

**MODELO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO  
EN LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO**

**ADRIANA MARÍA RUIZ ACEVEDO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO – MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO  
BUCARAMANGA**

**2012**

**MODELO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO  
EN LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO**

**ADRIANA MARÍA RUIZ ACEVEDO**

**Monografía de Grado presentada como requisito para optar el título de  
Especialista en Gerencia de Mantenimiento**

**Director: CAMILO ANDRÉS CARDONA**

**Ingeniero Mecánico**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO – MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO  
BUCARAMANGA**

**2012**

## DEDICATORIA

A mi bebé por entender

A mi esposo por apoyarme

A mi familia por estar siempre ahí con sus oraciones

## Contenido

INTRODUCCIÓN .....	16
OBJETIVOS .....	19
Objetivos Generales: .....	19
Objetivos Específicos: .....	19
JUSTIFICACIÓN DEL PLAN PROPUESTO:.....	19
1. ASSET MANAGEMENT SOLUTIONS .....	21
1.1 ORGANIZACIÓN DE LA EMPRESA .....	22
1.2 UBICACIÓN DE PROYECTOS .....	22
2. MANTENIMIENTO .....	24
2.1 EVOLUCIÓN DEL MANTENIMIENTO.....	24
3. MANTENIMIENTO PREDICTIVO .....	31
3.1 COSTO – BENEFICIOS .....	39
3.2 TÉCNICAS PREDICTIVAS.....	45
4. ANÁLISIS DE CRITICIDAD.....	63
5. DESCRIPCION DE INSTALACIONES Y EQUIPOS INVOLUCRADOS EN EL PROYECTO .....	70
6. MODELO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO EN LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DE UNA EMPRESA PETROLERA .....	86

6.1	CONDICIONES BÁSICAS PARA ASEGURAR LA IMPLEMENTACIÓN	92
6.2	ETAPAS DE LA IMPLEMENTACIÓN .....	96
6.3	LOGROS ALCANZADOS .....	116
6.4	LECCIONES APRENDIDAS.....	120
7.	CONCLUSIONES.....	122
	BIBLIOGRAFÍA.....	124
	ANEXOS.....	127

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Gráfica Evaluación de Mantenimiento a través de Matriz de Excelencia .....	18
Figura 2. Organización AMS Group Ltda. ....	22
Figura 3. Presencia de AMS Group en Colombia, se listan los más representativos .....	22
Figura 4. Presencia de AMS Group en el mundo, se listan los más representativos .....	23
Figura 5. Análisis fallas vs. edad de los equipos.....	27
Figura 6. Generaciones que agrupan las mejores prácticas de mantenimiento .....	29
Figura 7. Matriz de Excelencia Operacional .....	34
Figura 8. Curva P-F .....	35
Figura 9. Costo estrategia mantenimiento preventivo.....	40
Figura 10. Costo de instalación y operación .....	42
Figura 11. Ahorros potenciales generados por el uso de PdM .....	43
Figura 12. Costos de mantenimiento según el tipo de acción mantenimiento .	44
Figura 13. Puntos de medición de vibración en máquina vertical .....	50
Figura 14. Gráfica de Espectros en Cascada Superpuesta – Motobomba Campo San Francisco .....	51
Figura 15. Termografía tomada en transformador del campo San Francisco ....	53
Figura 16. Pruebas en aceite lubricante .....	57

Figura 17. Diagrama de proceso del análisis de criticidad.....	64
Figura 18. Ejemplo de límites en motor eléctrico .....	67
Figura 19. Diagrama de proceso de la batería Balcón – campo San Francisco .....	71
Figura 20. Equipos Batería Balcón .....	72
Figura 21. Planta de inyección de agua Balcón .....	74
Figura 22. . Diagrama de proceso de la batería Monal – campo San Francisco. .....	75
Figura 23. Equipos Batería Monal.....	76
Figura 24. Planta de inyección de agua.....	78
Figura 25. Diagrama Centro de Generación Monal .....	79
Figura 26. Diagrama de proceso de la batería Satélite – campo San Francisco .....	80
Figura 27. Equipos Batería Satélite .....	81
Figura 28. Mapa estación Tenay.....	83
Figura 29. Flujograma del mantenimiento predictivo .....	87
Figura 30. Roles y responsabilidades mantenimiento predictivo campo San Francisco .....	97
Figura 31. Calendario anual de ejecución.....	110
Figura 32. Extracto informe análisis de monitoreo del desempeño.....	111
Figura 33. Extracto informe análisis de vibraciones.....	112
Figura 34. Extracto reporte diagnóstico .....	113
Figura 35. Informe de hallazgos sobre diagnóstico.....	114

Figura 36. Extracto medición de indicadores de la implementación .....	115
Figura 37. Pérdidas de producción por mantenimiento 2008 – 2010.....	116
Figura 38. Relación entre mantenimientos 2008 – 2010.....	117
Figura 39. Costos vs. Disponibilidad del campo San Francisco.....	118

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Generaciones de mantenimiento.....	25
Tabla 2. Ejemplo de mediciones y parámetros usados para el diagnóstico predictivo .....	45
Tabla 3. Parámetros de monitoreo por tipo de equipo.....	46
Tabla 4. Extracto informe análisis de aceite motocompresor.....	58
Tabla 5. Correlación entre la termografía y otras técnicas predictivas.....	62
Tabla 6. Criterios para evaluación de equipos críticos campo San Francisco .....	66
Tabla 7. Clasificación de la redundancia .....	68
Tabla 8. Extracto clasificación de equipos .....	69
Tabla 9. Información de compresores .....	73
Tabla 10. Información de deshidratadora de gas .....	73
Tabla 11. Información de compresores .....	76
Tabla 12. Información de deshidratadora de gas .....	77
Tabla 13. Información de compresores .....	82
Tabla 14. Información de deshidratadora de gas .....	82
Tabla 15. Extracto equipos que intervienen en proceso .....	85
Tabla 16. Extracto de los sistemas críticos del campo .....	100

Tabla 17. Extracto de equipos y funciones .....	101
Tabla 18. Extracto de definición de criticidad de los equipos .....	102
Tabla 19. Extracto de definición de criticidad de los equipos .....	103
Tabla 20. Extracto equipos seleccionados para mantenimiento predictivo .....	104
Tabla 21. Técnicas seleccionadas para aplicar en el proyecto .....	106
Tabla 22. Frecuencia definida para cada técnica seleccionada .....	107
Tabla 23. Extracto de la matriz de predictivo .....	108
Tabla 24. Criterios de alerta para conteo de ppm en lubricante según marca de motor .....	109

## LISTA DE ANEXOS

Pág.

ANEXO A – INDICADORES DE MEDICIÓN MANTENIMIENTO PREDICTIVO

..... 127

## RESUMEN

**TÍTULO:** MODELO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO EN LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DE UNA EMPRESA PETROLERA<sup>1</sup>

**AUTORA:** ADRIANA MARÍA RUIZ ACEVEDO

**PALABRAS CLAVES:** MANTENIMIENTO, MANTENIMIENTO PREDICTIVO, EQUIPOS CRÍTICOS, TÉCNICAS PREDICTIVAS, AHORROS

### **DESCRIPCIÓN:**

La disponibilidad mecánica de los activos del campo San Francisco de Hocol, se encontraba muy por debajo de lo esperado. Se realizó una evaluación de mantenimiento y AMS Group fue llamada para guiar la implementación del mantenimiento predictivo (dentro del marco de ejecución del mantenimiento basado en condición), como parte de todas las recomendaciones del diagnóstico realizado.

Se ejecutó el proceso completo, desde la clasificación de equipos críticos hasta la implementación del mantenimiento predictivo, tomando como guía la norma ISO 17359. *Condition monitoring and diagnostics of machines — General guidelines, 2003* y la norma *NORZOK STANDAR Z-008. Criticality analysis for maintenance purposes, 2001*. La cual, a grandes rasgos recomienda: definir equipos críticos y funciones a los que se van a aplicar las técnicas predictivas, cuales se van a ejecutar, su frecuencia, como se toman los registros, la emisión de un diagnóstico y su posterior mantenimiento (cuando lo requiera) finalizando con la retroalimentación para mejora continua.

Además de lo anterior, se plantean y describen todas las instalaciones del cliente donde se aplicó la implementación y de donde se obtuvieron los resultados mostrados.

La Composición teórica de la monografía inicia con una breve investigación de los antecedentes en la aplicación, operación y participación. Los resultados obtenidos para Hocol, luego de la implementación, van desde aumento en la disponibilidad global, disminución de pérdidas y cambio cultural en todo el campo donde se aplicó el proyecto.

---

\* Monografía

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Especialización en gerencia de mantenimiento,  
Director Camilo Andrés Cardona

## SUMMARY

**TITLE:** MODEL FOR THE IMPLEMENTATION OF PREDICTIVE MAINTENANCE FACILITIES IN THE PRODUCTION OF AN OIL COMPANY<sup>2</sup>

**AUTHORS:** ADRIANA MARÍA RUIZ ACEVEDO

**KEYWORDS:** MAINTENANCE, PREDICTIVE MAINTENANCE, CRITICAL EQUIPMENT, PREDICTIVE TECHNIQUES, SAVINGS

### **SUBJECT OF DESCRIPTION:**

The mechanical availability of the assets of San Francisco Hocol field, was well below expectations. . It made an evaluation of maintenance and AMS Group was called to guide the implementation of predictive maintenance (within the framework of execution of condition based maintenance), as part of the recommendations of the diagnosis made.

We ran the entire process from the classification of critical equipment through implementation of predictive maintenance, guided by ISO 17359. *Condition monitoring and diagnostics of machines - General guidelines*, 2003 and the standard Z-008 STANDARD NORZOK. *Criticality analysis for maintenance Purposes*, 2001. Which broadly recommends: defining critical equipment and functions to apply to be predictive techniques, which are to be run, their frequency, as of records, the issuance of a subsequent diagnosis and maintenance (when required) ending with the feedback for continuous improvement.

Besides the above, we propose and describe all of the customer where the implementation was applied and where we obtained the results shown.

The theoretical composition of the monography starts with a brief investigation about the antecedents in the application, operation and participation. The results obtained for Hocol, after implementation, ranging from increased global availability, reduced losses and cultural change around the area where the project was implemented.

---

\* Monograph

\*\* Faculty of Mechanical Engineering-Physical. Expertise in management of maintenance,  
Director Camilo Andres Cardona

## INTRODUCCIÓN

En las instalaciones de la petrolera Hocol S.A. – Neiva, donde sus activos desarrollan el proceso de extracción de crudo, se requería manejar una disponibilidad mecánica superior al 95%, para lograr la utilización que asegurara el máximo margen de negocio.

Durante el segundo semestre, se obtuvieron valores negativos del orden de 85% y 90%, como producto de fallas recurrentes de equipos principales y auxiliares del sistema eléctrico (sistema con menor confiabilidad durante esta situación), afectando las utilidades tanto de Hocol S.A. como las del proveedor de mantenimiento. Además de esta situación, otro problema difícil de medir, derivado del panorama descrito, es el impacto en la imagen de ambas compañías por la ineficiencia de sus procesos y las pérdidas de producción generadas.

Inicialmente se realizaron varios análisis de causa raíz para eventos puntuales y análisis de mejora en el sistema eléctrico., Las causas planteadas demostraron que los problemas señalados se pudieron prever con el uso de sencillas pruebas para detectar las incipientes fallas de los equipos involucrados en la producción. Por ejemplo: daños progresivos y desgaste acelerado en pistones de motocompresores de gas causados por el mismo fluido de proceso,; cuyas recomendaciones apuntaron a monitorear el equipo debido a que su criticidad requería evitar mantenimientos preventivos intrusivos. Otro ejemplo fueron las innumerables fallas en la red eléctrica propia, causadas por fallas normales en sus equipos, fácilmente detectables a través de inspecciones visuales e inspecciones termográficas (estas fallas eran un factor determinante en las pérdidas de producción debido a que muchos pozos estaban electrificados y dependen directamente de este sistema)

Por ende, algunos de estos análisis arrojaron la necesidad de implementar un modelo de gestión de mantenimiento predictivo, que para la fecha consistía exclusivamente en la aplicación de análisis de vibraciones a ciertos equipos y de termografía a otros, pero sin la consideración de lineamientos o estándares que generaran una mejora al desempeño general del proceso. En ese momento las decisiones en torno a estas tecnologías obedecían a la intuición más que a un plan estratégico estructurado a partir de un análisis previo.

Por todo lo anterior, Hocol S.A. solicitó a una firma especializada en Ingeniería de Mantenimiento y Confiabilidad, realizar un diagnóstico del estado de arte del mantenimiento, y a partir de este plantear una solución de ingeniería que diera sostenibilidad al desempeño de los activos para cumplir con los objetivos del negocio. Dicha evaluación, realizada a través de la Matriz de Excelencia, arrojó, entre otras recomendaciones, la necesidad de implementar estructuradamente el mantenimiento basado en condición: cuidado básico de equipos, inspecciones como parte de la estrategia de mantenimiento y mantenimiento predictivo. En la figura 1, se muestra el resultado del diagnóstico realizado.

Figura 1. Gráfica Evaluación de Mantenimiento a través de Matriz de Excelencia

CLASE	ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO	ADMINISTRACIÓN Y ORGANIZACIÓN	PLANEACIÓN Y PROGRAMACIÓN	TÉCNICAS DE MANTENIMIENTO	MEDIDAS DE DESEMPEÑO	TECNOLOGÍA DE LA INFORMACIÓN Y SU USO	INVOLUCRAMIENTO DE LOS EMPLEADOS	ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD	ANÁLISIS DE PROCESOS	INFORMACIÓN SOBRE INFRAESTRUCTURA E INSTALACIONES
<b>CLASE MUNDIAL</b>	Estrategia Corporativa de Mantenimiento	Organización de Alto Desempeño	Ingeniería de Mantenimiento y Planeación de Largo Plazo (mín. 3 años a la vista)	Todas las tácticas derivadas de un análisis estructurado	Efectividad de Equipos, benchmarking y excelente base de datos de costos	Bases de datos totalmente integradas	Equipos de trabajo autónomos	Programa total de confiabilidad. Predicción y ajuste de estrategias con base en estudios de confiabilidad	Revisión regular de los procesos de costo, tiempo y calidad. Certificación ISO 9000 de los procesos de mantenimiento	Fuente única de información de infraestructura de equipos, componentes y las diferentes jerarquías
<b>DE LO MEJOR EN SU CLASE</b>	Plan de mejoramiento a largo plazo	Organización de mantenimiento integrada con proveedores de bienes y servicios	Buena planeación y programación del trabajo. Soporte de Ingeniería de Mantenimiento	CBM formal y dando resultados. PPMs con base en PCM. Inspecciones basadas en riesgo	MTBF /MTTR, Disponibilidad, costos de mantenimiento muy estructurados y gestionados	CMMS Convencional ligado a financiero y materiales	Equipos de mejoramiento continuo formalmente creados y funcionando	Modelamiento de Confiabilidad	revisión de procesos administrativos de mantenimiento (estratégicos, tácticos y operativos)	Infraestructura de equipos y componentes estandarizada en las diferentes bases de datos
<b>CONCIENTE</b>	Plan estratégico de mantenimiento a un año	Mantenimiento integrado con las demás áreas de la compañía	Grupos de Planeación e Ingeniería de Mantenimiento establecidos	Algo de CBM. Algo de NDT	Tiempos de parada con modo, causa y efecto de falla. Costos de mantenimiento disponibles	CMMS convencional no ligado a otros sistemas	Comités de mejoramiento ad-hoc	Buena base de datos de falla en uso. RCFA y FMEA	Revisión periódica de procesos o procedimientos técnicos por disciplinas	Infraestructura de equipos raquizada y clasificada
<b>INSATISFACTORIO</b>	Plan de mejoramiento de mantenimientos preventivos	Mantenimiento integrado a Operaciones	Soporte para detección de fallas y programación	Inspecciones basadas en tiempo	Algunos registros de falla y costos de mantenimiento no segregados	Algunos programas y registros de repuestos	Algunas reuniones de mejoramiento en seguridad	Registro de fallas poco usado	Procesos técnicos de mantenimiento revisados por lo menos una vez	Infraestructura de equipos y componentes estructurada en algún medio magnético
<b>INOCENTE</b>	Mantenimiento reactivo	Organización y administración funcional	No planeación. Programación elemental. No existe Ingeniería de mantenimiento	Paradas anuales de inspección únicamente	Ninguna aproximación sistemática a costos de mantenimiento y fallas de equipos	Manual y registro ad-hoc	Solo reuniones con el personal para tocar temas sindicales o sociales	No existe registro estructurado de fallas	Procesos técnicos y administrativos de mantenimiento no documentados y nunca revisados	No existe ningún registro de la infraestructura de equipos y componentes

Fuente: datos de mantenimiento campo San Francisco

A partir del panorama descrito, AMS Group fue contactado para apoyar la implementación del mantenimiento predictivo en las facilidades de producción de crudo del campo San Francisco de Hocol S.A. ubicado en el Huila (el administrador de mantenimiento se encargó de complementar el mantenimiento basado en condición)

El presente documento, describe la utilización de las mejores prácticas en Mantenimiento Predictivo usadas en la solución particular realizada, teniendo en cuenta los criterios de una gerencia de mantenimiento enfocada en obtener un mejoramiento comprobable del desempeño de los activos.

## **OBJETIVOS**

**Objetivos Generales:** Desarrollar un modelo práctico de gestión para la implementación del mantenimiento predictivo aplicado a facilidades de producción de una empresa petrolera.

### **Objetivos Específicos:**

- Establecer bajo la Norma ISO 17359. *Condition monitoring and diagnostics of machines — General guidelines*, 2003, los lineamientos para definir cuáles serían los equipos a los que se les debía aplicar el mantenimiento predictivo, las rutinas y frecuencias predictivas.
- Estructurar un modelo de mantenimiento predictivo que permita facilitar la implementación de las diferentes etapas de ejecución con calidad y oportunidad.
- Determinar con exactitud cuáles serían los indicadores respectivos de Eficiencia y Efectividad, que demostrarían los beneficios económicos y operacionales de la implementación del mantenimiento predictivo en este tipo de industria.
- Exponer la utilidad del planteamiento teórico mediante un caso de éxito del modelo aplicado en las facilidades de producción del campo San Francisco.

### **JUSTIFICACIÓN DEL PLAN PROPUESTO:**

Es importante señalar que el mantenimiento predictivo por sí solo no es la respuesta absoluta hacia un cambio sustancial en una estrategia macro de la gestión de activos de una empresa. Este hace parte de un enfoque más amplio del Mantenimiento Basado en Condición y es complemento de la Excelencia Operacional (óptima operación y cuidado básico de los activos) con la que se debe contar para alcanzar logros relevantes y de esta forma, llegar a aplicar el

Mantenimiento Proactivo, cuya finalidad es incrementar la vida productiva de los equipos de una industria.

Desde esta perspectiva, este proyecto propone la creación de un modelo para la implementación exitosa del mantenimiento predictivo, que permita reducir el número de fallas prematuras de los equipos de una industria petrolera y logre extender significativamente la vida útil de sus componentes, una tarea fundamental en la misión de un Gerente de Mantenimiento. La adopción del modelo planteado tendrá un impacto positivo en la disminución de pérdidas de producción y en el ahorro de la industria por concepto de las intervenciones en equipos, beneficiando así al cliente que contrató dicha implementación.

Por otra parte, la firma consultora (AMS Group), tendrá la posibilidad de replicar y perfeccionar este logro en proyectos futuros.

## 1. ASSET MANAGEMENT SOLUTIONS

Asset Management Solutions Ltda. – AMS Group Ltda., se creó en el año 2006 como una empresa colombiana de consultoría en el área de Gestión de Activos e Ingeniería de Confiabilidad, especializada en el desarrollo e implementación de soluciones integrales enfocadas en el mejoramiento del desempeño de los procesos industriales de nuestros clientes.

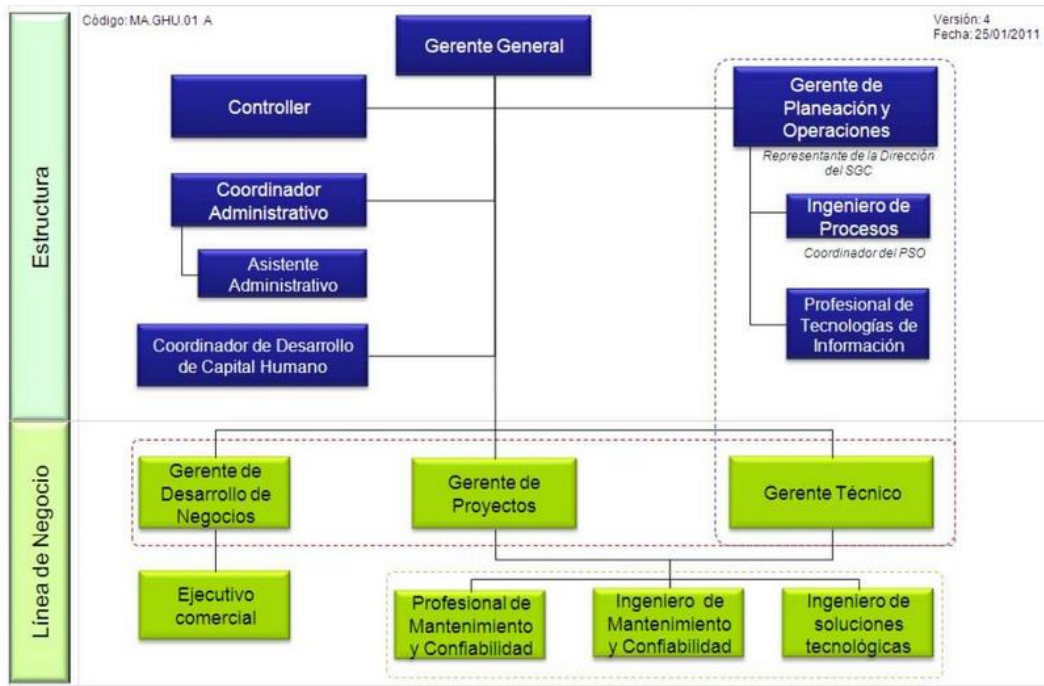
Ofrece servicios de capacitación, implementación y facilitación de procesos en confiabilidad y mantenimiento, entre otros:

- Ingeniería de Confiabilidad (RCA, RAM, RIM, LCC, Análisis Weibull, Crow AMSAA)
- Ingeniería de Mantenimiento (Criticidad, Taxonomía, RCM, FMECA, PMO, P&S, Paradas de Planta)
- Integridad Mecánica (RBI, SIL/SIS, Hazop, LOPA, FTA)
- Integridad Operativa
- Mantenimiento Predictivo
- Planes de Reposición de Activos a Largo Plazo (LTARP)
- Diagnósticos de Mantenimiento
- Auditorías de Gestión de Activos (PAS 55, Modelo STS)
- Implementación de Sistemas de Gestión de Activos Físicos (PAS 55)

El proyecto sobre el cual se desarrolla esta monografía se implementó en las facilidades de producción de crudo, de uno de nuestros clientes.

## 1.1 ORGANIZACIÓN DE LA EMPRESA

Figura 2. Organización AMS Group Ltda.



## 1.2 UBICACIÓN DE PROYECTOS

En Colombia:

Figura 3. Presencia de AMS Group en Colombia, se listan los más representativos



En el mundo:

Figura 4. Presencia de AMS Group en el mundo, se listan los más representativos



## **2. MANTENIMIENTO**

El mantenimiento ha sido desde el inicio en la industria, parte fundamental de su desarrollo y poco a poco ha venido evolucionando cambiando paradigmas existentes desde sus inicios, gracias a su apoyo en herramientas, creadas para y por otros departamentos de las empresas (calidad, estadísticas, desarrollo de capital humano, financieros, etc.), que le han permitido llegar a ser parte fundamental del engranaje de mejora continua y a ser visto hoy en día, no solo como un grupo de “gastos y perdidas” si no como un grupo que trabaja en pro de mejorar la gestión de sus activos, que según la norma de Gestión de Activos PAS-55, significa: “Todas aquellas actividades y prácticas sistemáticas y coordinadas a través de las cuales una organización administra de manera óptima sus activos y el comportamiento de estos, riesgo y gastos durante su ciclo de vida útil con el propósito de alcanzar su plan estratégico organizacional.”

### **2.1 EVOLUCIÓN DEL MANTENIMIENTO**

Como lo comenta Carlos Ramón González en su libro Principios de Mantenimiento – Especialización en Gerencia de Mantenimiento 2009 (pág. 5), podemos decir que el mantenimiento inició con el mismo nacimiento de la industria, cuando se crearon los procesos de producción mecanizados para la fabricación de bienes a gran escala, lo que obligó a que esta dependiera de un adecuado funcionamiento de estas máquinas. Sin embargo, el mantenimiento

era considerado una actividad sin importancia y un costo en el que se debía incurrir.

Dando un vistazo rápido a lo que ha sido la evolución del mantenimiento, se facilita hablar de las *Generaciones* que han marcado el desarrollo y mejora desde sus inicios, sin embargo la mayoría de los autores no se ponen de acuerdo en los años en los que empieza y termina cada una. Este documento se ha apoyado en el libro de John Moubray, *Reliability Centred Maintenance*, Industrial Press, NY 1997.

Tabla 1. Generaciones de mantenimiento

Aspectos de mantenimiento	Comportamiento 1era generación (I Guerra Mundial - 1950)	Comportamiento 2da generación (1950 - 1970)	Comportamiento 3era generación (1970 - 2000)	Comportamiento 4ta generación (2000 - presente)
<b>Expectativas del mantenimiento</b>	Repare equipos cuando estén rotos	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Equipos con mayor disponibilidad</li> <li>- mayor duración de los Equipos</li> <li>- Bajos costos de mantenimiento</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Equipos con mayor disponibilidad y confiabilidad.</li> <li>- Incremento en la seguridad</li> <li>- Sin daño al ambiente</li> <li>- Mejor calidad de producto</li> <li>- Mayor duración de los equipos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Equipos con mayor disponibilidad y confiabilidad</li> <li>- Incremento en la seguridad</li> <li>- Sin daño al ambiente</li> <li>- Mejor calidad de producto</li> <li>- Mayor duración de los equipos</li> <li>- <b>Mayor Costo – Efectividad</b></li> <li>- Manejo del Riesgo (legislación, procedimientos, entrenamientos, equipos para minimizar el riesgo, etc)</li> </ul>
<b>Visión sobre la falla del equipo</b>	Todos los equipos se desgastan	Todos los equipos cumplen con la “curva de la bañera”	Existen 6 patrones de falla	Fallas desde el punto de vista del error humano, error del sistema, error de diseño y error de selección (Confiabilidad Operacional)
<b>Técnicas de mantenimiento</b>	Todas las habilidades de reparación	<ul style="list-style-type: none"> <li>- mantenimientos mayores planeados y programados</li> <li>- Sistemas de planificación y control de los trabajos (PERT, Gantt, etc.)</li> <li>- Computadores grandes y lentos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- <b>Mantenimiento predictivo</b></li> <li>- Diseño basado en confiabilidad y mantenibilidad</li> <li>- Estudio de riesgos</li> <li>- Análisis de modos de falla y sus efectos (FMEA, FMECA)</li> <li>- Pequeños y rápidos computadores</li> <li>- Sistemas expertos</li> <li>- Trabajo en equipo y apoderamiento</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Monitoreo por condición</li> <li>- Diseño basado en confiabilidad y mantenibilidad</li> <li>- Estudio de riesgos</li> <li>- Análisis de modos de falla y sus efectos (FMEA, FMECA)</li> <li>- Pequeños y rápidos computadores</li> <li>- Trabajo en equipo y apoderamiento</li> <li>- Uso de técnicas especializadas (RCA, RCM, TPM, PMO, Modelamiento de confiabilidad, optimización de repuestos etc.)</li> <li>- ERP – módulos de mantenimiento</li> <li>- “Outsourcing”</li> <li>- Internet</li> </ul>

Como se puede observar en la tabla, el mantenimiento predictivo inició en la tercera generación.

Después de atravesar la guerra y posterior recuperación de la misma, el mundo entra en un período de resurgimiento de la industria. Sin embargo, en 1973 otro revés golpea el sector: la crisis energética debido a la decisión de los países árabes de no exportar crudo a EEUU y Europa Occidental.

Esto obligó a los expertos a considerar nuevas formas de producir y mantener sus equipos, para optimizar al máximo sus recursos y aumentar el tiempo de funcionamiento.

Una vez superado el impase, se hace visible la necesidad de estandarizar todas estas iniciativas para obtener beneficios integrales en la industria, no solo en EEUU sino en Europa occidental, dando paso a la creación de las normas internacionales que nos rigen hasta hoy.

En esta etapa se vislumbra el rol del Operador más que como un simple “aprieta botones”. El personal de producción empieza a ser visto como pieza importante en el funcionamiento diario de los equipos, pasa a ser el responsable del equipo, velando porque esté en perfectas condiciones al momento de empezar su labor y por operarlo de manera segura. Todo esto se conoce hoy día como el cuidado básico de equipos que hace el operador.

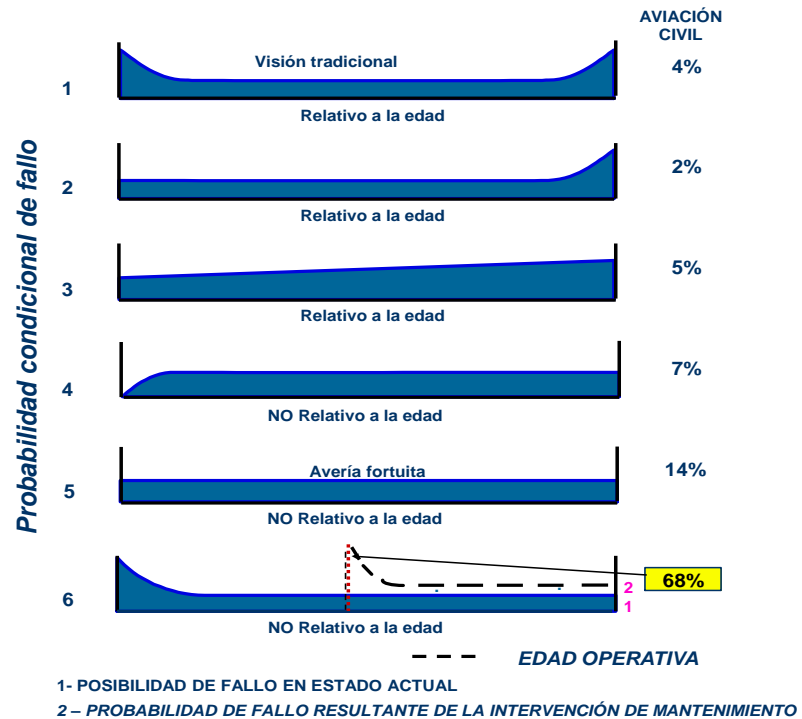
Ya no se habla solo de la disponibilidad de los equipos, un nuevo concepto se abre paso: Confiabilidad; y como asegurar la menor cantidad de fallas en los mismos. Se plantean análisis estadísticos más especializados hacia mantenimiento.

Los estudios especializados se abren paso generando cambios profundos en la gestión de mantenimiento. Quizá uno de los aportes más reconocidos en la década de los 70's, es el de Nowlan y Heap del cual se derivan las nuevas

acciones de mantenimiento, para “adelantarse a tratar” las diferentes formas en las que puede afectarse un equipo.

Es el caso de la definición de varios patrones de falla y no uno, como rigió en la generación anterior (curva de la bañera).

Figura 5. Análisis fallas vs. edad de los equipos



De la figura anterior se puede observar el resultado de los estudios realizados, los 6 patrones que rigen la probabilidad de falla de los equipos con sus correspondientes porcentajes de ocurrencia:

- Patrón 1: “Curva de la bañera” – Alta mortalidad infantil, seguida de un bajo nivel de fallas aleatorias, terminando en una zona de desgaste. (4%)
- Patrón 2: “El punto de vista tradicional”: Pocas fallas aleatorias terminando en una zona de desgaste (2%)
- Patrón 3: Incremento constante de la probabilidad de falla. (5%)

- Patrón 4: Rápido incremento de la probabilidad de falla, seguido de un comportamiento aleatorio. (7%)
- Patrón 5: Fallas aleatorias: ninguna relación entre la edad del equipo y la probabilidad de falla (14%)
- Patrón 6: Alta mortalidad infantil seguida de un comportamiento aleatorio de probabilidad de fallas (68%)

Este análisis muestra que el patrón 6 es el que más se presenta en la industria, por tanto se puede decir que los equipos dependen más de la correcta selección y montaje, arranque y operación entre parámetros, que del cumplimiento de su vida útil para que su funcionamiento sea óptimo.

Vale la pena mencionar que cada intervención que se le hace a los equipos, modifican su “curva de funcionamiento”, es decir que cada vez que inicia operación nuevamente es como si iniciara desde el principio de la curva (mortalidad infantil) y el riesgo de falla va decreciendo a medida que va pasando el tiempo con el equipo en funcionamiento. Esto evidencia que los equipos tengan que “envejecer”, es decir tengan y cumplan una vida útil y que al final de su período, las fallas aleatorias lleguen a ser tan frecuentes, obligando así a tomar decisiones de cambio y no seguir tratando de prolongar su funcionamiento con tareas preventivas.

La función de mantenimiento presenta cambios importantes dentro de su estrategia, ya no se habla solamente de tareas preventivas o correctivas; ahora entra a jugar una nueva forma de trabajar, el mantenimiento basado en condición y de manera predictiva. En consecuencia, se crean nuevas tecnologías que ayudan a detectar dichos problemas, sin necesidad de parar los equipos (PE: termografía, ultrasonido, análisis de vibraciones, análisis de aceites, etc.) en otros casos se hace monitoreo de las condiciones operacionales del equipo (presión, temperatura, ruido, etc.) para saber si está funcionando correctamente. Convirtiéndose prácticamente en la única forma

de minimizar las fallas aleatorias en el período constante de la curva, complementando las estrategias con las cuales se venía trabajando hasta entonces.

En la actualidad la gestión de mantenimiento continúa en su ciclo de evolución. Es el caso del manejo integral del activo. Como se puede observar en la figura 6, la gestión de mantenimiento, actualmente se basa en el análisis de datos; tener información veraz de los equipos pasa a ser lo más importante y sobre lo cual se basan las decisiones de gestión sobre los mismos. Se empieza a ver el equipo como un activo de la compañía y no como una “máquina que genera gastos”, en la cual se puede invertir para beneficio de todos.

Figura 6. Generaciones que agrupan las mejores prácticas de mantenimiento



Al verlo como un activo que se debe cuidar y mantener en buen estado, las grandes compañías se han dado cuenta que la responsabilidad sobre el activo es compartida. No solo es que el personal de mantenimiento conserve la confiabilidad de los equipos y trabajando cuando sea requerido, también se han

dado cuenta que es muy importante operarlo de forma limpia y segura y dentro de los parámetros para los cuales fue diseñado.

Tareas sencillas de limpieza, cuidado básico e inspecciones diarias de los activos han llevado a mejoras continuas, que junto al manejo de técnicas predictivas para monitorear la condición del equipo, completan estrategias de mantenimiento exitosas, basadas en la detección temprana de fallas

Es así como se muestra que el mantenimiento predictivo por sí solo no es la respuesta a la necesidad de reducción de fallas en los activos. ¿Cuántos análisis de causa raíz han arrojado falencias en la operación de los equipos? Hay que trabajar de la mano con las personas que conviven con ellos todo el tiempo, quienes los conocen y saben como se comportan pero en muchas ocasiones no saben como operarlos de forma óptima.

En la medida en que el mantenimiento basado en la condición del activo, se abra paso y sea exitoso, se abrirán las puertas a la verdadera Gestión de Activos en la compañía, asegurando un manejo integral de la organización, la operación y los activos.

### 3. MANTENIMIENTO PREDICTIVO

Según la norma ISO 13372:2004. *Condition monitoring and diagnostics of machines — Vocabulary*, pag. 2, el mantenimiento predictivo es: el mantenimiento enfocado en la predicción de la falla y en la toma de decisiones basadas en la condición del equipo para prevenir su degradación o falla.

Adicional a este concepto, la *EPRI - Electric Power Research Institute*<sup>3</sup>, define el mantenimiento predictivo como: un proceso que requiere de tecnologías y personal capacitado, que integra todos los indicadores disponibles de la condición de los equipos (datos de diagnóstico y rendimiento, registro de datos del operador), históricos de mantenimiento, y el conocimiento de diseño para tomar decisiones oportunas sobre los requisitos de mantenimiento de los equipos importantes.

Uniendo ambos conceptos se observa que el mantenimiento predictivo (y el mantenimiento en general debería ser igual) se maneja como un proceso, el cual debe estar debidamente documentado, con procedimientos, personal capacitado y plenamente definida su aplicación, tanto los equipos como los costos que implica el desarrollo de sus actividades.

Su implementación está regida por un paso a paso definido (ampliado más adelante) que a modo general, se compone de:

- Validación de los equipos críticos
- Definición de las rutinas predictivas a aplicar y su frecuencia

---

<sup>3</sup> Electric Power Research Institute (EPRI). Predictive Maintenance Self-Assessment Guidelines for Nuclear Power Plants, 2000. Pág 1 -1

- Capacitación del personal técnico
- Costeo de la matriz de predictivo y definición de la forma como se va a aplicar (con recurso propio o contratado)
- Cargue de las rutinas en el CMMS (Sistema computarizado de gestión del mantenimiento)
- Inicio y seguimiento de la ejecución y resultados de las rutinas
- Medición de indicadores del proceso y mejora con base en retroalimentación de resultados.

Básicamente se trata de la aplicación de técnicas que buscan definir la tendencia operacional de un equipo, bien sea a través de la extrapolación o el resultado de la toma de datos, por medio del monitoreo de diferentes variables como por ejemplo<sup>4</sup>:

Temperatura	Condición de aceites
Presión	Humedad
Movimiento mecánico	Tensión y deformación
Impulsos, choques	Vibración
Ultrasonido	Sonido, ruido
Aceleración y desaceleración	Posición mecánica
Acción cíclica	Desplazamiento
Grado de cambio	Tiempo
Concentración	Descargas
Función y características eléctricas	Composición
Función mecánica	Características magnéticas y electromagnéticas

---

<sup>4</sup> GONZÁLEZ BOHÓRQUEZ, Carlos Ramón. Principios de Mantenimiento. Universidad Industrial de Santander-UIS. Posgrado en Gerencia de Mantenimiento. Cartagena, 2007. Pág 37.

Ambos, el mantenimiento predictivo y el preventivo son planeados y programados, con recursos asignados y costos que deben ser revisados mensualmente.

Como lo menciona Ernesto Botero Botero en su libro *Mantenimiento Preventivo - Posgrado en Gerencia de Mantenimiento 2007*; el mantenimiento predictivo se ha convertido hoy día en una parte indispensable de la planeación de mantenimiento y las estrategias de paradas de las plantas modernas, ya que estas quieren diferir el mantenimiento de los equipos hasta que se haya establecido la necesidad del mismo.

Parte de este éxito se debe a que la mayoría de las actividades de mantenimiento preventivo son de tipo intrusivas sobre el equipo, lo que genera un aumento de recursos, de pérdidas de producción (no solo por la parada, además por el tiempo de restablecimiento) y de la probabilidad de falla del equipo, (hay que recordar que el inicio de la curva de operación se “mueve” al intervenirlo y se demostró que la mayoría de los equipos fallan más comúnmente en el montaje o en el arranque) Contrario al mantenimiento predictivo que, prácticamente todas las tecnologías que lo componen, son no destructivas y muchas de ellas son en línea con el equipo en operación.

De hecho, al realizar las evaluaciones o diagnósticos de mantenimiento, uno de los indicios de avance hacia el mejoramiento continuo del mantenimiento, es el grado de implementación del predictivo como parte del mantenimiento basado en condición. Un vistazo (figura 7) a la Matriz de la Excelencia (es una de las herramientas más utilizadas a nivel mundial, construida a lo largo del tiempo, y muestra de manera gráfica y cuantitativa el estado de las organizaciones de mantenimiento y en diferentes aspectos evaluados, así como su interacción con el proceso operaciones) muestra el grado de importancia que tienen este tipo de actividades dentro de una organización de clase mundial:

Figura 7. Matriz de Excelencia Operacional

CLASE	ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO	ADMINISTRACIÓN Y ORGANIZACIÓN	PLANEACIÓN Y PROGRAMACIÓN	TÉCNICAS DE MANTENIMIENTO	MEDIDAS DE DESEMPEÑO	TECNOLOGÍA DE LA INFORMACIÓN Y SU USO	INVOLUCRAMIENTO DE LOS EMPLEADOS	ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD	ANÁLISIS DE PROCESOS	INFORMACIÓN SOBRE INFRAESTRUCTURA E INSTALACIONES
<b>CLASE MUNDIAL</b>	Estrategia Corporativa de Mantenimiento	Organización de Alto Desempeño	Ingeniería de Mantenimiento y Planeación de Largo Plazo (mín. 3 años a la vista)	Todas las tácticas derivadas de un análisis estructurado	Efectividad de Equipos, benchmarking y excelente base de datos de costos	Bases de datos totalmente integradas	Equipos de trabajo autónomos	Programa total de confiabilidad. Predicción y ajuste de estrategias con base en estudios de confiabilidad	Revisión regular de los procesos de costo, tiempo y calidad. Certificación ISO 9000 de los procesos de mantenimiento	Fuente única de información de infraestructura de equipos, componentes y las diferentes jerarquías
<b>DE LO MEJOR EN SU CLASE</b>	Plan de mejoramiento a largo plazo	Organización de mantenimiento integrada con proveedores de bienes y servicios	Buena planeación y programación del trabajo. Soporte de Ingeniería de Mantenimiento	CBM formal y dando resultados. PPMs con base en RCM. Inspecciones basadas en riesgo	MTBF /MTTR, Disponibilidad, costos de mantenimiento muy estructurados y gestionados	CMMS Convencional ligado a financiero y materiales	Equipos de mejoramiento continuo formalmente creados y funcionando	Modelamiento de Confiabilidad	Algunas revisiones de procesos administrativos de mantenimiento (estratégicos, tácticos y operativos)	Infraestructura de equipos y componentes estandarizada en las diferentes bases de datos
<b>CONCIENTE</b>	Plan estratégico de mantenimiento a un año	Mantenimiento integrada con las demás áreas de la compañía	Grupos de Planeación e Ingeniería de Mantenimiento establecidos	Algo de CBM. Algo de NDT	Tiempos de parada con modo, causa y momento de falla. Costos de mantenimiento disponibles	CMMS convencional no ligado a otros sistemas	Comités de mejoramiento ad-hoc	Buena base de datos de falla en uso. RCFA y FMEA	Revisión periódica de procesos o procedimientos técnicos por disciplinas	Infraestructura de equipos jerarquizada y clasificada
<b>INSATISFACTORIO</b>	Plan de mejoramiento de mantenimientos preventivos	Mantenimiento integrado a Operaciones	Soporte para detección de fallas programación	Inspecciones basadas en tiempo	Algunos registros de falla y costos de mantenimiento no segregados	Algunos programas y registros de repuestos	Algunas reuniones de mejoramiento en seguridad	Registro de fallas poco usado	Procesos técnicos de mantenimiento revisados por lo menos una vez	Infraestructura de equipos y componentes estructurada en algún medio magnético
<b>INOCENTE</b>	Mantenimiento reactivo	Organización y administración funcional	No planeación. Programación elemental. No existe Ingeniería de mantenimiento	Paradas anuales de inspección únicamente	Ninguna aproximación sistemática a costos de mantenimiento y fallas de equipos	Manual y registro ad-hoc	Solo reuniones con el personal para tocar temas sindicales o sociales	No existe registro estructurado de fallas	Procesos técnicos y administrativos de mantenimiento no documentados y nunca revisados	No existe ningún registro de la infraestructura de equipos y componentes

Fuente: CAMPBELL, John Dixon. *Maintenance Maturity Grid*. PricewaterhouseCoopers, Canada.

En el ítem Técnicas de mantenimiento, desde la etapa “Insatisfactorio”, se empieza a observar el requisito de las inspecciones a los equipos, actividades que hacen parte fundamental del mantenimiento basado en condición. Y solo hasta que está completamente implementado es que puede decir que en este ítem, una empresa se encuentra en la etapa “Lo mejor en su clase”.

Un vistazo más profundo a todas las tareas de Mantenimiento Preventivo (PM) revela que, en promedio<sup>5</sup>:

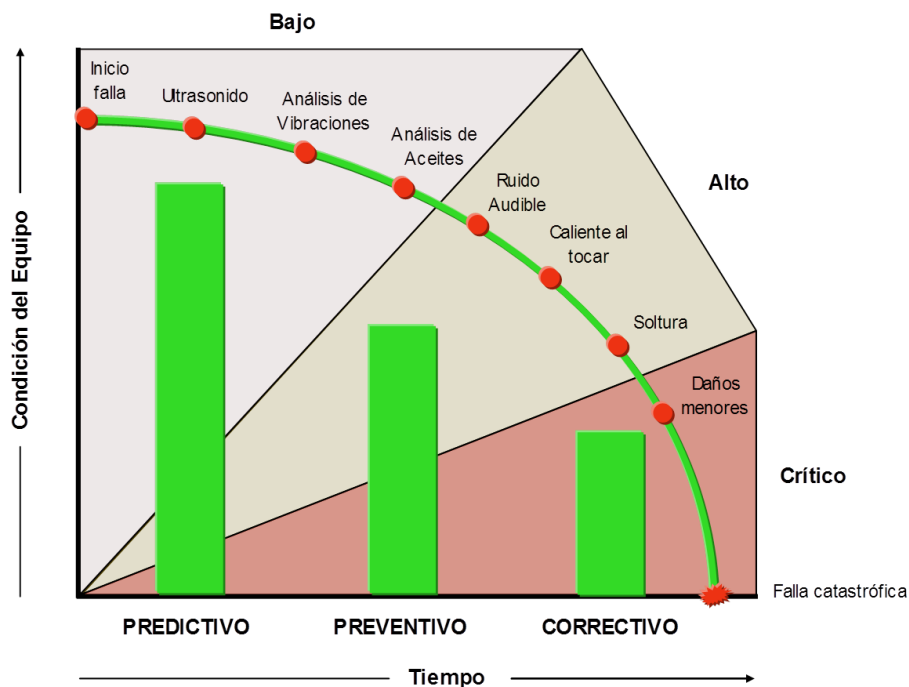
<sup>5</sup> SMITH, Ricky. Por qué su programa de mantenimiento preventivo no está funcionando? En: Confiabilidad.net (en línea) Disponible en: <http://confiabilidad.net/articulos/por-que-su-programa-de-mantenimiento-preventivo-no-esta-funcionando/> (citado en 1 de noviembre de 2011)

- 30% no agregan valor y deberían ser eliminadas
- 30% deberían ser reemplazadas con tareas de Mantenimiento Predictivo (PdM)
- 30% podrían agregar valor si se rediseñan

Lo que significa que solo el 10% de las tareas realmente son útiles, el resto solo representan sobrecostos. Los cuales pueden ser disminuidos a través del mantenimiento predictivo debido a que las técnicas están basadas en el hecho que la mayoría de las partes de la evitando así que las fallas progresan rápidamente, y causen un paro catastrófico. Se habla de un mantenimiento mucho más eficiente, porque se determina el estado de la máquina de forma mucho más exacta y confiable.

La mejor forma de ilustrar la evolución de las fallas en un equipo en general es a través de la curva P-F (figura 8), así como los diferentes momentos donde aplica cada uno de los tipos de mantenimiento.

Figura 8. Curva P-F



Fuente: ALLIED RELIABILITY, Inc. PdM Secrets Revealed. Boston, 2006. Pág. 4

Es así como se puede entender que al inicio de cualquier falla, se presentan síntomas muy leves, imperceptibles por el humano, pero que pueden ser fácilmente detectables a través de algunas técnicas predictivas. Como en este punto aún hablamos de una falla incipiente podemos hablar de un riesgo “bajo” en la operación del equipo.

Al no tener implementado el mantenimiento predictivo o hacer caso omiso de las recomendaciones de las técnicas predictivas aplicadas, la falla del equipo evoluciona y ya se hace perceptible a los sentidos, los operadores comienzan a sentir un ruido particular o que el equipo se calienta más de la cuenta.

En este punto, debido a que la falla ya es perceptible, por lo general se toma la decisión de intervención, lamentablemente en muchos casos, la evolución del daño ha sido tan rápida que al parar el equipo ya se aproxima a la falla catastrófica (último nivel de la curva) y ya no se habla de un mantenimiento preventivo si no de un correctivo.

Al momento de iniciar la implementación del mantenimiento predictivo, se tuvo la oportunidad de demostrar el beneficio de hacer un monitoreo continuo de manera optimizada. Durante un análisis de compresión uno de los compresores recíprocos de gas evidenció un incipiente aumento en la vibración de uno de sus pistones (10.7 mm/s, corresponde a un valor aceptable para equipos que trabajan entre 250 y 1000 Hz, pero se advierte que a la largo plazo se considera una operación “insatisfactoria”<sup>6</sup>) Un mes después el análisis de aceite arrojó un sorpresivo aumento en la cantidad de hierro (Fe: 34ppm) presente en el lubricante. Debido a que los valores se encontraban dentro de

---

<sup>6</sup> ISO 10816\_6. *Mechanical vibration — Evaluation of machine vibration by measurements on non-rotating parts — Part 6: Reciprocating machines with power ratings above 100 Kw. Anexo*

“rangos normales” se decidió esperar al siguiente muestreo de análisis de aceite. 10 días después, la cantidad de hierro se incrementó (47ppm lo que aún, según Exxon Mobil, estaba en el punto entre aceptable y tolerante) y con gran preocupación se evidenció presencia de silicio (Si: 17ppm, estado de alerta), estaño (Sn:11ppm, estado de atención) y presencia de agua debido a que la muestra llegó emulsionada al laboratorio; lo que confirmaba que había una falla en uno de los componentes del equipo. El equipo fue sacado de la operación de forma planeada, aunque urgente y se programó la intervención del mismo, confirmándose la degradación de los casquetes pero sin afectar el eje del compresor, lo que habría sido catastrófico.

Este ejemplo demuestra que la evolución de la falla puede ser tan rápida que la falta de decisión o tomada a destiempo, puede ser fatal para un activo de la compañía. Por tal razón, siempre se sugiere trabajar con varias técnicas predictivas, debido a que la efectividad en el diagnóstico de las fallas depende de la técnica predictiva que identifica el deterioro de manera más temprana y como pueden complementarse entre sí.

Viendo la efectividad del mantenimiento predictivo, se puede decir que sus ventajas son<sup>7</sup>:

- Incremento en la vida útil y disponibilidad (alrededor de un 30%<sup>8</sup>) de los equipos.
- Permite acciones correctivas de manera preventiva (fallas inesperadas se reducen en un 55% y tiempo de reparación en un 60%)

---

<sup>7</sup> Operations & Maintenance – O&M Best Practices Guides - A Guide to Achieving Operational Efficiency Release 2.0, 2004. Cap. 5: Types of maintenance programs. Pág 5.3

<sup>8</sup> Datos estadísticos: MOBLEY, Keith. An introduction to Predictive Maintenance. Second Edition, 2002

- Disminuye el tiempo de parada del activo (aumenta 33% el tiempo de funcionamiento)
- Disminuye costos y mano de obra (casi en un 50%)
- Incrementa la seguridad al medio ambiente
- Genera ahorros de energía porque el equipo opera correctamente por mayor tiempo
- Reducción del tiempo de reparación en un 60%
- Incremento del 30% en el MTBF de equipos

Además de los mencionados anteriormente, existen otros beneficios indirectos u ocultos alrededor de un programa de mantenimiento predictivo<sup>9</sup>:

- Menos estrés
- Mayor tranquilidad
- Facilita el trabajo
- Más tiempo libre
- Mejores relaciones laborales

Sin embargo, no podemos desconocer que también tiene algunas desventajas, las principales son:

- Aumenta la inversión en equipos de diagnóstico o subcontratación para realizar las rutinas.
- Mayor inversión en la capacitación del personal involucrado debido a que deben conocer las técnicas a aplicar y las alarmas que se presentan para tomar decisiones asertivas.
- El potencial de ahorro no es fácilmente visto por la dirección.

---

<sup>9</sup> Extractos de charlas con personal de mantenimiento y operación involucrados en el cambio cultural de reparar a ser proactivos. Allied Reliability, Inc. PdM Secrets Revealed. 2006. Pág. 7-

### 3.1 COSTO – BENEFICIOS

Cuando se habla de la implementación de algo novedoso en cualquier empresa, hay que tener en cuenta que primero se debe convencer al personal del área financiera; demostrarle la necesidad del proyecto y convencerlo que existirán ahorros pero a mediano y largo plazo.

Por lo general, la compra de activos se plantean de la misma forma: el precio de compra más la instalación y los costos de capacitación, los cuales deben pagarse dentro de un número limitado de años (preferiblemente corto) y después de esto debe seguir mostrando una ganancia sustancial después de deducir el importe del capital prestado, los costos de operación, y así sucesivamente. En consecuencia cualquier proyecto que implique una inversión, debe demostrar un retorno de la misma, en el menor tiempo posible.

Este último es uno de los puntos más difíciles a demostrar por un Gerente de Mantenimiento, al momento de querer implementar el mantenimiento basado en condición, específicamente técnicas predictivas que es la gestión de mayor inversión. Esto se debe, en parte, a que el predictivo no es tan fácil de evaluar con un simple ejercicio de costo – beneficio, lamentablemente en muchas ocasiones, la medición del rendimiento de los activos no es tan fácil de medir y mucho menos de demostrarlo económicamente.

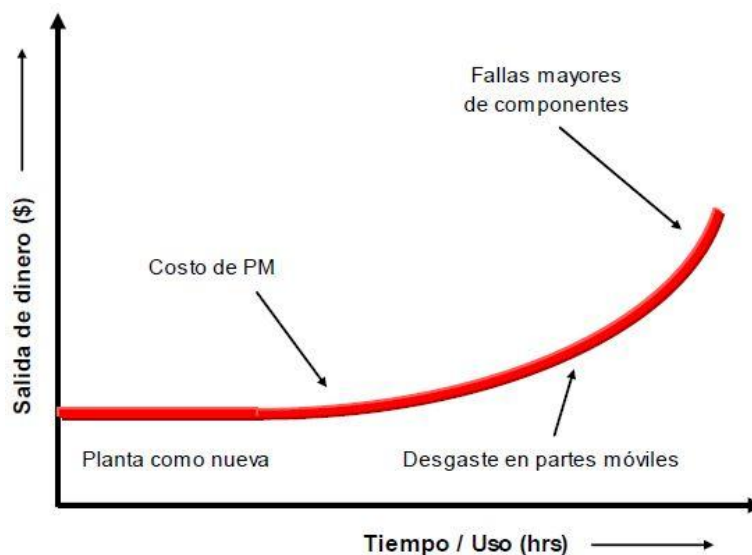
La forma más sencilla de hacerlo es tomando los activos más importantes dentro de la operación de la compañía (a través de un análisis de Pareto) y exponer lo que pasaría donde este o alguno de sus componentes falle, el tiempo de pérdida de producción ocasionado por la parada, los sobrecostos por las horas extras del personal trabajando en la corrección de la emergencia, la compra de repuestos por fuera de lo contratado. Si el costo del (los) evento (s)

es muy alto con un potencial de afectación a la producción y a la imagen de la compañía, seguramente habrá encontrado un aliado de peso en el área financiera.

Sin embargo, todo esto depende de información de calidad, datos de falla de equipos, frecuencia, componentes afectados, costos de reparación (mano de obra, repuestos, pérdidas de producción, etc.) que por lo general las empresas en Colombia no han aprendido a manejar o peor aún, el personal de mantenimiento no conoce su utilidad, por tanto, no los miden. Tanto es así, que el 80% de los costos de mantenimiento corresponden a los costos por indisponibilidad y pocas veces se evalúan. Se espera que una vez, la Gestión de Activos tome forma en las compañías, estos inconvenientes se vayan resolviendo porque ya el mantenimiento en general no se verá como un gasto si no como una inversión en el activo.

Gráficamente, lo que se tiene que demostrar para implementar el mantenimiento predictivo, es lo observado en la figura 9.

Figura 9. Costo estrategia mantenimiento preventivo



Fuente: MOBLEY, Keith. *An introduction to Predictive Maintenance. Second Edition, 2002. Pág: 28*

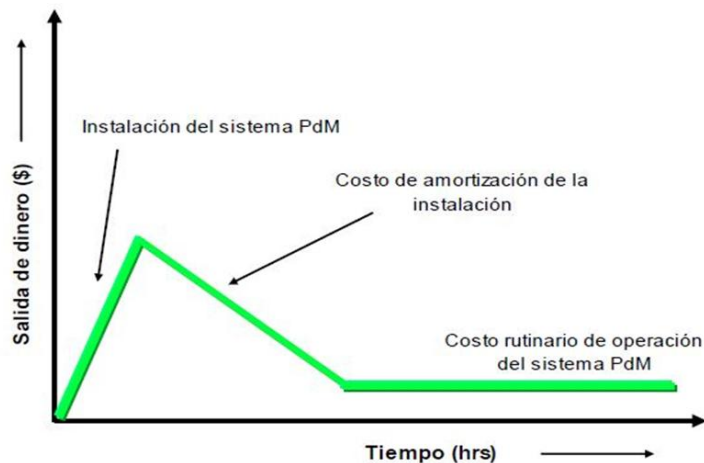
A medida que el tiempo avanza la condición inicial de los equipos se va perdiendo y el consumo de repuestos y combustible empieza a crecer hasta generar las paradas mayores. Este comportamiento típico del costo de una estrategia basada en mantenimiento preventivo solamente.

Una de los primeros pasos que hay que definir al momento de plantear la implementación, es reconocer la forma en que se aplicarán las técnicas predictivas. La contratación de empresas dedicadas a prestar estos servicios, la compra de los equipos para ejecutar la labor, lo que implica un entrenamiento profundo del personal involucrado o la combinación de los dos.

Sin embargo, hay que aclarar que independientemente de cualquiera de los casos seleccionados, el personal interno de la compañía debe conocer y estar al tanto del proceso completo de la implementación: equipos a medir, rutinas y frecuencias a aplicar, informes, alarmas, etc. La profundidad del conocimiento dependerá de la forma escogida para aplicar el predictivo.

Según todo lo anterior, el mantenimiento predictivo requiere de inversión adicional a la del preventivo, que en la mayoría de las ocasiones ya se ha desarrollado cuando la estrategia se modifica para dar pie al inicio del monitoreo. Esto se traduce gráficamente en la figura 10.

Figura 10. Costo de instalación y operación



Fuente: MOBLEY, Keith. An Introduction to Predictive Maintenance, 2nd Edition. 2002.

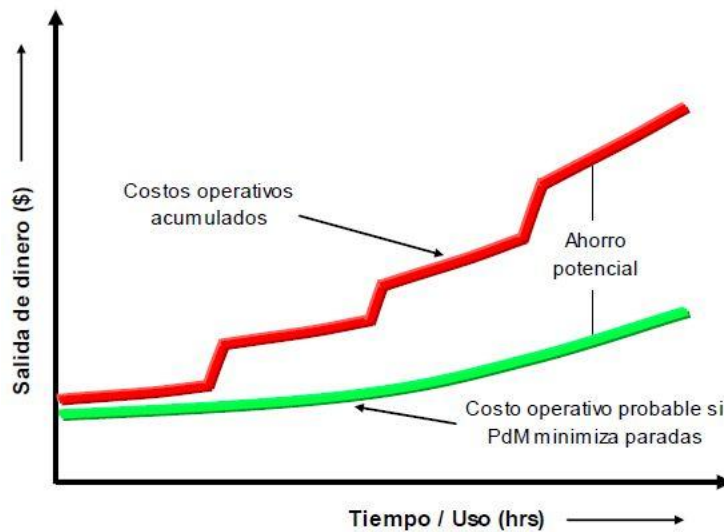
Pág. 30

Al inicio, el costo de establecer el mantenimiento predictivo es alto, por todo lo comentado anteriormente. Rápidamente se encuentra en el punto de amortización de la inversión hasta que llega al costo de operación continua donde su valor se vuelve constante, al ser contrarrestado con los ahorros obtenidos tanto en el capital invertido como en los gastos de funcionamiento del activo.

Ampliando un poco más el concepto de la pendiente descendiente de la gráfica, se refiere a todas aquellas modificaciones realizadas al activo, antes de iniciar las rutinas predictivas, entre otras protecciones, obras civiles, accesos para los puntos de medición, las cuales no deberían afectar la producción ejecutándose durante paradas planeadas para optimizar los costos en mención.

Retomando los beneficios mostrados al final del capítulo anterior, se ha demostrado que en el mediano y largo plazo, la estrategia de mantenimiento que incluye al mantenimiento predictivo genera ahorros como los que se muestra en la siguiente figura.

Figura 11. Ahorros potenciales generados por el uso de PdM

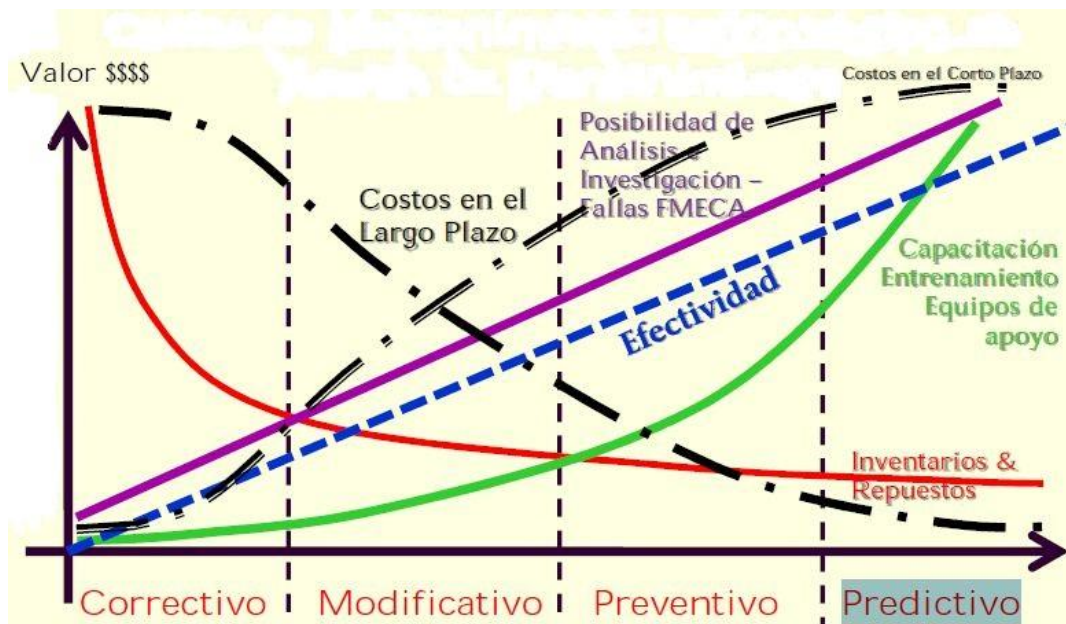


Fuente: MOBLEY, Keith. *An Introduction to Predictive Maintenance, 2nd Edition. 2002.*

Pág. 30

Estos ahorros se hacen tangibles a medida que la información de la condición de la planta sea usada por el Gerente de Mantenimiento para tomar decisiones acerca de los programas de producción y las actividades de mantenimiento. Los presupuestos planeados y su justificación pueden ser soportados con datos reales, por tanto, los recursos son dirigidos con base en necesidades identificadas – extraído del libro *Mantenimiento Preventivo - Posgrado en Gerencia de Mantenimiento 2007* de Ernesto Botero Botero.

Figura 12. Costos de mantenimiento según el tipo de acción mantenimiento



Fuente: MORA GUTIERREZ, Alberto. Costos de mantenimiento UIS Posgrado en Gerencia de Mantenimiento, Agosto 2009.

La figura 12 muestra un completo resumen de este capítulo. Se aprecia el impacto de cada tipo de mantenimiento en los costos, a largo, mediano y corto plazo. Como el correctivo es muy económico al principio pero en el largo plazo, las consecuencias como pérdidas de producción (por paradas inesperadas) y consumo de repuestos sin planeación; de incrementan su valor. Así como la posibilidad de realizar análisis de falla en búsqueda de su causa, es mínima y por ende la efectividad del mismo también es baja.

Se observa también, que el mantenimiento predictivo es la evolución del preventivo, el manejo de los inventarios es similar pero los costos a largo plazo y la efectividad son inversamente proporcionales, siendo esta última mucho más alta.

### 3.2 TÉCNICAS PREDICTIVAS

Como se enunció en el ítem Mantenimiento Predictivo, de este documento, las técnicas predictivas determinan la condición del equipo en el momento que se hagan las mediciones. Estas pronostican la ocurrencia de un evento o falla de un componente, en función del nivel de riesgo y la condición de operatividad de un equipo crítico.

La tabla a continuación muestra algunas de las técnicas y variables medidas dentro del mantenimiento predictivo:

Tabla 2. Ejemplo de mediciones y parámetros usados para el diagnóstico predictivo

Rendimiento	Mecánica	Eléctrica	Análisis de aceite, calidad de producto y otros
Consumo de energía	Expansión térmica	Corriente	Análisis de aceite
Eficiencia	Posición	Voltaje	Análisis de trazas de hierro
Temperatura	Nivel de fluido	Inductancia	Dimensiones de producto
Termografía	Vibración – desplazamiento	Resistencia	Propiedades físicas de producto
Presión	Vibración – velocidad	Capacitancia	Propiedades químicas (color, olor, apariencia)
Flujo	Vibración – aceleración	Campo magnético	Otras pruebas no destructivas
	Ruido audible	Aislamiento	
	Ultrasonido: ondas		

Fuente: ISO 13379. *Condition monitoring and diagnostics of machines — General guidelines on data interpretation and diagnostics techniques, 2003. Pág 8*

Usando varias tecnologías se pueden revisar y confirmar los hallazgos entre tecnologías. Así, una técnica puede encontrar problemas que no pueden ser detectados con otra. Esta es la principal razón de aplicar varias tecnologías, ya que hay muy pocos beneficios al utilizar solo una o dos técnicas predictivas. Es

posible que no se detecten las señales de advertencia que se están presentando, así que los equipos fallarán de cualquier manera.

Como se puede apreciar en la siguiente tabla, existe un sin fin de parámetros que sirven para conocer la condición de un equipo, al momento de la medición. En este documento se desarrollarán algunas de ellas, implementadas en el proyecto.

La frecuencia de medición se explicará en el desarrollo del proyecto.

Tabla 3. Parámetros de monitoreo por tipo de equipo

Parámetros	Tipo de equipos						
	Motor eléctrico	Turbina a gas	Bomba	Compresor	Generador eléctrico	Motores combustión interna	Ventilador
Temperatura	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Presión		✓	✓	✓		✓	✓
Cabeza de presión			✓				
Flujo de aire		✓		✓		✓	✓
Flujo de combustible		✓				✓	
Flujo de fluido de trabajo		✓	✓	✓			
Corriente	✓				✓		

Voltaje	✓				✓		
Resistencia	✓				✓		
Entrada/ Salida energía	✓		✓	✓	✓		
Ruido	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Vibración	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Técnicas acústicas	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Presión de aceite	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Consumo de aceite	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Tribología	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Torque	✓	✓		✓	✓	✓	
Velocidad	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Eficiencia		✓	✓	✓		✓	

Fuente: ISO 13380. *Condition monitoring and diagnostics of machines —General guidelines on using performance parameters, 2002. Pag. 10*

## Análisis de vibración

La vibración se define como toda variación en el tiempo, de una magnitud que describe el movimiento o la posición de un sistema mecánico, cuando esta magnitud es alternativamente mayor o menor que cierto valor promedio.<sup>10</sup>

Esta medición se hace a través de las diferentes ondas que se producen cuando hay movimiento (equipo en funcionamiento) Hay tres formas de medir la “amplitud” de estas ondas, lo cual muestra realmente la severidad de la vibración. Estas tres medidas son<sup>11</sup>:

- Desplazamiento: distancia total de la onda vibratoria entre sus crestas – peak to peak,
- Velocidad: al moverse, las ondas experimentan cambios de velocidad, el mayor valor se mide en la cresta de la onda – peak. Sin embargo la ISO creó un concepto para medir la velocidad, llamado r.m.s (raíz media cuadrada) La principal ventaja es que este tiende a proporcionar el contenido de energía de la señal de vibración.
- Aceleración: como la variación de la velocidad durante el movimiento, es máxima cuando la anterior es cero (0) y se expresa en  $g = 9,80665 \text{ m/s}^2$

La proximidad de la medición de cada uno de estos valores con la condición real del equipo, dependerá de la frecuencia de su movimiento. Por debajo de 10 Hz, no se perciben casi vibraciones en términos de velocidad o aceleración, pero si de desplazamiento. Por encima de 1000 Hz, se apreciará mejor la medición, bajo aceleración; y en el rango entre 10 Hz a 1000 Hz, la medición

---

<sup>10</sup> BS ISO 2041. Mechanical vibration, shock and condition monitoring. Vocabulary, 2009.

<sup>11</sup> GIRDHAR, Paresh. Practical Machinery Vibration Analysis and Predictive Maintenance. Elsevier. Oxford, 2004.

de vibración por velocidad es ampliamente aceptada. Como la mayoría de los equipos funcionan en este rango, es común encontrar que el análisis de vibraciones, se haga bajo el parámetro Velocidad.

Todas las máquinas rotativas producen vibraciones (son parte de la dinámica del equipo), debido a la alineación y balance de las partes giratorias. La medición de la amplitud de vibraciones a ciertas frecuencias, pueden proporcionar información valiosa sobre la exactitud de alineación del eje, el estado de los rodamientos o engranajes, y el efecto sobre el equipo debido a la resonancia de las carcazas, las tuberías y otras estructuras.

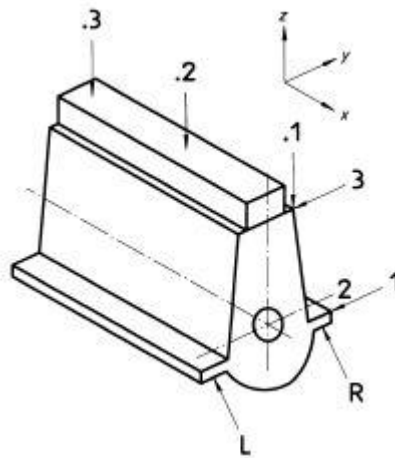
El análisis de vibraciones es un método no intrusivo para monitorear la condición del activo durante el arranque, tiempos fuera de servicio y en la operación diaria. Es usado principalmente en equipos rotativos como turbinas de vapor y de gas, bombas, motores, compresores, máquinas de papel, trenes de laminación, máquinas herramientas y cajas de cambio.

Un sistema de análisis de vibraciones está compuesto por:

- Un recolector de señales (transductor)
- Un analizador de señales
- Un software para el análisis
- Un computador para ejecutar el análisis y almacenar la información

Para obtener mediciones óptimas y lo más uniforme posible, es necesario estandarizar los puntos de medición. En general, las medidas deben ser tomadas siempre, en estos puntos siguiendo la dirección de los tres ejes del plano cartesiano, en relación con la máquina principal. Un ejemplo, muestra claramente lo comentado.

Figura 13. Puntos de medición de vibración en máquina vertical



Fuente: ISO 10816\_6. *Mechanical vibration — Evaluation of machine vibration by measurements on non-rotating parts*

Donde:

L / R: se refiere a la medición por la “mano izquierda” / “mano derecha” cuando está enfrentada al acople, respectivamente.

Niveles de medición:

1: Punto final del montaje

2: Nivel del cigüeñal

3: Borde superior

Puntos de medición relativos a la longitud de la máquina:

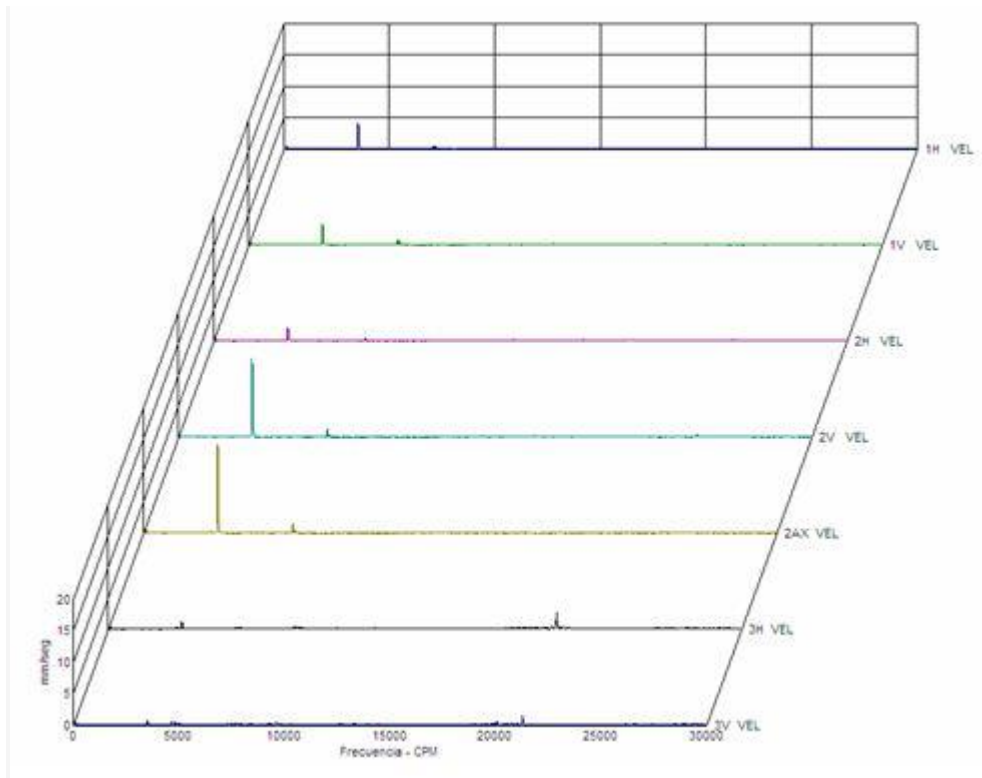
.1: Fin del acople

.2: Mitad del equipo

.3: Extremo libre del equipo

Adicional a lo anterior, es necesario crear estas convenciones en la toma de mediciones de vibración para facilitar la comparación de resultados entre equipos similares.

Figura 14. Gráfica de Espectros en Cascada Superpuesta – Motobomba Campo San Francisco



Fuente: Informe de análisis de vibraciones campo San Francisco

La figura 14 corresponde a la medición tomada en una bomba de transferencia de agua de las instalaciones donde se realizó el proyecto. Se puede observar que la medición está hecha en el parámetro velocidad y es registrada en todos los puntos de medición.

## Termografía infrarroja

Es una técnica que mide la energía infrarroja irradiada de la superficie del equipo en cuestión y la convierte en una medida equivalente (imagen visible llamada termograma) a la temperatura de su superficie, usando cámaras de forma remota y sin contacto con el mismo.<sup>12</sup>

La variación de temperatura medida va desde -20°C hasta muy altas.

Los instrumentos electrónicos utilizados en la termografía infrarroja utilizan un sistema de lentes para enfocar la energía irradiada (invisible) desde la superficie del objeto, en el detector de infrarrojos. Los diferentes niveles de energía se miden por el detector y luego se transforman en una imagen visible representada por un color diferente o un nivel de escala de grises, con cada nivel de energía. La imagen se puede almacenar en soporte digital o en video, para su revisión, análisis e informes en una etapa posterior. Todos los sistemas de infrarrojos (simple a lo complejo) son sensibles a la radiación infrarroja solamente, no miden la temperatura. Son útiles en la aplicación en las que una variación en la temperatura, la reflexión estado de la superficie o material puede causar una diferencia en el nivel de energía radiada que puede ser detectada por la cámara infrarroja<sup>13</sup>.

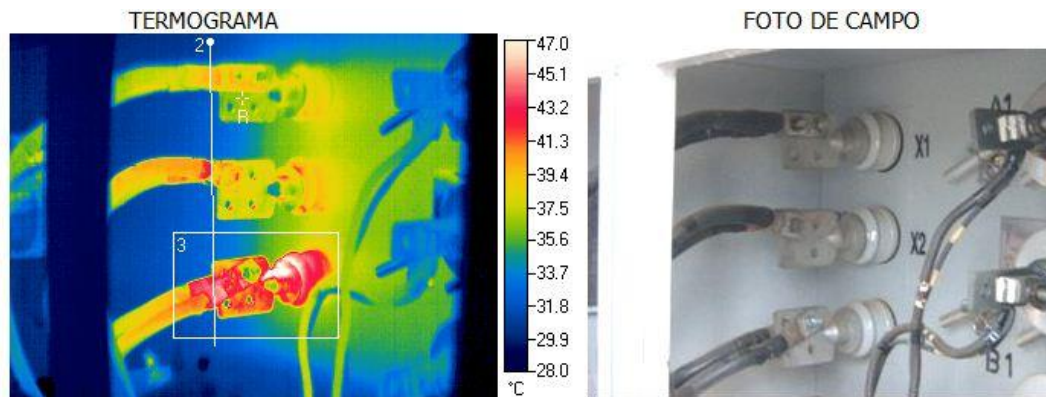
La termografía sirve, principalmente para encontrar los componentes eléctricos que estén más calientes de lo normal, lo que generalmente indica un desgaste o aflojamiento. Por lo tanto, esta técnica permite realizar el mantenimiento a los componentes eléctricos que requieren atención sin necesidad de intervenir el resto de los componentes.

---

<sup>12</sup> ISO 13372. *Condition monitoring and diagnostics of machines — Vocabulary, 2004. Pag. 4*

<sup>13</sup> GIRDHAR, Paresh. *Practical Machinery Vibration Analysis and Predictive Maintenance. Elsevier. Oxford, 2004. Pag: 229*

Figura 15. Termografía tomada en transformador del campo San Francisco



Fuente: Informe termografía equipo campo San Francisco

La figura anterior muestra un claro ejemplo de un análisis termográfico. A mano derecha se observa la foto del equipo “intervenido”, un transformador sut 750kva, en cuyo buje inferior se encontró un punto caliente, como lo muestra el termograma de la izquierda.

## Ultrasonido

Esta técnica utiliza principios similares al análisis de vibraciones (el sonido es una microscópica oscilación de una sustancia, a nivel molecular, la vibración es macroscópica) La diferencia radica en que el ultrasonido monitorea las frecuencias más altas, producidos por la dinámica única de los equipos. El rango de control normal para el ultrasonido es de 20.000 Hz a 100 kHz<sup>14</sup>.

Se puede realizar el análisis en dos vías, tanto controlar el ruido generado por la maquinaria de la planta o sistemas para determinar las condiciones de funcionamiento reales.

<sup>14</sup> MOBLEY, Keith. *An Introduction to Predictive Maintenance, 2nd Edition. 2002. Pág. 26*

La función principal del análisis de ultrasonidos es la detección de fugas, sobre todo si hay fugas de vapor y aire. La mayoría de las fugas producen una gama de sonidos, los cuales al ser correctamente detectados y medidos, proporcionan al usuario la localización y gravedad del daño. Las aplicaciones más comunes de ultrasonido incluyen la detección de fugas de neumáticos y otros sistemas de gas, sistemas de vacío, juntas y sellos, las trampas de vapor y fugas por válvulas.<sup>15</sup> En el sector eléctrico, el análisis de ultrasonido es comúnmente usado para identificar y ubicar una variedad de fallas eléctricas potenciales, específicamente corona, arco y tracking (descargas parciales).

Dado que muchas pequeñas fugas son difíciles de encontrar, simplemente escuchando a la fuga, la técnica de ultrasonido ayuda a los técnicos a descubrir las fugas pequeñas que por lo general suman pérdidas significativas con el tiempo.

La información básica se obtiene mediante el empleo de un instrumento de medición de ultravioleta con capacidad de almacenamiento digital de señales. Los datos obtenidos son procesados por medio de programas de computadora con funciones para soporte en diagnóstico. A través del manejo sistemático de la información de las mediciones, es posible determinar ubicaciones y elementos (líneas, aisladores y componentes dieléctricos de aparatos de la instalación tales como pararrayos, TP's, TC's, seccionadores, interruptores de potencia, bujes de transformadores, etc), donde se están presentando fenómenos de descarga parcial como resultado de deficiencias en un sistemas de aislamiento.

---

<sup>15</sup> WIREMAN, Terry. *Predictive Maintenance An Integral Component of a Maintenance Strategy*. Vesta Partners

## **Análisis de aceite**

Este tipo de análisis se realiza en un laboratorio especializado, a muestras de aceite tomadas de los equipos en operación, es decir, el lubricante analizado está siendo usado.

Tiene por objeto evaluar la condición del aceite, monitorear su grado de contaminación y el nivel o gravedad de desgaste que se está presentando en el equipo rotativo.

Esto se hace por medio de<sup>16</sup>:

- Análisis de características físico-químicas con el fin de detectar la situación de las propiedades del aceite y definir si está oxidado, para tomar la decisión de cambio o dejarlo en servicio.
  - Revisión sencilla del olor o color del lubricante
  - Viscosidad: indica el flujo del aceite a una temperatura específica. Su variación en el tiempo, muestra contaminación o cambios en la condición del mismo.
  - TAN: número total de ácido, muestra la variación de la condición del lubricante.
  - TAB: número total de bases, similar al anterior, mide el grado de alcalinidad del lubricante.
- Análisis de contaminantes tales como:

---

<sup>16</sup> ALBARRACÍN AGUILON, Pedro. Mantenimiento Predictivo: Análisis de Aceites. Universidad Industrial de Santander-UIS. Posgrado en Gerencia de Mantenimiento. Cartagena, 2007.

- Contenido de agua: contribuye a la corrosión y formación de ácidos. Se realiza a través de diferentes análisis, logrando detectar desde el 0.001% de agua en el lubricante. Por encima del 0.1% aparecerá suspendida y la muestra se verá turbia<sup>17</sup>.
- Dilución por gases o combustibles: se considera excesiva, cuando alcanza niveles del 2.5 al 5%
- Contenido de partículas sólidas: usado para detectar partículas metálicas y no metálicas, entre 5 y 50  $\mu\text{m}$ <sup>18</sup>
- Análisis del nivel de desgaste de los mecanismos lubricados: muestra cantidades de metal disuelto y partículas de metal entre 5 a 10  $\mu\text{m}$ . Estos representan desgaste, contaminación o aditivos metálicos.

Este tipo de análisis es uno de los más efectivos a la hora de monitorear la condición del activo debido a que muestra su estado interno, de manera más tangible que muchas otras técnicas. Lamentablemente, si no se cuenta con un laboratorio para hacer los análisis o el consumo de lubricante no es lo suficiente para acceder a un muestreo gratuito por parte del proveedor, se convierte en una de las técnicas más costosas. En la figura siguiente, se observa la aplicación de algunas de estas pruebas.

---

<sup>17</sup> Datos: NASA RELIABILITY-CENTERED MAINTENANCE GUIDE for facilities and collateral equipment. September, 2008.

<sup>18</sup>  $\mu\text{m}$ : micrones

Figura 16. Pruebas en aceite lubricante

ANÁLISIS DE LUBRICACIÓN			
<input type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/>	Visual / olor	\$	Rápido: subjetivo, efectivamente prueba sin costo. Prueba adicional para detectar turbidez
<input type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/>	% Sólidos / agua	\$	Trimestral: sistema de bajos volúmenes (menos de 5 galones) Prueba ajustada a monitoreo de condiciones
<input type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/>	Viscosidad	\$	
<input checked="" type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/>	Espectrometría de metales	\$\$	
<input type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/>	Espectrografía infraroja	\$	Trimestral: sistemas de más de 5 galones, prueba adicional a la anterior. Realizar conteo de partículas en engañajes y sistemas hidráulicos.
<input checked="" type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/>	Conteo de partículas (elect)	\$\$	
<input checked="" type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	DR Ferrografía	\$\$	Trimestral: equipos críticos o muy costosos. Prueba ajustada a monitoreo de condiciones
<input type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	TAN / TBN	\$\$	Trimestral: enfriadores, motores de combustión, compresores. Prueba ajustada a monitoreo de
<input checked="" type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	Ferrografía analítica	\$\$\$	Diagnóstica solo; considerado para análisis por tiempo en equipos críticos o sistemas críticos. Realizar después de conteo de partículas, DR o espectrometría de metales
<input checked="" type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/>	Conteo de partículas (visual)	\$\$\$	
Pruebas especiales			Ejemplos de pruebas especiales, existen muchas más. Son usadas para monitorear la condición del lubricante o sus aditivos. Su costo varía, típicamente entre medio y alto. Son aplicadas en equipos seleccionados
<input type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/>	Glycol anticongelante	\$	
<input type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/>	Agua - Karl Fisher	\$\$	
<input type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	Espuma	\$\$\$	
<input type="checkbox"/> <input checked="" type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>	Oxidación	\$\$\$\$	
<input checked="" type="checkbox"/>	Condición de la máquina		<b>Costo por muestra</b> \$ <input type="checkbox"/> Bajo, menor de US\$ 15 \$\$ <input type="checkbox"/> Moderado, entre US\$ \$\$\$ <input type="checkbox"/> Alto, entre US\$ 50 y US\$ \$\$\$\$ <input type="checkbox"/> Muy alto, mayor US\$
<input checked="" type="checkbox"/>	Condición del lubricante		
<input checked="" type="checkbox"/>	Contaminación del lubricante		

Fuente: NASA RELIABILITY-CENTERED MAINTENANCE GUIDE for facilities and collateral equipment. September, 2008. (en línea) Disponible en: <http://www.hq.nasa.gov/office/codej/codejx/Assets/Docs/NASARCMGuide.pdf>

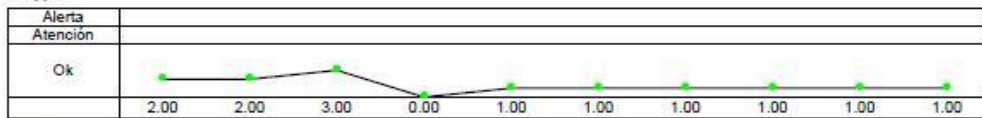
A continuación se presenta un ejemplo del informe de análisis de aceite, realizado a un motocompresor de gas que opera en una de las instalaciones analizadas, en el campo San Francisco.

Tabla 4. Extracto informe análisis de aceite motocompresor

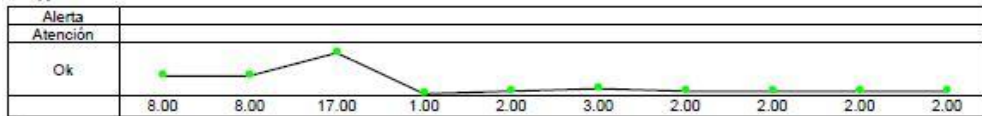
Nº lab.	77335	5032	14369	21557	30538	40216	46896	56902	65399	82508
Lubricante	P505	P505	P505	P505	P505	P505	P505	P505	P505	P505
Muestreo	19/12/06	17/01/07	17/02/07	26/03/07	20/04/07	18/05/07	17/06/07	30/07/07	31/08/07	23/10/07
Recibo	22/12/06	25/01/07	02/03/07	30/03/07	02/05/07	06/06/07	29/06/07	03/08/07	04/09/07	02/11/07
Reporte	26/12/06	29/01/07	06/03/07	03/04/07	04/05/07	08/06/07	05/07/07	08/08/07	06/09/07	07/11/07
Servicio Equipo HORAS	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Servicio Aceite HORAS	0.00	0.00	0.00	0.00	552.00	1248.00	83.00	3024.00	3768.00	5064.00
Relleno GALONES	30.00	30.00	0.00	0.00	55.00	20.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Pruebas a Equipos:

Cr, ppm



Cu, ppm



Fe, ppm

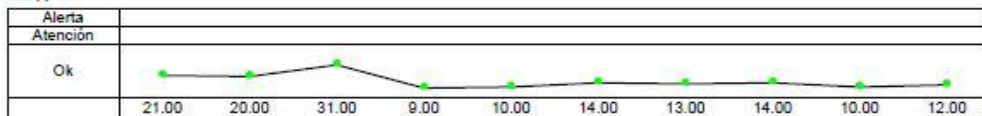
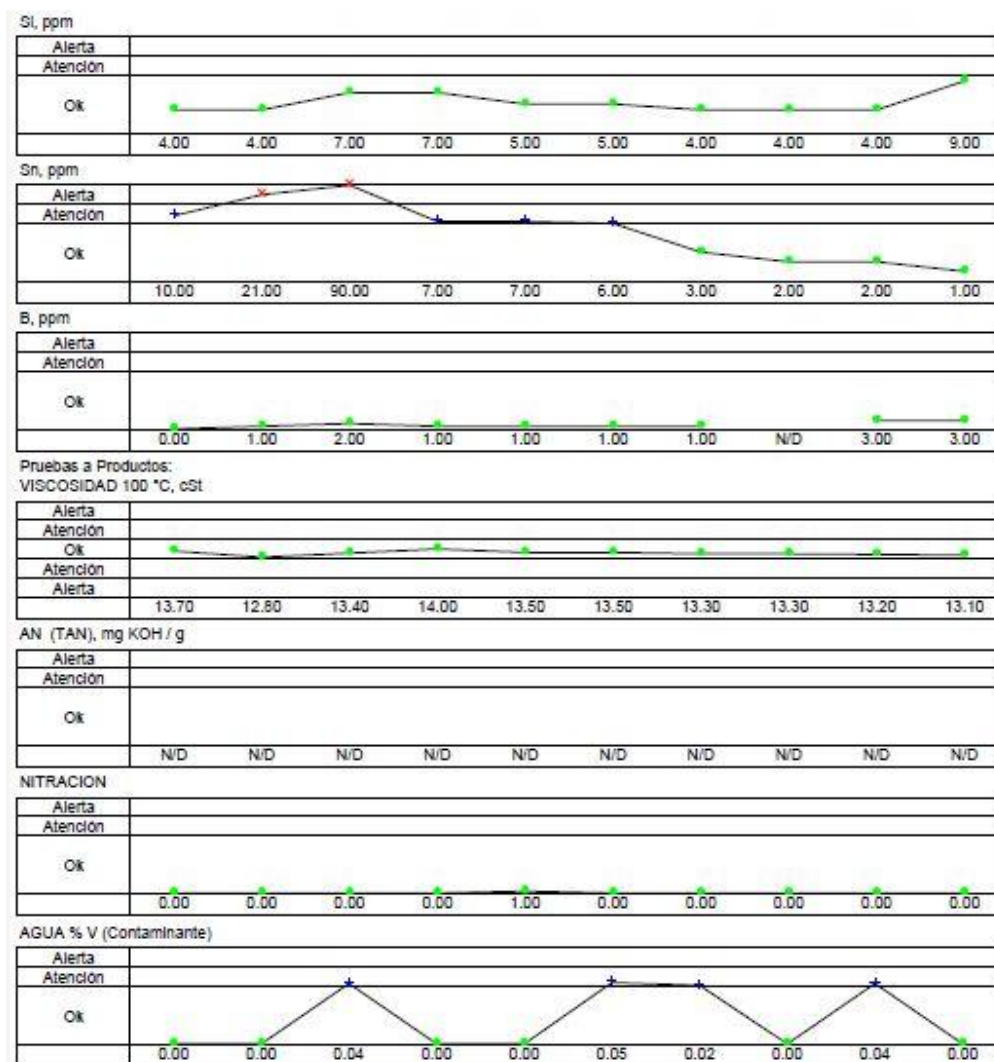


Tabla 4. Extracto informe análisis de aceite motocompresor (cont.)



Fuente: datos de mantenimiento equipos San Francisco

Como se puede apreciar en la tabla, el activo presentó problemas de partículas de estaño (Sn) hasta un nivel de máxima alerta y una curva posterior de descenso hasta volver a los límites normales de operación. Es la muestra gráfica de la condición del equipo, en un momento dado que al ser intervenido arrojó desgaste excesivo en los casquetes pero sin afectación al eje del equipo. Cabe destacar que por sí solo el Sn no muestra una falla de casquetería específicamente, debe hallarse la presencia de otros metales en la muestra

que faciliten la identificación de la falla, sin embargo, ya se había presentado el mismo caso en equipos similares. Adicional a lo anterior, la muestra presenta agua en estado de atención, lo que indica que hay filtraciones en el equipo.

Para equipos eléctricos, también se hacen análisis de aceites, dependiendo de lo que se desee no encontrar: agua en aceite, esfuerzo de ruptura dieléctrica, tensión interfacial, color y sedimentos, entre otros.

### **Windrock**

Este análisis se aplica únicamente en los equipos recíprocos y mide el desempeño y correcto funcionamiento de los mismos. Este análisis surgió debido a algunos factores que afectan en particular a este tipo de equipos y no pueden ser estudiados a través de otras técnicas, por ejemplo: análisis de desempeño de válvulas, robustez del equipo no permite tener lecturas claras, etc.

Se basa en la medición de vibraciones, presión, temperatura y ultrasonido con el fin de confluir variables y determinar el estado del equipo.

La medición se realiza por medio de:

- Un colector portátil de información (hand held - windrock)
- Software especializado en el análisis de la información
- Computador para realizar el análisis y almacenar la información

Por medio de estos equipos, se pueden detectar:

- Fugas en válvulas
- Estabilidad de resortes
- Apertura de válvulas
- Funcionamiento de válvulas

- Problemas mecánicos en cigüeñal y pistones

### **Monitoreo de condiciones eléctricas**

Al igual que las máquinas rotativas, los equipos eléctricos también presentan fallas que pueden ser incluso más costosas en muchos aspectos y son más difíciles de detectar por la naturaleza misma de la electricidad.

Además de termografía, análisis de aceite y ultrasonido, se pueden encontrar otras técnicas aplicadas a estos equipos, entre otros están:

- **Análisis del circuito de motor:** es un método muy simple y seguro, para probar los devanados eléctricos mientras están sin corriente. En un devanado trifásico, todas las fases deben ser idénticas (La misma cantidad de giros, el mismo tamaño de cable, de diámetro de la bobina, etc.) por consiguiente, todas las características de los devanados también deben ser similares. Si ocurre algún cambio en alguna de estas características, éste nunca representará una mejora (los devanados no se reparan solos) debido a que ocurre una degradación. Si se analiza la magnitud y las relaciones del cambio es posible identificar la causa de la degradación. Una vez que se conocen la causa y la gravedad de la degradación, se puede determinar la acción necesaria.
- **Prueba de resistencia:** puede indicar si un circuito está abierto o cerrado, es decir si hay una ruptura en un circuito o si hay un cortocircuito aterrizado. Se mide el aislamiento de la resistencia de fase a fase o fase-tierra de un circuito eléctrico. Una técnica mejorada compara la proporción de las lecturas del Megohmetro después de un minuto y diez minutos. Esta relación se llama el índice de polarización.

Tabla 5. Correlación entre la termografía y otras técnicas predictivas

<b>Tecnología</b>	<b>Correlación</b>	<b>Indicación</b>	<b>Cuando se usa</b>
Vibración	Coincide en el tiempo	Vibraciones significativas van acompañadas de incremento de temperatura	Según condición o por sospecha de problemas de rodamientos o acoples
Lubricación / desgaste de partículas	Tendencia	Justo antes de la falla, se presenta un gran desgaste de partículas y altas temperaturas	Según condición o por sospecha de problemas de rodamientos
Análisis de filtración	Tendencia	Daños por residuos de material	Después de alertas por alta temperatura por daño potencial
Detección de fugas	Coincide en el tiempo	Temperaturas anormales coinciden con señales acústicas de fugas internas	Según condición o por sospecha de fugas
Pruebas en circuitos eléctricos	Coincide en el tiempo	Alta resistencia genera calor	Según condición o por sospecha de problemas en el circuito
Inspección visual	Tendencia	El sobrecalentamiento o la corrosión /oxidación en conexiones genera decoloración	Según condición

Fuente: Datos de mantenimiento campo San Francisco

Aquí se muestra uno de tantos complementos que se presentan entre todas las técnicas predictivas, esto demuestra la efectividad de usar varias de ellas al mismo tiempo para darle mayor confianza al análisis realizado.

## 4. ANÁLISIS DE CRITICIDAD

Es un análisis cuantitativo de eventos y fallas con el fin de clasificar la seriedad de sus consecuencias<sup>19</sup>.

¿Cuántas veces le ha pasado sentirse trabajando inútilmente en el manejo de sus activos, en la prevención de fallas, en la gestión de costos de mantenimiento? ¿Sabe cuáles son los equipos críticos para la operación?

Es importante tener un ranking de criticidad de los equipos de la planta para determinar su estrategia de mantenimiento, priorizar trabajos y tomar mejores decisiones de manejo de riesgo, es decir, centrarse en lo realmente importante, sin dejar de lado el resto de los equipos.

Consiste en un puntaje sencillo basado en acuerdos generales sobre:

- Costos de tiempos de parada y pérdidas de producción
- Consecuencias de daños críticos o secundarios
- Impacto en la Seguridad y el Medio Ambiente
- Costos de mantenimiento y repuestos
- Ratas de falla y MTTR
- Costos de reemplazo de equipos

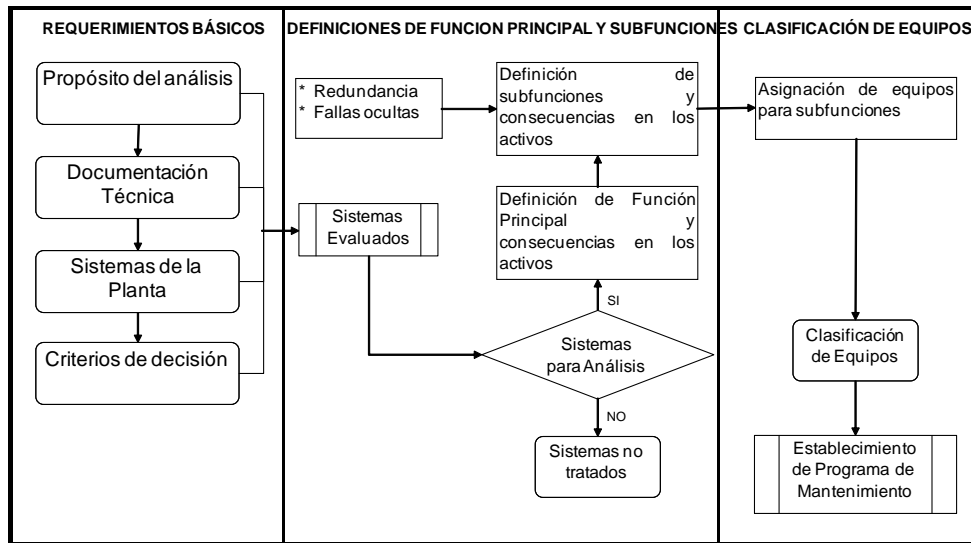
Este puntaje es conseguido a través del análisis realizado por un grupo multidisciplinario, con la evaluación de unos criterios definidos y su impacto sobre los activos.

El desarrollo del análisis de criticidad se muestra a continuación:

---

<sup>19</sup> NORZOK STANDAR Z-008. Criticality analysis for maintenance purposes, 2001. Pag: 4

Figura 17. Diagrama de proceso del análisis de criticidad



Fuente: Diagrama y explicación del mismo: *NORZOK STANDAR Z-008. Criticality analysis for maintenance purposes, 2001. Pag: 9*

A continuación se presenta la descripción de la figura 17.

### Requerimientos básicos:

Antes de iniciar cualquier tipo de análisis es necesario establecer el alcance y objetivos del mismo. En algunos casos, el análisis no se aplica a todos los activos de la planta, en otros a un sistema específico, en otros será solo a los malos actores, etc.

Se debe tener claridad sobre la aplicación del análisis de criticidad, las razones de la aplicación, su relación con el riesgo y las actividades de mantenimiento.

Como requerimiento básico, se tiene igualmente, la recolección de la información técnica, necesaria para iniciar el análisis de criticidad. Filosofía de operación de los sistemas o equipos a analizar, descripción de los mismos (con límites definidos), históricos de fallas, costos asociados a la operación y mantenimiento de estos equipos, planos de la planta (flujo – P&ID) Además de

información de riesgo y de afectación a otras áreas en caso de falla. Esta información es necesaria para:

- Establecer los criterios de evaluación
- En caso de cualquier duda durante los talleres, esta información es útil para soportar decisiones que se deban tomar.
- Diferenciación entre los diferentes activos dentro de una misma clasificación
- Apoyo en la descripción de la estrategia de mantenimiento para los equipos críticos.

Adicional a lo anterior, antes de iniciar formalmente el análisis de criticidad, es necesario contar con los criterios de evaluación definidos. Si no se tienen preestablecidos, hay que definir talleres para hacerlo.

Los criterios se basan en la clasificación de las posibles consecuencias que se puedan presentar en la operación, estos deben estar alineados a los lineamientos generales de la empresa, en lo que se refiere a la seguridad, medio ambiente y reflejar el funcionamiento real de la planta cuando se trate de pérdidas económicas (producción)

La tabla a continuación muestra un ejemplo de los criterios aplicados en la definición de los equipos críticos del campo San Francisco. Al momento de la definición de criticidad, no existían los criterios de evaluación, por tanto, dentro del programa de implementación se tomó en cuenta el tiempo de definición de los mismos.

Los criterios que finalmente se tomaron para hacer el análisis de criticidad fueron la afectación a la producción y mantenimiento y a la seguridad. A estos, según su severidad, se les asignó un puntaje de 1 a 5, siendo el mayor valor el de mayor impacto.

Tabla 6. Criterios para evaluación de equipos críticos campo San Francisco

CRITERIOS DE PRODUCCION Y MANTENIMIENTO	FACTOR	CRITERIOS DE SEGURIDAD	FACTOR
Causa shutdown del sistema.	5	Puede causar riesgo en seguridad, violación ambiental o requiere recertificación estatutaria.	5
Causa reducción a largo plazo en el desempeño de un sistema. No tiene instalado equipo de respaldo. Tiempo de reparaciones o reemplazo significativo.	4	Puede causar impacto económico negativo significativo. Pérdida de producción	4
Causa reducción a corto plazo en el desempeño del sistema. Tiene instalado equipo de respaldo. Puede ser reparado rápidamente.	3	Puede reducir las ratas de producción, recuperación o calidad de producción.	3
Puede operar bypassado o en manual, sin pérdida de desempeño del sistema. Se encuentra en servicio intermitente.	2	Puede causar demandas incrementadas sobre el personal operativo pero ningún impacto en seguridad, medio ambiente o producción.	2
No tiene efecto en el desempeño del sistema.	1	No tiene importancia con respecto a la seguridad, medio ambiente o producción y no incrementa las demandas sobre el personal operativo.	1

Fuente: datos operacionales campo San Francisco

### Definición de funciones y subfunciones

La primera actividad de este grupo consiste en seleccionar los sistemas que deben ser incluidos en el análisis. Los criterios de clasificación o las razones de la selección dependen del propósito del análisis y debe quedar documentado. Esta selección puede basarse en los costos de

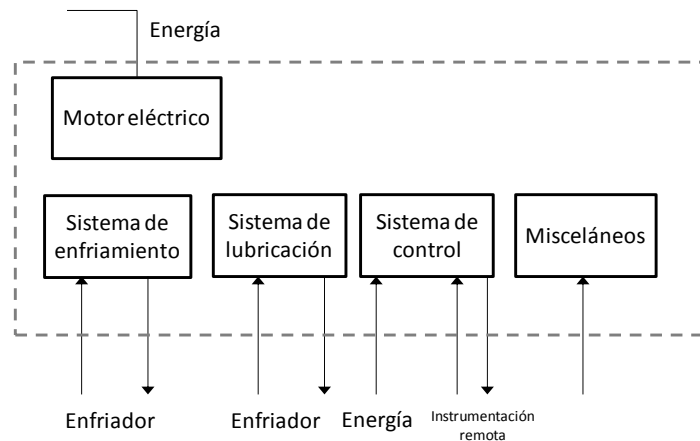
mantenimiento, pérdidas de producción / indisponibilidad e incidentes relacionados con la seguridad.

El paso a continuación es definir las funciones principales de la planta. Se debe tomar el sistema en cuestión y dividirlo en las funciones que lo componen, por ejemplo: intercambio de calor, bombeo, separación, generación de energía, compresión, distribución, almacenamiento, etc.

Se aconseja asignar números identificadores para las funciones y subfunciones para aprovechar el espacio del documento.

Esta selección debe estar perfectamente delimitada, es decir, los límites de cada sistema o equipo a analizar debe tener claramente los límites definidos. Generalmente, los sistemas de alimentación de los equipos quedan por fuera del límite establecido, debido a que si ellos faltan, no es realmente “culpa del equipo”, por lo general lo hacen por causas ajenas a este, como se muestra en la figura 18.

Figura 18. Ejemplo de límites en motor eléctrico



Fuente: ISO 14224. *Petroleum and natural gas industries — Collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment, 2004.*

Al definir la función principal, también hay que documentar su redundancia y las consecuencias que se presentan al faltar.

Tabla 7. Clasificación de la redundancia

Redundancia	Definición de Grado de Redundancia
A	No tiene redundancia, por tanto la Función Principal es requerida para evitar cualquier pérdida.
B	Tiene una unidad en paralelo, por tanto puede sufrir una falla sin influenciar la función.
C	Tiene dos o más unidades en paralelo, puede sufrir una falla al mismo tiempo sin que influya la función.

Fuente: *NORZOK STANDAR Z-008. Criticality analysis for maintenance purposes, 2001. Pag: 11*

En la tabla 7 se observa como se puede clasificar la redundancia de las funciones. Esta información se apoya en la filosofía de la operación.

Para la descripción de las consecuencias que se pueden presentar, se trabaja con la información de riesgo de la compañía, acompañada del análisis a la producción, mantenimiento y operación de los equipos. La tabla de criterios de evaluación encierra las consecuencias más importantes de las funciones principales.

Con el fin de simplificar la evaluación de las consecuencias y lograr un trabajo con la suficiente precisión usando el mínimo de recursos, hay que definir las subfunciones y estandarizarlas para facilitar la relación posterior con los equipos. Entre las más conocidas están: alivio de presión, parada del proceso y/o del equipo, control, monitoreo, indicación local, cierre manual, contención, otras funciones.

El paso siguiente es la definición de la redundancia y las consecuencias de las subfunciones, teniendo en cuenta que, se pueden generar fallas que no sean evidentes y deben tenerse en cuenta y documentarse claramente. Al igual que las subfunciones de seguridad. La definición de esta información se trabaja bajo los parámetros anteriormente descritos.

A continuación, se explican los últimos pasos del análisis.

## Clasificación de equipos

El primer paso de este grupo de actividades, es la asignación de la subfunción a cada equipo. El resultado será una relación uno a uno, es decir a ningún equipo se le asignará a más de una subfunción. Si el equipo tiene más de una función secundaria (por ejemplo, algunos *loops* de instrumentos), se le debe asignar la subfunción más crítica.

Después de haber realizado todo el análisis, se termina con la tabla completa con la información de criticidad final

Tabla 8. Extracto clasificación de equipos

<b>FUNCIONES</b>	<b>SUBFUNCIONES</b>	<b>P&amp;M</b>	<b>HSE</b>	<b>CRITICIDAD</b>	<b>EQUIPOS</b>
Almacenamiento	Alivio de presión	1	3	3	Tanques
Transportar	Control	2	1	2	Tubería
Comprimir	Monitoreo	4	2	4	Motocompresor
Bombear	Proceso de shutdown	4	2	4	Motobomba
Generar (energía)	Equipos para shutdown	5	5	5	Turbogenerador

Fuente: Datos de mantenimiento campo San Francisco

## **5. DESCRIPCION DE INSTALACIONES Y EQUIPOS INVOLUCRADOS EN EL PROYECTO**

El campo San Francisco está compuesto por una serie de pozos ubicados en diferentes zonas cercanas a la ciudad de Neiva, capital del Huila.

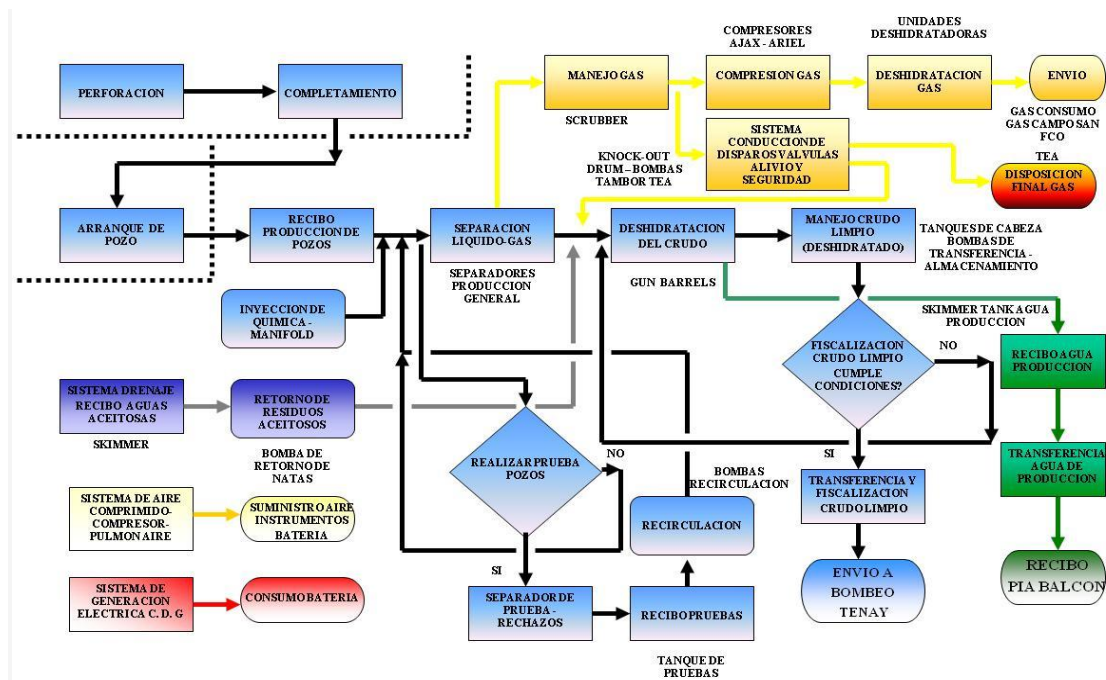
Consta de tres (3) instalaciones de producción de crudo:

- Batería Balcón
- Batería Monal
- Batería Satélite
- Estación de bombeo Tenay

Cada una de ellas se compone de diferentes sistemas como se aprecia en las figuras siguientes. En ellas se muestran las funciones principales que se realizan y las tablas, muestran la información de los equipos.

## Balcón

Figura 19. Diagrama de proceso de la batería Balcón – campo San Francisco



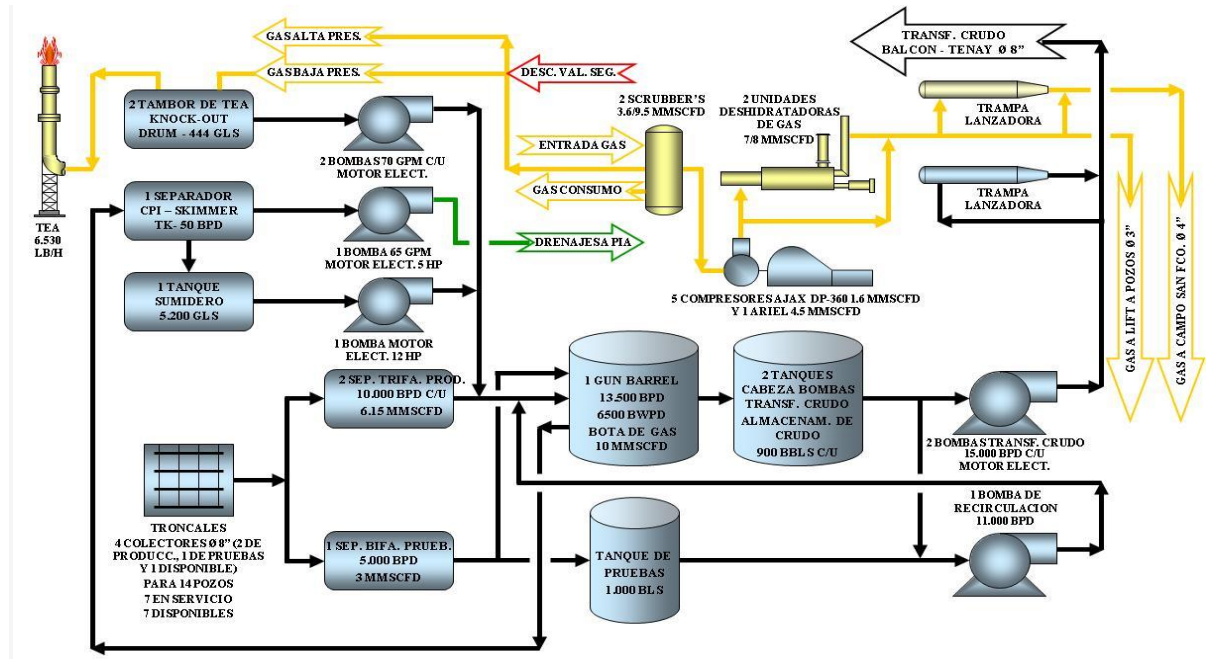
Fuente: Datos operacionales campo San Francisco

Esta batería consta de:

- Un sistema de recepción y separación de crudo: En el *manifold* de crudo se recibe la producción (de 14 pozos con posibilidad de ampliación) y entra al sistema de separación. En este se retira el gas y se envía al sistema de compresión de gas. El crudo con agua es enviado al *Gunbarrel* y decantado por gravedad. El agua (toda el agua del proceso) es enviada a la planta de inyección de agua para su posterior uso en la extracción de crudo, en pozos. El crudo limpio es enviado a través de las bombas de transferencia, hacia el oleoducto.

Los equipos que intervienen y el proceso en sí, son explicados en la figura a continuación

Figura 20. Equipos Batería Balcón



Fuente: Datos operacionales campo San Francisco

- Un sistema de compresión de gas (SCG): compuesto por cuatro (4) compresores y una planta deshidratadora, como se muestra.

Tabla 9. Información de compresores

Compresor (1)	N° 1	N° 2	N° 3	N° 4
Capacidad nominal, MMSCFD (2)	1.58	1.58	1.58	1.58
Presión de succión, psig (2)	55	55	55	55
Presión de descarga, psig (2)	1200	1200	1200	1200
Temp. Succion (2)	95	95	95	95
Temp. Descarga (2)	130	130	130	130
Potencia @ 400 RPM = HP	360	360	360	360
Fabricante (2)	Ajax	Ajax	Ajax	Ajax
Modelo (2)	DPC-360	DPC-360	DPC-360	DPC-360
Tipo de Motor (3)	a gas	a gas	a gas	a gas

Fuente: Datos operacionales campo San Francisco

Tabla 10. Información deshidratadora de gas

Unidad Deshidratadora	M-ZZZ-101 (2)
Capacidad nominal, MMSCFD	8 (3)
Presión de operación, psig	1200
Presión de diseño, psig	1440
Temperatura de operación °F	125
Temperatura de diseño, °F	130
Fabricante	Flameco Industrial

Fuente: Datos operacionales campo San Francisco

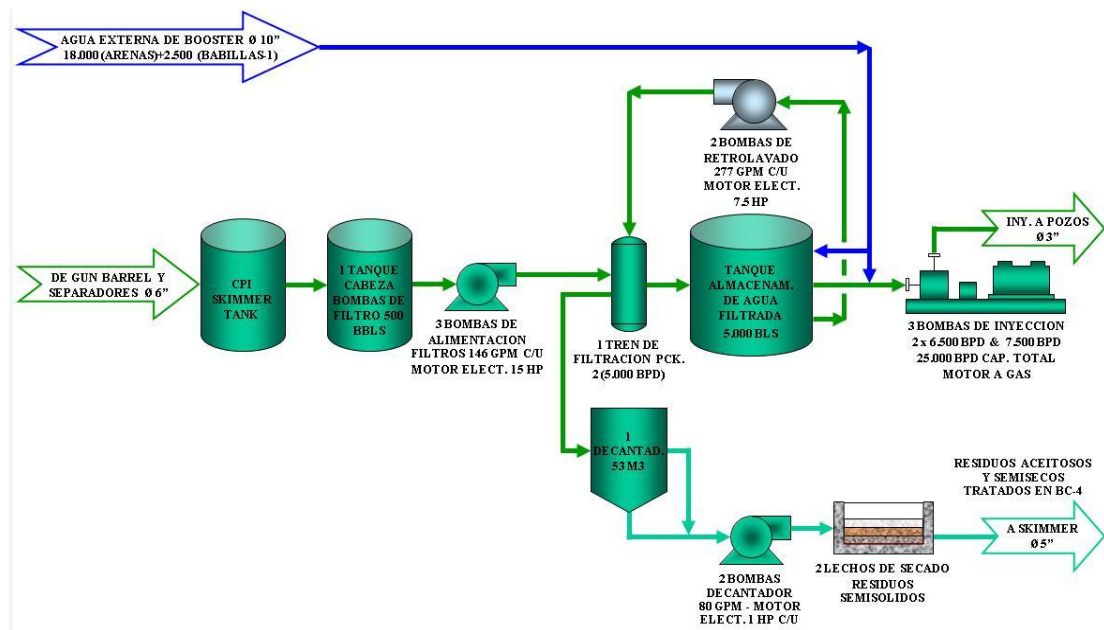
El gas que viene del sistema de separación de crudo es almacenado en el *scrubber* de entrada para retirar los condensados (agua y crudo) generados en el proceso. Luego, el gas ingresa a los compresores. Los cuatro (4) compresores operan en paralelo y operan de acuerdo con las necesidades de compresión de gas (manteniendo una o dos unidades de compresión como “stand by”), para posteriormente realizar el envío final del gas a la torre contactora de la unidad deshidratadora con Glicol, de donde por la parte superior sale el gas deshidratado (seco) y fluye a los diferentes pozos de inyección (1200 psig) Una buena parte del gas producido es enviado al centro

de generación Monal y otra, es consumido dentro de la misma batería, en la planta de inyección de agua.

- Una planta de inyección de agua (PIA): los equipos y el proceso son ilustrados en la figura 21.

El agua llega al tanque desnatador (*skimmer*) procedente del sistema de separación. Aquí, las natas de crudo quedan en la parte superior del tanque y el agua continua al sistema de filtrado. En el tanque de agua filtrada tiene un *loop* de retrolavado y dos salidas de agua adicionales. Una, con agua limpia que va a las bombas de inyección para enviarlas a producción nuevamente. La segunda, con el agua con residuos, continúa el proceso de limpieza del crudo en los lechos de secado en los lechos de secado.

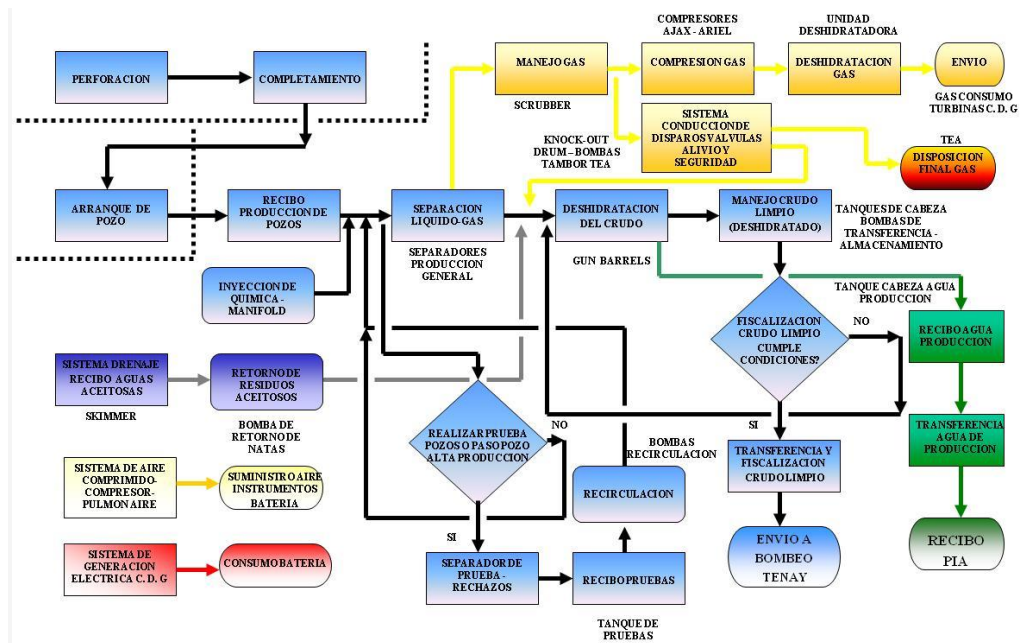
Figura 21. Planta de inyección de agua Balcón



Fuente: Datos operacionales campo San Francisco

## Batería Monal

Figura 22. . Diagrama de proceso de la batería Monal – campo San Francisco.



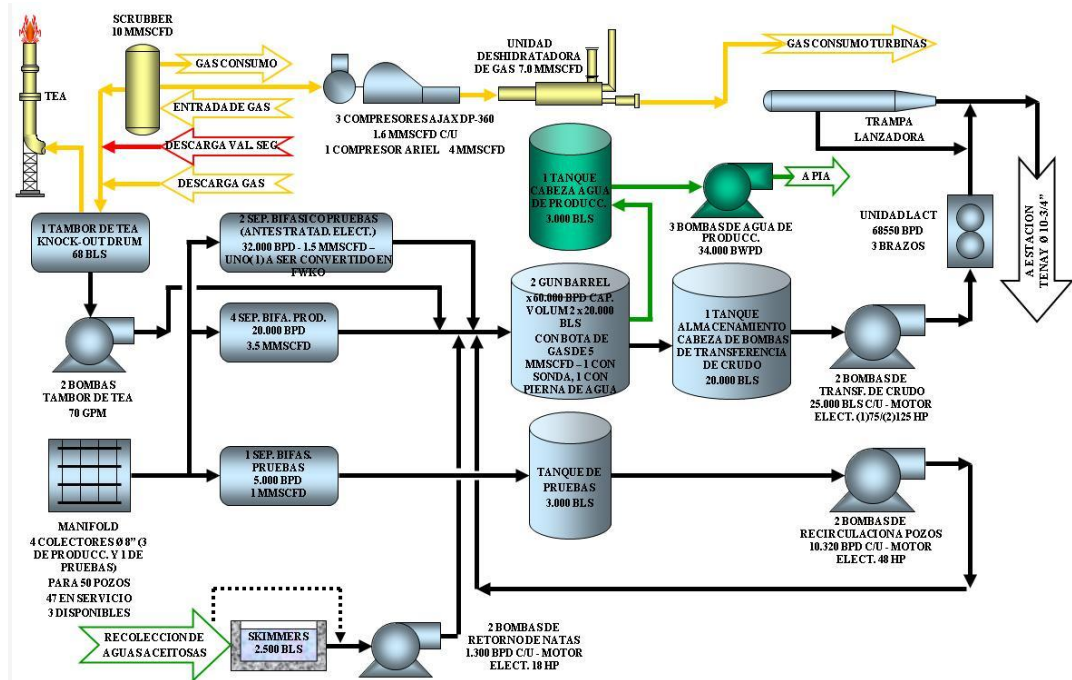
Fuente: Datos operacionales campo San Francisco

Esta batería consta de:

- Un sistema de recepción y separación de crudo: En el *manifold* de crudo se recibe la producción (de 50 pozos con posibilidad de ampliación) y entra al sistema de separación. En este se retira el gas y se envía al sistema de compresión de gas. El crudo con agua es enviado al *Gunbarrel* y decantado por gravedad. El agua (toda el agua del proceso) es enviada a la planta de inyección de agua para su posterior uso en la extracción de crudo, en pozos. El crudo limpio es enviado a través de las bombas de transferencia, hacia el oleoducto.

Los equipos que intervienen y el proceso en sí, son explicados en la Figura a continuación

Figura 23. Equipos Batería Monal



Fuente: Datos operacionales campo San Francisco

- Un sistema de compresión de gas (SCG): compuesto por tres (3) compresores y dos plantas deshidratadoras, como se muestra.

Tabla 11. Información de compresores

Compresor	Nº 1	Nº 2	Nº 3
Capacidad nominal, MMSCFD (2)	1.5	1.5	4.0
Presión de succión, psig (2)	35-50	35-50	35-50
Presión de descarga, psig (2)	750	750	750
No de Etapas (2)	2	2	3
Fabricante (1)	Ajax	Ajax	Ariel
Modelo (1)	DPC-360	DPC-360	JGE/4
Tipo de Motor (2)	a gas	a gas	a gas

Fuente: Datos operacionales campo San Francisco

Tabla 12. Información de deshidratadoras

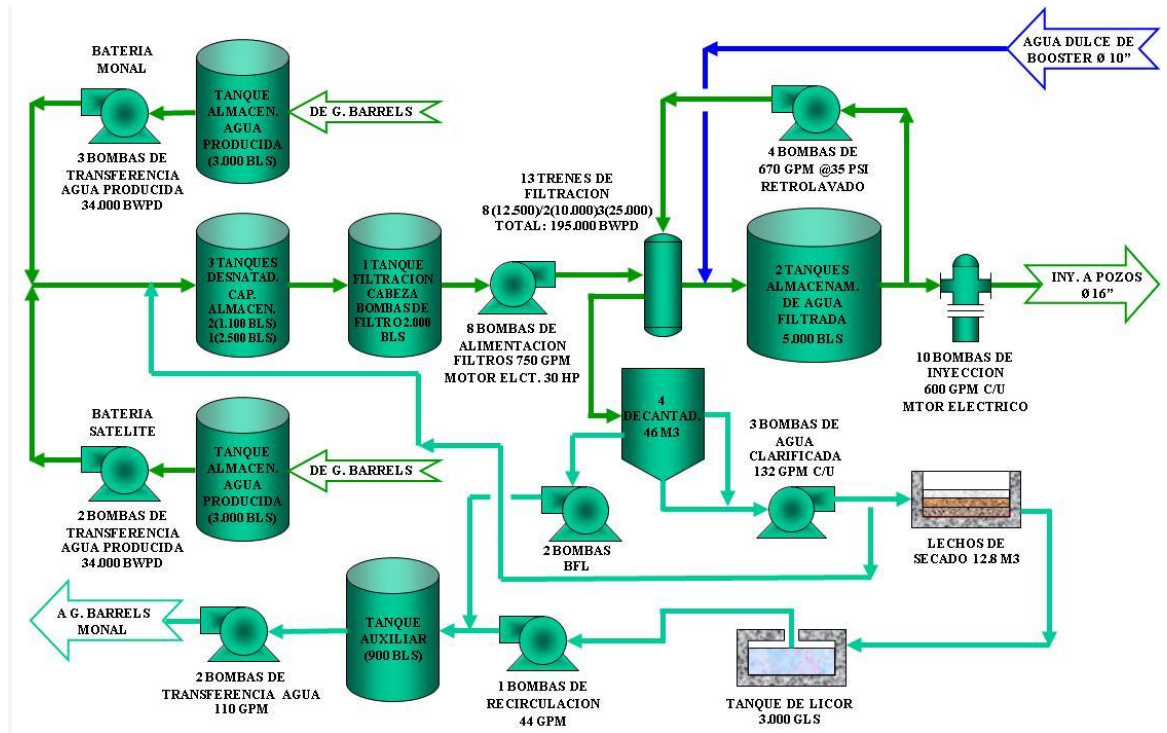
	M-ZZZ-103	M-ZZZ-104
Capacidad nominal, MMSCFD	7	7
Presión de operación, psig	900	900
Presión de diseño, psig	1440	1440
Temperatura de operación °F	100	100
Temperatura de diseño, °F	130	130
Fabricante	NATCO	NATCO

Fuente: Datos operacionales campo San Francisco

El gas que viene del sistema de separación de crudo es almacenado en el *scrubber* de entrada para retirar los condensados (agua y crudo) generados en el proceso. Luego, el gas ingresa a los compresores. Los tres (3) compresores operan en paralelo y operan de acuerdo con las necesidades de compresión de gas (manteniendo una o dos unidades de compresión como “stand by”) pero por lo general, el compresor grande (Ariel) es el que está en funcionamiento. Posteriormente se realiza el envío final del gas a la torre contactora de la unidad deshidratadora con Glicol, de donde por la parte superior sale el gas deshidratado (seco) La mayor cantidad del gas producido en la batería, es usado en el centro de generación de energía. Una parte de este gas, fluye a los diferentes pozos de inyección (1200 psig) Otra, es consumido dentro de la misma batería.

- Una planta de inyección de agua (PIA): los equipos y el proceso son ilustrados en la figura 24.

Figura 24. Planta de inyección de agua

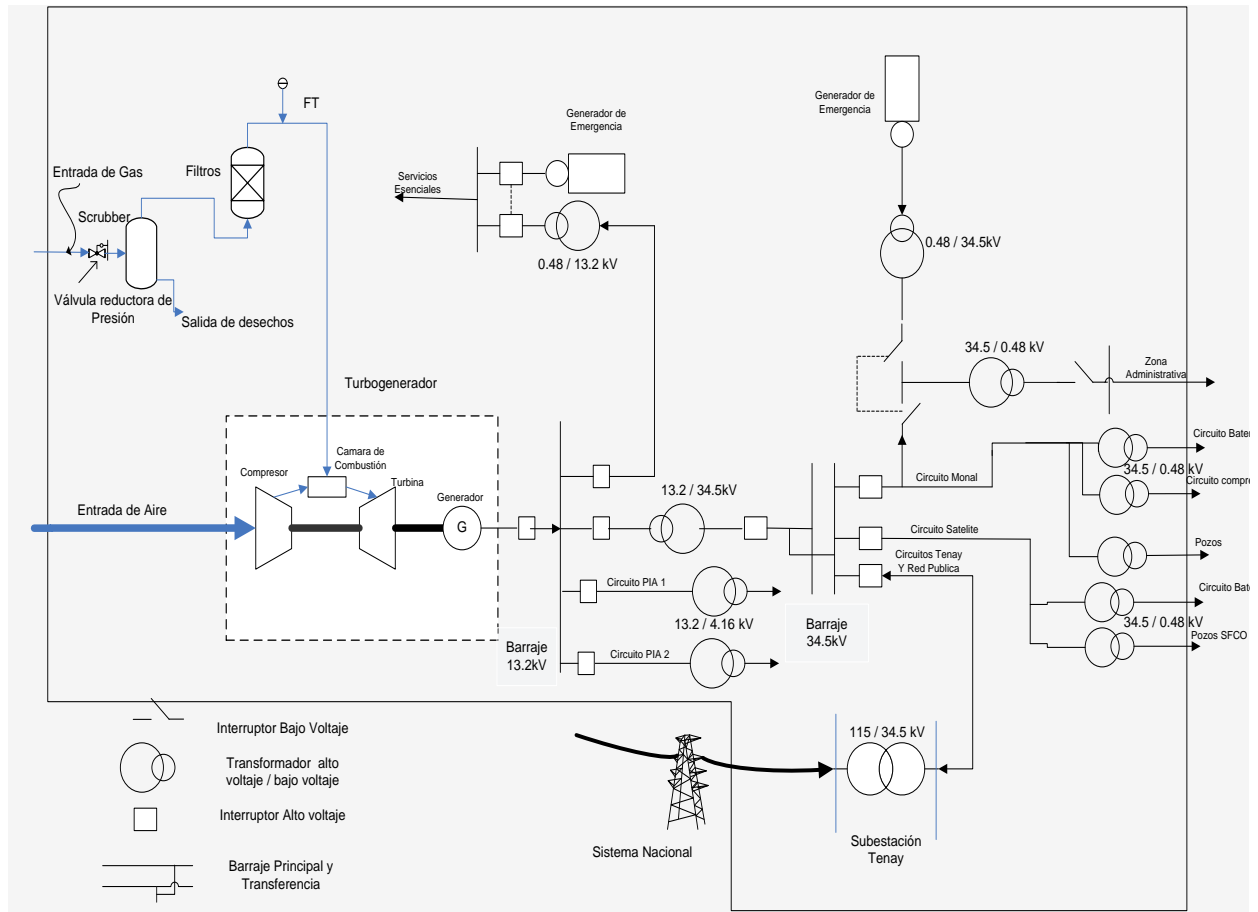


Fuente: Datos operacionales campo San Francisco

El agua llega al tanque desnatador (*skimmer*) procedente del sistema de separación. Aquí, las natas de crudo quedan en la parte superior del tanque y el agua continúa al sistema de filtrado. En el tanque de agua filtrada tiene un *loop* de retrolavado y dos salidas de agua adicionales. Una, con agua limpia que va a las bombas de inyección para enviarlas a producción nuevamente. La segunda, con el agua con residuos, continúa el proceso de limpieza del crudo en los lechos de secado.

- Un Centro de Generación (CGM): cuyo diagrama se muestra en la siguiente imagen

Figura 25. Diagrama Centro de Generación Monal



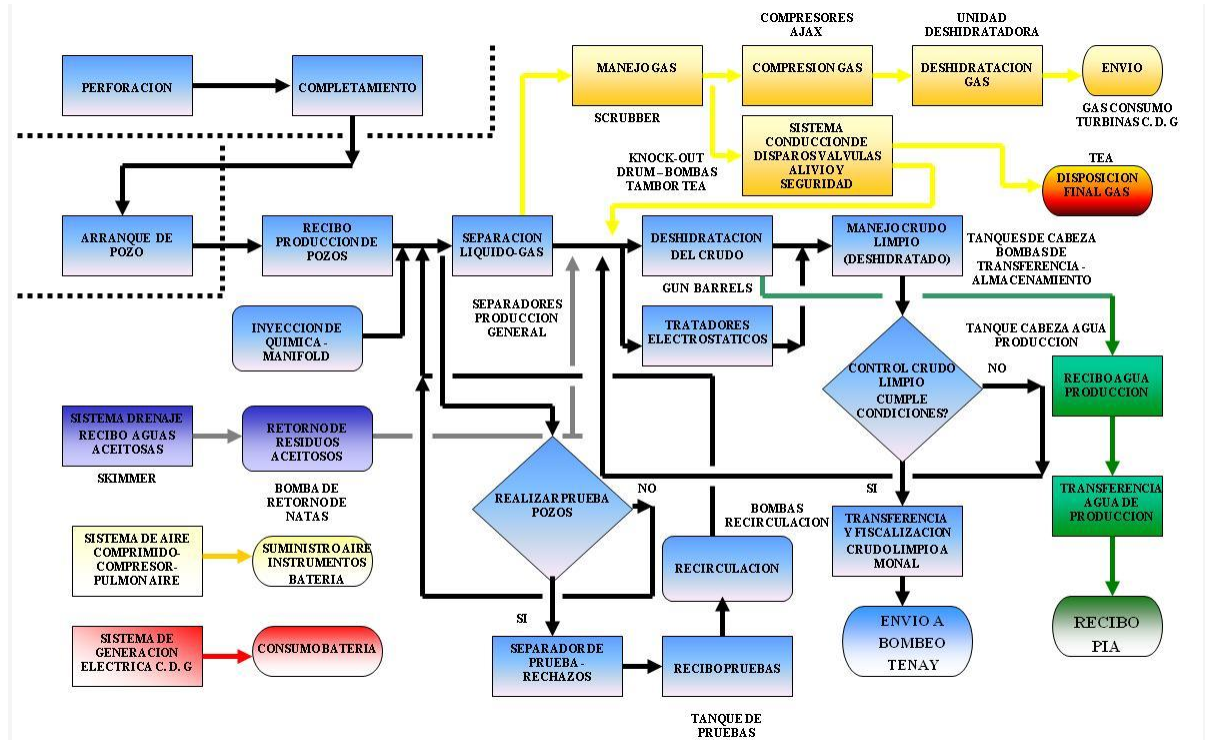
Fuente: Datos operacionales campo San Francisco

Luego de pasar por el sistema de compresión, el gas seco pasa a través de los dos (2) filtros en paralelo para retirarle partículas sólidas e impurezas antes de alimentar los cuatro turbogeneradores (4). Estos producen energía eléctrica a 13.2 KV, la cual fluye hacia un barraje de generación y de aquí se divide por dos líneas de distribución a la PIA y alimenta los servicios auxiliares de la batería. Para la distribución a áreas más alejadas, la tensión es elevada en dos transformadores de 13.2 KV/34.5 KV de 5/6.7 MVA. Se tienen dos barrajes de

34.5 KV, de los cuales la energía se distribuye hacia Tenay-Balcón, Satélite, Monal y zona administrativa.

### Batería Satélite

Figura 26. Diagrama de proceso de la batería Satélite – campo San Francisco



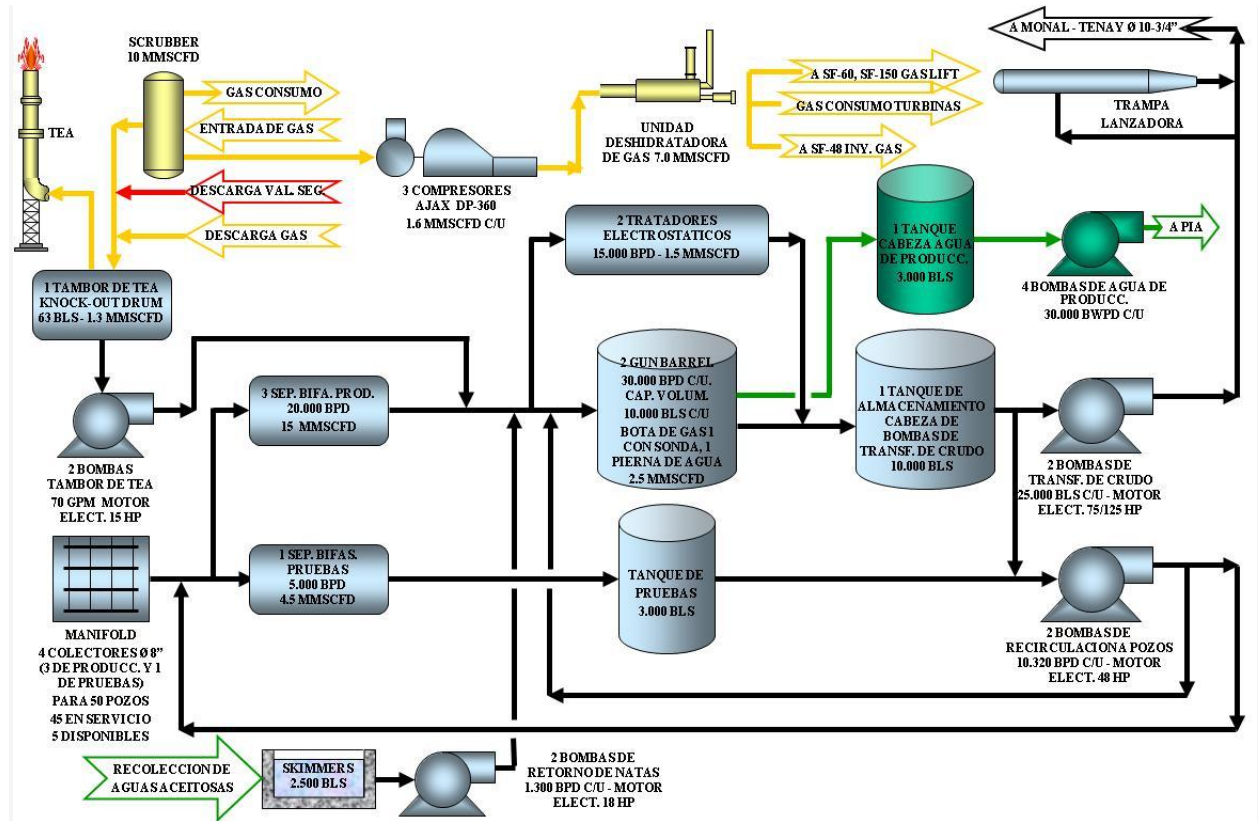
Fuente: Datos operacionales campo San Francisco

Esta batería consta de:

- Un sistema de recepción y separación de crudo: En el *manifold* de crudo se recibe la producción (de 50 pozos con posibilidad de ampliación) y entra al sistema de separación. En este se retira el gas y se envía al sistema de compresión de gas. El crudo con agua es enviado al *Gunbarrel* y decantado por gravedad. El agua (toda el agua del proceso) es enviada a la planta de inyección de agua para su posterior uso en la extracción de crudo, en pozos. El crudo limpio es enviado a través de las bombas de transferencia, hacia el oleoducto.

Los equipos que intervienen y el proceso en sí, son explicados en la Figura a continuación.

Figura 27. Equipos Batería Satélite



Fuente: Datos operacionales campo San Francisco

- Un sistema de compresión de gas (SCG): compuesto por tres (3) compresores y una planta deshidratadora, como se muestra.

Tabla 13. Información de compresores

Compresor (1)	Nº 1	Nº 2	Nº 3
Capacidad nominal, MMSCFD (2)	1.58	1.58	1.58
Presión de succión, psig (2)	55	55	55
Presión de descarga, psig (2)	1200	1200	1200
Temp. Succion (2)	95	95	95
Temp. Descarga (2)	130	130	130
Potencia @ 400 RPM = HP	360	360	360
Fabricante (2)	Ajax	Ajax	Ajax
Modelo (2)	DPC-360	DPC-360	DPC-360
Tipo de Motor (3)	a gas	a gas	a gas

Fuente: Datos operacionales campo San Francisco

Tabla 14. Información de Deshidratadora

Unidad Deshidratadora	M-ZZZ-101 (2)
Capacidad nominal, MMSCFD	8 (3)
Presión de operación, psig	1200
Presión de diseño, psig	1440
Temperatura de operación °F	125
Temperatura de diseño, °F	130
Fabricante	Flameco Industrial

Fuente: Datos operacionales campo San Francisco

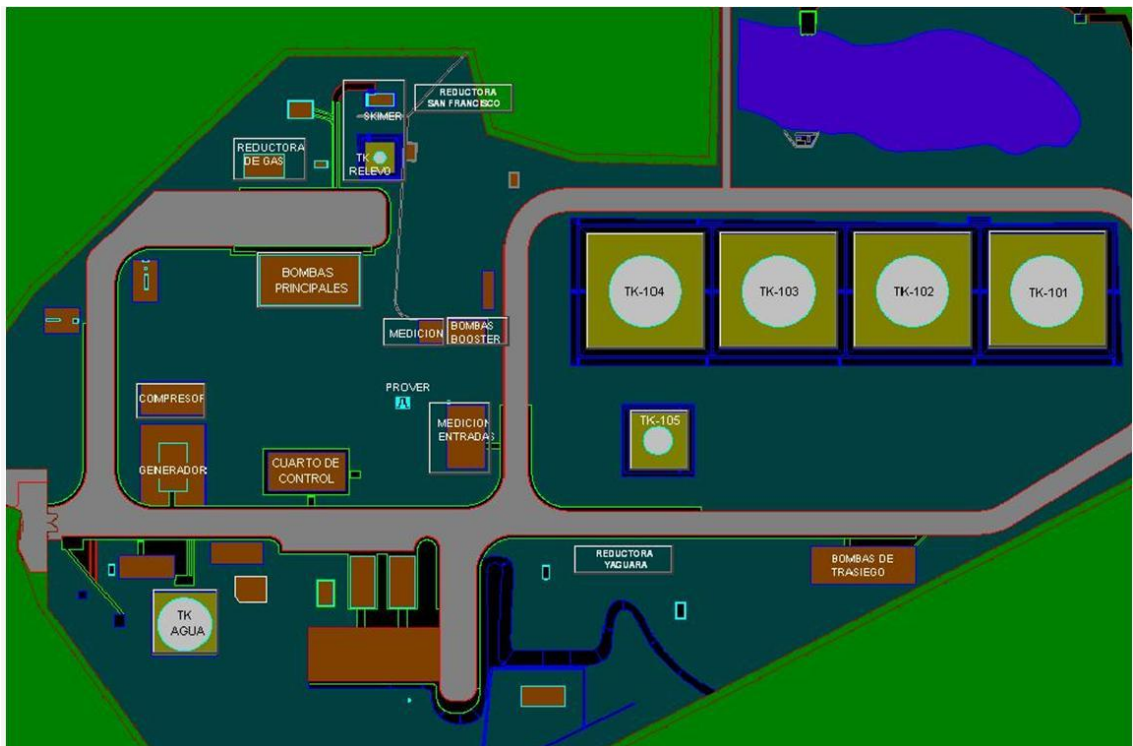
El gas que viene del sistema de separación de crudo es almacenado en el *scrubber* de entrada para retirar los condensados (agua y crudo) generados en el proceso. Luego, el gas ingresa a los compresores. Los tres (3) compresores operan en paralelo y operan de acuerdo con las necesidades de compresión de gas (manteniendo una o dos unidades de compresión como “stand by”) Posteriormente se realiza el envío final del gas a la torre contactora de la unidad deshidratadora con Glicol, de donde por la parte superior sale el gas deshidratado (seco) La mayor cantidad del gas producido en la batería, es usado en el centro de generación de Monal. Una parte de este gas, fluye a los

diferentes pozos de inyección (1200 psig) Otra, es consumido dentro de la misma batería.

El agua recogida en todo el proceso de la batería, es enviada a la PIA Monal para su posterior inyección a pozos.

### Estación de bombeo Tenay

Figura 28. Mapa estación Tenay



Fuente: Datos operacionales campo San Francisco

La Estación Tenay recibe los petróleos crudos de Dina, San Francisco (Monal, Satélite, Balcón), Yaguará y Tello - Río Ceibas, procedentes de las distintas estaciones de producción.

Cada una de las cuatro corrientes llega por sistemas separados. Luego de pasar a través de los filtros de limpieza, es medido el contenido de agua y sedimento BS&W por un analizador continuo. Si el contenido de BS&W es superior al valor máximo establecido para transporte por oleoducto el crudo

puede ser desviado, sin ser medido, al tanque de crudo fuera de especificaciones, o enviarse a uno de los tanques de almacenamiento, después de pasar por su respectiva unidad de medición, donde se deja en reposo hasta que se pueda drenar el agua bajando así el BS&W. Cuando ocurre esta situación se informa a la estación que envía el crudo para que se tomen medidas al respecto.

El crudo que entra a la Estación en condiciones satisfactorias de BS&W, pasa a ser medido tiene dos opciones: fluir hacia el cabezal de *mezcla en línea / despacho directo* o hacia el tanque de almacenamiento asignado para recibirlo. El cabezal de mezcla en línea admite en forma simultánea dos o más crudos, previamente filtrados y medidos para mezclarlos por acción de la turbulencia, al mismo tiempo que están fluyendo. El crudo que ya fue medido pasa a su respectivo cabezal de distribución a tanques. A través de este cabezal el crudo puede entrar a uno de los tanques para almacenarlo. Por lo general los crudos recibidos en la Estación son almacenados en un solo tanque donde se mezclan para ser despachados al oleoducto.

Cuando el crudo almacenado en un tanque se destina para despacho como crudo mezclado o como crudo segregado, fluye por gravedad hacia el cabezal de succión de las bombas reforzadoras. Estas toman el crudo y lo envían a través del sistema de medición hacia las bombas de despacho del oleoducto. A esta línea se une el crudo recuperado en el tanque de relevo.

Las bombas de despacho PLP-101, PLP-102 y PLP-103 reciben el crudo saliendo de la estación de medición para entregarlo a la línea del oleoducto.

El Oleoducto del Alto Magdalena O.A.M es un tubo de 20" de diámetro 396.5 Km de longitud que inicia en la Estación Tenay y finaliza en la Estación Vasconia. En su trayecto encontramos cuatro trampas de envío y recibo de raspadores para mantenimiento de la línea y treinta válvulas de seguridad e inyección de crudo.

En la tabla siguiente se muestra un extracto de los equipos que intervienen en el proceso de bombeo de la Estación Tenay.

Tabla 15. Extracto equipos que intervienen en proceso

POSICION	TIPO DE ACTUADOR	FLUIDO	DIAMETRO ( IN )		TIPO CONEXION	ANSI DEL CUERPO	TAMANO ACTUADO	PRESION ACTUADOR
	PER140	PER150	PER170	PER180	PER190	PER200	PER210	
LCV GUN BARREL 101 BAT BALCON	NEUMATICO	AGUA	4		FLANCHADO	150	FISHER	8560
LCV GUN BARREL 102 BAT BALCON								
LCV SEPARADOR 106 BAT BALCON	NEUMATICO	CRUDO	3		FLANCHADO	150	667	50
PCV SEPARADOR 106 BAT BALCON	NEUMATICO	GAS	6		FLANCHADO	150	657	50
LCV SEPARADOR 107 BAT BALCON	NEUMATICO	CRUDO	3		FLANCHADO	150	667	50
PCV SEPARADOR 107 BAT BALCON	NEUMATICO	GAS	6		FLANCHADO	150	657	50
LCV SEPARADOR 103 BAT BALCON	NEUMATICO	CRUDO	2		FLANCHADO	150	45	50
PCV DESHIDRAT SALIDA GAS PCG BALCON	NEUMATICO	GAS	1 1/2		FLANCHADO	150	34	50
PCV CONSUMO SCRUBBER 1 MBF PCG BALCO	NEUMATICO	GAS	1 1/2		FLANCHADO	150	30	30
LCV TK GUN BARREL 1 BAT MONAL		AGUA SALADA	10		FLANCHADO	150	FICHER	1052
LCV TK GUN BARREL 2 BAT MONAL		AGUA SALADA	10		FLANCHADO	150	FICHER	1052
PCV PROOVER LACT BAT MONAL	NEUMATICO	CRUDO	6		FLANCHADO	150	50	23
LCV CRUDO SEPARADOR MBD 102 BAT MONAL	NEUMATICO	CRUDO	4		FLANCHADO	150	45	23
PCV GAS SEPARADOR MBD 102 BAT MONAL	NEUMATICO	CRUDO	2		FLANCHADO	150	45	23
LCV CRUDO SEPARADOR MBD 103 BAT MONAL	NEUMATICO	CRUDO	4		FLANCHADO	150	46	23
PCV GAS SEPARADOR MBD 103 BAT MONAL	NEUMATICO	CRUDO	2		FLANCHADO	150	45	23
LCV CRUDO SEPARADOR MBD 104 BAT MONAL	NEUMATICO	CRUDO	4		FLANCHADO	150	46	45
PCV GAS SEPARADOR MBD 104 BAT MONAL	NEUMATICO	CRUDO	2		FLANCHADO	150	45	23
LCV CRUDO SEPARADOR MBD 105 BAT MONAL	NEUMATICO	CRUDO	3		FLANCHADO	150	46	23
PCV GAS SEPARADOR MBD 105 BAT MONAL	NEUMATICO	CRUDO	2		FLANCHADO	150	45	23
LCV CRUDO SEPARADOR 101 BAT MONAL	NEUMATICO	CRUDO	3		FLANCHADO	150	45	23
PCV GAS SEPARADOR PRUEBAS 101 BAT MON	NEUMATICO	CRUDO	2		FLANCHADO	150	40	23
LCV AGUA FWKO 1 BAT MONAL		AGUA SALADA	6		FLANCHADO	150	FICHER	1052
LCV CRUDO FWKO 1 BAT MONAL		CRUDO	3		FLANCHADO	150	FICHER	1052
PCV FWKO 1 BAT MONAL		GAS	4		FLANCHADO	150	FICHER	ET
PCV BYPASS FWKO 2 BAT MONAL		GAS	2		FLANCHADO	150	FICHER	ET
LCV AGUA FWKO 2 BAT MONAL		AGUA SALADA	8		FLANCHADO	150	FICHER	8560
LCV CRUDO FWKO 2 BAT MONAL		CRUDO	3		FLANCHADO	150	FICHER	8560
PCV 1 FWKO 2 BAT MONAL		GAS	3		FLANCHADO	150	FICHER	8560
LCV GUN BARRELS 1 BAT SATELITE	NEUMATICO	AGUA	10		FLANCHADO	150	FISHER	1052
LCV GUN BARRELS 2 BAT SATELITE	NEUMATICO	AGUA	12		FLANCHADO	150	FISHER	1052

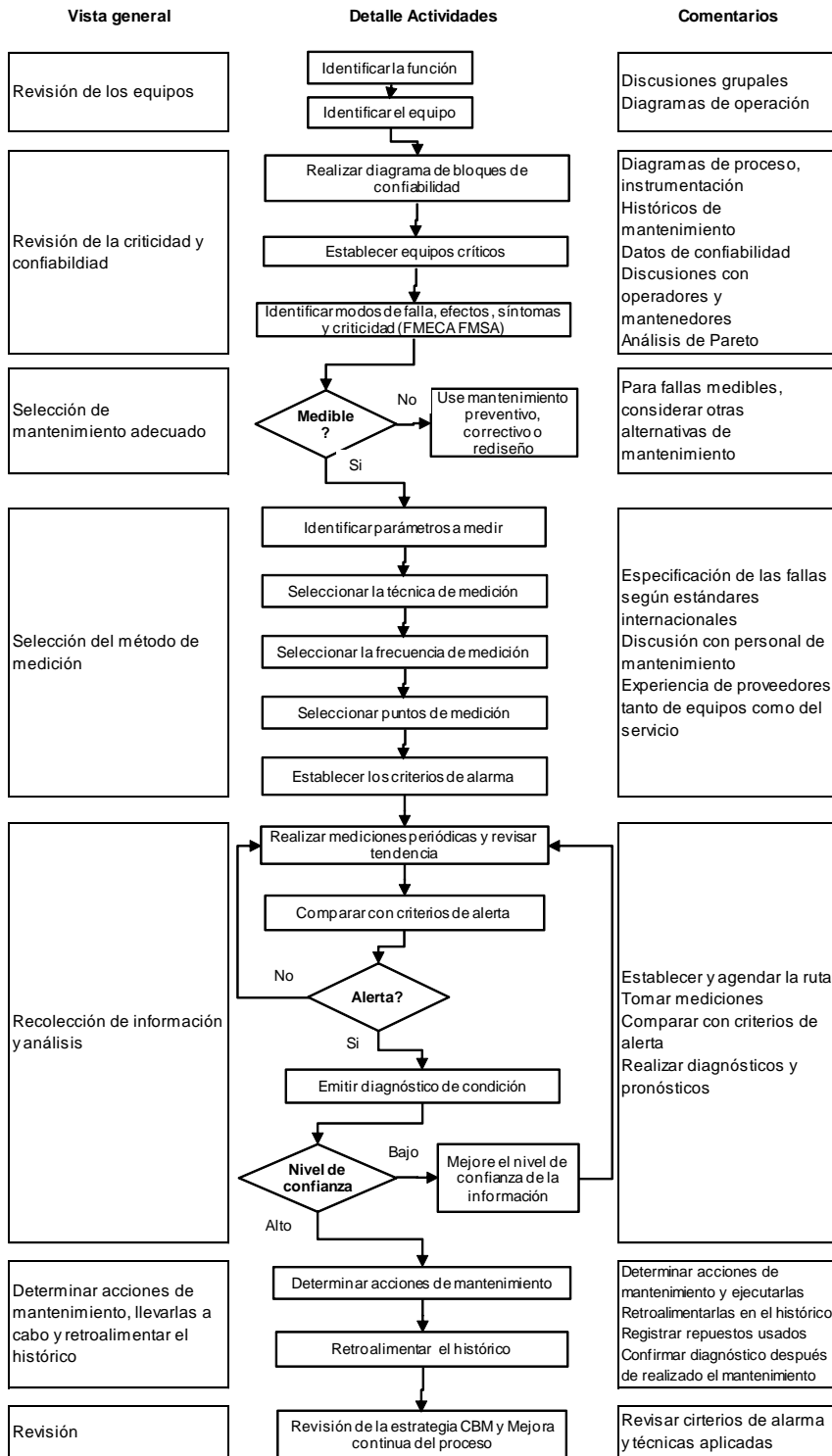
Fuente: Datos operacionales campo San Francisco

## **6. MODELO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO EN LAS FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DE UNA EMPRESA PETROLERA**

El modelo seguido durante la implementación del mantenimiento predictivo como un proceso más, dentro de la cadena de valor de Hocol, se encuentra en la norma ISO 17359. *Condition monitoring and diagnostics of machines — General guidelines, 2003*, mostrado en la figura 29.

Es un procedimiento genérico que puede ser utilizado en la aplicación de un programa de monitoreo de condiciones, explicado a continuación.

Figura 29. Flujograma del mantenimiento predictivo



## Revisión de los equipos<sup>20</sup>

**Identificación de equipos:** Listar e identificar claramente todos los equipos y fuentes de alimentación y control asociadas

**Identificación de la función:** A través de la pregunta ¿qué es lo que el equipo debe hacer y cuáles son las condiciones operacionales?

## Revisión de criticidad y confiabilidad

**Diagramas de bloque de confiabilidad:** El uso de estos diagramas junto a los factores de fiabilidad y disponibilidad, se recomienda para mejorar el objetivo del monitoreo a la condición.

**Establecer los equipos críticos:** Se recomienda hacer una evaluación de la criticidad de todas las máquinas con el fin de crear una lista priorizada de las que se vayan a incluir (o no) en el programa de monitoreo de condición.

**Identificar modos de falla:** Los estudios FMEA y FMECA se recomiendan porque generan información sobre la gama de parámetros que deben medirse para evitar las fallas. Estos, generalmente indican las condiciones que se presentan antes del daño, ya sea por aumento o disminución en un valor medido o por algún otro cambio en una característica.

---

<sup>20</sup> Explicación del diagrama: ISO 17359. *Condition monitoring and diagnostics of machines — General guidelines, 2003.*

## **Selección del mantenimiento adecuado**

Si el modo de falla no tiene síntomas medibles, hay que aplicar las estrategias alternativas de mantenimiento: correctivo, preventivo o modificación (de diseño).

## **Selección del método de medición**

**Identificar los parámetros a medir:** según la información obtenida en el análisis de modos de falla, se identifican los parámetros a monitorear según las consecuencias que sus variaciones presenten. El listado de estos parámetros en general se aprecia en la tabla 3.

**Seleccionar las técnicas de medición:** Las técnicas de monitoreo pueden ser muchas. Remotas, locales con mecanismos instalados, semi-permanentes, con el equipo en línea o fuera de ella, etc. Además de lo anterior, se debe tener en cuenta la precisión requerida en la medida a tomar, que por lo general no es tan precisa como la metrología porque lo realmente importante es la tendencia a medir en la muestra.

Adicional a la selección de técnicas, es importante definir el tipo de ejecución a implementar<sup>21</sup>:

- **Interno:** el programa es manejado completamente dentro de la organización, incluyendo la recolección, interpretación y análisis de la información, y las recomendaciones.
- **Contratado:** todas las funciones son subcontratadas con una empresa de servicios de PdM.
- **Híbrido:** parte del trabajo es realizado internamente y parte

---

<sup>21</sup> Allied Reliability, Inc. *PdM Secrets Revealed*. 2006. Pág. 24

subcontratado.

**Seleccionar la frecuencia de medición:** Se debe considerar si el intervalo de muestreo es continuo o periódico, esto depende principalmente del tipo de falla, pero está influenciada por factores tales como ciclos de trabajo, lo recomendado por fábrica, el costo y la criticidad.

**Seleccionar puntos de medición:** La viabilidad de la medición también influirá en la decisión. No solo económicamente, también existen casos que el montaje no permite tomar las muestras respectivas o se necesitan permisos especiales para hacerlo.

**Establecer los criterios de alarma:** Las alarmas pueden ser valores únicos o múltiples niveles, tanto crecientes como decrecientes o cambios que ocurren dentro de los límites previamente establecidos de alerta, mientras que no exceda de los límites. Deben establecer criterios para dar la indicación más temprana posible de la ocurrencia de una falla. Antes de iniciar, es recomendable establecer la línea base de medición, debido a que es mejor definir con precisión la condición inicial del equipo.

### **Recolección de información y análisis**

**Realizar mediciones y revisar su tendencia:** El procedimiento general para la recopilación de datos es tomar medidas y compararlas con las tendencias históricas, datos básicos o del representante de las máquinas iguales o similares. Las mediciones se toman a lo largo de una ruta programada con cierta periodicidad.

**Comparación con criterios de alerta:** Si los valores medidos son aceptables en comparación con los criterios de alerta / alarma, pero si los valores medidos no son aceptables debe hacerse un diagnóstico. Puede darse

el caso de hacer una evaluación de la condición, así no hayan signos de alarma, pero se prevé una falla a futuro, lo que se conoce como pronóstico.

**Mejore el nivel de confianza de la información:** es necesario asegurar que la tendencia a la cual se le hace seguimiento, contenga datos confiables, de lo contrario hay que proceder a mejorarlos. Retoma de datos, modificación a la frecuencia de monitoreo o realizar una toma de datos adicional, comparación con históricos, usar una técnica más especializada o cambiar de proveedor son algunas vías para esta labor.

### **Determinación de tareas de mantenimiento a aplicar y hacer la retroalimentación respectiva**

**Determinar acciones de mantenimiento:** generalmente dependen de la confianza en el diagnóstico o pronóstico, pero sin importar lo anterior, se recomienda, al menos inspeccionar o generar el mantenimiento correctivo antes que la falla sea grave.

**Retroalimentar los históricos:** Tanto las rondas de predictivo como las acciones a tomar, de acuerdo a los diagnósticos, deben estar registradas en el CMMS de la compañía. Cuando estas acciones han sido ejecutadas, es necesario documentarlas y compararlas con el diagnóstico inicial.

### **Revisión**

El mantenimiento en general, es un proceso de mejoramiento continuo. Muchas veces, algunas técnicas no se tienen en cuenta, desde el inicio, por múltiples razones o los criterios de alarma suelen ser muy bajos o muy altos. Después de iniciada la ejecución de las rondas predictivas, es necesario evaluar todas las variables que permitan mejorar la efectividad del proceso.

La mejor forma de conocer la efectividad y estado de la implementación, es a través de indicadores con los cuales se puede conocer la brecha respecto a lo esperado, llevando a realizar análisis para cerrarla.

## **6.1 CONDICIONES BÁSICAS PARA ASEGURAR LA IMPLEMENTACIÓN**

Antes de iniciar el arduo camino de la implementación del mantenimiento predictivo (o de cualquier proceso nuevo en una empresa) hay que tener claras las condiciones mínimas tanto en la empresa, las personas y la operación en general.

### **Inversión**

Como se comentó en el ítem Costo – beneficio, implementar el predictivo es costoso a corto plazo (figura 10) Por tal razón, es necesario que las personas que toman las decisiones financieras sobre los activos de la compañía, estén convencidas del paso que se va a dar. Se conocen casos en los que el personal de mantenimiento decide iniciar (a veces solo o a veces con “conocimiento” del resto de las áreas) y al momento de empezar a pagar la inversión, el proceso se trunca por la sorpresa ante los montos que se generan.

Antes de empezar el desgaste propio del cambio en la estrategia, el Gerente de Mantenimiento debe demostrar los beneficios y asegurarse que todo el personal de la compañía sea consciente del paso a dar, para evitar re-procesos y malestares.

## **Cambio cultural**

Estas tecnologías tienen el poder de afectar la distribución de cargos en la compañía. Nuevas funciones se abren paso y mínimamente, el personal de mantenimiento debe conocerlas. El Gerente de Mantenimiento debe hacer gala de sus habilidades gerenciales y manejar la situación, bien sea para contratar personal, empresas que ejecuten la labor o en el peor de los casos, redistribuir las nuevas responsabilidades.

Debe crear un equipo de trabajo que sea realmente confiable y darle la autoridad para “recomendar” y ejecutar las acciones que resulten de la estrategia de mantenimiento. En muchas ocasiones, el personal de mantenimiento debe cruzar todas las áreas funcionales de la compañía para implementar los cambios con los que se pretende corregir los problemas descubiertos por sus análisis.

La tarea será vencer la resistencia normal que existe en todas las empresas ante la novedad. Hacerles ver la necesidad de un cambio, de implementar prácticas más eficientes.

Además, poder manejar los casos extremos que se presenten. Personal de todas las áreas que “siempre han trabajado de la misma forma y todo funciona bien” Demostrarles que las cosas pueden hacerse mejor.

Una forma de “persuadir”, es demostrando el tipo de empresa que es hoy y a donde se quiere llegar. Una herramienta en la que se puede apoyar, es la Matriz de Excelencia Operacional, en la cual se explica claramente la necesidad de la implementación de mantenimiento predictivo como parte de la estrategia de mantenimiento para lograr ser una empresa de Clase Mundial, como se vio anteriormente en este documento (figura 7)

## **Habilidades del personal de mantenimiento**

Independientemente del tipo de manejo que se le va a dar al predictivo (personal interno, contratación o ambos) el personal involucrado en el proceso debe estar plenamente capacitado y conocer a fondo el proceso

Se deben evaluar las habilidades y competencias para establecer el plan de desarrollo y cerrar la brecha de habilidades mejorando el rendimiento del trabajo.

Anteriormente, se suministraban capacitaciones genéricas a todo el personal por igual, pero ahora las cosas han cambiado. El Gerente de Mantenimiento tiene la tarea de establecer las normas precisas de trabajo para tener una base justa y objetiva en la contratación y evaluación de sus colaboradores.

Esto no se realiza ni fácilmente ni rápidamente, puede tomar meses, además de tener un alto grado de inversión (este costo está dentro de los costos a corto plazo de la implementación) pero debe tenerse muy en cuenta antes de iniciar, para asegurar el éxito del predictivo.

## **Manejo de la información**

No es conveniente esperar a recibir los resultados de las rondas implementadas, para preocuparse por la calidad de la información a manejar. El volumen de datos a analizar, fácilmente se puede duplicar una vez el mantenimiento predictivo esté en ejecución.

Antes de iniciar la implementación hay que asegurar la forma en la que se va a recopilar, analizar y almacenar la información.

Tanto las órdenes de trabajo para la ejecución de las rutinas, los hallazgos, las órdenes de trabajo para aplicar los correctivos respectivos, deben consignarse

en el CMMS, debidamente diligenciados asegurando así su planeación, programación, ejecución y retroalimentación.

Esto aplica a toda la información manejada en cualquier área de la compañía, no solo para mantenimiento o producción.

### **Documentación**

En la misma línea que lo anterior, se debe asegurar que cada decisión tomada, sus razones, los informes y análisis realizados, etc. queden debidamente documentados.

Los correos electrónicos, los comentarios de las reuniones y talleres, llegado el momento, representan información muy útil que también debe guardarse de manera ordenada.

### **Estrategia**

Finalmente, hay que tener en cuenta que una sola metodología, un único proceso, no será 100% efectivo para disminuir las fallas de los activos.

El complemento del mantenimiento preventivo, correctivo y predictivo, en sus justas proporciones (que varían para cada empresa) con estudios como el PMO, RCA o RCS; logran resultados óptimos, fácilmente capitalizables por el Gerente de mantenimiento, que le ayudarán a hacer menos tortuoso el cambio iniciado.

Sin embargo, estos no pueden ser esfuerzos asilados. Es necesario demostrar la necesidad de ver al activo como un todo transversal a la compañía, e integrar a operaciones / producción como los dueños que son. Por tanto, así las iniciativas surjan desde mantenimiento, el resto del personal debe estar

plenamente enterado e involucrado en la implementación de las nuevas ideas. Crear campañas alrededor de lo que se desea implementar, solicitar su participación en la definición de los equipos críticos de la compañía, en la definición de la matriz de predictivo y en la definición del cronograma de las rondas, es una forma de disminuir la resistencia al cambio y empezar a integrar el trabajo.

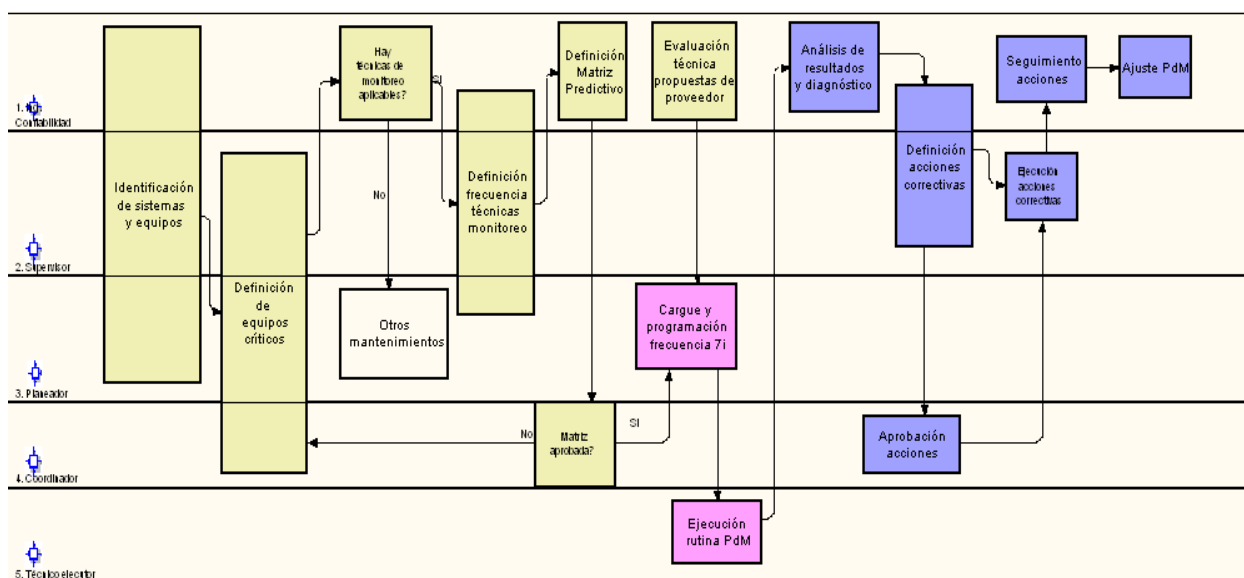
## **6.2 ETAPAS DE LA IMPLEMENTACIÓN**

Como se comentó anteriormente, la implementación se guió por las actividades descritas en el Diagrama de flujo de implementación (figura 29) Si bien este flujo describe la implementación del mantenimiento basado en condición, se aprovecharon muchas de sus recomendaciones para iniciar con el mantenimiento predictivo asegurando un orden lógico.

El alcance del proyecto fue definir el programa de mantenimiento predictivo para ser aplicado en los equipos críticos del campo San Francisco de Hocol, bajo la modalidad de contratación la ejecución de las técnicas predictivas con análisis interno de la condición de los activos.

Antes de iniciar y debido a que era un proyecto realizado por varias empresas, se definieron los roles y responsabilidades que intervendrían en la implementación y la ejecución del proceso.

Figura 30. Roles y responsabilidades mantenimiento predictivo campo San Francisco



Fuente: datos de mantenimiento campo San Francisco

En la figura se pueden observar las diferentes actividades que tienen a cargo cada una de las personas que intervienen en el proceso.

- Ing. Confiabilidad: apoya en la definición de las técnicas predictivas que se van a aplicar, definición de la matriz de PREDICTIVO (apoyando el manejo de esta información en el CMMS), realiza la valoración técnica de los proveedores, analiza la información que se obtiene de la rutina ejecutada, apoya en la definición de las tareas correctivas y les hace seguimiento, por último retroalimenta el mantenimiento en general y realiza los ajustes necesarios en el proceso.

- Supervisor: identifica y define los equipos críticos y técnicas predictivas a aplicar, define y ejecuta tareas correctivas aprobadas, que surgen de las recomendaciones de la rutina realizada.
- Planeador: participa en la definición de los equipos críticos a los cuales se les aplica el PREDICTIVO, ingresa y maneja toda la información en el CMMS.
- Coordinador: revisa la matriz y las acciones correctivas del PREDICTIVO, decide si son aprobadas o no.
- Técnico:
  - Técnico ejecutor: encargado de ejecutar la rutina predictiva para la cual se contrata. Es quien manipula el equipo asignado para la labor, interpreta los resultados y realiza el informe para la toma de decisiones. Es personal del proveedor contratado para cada rutina.
  - Operadores de planta y equipos: recolección de datos de operatividad de la máquina, manejo de la base de datos y el reporte técnico.
  - Instrumentistas: responsable de actividades en instrumentos de control, medida y protección. Además, realiza el acompañamiento respectivo al personal técnico que realiza la rutina predictiva.
  - Electricista: Responsable de actividades en máquinas eléctricas. Además, realiza el acompañamiento respectivo al personal técnico que realiza la rutina predictiva.
  - Mecánicos: Responsable de actividades en máquinas. Además, realiza el acompañamiento respectivo al personal técnico que realiza la rutina predictiva.

Se inició con la programación de talleres multidisciplinarios, para tomar las decisiones respectivas del arranque de la implementación. El personal invitado

fue a nivel de supervisión y técnicos; de mantenimiento, operaciones y líderes de área de Hocol.

### **Revisión de los equipos**

Debido a la gran cantidad de equipos que existen en las instalaciones de producción de crudo, se tomó la decisión de definir los sistemas críticos y sobre estos iniciar la labor.

Para definirlos, se aprovechó información de un análisis realizado previamente donde se habían definido los sistemas que más impactaban la producción del campo. Se realizó la respectiva revisión por el personal a cargo y su visto bueno se observa, en parte, en la tabla 16.

Se trabajó con la información del CMMS. El campo San Francisco estaba dividido en 65 sistemas, de los cuales se decidió que 25 eran críticos.

Dentro de estos encontramos: sistema de pozos productores de crudo, sistema de compresión de gas, sistema de generación eléctrica de Monal, sistema de inyección de agua, sistema de separación de crudo, circuitos eléctricos, sistemas de alimentación de aire, entre otros.

Una vez determinados los sistemas más importantes, la atención se centró en definir los equipos pertenecientes a estos y sus funciones, como se muestra en la tabla 17.

Tabla 16. Extracto de los sistemas críticos del campo

SISTEMA	FUNCION	CRITICO S/N
AIRE DE ARRANQUE COMPRESORES	Proveer el aire necesario para el arranque neumático de compresores	s
AIRE INDUSTRIAL PORTATIL	Proveer el aire necesario para el arranque neumático de compresores y UBM	n
AIRE INSTRUMENTACION	proveer el aire necesario para el funcionamiento de instrumentos neumáticos	s
ALMACENAMIENTO ENVIO CRUDO	Almacenamiento de crudo de venta, dentro de especificaciones y la medición para transferencia de custodia	s
ALMACENAMIENTO RELEVO	Recibir los crudos fuera de especificaciones y disparos de v/v de seguridad	n
ALMACENAMIENTO Y MEZCLA DE CRUDO	Mezcla de crudo de diferentes gravedades API - FDS	n
BARRAJE 115 KV	Entregar energía eléctrica de respaldo al campo	n
BARRAJE 13.200 V	Distribuir energía eléctrica a los pozos productores	s
BARRAJE 220 V	Alimentación para el alumbrado industrial	n
BARRAJE 34.500 V	Distribuir energía eléctrica a los pozos productores	s
BARRAJE 4160 V	Distribuir energía eléctrica a PIA Monal	s
BARRAJE 460 V	Distribuir energía eléctrica a baterías y pozos eléctricos	s
BOMBEO DE REFUERZO ESTACION DE BOOSTER	Rebombeo de agua externa para el completamiento de la meta de inyección	n
BOMBEO Y DESPACHO	Transferencia de crudo al oleoducto	s
CIRCUITO	Distribución de energía eléctrica 13.2Kv y 34.5Kv	s
COLECTOR DE PRODUCCION	Recolectar el crudo proveniente de los pozos productores	n
COMPRESION DE GAS PCG	Suministro de gas a alta presión para CGE	s

Fuente: datos de mantenimiento campo San Francisco

Tabla 17. Extracto de equipos y funciones

SISTEMA	UNIDAD FUNCIONAL	CLASE	FUNCION
COMPRESION DE GAS PCG	COMPRESOR DE GAS PCG	SENSOR DE PROCESO - NIVEL	Controla los condensados que quedan en los scrubbers del compresor
COMPRESION DE GAS PCG	COMPRESOR DE GAS 2 PCG BALCON	VALVULA DESLIZANTE	Controla los condensados que quedan en los scrubbers del compresor
COMPRESION DE GAS PCG	COMPRESOR DE GAS PCG	REGISTRADOR DE PRESION	Registra la presión de los compresores
COMPRESION DE GAS PCG	COMPRESOR DE GAS PCG (Ariel)	MOTOCOMPRESOR RECIPROCANTE MOTOR A GAS	Generar potencia al eje del compresor
COMPRESION DE GAS PCG	COMPRESOR DE GAS PCG	TABLERO ELECTRICO DE CONTROL	Recibe las señales de los sensores en cuanto a condiciones de alarma y protege al equipo en su operación
COMPRESION DE GAS PCG	COMPRESOR DE GAS PCG	VALVULA DE SEGURIDAD CONVENCIONAL	Proteje la vasija para evitar daño por sobrepresión del sistema
COMPRESION DE GAS PCG	LINEA DE GAS LIFT PCG	SENSOR DE PROCESO - PRESION	Sensa la presión del sistema y transmite el valor al cuarto de control
COMPRESION DE GAS PCG	LINEA DE SALIDA DE GAS PCG	SENSOR DE PROCESO - TEMPERATURA	Sensa la Temperatura del sistema y transmite el valor al cuarto de control
COMPRESION DE GAS PCG	LINEA DE SALIDA DE GAS PCG	VALVULA DE BOLA	Bloquea el flujo de gas hacia los pozos
COMPRESION DE GAS PCG	LINEA DE SALIDA DE GAS PCG BALCON	VALVULA DESLIZANTE	Controla la presión hacia atrás del sistema de gas
COMPRESION DE GAS PCG	LINEA DE SALIDA DE GAS PCG	SENSOR DE PROCESO - FLUJO	Mide el volumen que maneja la planta compresora de gas
COMPRESION DE GAS PCG	LINEA DE SALIDA DE GAS PCG	SENSOR DE PROCESO - PRESION	Sensa la presión del sistema y transmite el valor al cuarto de control
COMPRESION DE GAS PCG	LINEA DE SALIDA DE GAS PCG	VALVULA DE DIAFRAGMA	ESTA VALVULA NO ES DE DIAFRAGMA SINO DESLIZANTE Y YA ESTA CONTEMPLADA EN LOS OTROS SISTEMAS
COMPRESION DE GAS PCG	COMPRESOR DE GAS PCG	REGISTRADOR DE TEMPERATURA	Registra la temperatura del sistema
COMPRESION DE GAS PCG	COMPRESOR DE GAS 1 PCG	COMPRESOR RECIPROCANTE	Comprimir gas a una presión de gas específica según ubicación de instalación, para enviarlo a CGE e inyección

Fuente: datos de mantenimiento campo San Francisco

### Revisión de la criticidad y confiabilidad

Para delimitar los equipos críticos, se definieron dos criterios principales; Producción y Mantenimiento y HSE (Salud Seguridad Medio Ambiente); cada uno de ellos con 5 subcriterios con un puntaje inmediato. El valor final se tomó como el máximo entre los dos valores, evitando así la rigidez de los promedios o complicarnos con cálculos más profundos.

Se trató de ubicar la matriz de riesgo de Hocol pero fue en vano. Al momento del análisis no estaba actualizada respecto a las condiciones de operación del campo.

Tabla 18. Extracto de definición de criticidad de los equipos.

CLASE	FUNCION	P&M	VALOP	HSE	VALOP	CRITICIDAD
BOMBA RECIPROCANTE DE QUIMICA	Inyección de químicos (igual a la de gas)	Causa reducción a corto plazo en el desempeño del sistema. Tiene instalado equipo de respaldo. Puede ser reparado rápidamente.	3	Puede reducir las ratas de producción, recuperación o calidad de producción.	3	3
VALVULA DE SEGURIDAD CONVENCIONAL	Proteje la vasija contra una sobrepresión del sistema por encima de la presión de diseño	Causa reducción a largo plazo en el desempeño de un sistema. No tiene instalado equipo de respaldo. Tiempo de reparaciones o reemplazo significativo.	4	Puede causar impacto económico negativo significativo. Pérdida de producción	4	4
VALVULA DESLIZANTE	Controla el nivel de condensados que quedan atrapados en el scrubber	Causa reducción a largo plazo en el desempeño de un sistema. No tiene instalado equipo de respaldo. Tiempo de reparaciones o reemplazo significativo.	4	Puede reducir las ratas de producción, recuperación o calidad de producción.	3	4
VALVULA DE BOLA	Bloquea el flujo de gas hacia los pozos de gas lift	Causa reducción a largo plazo en el desempeño de un sistema. No tiene instalado equipo de respaldo. Tiempo de reparaciones o reemplazo significativo.	4	Puede reducir las ratas de producción, recuperación o calidad de producción.	3	4
VALVULA DE SEGURIDAD CONVENCIONAL	Proteje la vasija contra una sobrepresión del sistema por encima de la presión de diseño	Causa reducción a largo plazo en el desempeño de un sistema. No tiene instalado equipo de respaldo. Tiempo de reparaciones o reemplazo significativo.	4	Puede causar impacto económico negativo significativo. Pérdida de producción	4	4
SENSOR DE PROCESO - TEMPERATURA	Sensa la temperatura del sistema de gas en el scrubber y transmite el dato al cuarto de control	Puede operar bypassado o en manual, sin pérdida de desempeño del sistema. Se encuentra en servicio intermitente.	2	Puede causar demandas incrementadas sobre el personal operativo pero ningún impacto en seguridad, medio ambiente o producción	2	2
VALVULA DESLIZANTE	Controla el nivel de condensados que quedan atrapados en el scrubber	Causa reducción a largo plazo en el desempeño de un sistema. No tiene instalado equipo de respaldo. Tiempo de reparaciones o reemplazo significativo.	4	Puede reducir las ratas de producción, recuperación o calidad de producción.	3	4
VALVULA DE MARIPOSA	Controla la presión de gas en el scrubber	Causa reducción a largo plazo en el desempeño de un sistema. No tiene instalado equipo de respaldo. Tiempo de reparaciones o reemplazo significativo.	4	Puede reducir las ratas de producción, recuperación o calidad de producción.	3	4
REGISTRADOR DE FLUJO	Registra el flujo de gas que pasa por el scrubber	No tiene efecto en el desempeño del sistema.	1	No tiene importancia con respecto a la seguridad, medio ambiente o producción y no incrementa las demandas sobre el personal operativo	1	1
VALVULA DE DIAFRAGMA	Regula la presión del gas usado en los quemadores de la deshidratadora	Causa reducción a corto plazo en el desempeño del sistema. Tiene instalado equipo de respaldo. Puede ser reparado rápidamente.	3	Puede reducir las ratas de producción, recuperación o calidad de producción.	3	3
VALVULA DE SEGURIDAD CONVENCIONAL	Proteje la vasija contra una sobrepresión del sistema por encima de la presión de diseño	Causa reducción a largo plazo en el desempeño de un sistema. No tiene instalado equipo de respaldo. Tiempo de reparaciones o reemplazo significativo.	4	Puede causar impacto económico negativo significativo. Pérdida de producción	4	4

Fuente: datos de mantenimiento campo San Francisco

Lamentablemente, los históricos de fallas de equipos no estaban cargados en el CMMS (estaba en proceso de implementación) y no se tenían en medio magnético, se llevaban en bitácoras físicas y habría sido un arduo trabajo, extraer los datos necesarios para establecer los tiempos de parada de los equipos. Se trabajó con el personal técnico quienes tenían su propio archivo de intervenciones y conocían al detalle las actividades realizadas, la frecuencia y sobre cuales equipos se habían ejecutado.

Se muestra un extracto de la poca información recopilada

Tabla 19. Extracto información modos de falla

<b>FUNCIONES</b>	<b>MODOS DE FALLA</b>
Comprimir	Fuga interna
	Fuga externa
	Bajo flujo de gas
	Caída de carga
	Vibración
	Falla al funciona en demanda
	Detonación
Bombear	Fuga interna
	Fuga externa
	Caída de carga
	Vibración
	Falla al funciona en demanda
	Rotura
	Baja presión de aceite
Generar (energía)	Cortocircuito
	Pérdida de barreras
	Indicación defectuosa
	Vibración
	Potencia reducida

Fuente: datos de mantenimiento campo San Francisco

Posteriormente se contrató personal para resolver el problema de la información y asegurar su cargue en el CMMS, ya instalado.

Finalmente, los equipos seleccionados para la aplicación del mantenimiento predictivo fueron los mostrados (en parte) en la tabla 20.

Tabla 20. Extracto equipos seleccionados para mantenimiento predictivo

SISTEMA	CLASE DE EQUIPO	TOTAL
ENTRADA CRUDO TENAY	VALVULA DESLIZANTE	4
GENERACION ELECTRICA CGE MONAL	TABLERO ELECTRICO DE CONTROL	6
GENERACION ELECTRICA CGE MONAL	GENERADOR ENERGIA IMPULSADO POR TURBINA	5
GENERACION ELECTRICA CGE MONAL	TURBINA A GAS	5
GENERACION ELECTRICA CGE MONAL	TRANSFORMADOR DE POTENCIA	1
GENERACION ELECTRICA CGE MONAL	TABLERO ELECTRICO DE POTENCIA	5
INYECCION DE AGUA PIA	BOMBA RECIPROCANTE	2
INYECCION DE AGUA PIA	MOTOR DE COMBUSTION A GAS	3
INYECCION DE AGUA PIA	BOMBA CENTRIFUGA MULTIETÁPICA	1
INYECCION DE AGUA PIA	BOMBA CENTRIFUGA PRECARGA	3
INYECCION DE AGUA PIA	MOTOR ELECTRICO DE CORRIENTE ALTERNA	14
INYECCION DE AGUA PIA	BOMBA CENTRIFUGA	11
MONITOREO Y CONTROL BAT	TABLERO ELECTRICO DE CONTROL	11
MONITOREO Y CONTROL PIA MONAL	TABLERO ELECTRICO DE CONTROL	5
MONITOREO Y CONTROL ESTACION TENAY	TABLERO ELECTRICO DE CONTROL	6
POZOS PRODUCTORES DE CRUDO	MOTOR ELECTRICO DE CORRIENTE ALTERNA	29
POZOS PRODUCTORES DE CRUDO	TABLERO ELECTRICO DE CONTROL	29
POZOS PRODUCTORES DE CRUDO	GENERADOR DE ENERGIA	2
POZOS PRODUCTORES DE CRUDO	MOTOR DE COMBUSTION DIESEL	1
POZOS PRODUCTORES DE CRUDO	MOTOR DE COMBUSTION A GAS	15
POZOS PRODUCTORES DE CRUDO	TRANSFORMADOR ELEVADOR ESP	87
REDUCTORA DE GAS CGE MONAL	VALVULA DESLIZANTE	4
SEPARACION DE PRODUCCION BAT	VALVULA DESLIZANTE	30
SEPARACION DE PRODUCCION BAT	VALVULA DE MARIPOSA	9
SALIDA PROCESO ESTACIÓN BOOSTER	VALVULA DESLIZANTE	1
SERVICIOS DE SOPORTE TENAY	VALVULA DESLIZANTE	2

Fuente: datos de mantenimiento campo San Francisco

En total fueron seleccionados 724 equipos para el proyecto de implementación. Hay que recordar que Hocol genera y distribuye su propia energía y este sistema es bastante crítico para la operación porque es la alimentación eléctrica del 95% del campo. Adicional a esto, se ve altamente afectado por las condiciones climáticas impredecibles de la zona, debido a la cercanía con el Desierto de la Tatacoa. Todo lo anterior, se comenta para explicar que todos los pórticos y transformadores (tanto de alta como de cada pozo) son tomados como equipos (428) y representan el 57% del total.

### **Selección de mantenimiento adecuado**

Dentro de la estrategia de mantenimiento que se tiene implementada en el campo, el mantenimiento preventivo, correctivo y el modificativo (como resultado de algunos RCA y/o análisis aislados) existen mucho antes que el predictivo.

En este caso, se optimizaron las actividades del preventivo para llevaras al predictivo. Fueron creadas inspecciones a los equipos y posteriormente algunas rutinas intrusivas basadas en horas de operación, fueron modificadas según los diagnósticos de las técnicas predictivas.

### **Selección del método de medición**

Para la definición de los parámetros a medir y técnicas a utilizar, se siguieron las recomendaciones de la ISO 17359, mostradas en la tabla 3. Con base en las fallas ocurridas en los equipos críticos, se tomaron los parámetros más importantes a medir sobre cada tipo de equipo y se estableció como se observa en la tabla 21.

Tabla 21. Técnicas seleccionadas para aplicar en el proyecto

TÉCNOLOGIA DE INSPECCIÓN	APLICACIÓN										
	BOMBAS	MOTORES ELÉCTRICOS	GENERADORES DIESEL	CONDENSADORES	EQUIPO PESADO /CRANES	CORTACIRCUITOS	VALVULAS	INTERCAMBIADORES DE CALOR	SISTEMAS ELÉCTRICOS	TRANSFORMADORES	TANQUES, TUBERIAS
ANÁLISIS Y MONITOREO DE VIBRACIONES	λ	λ	λ		λ						
ANÁLISIS DE LUBRICANTES	λ	λ	λ		λ					λ	
ANÁLISIS DE TAMAÑO DE PARTICULAS	λ	λ	λ		λ						
MONITOREO DE DESEMPEÑO (Windrock)	λ	λ	λ	λ				λ		λ	
ULTRASONIDO	λ	λ	λ	λ			λ	λ	λ	λ	
DIAGNÓSTICO DE VÁLVULAS							λ				
TERMOGRAFIA INFRARROJA	λ	λ	λ	λ	λ	λ	λ	λ	λ	λ	
INSPECCIÓN VISUAL	λ	λ	λ	λ	λ	λ	λ	λ	λ	λ	λ
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO		λ	λ			λ			λ	λ	
ANALISIS DE CORRIENTES DE MOTORES		λ									

Fuente: datos de mantenimiento campo San Francisco

Algunas de estas técnicas se ejecutaron desde el inicio del proyecto y otras se fueron agregando a medida que los costos y el tiempo lo fueron permitiendo. La selección se hizo por la cantidad de equipos a los cuales aplicarle una u otra, por ejemplo: la termografía se aplicó a todos los pórticos del sistema eléctrico y motores eléctricos; el análisis de vibraciones, a los equipos rotativos del campo. Se decidió incluirlas en el análisis para facilitar su posterior implementación.

Las frecuencias de inspección iniciales se asignaron inicialmente según la criticidad de los equipos, conjuntamente con la información específica de la máquina tal como las horas de funcionamiento y MTTR. Las frecuencias iniciales son planteadas según los especialistas del área, y se optimizan, una

vez que se logra establecer la tendencia de los datos y se recolecta información mecánica operativa de la máquina.

Tabla 22. Frecuencia definida para cada técnica seleccionada

TÉCNICA DE INSPECCIÓN	ANALISIS DE VIBRACIONES	3	6	12
	TERMOGRAFIA	3	6	12
	LUBRICANTES O DIELECTRICOS			
	WINDROCK	6		
	ULTRASONIDO	6		
	FLOW SCANNER	12		
	RESISTENCIA DE AISLAMIENTO	12		
	ANALISIS DE CORRIENTE Y CIRCUITO	12		

Fuente: datos de mantenimiento campo San Francisco

Como se observa en la tabla 22, el análisis de vibraciones y la termografía se realizan cada 3, 6 y 12 meses, según la criticidad de los equipos seleccionados; el análisis de lubricantes a equipos mecánicos y eléctricos no tiene fecha establecida ya que, en los eléctricos la muestra se tomará por oportunidad y en los mecánicos, ya existe una frecuencia por días, establecida según las horas de trabajo de cada equipo. Windrock y Ultrasonido, se harán cada 6 meses y los análisis a los motores eléctricos (resistencia y corriente) anualmente.

Así como la selección de las rutinas iniciales, fue realizada por la cantidad de equipos, la frecuencia también se planteó así.

Para mostrar los equipos, rutinas y frecuencias a medir, se construye la Matriz de Predictivo. Finalmente, en su forma más sencilla, se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 23. Extracto de la matriz de predictivo

SISTEMA	CLASE DE EQUIPO	ANALISIS DE VIBRACIONES	LUBRICANTES O DIELECTRICOS	WINDROCK	ULTRASONIDO	FLOW SCANNER	TERMOGRAFIA	RESISTENCIA DE AISLAMIENTO	ANALISIS DE CORRIENTE Y CIRCUITO
INYECCION DE AGUA PIA	BOMBA RECIPROCANTE	3		6					
INYECCION DE AGUA PIA	MOTOR DE COMBUSTION A GAS	3		6					
INYECCION DE AGUA PIA	BOMBA CENTRIFUGA MULTIETAPICA	3							
INYECCION DE AGUA PIA	BOMBA CENTRIFUGA PRECARGA	12							
INYECCION DE AGUA PIA	MOTOR ELECTRICO DE CORRIENTE ALTERNA	3							12
INYECCION DE AGUA PIA	BOMBA CENTRIFUGA	3							
MONITOREO Y CONTROL BAT	TABLERO ELECTRICO DE CONTROL						6		
MONITOREO Y CONTROL PIA MONAL	TABLERO ELECTRICO DE CONTROL						6		
MONITOREO Y CONTROL ESTACION TENAY	TABLERO ELECTRICO DE CONTROL						6		
POZOS PRODUCTORES DE CRUDO	MOTOR ELECTRICO DE CORRIENTE ALTERNA						6		
POZOS PRODUCTORES DE CRUDO	TABLERO ELECTRICO DE CONTROL						6		
POZOS PRODUCTORES DE CRUDO	GENERADOR DE ENERGIA	6					12		
POZOS PRODUCTORES DE CRUDO	MOTOR DE COMBUSTION DIESEL	6							
POZOS PRODUCTORES DE CRUDO	MOTOR DE COMBUSTION A GAS	6							
POZOS PRODUCTORES DE CRUDO	TRANSFORMADOR ELEVADOR ESP						3		
REDUCTORA DE GAS CGE MONAL	VALVULA DESLIZANTE					12			
SEPARACION DE PRODUCCION BAT	VALVULA DESLIZANTE					12			
SEPARACION DE PRODUCCION BAT	VALVULA DE MARIPOSA					12			
SALIDA PROCESO ESTACION BOOSTER	VALVULA DESLIZANTE					12			
SERVICIOS DE SOPORTE TENAY	VALVULA DESLIZANTE					12			

Fuente: datos de mantenimiento campo San Francisco

Como puede observarse, a pesar que las rutinas de análisis de vibraciones y termografía se establecieron cada tres meses, no son los mismos equipos los que se analizan cada vez. Por ejemplo: los transformadores de los pozos de extracción de crudo se inspeccionan bajo termografía, cada 3 meses; pero los tableros eléctricos de la planta de inyección de agua (PIA) se analizan cada dos rutinas de termografía (6 meses) Esta decisión se tomó con base en la información de falla y operación de cada uno.

Los criterios de alarma fueron establecidos con base en las recomendaciones de otros análisis realizados en equipos similares; fabricantes y lo que dictan las normas referenciadas en este proyecto.

Por ejemplo: Los resultados obtenidos del análisis aceite, fueron comparados contra la tabla 24, compartida por Exxon Mobil sobre Análisis de Aceite Usado, proveedor de lubricantes en el campo San Francisco.

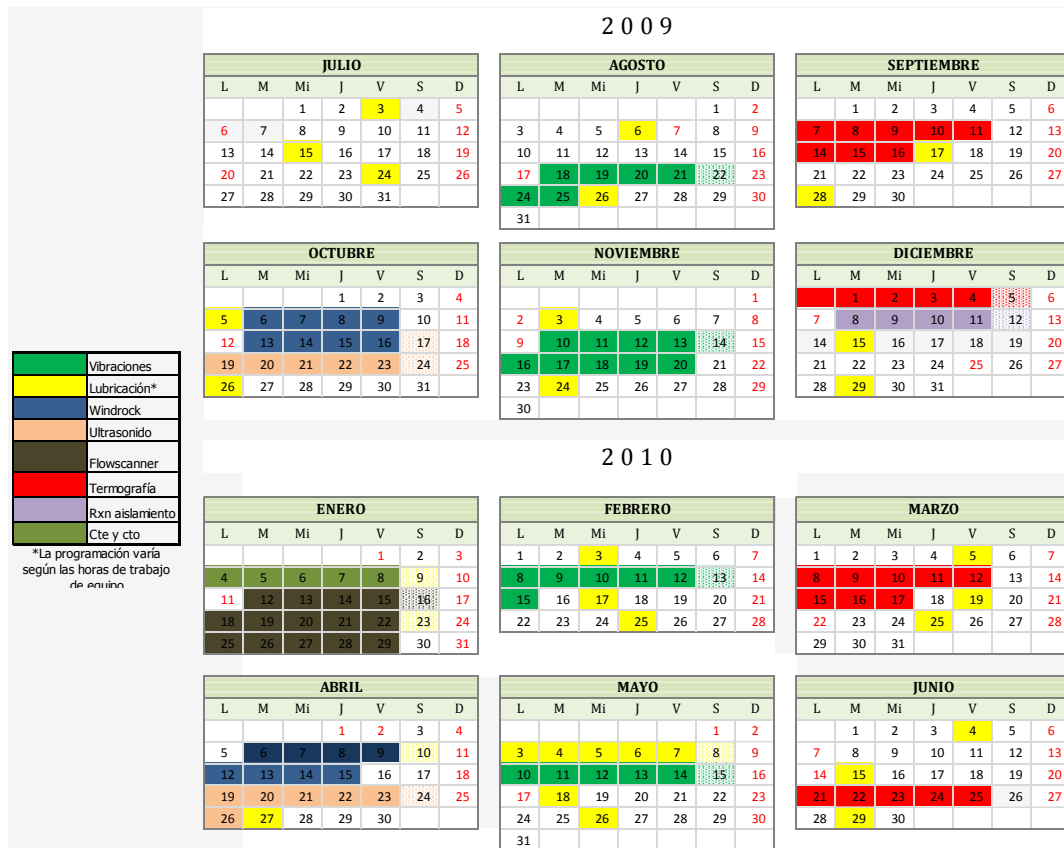
Tabla 24. Criterios de alerta para conteo de ppm en lubricante según marca de motor

<b>Contenidos máximos permisibles en ppm por marca de motor</b>					
	<b>CAT</b>	<b>CUMMINS</b>	<b>MACK</b>	<b>DEUTZ</b>	<b>DETROIT</b>
<b>Sílice</b>	25	20	25	25	20
<b>Hierro</b>	100	80	190	140	125
<b>Aluminio</b>	20	20	20	20	15
<b>Cobre</b>	35	45	50	20	20
<b>Plomo</b>	30	25	30	30	20
<b>Cromo</b>	15	15	20	15	15
<b>Estaño</b>	15	15	15	15	15
<b>Plata</b>	0	0	0	0	0
<b>Zinc</b>	0	0	0	0	0

### **Recolección de información y análisis**

Antes de dar inicio a la ejecución de las rutinas, se establecieron las rondas, frecuencias y se validaron fechas probables con el personal contratado para aplicarlas, como se ve en la figura 31. Los colores de la tabla son los mismos establecidos en el calendario anual, propuesto para la ejecución de las técnicas, mostrado en la tabla 22.

Figura 31. Calendario anual de ejecución



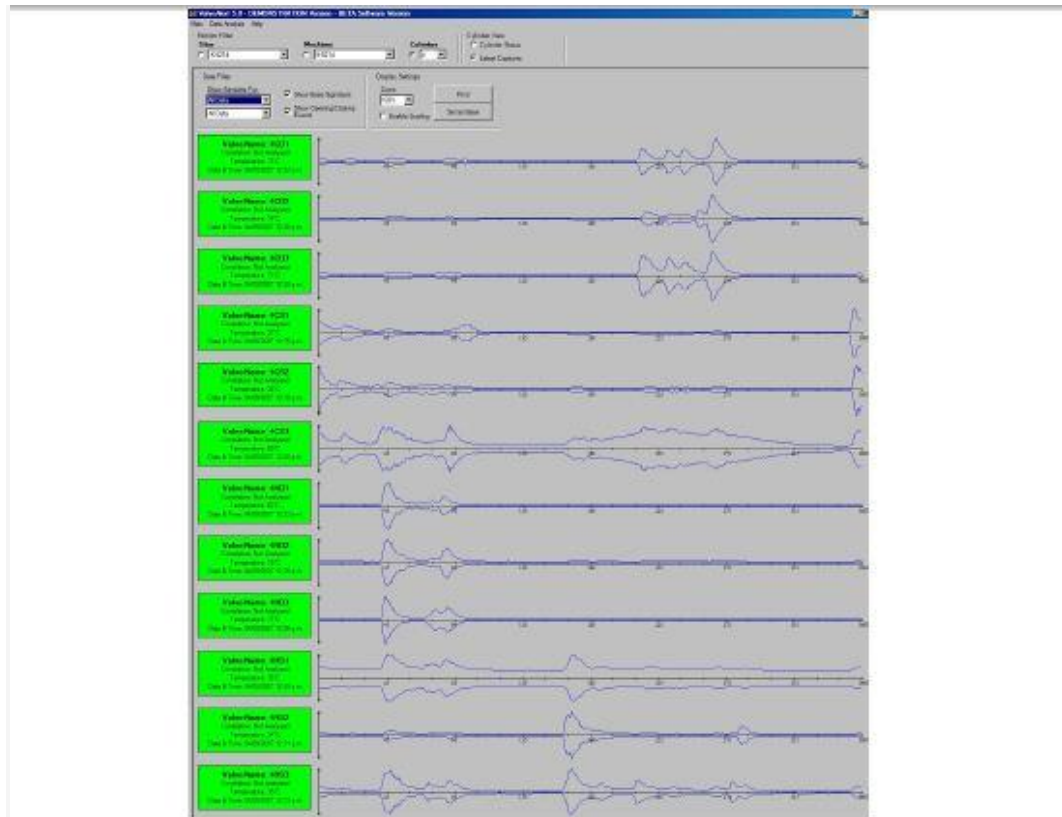
Fuente: datos de mantenimiento campo San Francisco

Antes de iniciar, se solicitó a cada ejecutor, el envío de muestras de informes a ser entregados, para verificar que la información entregada por cada técnica aplicada en cada ronda, era la indicada. Esta información fue consignada en el CMMS para planear y programar adecuadamente cada actividad, evitando problemas de cruce de rutinas lo que implicaba redoblar el tiempo de trabajo del personal técnico acompañante.

Como se observó en la tabla 4, los informes entregados ilustraron no solo los resultados obtenidos, sino que además se hicieron de tal manera que se observara si estaban en un rango aceptable o de alarma.

En la figura siguiente se muestra un ejemplo del informe de análisis de monitoreo del desempeño o Windrock.

Figura 32. Extracto informe análisis de monitoreo del desempeño.



Caso real encontrado en una fuga de válvulas y problemas de operación en un cilindro.

**\*Nota:** Los problemas asociados a funcionamiento mecánico y residuos presentes dentro del cilindro y válvula se presentan cuando los eventos de apertura y de cierre se desplazan de la posición ideal (según especificaciones de la máquina). Existen diversos problemas asociados a una señal con pequeñas distorsiones, por ejemplo, flujo turbulento, lubricación inadecuada. Las anteriores figuras representan patrones estándares. Para tener una buena señal de referencia y realizar un seguimiento a la máquina se debe tomar una línea base cuando se haya completado un proceso de mantenimiento total al compresor y éste se encuentre en un buen estado de operación.

Fuente: datos de mantenimiento campo San Francisco

La mayoría de ellos, entregaban una tabla inicial con el estado general de los equipos y luego un informe detallado para poder llevar la tendencia de su condición.

Figura 33. Extracto informe análisis de vibraciones

Equipo: BOMBA TRANSFERENCIA AGUA 2		BATERIA MONAL	
Motor	Tipo: ELEC	Marca: U.S. MOTORS	Serie: W07W1380189R-6
	Potencia: 75 HP	Velocidad: 3600 rpm	Rodam:
Datos adicionales:	Bomba	Marca: I.D.P.	Inspeccionado por Reinaldo Aguirre López
		Rpm: 3600	
		Serie: HV10536	

CONDICION DINAMICA	<input type="checkbox"/> Excelente	Valor Máximo Global: 16.51 mm/seg RMS
	<input type="checkbox"/> Buena	Valor Max Filtrado: 14.05 mm/s @ 3543.5 CPM
	<input type="checkbox"/> Aceptable	Punto de medición: Motor Lado Acople
	<input type="checkbox"/> Tolerable	Dirección: Axial
	<input checked="" type="checkbox"/> Severa	Identificación espectro: 2AX-VEL
	<input type="checkbox"/> Muy Severa	

**CARACTERISTICAS DE LA VIBRACION**

Se observa un aumento sustancial en el valor global obtenido en dirección axial sobre el lado del acople del motor, el cual pasó de 11.47 mm/s a 16.51 mm/s desde el momento en que se realizó la última inspección, en el mes de abril de 2006. Al revisar el espectro respectivo se advierte el predominio de la fundamental de rotación, con una amplitud de 14.05 mm/s, y la presencia en un segundo plano de la componente a 2 x rpm, con 1.51 mm/s.

**DIAGNOSTICO**

Se evidencia desalineamiento del conjunto motor-bomba.

**RECOMENDACIONES**

Se recomienda efectuar la alineación del conjunto.

Fuente: datos de mantenimiento campo San Francisco

Luego de recibir el informe respectivo, si eran puntuales, los resultados se consignaban en un se consignaban en un archivo por cada equipo analizado, para llevar su tendencia. Si mostraban tendencia, simplemente se medían con el anterior, para medir la confianza de la información.

Cuando el resultado arrojaba una variable con problemas, se procedía a revisar los demás análisis realizados al equipo y a realizar un diagnóstico, el cual era entregado al supervisor de mantenimiento para programar y ejecutar la labor correctiva. Como se muestra en la figura siguiente

Figura 34. Extracto reporte diagnóstico

DIAGNOSTICO HECHO POR:		FECHA:
Adriana Ruiz		18 de diciembre de 2006
IDENTIFICACION DE LA MAQUINA		
HBOM086 - Bomba de transferencia de agua #4 Bateria Satélite		
IDENTIFICACION DE LA ANOMALIA:		
Posible falla en rodamiento de la bomba		
SINTOMAS GLOBALES:		
1. Nivel de vibraciones en estado SEVERO		
FALLA N. 1 (más probable).		
COMPONENTE EN FALLA:	MODO PROBABLE DE FALLA.	
Rodamiento	Vibración	
VALIDACION DE SINTOMAS		
1. El conjunto tiene niveles de vibración por encima del tolerable, siendo el punto más crítico el lado libre de la bomba, en dirección radial. El valor se incrementó considerablemente respecto a la última medición, pasó de 9.71 mm/s a 15.95 mm/s 2. Adicionalmente las mediciones de aceleración de la bomba, están más altas de lo normal, tanto en el lado libre como de acople.		
CAUSAS DE FALLA		
MODO DE FALLA N. 1		
MODO DE FALLA N. 2		
RECOMENDACION		
Cambio de rodamientos de la bomba		
ACCIONES TOMADAS - RESPONSABLE		
Cambio de rodamientos y sello mecánico a la bomba OT: 116670 Ing. Carlos Linares		

Fuente: datos de mantenimiento campo San Francisco

## Determinación de tareas de mantenimiento a aplicar y hacer la retroalimentación respectiva

Después de cada diagnóstico y de la ejecución de cada rutina, se emitió un reporte de los hallazgos, para complementar la información a cargar en el CMMS y dar cierre a las OT.

Figura 35. Informe de hallazgos sobre diagnóstico

REPORTE PRELIMINAR DE DIAGNOSTICO DE FALLA POR MANTENIMIENTO PREDICTIVO	
REPORTE HECHO POR:	FECHA:
Adriana Ruiz	19 de enero de 2007
IDENTIFICACIÓN DE LA MAQUINA:	
HCOM005 - Motocompresor de gas #4 Monal	
IDENTIFICACIÓN DE LA ANOMALIA:	
Posible daño en casquetes	
SINTOMAS GLOBALES:	
1. Presencia de Sn en el análisis de aceite 2. Presencia de partículas viables en la última muestra recogida de aceite	
FALLA N. 1 (más probable):	
COMPONENTE EN FALLA:	MODOS PROBABLES DE FALLA:
Casquetes de motor	Desgaste
VALIDACIÓN DE SINTOMAS	
1. Tendencia de muestreo de aceite arroja en la primera muestra, 6ppm - nivel de atención y en la segunda 10ppm, continúa en el mismo nivel 2. Al tomar la siguiente muestra de aceite, en el fondo del recipiente, se observan pedazos de estaño.	
CAUSAS DE FALLA	
MODO DE FALLA N. 1	
MODO DE FALLA N. 2	
RECOMENDACION	
Realizar el cambio de los casquetes del equipo, para prevenir fallo de los mismos.	
APROBADO	Javier Game
ANEXOS	
Inspección realizada el 22 de enero de 2007	

Fuente: datos de mantenimiento campo San Francisco

## Revisión

Al igual que cualquier otro procedimiento implementado, el mantenimiento predictivo fue y va a ser sometido a un proceso de mejora continua. Para esto, se prepararon los indicadores básicos que miden la eficacia de la implementación.

Figura 36. Extracto medición de indicadores de la implementación

Cumplimiento del programa de PdM					
Mes	# PdM's programados	# PdM's ejecutados	INDICADOR	META	OBSERVACIONES
Enero	4	3	75%	90%	
Febrero	3	1	33%	90%	
Marzo	4	5	125%	90%	
Abril			#DIV/0!	90%	
Mayo			#DIV/0!	90%	
Junio			#DIV/0!	90%	
Julio			#DIV/0!	90%	
Agosto			#DIV/0!	90%	
Septiembre			#DIV/0!	90%	
Octubre			#DIV/0!	90%	
Noviembre			#DIV/0!	90%	
Diciembre			#DIV/0!	90%	
<b>TOTAL AÑO</b>			#DIV/0!		

Predictividad de Diagnosticos				
Análisis	# de diagnosticos hechos	# de recomendaciones exitosas	INDICADOR	META
Enero	30	30	100%	90%
Febrero	28	20	80%	90%
Marzo			#DIV/0!	90%
Abril			#DIV/0!	90%
Mayo			#DIV/0!	90%
Junio			#DIV/0!	90%
Julio			#DIV/0!	90%
Agosto			#DIV/0!	90%
Septiembre			#DIV/0!	90%
Octubre			#DIV/0!	90%
Noviembre			#DIV/0!	90%
Diciembre			#DIV/0!	90%
<b>TOTAL MES</b>			#DIV/0!	

% Recomendaciones implementadas en 30 y 90 días					
Análisis	Solicitud de ordenes de trabajo	OT's ejecutadas	INDICADOR	META	OBSERVACIONES
1	3	3	100%	95%	
2	4	3	75%	95%	
3	5	4	80%	95%	
4			#DIV/0!	95%	
5			#DIV/0!	95%	
6			#DIV/0!	95%	
7			#DIV/0!	95%	
8			#DIV/0!	95%	
9			#DIV/0!	95%	
10			#DIV/0!	95%	
11			#DIV/0!	95%	
12			#DIV/0!	95%	
<b>TOTAL MES</b>			#DIV/0!		

Fuente: datos de mantenimiento campo San Francisco

En la figura anterior, se observa que la efectividad se conservó bastante alta luego de haber iniciado la implementación. Los meses donde se muestra un resultado menor, se debieron a que siempre existieron variables que interrumpían la programación realizada y había que adelantar o retrasar las rutinas.

Los datos de ahorros logados por las oportunas intervenciones, se expondrán en el siguiente ítem.

Lamentablemente, algunos de los indicadores iniciales, se llevaron como datos puntuales para alimentar los informes mensuales y fue difícil su recolección para consolidar todo en un mismo archivo.

### 6.3 LOGROS ALCANZADOS

#### Efectividad del modelo: (Disponibilidad Mecánica e Impacto en la Producción)

Disponibilidad Mecánica: A partir de la implementación del modelo, la disponibilidad mecánica de los sistemas paso de 95% al 97%. Esto como consecuencia de la eliminación de defectos en los sistemas red eléctrica y los sistemas de gas de las diferentes baterías (como se observó, fueron problemas similares)

Los primeros fueron cubiertos a través de las termografías y ultrasonido realizados al cableado de alta tensión (aisladores, bujes de transformadores y cortacircuitos defectuosos) Las fallas en los motocompresores fueron detectadas a tiempo por medio de los análisis de aceite y de vibraciones.

Pérdidas de Producción: Como consecuencia de la mayor disponibilidad de los sistemas, se redujeron las pérdidas de producción, disminuyendo en 14000 Bls (figura 37) entre el 2008 y 2010, comprobando que el modelo impactó el negocio, maximizando el margen de negocio con una mayor producción de crudo (menos pérdidas)

Figura 37. Pérdidas de producción por mantenimiento 2008 – 2010

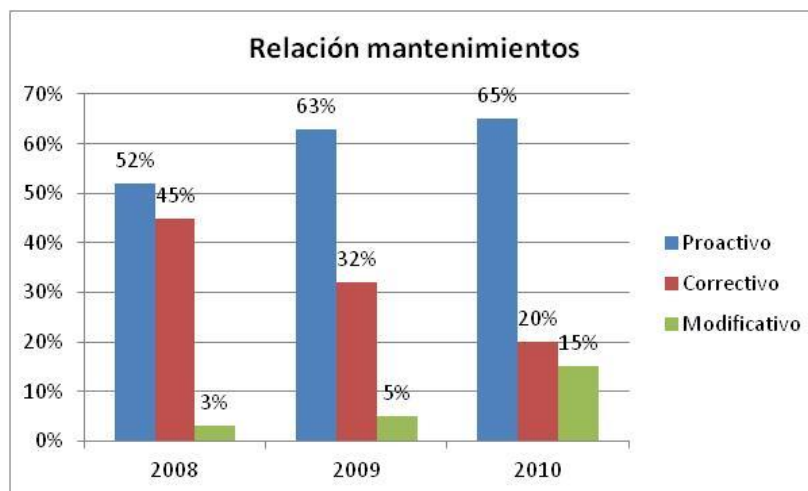


Fuente: datos de mantenimiento campo San Francisco

Lo anterior fue posible, gracias al modelo de Mantenimiento Predictivo implementado, que al detectar tempranamente las fallas en su etapa incipiente, pudo controlar los modos de fallas, reducir los mantenimientos intrusivos y aumentar la disponibilidad del equipo. Por otro lado, el Mantenimiento Modificativo se incrementó, en gran parte debido a recomendaciones del mantenimiento predictivo.

Costos De Mantenimiento: Al incrementar el mantenimiento predictivo enmarcado dentro de la estrategia proactiva, la ejecución recurrente de mantenimiento correctivo disminuyó de manera sistemática llevando a una relación de mantenimiento Proactivo vs Reactivo de 80 / 20 %. Esta relación se considera óptima para la sostenibilidad de un modelo de mantenimiento moderno, porque se sustenta en el control de los riesgos mediante el monitoreo de la condición del equipo y mitigación de las consecuencias al tener bajo control los modos de fallas, evitando daños mayores. Esto se observa en la figura 38

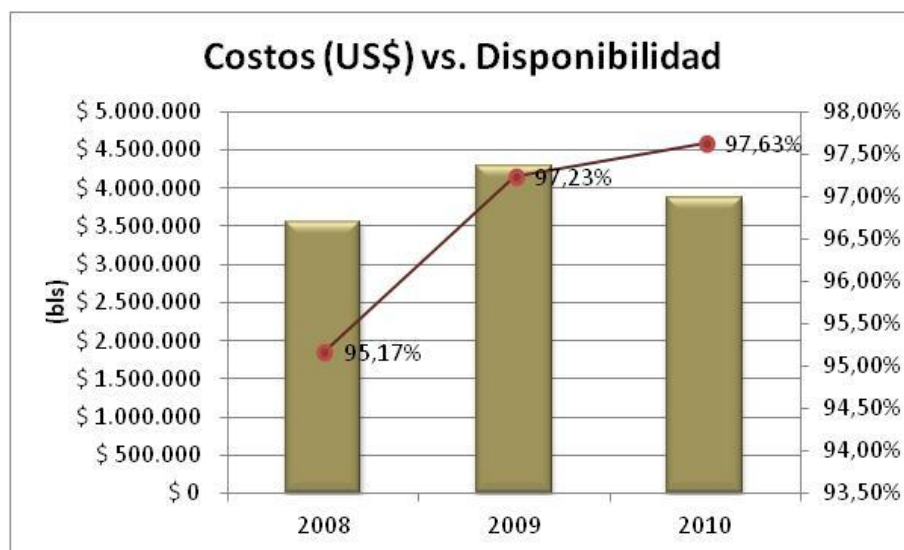
Figura 38. Relación entre mantenimientos 2008 – 2010



Fuente: datos de mantenimiento campo San Francisco

Desde el primer momento que iniciaron las rondas y se empezaron a ver resultados y ahorros, la disponibilidad empezó a incrementar.

Figura 39. Costos vs. Disponibilidad del campo San Francisco



Fuente: datos de mantenimiento campo San Francisco

Como se puede observar en la figura 39, los costos de mantenimiento se incrementaron de US \$3'561.986 en 2008, hasta alcanzar su punto más alto en 2009 (US \$4'289.892) lo que representó un aumento del 20%. Aunque este aumento parece contrario a lo deseado, es normal en el entendido que en el inicio de la implementación del modelo Predictivo se descubre muchos problemas ocultos que están en su etapa incipiente y sumado al desarrollo de actividades de mejora producto de los análisis de causa raíz, generan necesidades en los equipos, que se traducen en costos. Estos costos a diferencia de los evidenciados en 2008, son en su mayoría el cierre de la brecha que permitirá normalizar el sistema.

Para 2010, los costos disminuyeron nuevamente a US \$3'868.547 lo que representó un 10% y demuestra el comportamiento esperado en la implementación del mantenimiento predictivo como se indicó en la figura 10.

Inversamente proporcional al aumento de los costos, la figura anterior muestra el incremento en la disponibilidad debido a la efectiva programación de los correctivos descubiertos a través del predictivo. Esto va de la mano con la disminución en este tipo de mantenimiento, observado en la figura 38.

Los ahorros durante el año y medio que duró el proceso de implementación, fueron de US \$896.716 (valor de activos y pérdidas de producción) valor nada despreciable aún para la industria petrolera.

El costo total del proyecto a 2010, fue de US \$125.418, lo que advierte una implementación costo efectiva, donde la relación entre la reducción de las consecuencias asociadas al problema (riesgo), son 7 veces mayores al costo de Implementación (Factor de Justificación).

### **Cambio cultural**

Al iniciar la implementación del Predictivo, el personal técnico no estaba animado ni siquiera para asistir a las capacitaciones para conocer las nuevas técnicas que debían apoyar. Frases como “siempre hemos trabajado de la misma forma aquí y nos ha ido bien”, “eso es muy complicado y no lo entiendo”, “yo ya estoy muy viejo para aprender cosas tan complicadas” se escucharon a menudo, al iniciar. En ocasiones llegaban a desatender el llamado para hacer los acompañamientos.

Cuando se debió intervenir un equipo por una primera recomendación correctiva, los comentarios iban de la mano de la negativa por no ser necesario, ya que se pensaba que el equipo “aguantaba un poco más”.

Al reparar el equipo y encontrar que aquellas técnicas “complicadas” que no necesitaban destapar para conocer el estado, eran acertadas, la actitud cambió.

Poco a poco todo el personal técnico se empezó a integrar en el proceso al punto que se pedían más entrenamientos para entender mejor lo que se estaba llevando a cabo y lo más satisfactorio fue ver su interés en el estado de los equipos y participar activamente al pedir su opinión antes de emitir un diagnóstico dudoso.

#### **6.4 LECCIONES APRENDIDAS**

A lo largo de la implementación de cualquier proyecto, se tienen aprendizajes de como hacer bien las cosas y otros que confirman que el trabajo se está haciendo bien:

- Debido a la forma como se plantearon los roles y responsabilidades para la implementación del mantenimiento predictivo en campo San Francisco, al inicio de la implementación es importante contar con una persona dedicada a trabajar exclusivamente en esto. No es recomendable que trabaje en otras actividades, a menos que sean participaciones puntuales que no impliquen mucho tiempo, porque la carga laboral que maneja, es alta, datos, agenda, contactos a proveedores, etc. Al pasar el tiempo, cuando el predictivo esté maduro y la operación le permitirá dedicarse a otras actividades.
- Es importante comparar las mediciones tomadas con las tendencias que se vienen presentando, ya que se pueden presentar errores en las mediciones puntuales. Esto sucedió en el informe de uno de los análisis de vibraciones y se tomaron los correctivos necesarios.
- Si bien es cierto que la criticidad de los equipos fue tomada en grupos de trabajo bajo ciertos parámetros, estos pudieron no ser suficientes

para sustentar un análisis riguroso del tema. Debido a lo cambiante de la operación por los hallazgos recientes, se hace necesario aplicar el método organizadamente.

- Los informes mensuales del proceso deben mostrar los logros obtenidos, no solo comentados si no cuantificarlos y compartir los informes de los hallazgos provenientes de los diagnósticos, sobre todo cuando son acertados.
- Los indicadores de gestión de cualquier implementación, se deben llevar desde el principio para mostrar los avances, no solamente cuando el proceso esté maduro.

## 7. CONCLUSIONES

El mantenimiento predictivo ha demostrado ser una herramienta fundamental para los Gerentes de Mantenimiento que deseen implementar una estrategia de mantenimiento, pensada en la gestión de activos.

Con este proyecto, Hocol empezó a disfrutar de estos beneficios en sus activos del campo San Francisco.

Los riesgos operativos disminuyeron desde el inicio de la implementación debido a la detección temprana de las fallas, evitando daños catastróficos en los activos y paradas inesperadas con mucho tiempo de logística, debido a la consecución de repuestos.

Las pérdidas de producción disminuyeron al incrementarse el tiempo de operación, óptimo de los activos y programando las paradas para corregir los daños incipientes en los activos. En la misma línea, la disponibilidad se incrementó por la planeación adecuada de los recursos, además que la mayoría de los muestreos realizados fueron en línea, con el equipo operando.

El consumo de energía disminuyó drásticamente, aunque no fue medido, al tener equipos operando más tiempo y eficientemente.

El personal que intervino en el proyecto de implementación también se benefició porque su punto de vista sobre el mantenimiento de los equipos cambió. Conocieron una forma diferente de trabajar, donde no había que estar preocupados porque el repuesto no estuviera porque no sabían que iban a encontrar cuando aplicarán correctivos y lo más importante de todo, porque

estaban quedando bien ante el cliente, haciendo una labor más limpia, empezaron a ver al equipo como un activo realmente. Incluso adquirieron más conocimientos y nuevos aprendizajes después de pensar que “todo estaba bien como estaba”. Cultura proactiva: preocuparse por la condición del equipo, antes que por la reparación.

Las empresas en Colombia deberían tratar de invertir más en el mantenimiento predictivo, pero de una forma ordenada. Si bien es cierto que la inversión en el corto plazo, es alta, con este proyecto se ha demostrado que la retribución en muchos sentidos, es muy beneficiosa, tanto en dinero como en otros atributos intangibles.

He tenido la oportunidad de conocer varios tipos de industria y prácticamente estas técnicas solo se han implementado en la industria de energética: carbón, petróleo y energía. Parece ser un tema de exclusividad, pero creo que es más un tema económico. A pesar que estas empresas manejan un alto flujo de caja, es un problema de todos no saber “vender” el proyecto” a los gerentes de las compañías e inhibirles el susto de los montos iniciales por los beneficios en el mediano plazo. Si no hay fundamentos técnicos para realizar la implementación de las técnicas necesarias, el gerente de la compañía lo verá simplemente como “un gasto de dinero”, no como una inversión sobre el activo.

Como se planteó a lo largo del proyecto, el mantenimiento predictivo puede llegar a ser sostenible en el largo plazo a través de los daños que prevenga y los ahorros que esto genere.

## BIBLIOGRAFÍA

ALBARRACÍN AGUILON, Pedro. Mantenimiento Predictivo: Análisis de Aceites. Universidad Industrial de Santander-UIS. Posgrado en Gerencia de Mantenimiento. Cartagena, 2007.

ALLIED RELIABILITY, Inc. PdM Secrets Revealed. Boston, 2006.

BOTERO BOTERO, Ernesto. Mantenimiento Preventivo. Universidad Industrial de Santander-UIS. Posgrado en Gerencia de Mantenimiento. Cartagena, 2007.

BRITISH STANDAR - INTERNATIONAL STANDARD ORGANIZATION BSI ISO 2041. Mechanical vibration, shock and condition monitoring. Vocabulary, 2009.

CAMPBELL, John Dixon. Maintenance Maturity Grid. PricewaterhouseCoopers, Canada.

DUARTE, Juan Carlos. Fundamentos para la gestión de mantenimiento predictivo. Seminario Aciem, 2006.

ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE (EPRI). Predictive Maintenance Self-Assessment Guidelines for Nuclear Power Plants, 2000.

GIRDHAR, Paresh. Practical Machinery Vibration Analysis and Predictive Maintenance. Elsevier. Oxford, 2004.

GONZÁLEZ BOHÓRQUEZ, Carlos Ramón. Principios de Mantenimiento. Universidad Industrial de Santander-UIS. Posgrado en Gerencia de Mantenimiento. Cartagena, 2007.

INTERNATIONAL STANDARD ORGANIZATION - ISO 14224. Petroleum and natural gas industries — Collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment, 2004.

INTERNATIONAL STANDARD ORGANIZATION - ISO 13372. Condition monitoring and diagnostics of machines — Vocabulary, 2004

INTERNATIONAL STANDARD ORGANIZATION - ISO 13374 – 1. Condition monitoring and diagnostics of machines — Data processing, communication and presentation, 2003

INTERNATIONAL STANDARD ORGANIZATION - ISO 13379. Condition monitoring and diagnostics of machines — General guidelines on data interpretation and diagnostics techniques, 2003

INTERNATIONAL STANDARD ORGANIZATION - ISO 13380. Condition monitoring and diagnostics of machines — General guidelines on using performance parameters, 2002.

INTERNATIONAL STANDARD ORGANIZATION - ISO 13381. Condition monitoring and diagnostics of machines — Prognostics, 2004.

INTERNATIONAL STANDARD ORGANIZATION - ISO 17359. Condition monitoring and diagnostics of machines — General guidelines, 2003.

INTERNATIONAL STANDARD ORGANIZATION - ISO 10816\_6. Mechanical vibration — Evaluation of machine vibration by measurements on non-rotating parts — Part 6: Reciprocating machines with power ratings above 100 Kw

MOBLEY, Keith. An introduction to Predictive Maintenance. Second Edition, 2002

MORA GUTIERREZ, Luis A. Costos de mantenimiento UIS Posgrado en Gerencia de Mantenimiento, Agosto 2009.

MORA GUTIERREZ, Luis A. Mantenimiento estratégico para empresas industriales o de servicios. Editorial AMG, 2008.

MOUBRAY, John. Reliability Centred Maintenance, Industrial Press, NY 1997.

-----NASA RELIABILITY-CENTERED MAINTENANCE GUIDE for facilities and collateral equipment. September, 2008. (en línea) Disponible en: <http://www.hq.nasa.gov/office/codej/codejx/Assets/Docs/NASARCMGuide.pdf>

Norzok Standar Z-008. Criticality analysis for maintenance purposes, 2001.

OPERATIONS & MAINTENANCE – O&M Best Practices Guides - A Guide to Achieving Operational Efficiency Release 2.0, 2004. Cap. 5: Types of maintenance programs.

----- SMITH, Ricky. Por qué su programa de mantenimiento preventivo no está funcionando? En: Confiabilidad.net (en línea) Disponible en: <http://confiabilidad.net/articulos/por-que-su-programa-de-mantenimiento-preventivo-no-esta-funcionando/> (citado en 1 de noviembre de 2011)

WIREMAN, Terry. Predictive Maintenance An Integral Component of a Maintenance Strategy. Vesta Partners

Datos operacionales y de producción de Campo San Francisco.

## ANEXOS

### ANEXO A – INDICADORES DE MEDICIÓN MANTENIMIENTO PREDICTIVO

#### 1 . Cumplimiento Programa PdM

##### a) Definición

Evalúa el cumplimiento de ejecución de las rutas de monitoreo PdM en un determinado período de tiempo, puede medirse por cada técnica y en forma global para todo el programa CBM.

##### b) Fórmula

$$\text{Cumprg} = \frac{\text{OTejec}}{\text{OTprog}} \times 100$$

Definiciones:

**OTejec:** OT de Monitoreo CBM Ejecutadas

**OTprog:** OT de Monitoreo CBM Programadas.

##### c) Frecuencia de medición

Quincenal

##### d) Fuente de la información

CMMS – P&P

##### e) Responsables del indicador

Ingeniero de Confiabilidad

##### f) Meta

90%

## 2 . Certeza del Diagnóstico

### a) Definición

Acierto de diagnósticos y recomendaciones realizadas por el analista CBM respecto a la verificación de la falla encontrada. Esta medición se realiza para cada técnica PdM independientemente y su resultado debe ser avalado por el ingeniero que custodia el programa CBM.

### b) Fórmula

$$\text{Efectdiag} = \frac{\text{Dacert}}{\text{TDemit}} \times 100$$

Definiciones:

**Dacert:** Diagnóstico CBM Acertados

**TDemit:** Total de Diagnósticos CBM Emitidos

### c) Frecuencia de medición

Quincenal

### d) Fuente de la información

CMMS – Aseguramiento calidad información

### e) Responsables del indicador

Ingeniero de Confiabilidad

### f) Meta

95%

### 3 . Cumplimiento en Implementación de Recomendaciones CBM

#### a) Definición

Comparación entre el conjunto de recomendaciones ejecutadas respecto al mismo conjunto de recomendaciones emitidas durante un período de tiempo determinado, debe medirse por cada técnica y acumulado

#### b) Fórmula

$$\text{Cir} = \frac{\text{Rejec}}{\text{Remit}} \times 100$$

Definiciones:

**Rejec:** Recomendaciones de CBM Ejecutadas

**Remit:** Recomendaciones de CBM Emitidas

#### c) Frecuencia de medición

Mensual

#### d) Fuente de la información

CMMS

#### e) Responsables del indicador

Ingeniero de Confiabilidad

#### f) Meta

90% <3Sem

#### 4 . Retorno de la inversión

##### a) Definición

Busca comparar cuanto del costo invertido en CBM es retribuido gracias a potenciales fallas evitadas, puede medirse por cada técnica y en forma global para todo el programa CBM.

##### b) Fórmula

$$Ri= CPF_{cbm} - C_{cbm}$$

Definiciones:

**CPF<sub>cbm</sub>**: Costo Potencial Fallas Identificadas con CBM (Incluye estimación de perdidas por producción y costos de reparación)

**C<sub>cbm</sub>**: Costo de CBM aplicado

##### c) Frecuencia de medición

Mensual

##### d) Fuente de la información

ERP

##### e) Responsables del indicador

Ingeniero de Confiabilidad

##### f) Meta

> 20% CCBM