tratada y reutilizada.

Tabla 3 Equipos y subsistemas de una planta de inyección de agua

SUBSISTEMAS	EQUIPOS
TRATAMIENTO Y ALMACENAMIENTO	<ul style="list-style-type: none"> • Tanque Desnador. • Bombas aguas de producción. • Tanque agua de producción. • Filtración. • Bombas dosificadoras de químicos. • Tanque agua clarificada. • Bombas de transferencia. • Sistema de instrumentación y control.
TRANSPORTE E INYECCIÓN	<ul style="list-style-type: none"> • Tanques de cabeza. • Bombas "Booster" de inyección. • Bombas horizontales de inyección (con motor a gas). • Bombas dosificadoras de químicos. • Sistema de instrumentación y control. • Tubería de acero.

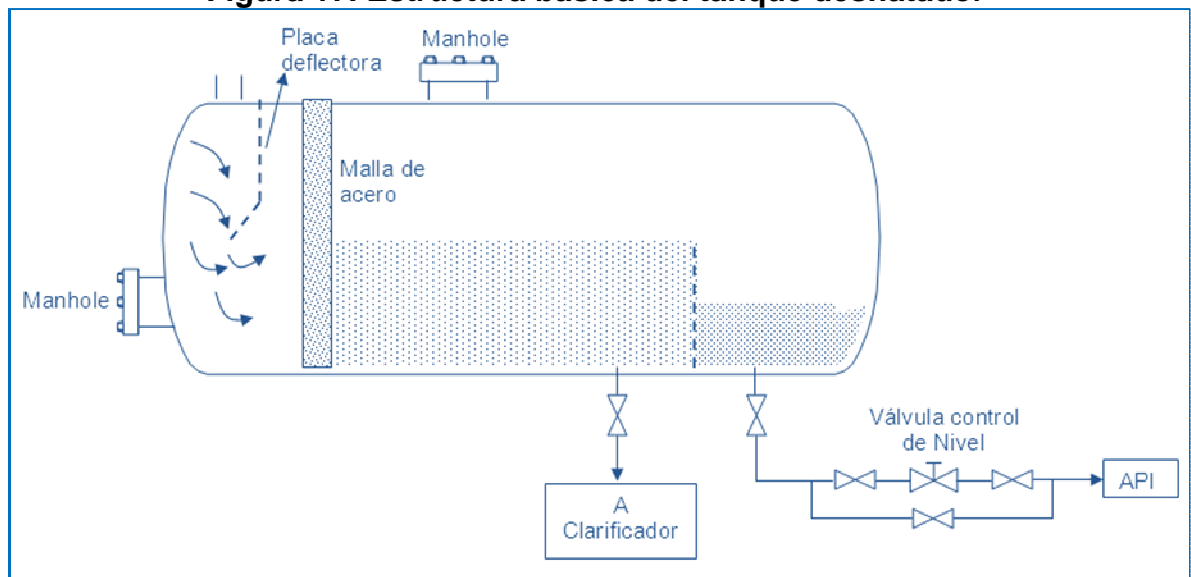
Fuente: Manual de estación petrolera

Esta es la función básica de algunos equipos utilizados en el sistema de inyección de agua:

- **Tanque desnatador**

Los principios físicos que utilizan los tanques desnatadores son la separación gravitacional y la coalescencia. Los tiempos de residencia oscilan entre 30 minutos y 6 horas. Remueven partículas entre 50 y 300 micrones, estos equipos se utilizan en la etapa primaria del tratamiento. Algunas veces los desnatadores son referidos como tanques de sedimentación debido al proceso de depositación de sólidos contenidos en el agua que en ellos sucede, sin embargo, hablando estrictamente del término “Tanque de Sedimentación”, es apropiado utilizarlo cuando su propósito primario es la separación de sólidos

Figura 17. Estructura básica del tanque desnatador



Fuente. Autor

- **Tanque clarificador de agua**

El tanque clarificador de agua es un tanque atmosférico, recto y de fondo circular; cuenta con un sistema de gas de cobertura; presenta en su parte superior una válvula de seguridad accionada por presión, y en su parte inferior un drenaje para la operación de limpieza, este drenaje va a una cuneta; este tanque además posee un sistema de control de nivel que facilita el seguimiento de la cantidad de agua (alto y bajo nivel), apagando o accionando las bombas de agua clarificada dependiendo el caso.

Fotografía 11. Tanque clarificador de agua



Fuente: estación Río Ceibas 3 – campo Río Ceibas (Huila, Colombia)

- **Filtro cáscara de NUEZ – WENCO**

Tiene como objetivo remover la concentración de partículas de aceite y sólidos suspendidos de tamaño significativo, al agua proveniente del tanque clarificador de agua.

Estos filtros remueven grasas y aceites desde 40 – 60 ppm hasta menos de ppm. Las propiedades de la cáscara de nuez (material oleofílico) y el método de retro lavado a emplear tienen la gran ventaja de que no requieren la aplicación de aditivos químicos para la filtración y retro lavado. El filtro remueve el 98% de contaminantes de aceite y sólidos suspendidos del agua utilizada para la inyección.

Fotografía 12. Filtro wenko



Fuente: estación los mangos – campo Yaguará (Huila, Colombia)

- **Tanque cabeza**

El tanque cabeza es un tanque atmosférico, recto y de fondo circular. Es un tanque de capacidad suficiente para almacenar el agua proveniente del filtro WENCO; su objetivo es el de proporcionar cabeza a las bombas que llevan el agua hacia los tanques localizados en las islas de inyección. Cuenta con un sistema de gas de cobertura; presenta en su parte superior una válvula de seguridad accionada por presión, y en su parte inferior un drenaje para la operación de limpieza posee un sistema de control de nivel que facilita el seguimiento de la cantidad de agua (alto y bajo nivel), apagando o accionando las bombas de transferencia de agua dependiendo el caso.

Fotografía 13. Tanque cabeza



Fuente: estación los mangos – campo Yaguará (Huila, Colombia)

- **Bombas de agua de producción (de transferencia).** Estas bombas tienen como objeto transferir el agua de producción desde el tanque desnatador hasta el tanque clarificador de agua; a la salida de estas bombas se le inyecta rompedor inverso para ayudar a la separación de sólidos y aceites.
- **Bombas de agua clarificada (de transferencia).** Estas bombas tienen como objeto transferir el agua desde el tanque clarificador de agua pasando por el filtro cáscara de nuez (WENCO) hasta el tanque cabeza.
- **Bombas de transferencia de agua – Booster.** Estas bombas tienen como objeto transferir el agua desde el tanque cabeza hasta los tanques localizados en las islas de inyección. Una vez el agua ha pasado por estas bombas se le inyecta el secuestrante de oxígeno con el fin de prevenir la corrosión de líneas y equipos.

Fotografía 14. Caseta de motobombas de transferencia general



Fuente: estación Río Ceibas 3 – campo Río Ceibas (Huila, Colombia)

2.3.3 Sistema de aguas aceitosas

Todas las aguas contaminadas con aceite, producto del proceso de separación y tratamiento de crudo, son manejadas por el sistema de aguas aceitosas. Los drenajes para aguas aceitosas de todos los equipos, conducen el agua hacia la piscina API para realizar el tratamiento y dejarla libre de aceite.

El sistema de tratamiento de aguas aceitosas está compuesto por:

- **Piscina API.** La piscina API se encarga de recibir las aguas aceitosas de los drenajes de todas las vasijas, para separar los sólidos, el agua y el aceite. Los residuos sólidos son separados en una primera sección por decantación, el agua y el aceite pasan a una segunda sección en donde por diferencia de densidades el agua queda en el fondo y el aceite forma una capa en superficie.

El aceite se transfiere a una caja recuperadora de crudo, por medio de dos flautas diseñadas para este fin, y por medio de dos bombas centrífugas se recupera hacia los tanques de prueba. El agua es enviada a los tanques del sistema de filtración.

Fotografía 15. API



Fuente: estación los mangos – campo Yaguará (Huila, Colombia)

- **Piscina de oxidación**
El agua que proviene de la piscina API, llega a la piscina de oxidación para ser almacenada y posteriormente bombearla hacia el tanque desnatador, la piscina de oxidación cuenta con una bomba centrífuga que envía el agua hacia el tanque desnatador para el sistema de filtración.
- **Piscina de evaporación (evaporador)**

2.3.4 Sistema de generación de energía

En un campo petrolero estándar se cuenta con un sistema de generación eléctrica que le permite ser autónomo, sin embargo a menudo se interconecta con las redes de distribución local de energía para poder ser abastecido en caso de emergencia o en su defecto puede que contenga redes mixtas de abastecimiento de energía, esto es unión de energía generada en el campo con energía externa, esto es función del diseño inicial de cada estación petrolera y se encuentra en función de las necesidades particulares de la ubicación geográfica y confiabilidad del suministro eléctrico.

El sistema de generación eléctrica es compuesto por un conjunto de generadores eléctricos que se alimentan del mismo gas extraído de los pozos, están interconectados por un sistema de sincronización, que permite generar cantidades determinadas de energía.

Fotografía 16. Sistema de generación de energía eléctrica.



Fuente: estación los mangos – campo Yaguará (Huila, Colombia)

2.3.5 Sistema de aire comprimido

Para el funcionamiento del sistema de aire comprimido, generalmente se cuenta con compresores de aire movidos por motores eléctricos o diesel.

Los compresores con motor eléctrico están dispuestos para ser encendidos automáticamente cuando la presión registrada en el manifold de descarga haya caído Y se apagarán automáticamente cuando se alcance un valor predeterminado.

Fotografía 17. Compresor de aire con motor eléctrico



Fuente: estación los mangos – campo Yaguará (Huila, Colombia)

Los compresores de aire realizan la succión del ambiente y lo descargan a través de una tubería a un receptor general de aire de donde se toma el aire que alimenta al receptor de aire de arranque, el cual suministra aire de arranque para el consumo de generadores, bombas de oleoducto y compresores de gas natural.

Fotografía 18. Motocompresor de aire diesel



Fuente: estación los mangos – campo Yaguará (Huila, Colombia)

Este sistema suministra el aire a la red de instrumentación pasando por reguladores que permiten bajar la presión; el aire es conducido hasta los sitios de consumo donde los instrumentos cuentan con un regulador que permite bajara la presión aún más hasta que alcancen la presión de funcionamiento normal de los instrumentos.

2.3.6 Sistema de gas

El gas natural es un recurso natural no renovable que se encuentra en el subsuelo formando depósitos de gas libre o asociado al petróleo (disuelto o como capa de gas).

Física y químicamente, el gas natural es una mezcla de hidrocarburos parafínicos volátiles, en donde el metano y el etano son los componentes que se encuentran en mayor proporción (más del 60%). En menor proporción se encuentran el propano, los butanos y los compuestos más pesados. Además, el gas natural puede contener otros gases no hidrocarburos como dióxido de carbono, sulfuro de hidrogeno, nitrógeno, vapor de agua, helio, etc.

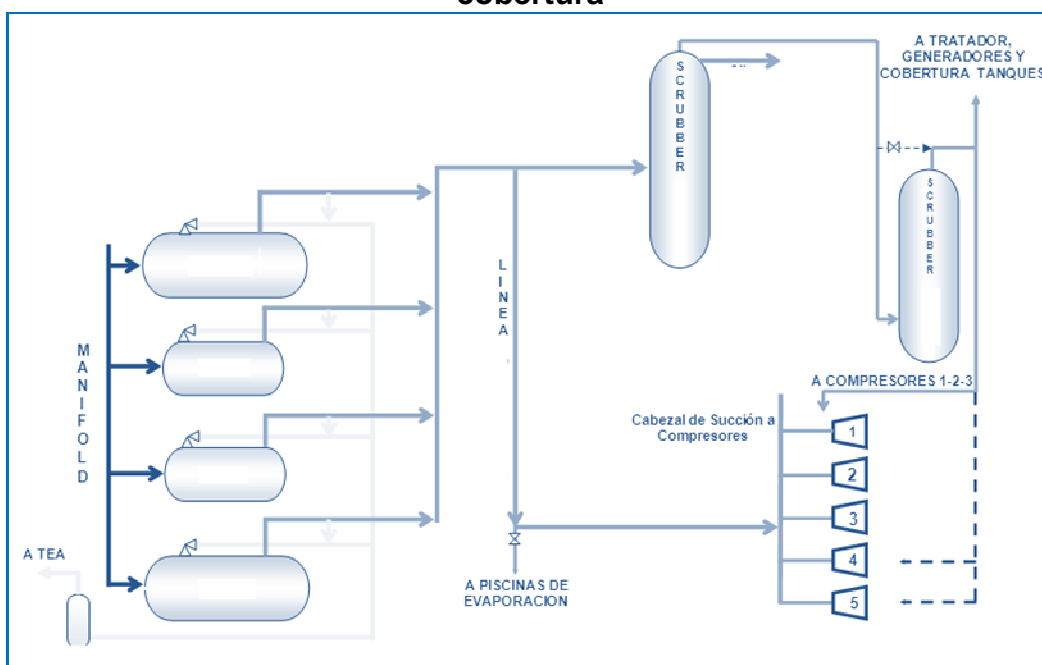
- **Subsistema de cobertura y gas combustible**

De los separadores de producción general se desprende una línea que conduce el gas hacia un scrubber primario o general, donde el gas se reparte por un ramal de hacia la succión de compresores y un ramal hacia los Scrubbers de gas combustible, localizados cerca del área de compresores de

gas lift, en los cuales se retiran los líquidos del gas, antes de ser utilizado para combustible en los motores normalmente de generación eléctrica, de bombeo y de compresión de gas.

Los scrubbers son tanques cerrados de configuración vertical cuya función es separar las trazas de líquidos que acompañan al gas; la corriente gaseosa es descargada a la altura media del tanque y al dirigirse a la parte superior pasa por un filtro conformado por filamentos de metal que se comportan como una especie de viruta que permite el paso del gas y atrapa los líquidos, de tal manera que al saturarse el filtro, el petróleo gotea hacia el fondo. Cada uno de los scrubbers, dispone entre otros, de los siguientes elementos: válvula para la entrada de gas, sistema de control de nivel, indicador de presión, válvula de sobrepresión (compuesta por una válvula que funciona con gas, dos válvulas de bloqueo y un By pass), alarma por alta presión, indicador de nivel, controlador de nivel e interruptor por alto nivel.

Figura 18. Diagrama básico de distribución de Gas Combustible y de cobertura



Fuente: Manual de estación petrolera

- **Subsistema de gas para la venta**

La mayoría de las corrientes de gas natural que salen del yacimiento contienen vapor de agua. El gas producido asociado con el petróleo crudo, está saturado con vapor de agua. Un incremento de presión y una disminución de la temperatura, ocasionan que el agua y los hidrocarburos licuados se combinen formando hidratos sólidos. Esto sucede aun cuando la temperatura

a la cual se encuentre el gas sea superior a la de congelación del agua. Los hidratos se depositan en las tuberías de conducción reduciendo la capacidad y la eficiencia de estas y pueden llegar a taponar válvulas y conexiones. Por consiguiente el gas que viene de los separadores de producción, una vez comprimido en los compresores de gas y antes de ser enviado al gasoducto de ventas, requiere ser deshidratado.

Las especificaciones de calidad para el gas natural según Ecopetrol son las siguientes:

Tabla 4. Especificaciones de calidad para el gas natural según Ecopetrol

ESPECIFICACIÓN	VALOR	VALOR
Poder calorífico bruto mínimo, MJ/M ³ (Btu/Ft ³)	35,4	(950) Nota 1
Poder calorífico bruto máximo, MJ/M ³ (Btu/Ft ³)	42,8	(1150)
Cricondethermico, °C (°F)	Nota 2	
Contenido total de H ₂ S máximo mgr/m ³ (grs/100 Ft ³)	6	(0.25)
Contenido de CO ₂ máximo, % Vol.	4	(4)
Contenido total de azufre máximo, mgr/m ³ (grs/100 Ft ³)	23	(1,0)
Contenido de N ₂ máximo, % Vol.	3	(3)
Contenido de inertes máximo, % Vol. (CO ₂ + N ₂ + O ₂)	5	(5)
Contenido de oxígeno máximo, % Vol.	0,1	(0,1)
Contenido de agua máximo, mg / m ³ (Lb / MPCE)	97	(6,0)
Temperatura de entrega máxima, °C (°F)	49	(120)
Temperatura de entrega mínima, °C (°F)	4,5	(40)
Libre de gomas, polvos y material en suspensión.	Sí	Sí

Fuente: Manual de Ecopetrol

2.3.7 Sistema de deshidratación de gas

La deshidratación del gas natural está definida como la remoción del agua que está asociada al gas natural en forma de vapor. La deshidratación de los gases naturales es necesaria para asegurar una operación eficiente en las líneas de transporte de gas. La remoción del vapor de agua previene la formación de hidratos del gas, reduce la corrosión en las tuberías, mejora la eficiencia en las líneas porque reduce la acumulación de líquidos en las partes bajas.

La deshidratación del gas en la estación Rio Ceibas 3 del Campo Rio Ceibas se efectúa a través de una planta deshidratadora de glicol compuesta por:

- Torre contactora de glicol
- Desgasificador de glicol rico
- Regenerador de glicol
- Bombas de inyección de glicol pobre y remoción del glicol rico del contactor
- Intercambiador de calor
- Separador o scrubber de gas de ventas

Fotografía 19. Planta deshidratadora de gas



Fuente: estación Río Ceibas 3 – campo Río Ceibas (Huila, Colombia)

La deshidratación del gas se realiza por el trietilenglicol TLG con una pureza superior al 95% en la torre contactora. La torre contactora está diseñada para tratar en operación normal 10 MMPCSD entregarlo en condiciones adecuadas de deshidratación a los sistemas de ventas y almacenamiento.

La deshidratación del gas comprimido, se efectúa en una torre de absorción, conocida como torre contactora. El gas proveniente del cabezal colector de los compresores, a alta presión, entrando en un filtro de elementos intercambiables para retirarle los sólidos y líquidos que pueda contener.

La corriente de gas húmedo desde el fondo de la vasija fluye hacia arriba aunque el contactor medio esté contra la corriente del flujo de glicol. La torre contactora está provista de platos internos, donde el flujo en contracorriente al glicol absorbe la humedad del gas; en el fondo, está provista de un plato con chimenea a través de la cual fluye el gas hacia la zona de absorción.

Por debajo de los platos, retira hidrocarburos líquidos por medio de un lazo de control LCT y la válvula de control LCV para enviarlos a la tea de alta presión. La torre contactora tiene instaladas dos válvulas de seguridad PSV que desfogan a la atmósfera.

El glicol líquido fluye hacia abajo a través del empaquetamiento y el vapor de gas fluye hacia arriba por el empaquetamiento que contacta el glicol. En la columna de bandejas, el gas, contacta el glicol a medida que pasa cada bandeja de la vasija y el glicol absorbe el vapor de agua de la corriente de gas. Si algún glicol no se separa, este será removido por el eliminador de neblina en el tope del contactor de la vasija.

El gas seco fluye desde el tope del contactor de glicol-gas por un intercambiador de calor glicol-gas, pegado a la parte externa de la vasija. El glicol seco que viene del tanque de vaporización es enfriado en el intercambiador de calor antes de que entre al contactor para obtener la máxima eficiencia del contactor.

El gas seco sale de la unidad por el fondo del intercambiador de calor glicol-gas, para dividirse en dos ramales: uno que conduce parte del gas al sistema de almacenamiento y el otro se dirige al scrubber de ventas, pasando primero por la válvula Joule Thompson, la cual permite el paso del gas a través de un intercambiador de calor en donde se le disminuye la temperatura al gas y luego se envía al scrubber para que los hidrocarburos líquidos que se han precipitado por las caídas de presión y temperatura, se depositen en el fondo del scrubber para enviarlos a la tea de alta presión. El gas completamente seco sale por el tope de la vasija para ventas.

2.3.8 Sistema de teas

La función del sistema de teas consiste en quemar el gas residual de los procesos de tratamiento y manejo de la estación, de tal manera que no permita la acumulación de gas en las áreas de riesgo. En caso de emergencias operacionales, el sistema de teas permite aliviar los excesos de presión de las vasijas y equipos de proceso.

En condiciones normales de operación solamente se quema el volumen de gas sobrante en las facilidades y se requiere un mínimo usualmente de 12 KSCFD para mantener encendidos los pilotos de las teas.

El sistema de teas está diseñado para manejar dos tipos de flujo: gas de alta presión y gas de baja presión.

Fotografía 20. Fotografía de un sistema de Teas



Fuente: Manual de campo petrolero

En caso de ocurrir una eventual sobrepresión en el equipo, las válvulas de seguridad (PSV) operan aliviando la presión, enviando el gas a la tea donde se quema. La misma situación se presenta cuando alguno de los compresores de gas lift se apaga automáticamente por su sistema propio de seguridad, aumentando inmediatamente la presión de succión; en esta situación las válvulas PVC de los separadores se abren enviando el gas a la tea de alta presión.

Las teas disponen de un sistema de encendido por piloto que se opera desde el panel de control, y que accionan los encendedores eléctricos de chispa. Varias señales de alarma por alto nivel en las vasijas depuradoras y por ausencia de llama en las teas se reciben en el cuarto de control de la estación.

2.3.9 Sistema de compresión de gas

Los compresores tienen la función de aumentar la presión del gas, para ser utilizado como energía suplementaria en el levantamiento artificial de los pozos del campo, para ventas y para almacenamiento.

Los cilindros compresores de cada máquina son en su mayoría de desplazamiento positivo, alternativo de pistón, de doble efecto. Tiene válvulas de succión y de descarga localizadas adelante y atrás del pistón para permitir la succión y la descarga del gas en forma alterna y simultánea.

Este movimiento alternativo ocasiona fluctuaciones o pulsaciones de la presión del gas por lo cual es necesario que los cilindros dispongan de botellas que amortigüen las pulsaciones tanto en la succión como en la descarga.

Como resultado de la compresión, además de aumentar la presión, también se incrementa la temperatura del gas. El número de etapas de compresión, evita que se presenten incrementos exagerados que ocurrirían si la compresión tuviera lugar en una sola etapa.

Fotografía 21. Sistema de compresión de gas



Fuente: estación los mangos – campo Yaguará (Huila, Colombia)

2.3.10 Sistema de bombeo de crudo

El procedimiento de bombeo inicia una vez la producción ha sido fiscalizada. Las bombas disponen de instrumentos que permiten monitorear las variables del proceso (presión y temperatura). Ubicadas sobre la línea de descarga se encuentra instalada una válvula de seguridad que permita enviar el crudo a los tanques de almacenamiento, cuando se presenta una sobre presión en la descarga de las bombas de oleoducto.

Fotografía 22. Sistema de bombeo de crudo. Motobombas de oleoducto.



Fuente: estación Rio Ceibas 3 – campo Rio Ceibas (Huila, Colombia)

2.3.11 Sistema contraincendio

Es un sistema de funcionamiento automático por caída de presión el cual operará de acuerdo a las necesidades de agua en una eventual emergencia. La red de contraincendios debe permanecer presurizada para lo cual se tienen las dos bombas presurizadoras. Si por algún motivo la presión cae, las bombas presurizadoras se encenderán para recuperar la presión, ellas sólo se apagan cuando la presión sea igual a la determinada. En caso de una eventual emergencia y el consumo de agua sea mayor al ofrecido por la bomba Jockey, la bomba eléctrica principal arrancará cuando la presión llegue a una presión predeterminada entregando mayor caudal a mayor presión.

Normalmente se cuenta con una o más bombas de motor Diesel que sirven de apoyo y de respaldo a la vez.

Fotografía 23. Sistema contraincendios



Fuente: estación Río Ceibas 3 – campo Río Ceibas (Huila, Colombia)

2.3.12 Refinación

El proceso de la refinación es calentar el petróleo que se extrae de los pozos y transformarlo en productos útiles a la humanidad y contempla los siguientes datos:

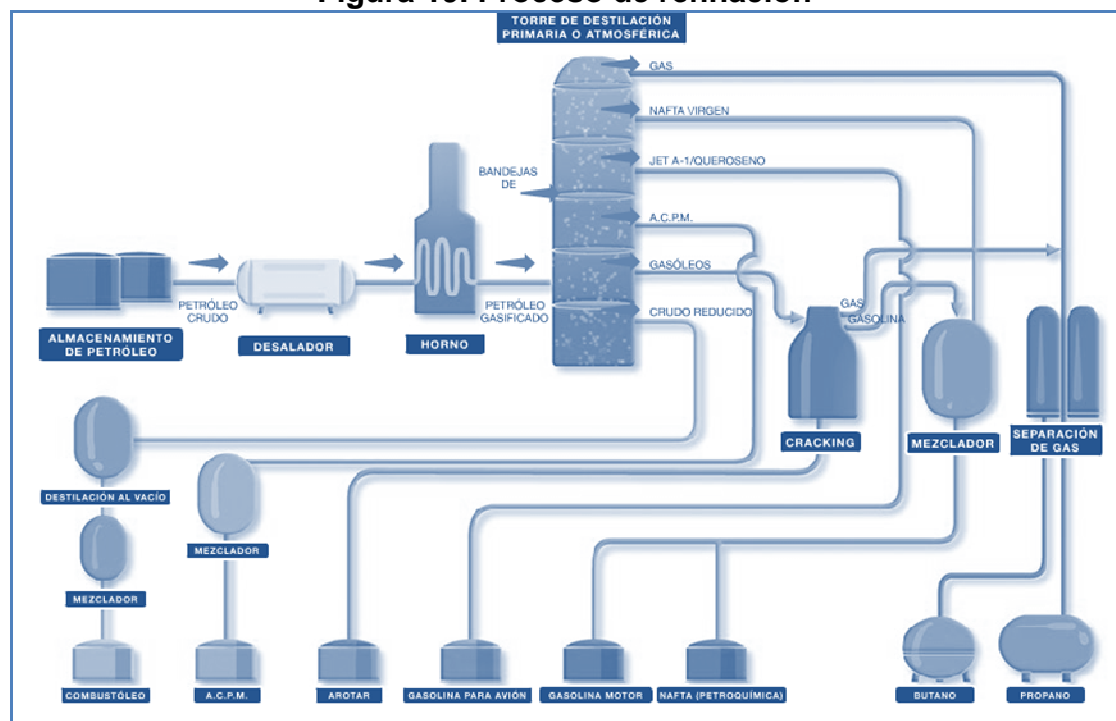
- Horno: El crudo es enviado a un horno el cual lo calienta a 400°C convirtiéndolo en vapor.
- Destilación primaria o destilación atmosférica: después del horno se envían a torres que en su interior contienen bandejas a diferentes temperaturas y a presión casi cercana a la atmosférica, las cuales son las encargadas de separar los diferentes productos. Cada vez que haciende se enfría, cuando cada producto encuentra su punto de condensación se deposita en cada

bandeja. El crudo que no alcanza a evaporarse se deposita en el fondo de la torre se encuentra y se le llama crudo reducido.

De ahí cada producto se envía a torres y unidades para continuar su proceso:

- Torre de destilación recibe el crudo reducido y se obtiene gasóleos pesados, bases parafínicas y fondos
- La unidad de cracking recibe gasóleos y crudos reducidos de crudos livianos para producir gasolina y gas propano
- Las unidades de recuperación de vapores reciben los gases ricos de las demás plantas y sacan gas combustible, gas propano, propileno y butanos
- Los mezcladores recibe la nafta para obtener la gasolina motor, extra y corriente
- La unidad de Aromáticos produce a partir de la nafta: tolueno, xilenos, benceno, ciclohexano y otros petroquímicos
- La unidad de Parafinas recibe destilados parafínicos y nafténicos para sacar parafinas y bases lubricantes

Figura 19. Proceso de refinación



Fuente: www.ecopetrol.com.co/especiales/elpetroleoymundo

Toda refinera tiene un sistema de emergencia que es utilizado en caso de sobrepresión Figura 20, contiene una válvula de seguridad la cual se activa en caso de exceso de presión y deja pasar líquidos y gases, un tambor separador que se encarga de separar los líquidos de los gases y enviar los gases a través de la tubería de desfogue a la tea donde se queman.

Figura 20. Sistema de desfogue de una refinera



Fuente: www.ecopetrol.com.co/especiales/elpetroleoymundo

3. MARCO NORMATIVO

Para el mantenimiento centrado en la confiabilidad RCM, existe la Norma SAE JA1011, que es la que rige o comprueba si el proceso es realmente o no RCM. Sin embargo, a nivel Nacional se debe aplicar el contenido y definiciones de la Norma Icontec GTC 62.

La Norma ISO 14224 ha establecido algunos parámetros para las actividades en la industria del petróleo.

A continuación presentaremos los aspectos esenciales del alcance de cada una de las Normas para evaluar su aplicación en los sistemas RCM para la industria petrolera.

3.1 NORMA SAE JA1011 CRITERIOS DE EVALUACION PARA PROCESOS RCM

Este es un estándar para el RCM, pensado para el uso de cualquier organización que posee recursos físicos o sistemas, y desea manejar responsablemente.

RCM es un proceso específico para identificar las políticas que se deben implementar para el manejo de modos de falla que pueden causar una falla funcional en cualquier activo físico que este trabajando en su contexto operacional. Este documento es utilizado para evaluar los procesos que proponen ser RCM, y determinar si es verdaderamente un proceso RCM.

Cualquier proceso RCM, asegurara que las siguientes siete preguntas se contesten de una forma satisfactoria, y en el siguiente orden:

- ¿Cuales son las funciones y los parámetros de funcionamiento asociados al activo en su actual contexto operacional?
- ¿De qué manera falla en satisfacer dicha función?
- ¿Cuál es la causa de cada falla funcional?
- ¿Qué sucede cuando ocurre la falla?
- ¿En qué sentido es importante la falla?

- ¿Qué puede hacerse para prevenir o predecir la falla?
 - ¿Qué puede hacerse sino se encuentra una tarea proactiva adecuada?
- Para responder a las anteriores preguntas satisfactoriamente, se recogerá la siguiente información, y se tomarán las siguientes decisiones. Toda la información y las decisiones, serán documentadas de tal forma que sean evaluadas y aceptadas por el usuario del activo.

3.1.1 Funciones

- Debe definirse el contexto operacional del activo.
- Todas las funciones del activo o sistema deberán definirse, incluyendo las primarias y secundarias, además de las funciones de los elementos de protección.
- Todas las funciones se definirán con un verbo, un objetivo, y una reforma estándar. Cuantifique en cada caso que se pueda hacer.
- A la reforma incorporada en la función, se le definirá un nivel de detalle. Dicho nivel lo definirá el usuario del activo o sistema.

3.1.2 Falla funcional

Se identificarán todas las fallas asociadas con las funciones del activo o sistema.

3.1.3 Modos de falla

- Todos los modos de falla razonables, que produzcan una falla funcional, serán identificados.
- El método usado para saber que es un modo de falla razonable, será definido por el usuario del activo o sistema.
- Se identificarán los modos de falla a tal nivel de causalidad, para hacer posible identificar una apropiada política de manejo de fallas.
- La lista de modos de falla, incluirá las fallas que han pasado anteriormente, las fallas que se están previniendo por los programas de mantenimiento existentes, y las fallas que aun no han ocurrido, pero que son bastante probables.

- La lista de modos de falla debe incluir cualquier evento o proceso que cause una falla funcional, incluyendo deterioración, fallos del plan de mantenimiento, o errores humanos causados por el operador o los mantenedores (a menos que el error humano está dirigiéndose activamente por los procesos analíticos aparte de RCM).

3.1.4 Efectos de falla

- Los efectos de falla deberán describir lo que pasaría, si no se anticipara, previniera o detectara la falla.
- Los efectos de falla incluirán toda la información necesaria para soportar la evaluación de consecuencias de falla, como es:

Que evidencia (si la hay), de falla a ocurrido. (En el caso de fallas ocultas, que pasaría si la falla ocurriera).

Que riesgos para la seguridad y el medio ambiente existen.

Que daños secundarios y efectos en la producción existen

Que daño físicos es causado.

Que acciones correctivas pueden tomarse.

3.1.5 Categorías de las consecuencias de falla

- Las consecuencias de cualquier falla, serán categorizadas de la siguiente forma:

El proceso de categorización de fallas, separara los modos de falla ocultos, de los modos de falla evidentes.

El proceso de categorización de falla, distinguirá claramente los eventos (modos de falla y fallas múltiples) que tengan que ver con la seguridad y/o el medio ambiente, de las que solo tiene consecuencias económicas (las consecuencias operacionales y las no operacionales).

- La valorización de consecuencias de falla se llevara fuera de las tareas específicas que se estén realizado previa o actualmente, para descubrir fallos.

3.1.6 Políticas de manejo de selección de fallas

- El proceso de manejo de selección de fallas, partirá del hecho de que algunos modos de fallas aumenta su probabilidad con el tiempo (o exposición), mientras que la probabilidad condicional de otros no aumentara, y la de otros por el contrario disminuirá con el tiempo.
- Todas las tareas fijadas serán técnicamente factibles y de valores (aplicables y eficaces), los requisitos para estos medios estarán expuestos más adelante.
- Si dos o más políticas de manejo de fallas son técnicamente factibles y de valores (aplicables y eficaces), la política seleccionada será rentable.
- Las políticas de manejo de fallas, serán aplicadas como si ninguna tarea se estuviera ejecutando actualmente, para prevenir o descubrir fallas.

3.1.7 Políticas de manejo de fallas – fijación de tareas

- Todas la tareas fijadas obedecerán el siguiente criterio:

En caso de un modo de falla evidente que tenga que ver con la seguridad o el medio ambiente, la tarea reducirá la probabilidad del modo de falla a un nivel tolerable para el usuario del activo.

En caso de un modo de falla oculto, y que su fallo múltiple afecta la seguridad y el medio ambiente, la tarea reducirá la probabilidad del modo de falla a tal punto que sus consecuencias sean tolerables para el usuario del activo.

En caso de que el modo de falla evidente no afecte la seguridad o el medio ambiente, los costes directos e indirectos de realizar la tarea, estarán por debajo de los costes cuando la falla ocurre en periodos de tiempo previamente comparados.

En caso de que el modo de falla oculto y su respectivo fallo múltiple, no afecte la seguridad ni el medio ambiente, los costes directos e indirectos de realizar la tarea, estarán por debajo de los costes del fallo múltiple más los costes de reparar el fallo oculto, cuando ocurre en periodos de tiempo previamente comparados.

- Cualquier tarea a condición (predictiva o basada en condición o tarea de monitoreo) será seleccionada utilizando el siguiente criterio:

Existirá claramente definido un fallo potencial.

Existirá un intervalo P-F identificable.

La tarea se realizara a menor tiempo que el intervalo P-F más corto.
Será físicamente posible realizar la tarea a intervalos de tiempo más cortos que el intervalo P-F.

El tiempo más corto entre el descubrimiento de la falla y la ocurrencia de la falla funcional, será bastante para realizar la acción predeterminada tomada para evitar, eliminar o minimizar las consecuencias de falla.

- Cualquier tarea por descarte será seleccionada utilizando el siguiente criterio:

Será claramente definida (preferiblemente demostrada) la edad en la que hay un aumento de la probabilidad condicional del modo de falla bajo consideración.

Una proporción suficientemente grande de las ocurrencias de este modo de falla ocurrirá a partir de esta edad, la tarea deberá reducir el nivel de ocurrencia a un nivel tolerable por el usuario del activo.

- Cualquier tarea de restauración será fijada utilizando el siguiente criterio:

Será claramente definida (preferiblemente demostrada) la edad en la que hay un aumento de la probabilidad condicional del modo de falla bajo consideración.

Una proporción suficientemente grande de las ocurrencias de este modo de falla ocurrirá a partir de esta edad, la tarea deberá reducir el nivel de ocurrencia a un nivel tolerable por el usuario del activo.

La tarea restaurara la resistencia del componente a un nivel tolerable para el usuario.

- Cualquier tarea de búsqueda de fallas, será seleccionada utilizando el siguiente criterio:

La tarea seleccionada se realizará a intervalos definidos para reducir la probabilidad de la falla múltiple del dispositivo o sistema de protección asociado a un nivel tolerable para el usuario.

La tarea confirmara que todos los componentes cubiertos por el modo de falla estén funcionando.

La tarea de búsqueda de fallas y el intervalo de proceso asociado de selección debe tomar en cuenta toda probabilidad de que la tarea podría dejar la función oculta en un estado fallido.

Será físicamente posible hacer la tarea en los intervalos especificados

3.1.8 Gestión de políticas de falla – rediseño y correr hasta que falle

- Rediseño:

El proceso RCM se esforzará para obtener el rendimiento del sistema, basado en la configuración inicial, y operado por la aplicación adecuada de las tareas programadas.

En los casos en que estas tareas no se puedan encontrar, por una sola vez los cambios en el activo o el sistema, puede ser necesario, sujeto a los siguientes criterios:

En el los casos en el que la falla este oculta, y los fallos múltiples asociados afecten a la seguridad y el medio ambiente, un rediseño, reduce la probabilidad de los fallos múltiples a un nivel tolerable para el usuario.

En caso de que el modo de falla sea evidente y tenga consecuencias para la seguridad y el medio ambiente, el rediseño reduce la probabilidad de falla a un nivel tolerable para el usuario.

En caso de que la falla sea oculta, y no afecte la seguridad ni el medio ambiente, el rediseño debe ser rentable para el usuario.

En caso de que la falla sea evidente y no afecte la seguridad ni el medio ambiente, el rediseño debe ser rentable para el usuario.

- Cualquier política de “correr hasta que falle” seleccionada debe satisfacer los siguientes criterios:

En caso de que la falla sea oculta, y no haya una tarea proactiva adecuada, las fallas múltiples no deben tener consecuencias en la seguridad ni el medio ambiente.

En caso de que la falla sea evidente y no haya una adecuada tarea proactiva, la falla no deberá tener consecuencias en la seguridad ni el medio ambiente.

3.2 NORMA SAE JA1012 GUIA PARA UN MANTENIMIENTO RCM ESTANDAR

La guía para un mantenimiento RCM estándar, amplia y clarifica los criterios de la norma SAE JA 1011 “criterios de evaluación para procesos RCM”, además adiciona conceptos para mejorar las aplicaciones de RCM.

La norma como tal, excluyendo los alcances, las referencias, definiciones, acrónimos y notas; consta de 14 secciones las cuales van de la sección 5 a la sección 18, estas están divididas así:

3.2.1 De la sección 5 a la 16:

- Definición
- Funciones
- Falla funcional
- Modos de falla
- Efectos de falla
- Categorías de consecuencias de falla
- Políticas de manejo de selección de fallas
- Manejo de consecuencias de falla
- Políticas de manejo de fallas – fijación de tareas
- Gestión de políticas de falla – rediseño y correr hasta que falle
- Gestión de políticas de selección de falla
- Programa activo

Cada una de estas secciones, vistas anteriormente en la norma SAE JA 1011, con sus respectivas subdivisiones.

3.2.2 Sección 17 formula matemática y estadística

Cualquier fórmula matemática y estadística que sea usada en la aplicación de procesos (especialmente usada en intervalos de computo de cualquier tarea) tendrá los siguientes criterios:

- Lógicamente robusta
- Disponibilidad para el dueño o usuario

3.2.3 Sección 18 consideraciones adicionales importantes

La norma SAE JA 1011 describe un mínimo de criterios técnicos, que cualquier proceso que sea llamado RCM debe cumplir. Para que el RCM sea satisfactorio es esencial adicionar la gestión y recursos discutidos en esta sección de la guía, los cuales son:

- Priorización de activos y establecimiento de objetivos.
- Planeación
- Nivel de análisis y límite de activos
- Documentación técnica
- Organización
- Entrenamiento
- Software
- Recolectar información
- Implementación

Cada una de estas divisiones tiene su concepto y subdivisiones, las cuales no entraremos en detalles.

3.3 NORMA ICONTEC GTC – 62 GUIA TECNICA COLOMBIANA

Esta es una guía técnica de términos, relacionados con el sector industrial, netamente colombiana. La guía se desarrollo conjuntamente con el Icontec y la comisión nacional de mantenimiento de ACIEM.

Ésta está dividida en cuatro secciones, las cuales están subdivididas en diferentes campos de trabajo en los cuales están consignados los términos de mayor uso, estos tienen su respectiva definición e incluyen términos de uso semejante.

A continuación se presentan las cuatro secciones con sus respectivas subdivisiones:

3.3.1 Términos generales

- Diagnostico
- Equipos y herramientas
- Ciencia y tecnología
- Seguridad de funcionamiento
- Utilización generalizada

3.3.2 Términos relacionados con trabajos de mantenimiento

- Clasificación y tipo
- Técnicas y acciones de ejecución
- Planeación y programación
- documentos

3.3.3 Términos de administración y control de mantenimiento

- recursos humanos
- recurso económico y financiero
- suministro
- política y filosofía

3.3.4 Términos referentes a indicadores y medidas de mantenimiento

- Gestión
- Desempeño de equipos
- Estado de equipos

La norma está orientada al proceso de mantenimiento en plantas industriales, y puede ser utilizada tanto por la universidad, los profesionales, los científicos e industriales que realicen estudios, investigaciones o trabajos que involucren aplicaciones prácticas en el área de mantenimiento.

3.4 NORMA ISO 14224 INDUSTRIAS DE PETROLEO Y GAS NATURAL – RECOLECCION E INTERCAMBIO DE DATOS DE CONFIABILIDAD Y MANTENIMIENTO DE EQUIPOS

Esta norma internacional brinda una base para la recolección de datos de confiabilidad y mantenimiento (RM por sus siglas en inglés) en un formato estándar para las áreas de perforación, producción, refinación y transporte de petróleo y gas natural en oleoductos y gaseoductos, respectivamente.

Esta norma internacional presenta los lineamientos para la especificación, recolección y aseguramiento de la calidad de los datos de RM que faciliten la recolección de datos sobre RM. La información permitirá al usuario cuantificar la confiabilidad del equipo y compararla con la confiabilidad de equipos de características similares.

Al analizar los datos, los parámetros sobre confiabilidad pueden determinarse para su uso en las fases de diseño, operación y mantenimiento. Sin embargo, esta norma internacional no se aplica al método de análisis de los datos de RM.

La norma está dividida en las siguientes secciones:

- Alcance
- Referencia normativa
- Términos, definiciones y abreviaturas
- Calidad de datos
- Límites y jerarquías de los equipos
- Estructura de la información
- Información de equipos, averías y mantenimiento
- Anexos

En este punto de este capítulo, solo veremos lo que concierne a las secciones 4 a la 7. Para mayor información, consultar la norma ISO 14224 “industrias de petróleo y gas natural – recolección e intercambio de datos de confiabilidad y mantenimiento de equipos”.

3.4.1 Calidad de datos

Para obtener datos de alta calidad, es necesario hacer hincapié en las siguientes medidas antes de que el proceso de recopilación de datos comience:

- Investigar las fuentes de datos para asegurarse de que se puedan hallar los datos de inventario necesarios y de que los datos operativos estén completos.
- Definir el objetivo de la recopilación de datos a fin de reunir los datos pertinentes para el uso especificado. Dichos datos pueden utilizarse en los siguientes ejemplos de análisis: análisis de riesgo cuantitativo (QRA); confiabilidad, análisis de disponibilidad y mantenimiento (RAM); mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM); costo del ciclo de vida (LCC).
- Investigar la(s) fuente(s) de los datos a fin de asegurar la disponibilidad de datos de buena calidad.
- Identificar la fecha de instalación, población y período(s) operativo(s) del equipo del que se extraerán los datos.
- Se recomienda realizar un ejercicio piloto de los métodos y herramientas de recopilación de datos (manuales, electrónicos) a fin de verificar la factibilidad de los procedimientos planeados de recopilación de datos.

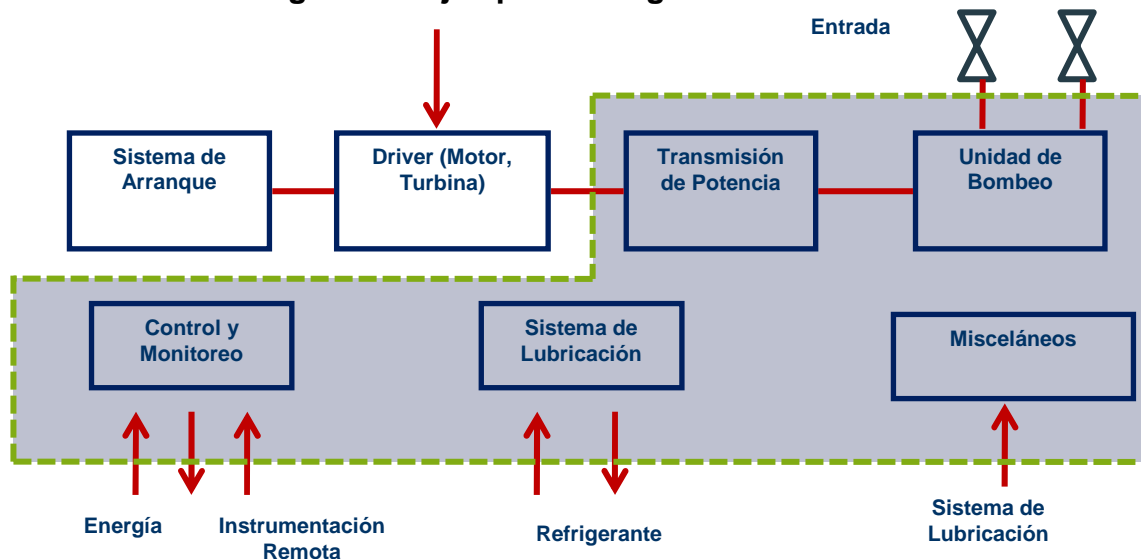
- Preparar un plan para el proceso de recopilación de datos; por ejemplo, programas, hitos, secuencia y número de unidades de equipo, períodos de tiempo que se cubrirán, etc.
- Capacitar, motivar y organizar al personal encargado de la recopilación de datos.
- Tomar las medidas necesarias para asegurar la calidad del proceso de recopilación de datos. Esto debe incluir, como mínimo, procedimientos para el control de calidad de los datos y registro y corrección de las desviaciones. En el anexo C, se incluye un modelo de lista de verificación.

Durante y después del ejercicio de recopilación de datos, se deberán analizar los datos a fin de verificar la consistencia, distribuciones razonables, códigos apropiados e interpretaciones correctas. El proceso de control de calidad debe documentarse. Al fusionar las bases de datos individuales, es esencial que cada registro de dato tenga una identificación única.

El sistema de control de mantenimiento de las instalaciones constituye la principal fuente de datos RM. La calidad de los datos que pueden recuperarse de esta fuente depende, en primera instancia, de la manera en que se reportan los datos de RM. La generación de datos de RM, de acuerdo a esta Norma Internacional, debe considerarse en el sistema de control de mantenimiento de las instalaciones, brindando así una base más consistente y sólida para la transferencia de datos de RM a las bases de datos de RM del equipo.

3.4.2 Límites y jerarquías del equipo

Figura 21. Ejemplo de diagramas de límites



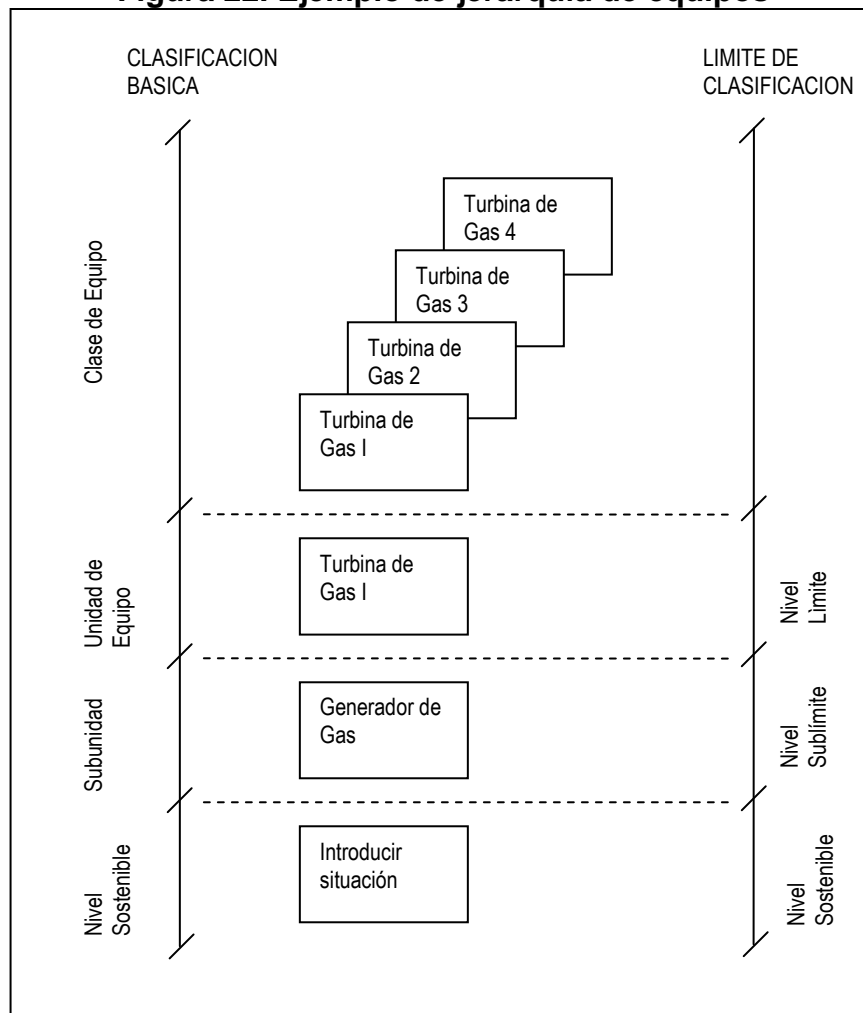
Fuente: norma ISO 14224

El diagrama de límites deberá mostrar las subunidades y las interfaces con los equipos adyacentes. La descripción textual adicional deberá, para fines de claridad, especificar detalladamente lo que se considerará dentro y fuera de los límites.

Se debe tomar en cuenta la ubicación de los elementos del instrumento. En el ejemplo anterior, los aparatos de monitoreo y control central se incluyen frecuentemente dentro de la subunidad “control y monitoreo”, mientras que la instrumentación individual (disparador, alarma, control) se incluye generalmente dentro de la subunidad apropiada, es decir, sistema de lubricación.

Se recomienda elaborar una jerarquía del equipo. El nivel más alto es la clase de unidad de equipo. El número de subdivisiones dependerá de la complejidad de la unidad de equipo y el uso de los datos. Los datos de confiabilidad deben relacionarse con cada nivel de subdivisión dentro de la jerarquía del equipo a fin de que tengan validez y puedan compararse. Por ejemplo, los datos de confiabilidad “clase de severidad” deben relacionarse con la unidad de equipo, mientras que la causa de la avería debe relacionarse con el nivel más bajo en la jerarquía del equipo.

Figura 22. Ejemplo de jerarquía de equipos



Fuente: norma ISO 14224

3.4.3 Estructura de la información

Los datos de RM deben recopilarse de manera organizada y estructurada. Las categorías superiores de datos para los datos sobre el equipo, las averías y el mantenimiento se muestran a continuación:

- Datos del equipo:
La descripción de equipo se caracteriza por:

Datos de identificación
 Datos de diseño
 Datos de aplicación

Estas categorías de datos deben generalizarse para todas las clases de equipo; por ejemplo, clasificación por tipo, clasificación según unidad de equipo (ejemplo, número de fases para un compresor). Esto debe reflejarse en la estructura de base de datos.

- Datos de avería:
Estos datos se caracterizan por:

Datos de identificación
Datos de averías para fines de caracterización

- Datos de mantenimiento:
Estos datos se caracterizan por:

Datos de identificación
Datos de mantenimiento, parámetros de mantenimiento.

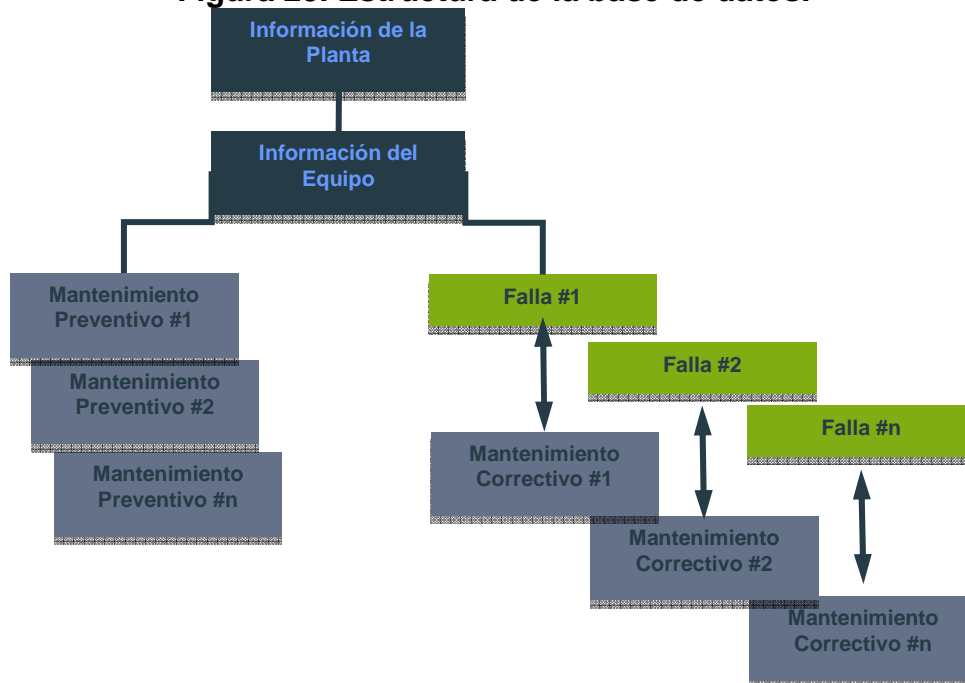
El tipo de datos de averías y mantenimiento serán comunes para todas las clases de equipo, a excepción de aquellos casos donde se requerirán tipos específicos de datos, por ejemplo en el caso del equipo submarino.

- **Formato de los datos.**
Cada registro, por ejemplo una avería, debe identificarse en la base datos mediante cierta cantidad de atributos. Cada atributo describe una información, como por ejemplo, el modo de avería. Se recomienda codificar cada información, siempre que sea posible.

El rango de códigos predefinidos deberá optimizarse. Un rango de códigos resumido puede ser muy general y no sería útil. Un amplio rango de códigos podría brindar una descripción más precisa, pero dilatará el proceso de ingreso de datos; además, es posible que la persona que requiere los datos no utilice todos los códigos. (Ver ANEXO A).

Los datos recopilados deben organizarse y relacionarse en una base de datos a fin de brindar un fácil acceso para actualizaciones, consultas y análisis.

Figura 23. Estructura de la base de datos.



Fuente: norma ISO 14224

3.4.4. Datos del equipo, averías y mantenimiento

El primer paso para la recopilación de datos RM es clasificar el equipo de acuerdo a parámetros técnicos, operativos y ambientales. Esta información también es necesaria para determinar si los datos son adecuados o válidos para varias aplicaciones. Existen algunos datos que son comunes a todas las clases de equipo y otros que son específicos a cada clase de equipo.

Para las averías, es esencial tener una definición uniforme y un método de clasificación cuando se combinen los datos de diferentes fuentes (plantas y operadores) en una sola base de datos RM.

En lo que concierne a la parte del mantenimiento, el objetivo es:

- Corregir una avería (mantenimiento correctivo).
- Evitar la ocurrencia de averías (mantenimiento preventivo).

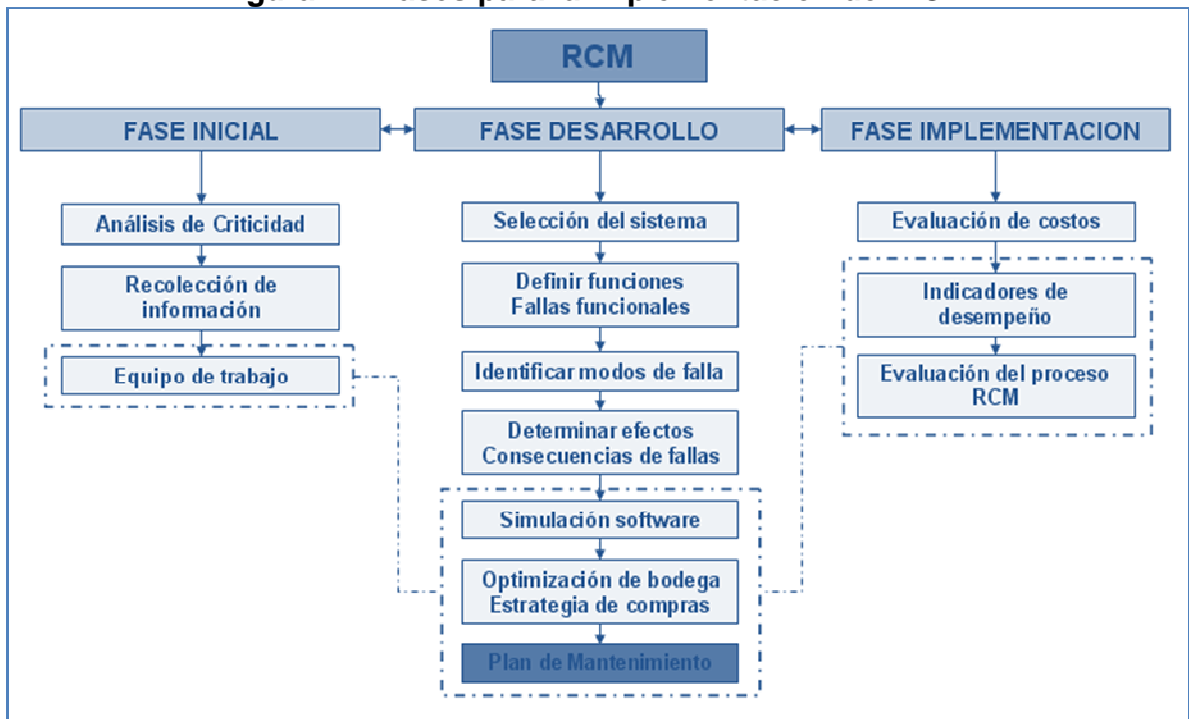
Adicional a la información brindada por la norma ISO 14224 en los puntos anteriores, se le suma un listado guía de clasificación taxonómica de equipos, subdivisión de la unidad de equipo, datos específicos de las unidades de equipo, y los modos de falla identificados para los equipos o facilidades de campos de producción petrolera. (Ver ANEXO B).

4. GUIA PARA LA IMPLEMENTACION DEL RCM PARA EQUIPOS CRITICOS DE SUPERFICIE EN CAMPOS PETROLEROS EN TIERRA FIRME

En las siguientes páginas, se sugiere una guía para el trabajo de implantación del proceso RCM en una estación petrolera en tierra firme.

Junto a los conceptos básicos, previamente adquiridos, en la siguiente figura se expresa, el orden sugerido para el proceso de implantación de la metodología RCM; teniendo en cuenta la normativa que lo rige, mas exactamente la norma ISO 14224.

Figura 24. Fases para la implementación del RCM



Fuente: autor

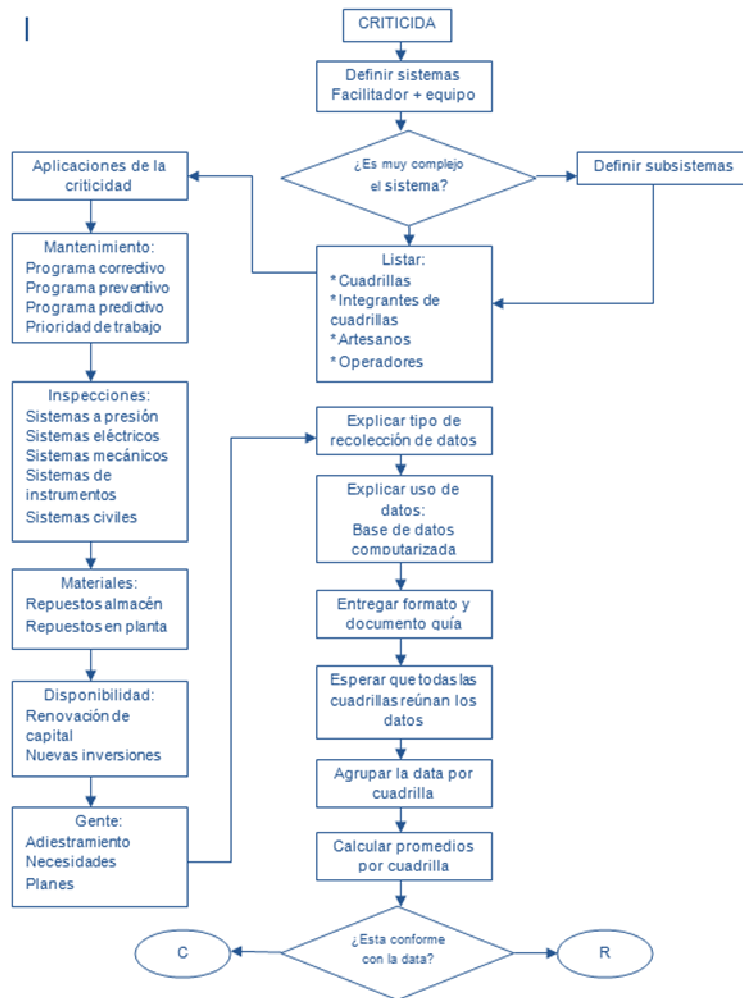
Además de los pasos vistos en la figura anterior, a continuación se enumeran algunos otros pasos a seguir en el proceso de implementación de la filosofía de mantenimiento RCM.

4.1 EL EQUIPO DE TRABAJO

El equipo de trabajo debe estar integrado por operadores y/o supervisores de operación, ya que estos representan la experiencia de quien opera la planta; técnicos y/o supervisor de especialidades, mecánicos, electricistas e instrumentistas, ya que ellos son los expertos en prevención y corrección de problemas; expertos y especialistas, estos son llamados para resolver dudas en reuniones, son opcionales; y por último, el equipo de trabajo estará dirigido por un facilitador, quien debe ser un experto en RCM.

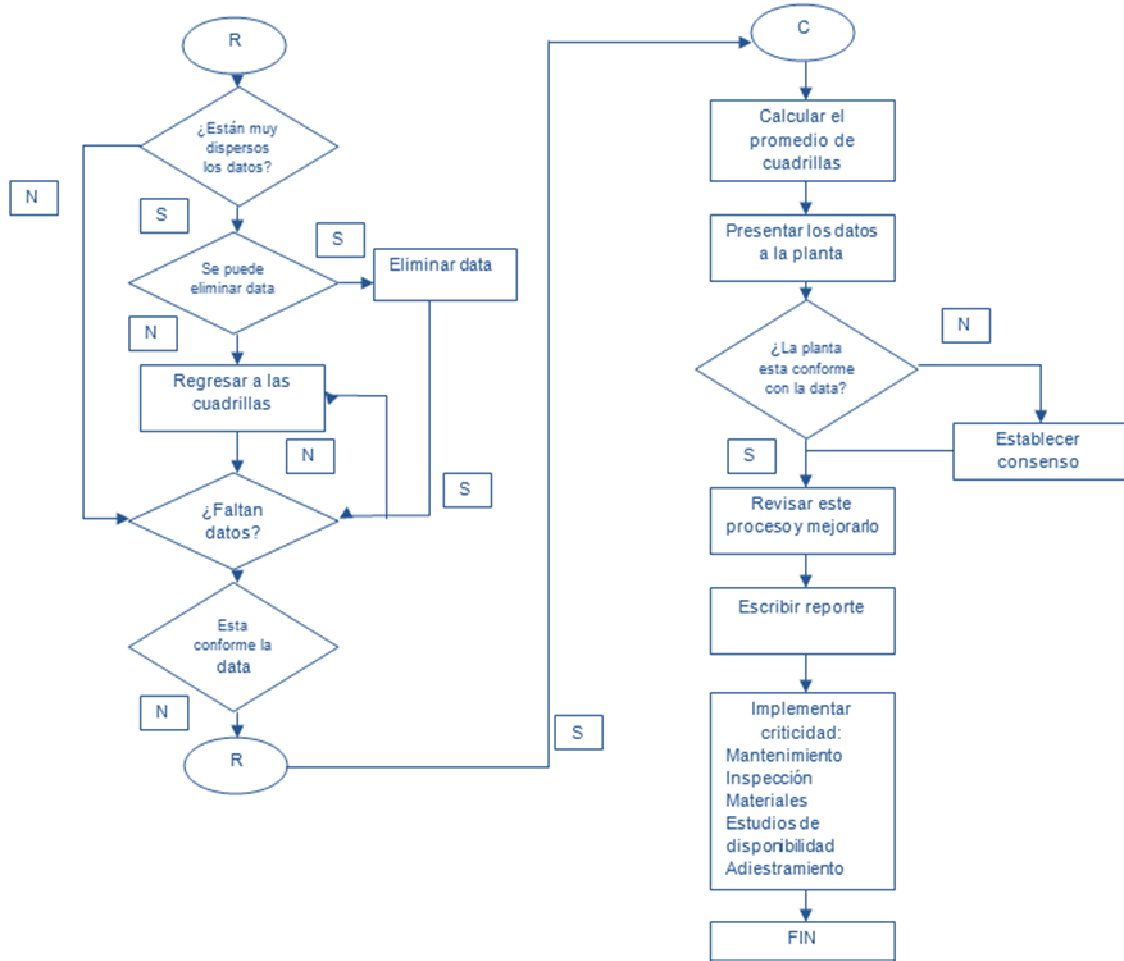
La preparación y definición de funciones del equipo de trabajo se hará de la siguiente forma:

Figura 25 Preparación del personal, actividades de comunicación



Fuente: mantenimiento centrado en la confiabilidad plus ICP – ECOPETROL

Figura 26. Finalización de las funciones establecidas por el equipo de trabajo

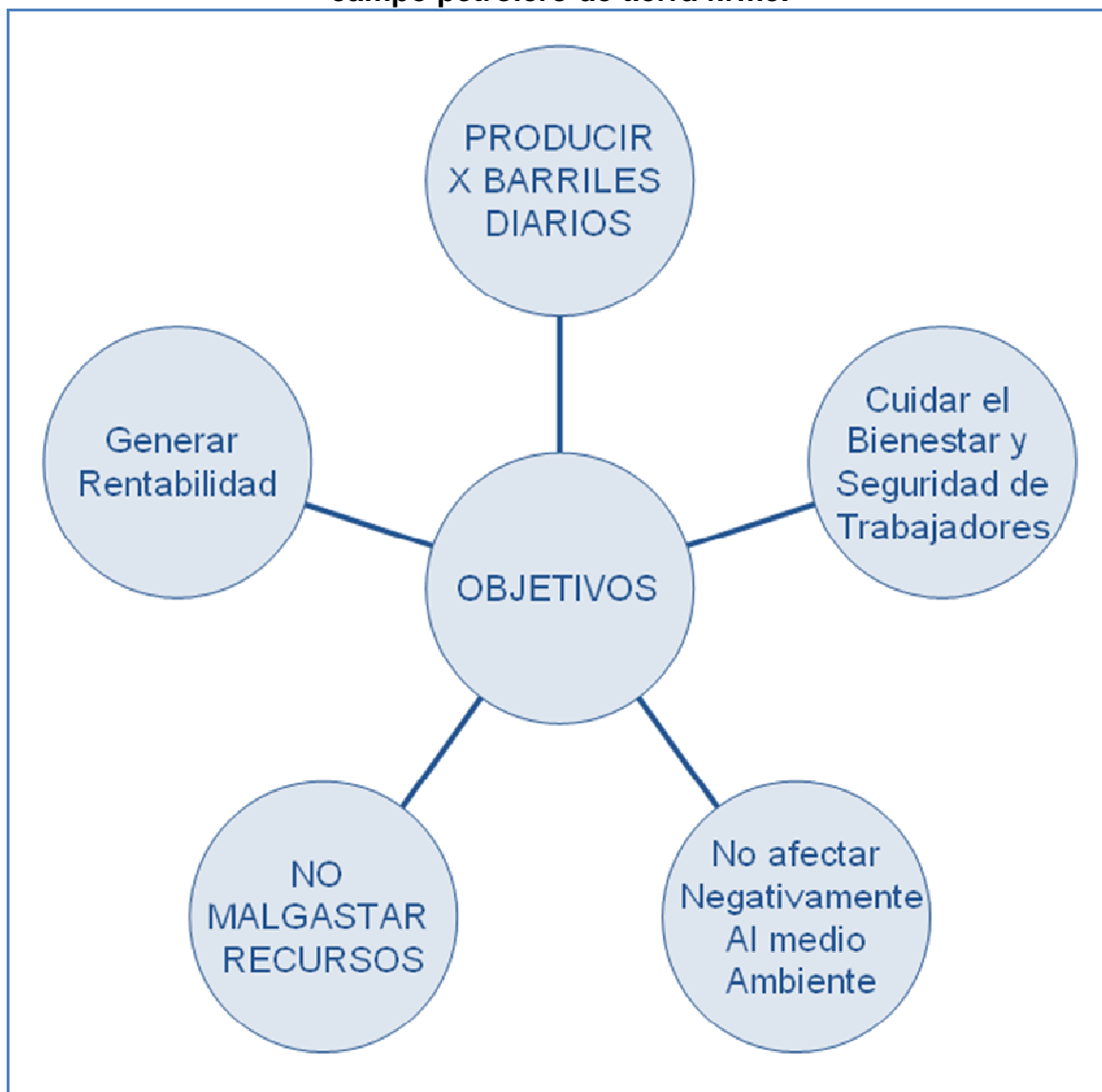


Fuente: mantenimiento centrado en la confiabilidad plus ICP - ECOPETROL

4.2 DEFINIR LOS OBJETIVOS PRIMORDIALES DE OPERACIÓN DEL CAMPO PETROLERO.

Las estaciones petroleras, suelen tener los mismos objetivos, pero hay casos en que estos varían dependiendo del operador del campo. En la siguiente figura se expresan algunos de los objetivos más comunes entre estaciones petroleras en tierra firme.

Figura 27. Objetivos comúnmente dispuestos para el funcionamiento de un campo petrolero de tierra firme.



Fuente: autor

4.3 ANALISIS DE LA ESTACION

Las estaciones se pueden tornar complejas, dado a las funciones preestablecidas de la misma.

Al sistema compuesto donde se realizan gran cantidad de funciones que permiten la elaboración de los productos requeridos, se le llama complejo. Para el análisis de complejidad de la planta se sugieren las siguientes subdivisiones:

Figura 28. Jerarquías de plantas



Fuente: mantenimiento centrado en la confiabilidad plus ICP - ECOPELROL

4.3.1 Unidades de proceso

Son las principales unidades de subdivisión dentro del complejo. Como ejemplo de aplicación, en las estaciones petroleras las unidades de compresión de gas, unidades de bombeo, etc.

Figura 29. Taxonomía u organización de sistemas y subsistemas según la norma ISO 14224



Fuente: norma ISO 14224

4.3.2 Sistemas

Son las principales divisiones dentro de una unidad de proceso, y ejecutan una función específica dentro del proceso. Como ejemplo, el sistema de aire de instrumentos.

4.3.3 Subsistemas

Unidades de subdivisión de sistemas muy complejos. Por ejemplo los motores o compresores del sistema neumático para el control de instrumentos.

Tabla 5. Parámetros de confiabilidad y mantenimiento en relación a los niveles de taxonomía.

RECOLECCION DATOS RM	NIVELES DE JERARQUIA				
	(4) PLANTA / UNIDAD	(5) SECCION / SISTEMA	(6) EQUIPO	(7) SUBUNIDAD	(8) COMPONENTE / ITEM MANTENIBLE
Impacto de falla sobre la seguridad	X				
Impacto del mantenimiento sobre la seguridad	X				
Impacto de la falla sobre la operación	X	(X)			
Impacto del mantenimiento con respecto a la operación	X	(X)			
Impacto de la falla sobre el equipo			X	(X)	(X)
Modo de falla		(X)	X	(X)	(X)
Mecanismo de falla			(X)	(X)	X
Causas de falla				(X)	X
Método de detección		(X)	X	(X)	(X)
Subunidad en falla				X	
Componente / ítem mantenible en falla					X
Tiempo inactivo	(X)	(X)	X		
Tiempo de la actividad de mantenimiento			X	(X)	(X)

X = falla, (x) = alternativas posibles

Fuente: norma ISO 14224

4.3.4 Equipo

Elemento físico que normalmente realiza una sola función principal, que permite la operación de los sistemas, ejemplo de esto, las bombas, filtros, separadores, etc.

4.3.5 Componentes o partes

Elementos de menor nivel y normalmente responsables de las fallas y hacia donde están dirigidas las tareas de mantenimiento. Ejemplo, alabes de turbinas, sellos de bombas, etc.

4.4 ANALISIS DE CRITICIDAD DE LOS SISTEMAS/SUBSISTEMAS DE LA ESTACION

Para el caso de un campo petrolero debe analizarse la importancia del sistema que se ha de estudiar, según lo analizado previamente, se puede encontrar el nivel de importancia de un sistema particular, así pues se puede cuantificar el nivel de las consecuencias de una falla determinada.

Si un sistema o equipo produce importantes pérdidas para la seguridad, medio ambiente o pérdidas de producción se tendrá entonces un factor grande en las consecuencias producidas por el sistema.

A continuación se encuentra un modelo simple para la evaluación de criticidad de equipos en un campo petrolero de tierra firme, siguiendo el paso a paso, el lector podrá cuantificar la criticidad de equipos y sistemas mayores.

El modelo es basado en la norma CRITICALITY ANÁLISIS FOR MAINTENANCE PORPUSES, NORSOK STANDARD Z-008 Rev 2, Noviembre 2001.

Lo primero es Definir los pasos principales para clasificar los equipos teniendo en cuenta los siguientes factores que afectan una planta y sistema de equipos:

- Personal
- Medio Ambiente
- Perdidas de Producción
- Costos económicos directos

Una vez identificado todos los equipos del campo se procede a realizar los siguientes pasos:

Se realiza tabla encabezado con las siguientes columnas

Tabla 6. Ejemplo de tabla maestra para el cálculo de criticidad

AREA	EQUIPO	FUNCION	DESCRIPCION	VALOR			CALIFIC	CRITICIDAD
				A	B	C	CE	
MN	10000 489	GENER	MOTOR WAUK G125A					
MN	20000 231	GENER	GENERAD KATO G125A					

Fuente: autor

Después se debe evaluar y calificar cada equipo con la importancia dentro de cada sistema **Valor A**

- Puede causar riesgo, problemas ambientales o legales (**Valor 1**)
- Puede causar pérdidas significativas (**Valor 2**)
- Puede reducir la producción o la calidad de la producción con alguna pérdida (**Valor 3**)
- Puede aumentar la demanda o aumentar el personal, no produce riesgo, no afecta la economía ni el medio ambiente. (**Valor 4**)
- No es importante con respecto a la seguridad, al medio ambiente o la economía y no produce efecto sobre la demanda o el personal. (**Valor 5**)

Se evalúa y califica la confiabilidad del equipo **Valor B**

- Alta confiabilidad, normalmente no tiene partes en movimiento y trabajo liviano (**Valor 1**)
- Muy confiable, pocas partes en movimiento y trabajo normal (**Valor 2**)
- Normalmente confiable, partes en movimiento que se pueden fatigar y condiciones de trabajo severas. (**Valor 3**)
- Algo confiable, sistema complejo condiciones de trabajo muy severas y sobrecargado (**Valor 4**)
- No ofrece ninguna confiabilidad (**Valor 5**)

Se debe evaluar y calificar el impacto del equipo dentro del sistema **Valor C**

- Causa parada del sistema (**Valor 1**)
- Produce gran disminución en la capacidad del sistema, no tiene equipo de stand by y el tiempo de reparación o cambio es significativo (**Valor 2**)
- Produce mediana disminución en la capacidad del sistema, tiene equipo de stand by y el tiempo de reparación es corto (**Valor 3**)
- Puede operarse en manual o salir de línea y produce una pequeña disminución en la capacidad del sistema, no se requiere todo el tiempo (**Valor 4**)
- No produce efecto sobre la capacidad del sistema (**Valor 5**)

Una vez calificado el equipo con los valores (A,B y C) se toman estos valores y se reemplazan en la siguiente ecuación que valora el grado o ranking de criticidad del equipo.

$$ER = (0.275)(11.2 - SYS^{1.5}) \sqrt{(REL^{1.1} + (6-IMP)^{1.2})}$$

Donde:

ER = Ranking del equipo

SYS = Importancia del equipo dentro de cada sistema (**Valor A**)

REL = Confiabilidad del equipo (**Valor B**)

IMP = Impacto del equipo dentro del sistema (**Valor C**)

De acuerdo al resultado obtenido de la formula enunciada se realiza la clasificación de criticidad del equipo de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla 7. Clasificación de prioridad de atención según criticidad de equipos

CATEGORÍA DE CRITICIDAD	RESULTADO DEL EQUIPO	PRIORIDAD	TIEMPO DE ATENCIÓN
CRITICO	6 – 10	1	INMEDIATA
ESENCIAL	4 – 5.9	2	HASTA 48 HORAS
PROPÓSITO	0 – 3.9	3	MÁXIMO 4

GRAL		SEMANAS
------	--	---------

Fuente: autor

Una vez clasificado todos los equipos se realiza un filtro por las diferentes categorías para realizar la revisión por parte del planeador y analista del sistema computarizado de gestión de mantenimiento CMMS de los programas y estrategias de mantenimiento.

Figura 30. Ejemplo de Matriz de criticidad según la norma ISO 14224

CATEGORIAS	Catastrófico	Severo	Moderado	Menor
	Fallas en las que el resultado sea la muerte o pérdida del sistema	Lesiones graves, enfermedades o daños en el sistema central (e.g. <USD 1000000)	Lesiones menores, enfermedades o daños en sistema (e.g. <USD 250000)	Daños menores en lesiones o sistemas (e.g. <USD 50000)
Consecuencias en la seguridad	I - Pérdida de vidas - Seguridad vital crítica y sistemas inoperables	V - Lesiones serias al personal - Pérdida potencial de funciones de seguridad	IX - Lesiones que requieren tratamiento medico - Efecto limitado en funciones de seguridad	XIII - Lesiones que no requieran tratamiento medico - Efectos menores en las funciones de seguridad
Consecuencias en el medio ambiente	II Contaminación importante	VI Contaminación significativa	X Poca contaminación	XIV Ninguna o muy poca contaminación
Consecuencias en la producción	III Parada extensiva en producción/operación	VII Parada de producción por encima de los límites aceptables	XI Parada de producción por debajo de los límites aceptables	XV Menor parada de producción
Consecuencias operacionales	IV Altos costos de mantenimiento	VIII Costos de mantenimiento por encima de lo normalmente aceptable	XII Costos de mantenimiento por debajo de lo normalmente aceptable	XVI Bajos costos de mantenimiento
Los límites aceptables tienen que ser definidos para cada aplicación				
	Inaceptable			
	Deben ser consideradas las medidas correctivas			
	Aceptable			

Fuente: norma ISO 14224

4.5 DEFINICION DE LÍMITES

El propósito de la definición de los límites es asegurar que se tenga una idea clara de qué equipo se incluirá dentro del límite de un sistema particular y, por lo tanto, qué tipo de falla y mantenimiento deben registrarse, además de permitir saber que datos son necesarios para el recopilar en la información. Se recomienda seguir las siguientes reglas para la definición de los límites:

- Excluir del límite de la unidad de equipo los aparatos conectados, a menos que se incluyan específicamente según la especificación del límite. Las averías que se presentan en una conexión (por ejemplo, las fugas) y que no

pueden relacionarse exclusivamente con el aparato conectado, deben incluirse dentro de la definición de límite.

- Cuando el motor y la unidad accionada utilicen una subunidad en común (por ejemplo, el sistema de lubricación), relacione la avería de esta subunidad, como regla general, con la *unidad accionada*.
- Incluya la instrumentación sólo cuando ésta tenga una función específica de control y/o monitoreo en la unidad de equipo respectiva y/o cuando se instale en la unidad de equipo. La instrumentación de control y supervisión de uso más general (por ejemplo, sistemas SCADA) no deberá incluirse.

La norma ISO 14224 muestra ejemplos del establecimiento de límites en los principales equipos encontrados en un campo petrolero de tierra firme que pueden ser adaptados según la conveniencia del RCM y la particularidad del activo individual.

4.6 LEVANTAMIENTO DE DATOS DE EQUIPO

Con el objetivo de llevar una óptima trazabilidad se debe organizar los datos no solamente por los equipos encontrados sino también por su ubicación y además, se deben capturar todas las acciones de mantenimiento y lecciones aprendidas a través del tiempo durante la instalación y operación del campo con el fin de eliminar la posibilidad que se repitan las fallas.

Se deben organizar los datos de manera ordenada y estructurada, se observa la organización de datos según la norma ISO 14224 para datos de equipo, de averías y de mantenimiento en el anexo A respectivamente, además en el anexo C se encuentra las sugerencias de los datos mas utilizados en diferentes aplicaciones.

Tabla 8. Datos que deben ser recolectados según la norma ISO 14224

DATOS A SER RECOLECTADOS	Tipo de análisis para ser aplicado a los datos recolectados																COMENTARIOS	
	A1 QRA	A2 RBI	A3 SIL	A4 ESIA	B1 LCC	B2 PEF	B3 AA	B4 RCM	B5 SPA	B6 FME	B7 SDA	B8 STR	C1 MRP	C2 6E	C3 FTA	C4 MPA		C5 PNA
Localización del equipo	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	1	2	2	2	Corresponde a los atributos de equipo (numero de tag)
Clasificación	1	1	2	1	1	1	2	1	1	1	1	1	1	1	2	2	2	Corresponde a la clasificación (clase equipo, tipo y sistema)
Datos de instalación	1	1	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	2	1	2	2	2	Corresponde a varias clasificaciones de datos de elementos
Datos de manufactura	1	2	1	2	2	1	2	1	1	2	1	1	2	1	2	2	2	Corresponde a los atributos del equipo (nombre del fabricante y modelo)

Fuente: norma ISO 14224

4.7 DEFINICION DE LAS FUNCIONES DE EQUIPOS, SUBSISTEMAS Y SISTEMAS

Este punto del capítulo, da inicio a las siete preguntas del RCM, comenzando a responder la primera.

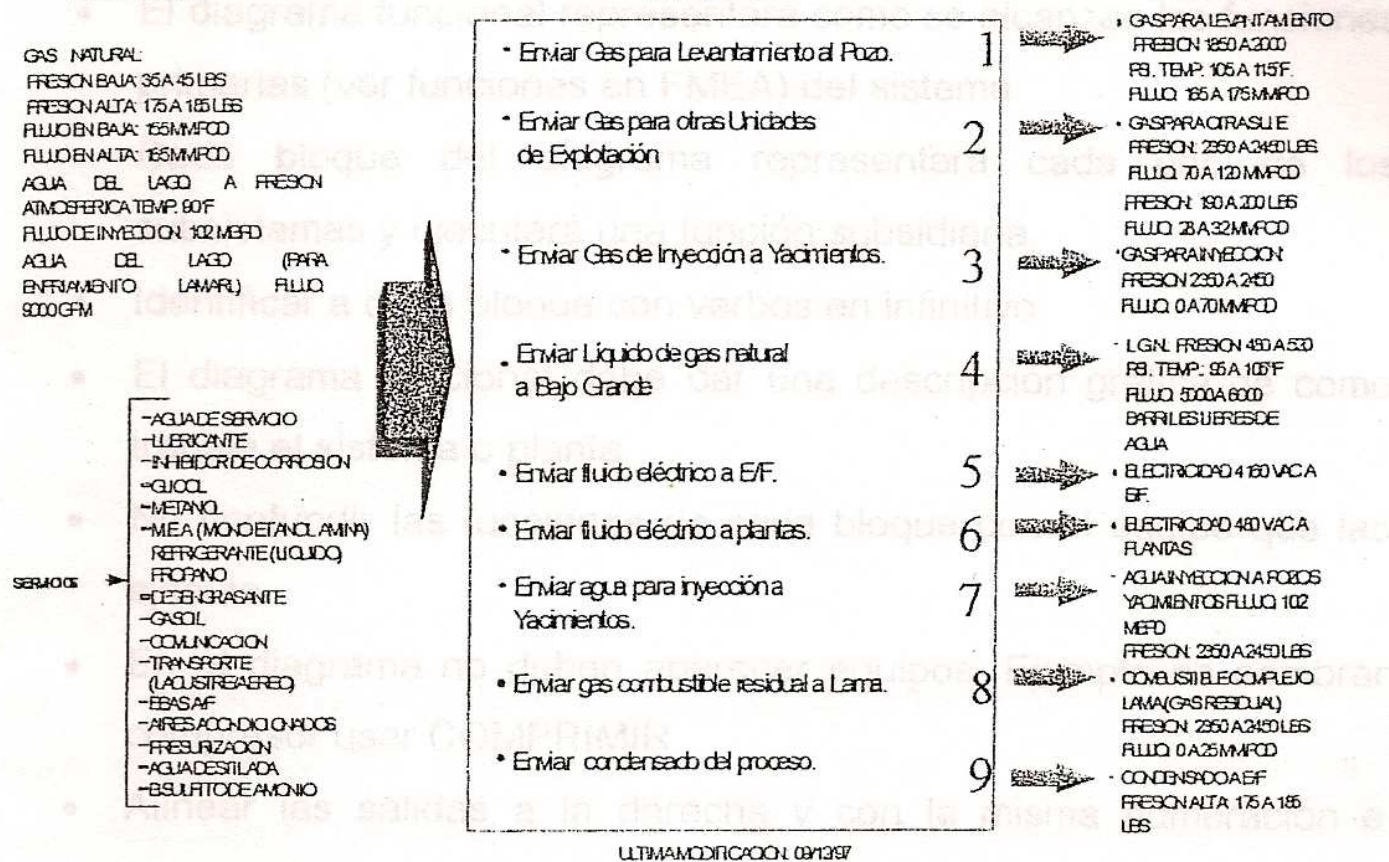
¿Cuáles son las funciones y los parámetros de funcionamiento asociados al activo en su actual contexto operacional?

Aquí se deben definir las funciones del equipo, subsistema o sistema a analizar. Para el análisis de funcionalidad se sugiere la elaboración de los siguientes diagramas.

4.7.1 Diagrama de entrada funciones salida (efs)

Son valiosa herramienta de análisis, permiten una fácil visualización de procesos que pueden ser complejos. Este proceso tiene ciertas ventajas como la identificación rápida de las variables de control, unifica el lenguaje a utilizar por el grupo de trabajo, entre otras.

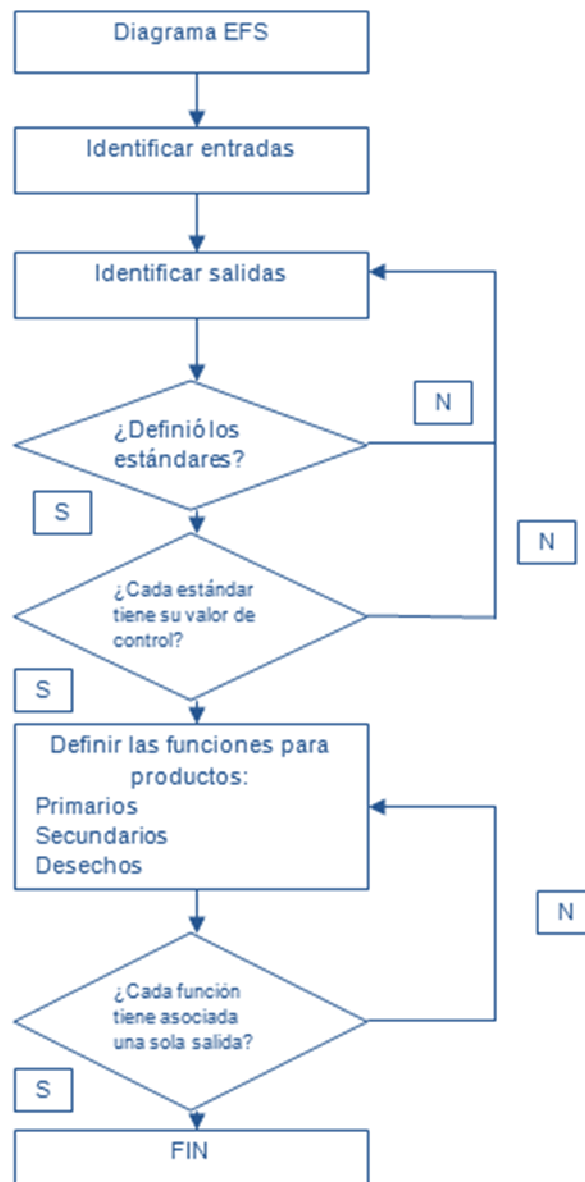
Figura 31. Diagrama entrada funciones salida de unidad de producción petrolera



Fuente: mantenimiento centrado en la confiabilidad plus ICP - ECOPETROL

En la siguiente figura se explica mediante un diagrama de bloques, como llevar un control de evaluación, de si el diagrama de EFS fue definido de una correcta forma o no.

Figura 32. Evaluación del diagrama de EFS

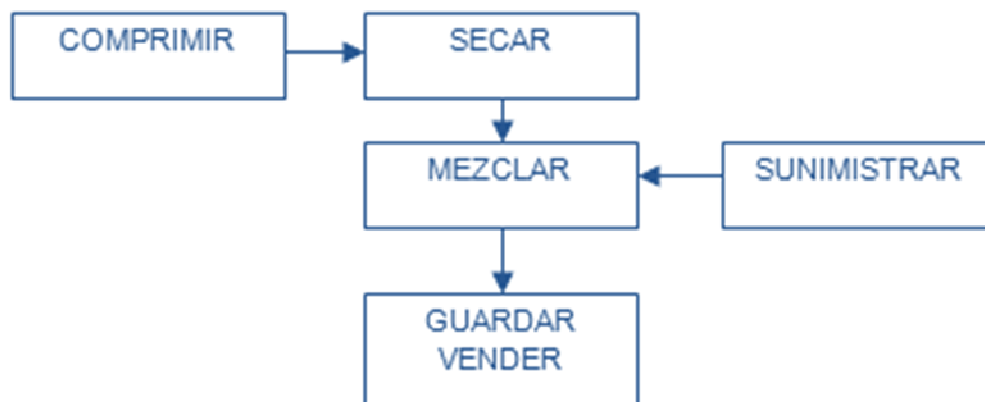


Fuente: mantenimiento centrado en la confiabilidad plus ICP - ECOPETROL

4.7.2 Diagrama funcional

Este es un simple diagrama de bloques del equipo, subsistema, sistema o planta a analizar.

Figura 33. Diagrama funcional.



Fuente: mantenimiento centrado en la confiabilidad plus ICP - ECOPETROL

4.7.3 Impacto de la falla total de la planta

Se evalúan las probabilidades de falla y las consecuencias de las mismas, esto permite dar un valor a lo que significaría un mantenimiento mejorado.

Figura 34. Tipos de análisis para la aplicación de datos recolectados

DATOS A SER RECOLECTADOS	Tipo de análisis para ser aplicado a los datos recolectados																COMENTARIOS	
	A1 QRA	A2 RBI	A3 SIL	A4 ESIA	B1 LCC	B2 PEF	B3 AA	B4 RCM	B5 SPA	B6 FME	B7 SDA	B8 STR	C1 MRP	C2 6E	C3 FTA	C4 MPA		C5 PNA
Ítem mantenible	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	2	1	2	2	2	2	
Modo de falla	1	2	2	1	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Case de severidad	1	2	2	2	2	1	1	1	1	1	2	1	1	2	2	2	2	
Mecanismos en falla	2	2	2	2	2	1	2	1	1	1	2	2	1	1	2	2	2	
Causas de falla	2	2	1	2	2	1	2	1	1	1	2	1	2	2	2	2	2	
Métodos de detección	1	2	2	2	2	2	2	2	2	1	2	2	2	2	2	2	2	
Impacto de falla sobre la operación	2	2	2	1	1	1	1	1	2	1	2	1	1	1	2	2	2	

Fuente: norma ISO 14224

4.8 METODOLOGÍA FMEA

Este adiestramiento está diseñado para empresas de proceso en líneas generales muy grandes. El FMEA (análisis de modos y efectos de falla), establece un orden de importancia para cada modo y causa de falla. Observa en detalle las causas de

falla y establece de inmediato las estrategias de mantenimiento para cada causa de falla.

El FMEA, da respuesta a las siguientes tres preguntas del RCM,

¿De qué manera falla en satisfacer esa función?

¿Cuál es la causa de cada falla funcional?

¿Qué sucede cuando ocurre la falla?

Para realizar un FMEA, se deben haber dividido el sistema a analizar, en los subsistemas correspondientes, y estos a su vez, en los equipos que lo componen, estableciendo los límites según la norma ISO 14224, como se vio anteriormente. Luego de haber definido que subsistema se va a analizar, se ingresan los equipos del mismo, y se inicia el llenado de la hoja FMEA de la siguiente manera:

4.8.1 Función

El usuario establece previamente las funciones del equipo, es decir, para que requiere el equipo, cual es el objetivo de la compra o rediseño e instalación del equipo, además de las funciones primarias, se establecen las funciones secundarias y se colocan en la hoja de llenado en orden ascendente, primero las funciones primarias y luego las secundarias.

Adicional a esto, el equipo de trabajo, establece las fallas funcionales del equipo y los componentes involucrados en la falla de este mismo; estas fallas funcionales son aprobadas por el usuario.

Figura 35. Describiendo funciones y fallas funcionales

HOJA DE FMEA		PLANTA ESTACION LOS MANGOS YAGUARÁ			
FACILITADOR		SISTEMA COMPRESIÓN DE GAS LIFT			
VERIFICADO POR		FUNCION comprimir el gas proveniente de los pozos productores, para luego inyectarlo			
FECHA		SUBSISTEMA MOTOCOMPRESOR DE GAS LIFT			
		FUNCION comprimir el gas lift			
EQUIPO Y FUNCIONALIDAD					
NOMBRE DEL EQUIPO	COD	FUNCION	COD	FALLA FUNCIONAL	COMPONENTES INVOLUCRADOS
COMPRESOR	1	Comprimir Gas proveniente de los pozos productores desde una presión de 11 / 21 PSI a una presión de 1050 / 1200 a una razón de 1.0 / 1.3 MCFD	A	No ser capaz de comprimir el Gas (totalmente)	
			B	Comprimir parcialmente Gas proveniente de los pozos productores desde una presión de 11 / 21 PSI a menos presión de 1050 / 1200 a una razón menor de 1.0 / 1.3 MCFD	

Fuente: autor

Figura 37. Causas de falla

HOJA DE FMEA		PLANTA ESTACION LOS MANGOS YAGUARÁ	CONSECUENCIAS		OBSERVACIONES
FACILITADOR	SISTEMA COMPRESIÓN DE GAS LIFT	FUNCION comprimir el gas proveniente de los pozos productores, para luego inyectarlo	SEGURIDAD	S	
VERIFICADO POR	SUBSISTEMA MOTOCOMPRESOR DE GAS LIFT		AMBIENTE	A	
FECHA	FUNCION comprimir el gas lift		OPERACIONAL	O	
			NO OPERACIONAL	N	

EQUIPO Y FUNCIONALIDAD					MODOS DE FALLA		CAUSAS DE FALLA		
NOMBRE DEL EQUIPO	COD	FUNCION	COD	FALLA FUNCIONAL	COMPONENTES INVOLUCRADOS	COD	DESCRIPCION	COD	DESCRIPCION
MOTOR	1	mover el compresor de gas, para en funcionamiento de este mismo	A	No ser capaz de mover el compresor	motor	FTS	Falla de arranque del motor	FPW	falla el arranque del motor
						FTF	Falla Electrica al arranque	EFG	falla PLC

se coloca el nombre del equipo a analizar

se le asigna una numeracion o codigo a la funcion, esta va de 1 en adelante.

se codifican las fallas funcionales.

se codifican los modos de falla segun la norma ISO 14224, y se describen estos mismos.

se codifican y describen la causas de falla

Fuente: autor

4.8.4 Efectos de falla

Luego de tener los modos y causas de falla, se pasa a describir los efectos de la misma, llenado la hoja de la siguiente forma:

Figura 38. Efectos de falla

HOJA DE FMEA		PLANTA ESTACION LOS MANGOS YAGUARÁ	CONSECUENCIAS		OBSERVACIONES
FACILITADOR	SISTEMA COMPRESIÓN DE GAS LIFT	FUNCION comprimir el gas proveniente de los pozos productores, para luego inyectarlo	SEGURIDAD	S	
VERIFICADO POR	SUBSISTEMA MOTOCOMPRESOR DE GAS LIFT		AMBIENTE	A	
FECHA	FUNCION comprimir el gas lift		OPERACIONAL	O	
			NO OPERACIONAL	N	

EQUIPO Y FUNCIONALIDAD					MODOS DE FALLA		CAUSAS DE FALLA		EFFECTOS DE FALLA
NOMBRE DEL EQUIPO	COD	FUNCION	COD	FALLA FUNCIONAL	COMPONENTES INVOLUCRADOS	COD	DESCRIPCION	COD	DESCRIPCION
MOTOR	1	mover el compresor de gas, para en funcionamiento de este mismo	A	No ser capaz de mover el compresor	motor	FTS	Falla de arranque del motor	FPW	falla el arranque del motor
						FTF	Falla Electrica al arranque	EFG	falla PLC

se coloca el nombre del equipo a analizar

se le asigna una numeracion o codigo a la funcion, esta va de 1 en adelante.

se codifican las fallas funcionales.

se codifican los modos de falla segun la norma ISO 14224, y se describen estos mismos.

se codifican y describen la causas de falla

Al no arrancar el motor no puede comprimirse el gas.

Al no haber energia electrica el motor no arranca

Fuente: autor

4.8.5 Otros

Adicional a esta información descrita en la hoja de llenado FMEA, se deben llenar ciertos requisitos normales como se muestra en la figura 36 como es, quien detecto la falla, entre otros.

En el anexo F, se encuentra la hoja de llenado de la metodología FMEA, en blanco. Además de encontrar un ejemplo de un FMEA realizado en estación los mangos, campo Yaguará.

Figura 39. Ejemplo de la hoja de llenado, FMEA

HOJA DE FMEA		PLANTA ESTACION LOS MANGOS YAGUARÁ		CONSECUENCIAS		OBSERVACIONES					
SISTEMA COMPRESIÓN DE GAS LIFT		SEGURIDAD		S							
FACILITADOR		FUNCIÓN comprimir el gas proveniente de los pozos productores, para luego inyectarlo		AMBIENTE		A					
VERIFICADO POR		SUBSISTEMA MOTOCOMPRESOR DE GAS LIFT		OPERACIONAL		O					
FECHA		FUNCIÓN comprimir el gas lift		NO OPERACIONAL		N					
EQUIPO Y FUNCIONALIDAD											
NOMBRE DEL EQUIPO	COD	FUNCION	COG	FALLA FUNCIONAL	COMPONENTES INVOLUCRADOS	MODOS DE FALLA	CAUSAS DE FALLA	EFFECTOS DE FALLA	DETECCION DE LA FALLA		
MOTOR	1	mover el compresor de gas, para en funcionamiento de este mismo	A	No ser capaz de mover el compresor	motor	FTS Falla de arranque del motor FTF Falla Eléctrica al arranque	FPW falta el arranque del motor EFG falta PLC	Ai no arranque el motor no puede comprimirse el gas Ai no haber energía eléctrica el motor no arranca	operadores operadores		
se coloca el nombre del equipo a analizar		se le asigna una numeración o código a la función, esta va de 1 en adelante.		se codifican las fallas funcionales.		se codifican los modos de falla según la norma ISO 14224, y se describen estos mismos		se codifican y describen las causas de falla		se identifica quien detecta la falla.	

Fuente: autor

4.9 ÁRBOL LÓGICO DE DECISION, CONSECUENCIAS DE FALLA

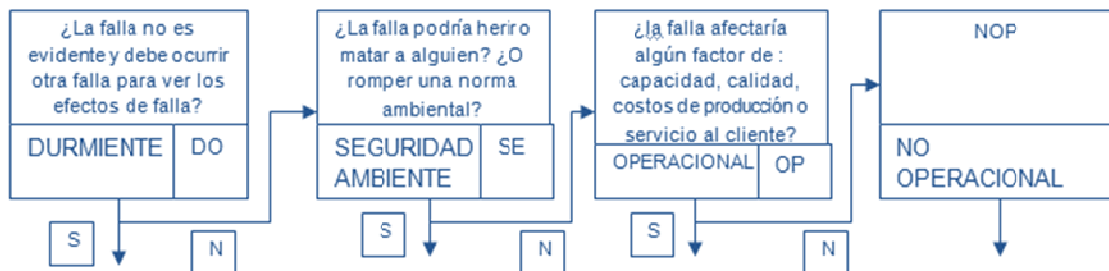
Este árbol, permite responder las 3 últimas preguntas del RCM, clasificando las fallas según su consecuencia, determinando el tipo de mantenimiento a aplicar y las tareas por omisión o a falta de, el árbol de decisión lo podemos encontrar en el capítulo 1, figura 10.

4.9.1 Dando respuesta a la quinta pregunta

¿En qué sentido es importante la falla?

Como ya sabemos las consecuencias de falla se clasifican en cuatro, ocultas, de seguridad y medioambiente, operacionales y no operacionales; anteriormente vistas. Así que el árbol lógico de decisión nos permite saber a que clasificación pertenece la falla con exactitud, respondiendo a unas simples preguntas como lo expresa la siguiente figura:

Figura 40. Consecuencias de falla



Fuente: mantenimiento centrado en la confiabilidad plus ICP - ECOPETROL

ciclos de tiempo no deben ser muchos, dependiendo del tipo de equipo, se recomienda entre cuatro y seis ciclos.

- Estrategia de cuatro (4) ciclos de tiempo en Horas de operación (Hr).

Mantenimiento a las 750 Hr.
Mantenimiento a las 1500 Hr.
Mantenimiento a las 3000 Hr.
Mantenimiento a las 6000 Hr.

- Estrategia de cinco (5) ciclos de tiempo cronológico transcurrido (Días y Meses).

Mantenimiento cada 15 días.
Mantenimiento cada mes.
Mantenimiento bimensual.
Mantenimiento cuatrimestral.
Mantenimiento semestral

- **La hoja de ruta**

Lista de actividades y tareas de mantenimiento que el personal responsable debe realizar en un equipo determinado, en ella también se enlistan las diferentes disciplinas técnicas (Mecánico, eléctrico, instrumentación, etc), responsable de la ejecución de dichas tareas, en principio se buscan restablecer las condiciones operacionales del equipo. Estas actividades incluyen acciones básicas de inspección, revisión y reemplazo de componentes que se han establecido que durante un periodo de tiempo pierden la capacidad de desempeñar la tarea para la cual fueron diseñados. De igual forma, estas actividades de mantenimiento incluyen pruebas funcionales, medición de variables y parámetros, esto con el fin de determinar condiciones sub-estándar.

Tabla 10. Listado de actividades y/o tareas de mantenimiento preventivo de un motor a gas Waukesha serie VGF de 8 o 12 cilindros

ACTIVIDADES	1500 HORAS	3000 HORAS
1. Limpiar / Cambiar Prefiltro aire	X	X
2. Limpiar / Cambiar Filtro de aire Principal	X	X
3. Cambiar Lubricante y filtros	X	X
4. Cambiar Filtro de gas combustible	X	X
5. Limpiar separadores del sistema de respiración del cárter		X
6. Revisar / Cambiar Bujías	X	X
7. Revisar acoples del magneto (motores que tengan instalado magneto)		X
8. Chequear rodamientos verificando torques de anclaje	X	X
9. Revisar/tensionar correas del ventilador	X	X
10. Engrasar rodamiento	X	X
11. Revisar / Asustar tiempo de encendido	X	X
12. Ajustar relación gas / aire	X	X
13. Verificar/ajustar presión del cárter	X	X
14. Tomar compresión de cilindros		X
15. Inspeccionar Cilindros con baroscopio		X
16. Limpiar e inspeccionar válvulas de mezcla de los carburadores		X
17. Calibrar válvulas de admisión y escape.		X
18. Revisar acoples del magneto (para motores que tengan instalado magneto)		X
19. Limpiar Pick-Ups del disco de tiempo (para motores con modulo de ignición (IM)		X
20. Ajustar carburación con analizador de gases.		X

Fuente:autor

En el anexo G ilustraremos un ejemplo que nos permitirá entender los dos elementos que conforman un plan de mantenimiento.

4.11 LA SEPTIMA PREGUNTA, ACCIONES A FALTA DE

Estas acciones a falta de, le dan respuesta a la séptima y última pregunta del RCM.

¿Qué debe hacerse si no se encuentra una tarea proactiva adecuada?

Existen tres posibles respuestas a esta pregunta,

- La búsqueda de fallas
- Ningún mantenimiento programado o correr hasta que falle
- Rediseño

Estas acciones fueron vistas de una manera mas profunda en un capítulo anterior, así que no se entra en detalles.

4.12 HOJA RCM

Luego de tener toda la información recolectada, esta se organiza en un formato, el cual se puede visualizar en el anexo E, llenando, funcionalidad, modos, efectos, consecuencias de falla, criticidad o severidad, y las tareas o estrategias de mantenimiento. Así, junto al árbol lógico de decisión se puede decir que casi se ha finalizado el RCM del sistema, subsistema o equipo a analizar. (Ver ANEXO H).

5. CONCLUSIONES

Con el desarrollo de este documento, se pueden establecer las siguientes conclusiones, de acuerdo a los temas establecidos en cada uno de los capítulos, de los cuales se destacan:

- Se dio a conocer una importante filosofía de mantenimiento como lo es el RCM, demostrando los grandes beneficios que este trae en la industria, con ejemplos de la vida real, como el avance en la industria aeronáutica.
- Se dio una introducción a los conceptos básicos de la metodología RCM, además de mostrar la importancia de esta en la industria.
- Se identifican y se dan a conocer los equipos y facilidades básicas de un campo petrolero en tierra firme. Además de la funcionalidad de estos mismos y la importancia de estos en las estaciones petroleras.
- Se identifica el marco normativo que rige la metodología RCM, la importancia de este mismo y se describen fragmentos de estas normas.
- Se da a conocer la norma técnica colombiana, para uso de términos a nivel industrial.
- Se brinda una guía para la implementación del RCM en campos petroleros en tierra firme, con el fin de hacer más amigable el proceso, a nivel de entendimiento de operadores y mantenedores,
- Se establecen técnicas de apoyo, para la implantación del proceso RCM, como lo es la metodología FMEA, análisis de modos y efectos de falla, para especificar tareas de mantenimiento en subsistemas y equipos.

BIBLIOGRAFIA

CRITICALITY ANÁLISIS FOR MAINTENANCE PORPUSES, NORSOK STANDARD Z-008 Rev 2, Noviembre 2001.

GONZÁLEZ JAIMES, Isnardo. Seminario I: La Investigación Científica. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 1998. 95 p.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio, tesis y otros trabajos de grado. Quinta actualización. Bogotá: ICONTEC, 2002.

KNEZEVIC, Jezdemir, Mantenimiento, Editorial Isdefe, Edición 4. 1998 497 p.

MASSON. Estadística para Administración y economía. México. Alfa omega, 1998. 510 p.

MOUBRAY, JOHN. Mantenimiento Centrado e Confiabilidad, Editorial Aladon Ltda. 2001. 450 p.

MOUBRAY, John. The Case Against Streamlined RCM.

PARDUE, Forrest; PIETY, Ken; MOORE, Ron. Elementos del mantenimiento basado en confiabilidad

PARRA, Carlos. Curso Introducción a las técnicas modernas de ingeniería de mantenimiento y confiabilidad. Bogotá: Elite Training, 2008. 325 p.

PÉREZ, Carlos Mario. Métrica de RCM: Cómo gerenciar y administrar la aplicación

TAVARES, Lourival Augusto, Memorias curso Auditorias de Mantenimiento. Bogotá: ACIEM – Cundinamarca. 2003. 157 p.

ANEXOS

ANEXO A. FORMATOS DE LOS DATOS

ANEXO A.1. Datos de equipos

Categorías principales	Subcategorías	Datos
Identificación	Ubicación del equipo	Número de identificación del equipo (*)
	Clasificación	Clase de unidad de equipo, como por ejemplo, compresor (ver anexo A) (*) Tipo de equipo (ver anexo A) (*) Aplicación (ver anexo A) (*)
	Datos de instalación	Código o nombre de la instalación (*) Categoría de instalación; por ejemplo, plataforma, equipo submarino, refinería (*) Categoría de operación; por ejemplo, control a distancia, control manual (*) Área geográfica, por ejemplo, área sur del Mar del Norte, Mar Adriático, Golfo de México, Europa Continental, Oriente Medio.
	Datos de la unidad de equipo	Descripción de la unidad de equipo (nomenclatura) Número único; por ejemplo, número de serie Redundancia de la subunidad; por ejemplo, número de subunidades redundantes.
Diseño	Datos del fabricante	Nombre del fabricante (*) Designación del modelo del fabricante (*)
	Características de diseño	Pertinente para cada clase de equipo; por ejemplo, capacidad, energía, velocidad, presión, ver el anexo A (*)
Aplicación	Operación (uso normal)	Redundancia de la unidad de equipo; por ejemplo 3 x 50 % Modo utilizado durante la fase operativa; por ejemplo, operación continua, estado de espera, abierto/cerrado normalmente, intermitente. Fecha en que se instaló la unidad de equipo o fecha en que se inició la producción Período de monitoreo (tiempo calendario) (*)

		<p>El tiempo operativo acumulado durante el período de monitoreo.</p> <p>Número de demandas durante el período de monitoreo, según corresponda.</p> <p>Parámetros operativos pertinentes para cada clase de equipo; por ejemplo, energía operativa, velocidad operativa, ver el anexo A.</p>
	Factores ambientales	<p>Condiciones ambientales (severa, moderada, benigna)^a</p> <p>Ambiente interior (severo, moderado, benigno)^b</p>
Observaciones	Información adicional	<p>Información adicional en texto general, según corresponda.</p> <p>Fuente de datos; por ejemplo, diagrama de proceso e instrumentación, hoja de datos, sistema de mantenimiento.</p>
<p>^a Características que deben considerarse, es decir, grado de protección del recinto, vibración, neblina salina u otros fluidos externos corrosivos, polvo, calor, humedad.</p> <p>^b Características que deben considerarse en el caso de un compresor: benigno (gas – limpio y seco), moderado (cierta corrosión por gotas), severo (gas sulfuroso, alto CO₂, alto contenido de partículas).</p>		

Fuente: norma ISO 14224

ANEXO A.2. Datos de la avería

Categoría	Datos	Descripción
Identificación	Registro de averías (*)	Identificación de avería única
	Ubicación del equipo (*)	Número de identificación
Datos de la avería	Fecha de la avería (*)	Fecha de detección de la avería (día/mes/año)
	Modo de avería (*)	A nivel de la unidad de equipo (ver anexo A)
	Impacto de la avería en el funcionamiento	Nula, parcial o total (también se pueden incluir aquellas consecuencias que hayan afectado el funcionamiento seguro)
	Clase de severidad (*)	Efecto en el funcionamiento de la unidad de equipo: avería crítica, avería no crítica
	Descriptor de averías	Descriptor de la avería (ver Tabla B.1)
	Causa de la avería	Causa de la avería (ver tabla B.2)
	Subunidad averiada	Nombre de la unidad averiada (ver ejemplos en el anexo A)
	Parte(s) mantenible(s) averiada(s)	Especifique la(las) parte(s) mantenible(s) averiada(s) (ver anexo A)
	Método de observación	Cómo se detectó la avería (ver Tabla B.3)
Observaciones	Información adicional	Brindar más detalles, si estuvieran disponibles, sobre las circunstancias que provocaron la avería (información adicional sobre la causa de la avería).

Fuente: norma ISO 14224

ANEXO A.3. Datos de mantenimiento

Categoría	Datos	Descripción
Identificación	Registro de mantenimiento (*)	Identificación de avería única
	Ubicación del equipo (*)	Número de identificación
	Registro de la avería (*)	Identificación de la avería correspondiente (sólo mantenimiento correctivo)
Datos del mantenimiento	Fecha del mantenimiento (*)	Fecha en que se realizó el mantenimiento
	Categoría de mantenimiento	Mantenimiento correctivo o mantenimiento preventivo
	Actividad de mantenimiento	Descripción de la actividad de mantenimiento (ver tabla B.4)
	Impacto del mantenimiento en el funcionamiento	Nula, parcial o total (también se pueden incluir aquellas consecuencias que hayan afectado el funcionamiento seguro)
	Subunidad a la que se realizó mantenimiento	Nombre de la subunidad a la que se realizó mantenimiento (ver Anexo A) ^a
	Parte(s) mantenible(s) a la(s) que se realizó mantenimiento	Especifique la(s) parte(s) mantenible(s) a la(s) que se realizó mantenimiento (ver Anexo A)
Recursos de mantenimiento ^b	Horas-hombre de mantenimiento por disciplina ^b	Horas-hombre de mantenimiento por disciplina (mecánica, eléctrica, instrumental, otras)
	Total de horas-hombre de mantenimiento	Total de horas-hombre de mantenimiento
Tiempo de mantenimiento	Tiempo de mantenimiento activo	Duración del trabajo de mantenimiento activo realizado al equipo ^c

	Tiempo de inactividad	Intervalo de tiempo durante el cual un aparato se encuentra en estado de inactividad
Observaciones	Información adicional	Brindar más detalles, si estuvieran disponibles, sobre la actividad de mantenimiento, como por ejemplo, tiempo de espera anormal, relación con otras tareas de mantenimiento
<p>^a En el caso del mantenimiento correctivo, la subunidad a la que se realizó mantenimiento generalmente será la misma que la que se especificó en el informe de averías (ver 7.2).</p> <p>^b En el caso del equipo submarino, se aplica lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> -Tipo de recurso(s) principal(es) y número de días empleados, por ejemplo, equipo de perforación, contenedores de inmersión, contenedor de servicio (*). -Tipo de recurso(s) complementario(s) y número de horas empleadas, por ejemplo, buzos, ROV/ROT, personal de plataforma. <p>^c Esta información es necesaria para el análisis RAM y RCM. Actualmente, se registra con poca frecuencia en los sistemas de control de mantenimiento. Debe mejorarse la generación de este tipo de información.</p>		

Fuente: norma ISO 14224

ANEXO B. SUGERENCIAS SEGÚN LA NORMA ISO 14224

ANEXO B.1. Clasificación taxonómica de equipos.

B.1.1 Motores de combustión

Clase de equipo		Tipo		Aplicación	
Descripción	Código	Descripción	Código	Descripción	Código
Motores de combustión – pistón (motores diesel/gas)	CE	Motor diesel	DE	Energía primaria	MP
		Motor a gas	GE	Energía esencial	EP
				Grupo electrógeno	EM
				Inyección de agua	WI
				Manipulación de petróleo	OH
				Manipulación de gas	GH
		Extintor de incendios con agua	FF		
		Manipulación de materiales	MH		

Fuente: norma ISO 14224

B.1.2 Compresores

Clase de equipo		Tipo		Aplicación	
Descripción	Código	Descripción	Código	Descripción	Código
Compresor	CO	Centrífugo	CE	Procesamiento de gas	GP
		Recíproco	RE	Extracción de gas	GE
		De hélice	SC	Inyección de gas	GI
		Fuelle/ventilador	BL	Compresión de gas	GL
		Axial	AX	Aire comprimido	AI
				Refrigeración	RE

Fuente: norma ISO 14224

B.1.3 Unidades lógicas de control.

Clase de equipo		Tipo		Aplicación	
Descripción	Código	Descripción	Código	Descripción	Código
Unidades lógicas de control	CL	PLC	LC	Detección de incendios y gas	FG
		Computadora	PC	Interrupción del proceso	PS
		Sistema de control distribuido	DC	Interrupción de emergencia	ES
		Relay	RL	Interrupción del proceso y ESD	CS
		Estado sólido	SS	Control del proceso	PC
		Controlador de lazo simple	SL		

Fuente: norma ISO 14224

B.1.4 Generadores eléctricos

Clase de equipo		Tipo		Aplicación	
Descripción	Código	Descripción	Código	Descripción	Código
Generador eléctrico	EG	Turbina de gas accionada	TD	Energía primaria	MP
		Turbina a vapor accionada	SD	Energía esencial	EP
		Motor accionado, por ejemplo, motor diesel, motor a gas	MD	Grupo electrógeno	EM

Fuente: norma ISO 14224

B.1.5 Motores eléctricos

Clase de equipo		Tipo		Aplicación	
Descripción	Código	Descripción	Código	Descripción	Código
Motor eléctrico	EM	Corriente alterna	AC	Extinción de incendios con agua	FF
		Corriente directa	DC	Inyección de agua	WI
				Manipulación de	OH

				petróleo Manipulación de gas	GH
				Procesamiento de gas	GP
				Inyección química	CI
				Aspiración de agua de mar	SL

Fuente: norma ISO 14224

B.1.6 Detectores de incendios y gas

Clase de equipo		Tipo		Aplicación	
Descripción	Código	Descripción	Código	Descripción	Código
Detectores de incendios y gas	FG	Humo/Combustión	BS	Detección de incendios	FD
		Calor Flama	BH BF		
		Hidrocarburo	AB	Detección de gas	GD
		H ₂ S	AS		

Fuente: norma ISO 14224

B.1.7 Turbinas de gas

Clase de equipo		Tipo		Aplicación	
Descripción	Código	Descripción	Código	Descripción	Código
Turbina de gas	GT	Industrial	IN	Manipulación de petróleo	OH
		Aero-derivada	AD	Procesamiento de gas	GP
		Industrial ligera	LI	Extracción de gas	GE
				Inyección de gas	GI
				Compresión de gas	GL
				Energía primaria	MP
				Energía esencial	EP
				Grupo electrógeno	EM

				Inyección de agua Refrigeración	WI RE
--	--	--	--	------------------------------------	----------

Fuente: norma ISO 14224

B.1.8 Intercambiadores de calor

Clase de equipo		Tipo		Aplicación	
Descripción	Código	Descripción	Código	Descripción	Código
Conmutador térmico	HE	Carcasa y tubo	ST	Manipulación de petróleo	OP
		Placa	PL	Procesamiento de gas	GP
		Doble tubería	DP	Extracción de gas	GE
		Bayoneta	BY	Sistema de refrigeración	CW
		Circuito impreso Refrigerado por aire	CI AC	Condensación	CO

Fuente: norma ISO 14224

B.1.9 Sensores de proceso

Clase de equipo		Tipo		Aplicación	
Descripción	Código	Descripción	Código	Descripción	Código
Sensores del proceso	PS	Presión	PS	Procesamiento de petróleo	OP
		Nivel	LS	Procesamiento de gas	GP
		Temperatura	TS	Procesamiento de condensados	CP
		Flujo	FS	Sistema de refrigeración	CW
		Velocidad	SP	Apagado de incendios con agua	FF
		Vibración	VI	Inyección de agua	WI
		Desplazamiento	DI	Tratamiento de	OW

		Analizador	AN	agua aceitosa	
		Peso	WE	Inyección química Fluido de completación	CI CF

Fuente: norma ISO 14224

B.1.10 Bombas

Clase de equipo		Tipo		Aplicación	
Descripción	Código	Descripción	Código	Descripción	Código
Bomba	PU	Centrífuga	CE	Extinción de incendios con agua	FF
		Recíproca	RE	Inyección de agua	WI
		De hélice	RO	Manipulación de petróleo	OH
		Rotatoria		Tratamiento de gas	GT
				Procesamiento de gas	GP
				Inyección química	CI
				Aspiración de agua de mar	SL
				Extracción de NGL	NE
				Utilitario	UT

Fuente: norma ISO 14224

B.1.11 Turboexpansores

Clase de equipo		Tipo		Aplicación	
Descripción	Código	Descripción	Código	Descripción	Código
Turboexpansor	TE	Centrífugo	CE	Procesamiento de gas	GP EG
		Axial	AX	Tratamiento de gas	GT
				Generación de electricidad	

Fuente: norma ISO 14224

B.1.12 Válvulas

Clase de equipo		Tipo		Aplicación	
Descripción	Código	Descripción	Código	Descripción	Código
Válvulas	VA	Bola	BA	Procesamiento de petróleo	OP
		Compuerta	GA	Exportación de petróleo	OE
		Globo	GL	Procesamiento de gas	GP
		Tipo aleta	FL	Exportación de gas	GE
		Mariposa	BP	Tratamiento de agua aceitosa	
		Macho	PG	Inyección de gas	GI
		Orificio múltiple	MU	Inyección de agua	WI
		Aguja	NE	Inyección química	CI
		Check	CH	Tratamiento NGL	NT
		Diafragma	DI	Tratamiento LPG	LT
		Corredera	SL	Agua de enfriamiento	CW
		Disco excéntrico	ED	Vapor	ST
		Triple	WA		
		Convencional	SC		
		PSV			
		Convencional	SB		
		PSV con fuelle			
PSV operada con piloto	SP				
PSV con alivio de vacío	SV				
Intermitente	SH				

Fuente: norma ISO 14224

B.1.13 Contenedores

Clase de equipo		Tipo		Aplicación	
Descripción	Código	Descripción	Código	Descripción	Código
Contenedores	VE	Extractor	SP	Procesamiento de petróleo	OP
		Separador	SE	Tratamiento de agua aceitosa	OW
		Conglutinador	CA	Procesamiento de gas	GP
		Cámara de	FD	Tratamiento de gas	GT

		destilación			
		Depurador	SB	Exportación de gas	GE
		Contactador	CO	Quema, desfogue, purgación	FL
		Tanque de compensación	SD	Tratamiento NGL	NT
		Hidrociclón	HY	Tratamiento LPG Almacenamiento químico	LT CS

Fuente: norma ISO 14224

B.1.14 Cabeza de pozo y arboles de navidad

Clase de equipo		Tipo		Aplicación	
Descripción	Código	Descripción	Código	Descripción	Código
Cabeza de pozo y árboles de navidad	WC	Árbol convencional	CT	Pozo de inyección	Inyección
		Árbol horizontal	HZ	Pozo de producción	Producción

Fuente: norma ISO 14224

ANEXO B.2. Subdivisión de las unidades de equipos

B.2.1 Motores de combustión

Unidad de equipo	Motores de combustión					
Subunidad	Sistema de arranque	Unidad del motor de combustión	Control y monitoreo	Sistema de lubricación	Sistema de refrigeración	Misceláneas
Partes mantenibles	Energía de arranque (batería, aire) Unidad de arranque Control del arranque	Entrada de aire Turboalimentador Bomba de combustible Inyectores Filtros de combustible Sistema de escape Cilindros Pistones Eje Cojinete de empuje Cojinete radial Sellos Tubería Válvulas	Control Dispositivo actuador Monitoreo Válvulas Suministro de energía interna	Reservorio Bomba con motor Filtro Refrigerador Válvulas Tubería Petróleo Control de temperatura	Intercambiador de calor Ventilador y motor Filtro Válvulas Tubería Bomba Control de temperatura	Capote Otros Juntas bridas

Fuente: norma ISO 14224

B.2.2 Compresores

Unidad de equipo	Compresores				
Subunidad	Transmisión de energía	Compresor	Control y monitoreo	Sistema de lubricación	Sistema sello de eje

Partes mantenibles	Caja de cambios/accionamiento regulable Cojinete Acoplamiento al accionador Lubricación Sellos Acoplamiento a la unidad accionada	Tubería de revestimiento Rotor con propulsores Pistón compensador Sello entre etapas Cojinete radial Cojinete de empuje Sellos de eje Tubería interna Válvulas Sistema controlador de oleaje, incluyendo válvula y controladores de reciclaje Pistón Camisa de cilindro Empaque	Control Instrumento actuador Monitoreo Válvulas Suministro de energía interna	Tanque de petróleo con sistema de calefacción Bomba con motor Válvulas check Refrigerador Filtros Tubería Válvulas Aceite lubricante	Depósito de petróleo con calefacción Reservorio Bomba con motor/engranaje Filtros Válvulas Gas de la etapa intermedia Aceite sellante Sello de gas seco Gas sellante Depurador (scrubber)
--------------------	--	---	--	---	--

Fuente: norma ISO 14224

B.2.3 Unidades lógicas de control

Unidad de equipo	Unidades lógicas de control				
	Subunidad	Tarjetas de entrada analógica	Tarjetas de entrada digital	Tarjetas de salida analógica	Tarjetas de salida digital
Partes mantenibles	Tarjeta de entrada Unidad	Tarjeta de entrada Unidad de conexión	Tarjeta de salida Unidad de conexión	Tarjeta de salida Unidad de conexión	Unidad de procesador central (CPU) Memoria de acceso

	de conexión		Relay	Relay	aleatorio (RAM) Watchdog (llave) / diagnóstico Software
Subunidad					
Partes mantenibles	Controlador de bus interno Control de unidad de visualización (VDU) Control de comunicación Control de disco Control de impresión	(No hay subdivisión)	(No hay subdivisión)	Otros	

Fuente: norma ISO 14224

B.2.4 Generadores eléctricos

Unidad de equipo	Generadores eléctricos					
Subunidad	Transmisión de energía	Generador eléctrico	Control y monitoreo	Sistema de lubricación	Sistema de refrigeración	Misceláneo
Partes mantenibles	Caja de cambios Cojinete Sellos Lubricación Acoplam. al accionador Acoplam. a la unidad accionada	Estator Rotor Excitación Cojinete radial Cojinete de empuje	Control Instrumento actuador Monitoreo Válvulas Suministro de energía interna	Reservorio Bomba con motor Filtro Refrigerador Válvulas Tubería Petróleo	Conmutador térmico Ventilador con motor Filtro Válvulas Tubería Bomba con motor	Capote Aire purgado Otros

Fuente: norma ISO 14224

B.2.5 Motores eléctricos

Subunidad	Motor	Control y	Sistema de	Sistema de	Misceláneo
-----------	-------	-----------	------------	------------	------------

	eléctrico	monitoreo ^a	lubricación	refrigeración	
Partes mantenibles	Estator Rotor Excitación Cojinete radial Cojinete de empuje Acoplamiento	Control Instrumento actuador Monitoreo Válvulas Suministro de energía interna	Reservorio Bomba con motor Filtro Refrigerador Válvulas Tubería Petróleo	Conmutador térmico Filtro Válvulas Tubería Bomba con motor Ventilador con motor	Capote Otros

^a Normalmente no se requiere ningún sistema de control adicional para los motores. En el caso de los motores de clase Ex (p) (presurizado) se monitorea la presión interna. La temperatura puede monitorearse en motores grandes.

Fuente: norma ISO 14224

B.2.6 Detectores de incendios y gas

Unidad de equipo	Detectores de incendios y gas		
Subunidad	Sensor	Unidad de interfaz	Misceláneo
Partes mantenibles	Casquillo de montaje Cabezal de detector Cubierta	Tarjeta de control Visualización Caja Cableado	Otros

Fuente: norma ISO 14224

B.2.7 Turbinas de gas

Unidad de equipo	Turbinas de gas					
Subunidad	Sistema de arranque	Generador de gas	Turbina de potencia	Control y monitoreo	Sistema de lubricación	Misceláneo
Partes mantenibles	Energía de arranque (batería, aire) Unidad de	Entrada de aire Rotor de compresor Álabe de compresor Cámaras de	Rotor Estator Tubería de revestimiento Cojinete	Control Instrumento actuador Monitoreo Válvulas Suministro de energía	Reservorio Bomba con motor Filtro Refrigerador Válvulas Tubería	Capote Aire purgado Junta de bridas Otros Sistema de

	arranque Control de arranque	combustión Quemadores Control de combustible Rotor de turbina Estator de turbina Tubería de revestimiento Cojinete de empuje Cojinete radial Sellos Válvulas Tubería	radial Cojinete de empuje Sellos Sistema de escape Válvulas Tubería	interna	Petróleo	lavado con agua
--	---------------------------------------	--	--	---------	----------	--------------------

Fuente: norma ISO 14224

B.2.8 Intercambiador de calor

Unidad de equipo	Conmutador térmico			
	Subunidad	Externo	Interno	Control y monitoreo
Partes mantenibles	Soporte	Estructura/carcasa	Control	Ventilador ^a
	Estructura/armazón	Tubos	Instrumento actuador	Motor del ventilador
	Válvulas Tubería	Placas Sellos (empaquetado)	Monitoreo Válvulas Suministro de energía interna	Otros

^a Aplicable solo a los intercambiadores de calor enfriados por aire.

Fuente: norma ISO 14224

B.2.9 Sensores de proceso

Unidad de equipo	Sensores del proceso		
	Subunidad	Sensor y electrónica	Misceláneo

Partes mantenibles	Elemento sensor Electrónica	Válvula de aislamiento Tubería Otros
--------------------	--------------------------------	--

Fuente: norma ISO 14224

B.2.10 Bombas

Unidad de equipo	Bombas				
Subunidad	Transmisión de energía	Unidad de la bomba	Control y monitoreo	Sistema de lubricación	Misceláneos
Partes mantenibles	Caja de cambios/accionamiento regulable Cojinete Sellos Lubricación Acoplamiento al accionador Acoplamiento a la unidad accionada	Soporte Tubería de revestimiento Propulsor Eje Cojinete radial Cojinete de empuje Sellos Válvulas Tubería Camisa de cilindro Pistón Diafragma	Control Instrumento actuador Monitoreo Válvulas Suministro de energía interna	Reservorio Bomba con motor Filtro Refrigerador Válvulas Tubería Petróleo	Aire purgado Sistema de refrigeración/calefacción Filtro, ciclón Amortiguador de pulsación Juntas de bridas Otros

Fuente: norma ISO 14224

B.2.11 Turboexpansores

Unidad de equipo	Turboexpansor				
Partes mantenibles	Turbina expansora	Control y monitoreo	Sistema de lubricación	Sistema de sello de eje	Misceláneo
	Rotor con impulsores Paletas de entrada Tubería de revestimiento	Control Instrumento actuador Monitoreo Válvulas Suministro	Reservorio Bomba con motor Filtro Refrigerador Válvulas	Equipo de gas sellador Gas sellador	Otros

	Cojinete radial Cojinete de empuje Sellos Pantalla de entrada Válvulas Tubería	de energía interna	Tubería petróleo		
--	---	--------------------	------------------	--	--

Fuente: norma ISO 14224

B.2.12 Válvulas

Unidad de equipo	Válvulas			
Subunidad	Válvulas	Actuador	Control y monitoreo	Varios
Partes mantenibles	Cuerpo de válvula Casquete Anillos del asiento Empaque Sellos Miembro de cierre	Diafragma Resorte Caja Pistón Vástago Indicador Sellos/Empaquetaduras Válvula piloto ^a Posicionador Motor eléctrico ^b Engranaje Solenoides	Control Dispositivo actuador Monitoreo Válvulas Suministro de energía interna	Uniones de brida Otros
^a Aplicable a las válvulas hidráulicas/con actuador neumático ^b Sólo con actuador de motor eléctrico				

Fuente: norma ISO 14224

B.2.13 Contenedores

Unidad de equipo	Contenedores			
Subunidad	Aparatos externos	Aparatos internos	Control y monitoreo	Varios
Partes mantenibles	Soporte	Cuerpo/Casco	Control	Otros
	Cuerpo/Casco	Placas, bandejas, paletas, cojines	Dispositivo de actuación	
	Válvulas	Sistema de trampa de arenas	Monitoreo	
	Tubería	Calentador Protección contra corrosión Distribuidor Bobina	Válvulas Suministro de energía interna	

Fuente: norma ISO 14224

B.2.14 Cabeza de pozo y árboles de navidad

Unidad de equipo	Cabezas de pozo y árboles de navidad			
Subunidad	Cabeza de pozo submarina	Arbol de navidad submarino	Suspensores del <i>tubing</i>	Base de flujo
Partes mantenibles	Base guía permanente (PGB)	Carrete de flujo	Cuerpo de los suspensores del <i>tubing</i>	Carrete de flujo
	Base guía temporal (TGB)	Tubería (tubería dura)	Acople de inyección química	Marco
	Carcasa del conductor	Mangueras (tubería flexible)	Acoplador de hidratos	Campana/mandril
	Carcasa de la cabeza de pozo (carcasa de alta presión)	Tapa de residuos	Acoplador de energía/señales	Suspensores del <i>casing</i>
	Suspensores del	Conector	Tapón de	Conector

	<i>casing</i> Ensamblajes del sello del espacio anular (<i>packoffs</i>) Desconocido	Tapa de aislamiento interno Válvula de la tapa del árbol interno Tapón de la tapa del árbol interno	aislamiento de los suspensores del <i>tubing</i>	
		Tapa del árbol Válvula, retención Válvula, estrangulador Válvula, control Válvula, otros Válvula, aislamiento de proceso Válvula, aislamiento de servicio		

Fuente: norma ISO 14224

ANEXO B.3 Datos específicos de las unidades de equipos

B.3.1 Motores de combustión

Nombre	Descripción	Lista de unidades o códigos
Aplicación del motor (*)	Nombre de la unidad accionada	Bomba, generador, compresor
Unidad accionada correspondiente	Especificar número de identificación de la unidad accionada	Numérica
Energía – diseño (*)	Energía de salida máxima nominal (diseño)	kW
Energía - operación (*)	Especificar la energía aproximada con la que se operó la unidad durante la mayor parte del tiempo de monitoreo	kW
Velocidad (*)	Velocidad del diseño	r/min
Número de cilindros	Especificar el número de cilindros	Número entero
Configuración del cilindro	Tipo	En línea, en V, plano
Sistema de arranque	Tipo	Eléctrico, hidráulico, neumático
Combustible	Tipo	Gas, petróleo liviano, petróleo mediano, petróleo pesado, doble
Tipo de filtración de entrada de aire	Tipo	Texto libre
Tipo de aspiración de motor (*)	Tipo de aspiración de motor	Turbo, natural
(*) Indica información de alta prioridad		

Fuente: norma ISO 14224

B.3.2 compresores

Nombre	Descripción	Lista de unidades o códigos
Accionador correspondiente (*)	Especifique el número de identificación de registro único cuando sea necesario	Numérico
Gas manipulado (*)	Masa molar promedio (especifique gravedad x 28,96)	g/mol
Presión de succión – diseño (*)	Primera fase	Pascal (bar)
Presión de succión – operativa (*)	Primera fase	Pascal (bar)
Presión de descarga – diseño (*)	Última fase	Pascal (bar)
Presión de descarga – operativa (*)	Última fase	Pascal (bar)
Velocidad de circulación – diseño (*)		m ³ /h
Velocidad de circulación – operativo (*)		m ³ /h
Temperatura de descarga – diseño (*)		°C
Temperatura de descarga – operativa		°C
Energía – diseño (*)	Energía de diseño	kW
Utilización (*)	% utilización en comparación con el diseño	%
Cabeza politrópica		KJ/kg
Número de tuberías de revestimiento (*)	Número de tuberías de revestimiento en la sarta	Números enteros
Número de fases (*)	Número de fases del compresor (sin propulsores) en esta sarta	Números enteros
Tipo de estructura	Tipo	Cámara partida vertical (barril), cámara partida axial

Sello de eje	Tipo	Mecánico, petróleo, gas seco envasado, casquillo seco, laberinto, combinado
Refrigerador intermedio adaptado	Especifique si el refrigerador está adaptado	Si/no
Sistema de sello de eje (*)	Independiente, combinado, seco, etc.	Independiente, combinado, seco
Cojinete radial (*) Cojinete de empuje (*)	Tipo (especifique en la celda de comentarios si hay algún regulador de presión de empuje instalado)	Antifricción, chumacera, magnético
Velocidad	Velocidad del diseño	r/min
Tipo de accionador(*)	Tipo	Motor eléctrico, turbina de gas, turbina a vapor, motor diesel, motor de gas, turboexpansor, motor de gas integral
Acoplamiento	Tipo	Fijo, flexible, hidráulico, desacoplado
<i>Sólo compresores recíprocos:</i>		
Configuración del cilindro		En línea, opuesto, V, W
Orientación del cilindro		Horizontal, vertical, inclinado
Principio de trabajo (*)		De simple efecto, de doble efecto
Tipo de empaque (*)		Lubricado, seco
(*) Indica información de alta prioridad (*)		

Fuente: norma ISO 14224

B.3.3 Unidades lógicas de control

Nombre	Descripción	Lista de códigos o unidades
Aplicación – lógica de control (*)	Lugar donde se utiliza	Detección de incendios y gas, interrupción del proceso, interrupción de emergencia, control del proceso, monitoreo

Tabla de la unidad de proceso central (*)	Por lo menos k de n sensores deberán emitir una señal para iniciar la acción de seguridad – se deberá introducir k y n	$k = 'nn'$ (número entero) $n = 'nn'$ (número entero)
(*) Indica información de alta prioridad		

Fuente: norma ISO 14224

B.3.4 Generadores eléctricos

Nombre	Descripción	Lista de unidades o códigos
Accionador correspondiente (*)	Especifique el número de identificación del accionador cuando sea necesario	Numérico
Tipo de accionador (*)	Tipo	Motor eléctrico, turbina a gas, turbina a vapor, motor diesel, motor de gas
Acoplamiento	Especifique (fijo, flexible, etc.)	Fijo, flexible, hidráulico, desacoplado
Velocidad sincrónica (*)		r/min
Frecuencia	Frecuencia del diseño	Hz
Voltaje (*)	Voltaje del diseño	kV
Energía – diseño	Energía de diseño	kW
Factor de energía	$\cos \varphi$	Numérica
Control de excitación (*)	Tipo	Automática, manual
Tipo de excitación (*)	Anillo rozante/sin escobillas	Anillo rozante sin escobillas
Grado de protección	Clase de protección de acuerdo a CEI 60529	
Clase de aislamiento estator (*)	Clase de aislamiento de acuerdo a CEI 60085	Y, A, E, B, F, H, 200, 220, 250
Aumento de temperatura estator		°C
Clase de	Clase de aislamiento de acuerdo a	Y, A, E, B, F, H, 200, 220,

aislamiento de rotor	- CEI 60085	250
Aumento de temperatura de rotor	-	°C
Cojinete radial(*) Cojinete de empuje	Tipo	Antifricción, chumacera, magnético
Lubricación de los cojinetes	Tipo de lubricación del cojinete	Grasa, baño de aceite, petróleo presurizado, anillo de engrase
Refrigerador de generador (*)	Tipo	Aire/aire, aire/agua, de ventilación abierta
(*) Indica información de alta prioridad		

Fuente: norma ISO 14224

B.3.5 Motores eléctricos

Nombre	Descripción	Lista de unidades o códigos
Unidad accionada correspondiente	Especifique el número de identificación del accionador cuando sea necesario	Numérica
Aplicación del accionador (*)	Tipo de unidad accionada	Bomba, compresor
Energía – diseño (*)	Máxima energía de salida (diseño)	kW
Energía - operación	Especifique la energía aproximada que se utilizó para operar la unidad durante la mayor parte del tiempo de inspección	kW
Velocidad variable	Especifique si se instaló o no	Si/no
Velocidad (*)	Velocidad del diseño	r/min
Voltaje (*)	Voltaje del diseño	V
Tipo de motor (*)	Tipo	Inducción, conmutador (d.c.), sincrónico
Cojinete radial (*) Cojinete de empuje	Tipo	Antifricción, chumacera, magnético
Grado de protección	Clase de protección de acuerdo al	

(*)	CEI 60529	
Clase de seguridad (*)	Categorías de clasificación explosión/fuego, por ejemplo, Ex(d), Ex(e)	Por ejemplo: Ex(d), Ex(e)
(*) Indica información de alta prioridad		

Fuente: norma ISO 14224

B.3.6 Detectores de incendios y gas

Nombre	Descripción	Lista de unidades o códigos
Ubicación en la instalación (*)	Lugar donde se instala	Cabeza de pozo, árbol de navidad, línea de flujo de cabeza de pozo, línea de inyección de cabeza de pozo, bomba, turbina, generador eléctrico, separador, intercambiador de calor, recipiente, cabecilla, motor eléctrico, turboexpansor, perforación, tubería, procesamiento de lodo, servicios, vivienda, entrada de aire, unidad de alquilización, unidades de isomerización, desintegradores catalíticos, cuarto de control, cuarto auxiliar, MCC y sala de conmutación.
Configuración del sensor, k de n	Por lo menos k de n sensores deberán emitir una señal para iniciar la acción de seguridad – deberá ingresarse k y n	$k = 'nn'$ (número entero) $n = 'nn'$ (número entero)
Configuración de lazos, i de j	Por lo menos i de j lazos deberán emitir una señal para llevar a cabo la acción de seguridad – deberá ingresarse i y j . Si no hay configuración de lazos, deje el espacio en blanco.	$i = 'nn'$ (número entero) $j = 'nn'$ (número entero)
Principio del sensor (*)	Tipo	Catalítico, electroquímico, ionización, fotoelectroquímico, bin

		fotoeléctrico, IR, UV, IR/UV, aumento de nivel, comp. de nivel, temperatura fija, tapón fusible.
Principio de protección en caso de avería	Normalmente activado, normalmente desactivado. Normalmente no se aplica al equipo análogo.	Activado, desactivado
Comunicación de detector †(*)	Tipo	Convencional, direccionable (una sola dirección), inteligente (dos direcciones)
Autocomprobación (*)	Grado de autocomprobación	No hay autocomprobación, prueba automática de anillo, prueba incorporada
Tiempo operativo detallado	Indica la culminación de los materiales informativos	Comentarios adicionales para la recopilación del tiempo operativo de los detectores de incendios y gas y sensores de procesos
Clase de seguridad	Ex estándar	Ex (d), Ex(e), ninguna
(*)Indica información de alta prioridad		

Fuente: norma ISO 14224

B.3.7 Turbinas a gas

Nombre	Descripción	Lista de unidades o códigos
Energía – diseño (*)	Clasificación de energía según ISO	kW
Energía – operación (*)	Especifique la energía aproximada que se utilizó para operar la unidad durante la mayor parte del tiempo de inspección	kW
Velocidad (*)	Velocidad del diseño (eje motor)	r/min
Número de ejes (*)	Especifique el número	No hay cifras
Sistema de arranque (*)	Especifique el principal sistema de arranque	Eléctrico, hidráulico, neumático
Sistema de arranque de respaldo	Especifique si es importante	Eléctrico, hidráulico, neumático
Combustible (*)	Tipo de combustible	Gas, petróleo

		liviano, petróleo medio, petróleo pesado, dual
Aplicación de accionador (*)	Tipo de unidad accionada	Bomba, generador eléctrico, compresor
Unidad accionada correspondiente	Especifique el número de identificación del accionador cuando sea necesario	Numérica
Tipo de filtración de entrada de aire	Tipo	Texto general
(*) Indica información de alta prioridad		

Fuente: norma ISO 14224

B.3.8 Intercambiador de calor

Nombre	Descripción	Lista de unidades o códigos
Fluido, lado caliente (*)	Tipo de fluido	Ej. petróleo, gas, condensado, agua dulce, vapor, agua de mar, petróleo crudo, agua aceitosa, gas de quema, agua/glicol, metanol, nitrógeno, químicos, hidrocarburo, aire.
Fluido, lado frío (*)	Tipo de fluido	Ej. petróleo, gas, condensado, agua dulce, vapor, agua de mar, petróleo crudo, agua aceitosa, gas de quema, agua/glicol, metanol, nitrógeno, químicos, hidrocarburo, aire.
Transferencia térmica (*)	Valor del diseño	kW
Utilización(*)	Transferencia térmica usada/nominal	%
Presión, lado caliente (*)	Presión del diseño	Pascal (bar)
Presión, lado frío (*)	Presión del diseño	Pascal (bar)
Caída de temperatura, lado caliente	Operación	°C
Aumento de temperatura, lado frío	Operación	°C
Tamaño – diámetro (*)	Externo	Mm
Tamaño – longitud (*)	Externo	Mm

Número de tubos/placas		Numérica
Material del tubo/placa (*)	Especifique el tipo de material en los tubos/placas	Texto general
(*) Indica la información de alta prioridad		

Fuente: norma ISO 14224

B.3.9 Sensores de proceso

Nombre	Descripción	Lista de unidades o códigos
Ubicación en la instalación (*)	Lugar donde se instala	Cabeza de pozo, árbol de navidad o conexiones, línea de flujo de cabeza de pozo, línea de inyección de cabeza de pozo, bomba, turbina, generador eléctrico, separador, intercambiador de calor, recipiente, cabecilla, motor eléctrico, turboexpansor, perforación, tubería, procesamiento de lodo, servicios, vivienda, entrada de aire, unidad de alquilización, unidades de isomerización, desintegradores catalíticos.
Aplicación (*)	Lugar donde se aplica	Interrupción, control de proceso, interrupción de emergencia, interrupción del proceso, detección de incendios y gas, sin retorno, desfogue, reducción de la presión, by-pass, purgación, monitoreo, combinado
Presión operación	- Presión operativa normal	Pascal (bar)
Temperatura operación	- Temperatura operativa normal	°C
Configuración del sensor, k de n	Por lo menos k de n sensores deberán emitir una señal para iniciar la acción	$k = 'nn'$ (número entero) $n = 'nn'$ (número entero)

	de seguridad/control – deberá ingresarse k y n ; si no hay configuración, deje el espacio en blanco	
Presión – referencia (*)	Aplicable sólo para los sensores de presión	Diferencial, absoluto, escala
Principio del sensor de presión (*)	Aplicable sólo para sensores de presión	“ <i>Bonded strain</i> ”, semiconductor, tensión, piezoeléctrico, electromecánico, capacitancia, reluctancia
Principio sensible al nivel (*)	Aplicable sólo para sensores de nivel	Celda de presión diferencial, capacitancia, conductivo, desplazamiento, diafragma, sónico, óptico, microondas, frecuencia de radio, nuclear
Principio de sensor de temperatura (*)	Aplicable sólo para los sensores de temperatura	Detector de temperatura de resistencia (PT), termopar, capilar
Principio de sensor de flujo (*)	Aplicable sólo para los sensores de flujo	Desplazamiento, cabeza diferencial (conducto/tubería cerrada, canal abierto), velocidad, masa
Tipo – sensor de proceso (*)	<p>Transmisor (convierte el parámetro del proceso, por ejemplo, la presión, en las señales eléctricas proporcionales – 4mA a 20 mA o 0 V a 10 V (ref. CEI 60381-2);</p> <p>Transductor (convierte los parámetros del proceso, por ejemplo, la presión, en señales eléctricas proporcionales – energía de salida no amplificada);</p> <p>Conmutador (convierte los parámetros del proceso, por ejemplo, la presión, en señales eléctricas de conexión/desconexión)</p>	Transmisor, transductor, conmutador

Principio de protección en caso de avería (*)	Tipo	Normalmente activado, desactivado. Normalmente no se aplica al equipo análogo.
Comunicación del detector (*)	Tipo	Convencional, direccionable (en una sola dirección), inteligente – <i>smart-</i> (en dos direcciones)
Autocomprobación (*)	La misma que se consignó para los detectores de incendios y gas	Ninguna, “ <i>auto-loop</i> ”, incorporado, (<i>built-in</i>) combinación de prueba de bucle automática y prueba incorporada (<i>automatic loop-test/built-in test</i>).
Tiempo operacional detallado	El mismo que se consignó para los detectores de incendios y gas	
Clase de seguridad	Ex estándar	Ex(d), Ex(e), ninguna
(*) Indica información de alta prioridad		

Fuente: norma ISO 14224

B.3.10 Bombas

Nombre	Descripción	Lista de unidades o códigos
Accionador correspondiente (*)	Especifique el número de identificación cuando sea necesario. Es obligatorio para el uso de bombas contra incendio.	
Tipo de accionador (*)	Tipo	Motor eléctrico, de turbina, diesel, a gas
Fluido manipulado (*)	Tipo	Petróleo, gas, condensado, agua dulce, vapor, agua de mar, petróleo crudo, agua grasosa, gas de quema, gas combustible, agua/glicol, metanol, nitrógeno, químicos, mezcla con hidrocarburo, gas/petróleo, gas/condensado, petróleo/agua,

		gas/petróleo/agua
Corrosivo/erosivo de fluidos (*)	Benigno (fluidos limpios, por ejemplo, aire, agua, nitrógeno) Moderadamente corrosivo/erosivo (petróleo/gas no definido como severo, agua de mar, ocasionalmente, partículas) Severamente corrosivo/erosivo [gas/petróleo sulfuroso (H ₂ S alto), CO ₂ alto, alto contenido de arena]	Benigno, moderado, severo
Aplicación – bomba (*)	Lugar donde se aplica	Elevador de potencia, suministro, inyección, transferencia, elevación, dosificación, dispersa
Diseño de bomba	Característica del diseño	Axial, radial, compuesto, diafragma, pulsador, pistón, tornillo, paleta, engranaje, lóbulo
Energía – diseño (*)	Diseño/energía nominal de bomba	kW
Utilización de la capacidad (*)	Operación normal/capacidad del diseño	%
Presión de succión – diseño (*)	Presión del diseño	Pascal (bar)
Presión de descarga – diseño (*)	Presión del diseño	Pascal (bar)
Velocidad	Velocidad del diseño	r/min o golpes/minuto
Número de fases	Centrífugo Número de propulsores (en todas las fases) Recíproco Número de cilindros Rotatorio Número de rotores	Numérico

Tipo de estructura	Barril, cámara partida, etc.	Barril, cámara partida, cámara axial, cartucho
Orientación del eje		Horizontal, vertical
Sello de ejes	Tipo	Mecánico, sello de aceite, gas seco, empaquetado, casquillo, sello seco, laberinto, combinado
Tipo de transmisión	Tipo	Directo, engranaje, integral
Acoplamiento	Acoplamiento	Fijo, flexible, hidráulico, magnético, desacoplado
Medio ambiente (*)	Sumergido o coladura en seco	
Refrigeración de la bomba	Especifique si se ha instalado un sistema de refrigeración independiente	Si/no
Cojinete radial Cojinete de empuje	Tipo Especifique en la celda de comentarios si el regulador de la presión de empuje está instalado	Antifricción, chumacera, magnético
Soporte del cojinete	Tipo	Suspendido entre cojinetes, caja de bomba, mango hendido
(*) Indica información de alta prioridad		

Fuente: norma ISO 14224

B.3.11 Turboexpansores

Nombre	Descripción	Lista de unidades o códigos
Aplicación del motor	Tipo de unidad accionada	Bomba, generador eléctrico, compresor
Potencia – diseño (*)	Potencia máxima de salida diseñada	kW
Potencia - operativa	Especificar la potencia aproximada en la cual la unidad ha sido operada durante la mayor parte del tiempo de vigilancia	kW
Velocidad (*)	Velocidad diseñada	r/min

Flujo de entrada (*)	Flujo diseñado de entrada, turbina	Kg/h
Temperatura de entrada (*)	Temperatura diseñada de entrada , turbina	°C
Presión de entrada (*)	Presión diseñada de entrada, turbina	Pascal (bar)
Gas manejado	Masa molar promedio (gravedad específica x 28.96)	G/mol
Gas corrosivo/erosivo	Benigno (gas limpio y seco) Moderadamente corrosivo/erosivo (algunas partículas o gotas, cierta corrosividad) Altamente corrosivo/erosivo (gas ácido, alto contenido de CO ₂ , alto contenido de partículas)	Benigno, moderado, severo
Tipo de diseño (*)	Tipo	Centrífuga, axial
Número de fases	Número de fases (en series)	Numérico
Tipo de hendidura del <i>casing</i> (revestimiento)	Tipo	Horizontal/vertical
Sello del eje	Tipo	Mecánico, petróleo, sello, gas seco, empaquetado, casquillo, sello seco, laberinto, combinado
Turbina de control de flujo	Tipo	Varias boquillas, válvulas para grupos de boquillas, válvula de estrangulación, entrada fija
Cojinete radial Cojinete de empuje	Tipo de cojinete Especificar en el campo para comentarios si se instaló un regulador de presión de empuje	Antifricción, magnético antifricción o chumacera
(*) Indica la información de alta prioridad		

Fuente: norma ISO 14224

B.3.12 Válvulas

Nombre	Descripción	Lista de unidades o códigos
Aplicación (*)	Donde se aplique	Apagado, control del proceso, cierre de emergencia/cierre de proceso, detección de incendios y gas, verificación, retención, alivio, reducción de presión, by-pass, evacuación de agua, monitoreo, combinado.
Actuación (*)	Tipo	Motor, hidráulico, neumático, auto-actuado, auto-actuado/piloto, manual
Configuración de la válvula piloto	Especificar: por ej. 1x3/2 (=una sola válvula piloto 3/2), 2x 4/3 (= dos válvulas piloto 4/3). Sólo aplicable a las válvulas piloto/mandado por solenoide	
Ubicación en la instalación (*)	Donde esté instalado	Cabeza de pozo, árbol de navidad, línea de flujo en cabeza de pozo, línea de inyección en la cabeza de pozo, bomba, turbina, generador, separador, intercambiador de calor, recipiente, cabezal, motor eléctrico, motor diesel, turboexpansor, perforación, tubería, procesamiento de lodo, servicios, vivienda, toma de aire
Fluido manejado (*)	Sólo fluido principal	Petróleo, gas, condensado, agua dulce, vapor, agua de mar, petróleo crudo, agua aceitosa, gas de quema, gas combustible, agua/glicol, metanol, nitrógeno,

		químicos, combinado de hidrocarburos, gas/petróleo, gas/condensado, petróleo/agua, gas/petróleo/agua, NGL, LPG, lechada, etc.
Fluido corrosivo/erosivo (*)	Benigno (fluidos limpios, por ej. aire, agua, nitrógeno) Moderadamente corrosivo/erosivo (petróleo/gas no definido como severo, agua de mar, ocasionalmente partículas) Severamente corrosivo/erosivo (gas /petróleo agrio (alto contenido de H ₂ S), alto contenido de CO ₂ , alto contenido de arena)	Benigno, moderado, severo
Presión de flujo (*)	Presión normal de operación (toma)	Pascal (bar)
Presión de cierre	Presión diferencial máxima al momento de cierre de la válvula (diseño) Para válvulas con alivio de presión de seguridad: establecer presión de apertura	Pascal (bar)
Temperatura de fluidos		°C
Tamaño (*)	Diámetro interno	Mm
Tipo de extremo de válvula	Especificar	Soldada, bridada
Sello del vástago	Especificar	
(*) Indica la información de alta prioridad.		

Fuente: norma ISO 14224

B.3.13 Contenedores

Nombre	Descripción	Lista de unidades o códigos
Fluidos (*)	Fluido principal	Petróleo, gas, condensado, agua fresca, vapor, agua de mar, petróleo crudo, agua aceitosa, gas de quema, gas combustible, agua/glicol, metanol, nitrógeno, químicos, combinado de hidrocarburos, gas/petróleo, gas/condensado, petróleo/agua, gas/petróleo/agua
Presión – diseño (*)	Presión diseñada	Pascal (bar)
Temperatura – diseño (*)	Temperatura diseñada	°C
Presión – operaciones (*)	Presión operativa	Pascal (bar)
Temperatura - operaciones	Temperatura operativa	°C
Tamaño - diámetro	Externo	Mm
Tamaño – longitud (*)	Externo	Mm
Material del cuerpo	Especificar tipo o código	Texto libre
Orientación		Horizontal/vertical
Número de ramas	Sólo conexiones presurizadas	Número
Internos	Principio de diseño	Deflectores, bandejas, placa en cuadrícula, extractor de neblina, bobina térmica, desviador, desarenador, combinado
(*) Indica la información de alta prioridad		

Fuente: norma ISO 14224

B.3.14 Cabeza de pozo y árboles de navidad

Nombre	Descripción	Lista de unidad o código
Nº de identificación de pozo (*)	Descripción del operador	
Disposición de la instalación (*)	Definir la disposición de pozos	Satélite sencillo, <i>cluster</i> , plantilla distribuidora de múltiples pozos, otros

Guía de instalación/recuperación (*)	Líneas guía/Sin líneas guía	Líneas guía, sin líneas guía
Estrategia de intervención	Intervenciones con ayuda de buzos/sin ayuda de buzos	Con ayuda de buzos, sin buzos
Tipo de protección (*)	“Overtrawable”, pesca de arrastre, etc.	Pesca de arrastre, desviación por arrastre, ninguno
Profundidad del agua (*)		M
Presión diseñada del árbol de navidad (*)	Especificar la presión diseñada del árbol de navidad	Pascal (bar)
Temperatura diseñada del árbol de navidad (*)	Especificar la temperatura diseñada del árbol de navidad	°C
Diámetro interior de producción del árbol de navidad	Especificar el diámetro interior de producción	Mm
Diámetro interior del espacio anular del árbol de navidad	Especificar el diámetro interior del espacio anular	Mm
Presión diseñada de la cabeza de pozo (*)	Especificar la presión diseñada de la cabeza del pozo	Pascal (bar)
Temperatura de diseño de la cabeza de pozo (*)	Especificar la temperatura diseñada de la cabeza del pozo	°C
Tamaño de la cabeza de pozo (*)	Especificar	Mm
Sistema de suspensión en el fondo marino	Definir si existe un sistema de suspensión para el fondo marino	Si, no
Pozo multilateral	Definir	Si, no
Fluido producido/inyectado (*)	Sólo fluido principal: petróleo, gas, condensado, agua de inyección	Petróleo, gas, condensado, agua de inyección, petróleo y gas, gas y condensado, petróleo/gas/agua, CO ₂ ,

		gas y agua, agua producida
Corrosividad del fluido (*)	Neutral – fluidos limpios sin efectos corrosivos Dulce – moderadamente corrosivo/erosivo (petróleo/gas no definido como severo, agua cruda de mar, partículas ocasionales) Acido – severamente corrosivo/erosivo [gas/petróleo agrio (alto contenido de H ₂ S), alto contenido de CO ₂ , y de arena]	Neutral, dulce, agrio
Asfaltenos		Si, no
Formación de incrustaciones		Si, no
Formación de ceras		Si, no
Formación de hidratos		Si, no
Producción de arena		Si, no
(*) Indica la información de alta prioridad		

Fuente: norma ISO 14224

ANEXO B.4. Modos de falla de equipos

B.4.1 Motores a combustión

Unidad de equipo	Código	Definición	Descripción
Motor de combustión	FTS	No arranca al momento de encender	Incapacidad para arrancar el motor
	STP	No se detiene al momento de apagar	Incapacidad para detener el motor o proceso incorrecto de interrupción
	SPS	Falsa parada	Interrupción inesperada del motor
	OWD	Opera sin accionar	Arranque no deseado
	BRD	Colapso	Daños graves (agarrotamiento, roturas, explosión, etc.)
	HIO	Alta energía de salida	Velocidad excesiva/energía de salida por encima de lo especificado
	LOO	Baja energía de salida	Energía de salida por debajo de lo especificado
	ERO	Energía de salida errática	Oscilante o fluctuante
	ELF	Fuga externa – combustible	Fuga de gas combustible o diesel
	ELU	Fuga externa- medio de servicio	Aceite lubricante, refrigerante, etc.
	INL	Fuga interna	Por ejemplo, fuga de agua del refrigerador interno
	VIB	Vibración	Vibración excesiva
	NOI	Ruido	Ruido excesivo
	OHE	Sobrecalentamiento	Temperatura excesiva
	PDE	Desviación del parámetro	Parámetro monitoreado que excede el nivel de tolerancias
	AIR	Lectura anormal del instrumento	Por ejemplo, falsa alarma, lectura errónea
	STD	Deficiencia estructural	Por ejemplo, roturas en la tapa o soporte de cilindro
SER	Problemas menores durante el funcionamiento	Partes sueltas, decoloración, suciedad, etc.	
OTH	Otros	Especificar en la celda de comentarios	
UNK	Desconocido	Información inadecuada/no disponible	

Fuente: norma ISO 14224

B.4.2 Compresores

Unidad de equipo	Código	Definición	Descripción
Compresor	FTS	No se activa al momento de encender	Incapacidad para activar el compresor
	STP	No se detiene al momento de apagar	Incapacidad para detenerse o proceso incorrecto de interrupción
	SPS	Falsa parada	Interrupción inesperada del compresor
	BRD	Colapso	Daños graves (agarrotamiento, roturas, explosión, etc.)
	HIO	Alta energía de salida	Presión/flujo de la energía de salida por encima de lo especificado
	LOO	Baja energía de salida	Presión/flujo de la energía de salida por debajo de lo especificado
	ERO	Energía de salida errática	Presión/flujo oscilante o inestable
	ELP	Fuga externa - medio de elaboración	Escape del medio de elaboración al medio ambiente
	ELU	Fuga externa – medio de servicio	Aceite lubricante/sellante, refrigerante, etc.
	INL	Fuga interna	Por ejemplo, medio de elaboración en aceite lubricante
	VIB	Vibración	Vibración excesiva
	NOI	Ruido	Ruido excesivo
	OHE	Sobrecalentamiento	Temperatura excesiva
	PDE	Desviación del parámetro	Parámetro monitoreado que excede el nivel de tolerancias
	AIR	Lectura anormal del instrumento	Por ejemplo, falsa alarma, lectura errónea
	STD	Deficiencia estructural	Por ejemplo, roturas en el soporte o suspensión
	SER	Problemas menores durante el funcionamiento	Partes sueltas, decoloración, contaminación, etc.
	OTH	Otros	Ninguna de las anteriores se aplica. Especifique en la celda de comentarios.
	UNK	Desconocido	Información inadecuada/no disponible

Fuente: norma ISO 14224

B.4.3 Unidades lógicas de control

Unidad de equipo	Código	Definición	Descripción
Unidades lógicas de control	FTF	No funcionan al momento de activarlas	No activa la función de energía de salida
	OWD	Opera sin accionar	Falsa alarma
	AOL	Energía de salida anormal – baja	Tendencia a presentar averías de tipo FTF, por ejemplo, baja energía de salida
	AOH	Energía de salida anormal – alta	Tendencia a presentar averías de tipo OWD, por ejemplo, alta energía de salida
	ERO	Energía de salida errática	Lectura ininteligible, por ejemplo, oscilante
	SER	Problemas menores durante el funcionamiento	Se requieren algunas reparaciones menores
	UNK	Desconocido	Información inadecuada/no disponible
OTH	Otros	Ninguna de las anteriores se aplica. Especifique en la celda de comentarios	

Fuente: norma ISO 14224

B.4.4 Generadores eléctricos

Unidad de equipo	Código	Definición	Descripción
Generadores eléctricos	FTS	No se activan al momento de encender	Incapacidad para activar el generador
	STP	No se detienen al momento de apagar	Incapacidad para detener el generador o proceso incorrecto de interrupción
	SPS	Falsa parada	Interrupción inesperada del generador
	BRD	Colapso	Daños graves (agarrotamiento, roturas, explosión, etc.)
	SYN	No logra sincronizar	Incapacidad para sincronizar el generador
	FOF	Frecuencia de salida defectuosa	
	FOV	Voltaje de salida defectuosa	

LOO	Baja energía de salida	Transmisión de energía reducida
VIB	Vibración	Vibración excesiva
NOI	Ruido	Ruido excesivo
ELU	Fuga externa – medio de servicio	Aceite lubricante, refrigerante, etc.
OHE	Sobrecalentamiento	Temperatura excesiva
PDE	Desviación del parámetro	Parámetro monitoreado que excede el nivel de tolerancias
AIR	Lectura anormal del instrumento	Por ejemplo, falsa alarma, lectura errónea
STD	Deficiencia estructural	Por ejemplo, roturas en el soporte o suspensión
SER	Problemas menores durante el funcionamiento	Partes sueltas, decoloración, suciedad, etc.
OTH	Otros	Especifique en la celda de comentarios
UNK	Desconocido	Información inadecuada/no disponible

Fuente: norma ISO 14224

B.4.5 Motores eléctricos

Unidad de equipo	Código	Definición	Descripción
Motores eléctricos	FTS	No arranca al momento de encender	Incapacidad para activar el motor
	STP	No se detiene al momento de apagar	Incapacidad para detener el motor o proceso incorrecto de interrupción
	SPS	Falsa parada	Interrupción inesperada del motor
	OWD	Opera sin accionar	Arranque no deseado
	BRD	Colapso	Daños graves (agarrotamiento, roturas, explosión, etc.)
	HIO	Alta energía de salida	Energía de salida por encima de lo especificado
	LOO	Baja energía de salida	Transmisión de energía reducida

ERO	Energía de salida errática	Oscilante
VIB	Vibración	Vibración excesiva
NOI	Ruido	Ruido excesivo
ELU	Fuga externa – medio de servicio	Aceite lubricante, refrigerante, etc.
OHE	Sobrecalentamiento	Temperatura excesiva
PDE	Desviación del parámetro	Parámetro monitoreado que excede el nivel de tolerancias
AIR	Lectura anormal del instrumento	Por ejemplo, falsa alarma, lectura errónea
STD	Deficiencia estructural	Por ejemplo, roturas, desgaste, fractura
SER	Problemas menores durante el funcionamiento	Aparatos flojos, decoloración, suciedad, etc.
OTH	Otros	Especifique en la celda de comentarios
UNK	Desconocido	Información inadecuada/no disponible

Fuente: norma ISO 14224

B.4.6 Detectores de incendios y gas

Unidad de equipo	Código	Definición	Descripción
Detectores de incendios	FTF	No funciona al momento de activarlos	Incapacidad para activar el detector
	OWD	Opera sin previa acción	Falsa alarma
	AOL	Energía de salida anormal – baja	Tendencia a presentar averías de tipo FTF, por ejemplo, baja energía de salida
	AOH	Energía de salida anormal – alta	Tendencia a presentar averías de tipo OWD, por ejemplo, alta energía de salida
	ERO	Energía de salida errática	Lectura ininteligible, por ejemplo, oscilante
	SER	Problemas menores durante el funcionamiento	Se requieren algunas reparaciones menores

	UNK	Desconocido	Información inadecuada/no disponible
	OTH	Otros	Especifique en la celda de comentarios
Detectores de gas	SHH	Falsa señal de alarma de alto nivel	Por ejemplo 60% LEL
	SLL	Falsa señal de alarma de bajo nivel	Por ejemplo 20% LEL
	HIO	Alta energía de salida	Por ejemplo lectura 10% - 20% LEL sin gas de prueba/lectura por encima del 80% con gas de prueba
	HIU	Alta energía de salida, lectura no disponible	—
	LOO	Baja energía de salida	Por ejemplo, lectura entre 31% - 50% LEL con gas de prueba ^a
	LOU	Baja energía de salida, lectura desconocida	—
	VLO	Energía de salida muy baja	Por ejemplo, lectura entre 11% - 30% LEL con gas de prueba
	NOO	Energía de salida nula	Por ejemplo, lectura menor a 10% LEL con gas de prueba
	ERO	Energía de salida errática	Lectura ininteligible (por ejemplo, oscilante)
	SER	Problemas menores de funcionamiento	Se requieren reparaciones menores
^a Asumiendo un punto de referencia nominal del 65% LEL.			

Fuente: norma ISO 14224

B.4.7 Turbinas de gas

Unidad de equipo	Código	Definición	Descripción
Turbinas de gas	FTS	No funcionan al momento de encender	Incapacidad para activar la turbina
	STP	No se detiene al momento de apagar	Incapacidad para detenerse o proceso incorrecto de interrupción
	SPS	Falsa parada	Interrupción inesperada de la turbina

OWD	Opera sin previa acción	Arranque no deseado
FCH	No puede cambiar de un tipo de combustible al otro	Motores de dos combustibles: no logra cambiar de un tipo de combustible al otro
BRD	Colapso	Daños graves (agarrotamiento, roturas, explosión, etc.)
HIO	Alta energía de salida	Por ejemplo, velocidad excesiva
LOO	Baja energía de salida	Eficiencia/ energía por debajo de lo especificado
ERO	Energía de salida errática	Operación inestable/rpm oscilante
ELF	Fuga externa – combustible	Gas combustible o fuga de diesel
ELU	Fuga externa – medio de servicio	Aceite lubricante/sellante, refrigerante, etc.
INL	Fuga interna	Por ejemplo, medio de procesamiento en aceite lubricante
VIB	Vibración	Vibración excesiva
NOI	Ruido	Ruido excesivo
OHE	Sobrecalentamiento	Temperatura excesiva
PDE	Desviación del parámetro	Parámetro monitoreado que excede el nivel de tolerancias
AIR	Lectura anormal del instrumento	Por ejemplo, falsa alarma, lectura errónea
STD	Deficiencia estructural	Por ejemplo, roturas en el soporte o suspensión
SER	Problemas menores durante el funcionamiento	Partes sueltas, decoloración, suciedad, etc.
OTH	Otros	Especifique en la celda de comentarios
UNK	Desconocido	Información inadecuada/no disponible

Fuente: norma ISO 14224

B.4.8 Intercambiador de calor

Unidad de equipo	Código	Definición	Descripción
Intercambiador de calor	IHT	Transferencia de calor insuficiente	Calefacción/refrigeración insuficiente
	ELP	Fuga externa – medio de procesamiento	El medio de procesamiento escapa al medio ambiente
	ELU	Fuga externa – medio de servicio	Escape del refrigerante al medio ambiente
	INL	Fuga interna	Comunicación entre el lado caliente y lado frío
	PLU	Enchufado/obturado	Restricción total o parcial del flujo debido a hidratos, cera, incrustaciones, etc.
	STD	Deficiencia estructural	Fortaleza reducida debido al impacto, corrosión inaceptable, roturas, etc.
	PDE	Desviación del parámetro	Parámetro monitoreado que excede el nivel de tolerancias
	AIR	Lectura anormal del instrumento	Por ejemplo, falsa alarma, lectura defectuosa
	SER	Problemas menores durante el funcionamiento	Partes sueltas, decoloración, suciedad, etc.
	OTH	Otros	Especifique en la celda de comentarios
UNK	Desconocido	Información inadecuada/no disponible	

Fuente: norma ISO 14224

B.4.9 Sensores de proceso

Unidad de equipo	Código	Definición	Descripción
Sensores de proceso	FTF	No funciona al momento de encender	Sensor “atascado”
	OWD	Opera sin previa demanda	Falsa alarma
	AOL	Energía de salida anormal - baja	

	AOL	Energía de salida anormal – baja	Tendencia a presentar averías de tipo FTF, por ejemplo, baja energía de salida
	AOH	Energía de salida anormal – alta	Tendencia a presentar averías de tipo OWD, por ejemplo, alta energía de salida
	ERO	Energía de salida errática	Lectura ininteligible, por ejemplo, oscilante
	SER	Problemas menores durante el funcionamiento	Se requieren algunas reparaciones menores
	UNK	Desconocido	Información inadecuada/no disponible
	OTH	Otros	Especifique en la celda de comentarios
	UNK	Desconocido	Información inadecuada/no disponible

Fuente: norma ISO 14224

B.4.10 Bombas

Unidad de equipo	Código	Definición	Descripción
Bombas	FTS	No se activan al momento de encender	Incapacidad para activar la bomba
	STP	No se detiene al momento de apagar	Incapacidad para detenerse o proceso incorrecto de interrupción
	SPS	Falsa parada	Interrupción inesperada de la bombas
	BRD	Colapso	Daños graves (incautación, roturas, explosión, etc.)
	HIO	Alta energía de salida	Presión/flujo de la energía de salida por encima de lo especificado
	LOO	Baja energía de salida	Presión/flujo de la energía de salida por debajo de lo especificado

ERO	Energía de salida errática	Presión/flujo oscilante o inestable
ELP	Fuga externa - medio de procesamiento	Escape del medio de procesamiento al medio ambiente
ELU	Fuga externa – medio de servicio	Aceite lubricante/sellante, refrigerante, etc.
INL	Fuga interna	Por ejemplo, medio de elaboración en aceite lubricante
VIB	Vibración	Vibración excesiva
NOI	Ruido	Ruido excesivo
OHE	Sobrecalentamiento	Temperatura excesiva
PDE	Desviación del parámetro	Parámetro monitoreado que excede el nivel de tolerancias
AIR	Lectura anormal del instrumento	Por ejemplo, falsa alarma, lectura errónea
STD	Deficiencia estructural	Por ejemplo, roturas en el soporte o suspensión
SER	Problemas menores durante el funcionamiento	Partes sueltas, decoloración, suciedad, etc.
OTH	Otros	Especifique en la celda de comentarios.
UNK	Desconocido	Información inadecuada/no disponible

Fuente: norma ISO 14224

B.4.11 Turboexpansores

Unidad de equipo	Código	Definición	Descripción
Turboexpansor	FTS	No arranca cuando se enciende	No se puede activar el turboexpansor
	STP	No se detiene cuando se apaga	No se puede detener, o el proceso de apagado es incorrecto
	SPS	Falsa parada	Parada inesperada del turboexpansor
	BRD	Falla	Daño serio (agarrotamiento, ruptura, explosión, etc.)
	HIO	Energía de salida alta	Demasiada velocidad/energía de salida fuera de especificación
	LOO	Energía de salida baja	Energía de salida por debajo de la especificación
	ERO	Energía de salida errática	Operación inestable/fluctuación en las rpm
	VIB	Vibración	Vibración excesiva

	NOI	Ruido	Ruido excesivo
	ELP	Fuga externa – medio de elaboración	El medio de elaboración escapa al ambiente
	ELU	Fuga externa – medio de servicio	Aceite lubricante/sellante/hidráulico, refrigerante, etc.
	INL	Fuga interna	Por ej. medio de elaboración en el aceite lubricante
	PDE	Desviación del parámetro	El parámetro monitoreado excede las tolerancias
	AIR	Lectura anormal de un instrumento	Por ej. falsa alarma, lectura defectuosa
	STD	Deficiencia estructural	Por ej. rupturas en el soporte o suspensión
	SER	Problemas menores durante el servicio	Piezas sueltas, decoloración, suciedad, etc.
	OTH	Otros	Especificar en campo para comentarios
	UNK	Desconocido	Información inadecuada/faltante

Fuente: norma ISO 14224

B.4.12 Válvulas

Unidad de equipo	Código	Definición	Descripción
Válvulas	FTC	No cierra cuando se da la orden	Se atasca abierta o no cierra completamente
	FTO	No abre cuando se da la orden	Se atasca cerrada o no abre completamente
	FTR	No regula	Válvula “atascada”, sólo para válvulas de control
	OWD	Funciona sin activarla	Cierre/apertura no deseados
	DOP	Operación retardada	Tiempo de apertura/cierre diferente al de la especificación
	HIO	Energía de salida alta	Regulación defectuosa, sólo para válvulas de control
	LOO	Energía de salida baja	Regulación defectuosa, sólo para válvulas de control
	ELP	Fuga externa – medio de elaboración	El medio de elaboración escapa al ambiente
	ELU	Fuga externa – medio	Fluido de actuación, lubricación,

	INL	de servicio Fuga interna	etc. Fuga interna del fluido de actuación, o comunicación válvula-actuador
	LCP	Fuga en la posición cerrada	Fuga en la válvula en posición cerrada
	PLU	Atascado/estrangulado	Restricción parcial o total del flujo
	STD	Deficiencia estructural	Menor integridad debido a impacto, corrosión inaceptable, grietas, etc.
	AIR	Lectura anormal de los instrumentos	Por ej. indicación de posición defectuosa
	SER	Problemas menores durante el servicio	Piezas sueltas, decoloración, suciedad, etc.
	OTH	Otros	Especificar en el campo para comentarios
	UNK	Desconocido	Información inadecuada/faltante

Fuente: norma ISO 14224

B.4.13 Contenedores

Unidad de equipo	Código	Definición	Descripción
Contenedores	ELP	Fuga externa – medio de elaboración	Fuga del fluido primario al ambiente
	ELU	Fuga externa – medio de servicio	Fuga del fluido secundario al ambiente
	PLU	Atascado/estrangulado	Restricción parcial o total del flujo
	PDE	Desviación del parámetro	El parámetro monitoreado excede las tolerancias
	AIR	Lectura anormal del instrumento	Por ej. falsa alarma, lectura defectuosa
	STD	Deficiencia estructural	Menor resistencia debido a impacto, corrosión inaceptable, grietas, etc.
	SER	Problemas menores durante el servicio	Piezas sueltas, decoloración, suciedad, etc.
	OTH	Otros	Especificar en campo para comentarios

	UNK	Desconocido	Información inadecuada/faltante
--	-----	-------------	------------------------------------

Fuente: norma ISO 14224

B.4.14 Cabeza de pozo y arboles de navidad

Unidad de equipo	Código	Definición	Descripción
Cabeza de pozo y árboles de navidad	ELP	Fuga externa –medio de elaboración	Medio de elaboración fuga hacia el mar
	ELU	Fuga externa del medio de servicio	Fluido hidráulico, metanol, etc.
	INL	Fuga interna – medio de elaboración	Por ej. comunicación entre el espacio anular y el diámetro interno de producción
	LCP	Fuga interna – medio de servicio	Por ej. fuga interna del fluido hidráulico o químicos
	PLU	Atascado/estrangulado	Restricción parcial o total del flujo debido a hidratos, costra, ceras, etc.
	STD	Deficiencia estructural	Menor integridad debido a impacto, corrosión inaceptable, grietas, etc.
	OTH	Otros	Especificar en el campo para comentarios
	UNK NON	Desconocido Sin efecto inmediato	Información inadecuada/faltante

Fuente: norma ISO 14224

ANEXO C. REQUERIMIENTOS DE DATOS PARA DIVERSAS APLICACIONES

Requerimientos de datos		Categoría de análisis				
		QRA	RAM	RCM	BEN	LCC
Datos del equipo	Identificación: - ubicación del equipo - clasificación - información de instalación	x	x	x	x	x
	Diseño: - información del fabricante - características de diseño	x	x	x	x	x
	Aplicación: - período de vigilancia - tiempo operativo acumulado - número de órdenes - modo operativo	x x x	x x x	x x x	x x x	x
Datos de averías	Aparato averiado: - unidad de equipo - subunidad - aparato mantenible	x	x x x	x x x	x	x
	Modo de avería	x	x	x		
	Clase de severidad	x	x	x	x	
	Descriptor de averías		x	x		
	Causa de la avería	x	x	x		
	Método de observación		x	x		
	Impacto de la avería en la operación	x	x	x		
Datos de mantenimiento	Categoría de mantenimiento	x	x	x		x
	Actividad de mantenimiento			x		
	Tiempo de inactividad		x	x		x
	Tiempo de mantenimiento activo		x	x		

	Recursos de mantenimiento: - horas-hombre de mantenimiento, por cada disciplina - horas-hombre de mantenimiento, total		x	x	x	x
Datos adicionales	Descripción de la avería/evento de mantenimiento	x	x	x		x

Fuente: norma ISO 14224

**ANEXO D. SUBDIVISION DE LOS MODOS DE FALLA, SEGÚN LA NORMA ISO
14224**

Failure mechanism		Sub division of the failure mechanism		Description of the failure mechanism
Code number	Notation	Code number	Notation	
		1.2	Vibration	Abnormal vibration. If the failure mode at equipment level is vibration, a more causal-oriented failure mechanism the failure cause (root cause) should be recorded used wherever possible
		1.3	Clearance/alignment failure	Failure caused by faulty clearance or alignment
		1.4	Deformation	Distortion, bending, buckling, denting, yielding, shrinking, blistering, creeping, etc.
		1.5	Looseness	Disconnection, loose items
		1.6	Sticking	Sticking, seizure, jamming due to reasons other than deformation or clearance/alignment failures
		2	Material failure	2.0
		2.1	Cavitation	Relevant for equipment such as pumps and valves
		2.2	Corrosion	All types of corrosion, both wet (electrochemical) and dry (chemical)
		2.3	Erosion	Erosive wear
		2.4	Wear	Abrasive and adhesive wear, e.g. scoring, galling, scuffing, fretting
		2.5	Breakage	Fracture, breach, crack
		2.6	Fatigue	If the cause of breakage can be traced to fatigue, this code should be used
		2.7	Overheating	Material damage due to overheating/burning
		2.8	Burst	Item burst, blown, exploded, imploded, etc.
3	Instrument failure	3.0	General	Failure related to instrumentation, but no details known
		3.1	Control failure	No, or faulty, regulation
		3.2	No signal/indication/alarm	No signal/indication/alarm when expected
		3.3	Faulty signal/indication/alarm	Signal/indication/alarm is wrong in relation to actual process. Could be spurious, intermittent, oscillating, arbitrary
		3.4	Out of adjustment	Calibration error, parameter drift
		3.5	Software failure	Faulty or no control/monitoring/operation due to software failure

Failure mechanism		Sub division of the failure mechanism		Description of the failure mechanism
Code number	Notation	Code number	Notation	
		3.6	Common cause/mode failure	Several instrument items failed simultaneously, e.g. redundant fire and gas detectors. Also failures related to a common cause.
4	Electrical failure	4.0	General	Failures related to the supply and transmission of electrical power, but where no further details are known
		4.1	Short circuiting	Short circuit
		4.2	Open circuit	Disconnection, interruption, broken wire/cable
		4.3	No power/voltage	Missing or insufficient electrical power supply
		4.4	Faulty power/voltage	Faulty electrical power supply, e.g. overvoltage
		4.5	Earth/isolation fault	Earth fault, low electrical resistance
5	External influence	5.0	General	The failure where caused by some external events or substances outside boundary, but no further details are known
		5.1	Blockage/plugged	Flow restricted/blocked due to fouling, contamination, icing, flow assurance (hydrates), etc.
		5.2	Contamination	Contaminated fluid/gas/surface, e.g. lubrication oil contaminated, gas detector head contaminated
		5.3	Miscellaneous external influences	Foreign objects, impacts, environmental, influence from neighbouring systems
6	Miscellaneous ^a	6.0	General	Failure mechanism that do not fall into one of the categories listed above
		6.1	No cause found	Failure investigated but cause not revealed or too uncertain.
		6.2	Combined causes	Several causes. If there is one predominant cause this should be coded.
		6.3	Other	No code applicable. Use free text
		6.4	Unknown	No information available

^a The data acquirer should judge which is the most important failure mechanism descriptor if more than one exist, and try to avoid the 6.0 and 6.1 codes.

Fuente: Norma ISO 14224

ANEXO E. CODIFICACION PARA LAS CAUSAS DE FALLA

CODIGO	DESCRIPCION	DESCRIPCION INGLÉS	COMENTARIO
BKG	Rotura	Breakage	Fracture, breach, crack
BRS	Explosión	Burst	Item burst, blown, exploded, imploded, etc.
CAV	Cavitación	Cavitation	Relevant for equipment such as pumps and valves
CFM	Modo de falla común	Common failure mode	Several instrument items failed simultaneously, e.g. redundant fire and gas detectors
CON	Contaminación	Contamination	Contaminated fluid/gas/surface e.g. lubrication oil contaminated, gas detector head contaminated
COR	Corrosión	Corrosion	All types of corrosion, both wet (electrochemical) and dry (chemical)
CTL	Falla de control	Control failure	
DEF	Deformación	Deformation	Distortion, bending, buckling, denting, yielding, shrinking, etc.
EAR	Tierra / Falla de aislamiento	Earth/isolation fault	Earth fault, low electrical resistance
EFG	Falla eléctrica	Electrical failure-general	Failures related to the supply and transmission of electrical power, but where no further details are known
ERO	Erosión	Erosion	Erosive wear

EXT	Falla por influencia externa	External influence - general	The failure where caused by some external events or substances outside boundary, but no further details are known
FAC	Falla de alineamiento / tolerancia	Clearance/ alignment failure	Failure caused by faulty clearance or alignment
FAP	Sobretensión		
FAS	Señal / indicación / alarma defectuosa	Faulty signal/indication/alarm	Signal/indication/alarm is wrong in relation to actual process. Could be spurious, intermittent, oscillating, arbitrary
FPW	Potencia / voltaje defectuoso	Faulty power/voltage	Faulty electrical power supply, e.g. over voltage
FTG	Fatiga	Fatigue	If the cause of breakage can be traced to fatigue, this code should be used
INF	Falla de instrumentos	Instrument failure – general	Failure related to instrumentation, but no details known
LOO	Aflojamiento / Piezas sueltas	Looseness	Disconnection, loose items
MAT	Falla de material	Material failure-general	A failure related to a material defect, but no further details known
MEC	Falla mecánica	Mechanical failure-general	A failure related to some mechanical defect, but where no further details are known
NOS	Sin señal / indicación / alarma	No signal/indication/alarm	No signal/indication/alarm

		arm	when expected
NPW	Sin potencia / voltaje	No power/ voltage	Missing or insufficient electrical power supply
OOA	Fuera de ajuste	Out of adjustment	Calibration error, parameter drift
OPC	Circuito abierto	Open circuit	Disconnection, interruption, broken wire/cable
OVH	Sobrecalentamiento	Overheating	Material damage due to overheating/burning
PLUG	Bloqueado / Taponado	Blockage/plugged	Flow restricted/blocked due to fouling, contamination, icing, etc.
SFT	Falla de software	Software failure	Faulty or no control/monitoring/operation due to software failure
SHC	Corto circuito	Short circuiting	Short circuit
STK	Adherencia	Sticking	Sticking, seizure, jamming due to reasons other than deformation or clearance/alignment failures
WER	Desgaste	Wear	Abrasive and adhesive wear, e.g. scoring, galling, scuffing, fretting, etc.
EXC	Pérdida de excitación		
OVS	Sobrevelocidad	Overspeed	
PRO	Falla de protecciones	Protection failure	

Fuente: RMS Ltda.

ANEXO F.1. EJEMPLO, COOLER ENFRIAMIENTO

HOJA DE FMEA		PLANTA ESTACION LOS MANGOS YAGUARÁ				CONSECUENCIAS				OBSERVACIONES							
		SISTEMA COMPRESIÓN DE GAS LIFT				SEGURIDAD		S									
FACILITADOR		FUNCION comprimir el gas proveniente de los pozos productores, para luego inyectarlo				AMBIENTE		A									
VERIFICADO POR		SUBSISTEMA MOTOCOMPRESOR DE GAS LIFT				OPERACIONAL		O									
FECHA		FUNCION comprimir el gas lift				NO OPERACIONAL		N									
EQUIPO Y FUNCIONALIDAD						MODOS DE FALLA		CAUSAS DE FALLA		EFFECTOS DE FALLA	DETECCION DE LA FALLA						
NOMBRE DEL EQUIPO	COD	FUNCION	COD	FALLA FUNCIONAL	COMPONENTES INVOLUCRADOS	COD	DESCRIPCION	COD	DESCRIPCION	DESCRIPCION							
Intercambiador de calor	1	regular la temperatura del	A	No ser capaz de igualar	Intercambiador	???	Baja eficiencia	PLUG	Obstrucción de tuberías		Operadores						
		Aceite del		La temperatura de aceite	De calor			BKG	Rotura de tubos		Operadores						
		Motor		Del motor.				???	Bajo nivel de agua		Operadores						
									PLUG	obstrucción de aletas		Operadores					
Ventilador	1	Bajar la temperatura del motor	A	No ser capaz de bajar la temperatura del motor	ventilador	VIB	Alta vibración	FAC	Falla de aislamiento paralelismo o alineación de las poleas		Operadores						
								WER	Desgaste en rodamientos		Operadores						
								BKG	Rotura de las correas		Operadores						
								FAC	Alineación de ángulos de las aspas		Operadores						
								???	Baja eficiencia	WER	Desgaste anormal en anillos de desgaste		Operadores				
VIB	Alta vibración	WER	Desgaste anormal en rodamientos		Operadores												

HOJA DE FMEA		PLANTA ESTACION LOS MANGOS YAGUARÁ				CONSECUENCIAS				OBSERVACIONES	
		SISTEMA COMPRESIÓN DE GAS LIFT				SEGURIDAD		S			
FACILITADOR		FUNCION comprimir el gas proveniente de los pozos productores, para luego inyectarlo				AMBIENTE		A			
VERIFICADO POR		SUBSISTEMA MOTOCOMPRESOR DE GAS LIFT				OPERACIONAL		O			
FECHA		FUNCION comprimir el gas lift				NO OPERACIONAL		N			
EQUIPO Y FUNCIONALIDAD						MODOS DE FALLA		CAUSAS DE FALLA		EFFECTOS DE FALLA	DETECCION DE LA FALLA
NOMBRE DEL EQUIPO	COD	FUNCION	COD	FALLA FUNCIONAL	COMPONENTES INVOLUCRADOS	COD	DESCRIPCION	COD	DESCRIPCION	DESCRIPCION	
								FAC	Falla de alineación de correas		Operadores
								LOO	Falla de ajuste de pernos de anclaje		Operadores
Ductos y juntas	1	Suministro de gas combustible	A	No ser capaz de suministrar gas combustible	Ductos y juntas	???	Baja eficiencia	PLUG	Obstrucciones internas por corrosión		Operadores
		Para alimentación		Para mantener encendido el motor		EXL	Fugas externas	BKG	Rotura de tubos por corrosión		Operadores
		Del motor y/o						WER	Deterioro de sellos		Operadores
		Salida de gas comprimido						???	Vibración, soportes incorrectos		Operadores

Fuente: autor

ANEXO F.2. EJEMPLO, COMPRESOR

HOJA DE FMEA		PLANTA ESTACION LOS MANGOS YAGUARÁ				CONSECUENCIAS				OBSERVACIONES	
		SISTEMA COMPRESIÓN DE GAS LIFT				SEGURIDAD		S			
FACILITADOR		FUNCION comprimir el gas proveniente de los pozos productores, para luego inyectarlo				AMBIENTE		A			
VERIFICADO POR		SUBSISTEMA MOTOCOMPRESOR DE GAS LIFT				OPERACIONAL		O			
FECHA		FUNCION comprimir el gas lift				NO OPERACIONAL		N			
EQUIPO Y FUNCIONALIDAD						MODOS DE FALLA		CAUSAS DE FALLA		EFECTOS DE FALLA	DETECCION DE LA FALLA
NOMBRE DEL EQUIPO	COD	FUNCION	COD	FALLA FUNCIONAL	COMPONENTES INVOLUCRADOS	COD	DESCRIPCION	COD	DESCRIPCION	DESCRIPCION	
Compresor	1	Comprimir gas para la inyección en los pozos y/o suministrarlo	A	No ser capaz de comprimir el gas	compresor	???	baja eficiencia	WER	Desgaste de camisas, anillo y pistones de los cilindros compresores		Operadores
		En los equipos que operan dentro de la estación, como combustible						MEC	Problemas mecánicos válvulas de succión y descarga		Operadores
								OOA	Desajuste del set point y calibración de instrumentos		Operadores
								OVE	Incremento de la temperatura de succión e interetapas		Operadores
						FWR	Falla mientras opera	???	Fuga de gas por sellos o empaquetaduras		Operadores
						VIB	Alta vibración	OOA	Tornillos de anclaje desajustados		Operadores
								WER	Desajuste anormal de casquetes, guías de cruceta, pasadores de cruceta		Operadores
						???	Falla de lubricación forzada	MEC	No flujo de aceite a los cilindros compresores		Operadores

ANEXO F.3. EJEMPLO, MOTRIZ

HOJA DE FMEA		PLANTA ESTACION LOS MANGOS YAGUARÁ				CONSECUENCIAS				OBSERVACIONES	
		SISTEMA COMPRESIÓN DE GAS LIFT				SEGURIDAD	S				
FACILITADOR		FUNCION comprimir el gas proveniente de los pozos productores, para luego inyectarlo				AMBIENTE	A				
VERIFICADO POR		SUBSISTEMA MOTOCOMPRESOR DE GAS LIFT				OPERACIONAL	O				
FECHA		FUNCION comprimir el gas lift				NO OPERACIONAL	N				
EQUIPO Y FUNCIONALIDAD						MODOS DE FALLA		CAUSAS DE FALLA		EFFECTOS DE FALLA	DETECCION DE LA FALLA
NOMBRE DEL EQUIPO	COD	FUNCION	COD	FALLA FUNCIONAL	COMPONENTES INVOLUCRADOS	COD	DESCRIPCION	COD	DESCRIPCION	DESCRIPCION	
Motor	1	Mover el compresor para la compresión	A	No ser capaz de mover el compresor	Motor	LOO	Baja eficiencia	WER	Desgaste de cilindros motrices		Operadores
		De gas lift						WER	Desgaste de los anillos y de los pistones motrices		Operadores
								WER	Perdida de sellos válvulas de admisión y escape		Operadores
								OTH	perdida de sincronismo		Operadores
								OTH	Inadecuada mezcla aire combustible		Operadores
						VIB	Alta vibración	WER	desgaste en casquetes de bancada o biela del cigüeñal		CBM
								OTH	Detonación en cámaras de combustión		Operadores
								OTH	Desalineamiento		CBM
						FTS	Falla de arranque	WER	Desgaste o rotura de cilindro y paleta de motor de arranque		Operadores

Fuente: autor

Los anteriores ejemplos de un FMEA, se realizaron en la estación los mangos, campo Yaguará, por el autor. Estos fueron hechos a un nivel de detalle muy mínimo, ya que su aplicación, fue solo como ejemplo para la guía de aplicación del la metodología RCM en una estación petrolera en tierra firme.

