

ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD PARA
UNA COMPRESORA DE UN GASODUCTO DE TRANSPORTE- COMPRESORA
DE MIRAFLORES

LUZ KARIME PEÑARREDONDA PEÑA
HERNAN ALBERTO VALCARCEL

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA
2013

ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD PARA
UNA COMPRESORA DE UN GASODUCTO DE TRANSPORTE- COMPRESORA
DE MIRAFLORES

LUZ KARIME PEÑARREDONDA PEÑA
HERNÁN ALBERTO VALCARCEL

Monografía para optar por el título de
ESPECIALISTA EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO

Director: GUILLERMO ALEXIS PINEDA
Especialista en Gerencia de Recursos Energéticos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA
2013

DEDICATORIA

A Dios por habernos permitido entregar dos años de nuestro tiempo a cultivar un mayor conocimiento, por facilitarnos el aprendizaje colocando en nuestro camino a compañeros y profesores que con su experiencia supieron guiarnos hasta este feliz termino.

A nuestras familias por todo el apoyo y comprensión, por su paciencia y palabras de ánimo cuando estuvimos a punto de dejarlo todo.

AGRADECIMIENTOS

A la empresa Transportadora de Gas Internacional TGI S.A. E.S.P, por permitirnos realizar y proponer nuestro plan de trabajo en sus procesos de mantenimiento.

A nuestro director de monografía, por aportarnos todo su conocimiento y experiencia en la realización de esta propuesta.

CONTENIDO

	Pág
INTRODUCCIÓN	16
1. PRESENTACIÓN DE LA TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL TGI S.A. E.S.P	18
1.1 MISIÓN,VISIÓN, VALORES	19
1.1.1 Misión	19
1.1.2 Visión	19
1.1.3 Valores	19
1.2 LA RESPONSABILIDAD SOCIAL EMPRESARIAL	20
1.3 POLÍTICAS	20
1.3.1 Políticas de Gestión de Riesgos	20
1.3.2 Política de Operación Y Mantenimiento	21
1.4 SISTEMA DE GESTIÓN	22
1.5 EL GAS NATURAL	23
1.6 CADENA DE VALOR DEL GAS NATURAL	25
1.7 PROCESAMIENTO DEL GAS NATURAL	26
1.7.1 Separación inicial	26
1.7.2 Filtrado	26
1.7.3 Endulzamiento	27
1.7.4 Deshidratación	27
1.7.5 Extracción de hidrocarburos pesados	27
1.7.6 Compresión	27
1.7.7 Transporte Por Gasoducto	30
1.8 PANORAMA MUNDIAL DEL GAS NATURAL	32
1.8.1 Demanda de GN en Colombia	33
1.8.2 Exploración	35
1.9 USOS DEL GAS NATURAL	36
1.9.1 Como combustible	36
1.9.2 Como materia prima	36
1.9.3 En el sector Termoeléctrico	36
1.9.4 En el sector doméstico y comercial	36
1.9.5 En el sector Automotor	37
1.10 NORMATIVIDAD Y PROCEDIMIENTOS	37
1.11 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	41
1.12 OBJETIVOS	42
1.12.1 Objetivo General	42
1.12.2 Objetivos Específicos	42

2.HISTORIA DEL MANTENIMIENTO	44
2.1 TIPOS DE MANTENIMIENTO	46
2.1.1 Mantenimiento Correctivo	46
2.1.2 Mantenimiento Preventivo	46
2.1.3 Mantenimiento Predictivo	47
2.1.4 Mantenimiento Proactivo	48
2.2 QUE FILOSOFIA DE MANTENIMIENTO APLICAR	48
2.3 GESTION DE MANTENIMIENTO	49
2.4 MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD- RCM	53
2.4.1 Historia Del RCM	53
2.4.2 Beneficios de Implementar RCM	58
3. ESTACIONES COMPRESORAS DE GAS	59
3.1 SELECCIÓN DEL SISTEMA DE ESTUDIO DE LA ESTACIÓN COMPRESORA DE MIRAFLORES	63
3.2 ANALISIS DE CRITICIDAD PARA LA ESTACIÓN COMPRESORA DE MIRAFLORES	63
3.3 COMPONENTES SELECCIONADOS PARA APLICACIÓN DE RCM	66
3.4 ANALISIS DE MODO Y EFECTO DE FALLA (AMEF) EN COMPONENTES CRITICOS DE LA ESTACIÓN COMPRESORA DE MIRAFLORES	67
3.4.1 Modos de Falla	68
3.4.2 Efecto de Falla	68
3.5 AMEF MOTOR CAT 3612 ESTACION COMPRESORA MIRAFLORES	71
3.6 AMEF COMPRESOR ARIEL JGC 4 ESTACION COMPRESORA MIRAFLORES	77
3.7 AMEF COOLER ESTACION COMPRESORA MIRAFLORES	82
3.8 DIAGRAMA DE PARETO PARA MOTOR CAT	84
3.9 DIAGRAMA DE PARETO PARA COMPRESOR ARIEL	88
4. SELECCIÓN DE ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO	91
4.1 PROPUESTA DE ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO MOTOR CAT 3612 ESTACION COMPRESORA DE GAS MIRAFLORES	91
4.2 PROPUESTA DE ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO COMPRESOR ARIEL JGC4 Y COOLER ESTACION COMPRESORA DE GAS MIRAFLORES	94
4.3 ANALISIS DE RESULTADOS CORRESPONDIENTES A LA UNIDAD COMPRESORA EN LA ESTACIÓN COMPRESORA DE GAS DE MIRAFLORES	96

5. INDICADORES DE MANTENIMIENTO	98
5.1 INDICADORES PARA ORDENES DE TRABAJO MANTENIMIENTO CORRECTIVO	98
5.2 INDICADORES PARA ÓRDENES DE TRABAJO MANTENIMIENTO PREVENTIVO	99
5.3 INDICADORES PARA ÓRDENES DE TRABAJO POR CONDICIÓN	99
5.3.1 Inspección Por Condición	99
5.3.2 Sustitución O Reparación Por Condición	100
6. CONCLUSIONES	101
BIBLIOGRAFÍA	102

LISTA DE TABLAS

	Pág
Tabla 1. Composición del Gas Natural (GN)	25
Tabla 2. Análisis de Criticidad Estación Compresora de Gas Miraflores	65
Tabla 3. Calificación de criterios	65
Tabla 4. Esquema general unidad Compresora	70
Tabla 5. Amef Motor CAT 361254	71
Tabla 6. Amef Compresor Ariel 3612	77
Tabla 7. Amef Cooler	82
Tabla 8. Modos de fallas con mayor riesgo económico	84
Tabla 9. Diagrama de Pareto Motor CAT	84
Tabla 10. Diagrama de Pareto Compresor	88
Tabla 11. Costo Rutina de mantenimiento actual Motor CAT	91
Tabla 12. Costo Mano de obra y monitoreo para mantenimiento Motor CAT	92
Tabla 13. Costo mantenimiento actual vs Mantenimiento con RCM en Motor	92
Tabla 14. Rutinas de Mantenimiento con RCM en Motor CAT	93
Tabla 15. Costo Rutina de mantenimiento actual Compresor Ariel	94
Tabla 16. Costo Mano de obra y monitoreo para mantenimiento Compresor	94
Tabla 17. Costo mantenimiento actual vs Mantenimiento con RCM en compresor Ariel	95
Tabla 18. Rutinas de Mantenimiento con RCM en Compresor Ariel	95

Tabla 19. Rutinas de Mantenimiento con RCM en Cooler	96
--	----

LISTA DE FIGURAS

	Pag
Figura 1. Los 5 principales clientes de TGI S.A. E.S.P	23
Figura 2. Distribución del Gas Natral	24
Figura 3. Cadena de valor del gas Natural	26
Figura 4. Composición Sistema de transporte en TGI S.A. E.S.P	31
Figura 5. Cobertura geográfica del servicio de gas natural en Colombia	34
Figura 6, Esquema regulatorio del sector del Gas Natural en Colombia	40
Figura 7. Avión Boeing 747 pionero en la implementación del RCM	53
Figura 8. Diagrama de Flujo RCM	57
Figura 9. Vista general de la estación compresora de gas de Miraflores	62
Figura 10. Estación compresora de gas de Miraflores	62
Figura 11. Componentes Motor CAT 3612 CAT	66
Figura 12. Componentes Compresor Ariel compresor	67
Figura 13. Componentes Cooler	67
Figura 14. Gráfica Diagrama de Pareto Motor CAT	87
Figura 15. Gráfica Diagrama de Pareto compresor	90
Figura 16. Gráfica costos mantenimiento Unidad compresora	96

GLOSARIO

AMEF: Análisis de modos y efectos de Falla.

CONFIABILIDAD: Probabilidad de que un activo (o conjunto de activos) desempeñe su función, libre de fallos y bajo determinadas condiciones, durante un periodo de tiempo también determinado. En definiciones más concisas podemos decir que, desde el punto de vista del mantenimiento confiabilidad es la medida de la seguridad y del riesgo.

CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas, organizada como Unidad Administrativa Especial del Ministerio de Minas y Energía.

FALLA: Pérdida de la función de un elemento o modo de falla.

FMEA: Análisis de modos y efectos de Falla. (Por sus siglas en inglés Failure Mode Effect Analysis)

GAS NATURAL: Energía de origen fósil extraída del subsuelo y considerada como la más amigable con el medio ambiente, ya que no contamina y no es tóxico, es un energético que se extrae del subsuelo al cual se le agrega un odorizante llamado mercaptano, que le permite ser detectado en cualquier momento, se distribuye a través de gasoductos de acero y polietileno, materiales altamente resistentes incluso en zonas sísmicas

GASODUCTO: (Natural line). Ducto usado para el transporte de gas.

MODO DE FALLA: Elemento físico que puede presentar una falla o avería.

MTTF: Tiempo medio para la falla (Por sus siglas en inglés Mean Time To Failure).

MTTR: Tiempo promedio de reparación (Por sus siglas en inglés Mean Time To Repair).

RCM: Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (Por sus siglas en inglés Reliability Centered Maintenance).

RIESGO: Medida de la probabilidad por la consecuencia de una falla.

TPO: Tiempo promedio de operación.

TPPR: Tiempo para reparar.

RESUMEN

TITULO: ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD PARA UNA COMPRESORA DE UN GASODUCTO DE TRANSPORTE- COMPRESORA DE MIRAFLORES*

AUTORES: LUZ KARIME PEÑARREDONDA PEÑA Y HERNÁN ALBERTO VALCÁRCEL**

PALABRAS CLAVES: TGI, ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO, RCM CONFIABILIDAD, COMPRESORA, DISPONIBILIDAD, ANALISIS DE CRITICIDAD, MODOS DE FALLA, FRECUENCIASDE FALLA Y EFECTOS DE FALLA.

DESCRIPCIÓN: Mediante la aplicación de conceptos y conocimientos adquiridos durante el proceso académico de la Especialización en Gerencia de Mantenimiento, principalmente en los temas referentes al mantenimiento centrado en confiabilidad- RCM, se generó el objetivo principal de la presente monografía.

A través de la creación de una estrategia de mantenimiento basada en confiabilidad en las estaciones compresoras de la empresa transportadora de gas natural TGI, tomando como estación piloto la estación ubicada en Miraflores, se persigue realizar prácticas de mantenimiento de clase mundial.

Este plan piloto propone ajustar las rutinas de mantenimiento actuales mediante el análisis de riesgo económico para el grupo de elementos principales que componen el emplazamiento en mención.

Dentro de las etapas que componen ésta monografía se incluye una breve presentación de la empresa TGI, reseña del gas natural, los tipos de mantenimiento existentes y aplicables a estaciones compresoras de gas natural, llegando a la metodología de RCM aplicada a los componentes críticos de la estación compresora anteriormente mencionada

El resultado de este estudio es la identificación de los componentes críticos de la unidad en mención, la identificación de sus modos y efectos de fallas y finalmente la determinación de las tareas de un plan de mantenimiento basado en confiabilidad.

* Monografía. **Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas. Especialización en Gerencia de Mantenimiento. Director: Guillermo Alexis Pineda. Especialista en Gerencia de Recursos Energéticos.

ABSTRACT

TITLE: MAINTENANCE STRATEGY FOR RELIABILITY CENTERED A COMPRESSION-COMPRESSION PIPELINE TRANSPORTATION OF MIRAFLORES *

AUTHORS: LUZ KARIME PEÑARREDONDA PEÑA AND HERNAN ALBERTO VALCÁRCEL **

KEY WORDS: TGI MAINTENANCE STRATEGY, RCM RELIABILITY, COMPRESSION, AVAILABILITY CRITICALITY ANALYSIS, FAILURE MODES, EFFECTS FREQUENCY DE FAILURE AND FAILURE.

By application of concepts and knowledge acquired during the academic process of Maintenance Management Specialization, mainly on issues related to reliability-centered maintenance RCM generated the main objective of this paper.

Through the creation of a strategy for a reliability-based maintenance of compressor stations for natural gas transportation company TGI, taking as pilot station the station located in Miraflores, is pursued internships world-class maintenance.

This pilot proposes to adjust the current maintenance routines by analyzing economic risk for the group of main elements that make up the site in question.

Among the steps that make up this monograph is a brief presentation of the company TGI, review of natural gas, existing maintenance types and applicable to natural gas compressor stations, reaching the RCM methodology applied to critical components aforementioned compressor station

The result of this study is to identify the critical components of the unit in question, identifying their failure modes and effects and finally determining the tasks of a maintenance plan based on reliability.

* Monograph.

**Faculty of Physical Engineering Mechanical. Mantenimiento. Director Management Specialization: Guillermo Alexis Pineda. Management Specialist Energy Resources.

INTRODUCCION

La Transportadora de Gas Internacional TGI S.A ESP, es una de las principales compañías líder en el transporte y distribución de gas natural en Colombia, su mayor objetivo es satisfacer las necesidades de todos sus clientes, con los más altos estándares de calidad, seguridad y cuidado del medio ambiente.

Ésta empresa posee un gran interés en alinear sus metas corporativas con el fin de establecerse como una empresa con prácticas de clase mundial.

El sistema de transporte de TGI cuenta con 12 estaciones compresoras con una potencia instalada total de 149070 HP. La función de una estación compresora de gas es elevar la presión del fluido en la línea, con el fin de suministrarle la energía necesaria para su transporte. El mantenimiento de estas estaciones actualmente se tiene diseñado un plan de mantenimiento basado en la recomendaciones del fabricante apuntándole a practicas preventivas, predictivas y correctivas.

Dentro de las tarifas de transporte de gas natural en Colombia reguladas por la CREG, Comisión reguladora de Energía y Gas, (Res. 001 de 2000). Se tienen en cuenta los costos asociados a Operación - Mantenimiento.

De acuerdo a la resolución CREG 057 -1996. Las pérdidas de gas natural, en gasoductos de transporte que excedan del 1%, deben ser asumidas por el transportador, por tanto una estrategia de mantenimiento basada en confiabilidad, contribuirá en una parte significativa a minimizar perdidas por fugas de gas y a disminuir costos de mantenimiento y riesgos a personas, infraestructura y Medio Ambiente.

El objetivo principal de esta propuesta, es formar estrategia de mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM) para las estaciones compresoras de la empresa TGI, tomando como estación piloto la ubicada en Miraflores.

En el progreso de los secciones que componen ésta monografía se incluye una breve presentación de la empresa TGI, reseña del gas natural, los tipos de mantenimiento existentes y aplicables a estaciones compresoras de gas natural, llegando a la metodología de RCM aplicada a los componentes críticos de la estación compresora anteriormente mencionada.

La iniciativa futura de implementar ésta estrategia supondrá una mejora en sus procesos de mantenimiento y su optimización mediante técnicas reconocidas y utilizadas a nivel mundial por empresas de similares características

1. PRESENTACIÓN DE LA TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL TGI S.A. E.S.P.

La Transportadora de Gas Internacional TGI¹, es una empresa colombiana cuyo mayor accionista es el Grupo Energía de Bogotá, y que presta servicio público de transporte de gas, con responsabilidad social, prácticas de clase mundial y un equipo humano innovador, eficiente y de alta calidad.

En la actualidad es la mayor transportadora de gas en Colombia, con 3 mil 774 kilómetros de gasoductos, con capacidad de transporte promedio de 420 Mpcd.

Su infraestructura se extiende desde el departamento de la Guajira en el norte, sobre la Costa Caribe, hasta los departamentos de Tolima y Huila en el centro y sur del país. También lo hace desde los departamentos de Casanare y Meta en el oriente, hasta el departamento del Valle en el Occidente, pasando por la sabana donde se encuentra Bogotá en el centro del país, como lo muestra la figura 4, donde se aprecia el sistema de transporte.

Actualmente desarrolla un proyecto de expansión, que implica un aumento de su capacidad transportadora en más del 60% desde el norte de Colombia (Guajira), por USD \$142 millones, y desde el oriente (Cusiana – Casanare) por USD \$450 millones de dólares.

¹ TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. E.S.P <http://www.tgi.com.co/index.php/es/nuestra-empresa/perfil>

1.1 MISIÓN, VISIÓN, VALORES

1.1.1 Misión

Somos una empresa del Grupo Energía de Bogotá,² que genera valor a sus accionistas mediante la prestación del servicio de transporte de hidrocarburos nacional e internacional, con responsabilidad global, prácticas de clase mundial y un equipo humano innovador y eficiente.

1.1.2 Visión

Ser en el año 2024, la primera empresa transportadora independiente de gas natural en América Latina, reconocida por su responsabilidad global y por sus prácticas de clase mundial³.

1.1.3 Valores

- ✓ Los resultados individuales y colectivos: Trabajamos orientados a la consecución de logros que contribuyan a la gestión empresarial eficaz.
- ✓ El cambio y la innovación: Enfrentamos activamente los retos, nos adaptamos y aprovechamos las oportunidades del entorno. Aportamos soluciones innovadoras para mejorar los procesos y servicios de la organización.
- ✓ El desarrollo humano: Promovemos la formación, el crecimiento personal y profesional de nuestros colaboradores y colaboradoras.

² TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. E.S.P <http://www.tgi.com.co/index.php/es/nuestra-empresa/marco-filosofico/mision-vision-y-valores>

³ TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. E.S.P <http://www.tgi.com.co/index.php/es/nuestra-empresa/marco-filosofico/mision-vision-y-valores>

- ✓ La transparencia: Nuestra gestión es verificable, clara y genera confianza a nuestros grupos de interés.
- ✓ El respeto: Aceptamos la diversidad cultural, religiosa y de género y somos tolerantes. La justicia: Tomamos decisiones justas que nos permiten tener un mejor ambiente de trabajo e imagen empresarial.
- ✓ La excelencia: Buscamos siempre la excelencia en lo que hacemos, trabajamos con altos estándares de gestión.
- ✓ La integridad: Actuamos con ética y coherencia, respetamos las políticas y normas empresariales sin beneficio personal.⁴

1.2 LA RESPONSABILIDAD SOCIAL EMPRESARIAL

De TGI S.A. ESP es el conjunto de políticas, prácticas y valores corporativos asumidos como un compromiso con los grupos de interés, para alcanzar el apoyo y la cooperación necesarios en la gestión que desarrolla la Empresa en todos los ámbitos de actuación, disponiendo de manera voluntaria de sus diferentes recursos.⁵

1.3 POLÍTICAS

1.3.1 Políticas de Gestión de Riesgos

Sistema de administración de riesgos basado en la metodología establecida en el estándar australiano, que permite identificar, analizar, evaluar, valorar, aceptar y comunicar los riesgos asociados a la operación de la Empresa. Éste proyecto constituye la base para la implementación del sistema de gestión integral de riesgos con el fin de garantizar que se cuenta con un marco

⁴ Ibíd.

⁵ TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. E.S.P <http://www.tgi.com.co/index.php/es/nuestra-empresa/marco-filosofico/politicas-empresariales>

adecuado para manejar estos eventos frente a las amenazas inherentes a los procesos del negocio y a aquellas que provienen del entorno de estos.

Su objetivo es controlar los riesgos que generan vulnerabilidad a los recursos humanos, financieros, ambientales, de información y de imagen corporativa⁶.

1.3.2 Política de Operación Y Mantenimiento

La Transportadora de Gas Internacional, TGI S.A. E.S.P., opera y mantiene sus sistemas de Transporte de Gas Natural, cumpliendo los requisitos legales, la normatividad del sector y los reglamentos tanto nacionales como internacionales aplicables, con el objeto de garantizar que actúa aplicando prácticas de Clase Mundial.

Para TGI S.A E.S.P. es primordial garantizar la integridad operativa de su Sistema de Transporte así como mantener sus procesos de Operación y Mantenimiento (O & M) dentro del marco regulatorio interno, en procura de evitar fallas que puedan causar algún efecto adverso a sus empleados, sus contratistas, sus clientes, la comunidad en general y el medio ambiente, previniendo e identificando, evaluando, mitigando y/o controlando los riesgos de toda su infraestructura.

La operación y mantenimiento de TGI S.A. E.S.P., estarán enmarcados en procesos que propendan por el respeto a sus clientes, garantizando mediciones confiables, continuidad en el servicio de transporte de gas natural, oportunidad en la operación y cumplimiento de los compromisos adquiridos.

⁶ Ibíd.

1.4 STEMA DE GESTIÓN⁷

Como respuesta a la importancia que tiene la calidad, el ambiente, la seguridad y salud ocupacional y en general el mejoramiento continuo y la innovación en todos los procesos de la Transportadora de Gas Internacional TGI S.A. ESP, surge la necesidad y se declara formalmente el compromiso de implementar un Sistema de Gestión Integrado (SGI), basado en la participación y motivación de todos los colaboradores y con la convicción de que la empresa puede lograr el éxito sostenido satisfaciendo de manera coherente las necesidades y expectativas de sus partes interesadas, de manera equilibrada, a largo plazo.

La Transportadora de Gas Internacional obtuvo la certificación de su Sistema de Gestión de la Calidad en el año 2007 y actualmente cuenta con la recertificación ISO 9001 versión 2008 hasta el año 2013 para el alcance “Comercialización del servicio de transporte de gas por gasoductos. Diseño, construcción, operación y mantenimiento de la Infraestructura de transporte de gas de propiedad de la empresa”.






Tras un proceso de integración de las variables ambiental y seguridad y salud ocupacional en la planificación de los procesos de la empresa, en el año 2009 obtuvo las certificaciones ISO 14001 versión 2004 y OHSAS 18001 versión 2007.

TGI S.A. ESP., se prepara para la recertificación ISO 14001 y OHSAS 18001, la validación de su certificado ISO 9001 y la integración de otros estándares, que aseguren la implementación de un modelo de gestión para el éxito sostenido involucrando a todas sus partes interesadas.

⁷ TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. E.S.P <http://www.tgi.com.co/index.php/es/nuestra-empresa/marco-filosofico/politicas-empresariales>

El 79% de las ventas de TGI S.A. E.S.P. están focalizadas en 5 clientes considerados empresas financieramente sólidas en el ámbito local e internacional.

Figura 1. Los 5 principales clientes de TGI S.A. E.S.P.

PRINCIPALES CLIENTES	
	Principal productor de gas en Colombia. Fuerte Gobierno Corporativo. Calificación BBB+. Compañía controlada por el gobierno Nacional
	Mayor distribuidor de gas en Colombia. Controlada por Gas Natural de España, tiene el 25% de las acciones de la compañía.
	Distribuidora de gas en el sur occidente de Colombia. Compañía privada con presencia dominante en el Valle del Cauca.
	Principal generador de electricidad en Colombia y distribuidora de gas en la región nororiental. Controlada por la ciudad de Medellín. Calificación BBB+ moneda extranjera y AAA local.
	Tercera generadora de electricidad en Colombia. Controlada por el gobierno Colombiano. Calificación AA+ en el mercado local y BB+ en moneda extranjera en el mercado Internacional.

Fuente. TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. E.S.P. <<http://www.tgi.com.co>> webmaster@tgi.com.co

1.5 EL GAS NATURAL⁸

El gas natural es una energía de origen fósil extraída del subsuelo y considerada como la más amigable con el medio ambiente, ya que no contamina y no es tóxico, es un energético que se extrae del subsuelo al cual se le agrega un odorizante llamado mercaptano, que le permite ser detectado en cualquier momento, se distribuye a través de gasoductos de acero y polietileno, materiales altamente resistentes incluso en zonas sísmicas. De esta forma se puede consumir en hogares, comercios e industrias

⁸

<http://www.gasnaturalfenosa.com.mx/mx/inicio/grandes+clientes/el+gas+natural/1285346676008/que+es.html>

Figura 2. Distribución del Gas Natral



Fuente: <http://www.gasnaturalfenosa.com.co/co/inicio/hogar/el+gas+natural/1297102453941/que+es.html>

El GN se encuentra en depósitos subterráneos profundos, en algunas zonas de Colombia, como en el Huila, el Casanare o el Magdalena Medio los depósitos de gas natural están bajo la superficie del suelo, En otros sitios, como La Guajira, se halla en el fondo del mar, se extrae perforando la tierra hasta llegar a los yacimientos; el hallazgo de los yacimientos de gas natural se realiza mediante exploraciones geológicas muy complejas, que pueden tomar varios años, el gas natural se encuentra en yacimientos en el subsuelo al igual que el petróleo, en uno de los siguientes estados:

- Asociado, cuando al ser extraído del yacimiento está mezclado con el crudo.
- Libre o no asociado, cuando se encuentra en un yacimiento que sólo contiene gas natural.

Su composición, su gravedad específica, su peso molecular y su poder calorífico son diferentes en cada yacimiento. El rango de variación del poder calorífico oscila entre 900 y 1.400 BTU/PC (BTU por pie cúbico)*. Ver tabla 1.

Tabla1. Composición del Gas Natural (GN)

Constituyente	Fórmula química	Composición por volumen (%)
Metano	CH ₄	81.86
Etano	C ₂ H ₆	11.61
Propano	C ₃ H ₈	1.92
I-Butano	C ₄ H ₁₀	0.23
N-Butano	C ₄ H ₁₀	0.22
Nitrógeno	N ₂	0.90
Dióxido de carbono	CO ₂	3.18

Fuente: <http://www.gasnaturalfenosa.com.co/co/inicio/hogar/el+gas+natural/1297102453941/que+es.html>

Siempre que aparece petróleo lleva gas asociado, ya que el gas está constituido fundamentalmente por metano que es el hidrocarburo más ligero y que a las temperaturas y presiones de los yacimientos, está en el estado gaseoso, en ocasiones el gas aparece solo.⁹

1.6 CADENA DE VALOR DEL GAS NATURAL¹⁰

En general el procesamiento consiste en la remoción de agua, partículas sólidas, hidrocarburos pesados, compuestos de azufre y de nitrógeno, dióxido de carbono, entre otros.

En la Figura 3 se esquematiza el recorrido del gas natural, desde su exploración hasta sus posibles aplicaciones.

⁹ PARRA IGLESIAS, Enrique. Petróleo y gas natural: industria, mercados y precios. España: Ediciones Akal, 2003. p. 33. <<http://site.ebrary.com/lib/senavirtualsp/Doc?id=10436667&ppg=34>>

¹⁰ <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=358&conID=42574>

Figura 3. Cadena de valor del gas Natural



Fuente:

http://www.ecopetrol.com.co/especiales.aspx?catID=358&ancho=918&alto=538&pagina=multimedias_gas/index.html

1.7 PROCESAMIENTO DEL GAS NATURAL

Entre las operaciones que hacen parte del proceso productivo del gas natural podemos mencionar las siguientes

1.7.1 Separación inicial: Debido a que los yacimientos pueden contener gas, petróleo y agua, las tres sustancias requieren ser separadas, lo cual se hace aprovechando las diferencias de densidad entre ellas, en una sola operación.

El gas es la sustancia menos densa por lo que sale por la parte superior del separador, el agua es la sustancia con mayor densidad de la mezcla y es retirada por la parte inferior, el petróleo flota sobre el agua pues su densidad es menor, lo que permite que sea separado por la mitad.

Si el gas es libre, es decir, no está acompañado de crudo, este paso puede no ser necesario.

1.7.2 Filtrado: Por medio de filtros se retira el material sólido contenido en el gas.

1.7.3 Endulzamiento: En los yacimientos junto con el gas, el petróleo y el agua hay otras sustancias como dióxido de carbono y ácido sulfhídrico.

El dióxido de carbono en presencia de agua líquida produce corrosión y en condiciones criogénicas (bajas temperaturas) puede producir taponamientos por solidificación. El ácido sulfhídrico es un compuesto altamente tóxico en concentraciones por debajo de 100 partes por millón. Por lo anterior estas sustancias deben ser removidas. Una forma común de retirarlas es por medio de una absorción con soluciones acuosas de aminas.

1.7.4 Deshidratación: Si el contenido de vapor de agua en el gas es muy alto, se corre el riesgo que en los gasoductos se formen hidratos de metano sólidos, en las zonas donde la presión sea elevada y la temperatura reducida, generando grandes problemas en el transporte. Por esa razón es necesario retirar el vapor, lo cual se hace generalmente mediante absorción con glicol (TEG: trietilenglicol), en la que el glicol captura al agua y permite la salida del gas seco.

1.7.5 Extracción de hidrocarburos pesados: Dependiendo de la composición del gas natural, en esta fase se retiran hidrocarburos líquidos valiosos como lo son el etano, propano, GLP y gasolina natural. El gas procesado debe cumplir las especificaciones de dew point de hidrocarburos y el poder calorífico. Los procesos más usados son: absorción con aceites livianos refrigerados, refrigeración externa y sistemas turboexpanders.

1.7.6 Compresión: El uso de equipos compresores cubre un amplio campo, van desde compresores pequeños, generalmente operados en forma manual, hasta grandes equipos controlados por sistemas computarizados.

Estos compresores se utilizan en:

Sistemas de Captación: en general son compresores ubicados en yacimientos de gas asociado, colectan el gas a baja y media presión y lo llevan a la presión de operación de la planta de acondicionamiento y procesamiento para luego ingresar al gasoducto. En general las relaciones de compresión son muy altas dado que en muchos pozos la presión está por debajo o cercana a la presión atmosférica.

Sistema de Transporte: cubren grandes distancias donde el gas natural ingresa a la planta a través de válvula de entrada, y pasa por un sistema de filtrado para separar partículas sólidas y líquidas, que eventualmente podrían acompañar al gas. Luego continúa hacia el colector de entrada previo paso por enfriadores si es necesario e ingresa al sistema de compresión.

Una vez que el gas natural es comprimido, reingresa al gasoducto a través de un sistema de válvulas y se dirige hacia la próxima planta compresora, previa entrega del fluido en los puntos intermedios para alimentar localidades y/ o industrias de acuerdo a los requerimientos efectuados por los clientes.

Los compresores para almacenamiento son diseñados para la inyección / extracción de gas natural de las plantas de almacenamiento subterráneo. Estos compresores operan bajo relaciones de compresión cambiantes dado que inyectan y extraen gas por lo que su relación de compresión es alta y son unidades con potencia elevada.

Entre los principales tipos de compresores utilizados en este proceso podemos mencionar:

Reciprocantes:

- Un pistón reduce el volumen del gas dentro de un cilindro

- Requiere válvulas en el cilindro, en la dirección del flujo para evitar retroceso del mismo.
- Motor y compresor en el mismo cigüeñal y horizontalmente opuestos y separables.
- Son comunes en gasoductos y para operaciones de procesos.

Dinámicos (Turbocompresores)

La compresión se produce incorporando energía de velocidad por los componentes rotativos y convirtiéndose esta energía de velocidad en presión.

Centrífugos – Radicales: la velocidad adicionada por los álabes crea un vórtice de flujo alrededor del eje y un componente a 90° alrededor del mismo. Parte de la presión se restablece en el impulsor pero en su mayor parte el difusor radical alrededor del impulsor.

Los dos tipos de compresores anteriormente mencionados son los que mayormente se utilizan en los sistemas de transporte.

Rotativos:

- El rotor esta equipado con paletas, que atrapan el gas en un volumen variable entre ellos y una envolvente de salida, mueve el gas de adentro hacia afuera en la dirección que el rotor gira.
- No utilizan válvulas en el proceso de compresión.
- Se utilizan principalmente para compresión de aire en plantas y el sistema de aire para instrumentos.

Axial:

- Filas alternativas de álabes rotantes y estacionarios, adicionan energía de velocidad y presión.

- El flujo es paralelo al eje.
- Se utilizan en procesos con grandes volúmenes.

Booster:

Los booster se diseñan para alcanzar la presión desde líneas de transmisión de baja presión a líneas con una presión elevada; en las plantas de tratamiento son utilizados para comprimir el gas a la salida de la turboexpander.¹¹

1.7.7 Transporte Por Gasoducto

El sistema clásico de transporte de gas entre dos puntos determinados está formado por gasoductos (tuberías de acero con carbono, de elevada elasticidad), bien enterrados en la superficie terrestre o bien en el fondo de los océanos.

La capacidad de transporte de los gasoductos depende de la diferencia de presión entre sus extremos y de su diámetro (a medida que aumenta este, aumenta la capacidad de transporte, a un ritmo superior al lineal).

La forma de hacer circular el gas a través de los gasoductos no es otra que aumentar en determinados puntos de los mismos la presión del gas.

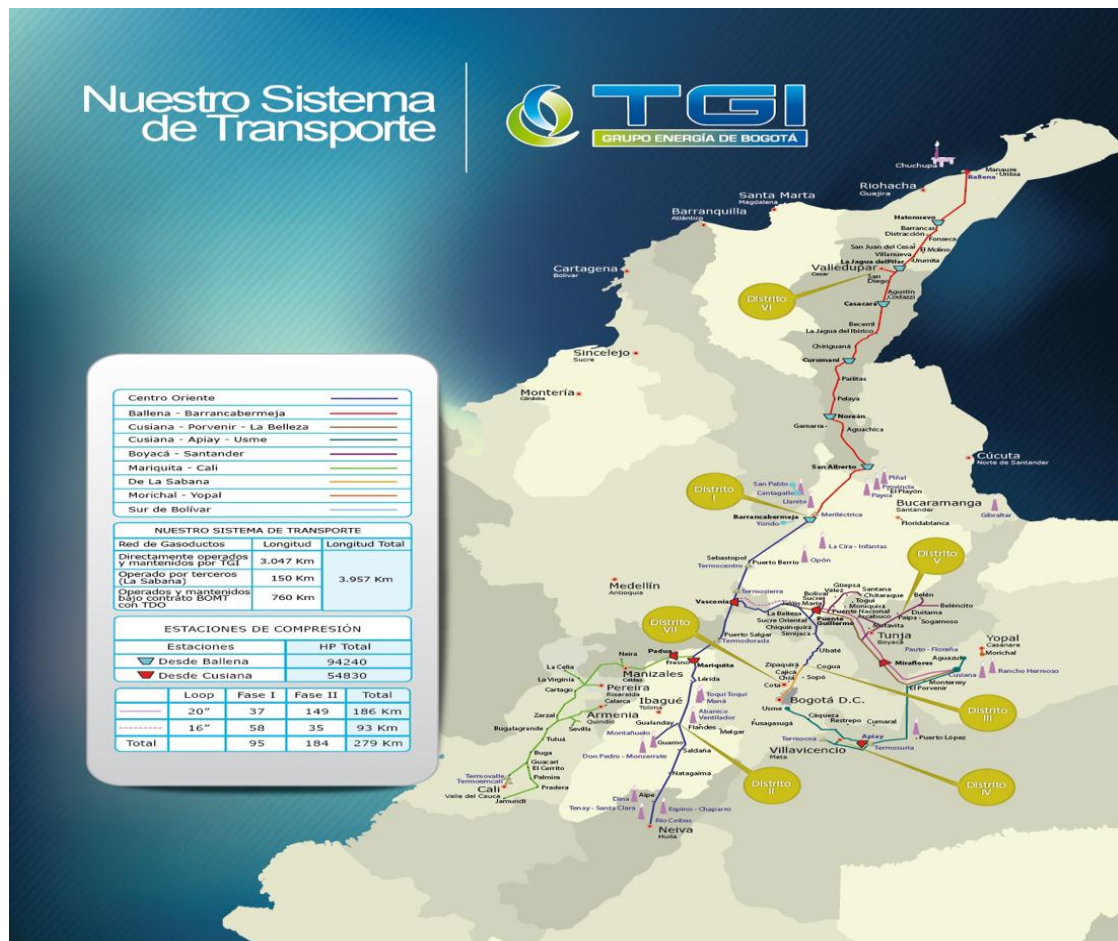
Esta acción que se realiza en las estaciones de compresión, que aseguran la correcta circulación de los caudales de gas, compensando las pérdidas de presión que se producen en el transporte.

¹¹ REATTI, José Luis. Diseño de Procesos de Gas Natural y Aplicación de Gas en la Industria del Petróleo. Argentina. p.5.SYGNUS.< <http://es.scribd.com/doc/19659754/Diseno-de-Proceso-del-Gas-Natural>

El control de los flujos de gas se realiza desde instalaciones donde se reciben las medidas de presiones, temperaturas, caudales y poderes caloríficos (centros de control).¹²

En este campo en especial la empresa TGI, se ha especializado, cubriendo gran zona del país, con los gasoductos que están a su cargo, como lo muestra la figura 4.

Figura 4. Sistema de transporte en TGI S.A. E.S.P.



Fuente: <http://www.tgi.com.co/index.php/es/nuestra-empresa/inicio/112-bienvenidos-a-tgi>

¹²

http://www.google.com.co/url?sa=t&rct=j&q=cadena%20de%20valor%20gas%20natural&source=web&cd=2&ved=0CDMQFjAB&url=http%3A%2F%2Fwww.energiaysociedad.es%2Fdocumentos%2F12_1_la_cadena_d_el_gas_natural.doc&ei=IkiaUaHWL4Hs8wTI5oHwDA&usq=AFQjCNHQE5q0_IHCsrGEK13P9y3wrDIagA

1.8 PANORAMA MUNDIAL DEL GAS NATURAL

Dadas las ventajas medioambientales y operacionales del gas natural, su utilización en el mundo entero ha ido aumentando año a año. Es así como su participación en la matriz energética mundial ha crecido considerablemente en el último tiempo, obteniendo una participación del 30% para 1999. La matriz energética mundial da cuenta de los distintos energéticos utilizados como tales. Los mayores países consumidores de gas natural en 1997 eran Estados Unidos y Rusia, con un 28,8% y 15%, respectivamente, del consumo mundial total.

Aunque el gas natural es un recurso energético no renovable, los recursos gasíferos son abundantes. Las reservas comprobadas de gas se duplicaron en los últimos 20 años.¹³ Esto indica que seguirá creciendo la explotación del gas natural y su consumo con el transcurrir de los años.

Colombia tiene hoy reservas suficientes de gas hasta el año 2017 y además se están adelantando nuevos trabajos de exploración que permitirán seguir garantizando el abastecimiento doméstico y mantener las exportaciones del combustible.

Hoy el país cuenta con reservas suficientes para ser autosuficiente hasta 2017 y seguimos avanzando en la exploración de yacimientos tanto para abastecer las necesidades nacionales como para exportarlo.

En el 2011 la capacidad instalada de producción llegó a 1.220 millones de pies cúbicos día, lo que representó un incremento de 11 por ciento frente a 2010.

¹³ REATTI, José Luis. Diseño de Procesos de Gas Natural y Aplicación de Gas en la Industria del Petróleo. Argentina. p.5.SYGNUS.< <http://es.scribd.com/doc/19659754/Diseno-de-Proceso-del-Gas-Natural>>

En la actualidad Colombia exporta alrededor de 200 millones de pies cúbicos por día a Venezuela, lo que representa más del doble de lo contractualmente previsto.

1.8.1 Demanda de GN en Colombia.

El servicio gas natural inicio su desarrollo desde los años 70, pero fue desde los años 90 cuando el plan de masificación de gas permitió que en más municipios se pudiera disponer de este energético.

En diciembre de 2009 el número de usuarios conectados habría alcanzado 5.385.871, de los cuales se estima que el 98.28% corresponde a usuarios residenciales, comerciales 1.66% y el restante 0.06% corresponde a pequeños usuarios industriales.

El servicio de gas natural en Colombia se ha expandido hacia poblaciones alrededor de la tubería troncal de transporte de este combustible, tal como puede apreciarse en la Figura 5, Cobertura geográfica del servicio de gas natural. De otra parte, esta expansión se ha caracterizado por el progresivo aumento de los usuarios residenciales, comerciales, industriales y vehiculares.

El consumo de este energético en las refinerías y el sector petroquímico no ha presentado cambios significativos en los últimos diez años. El consumo de gas natural para generación eléctrica ha tenido una tendencia a contraerse con fluctuaciones relacionadas con las variaciones climáticas originando un incremento Significativo del consumo para este sector.

Figura 5. Cobertura geográfica del servicio de gas natural en Colombia.



Fuente. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Proyección de Demanda de Gas Natural en Colombia. Unidad de Planeación Minero Energética, UPME. Subdirección de Planeación Energética. Grupo de Demanda Energética. Bogotá. Julio de 2010 p.7 < www.upme.gov.co >

En Colombia el consumo del gas natural, tanto para el uso directo como para la producción de energía eléctrica, tiene una participación muy importante en la canasta energética consolidándose como el principal factor para su diversificación.

La utilización de este combustible en buena parte de los hogares, así como la relevancia que el mismo tiene en la generación de electricidad en condiciones de baja hidrología, obliga a que el servicio se preste cada vez con mayores estándares de confiabilidad y seguridad.

De acuerdo con los análisis de las autoridades sectoriales se espera que la demanda de gas natural continúe creciendo a tasas superiores al 96%. Este crecimiento se dará principalmente en el mercado que atiende TGI S.A. E.S.P., en el cual destacarán el sector vehicular y de refinación.

1.8.2 Exploración: Se han firmado 78 contratos de exploración y explotación. Además, el pasado 21 de febrero la Agencia Nacional de Hidrocarburos inició la llamada ronda Colombia 2012, a través de la cual se están ofreciendo 109 áreas de exploración a los inversionistas, se tiene mucha fe que la perforación costa afuera y los proyectos a desarrollarse entre este año y el que viene nos muestren rápidamente reservas de gas que ayuden a este objetivo de abastecimiento y a seguir consolidando el país como una potencia exportadora.

Esta ronda no sólo va a permitir que avancemos en el conocimiento de nuestro potencial en materia de producción de gas, sino que también nos permitirá buscar el sostenimiento de la producción de petróleo y gas en el mediano plazo¹⁴.

En Colombia hay varios campos de producción de gas natural, las cuencas de la Guajira y de los Llanos Orientales son las de mayor producción; en 2008 contribuyeron con alrededor del 60% y del 25% de la producción nacional respectivamente.

El gas natural se transporta desde las zonas de producción hasta las zonas de consumo por medio del Sistema Nacional de Transporte (SNT). Según el decreto 1493 de 2003 del Ministerio de Minas y Energía, el SNT "es el conjunto de gasoductos localizados en el territorio nacional, excluyendo conexiones y gasoductos dedicados, que vinculan los centros de producción de gas del país con las Puertas de Ciudad, Sistemas de Distribución, Usuarios No Regulados, Interconexiones Internacionales o Sistemas de Almacenamiento"¹⁵.

¹⁴ http://wsp.presidencia.gov.co/Prensa/2012/Marzo/Paginas/20120328_09.aspx

¹⁵ <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=358&conID=42613>

1.9 USOS DEL GAS NATURAL¹⁶

Diversos sectores de la población encuentran en el GN, un aliado que facilita la realización de sus labores

1.9.1 Como combustible se emplea en varios tipos de equipos, por ejemplo: hornos, secadores y calderas. En las industrias de cerámicas, cemento, metales, y otras donde se requieren hornos, el aprovechamiento energético y el ahorro en el consumo son notorios cuando se utiliza gas natural.

1.9.2 Como materia prima se utiliza en las industrias que requieren metano (principal componente del gas natural) en sus procesos. Algunos de los subproductos del metano son: Monóxido de carbono, Hidrógeno, Metanol, Ácido acético, Anhídrido acético, entre otros.

1.9.3 En el sector Termoeléctrico por medio de turbinas o motores de combustión interna, se aprovecha la energía calórica generada por la combustión del gas transformada en energía eléctrica.

En Colombia la generación eléctrica se realiza principalmente por plantas hídricas y térmicas, en materia de generadoras térmicas, las plantas que utilizan gas natural como fuente de energía generan menos emisiones en comparación con aquellas que utilizan carbón.

1.9.4 En el sector domestico y comercial a través del tiempo, las personas han utilizado diferentes energéticos para la cocción de alimentos, desde madera, pasando por carbón, GLP y actualmente el gas natural, el GN también puede ser

¹⁶ Ibid.

usado en sistemas de calefacción de agua, calentadores de ambiente, secadoras de ropa entre otros instrumentos.

1.9.5 En el sector Automotor desde hace algunos años usa como combustible el gas natural vehicular comprimido (GNVC), el cual se caracteriza por ser ecológico, económico, seguro y eficiente, el gas natural es un combustible ambientalmente más amigable, ya que genera bajas emisiones comparado con otros combustibles fósiles. Gracias a la combustión limpia del GNVC y a las condiciones a las que opera el motor, las necesidades de mantenimiento cambio de aceite se ven reducidos, La vida útil de las bujías, válvulas y pistones aumenta debido a que el gas natural no deja residuos de carbono y a que la temperatura del motor es menor.

1.10 NORMATIVIDAD Y PROCEDIMIENTOS

Constitución Política de Colombia: el Capítulo 5 de la Constitución Política de Colombia de 1991 hace referencia sobre la finalidad social del Estado y de los Servicios Públicos. El Artículo 365 plantea que "Los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado. Es deber del Estado asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional".

Congreso de la República: por disposición del Artículo 150 de la Constitución Política de Colombia, en el numeral 23 se expresa que al Congreso de la República le corresponde "Expedir las leyes que regirán el ejercicio de las funciones públicas y la prestación de los servicios públicos".

Ministerio de Hacienda y Crédito Público: su objetivo general es "Definir, formular y ejecutar la política económica del país, los planes generales, programas y proyectos relacionados con esta, así como la preparación de las leyes, y decretos y la regulación, en materia fiscal, tributaria, aduanera, de crédito público,

presupuestal, de tesorería, cooperativa, financiera, cambiaria, monetaria y crediticia, sin perjuicio de las atribuciones conferidas a la Junta Directiva del Banco de la República y las que ejerza a través de organismos adscritos o vinculados para el ejercicio de las actividades que correspondan a la intervención del estado en las actividades financieras, bursátil, aseguradora y cualquiera otra relacionada con el manejo, aprovechamiento e inversión de los recursos del ahorro público y el tesoro nacional de conformidad con la Constitución Política y la Ley". De esta manera direccionan e influencia las regulaciones del sector gas.

Departamento Nacional de Planeación: es el organismo en Colombia que diseña y controla las políticas de desarrollo económico, social y ambiental del país, en coordinación con los ministerios y los entes territoriales.

Ministerio de Minas y Energía (MME): es una entidad pública de carácter nacional del nivel superior ejecutivo central, cuya responsabilidad es la de administrar los recursos naturales no renovables del país asegurando su mejor y mayor utilización; la orientación en el uso y regulación de los mismos, garantizando su abastecimiento y velando por la protección de los recursos naturales del medio ambiente con el fin de garantizar su conservación y restauración y el desarrollo sostenible, de conformidad con los criterios de evaluación, seguimiento y manejo ambiental señalados por la autoridad ambiental competente.

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME): se encarga de "realizar la Planeación del desarrollo sostenible de los sectores de Minas y Energía de Colombia, para la formulación de las políticas de Estado y la toma de decisiones en beneficio del País, mediante el procesamiento y el análisis de información". En el sector del gas natural realiza planeación indicativa, adicionalmente elabora el Plan Energético Nacional y los planes sub sectoriales.

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG): es el organismo encargado de regular los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible de manera técnica, independiente y transparente, promoviendo el desarrollo sostenido de estos sectores, regulando los monopolios, incentivando la competencia donde sea posible y atendiendo oportunamente las necesidades de los usuarios y las empresas de acuerdo con los criterios establecidos en la Ley.

Consejo Nacional de Operación de Gas Natural (CNO-GAS): "es un organismo asesor de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, creado por la Ley 401 de 1997 y reglamentado por los Decretos 2225 de 2000 y 2282 de 2001 y tiene, entre otras funciones, la de buscar que la operación integrada del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural sea segura, confiable y económica".

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios: se encarga principalmente de velar por los intereses de los consumidores residenciales para controlar la prestación del servicio. Controla, vigila y fiscaliza las empresas del sector domiciliario, y tiene facultades para sancionar o intervenir cuando las empresas incumplan de manera reiterada las normas establecidas.¹⁷

Colombia inició el proceso de normalización¹⁸ de la infraestructura de gas a través del ICONTEC, emitiendo, entre otros documentos, la norma NTC 3949, relacionada con las Estaciones de Regulación de Presión para Redes de Transporte y Distribución de Gas Combustible, y además las establecidas y aceptadas por la Superintendencia de Industria y Comercio o el Ministerio de Minas y Energía. En caso de no disponerse de normas fijadas por estas entidades, se adoptarán las normas aplicables emitidas por una de las siguientes agremiaciones:

¹⁷ ASOCIACION COLOMBIANA DE PETROLEOS. Marco regulatorio del gas natural. <www.acp.com.co>

¹⁸ PROMIDAS. Informe del sector gas natural 2010. Un balance de la década..pag.161-169.
<<http://www.promigas.com/wps/wcm/connect/ddd8ad0048546ca09033bba4ef8b1441/Informe+del+sector-2011.pdf?MOD=AJPERES&CACHEID=ddd8ad0048546ca09033bba4ef8b1441>>

AGA: American Gas Association

ANSI: American National Standards Institute

API: American Petroleum Institute

ASME: American Society of Mechanical Engineers

ASTM: American Society for Testing and Materials

AWS: American Welding Society

DOT: Department of Transportation

IEC: International Electrothechnical Comission

NACE: National Association of Corrosion Engineers

NEMA: National Electrical Manufacturing Association

NFPA: National Fire Protection Association

UL:Underwrite

Laboratories

Inc

En la Figura 6, se muestra el esquema regulatorio del sector del Gas Natural en Colombia.

Figura 6, Esquema regulatorio del sector del Gas Natural en Colombia.



Fuente: <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=358&conID=42581>

En materia de seguridad¹⁹; el Reglamento de Normas Técnicas y de Seguridad en Gas Combustible compilado por el Ministerio de Minas y Energía.

Según el Artículo 3º de la Ley 401 de 1997, aclara que es función de la CREG establecer las reglas y condiciones operativas que debe cumplir toda la infraestructura del Sistema Nacional de Transporte a través del Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT).

Las normas ambientales, son las expedidas por el Ministerio del Medio Ambiente, de conformidad con lo dispuesto en el Artículo 4º Numerales 10 y 25 de la Ley 99 de 1994 y demás que la modifiquen, deroguen o adicionen.

Existe la Resolución 071 de diciembre de 1999, emitida por la CREG, que regula el negocio del transporte de gas y establece directrices similares en relación con la infraestructura asociada.

1.11 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Las compañías con múltiples frentes de trabajo, tienden a desarrollar sus tareas dependiendo del tipo de proyecto que ejecutan en tiempos y espacios determinados, para lo cual los equipos y maquinaria deben estar “disponibles y operables” justo en el momento en que se necesitan, este aspecto obliga a que los mantenimientos preventivos estén actualizados y las correcciones de las fallas ocurridas se hayan ejecutado.

Es notable que algunas empresas posean buenos niveles de planeación y organización del mantenimiento, pero son programas de mantenimiento que se

¹⁹ RESOLUCION No. 071 DEL 03 DE DICIEMBRE DE 1999. Reglamento Único de Transporte (RUT). Colombia. <www.creg.gov.co>

ejecutan con muy baja inversión, que seguramente no garantizan la operatividad y disponibilidad de los equipos.

El mantenimiento, en muchas de las empresas dedicadas a este tipo de trabajos, se sigue viendo como un costo y un “mal necesario”, pero solo hasta que fallan los equipos, el área de mantenimiento adquiere relevancia.

Algunas de los contextos anteriormente descritos se presentan en la estación Compresora de Gas de Miraflores, equipo seleccionado para desarrollo de la presente propuesta debido a que históricamente ha sido la más crítica por su ubicación, condiciones climáticas a las cuales se ve expuesta y a su función, comprimir el gas que va hacia el interior del país.

1.12 OBJETIVOS

1.12.1 Objetivo General

Diseñar un Plan de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM) para una compresora de los gasoductos de transporte de TGI S.A. ESP – Compresora de Miraflores.

1.12.2 Objetivos Específicos

- ✓ Determinar componentes críticos ubicados en la compresora de Miraflores, mediante una matriz de criticidad.

- ✓ Definir los modos y efectos de falla en la compresora de Miraflores.

- ✓ Establecer actividades y frecuencias de mantenimiento para los equipos identificados como críticos en la compresora de Miraflores, encaminadas a prevenir paradas no programadas.

- ✓ Definir el plan de mantenimiento para la compresora de Miraflores, basado en un RCM.

2. HISTORIA DEL MANTENIMIENTO

En los últimos cincuenta años, el mantenimiento ha sufrido una serie de transformación en su filosofía, a principios de la década de los 50's, se conocía sólo la práctica de mantenimiento correctivo donde el estándar consistía en reparar los equipos una vez que fallaban.

A finales de los 50's los fabricantes introducen recomendaciones de mantenimiento para alargar la vida útil de los equipos, introduciendo con ello el concepto de mantenimiento preventivo.

En los años 60's, los esfuerzos se orientan a obtener la máxima eficiencia de las máquinas y el mantenimiento se focaliza en extender la vida útil de los equipos y el óptimo de utilización de la capacidad nominal.

En las décadas de los 70's y 80's, nace en Japón, orientado a las nuevas filosofías de calidad total (círculos de calidad, gerencia de la calidad total) el Mantenimiento Productivo Total que se basa en cinco principios fundamentales:

- ✓ Incrementar la confiabilidad de los equipos buscando cero fallas (equipos libres de mantenimiento).
- ✓ Mantenimiento autónomo, basado en que el operador debe efectuar parte del mantenimiento.
- ✓ Prevención del mantenimiento, que implica equipos de trabajo entre las gerencias de Ingeniería, Proyectos y Mantenimiento para prevenir fallas desde el diseño.
- ✓ Gente: Adiestramiento centrado en formar mantenedores multi-oficio. Programas de motivación personal.

- ✓ Trabajo basado en pequeños grupos, integrados por operadores y mantenedores en la búsqueda de la causa raíz de las fallas de los equipos²⁰ .

En los años 90's se conjugan los elementos principales de las filosofías o tendencias como TPM (Mantenimiento Productivo Total), RBM (Mantenimiento basado en Confiabilidad), RCM (Mantenimiento Centrado en Confiabilidad) para constituir una filosofía llamada Mantenimiento Clase Mundo, que sirve como referencia para determinar el nivel de excelencia de las empresas.

La definición de Mantenimiento Clase Mundo ha venido evolucionando con el tiempo siendo la más acertada, "mantenimiento sin desperdicio" definiendo a este último como la diferencia entre la manera de hacer las cosas hoy y como deberían hacerse. A escala mundial este término se conoce como un nivel de referencia que está asociado a empresas que han alcanzado la excelencia en sus procesos medulares. El aspecto principal de esta filosofía es el cambio cultural de las organizaciones que lleva a aumentar la autoestima del personal de mantenimiento al establecer la conexión cierta con elementos que generan valor al negocio, y el conocimiento del nivel del impacto de las decisiones en el mismo, adicional a la comprensión y entendimiento de la importancia que tiene.

Una vía para asegurar esto consiste en involucrar a los operadores en el diseño de los planes de mantenimiento a objeto de asegurar la alineación de factores en conflicto vinculados con los objetivos de operación, versus el efecto generado por los tiempos de parada para acometer las acciones de mantenimiento.

²⁰ CÁCERES, María Beatriz. Como incrementar la Competitividad del Negocio mediante Estrategias para Gerenciar el Mantenimiento. Soluciones integrales Corporativas ICS GROUP S.A.

La historia del mantenimiento está estrechamente relacionada con el desarrollo industrial, ya que ha sufrido una evolución importante empujada en gran medida por el desarrollo tecnológico de los equipos de control y medida.²¹

2.1 TIPOS DE MANTENIMIENTO

2.1.1 Mantenimiento Correctivo

En un principio el mantenimiento quedaba relegado a intervenciones como consecuencia de las averías y con los consiguientes costos de reparación (mano de obra, piezas de repuesto), así como los relativos costos por las paradas de producción. En esta etapa la industria no estaba muy mecanizada, por lo que los periodos de parada no importaban mucho. La maquinaria era sencilla y en la mayoría de los casos diseñada para un propósito determinado. Esto hacía que sea confiable y fácil de reparar. Como resultado no se necesitaba sistemas de mantenimiento complicados, y la necesidad de personal calificado era menor que ahora.²²

2.1.2 Mantenimiento Preventivo

En esta etapa aumenta la necesidad de productos de toda clase, mientras que la cantidad de mano de obra bajo en forma considerable por efectos de la segunda guerra mundial, lo que llevó a la necesidad de un aumento de mecanización con equipos de todo tipo y cada vez más complejos.

Las necesidades de mejora de los costos derivados de las bajas disponibilidades de máquina y de las consiguientes paradas de producción llevaron a los técnicos

²¹ MOUBRAY IV, John Mitchell, Mantenimiento centrado en confiabilidad, http://www.rcm2-soporte.com/documentos/Sop_Med-RCM%20Abril-05.pdf, 2004, p.2.

²² *Ibíd.*

de mantenimiento a programar revisiones periódicas con el objeto de mantener las máquinas en el mejor estado posible y reducir su probabilidad de fallo.

Este tipo de mantenimiento presenta una gran incertidumbre relacionado con el costo que genera.²³

Acerca de éste mantenimiento se tiene preguntas que carecen de respuestas precisas y limitan la eficacia del mantenimiento, como las siguientes:

- ¿Hasta qué punto los periodos establecidos para las intervenciones de mantenimiento (gamas de mantenimiento o revisión) están sobredimensionadas?
- ¿Se pueden reducir los periodos de intervención sin consecuencias nefastas para las maquinas abaratando de esta manera el costo del mantenimiento?

2.1.3 Mantenimiento Predictivo

Como consecuencia de las incertidumbres que presenta el mantenimiento preventivo y con el apoyo del desarrollo tecnológico, se desarrolló un nuevo concepto de mantenimiento basado en la condición o estado de la máquina.

Este tipo de intervención viene a suponer toda una revolución dada su filosofía de anticipación a la avería por medio del conocimiento de cómo se comporta la máquina y como debería de hacerlo, conociendo de este modo previamente qué elemento puede fallar y cuándo podría fallar.

²³ SOR, Joaquina, Op. Cit.

Este hecho permite decidir en qué momento de la producción se puede programar una intervención sin afectar al proceso productivo, con las consiguientes optimizaciones en costos de producción, mano de obra y repuestos.

2.1.4 Mantenimiento Proactivo

Como complemento a la evolución del mantenimiento predictivo se ha desarrollado este mantenimiento. Este concepto engloba los tipos de mantenimiento detallados anteriormente elevándolos a otra dimensión; el análisis de causalidad.

Para cubrir esta incertidumbre, el mantenimiento proactivo o también conocido como fiabilidad de máquina analiza la causa raíz de la repetitividad de la avería, resolviendo aspectos técnicos de las mismas.

2.2 QUE FILOSOFIA DE MANTENIMIENTO APLICAR

Muchos en este entorno cambiante están buscando permanentemente el mejoramiento de la confiabilidad de sus instalaciones de muchas maneras. El fortalecer las ventajas competitivas de las empresas requiere una estrecha compenetración con el negocio, a través del proceso de mejoramiento de la confiabilidad. Para ello son necesarios estrategias, métodos y herramientas exitosas y bien aplicadas.

Actualmente, existen decenas de conceptos y técnicas de mantenimiento, y en esa dinámica constante, surgen cada vez más enfoques del mismo. La elección adecuada conseguirá mejoras en las prácticas del mantenimiento y cuando la

elección de la técnica no corresponda a las necesidades y problemas determinados, se contribuirá a agudizar las dificultades de la empresa.²⁴

Es posible utilizar transparentemente cualquier opción empresarial o combinación de los mismos, para integrar las herramientas, metodologías o filosofías disponibles, cabe anotar que no es cierto que todas logren lo mismo.

2.3 GESTION DE MANTENIMIENTO.

La norma europea EN 13306, 2002 define la gestión del mantenimiento²⁵ como aquellas actividades de la gestión que determinan los objetivos del mantenimiento, las estrategias y las responsabilidades, realizadas por medio de la planificación, control, supervisión del mantenimiento, y la mejora de los métodos organizativos incluyendo los aspectos económicos.

A lo largo del tiempo los modelos de gestión de mantenimiento han ido adquiriendo nuevos elementos como:

- a) El enfoque a procesos.
- b) Propuestas innovadoras en aspectos técnicos, por ejemplo la orientación a la reingeniería del mantenimiento.
- c) El desarrollo de modelos en un lenguaje estándar de intercambio de información, con miras a ser usado en aplicaciones CMMS (Computerized Maintenance Management Systems)

²⁴ PEREZ, Carlos Mario, Trabajo de traducción y adaptación del texto Confiabilidad y evolución del mantenimiento, <http://www.rcm2-soporte.com/documentos/SOP-%20Confiabilidad%20Articulo.pdf>

²⁵ LÓPEZ CAMPOS, Mónica; CRESPO MÁRQUEZ, Adolfo. Un modelo de referencia para la gestión del mantenimiento. Departamento de Organización Industrial y de Gestión de Empresas. Universidad de Sevilla. 2006. <<http://taylor.us.es/sim/documentos/resultados/Articulo%20para%20Lleida.pdf>>

d) La cantidad y calidad de información de mantenimiento requerida (datos operacionales y financieros) han conducido a la incorporación sucesiva de técnicas cuantitativas e instrumentos informáticos, principalmente para tratar con cuestiones de eficiencia en la gestión del mantenimiento. Esfuerzos posteriores han sido desarrollados para introducir nuevas metodologías e instrumentos para mejorar la efectividad del mantenimiento.

e) Las herramientas informáticas han hecho posible que la función de mantenimiento sea evaluada y mejorada continuamente. Esto debido a la calidad y cantidad de indicadores y métodos desarrollados para estudiar la eficacia y eficiencia de sus operaciones.

f) Se ha reconocido la necesidad²⁶ de que el área de mantenimiento esté vinculada efectivamente con los activos productivos y con otras áreas de la organización. La revolución del e-maintenance conduce a un nuevo modelo de dirección potencial, pero también a nuevas exigencias en las capacidades de la empresa.

g) El modelo de dirección de mantenimiento comienza a incluir la evaluación del ciclo de vida de activo además de la evaluación de la función de mantenimiento. La gestión tiende a integrar la estrategia del activo con la estrategia de mantenimiento.

Es posible identificar la tendencia de los modelos desarrollados en los últimos años la cual consiste en crear sistemas enfocados en procesos y calidad, de ciclo cerrado y que incluyan las técnicas de soporte, métodos y herramientas para la mejor toma de decisiones y para lograr la mayor eficiencia organizacional.

A partir del análisis de cada uno de los modelos anteriormente mencionados, es posible identificar una serie de conceptos (herramientas, elementos, actividades) que se repiten en algunos de ellos.

²⁶ Ibid.

Con el fin de darles un orden, dichos conceptos fueron clasificados dentro de distintas categorías: Planificación, Procesos de soporte, Ejecución del mantenimiento, Control y mejora.

Estas categorías han sido enmarcadas en el modelo propuesto por la norma ISO 9001:2000 para la gestión de la calidad con el propósito de conferir un sentido a la agrupación de los términos. De esta manera se tiene un modelo que incluye en sí mismo las herramientas a utilizar para dar cumplimiento a cada una de sus etapas.

El mantenimiento adecuado, tiende a prolongar la vida útil de los bienes, a obtener un rendimiento de los mismos durante más tiempo y a reducir el número de fallas.

Entre las herramientas de mantenimiento podemos mencionar

RCM²⁷: Reliability Centered Maintenance (Mantenimiento centrado en confiabilidad) : proceso estructurado que permite definir las estrategias de mantenimiento que deben hacerse, para que los activos continúen cumpliendo con sus funciones en su contexto operacional.

TPM²⁸: Total Productive Maintenance (Mantenimiento productivo total): nació en la industria automotriz de Japón en la década de los 70 y luego fue importado e integrado en las fábricas de los EE.UU. por los grandes pensadores de calidad total, Edward Deming y J.M. Juran.

TPM abarca la integración de tres conceptos en la gestión de mantenimiento:

²⁷ PEREZ, Carlos Mario, Op. Cit., p.11.

²⁸ KNIGHTS, Peter y MORALES, Emilio, Gestión moderna de mantenimiento,

http://www.acapomil.cl/investigacion/boletines/boletin_2004/articulos/gestion

- ✓ Se involucra a los operadores de los equipos en los trabajos de mantenimiento.
- ✓ Se incorpora el concepto de control de calidad integral en los trabajos de mantenimiento realizados.
- ✓ Se promociona el concepto del “mantenimiento autónomo”, en el cual los operadores y mantenedores trabajan en equipo para resolver problemas de desempeño de los equipos sin la petición específica de los altos mandos encargados de mantenimiento.

La implantación de un programa TPM tiene como objetivo fundamental la obtención del máximo rendimiento y eficacia global de un sistema productivo

En otras palabras una filosofía a nivel de compañía de administración del equipo, soportada por varias estrategias de desarrollo, entrelazadas para maximizar la efectividad global del equipo y eliminar las pérdidas relacionadas con el mismo.

En este punto cabe hacerse una pregunta que facilitará la elección de una filosofía de mantenimiento adecuada y acorde con las necesidades de nuestra compañía.

¿Cuál es la mejor manera para lograr una mayor consecución de los objetivos y cumplimiento de las áreas de mantenimiento? La respuesta lleva a decir que hay que desarrollar una estrategia global, que conduzca a la organización de mantenimiento con un plan de largo plazo; las mejores oportunidades se apoyan en el trabajo en equipo.

El desarrollo de una estrategia de mantenimiento valadera y perdurable debe involucrar a los directivos; con el fin que auditen avances, retrocesos y progresos en la implementación de la estrategia.

Por eso la gestión de mantenimiento debe exigir al personal que labora en el área, no sólo conocer las técnicas y aprenderlas, sino también aprender a decidir cuáles son útiles en consideración a las necesidades específicas de la empresa y a sus características particulares.

2.4 MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD- RCM

2.4.1 Historia Del RCM

El RCM fue desarrollado a fines de los sesenta por la industria aeronáutica, la cual vio la necesidad de identificar la mejor técnica de mantenimiento adecuada al sector de la aviación. Esta forma de mantenimiento posibilitaría una eficaz operación del Boeing 747(*), evitando estar mucho tiempo en tierra para mantenimiento preventivo.

Figura 7. Avión Boeing 747 pionero en la implementación del RCM



Fuente: Memorias Clase de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad - RCM. Especialización en Gerencia de Mantenimiento.

Los resultados fueron sorprendentes y en muy poco tiempo era la herramienta estándar de las fuerzas militares norteamericanas y de la industria nuclear. Los

otros sectores industriales fueron tentados a su práctica en los ochenta (petróleo, energía y minería)²⁹.

El proceso ha permitido definir cuales tareas de mantenimiento son adecuadas para cualquier activo físico.

El RCM ha sido utilizado en miles de empresas de todo el mundo: desde grandes empresas petroquímicas hasta las principales fuerzas armadas del mundo utilizan RCM para determinar las tareas de mantenimiento de sus equipos, incluyendo la gran minería, generación eléctrica, petróleo y derivados, metal-mecánica, etc.³⁰

Lleguemos al punto de definir que es RCM: Todo elemento físico se pone en servicio para cumplir una función o funciones específicas que alguien quiere que hagan, por lo tanto, cuando es mantenido un equipo, el estado en que se desea preservarlo debe ser aquel en el que continúe haciendo lo que los usuarios quieren que haga.

Los requerimientos de los usuarios van siempre a depender de cómo, cuándo y dónde se utilice al activo (contexto operacional), Esto lleva a la siguiente definición formal de RCM (Mantenimiento Centrado en Confiabilidad):

Es un proceso utilizado para determinar que debe hacerse para asegurar que todo activo físico continúe haciendo lo que sus usuarios quieren que haga en su actual contexto operacional.

²⁹ DURAN, José Bernardo. The Woodhouse Partnership Limited. Inglaterra. 1999.< www.twpl.co.uk>

(*El Boeing 747, comúnmente apodado «Jumbo», es un avión comercial transcontinental de fuselaje ancho fabricado por Boeing.

³⁰ RCM. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad. p 1. 30 Octubre, 2005.<www.rcm.-confiabilidad.com.ar>

Se llama Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad, porque reconoce que el mantenimiento no puede hacer más que asegurar que los elementos físicos continúen consiguiendo su capacidad incorporada o confiabilidad inherente.

Un plan de mantenimiento definido por RCM es una herramienta importante para lograr el objetivo de muchas empresas, que quieren una apropiada disponibilidad y un adecuado gasto, que garantice el nivel apropiado de mantenimiento programado, el uso racional de materiales consumibles y el mínimo empleo de materiales nocivos.³¹

El RCM es un procedimiento utilizado para establecer cuáles actividades se deben realizar para asegurar que cualquier activo físico continúe cumpliendo con las funciones operacionales para las cuales es diseñado en su contexto operacional, bajo una metodología de análisis sistemático, usado para determinar el desempeño óptimo de las tareas de mantenimiento, a determinadas frecuencias de intervención, basándose en la implementación acertada de criterios de seguridad, operacionales, económicos y de cuidado del medio ambiente.

Esta metodología está basada en el entendimiento de las funciones que debe prestar cada sistema y encontrar el motivo de interrupción de dichas funciones por causa de un fallo y su prevención.

La aplicación de RCM plantea una estructura estratégica que le permite llevar a cabo la evaluación y selección de procesos que se pueden implementar en forma rápida y segura. Esta técnica es única en su género y conduce a obtener resultados extraordinarios en cuanto a mejoras y rendimiento del equipo de mantenimiento donde quiera que sea aplicado.³²

³¹ John Moubray, Mantenimiento Centrado en Confiabilidad-RCM traducido y adaptado por Carlos Mario Pérez ,www.mantenimientoplanificado.com/art%C3%ADculos_rcm_archivos/RCM2%20EXPLICACION.pdf

³² PEREZ JARAMILLO, Carlos Mario, RCM Casos de éxito y sus factores claves

La norma SAE JA1011 (RCM), especifica los requerimientos que debe cumplir un proceso para poder ser denominado como RCM. Según esta norma, hay siete (7) preguntas básicas del proceso RCM, las cuales son:

1. Funciones: ¿Cuáles son las funciones y patrones de desempeño del equipo en su contexto operacional actual?
2. Fallas funcionales: ¿De qué forma falla el equipo al cumplir sus funciones?
3. Modo de Falla: ¿Qué ocasiona cada falla funcional?
4. Efectos de Falla: ¿Qué efectos genera cada falla?
5. Consecuencias de Falla: ¿En qué formas afecta cada falla funcional?
6. Tareas pro-activas y frecuencia: ¿Qué debe hacerse para predecir o prevenir cada falla funcional?
7. Tareas por omisión: ¿Qué debería hacerse si no se pueden hallar tareas pro-activas aplicables?

Una vez se pueda dar respuesta a dichas preguntas se tendrá establecida unas estrategias de mantenimiento que permitirán tener un mejor enfoque para cumplir las funciones de la empresa, son absolutamente genéricas y permiten ser usadas en cualquier tipo de proceso.³³

En este punto ya se puede hablar de la implementación de un proceso RCM. La cual supone la realización de las siguientes actividades o tareas:

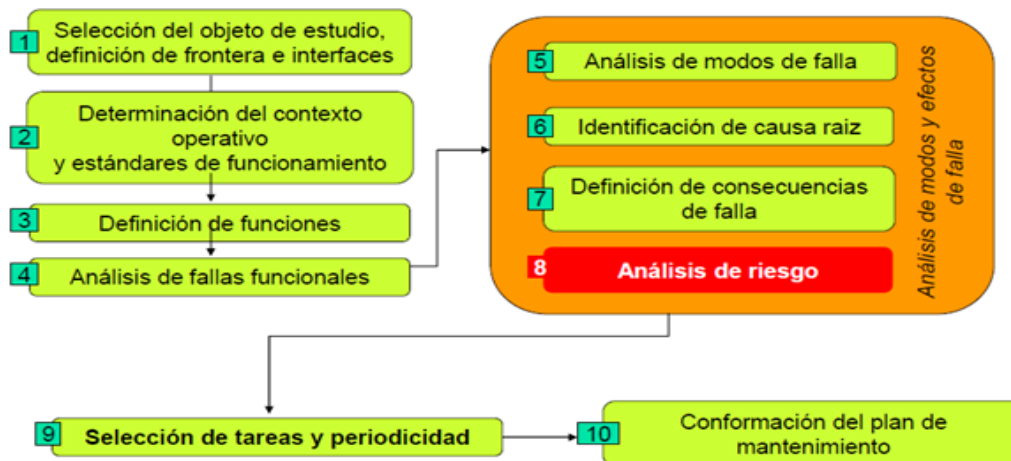
1. Selección del sistema y recolección de la información
2. Definición de las fronteras del sistema
3. Descripción del sistema y diagrama de bloques funcionales
4. Definición de las funciones y fallas funcionales

³³ SAE JA1011, Evaluation criteria for Reability-Centered maintenance (RCM) Process. Society of automotive Engineers

5. Análisis de los modos de falla y sus efectos
6. Análisis del árbol de decisión lógico
7. Selección de tareas
8. Implementación de recomendaciones, seguimiento de resultados y actualización del estudio (retorno de la experiencia).

Lo anterior se visualiza en la Figura 8, el diagrama de flujo de RCM.

Figura 8. Diagrama de Flujo RCM.



En general, se seleccionan una serie de equipos denominados equipos críticos y tratan de asegurar que esos equipos no fallen.

Necesitamos un entendimiento completo de todos los modos de falla que tengan probabilidades de causar cada pérdida de la función, para así ser capaces de diseñar, operar y mantener un bien de modo tal que las expectativas de efectividad que tenemos de cada función puedan ser alcanzadas.

Es importante recalcar que la metodología RCM tiene en su estructura implicaciones ambientales y de seguridad, por encima de las operacionales

2.4.2 Beneficios de Implementar RCM

El resultado de la implementación del RCM³⁴ debe llevar a equipos más seguros y confiables, reducción de costos (directos e indirectos), mejora en la calidad del servicio, y en el cumplimiento de las normas de seguridad y medio ambiente.

El RCM también está asociado a beneficios humanos, como mejora continua en la relación entre distintas áreas de la empresa, fundamentalmente un mayor entendimiento entre mantenimiento y operaciones.

Los puntos más sobresalientes de implementar una metodología de RCM son:

- ✓ Costos: Reducción de los niveles de mantenimiento programado (alrededor de 10% al 50% de disminución).
- ✓ Calidad: Aumento en la disponibilidad de los activos generando mayor continuidad y confiabilidad en la operación o servicio.
- ✓ Tipo de servicio: Disminución de paradas no programadas.
- ✓ Tiempo: Reducción de tiempos de reparación (MTTR) e incremento de tiempos entre fallas (MTBF).
- ✓ Riesgo: Disminución en los impactos relacionados con medio ambiente, infraestructura y población.

³⁴ RCM. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad.p9. 30 Octubre 2005. <www.rcm.confiabilidad.com.ar>

3. ESTACIONES COMPRESORAS DE GAS

El sistema de transporte de TGI³⁵ cuenta con 12 estaciones compresoras con una potencia instalada total de 149070 HP. La función de una estación compresora de gas es elevar la presión del fluido en la línea, con el fin de suministrarle la energía necesaria para su transporte.

En la estación el flujo inicia su recorrido por la línea de succión, pasando por equipos de subprocesos como; el cromatógrafo, el cual registra algunos parámetros que miden la calidad del gas. El slug catcher en el que se expande el gas, ayudando a separar los condensados. El filtro de succión o separador encargado de extraer impurezas sólidas. El medidor ultrasónico de flujo que registra y almacena datos de presión, temperatura, volumen y caudal. Y el higrómetro que muestra temperaturas de rocío.

Las condiciones de diseño de las nuevas estaciones de Puente Guillermo, Padua, Mariquita y las estaciones existentes de Miraflores y Vasconia se describen a continuación para cada una de las fases del proyecto de expansión del gasoducto desde Cusiana:

Condición de diseño de la estación Miraflores: (Estación Existente.) - Fase I

- Flujo máximo a comprimir: 280 MPCD para una presión de succión de 550 psig y una presión de descarga de 1200 psig.
- Altura de la estación sobre el nivel del mar: 1900 metros
- Temperatura ambiente máxima: 82°F
- Temperatura máxima del gas en la succión: 75 °F

³⁵<http://www.tgi.com.co/index.php/es/nuestra-operacion/mapa-red-nacional-de-gasoductos/estaciones-de-compresion-de-gas>

- Temperatura máxima del gas en la descarga: 120°F
- Gas a comprimir: Cusiana.

Rango de Operación de las unidades de compresión

Las unidades de compresión (motor-compresor) y sus sistemas y equipos auxiliares tales como cooler, scrubber, botellas de succión y descarga, válvulas, tuberías, sistemas de control y monitoreo están diseñados para un rango de presión de operación en la succión desde 500 psig a 900 psig y un rango de presión de operación en la descarga desde 1050 psig a 1200 psig. Cuando la presión de succión sea de entre 500 y 550 psig, la presión máxima de descarga será de 1150 psig.

Condición de diseño de la estación Miraflores: (Estación Existente.) - Fase I

- Flujo máxima a comprimir: 390 MPCD para una presión de succión de 670 psig y una presión de descarga de 1200 psig.
- Altura de la estación sobre el nivel del mar: 1900 metros
- Temperatura ambiente máxima: 82°F
- Temperatura máxima del gas en la succión: 85 °F
- Temperatura máxima del gas en la descarga: 120°F
- Gas a comprimir: Cusiana.

El gas continúa su recorrido a los compresores, entrando a los "scrubbers" de succión y de combustible, estos extraen aún más los líquidos del gas. Luego sigue a los cabezales de succión y entra al compresor. Finalmente, el gas a una mayor presión, sale por la línea de descarga de las compresoras. Para bajar su temperatura, el gas pasa a través de los enfriadores o "coolers" y después entra al filtro de descarga o coalescente, éste ayuda a separar los líquidos del gas y seguidamente hace registro en el medidor Ultrasónico de flujo de esta línea.

Toda estación cuenta también con un suministro de potencia para la puesta en marcha de los compresores; un motor por cada compresor, un ventilador para el sistema de enfriamiento, un sistema de válvulas intrínseco en el funcionamiento de los compresores que garantiza la presión de trabajo deseada, un pequeño compresor para el accionamiento de válvulas y toda la instrumentación necesaria para el control del proceso de compresión.

Además, dentro de la estación se cuentan con tanques de almacenamiento para los lubricantes y refrigerantes que son utilizados en los motores y para los condensados drenados en la operación. Éste último, con el propósito de proteger y conservar el entorno natural. Es importante señalar que en cada estación de compresión de gas natural, se cuenta con el plan de manejo ambiental dando cumplimiento a las disposiciones legales nacionales.

La estación Compresora de Gas de Miraflores seleccionada para el análisis piloto históricamente ha sido la más crítica debido a su ubicación, condiciones climáticas a las cuales se ve expuesta y a su función de comprimir el gas hacia Bogotá; así mismo recientemente en el año 2011, como lo vimos anteriormente, su capacidad fue ampliada con más unidades compresoras y una mejor infraestructura de apoyo a todos sus procesos.

El objetivo de la estación compresora es elevar la presión del gas natural de la línea del gasoducto de TGI, con el fin de suministrar la energía necesaria para su transporte, la estación comprime gas proveniente de los pozos de cusiana.

El mantenimiento y la operación de la estación actualmente se lleva a cabo a través del contratista Exterran quienes en coordinación con el área de compresoras de TGI ejecutan acciones de tipo preventivo y por condición según recomendaciones de cada fabricante mediante un proceso de planeación que se retroalimenta de forma semanal.

TGI S.A ESP. posee un gran interés en alinear sus metas corporativas con el fin de establecerse como una empresa con prácticas de clase mundial. Esta decisión supone una mejora en sus procesos de mantenimiento y su optimización mediante técnicas reconocidas y utilizadas a nivel mundial por empresas de similares características.

Figura 9. Vista general de la estación compresora de gas de Miraflores



Figura 10. Estación compresora de gas de Miraflores



3.1 SELECCIÓN DEL SISTEMA DE ESTUDIO DE LA ESTACIÓN COMPRESORA DE MIRAFLORES

Una vez seleccionado el emplazamiento se valoró la criticidad de los sistemas principales que lo conforman, cabe resaltar que la criticidad se valora con base en factores tales como: frecuencia de fallos, impacto en transporte-penalización-mantenimiento, impacto en seguridad-higiene-ambiente, impacto en calidad del servicio e impacto en imagen de la empresa.

La valoración sirve como filtro para enfocar esfuerzos en los elementos que realmente generan impacto.

Con el fin de establecer y seleccionar los sistemas críticos a ser evaluados para la aplicación del RCM, se analiza la información de tipo cualitativo y cuantitativo relacionada con diversos factores anteriormente mencionados.

3.2 ANALISIS DE CRITICIDAD PARA LA ESTACIÓN COMPRESORA DE MIRAFLORES

El Análisis de Criticidad es una herramienta que permite evaluar y clasificar los diferentes equipos y líneas de proceso de un sistema productivo desde el punto de vista del impacto que tendría su no disponibilidad sobre el área de negocio. Con base en ello es posible racionalizar los esfuerzos de mantenimiento desde el punto de vista costo-beneficio.

Para el análisis de criticidad no solo emplea la información obtenida en campo, sino que también se soportan en la utilización de herramientas de simulación que involucran parámetros del impacto productivo y del ciclo de vida para tener elementos de juicio adicionales que permitan definir las directrices de la estrategia de mantenimiento.

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

Criticidad = Frecuencia x Consecuencia

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

- ✓ Seguridad
- ✓ Ambiente
- ✓ Producción
- ✓ Costes (operacionales y de mantenimiento)
- ✓ Tiempo promedio para reparar
- ✓ Frecuencia de falla

En la estación compresora de gas de Miraflores se seleccionó como punto de partida la unidad compresora, debido a que es el elemento más importante de este emplazamiento, los demás sistemas externos se consideran de soporte y serán considerados en el proceso de migración, (Ver tabla 1 - Matriz de Criticidad).

- Unidad Motriz CAT 3612
- Unidad Compresora Ariel JGC4
- Cooler

Tabla 2. Análisis de Criticidad Estación Compresora de Gas Miraflores

Denominación	Frecuencia de fallas	SHA	CA	IP-CM	Imagen	CONSECUENCIAS	TOTAL	JERARQUIZACIÓN
ESTACIÓN COMPRESORA MIRAFLORES	5	4	5	5	4	5	25	Muy Alta Criticidad
Unidad Moto-Compresora	5	3	3	3	3	3	15	Muy Alta Criticidad
Sistema de Filtración	1	2	1	2	3	3	3	Baja Criticidad
Sistema de Regulación	1	1	2	2	3	3	3	Baja Criticidad
Sistema de Instrumentación y Control	2	1	1	2	3	3	6	Baja Criticidad
Sistema Gas arranque	1	1	1	2	3	3	3	Baja Criticidad
Sistema Gas Combustible	1	2	1	2	3	3	3	Baja Criticidad

Tabla 3. Calificación de criterios

Frecuencia de Fallos
1- Excelentes: Menos de 3 eventos al año / 1 en 20 años
2-Bueno: Entre 3 y 5 eventos al año / 1 en 10 años
3-Promedio. Entre 6 y 8 eventos al año / hasta 1 evento al año
4-Pobre: Entre 9 y 11 eventos al año / hasta 1 evento al año
5-Muy pobre: Más de 12 eventos al año / más de 1 al año

Calidad (CA)- Incluye la presentación
5-Afectación total en la calidad (fuera de especificaciones . Humedad, temperatura, presión y poder calorífico) calidad del servicio
3-Afectación parcial den la calidad / Suministro
1-No genera ningún impacto en la calidad /

Seguridad - Higiene - Ambiente (SHA)
5- Evento catastrófico: Muerte y/o alto impacto ambiental
4-Evento genera lesión incapacitante y / o afectación sensible al ambiente
3- Evento genera daños menores a la integridad física y/o afectación controlable al ambiente
2- evento genera alarma potencial en seguridad y 7 o incidente ambiental sin repercusión sobre la normativa legal vigente
1-No genera ningún impacto sobre la seguridad y el ambiente

Impacto Transporte y costos de penalización y mantenimiento (Penalización-costos de
5-Costos superiores a \$1.000.000
4-Costos entre \$500.000 y \$1.000.000
3-Costos entre \$50.000 y \$500.000
2-Costos entre \$5.000 y \$50.000
1-Costos inferiores a \$5.000

Imágen de la empresa
5-Internacional: Interés público internacional
4-Nacional: Interés público internacional
3-Regional: Interés público regional
2-Local: Interés público local
1-Sin impacto

Las unidades funcionales a las cuales se le evaluó la criticidad están definidas así:

Sistema de filtración: Corresponde al sistema de filtros y demás accesorios que permiten realizar el filtrar el gas.

Sistema de Regulación: Está conformado por los reguladores y demás accesorios para efectuar la función de regular la presión del gas.

Sistema de Medición: Corresponde al medidor de gas y demás accesorios que permitan realizar la función de medir el gas.

Sistema de instrumentación y control: Son todos los elementos para el control de las señales que son remitidas al sistema SCADA.

Conocidos los puntos críticos de Miraflores, se elabora la matriz de modos y efectos de fallas (AMEF) la cual contiene información valiosa sobre la forma en que fallan los elementos componentes del sistema y contiene la valoración del riesgo económico que representa el impacto en la pérdida de su función.

Para valorar dicho riesgo económico fue necesario establecer un esquema de costos directos de reparación, valoración de lucro cesante y recopilación histórica de frecuencia de fallas.

3.3 COMPONENTES SELECCIONADOS PARA APLICACIÓN DE RCM

Figura 11. Componentes Motor CAT 3612

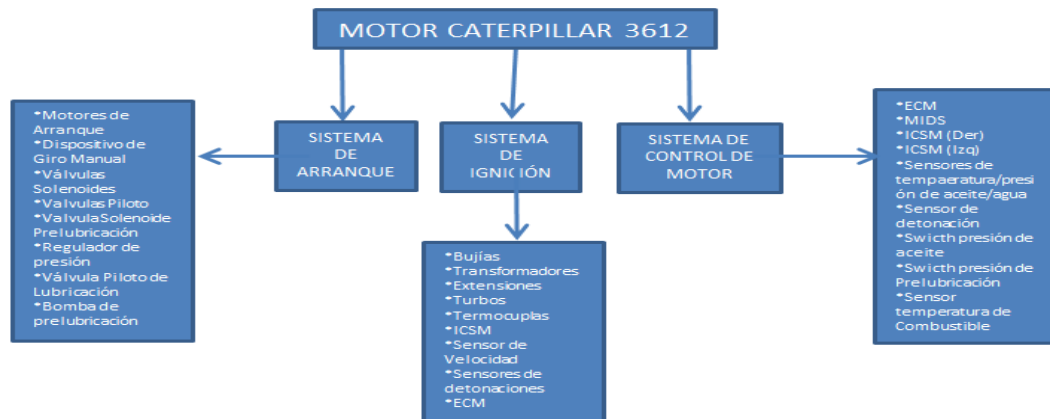


Figura 12. Componentes Compresor Ariel

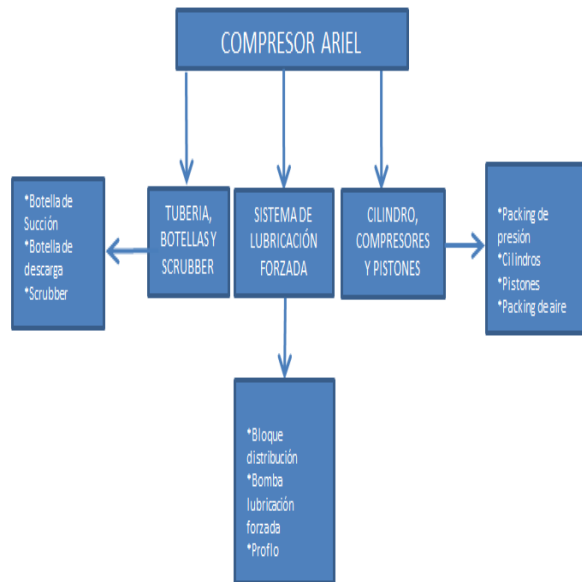
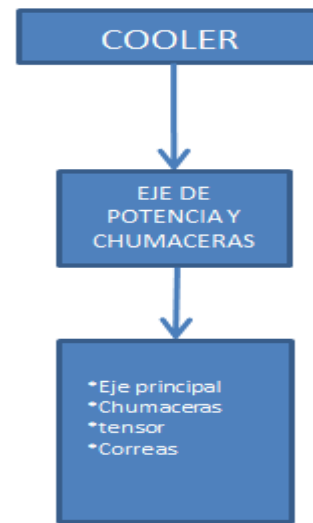


Figura 13. Componentes Cooler



3.4 ANALISIS DE MODO Y EFECTO DE FALLA (AMEF) EN COMPONENTES CRITICOS DE LA ESTACIÓN COMPRESORA DE MIRAFLORES

El AMFE o Análisis Modal de Fallos y Efectos es un método dirigido a lograr el Aseguramiento de la Calidad, que mediante el análisis sistemático, contribuye a identificar y prevenir los modos de fallo, tanto de un producto como de un proceso, evaluando su gravedad, ocurrencia y detección, mediante los cuales, se calculará el Número de Prioridad de Riesgo, para priorizar las causas, sobre las cuales habrá que actuar para evitar que se presenten dichos modos de fallo.

Para mejorar la confiabilidad de un activo³⁶, el AMEF efectúa un análisis de cómo un ítem puede fallar, enumera los posibles modos de falla, los grados de

³⁶ QUINTEROS, C.; RAZZO, J.; SOLÓRZANO M. y otros. Análisis y Diseño de un modelo experimental de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad para el Sector Industrial. Escuela Superior Politécnica del Litoral. Ecuador.p.7 pdf. <<http://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/860/1/1602.pdf>>.

reacciones adversas que resultan de tales fallas y finalmente indica el procedimiento a seguir para atenuar el efecto de las fallas.

Las fallas pueden ser clasificadas según su gravedad en:

- Muy críticas (catastróficas)
- Críticas
- Moderadas
- Leves

3.4.1 Modos de Falla

Un modo de fallo significa que un elemento o sistema no satisface o no funciona de acuerdo con la especificación, o simplemente no se obtiene lo que se espera de él. El fallo es una desviación o defecto de una función o especificación. Con esa definición, un fallo puede no ser inmediatamente detectable por el cliente y sin embargo hemos de considerarlo como tal.

3.4.2 Efecto de Falla

Se definen como los efectos del modo de falla, este efecto negativo puede darse en el proceso mismo, sobre una operación posterior o el cliente final. De esta forma, suponiendo que la falla ha ocurrido, en esta etapa se deben describir todos los efectos potenciales de los modos de falla señalados en el paso previo. Una pregunta clave para esta actividad es ¿qué ocasionará el modo de falla identificado? La descripción debe ser tan específica como sea posible.

Posteriormente se lleva a cabo un estimativo de costos asociados al mantenimiento actual de cada elemento mediante la herramienta Excel y con la participación del coordinador de distrito quien maneja precios y conoce toda la

logística necesaria para la ejecución de tales actividades. Una vez determinados estos valores se procede a realizar un comparativo de costos entre las frecuencias de mantenimiento preventivo actuales y las frecuencias de mantenimiento preventivo propuestas de tal forma que se pudiera atacar el riesgo asociado y en muchos casos generar un estimado de ahorro variando sus frecuencias.

Se analizaron los principales modos de falla, estos fueron seleccionados por el personal de los grupos de trabajo según su experiencia, cabe anotar que el modo de falla es el elemento que comúnmente falla y que es representativo en un sistema o volumen de control.

Para poder cumplir con este objetivo, los grupos de trabajo RCM, deben realizar el AMEF siguiendo la siguiente secuencia:

- ✓ Explicar las funciones de los activos del área seleccionada y sus respectivos estándares de ejecución.
- ✓ Definir las fallas funcionales asociadas a cada función del activo.
- ✓ Definir los modos de fallas asociados a cada falla funcional.
- ✓ Establecer los efectos o las consecuencias asociadas a cada modo de falla.

Para el área de compresoras se comienza describiendo el proceso general de funcionamiento de la estación completa. Así mismo se realizó un resumen de los parámetros operacionales correspondientes a los sub-sistemas que componen la unidad moto-compresora.

Tabla 4. Esquema general unidad Compresora

APLICACIÓN ESTRATEGIA CONFIABILIDAD RCM-RCA		ESTACION COMPRESORA MIRAFLORES																			EVALUACIÓN DE CRITICIDAD			
		Esquema General									Unidad Compresora				Vista General Unidad Comp									
		CARACTERÍSTICAS FUNCIONAMIENTO Y OPERACIÓN					VARIABLES OPERACIONALES				DIAGRAMAS DE FLUJO				PRINCIPALES COMPONENTES									
		Presión	Temperatura	Velocidad	Flujo	Volumen	Controladas	Monitoreadas	Eléctrico	Mecánico	Neumático	Hidráulico	1	2	3	4	5	6	7	8		9		
MOTOR CATERPILAR	SISTEMA GAS DE ARRANQUE	150 PSI	85 °F	76 Pie/Seg	11 b/hr	5 MMSCFD	Presión	N/A	Temp	N/A	X	X	X	N/A	(2) Motores de Arranque	(1) Dispositivo de giro manual	(2) Válvulas solenoides	(2) Válvulas piloto	(1) Válvula solenoid e prelubricación	(1) Regulador de presión	(1) Válvula piloto prelub	(1) Bomba prelub		
	SISTEMA DE IGNICION	N/A	990°F	(800-1000)rpm	N/A	N/A	Voltaje	N/A	Temp	Velocidad	X	X	N/A	N/A	(12) Bujías	(12) Transformadores	(12) Extensiones	(12) Tubos	(12) Termocuplas	(1) ICSM	(1) Sensor de velocidad/Tiempo	(6) Sensores de detonaciones.	(1) ECM	
	SISTEMA CONTROL DEL MOTOR	800-1200 PSI	85-120 °F	800-1000 RPM	N/A	110-115 MMSCFD	RPM	VOL	Presión	Velocidad	X	X	N/A	X	ECM (Modulo control electronico)	MIDS (Panel de control remoto)	ICSM (Modulo integral de sensores de combustión)	ICSM (Modulo integral de sensores de combustión)	Sensores Temp/Presion Aceite/Agua	Sensor Dotonación, Switch, Presion Aceite	Switch, Prelubricación	Sensor Temp, Combust, Modulo, Pres, Agua/Comb, Sensor Vel	Sensores Basicos, Actuadores	
COMPRESOR	CILINDROS COMPRESORES Y PISTONES	650/900 Suc 1050/2120 0 Des	85-120 °F	N/A	N/A	110-115 MMSCFD	Dimensiones	N/A	N/A	N/A	X	X	N/A	N/A	Cilindros	Packing Presion	Pistones	Packing Aceite						
	TUBERIAS, BOTELLAS Y SCRUBBER						Presión	N/A	N/A	N/A	N/A	X	N/A	N/A	Botella Succion	Botella Descarga	Scrubber							
	SISTEMA LUBRICACION FORZADA						Presión	Temp	N/A	N/A	N/A	X	N/A	N/A	Bloque distribución	Bomba Lubricación Forzada	PROFLQ							
COOLER	EJE POTENCIA Y CHUMACERAS	N/A		N/A	N/A	N/A	Temp	N/A	N/A	N/A	N/A	X	N/A	N/A	EJE PRICIPAL	CHUMACERAS	TENSOR	CORREAS						

Como resultado de este análisis se obtiene la tabla de modos de falla y riesgo asociado a cada uno de ellos, donde el cálculo del Riesgo económico por modo de falla (USD/año), se realizó a partir de la siguiente expresión:

$$R = FF \times [(TPPR \times IP) + ICD + ISHA] = \text{USD/año}$$

Dónde,

FF: Frecuencia de fallas por año: fallas/año

TPPR: Tiempo promedio para reparar: horas/falla

IP: Impacto en producción por hora: USD/hora

ICD: Impacto en costos directos de reparación: USD/hora

ISHA: Impacto en seguridad, salud, medio ambiente: USD/hora

En nuestro caso el valor del impacto en la producción es cero (0), por tener unidades de resplado.

3.5 AMEF MOTOR CAT 3612 ESTACION COMPRESORA MIRAFLORES

Tabla 5. Amef Motor CAT 3612

Función Principal: Generar la energía necesaria para accionar el equipo de acopiado (compresor - Cooler) 700 - 1000 RPM, con una potencia máxima de 3335 HP.

Nombre del Sistema	Función	Falla Funcional	Modo de Falla	Frecuencia de eventos por año	Efecto de la Falla	Es evidente ?	Afecta SHA ?	Acción Correctiva	TPPR (Hrs)	Costos por falla (\$/falla)	Impacto SHA (\$/falla)	Riesgo (\$/Año)
Sistema de Ignición	Proveer la energía necesaria y sincronizada para generar la chispa en el inicio de la combustión	No genera la chispa requerida	Bujías	8	Aumento del porcentaje de carga, velocidad inestable en periodos de tiempo.	Si	Si	Desmorte , limpieza, calibración, metrología con posible cambio según condición.	3	1150.9	60	9687.19
			Extensiones	1	Aumento del porcentaje de carga, velocidad inestable en periodos de tiempo.	Si	Si	Desmorte , limpieza, calibración, metrología con posible cambio según condición.	3	102.61	60	162.61
			Buffer de combustión	1	Aumento del porcentaje de carga, velocidad inestable en periodos de tiempo.	Si	Si	Desmorte y Cambio	4	2031.5	60	2091.5
			Transformador	2	Aumento del porcentaje de carga, velocidad inestable en periodos de tiempo.	Si	Si	Desmorte , limpieza, calibración, metrología con posible cambio según condición.	3	1253.8	60	2627.6
Sistema de Ignición	Proveer la energía necesaria y sincronizada para generar la chispa en el inicio de la combustión	No genera la chispa requerida	Precamara de combustión	2	Aumento del porcentaje de carga, velocidad inestable en periodos de tiempo, Rebose del refrigerante en el tanque expansión	Si	Si	Verificar el ajuste apropiado de los tornillos para comprobar el estado del sello, si esta suelto de debe ajustar si no verificar la bujía para detectar presencia de humedad (color del refrigerante), realizar "Crank" al equipo con hoja de papel blanco, en caso de humedad se debe bajar la precamara e inspeccionar fisuras, porosidades o fallas en el cuerpo, cambiar por condición.	8	176.81	60	473.63
Sistema de Ignición	Proveer la energía necesaria y sincronizada para generar la chispa en el inicio de la combustión	No genera la chispa requerida	Arnes de ignición	0.3	Falla en el sistema de encendido del cilindro afectado	Si	Si	Verificar el sistema de encendido (Bujía, extensión, Transformador y Buffer), realizar metrología del arnes de ignición con posible cambio	2	71.02	60	39.31
		Chispa fuera del tiempo deseado	Sensor de combustión	3	Se observa BT por fuera del tiempo deseado y registra en el tablero de control falla en cilindro afectado	Si	Si	Comprobar el buen funcionamiento del cilindro, se monitorea la temperatura del cilindro y si es correcta la falla es del sensor de combustión y se debe desmontar, limpiar, realizar metrología, cambio por condición.	1	1158.51	60	3655.52

Nombre del Sistema	Función	Falla Funcional	Modo de Falla	Frecuencia de eventos por año	Efecto de la Falla	Es evidente ?	Afecta SHA ?	Acción Correctiva	TPPR (Hrs)	Costos por falla (\$/falla)	Impacto SHA (\$/falla)	Riesgo (\$/Año)
Sistema de Ignición	Proveer la energía necesaria y sincronizada para generar la chispa en el inicio de la combustión	Chispa fuera del tiempo deseado	Sonda de combustión	3	Se observa BT por fuera del tiempo deseado y registra en fallo en el cilindro afectado	Si	Si	Verificar sonda en conjunto con el sensor de combustión, realizar metrología y cambio por condición	0.5	1059.85	60	3359.54
			Sensor de velocidad	0.5	El equipo se apaga al motrar la falla en el sensor de velocidad	Si	Si	Desmontar el sensor, revisar la continuidad, resistividad, limpiar ó cambiar por condición	1	81.6	60	70.8
			Termocuplas cilindro motriz	0.5	La unidad presenta temperatura del cilindro motriz por fuera del rango de operatividad	Si	Si	Desmontar termocupla, realizar inspección visual, limpiar y cambiar por condición	4	369.75	60	214.87
			Sensor posición árbol de levas	0.1	Este sensor hace parte de la sincronización del motor para el encendido de los cilindros, la unidad detona pierde potencia, velocidad, causa inestabilidad y causa la parada de la unidad	Si	Si	Desmontar el sensor, realizar inspección visual, limpiar y cambiar por condición	0.5	36.76	60	9.68
Sistema de Ignición	Proveer la energía necesaria y sincronizada para generar la chispa en el inicio de la combustión	Chispa fuera del tiempo deseado	Sensor ángulo de giro	0.1	Este sensor hace parte de la sincronización del motor para el encendido de los cilindros, la unidad detona pierde potencia, velocidad, causa inestabilidad y causa la parada de la unidad	Si	Si	Desmontar el sensor, realizar inspección visual, metrología y cambiar por condición	1	28.3	60	8.83
			CIS Máquinas antiguas	0.1	Este sensor hace parte de la sincronización del motor para el encendido de los cilindros, la unidad detona pierde potencia, velocidad, causa inestabilidad y causa la parada de la unidad	Si	Si	Desmontar el CIS para prueba de funcionalidad en otra unidad, cambiar por condición	1	242.12	60	30.21
Sistema de gas combustible	Suministrar combustible en condiciones de 45 +/- 2 PSI	No hay suministro de gas combustible	Válvula shutoff	0.5	La maquina inicia secuencl lógica normal de arranque pero no arranca	Si	Si	Revisar presiones de gas combustible antes y despues del regulador, las presión no debe ser mayor a 47 psi despues del regulador, si está en mal estado desmontar y reparar	3	1506.01	60	363.85
			regulador de gas combustible	1	La maquina inicia secuencl lógica normal de arranque pero no arranca	Si	Si	Revisar presiones de gas combustible antes y despues del regulador, las presión no debe ser mayor a 47 psi despues del regulador, si está en mal estado desmontar y reparar	3	1506.01	60	1566.01
			Seguidor de leva de gas	0.1	Muestra falla en encendido del cilindro, con BT (tiempo de quemado) intermitentes.	Si	Si	Inspeccionar el estado del bulón de leva y si hay daño del bulón (deformado) se debe desmontar las sección deforme y cambiarla.	8	3068.83	60	312.88

Nombre del Sistema	Función	Falla Funcional	Modo de Falla	Frecuencia de eventos por año	Efecto de la Falla	Es evidente ?	Afecta SHA ?	Acción Correctiva	TPPR (Hrs)	Costos por falla (\$/falla)	Impacto SHA (\$/falla)	Riesgo (\$/Año)
Sistema de gas combustible	Suministrar combustible en condiciones de 45 +/- 2 PSI	No hay suministro de gas combustible	Buffer de BTU (Antiguas)	0.1	Las BTU aplicadas no se mantienen estables, afectando la mezcla del combustible, la maquina opera pero con inestabilidad en las RPM y presenta detonaciones con apagado del equipo	Si	Si	Verificar el funcionamiento del buffer operando el potenciómetro del panel de control, si el valor aplicado no es constante, se debe cambiar el buffer BTU	0.5	126.68	60	18.67
			Tubbing gas combustible	0.5	Falla en el sistema de encendido	Si	Si	Con la máquina en funcionamiento, inspeccionar si existe presencia de gas en la atmósfera, verificar el estado del tubbing en busca de fuga por fisura, cambiar por condición	0.5	19.54	60	39.77
			Válvula cheque de la precámara	4	Falla intermitente en el BT	Si	Si	Desmontar y revisar las valvulas cheque de la precámara, realizar limpieza y cambio por condición	1	1485.85	60	6183.4
Sistema de gas combustible	Suministrar combustible en condiciones de 45 +/- 2 PSI	No hay suministro de gas combustible	Filtro de gas combustible	1	Se observa baja presión en el suministro de gas combustible (inferior a 47 Psi), en el manómetro anterior a la válvula shutoff	Si	Si	Inspeccionar elemento filtrante del scrubber de gas combustible en busca de saturación del material, suciedad o líquidos, cambiar por condición	1	121.58		181.58
		Presión de gas por debajo de 43 Psi	Módulo de presión de aire/combustible	1.5	Al energizar el panel de control, muestra la falla referente al módulo y no permite realizar el arranque	Si	Si	Calibrar, probar con otra máquina, cambiar por condición	1.5	15501.56	60	23342.33
Sistema Hydrax	Efectuar la sincronización y control en la operación de los actuadores de choke, wastegate y combustible presión 250 psi	No hay presión en el sistema	Sello mecanico bomba Hidrax	0.3	Mal funcionamiento de los actuadores hidráulicos	Si	Si	Revisar la presión de operación, revisar filtros, cambio de bomba por condición	6	397.86	60	137.36
			Accesorios sistema Hidrax	1	Fuga por manguera	Si	Si	Dranar el aceite hidráulico, cambiar manguera	1	119.93	60	179.93
			Módulos PWM (antiguas)	1	Falla en la señal feedback de los actuadores hidráulicos	Si	Si	Verificar el estado (Open/Closed), cambiar módulo por condición	1	957.02	60	1017.02
			Filtro de aceite hidráulico	1	Mal funcionamiento de los actuadores hidráulicos	Si	Si	Revisar diferencial de presión en el filtro, cambio de filtro por condición	0.5	84.65	60	144.65
Sistema Hydrax	Efectuar la sincronización y control en la operación de los actuadores de choke, wastegate y combustible presión 250 psi	No hay presión en el sistema	Actuador hidráulico	2	La máquina no mantiene estable las RPM	Si	Si	Revisar el accionamiento del actuador, varillaje y conectores, señal de corriente a solenoides, limpiar, cambiar por condición	1	7029.01	60	14178.01
		Presión inferior a 250 Psi	Válvula de alivio hidrax	0.3	Mal funcionamiento de los actuadores hidráulicos, presión en el sistema no se mantiene	Si	Si	Revisar funcionamiento de la válvula de alivio, desmontar, ajustar cambiar por condición	3	120	60	54
			Switch de presión hidráulica	0.3	Al iniciar secuencia de arranque del equipo, se muestra la falla en el panel de control y no permite dar arranque	Si	Si	Desmontar, revisar, cambiar por condición	0.5	51.2	60	33.36
		Respuesta del actuador	Varillaje y rótulas	2	Mal funcionamiento del motor, rpm oscilando, alta vibración	Si	Si	Ajustar varillaje de actuadores, engrasar rótulas, calibración de recorrido, cambiar por condición	3	571.95	60	1263.9

Nombre del Sistema	Función	Falla Funcional	Modo de Falla	Frecuencia de eventos por año	Efecto de la Falla	Es evidente ?	Afecta SHA ?	Acción Correctiva	TPPR (Hrs)	Costos por falla (\$/falla)	Impacto SHA (\$/falla)	Riesgo (\$/Año)
Sistema de Lubricación	Suministro de aceite para lubricar componentes dinámicos, con presión entre 54 y 98 psi, temp 165 a 190 °F, aceite con características fisicoquímicas sugeridas por el fabricante	Presión inferior a 54 Psi	Bomba de aceite principal	0.2	El equipo en operación se apaga por baja presión de aceite	Si	Si	Desmontar y revisar bomba de aceite, cambiar por condición.	6	3387.36	60	689.47
			Sensores de presión de aceite	0.5	El equipo en operación se apaga por baja presión de aceite	Si	Si	Desmontar y revisar bomba de aceite, cambiar por condición.	1	180.98	60	120.49
			Válvulas termostática de aceite	0.1	la temperatura del aceite es mayor a la normal de operación	Si	Si	Cambiar válvulas termostáticas de aceite	3	208.68	60	26.87
			Filtros de aceite	0.2	Alta diferencial de presión en los filtros	Si	Si	Desmontar y cambiar filtros	3	70.11	60	27.82
		Presión superior a 98 psi	válvula de prioridad	0.5	Alta presión en el sistema de aceite	Si	Si	Desmontar válvula para reparación	12		60	30
		Temperatura fuera de rango	Sensor de temperatura de aceite	0.5	Señal de temperatura fuera de rango	Si	Si	Desmontar sensor de temperatura, revisar metrología, cambiar por condición	1	148.02	60	104.01
		Galerías	0.1	Altas temperaturas en componentes móviles internos del motor, no circula adecuadamente el aceite	Si	Si	Desmontar componentes y lavar internamente las galerías de lubricación según procedimiento del fabricante	24	1160.49	60	122.05	
Sistema de Lubricación	Suministro de aceite para lubricar componentes dinámicos, con presión entre 54 y 98 psi, temp 165 a 190 °F, aceite con características fisicoquímicas sugeridas por el fabricante	Temperatura fuera de rango	Intercambiador y accesorios del sistema de lubricación	0.5	La temperatura de aceite es mayor a la normal de operación	Si	Si	Desmontar intercambiador Oil Cooler y realizar mantenimiento general	24	1132.89	60	596.45
Sistema de potencia	Convertir la energía térmica en energía mecánica rotacional (rango de velocidad 750 a 1000 RPM y potencia de 3335 HP)	No alcanza la potencia requerida para la operación	Camisa / anillos / casquetes de biela	0.3	Resultado del análisis de vibraciones (CBM)	No	Si	Realizar los mantenimientos preventivos correspondientes para dichos cambios (Top End, In Frame)	24	40572.63		60171.79
			Culata	0.3	Seguimiento al desgaste por la medida de resección	No	Si	Cambio de culata por condición	16	25527.31		55658.19
			Casquetes bancada motor	0.1	Resultado del análisis de vibraciones (CBM)	No	Si	Realizar los mantenimientos preventivos correspondientes para dichos cambios (Top End, In Frame)	72	8732.74	60	879.27
Sistema de admisión de aire	Permitir el ingreso de aire para obtener la mezcla adecuada para la combustión	No ingresa aire al sistema (cantidad insuficiente)	Filtros de aire	0.5	Alto diferencial de presión en aire de admisión	Si	Si	Desmontar filtros, revisar su estado, cambiar por condición	2	2352.08	60	1206.04
Sistema de admisión de aire	Permitir el ingreso de aire para obtener la mezcla adecuada para la combustión	No ingresa aire al sistema (cantidad insuficiente)	Turbocargador	0.3	Resultado del análisis de vibraciones (CBM)	No	Si	Metrología de juego axia-radial máximos permisibles, cambiar por condición	12	12318.09	13000	7595.43
			sensor de restricción de aire	0.5	Alto diferencial de presión en aire de admisión	Si	Si	Desmontar sensor, inspección visual, cambio por condición	1	165.22	60	112.61
			Aftercooler	0.2	Falla en la mezcla del gas combustible, detonaciones	Si	Si	Desmontar aftercooler para comprobar si hay obstrucción, verificar hermeticidad, inspección visual, reparar	36	1807.48	60	373.5
			Válvulas wastegate	0.1	Mala operación de la lengüeta, se frena	Si	Si	Desmontar válvula wastegate, revisar bujes, reparar o cambiar según condición	4	1552.35	60	131.24
			Válvula de choque	0.1	Mala operación de la lengüeta, se frena	Si	Si	Desmontar válvula wastegate, revisar bujes, reparar o cambiar según condición	4	1305.83	60	136.58

Nombre del Sistema	Función	Falla Funcional	Modo de Falla	Frecuencia de eventos por año	Efecto de la Falla	Es evidente ?	Afecta SHA ?	Acción Correctiva	TPPR (hrs)	Costos por falla (\$/falla)	Impacto SHA (\$/falla)	Riesgo (\$/Año)
Sistema de Enfriamiento	Mantener la temperatura de operación del motor	Falta de refrigeración (Temperaturas fuera de rango)	Bomba de agua auxiliar	0.3	Fuga de refrigerante por el orificio de inspección (Falla sello mecánico)	Si	Si		8	1066.16	60	337.85
			Bomba de agua principal	0.3	Fuga de refrigerante por el orificio de inspección (Falla sello mecánico)	Si	Si	Desmontar la bomba de agua e instalar una nueva o reparada	6	1013.14	60	321.94
			Sensor de temperatura de Bomba de agua principal	0.2	Señal de temperatura fuera de rango	Si	Si	Desmontar sensor de temperatura, revisar metrología, cambiar por condición	3	224.22	60	56.84
			Termostato de agua	0.2	La temperatura de aceite es mayor a la normal de operación	Si	Si	Cambiar válvulas termostáticas de agua del circuito.	8	739.44	60	159.89
		Fuga de refrigerante	Adaptador del circuito de refrigeración	1	Fuga de refrigerante por falla en sello o fisura	Si	Si	Drenar el refrigerante, desmontar el adapter water, inspeccionar, cambio según condición de adapter y empaques	6	652.9	60	712.9
			Juntas del circuito de refrigeración	2	Fuga de refrigerante por falla en sello de la junta	Si	Si	Drenar el refrigerante, cambiar el sello	6	1878.63	60	3877.25
Sistema de arranque	Elevar la velocidad de giro del motor desde cero(0) hasta 150 rpm	Velocidad inferior a 150 rpm	Motor de arranque	3	La máquina no alcanza las RPM requeridas para vencer la inercia	Si	Si	Revisar motores de arranque, demontar y reparar	1	4831.86	60	14675.59
			Strainer de arranque	0.2	La máquina no alcanza las RPM requeridas para vencer la inercia	Si	Si	Desmontar strainer, revisar que no presente obstrucción, realizar limpieza y montaje	1	241.24	60	60.25
			relevo de 24V (arrancadores antiguos)	2	En la secuencia lógica no llega la señal para activar los arrancadores	Si	Si	Cambiar relé de 24V	0.5	599.27	60	13128.54
			Sensor de presión de arranque	0.2	Señal inapropiada de la presión de gas de arranque y no permite realizar arranque del equipo	Si	Si	Desmontar y cambiar el sensor	1	600.37	60	132.07
			Vasijas de lubricación	0.2	No hay paso de aceite	Si	Si	Desmontar vaso, inspeccionar, cambio por condición	3	463.2	60	104.64
			Válvulas Piloto	1	Mal funcionamiento en secuencia de arranque	Si	Si	Desmontar y revisar válvulas piloto, repara o cambiar según condición	4	727.06	60	787.06
			Válvula solenoide de arranque	0.5	En la de arranque la solenoide no da la respuesta apropiada para activar la válvula piloto y los arrancadores	Si	Si	Desmontar y revisar internamente la solenoide, cambiar según condición	3	1229.79	60	644.89
Sistema de Prelubricación	Proporcionar la lubricación a los componentes durante el periodo de arranque y una vez se apaga el motor	No hay lubricación de los componentes internos del motor	Bomba de prelubricación	0.5	Durante el arranque y la parada del equipo, la bomba opera pero no levanta la presión adecuada 20psi	Si	Si	Desmontar, inspeccionar, reparar o cambiar según condición	4	999.76	60	529.88
			Relevo de 12V (prelubricación antiguas)	2	En la secuencia lógica no llega la señal para activar la bomba	Si	Si	Cambiar relé de 12V	0.5	602.44	60	1324.89
			Manguera de prelubricación	0.2	Fuga por el cuerpo de la manguera	Si	Si	Cambiar manguera	0.5	87.77	60	29.65

Nombre del Sistema	Función	Falla Funcional	Modo de Falla	Frecuencia de eventos por año	Efecto de la Falla	Es evidente ?	Afecta SHA ?	Acción Correctiva	TPPR (Hrs)	Costos por falla (\$/falla)	Impacto SHA (\$/falla)	Riesgo (\$/Año)
Sistema de Prelubricación	Proporcionar la lubricación a los componentes durante el periodo de arranque y una vez se apaga el motor	No hay lubricación de los componentes internos del motor	Switch de prelubricación	0.2	El switch no sensa la presión que genera la bomba de prelubricación 1 Psi	Si	Si	Cambiar switch por uno nuevo	1	102.84	60	32.57
			Válvula solenoide de prelubricación	0.5	En la secuencia de arranque de la solenoide no da la respuesta apropiada para activar la válvula piloto de la bomba prelubricadora	No	Si	Desmontary revisar internamente la solenoide, cambiar según condición	3	1229.79	60	644.89
			Vasija de prelubricación (unidades antiguas)	0.2	No hay paso de aceite	No	Si	Desmontar vaso, inspeccionar, cambio por condición	2	278.78	60	67.76
Sistema de supervisión y control del motor	Mantener controladas las variables operativas del motor	No arranca el motor por alarmas activas	ECM	0.2	El panel de control genera una falla al ECM que no permite el arranque	No	Si	Revisar y realizar pruebas de funcionamiento, cambio por condición	0.5	4052.72	60	822.54
Sistema de supervisión y control del motor	Mantener controladas las variables operativas del motor	No arranca el motor por alarmas activas	Sensor de detonación	0.3	Se presenta señal de detonaciones en el equipo causando parada inmediata	No	Si	Corroborar el buen funcionamiento de los cilindros motrices para descartar que no es real, luego se identifica el sensor en mal estado por medio del cilindro que muestra la señal (MID-Equipos nuevos) o por metrología de la señal en cada bancada por medio de la Junction Box (unidades antiguas), cambiar según condición	0.5	572.61	60	189.78
			Módulo de detonación	0.2	Se presenta señal de detonaciones en el equipo causando parada inmediata	No	Si	Esta falla está ligada a los sensores de detonación, si en las pruebas de los sensores la falla persiste se debe cambiar el módulo de detonaciones ya que no hay forma precisa de comprobar su buen estado funcional	0.5	2268.93	60	465.79
Sistema de supervisión y control del motor	Mantener controladas las variables operativas del motor	No arranca el motor por alarmas activas	Pirómetros de temperatura (Unidades antiguas)	0.5	Activación inadecuada de la señal por alta temperatura del puerto 0 (Escape) y apagado de la máquina	Si	Si	Verificar el setting de paraga por alta temperatura del punto 0, ajustar borneras o cambiar el pirómetro	1	2906.23	60	1483.11
			Relevo de 24V (alimentación)	2	Al activar el conmutador al modo STOP / RESET no se energiza el panel de control	No	Si	Cambiar el relé de 24V	0.5	172.68	60	465.36
			Buffer de velocidad (panel de control)	0.5	Al energizar el panel de control colocando el conmutador a off / RESET, el valor de la velocidad deseada inicial es 0 RPM cuando debe ser 550RPM, el ECM o la RPM deseadas no se mantienen estables y afectan las actuales presentando oscilación del equipo	No	Si	Cambiar el Buffer de velocidad	1	267.5	60	163.75

Nombre del Sistema	Función	Falla Funcional	Modo de Falla	Frecuencia de eventos por año	Efecto de la Falla	Es evidente ?	Afecta SHA ?	Acción Correctiva	TPPR (Hrs)	Costos por falla (\$/falla)	Impacto SHA (\$/falla)	Riesgo (\$/Año)
Sistema de supervisión y control del motor	Mantener controladas las variables operativas del motor	No arranca el motor por alarmas activas	Conexionad o / Cableado	0.3	Falsas alarmas que se accionan por aterrizado de la señal	Si	Si	El material que recubre los cableados de las señales y alimentación del equipos (supervisión y control), se deterioran y aterrizan dando una falsa señal, ocasionando una parada del equipo. Resanar el cable afectado o cambiar según condición	8	465.24	60	157.57

3.6 AMEF COMPRESOR ARIEL JGC 4 ESTACION COMPRESORA MIRAFLORES

Tabla 6. Amef Compresor Ariel 3612

Función Principal:Comprimir gas con una succión de 640 a 990 psi y en descarga de 850 a 1200 psi, con cudal de 90 a 140 MMPCSD, a temperaturas de 85 a 120°F

Nombre del Sistema	Función	Falla Funcional	Modo de Falla	Frecuencia de eventos por año	Efecto de la Falla	Es evidente ?	Afecta SHA ?	Acción Correctiva	TPPR (Hrs)	Costos por falla (\$/falla)	Impacto SHA (\$/falla)	Riesgo (\$/Año)
Sistema de lubricación forzada	Lubricar los cilindros compresores y empaqueta duras a una presión superior a las interna del cilindro	No hay presión de aceite	Tubbing y accesorios (codos)	0.5	Apagado de la máquina por no haber flujo de lubricación (proflo-DNFT) en la bancada afectada y presencia de aceite sobre el codo de 45° afectado	Si	Si	Cambiar codo afectado, realizar puerga del sistema	1	105	60	82.5
		No hay presión de aceite	Bombines de lubricación forzada	0.2	Hay presencia de aceite por el tubbing de inspección de la caja de bombines	Si	Si	Cambiar de bombines en mal estado	2	213	60	54.6

Nombre del Sistema	Función	Falla Funcional	Modo de Falla	Frecuencia de eventos por año	Efecto de la Falla	Es evidente ?	Afecta SHA ?	Acción Correctiva	TPPR (Hrs)	Costos por falla (\$/falla)	Impacto SHA (\$/falla)	Riesgo (\$/Año)
Sistema de lubricación forzada	Lubricar los cilindros compresores y empaquetaduras a una presión superior a la interna del cilindro	No hay presión de aceite	PROFLO - DNFT	1	Alarma por no lubricación en el banco afectado	Si	Si	PROFLO: Cambiar de pilas de alimentación, DNFT: Cambiar por otro igual	2	717.05	60	777.05
			Bloques de distribución	0.5	Activación de los discos de ruptura y apagado del equipo por no flujo de aceite	Si	Si	Cambiar los discos de ruptura, aplicar presión de aceite con bomba manual, verificar que no haya obstrucción en el bloque y las líneas de lubricación de los cilindros. Se se encuentra obstrucción en el bloque se debe cambiar o reparar	2	145.17	60	102.58
Sistema de lubricación forzada	Lubricar los cilindros compresores y empaquetaduras a una presión superior a la interna del cilindro	Presión de aceite inferior a la presión dentro del cilindro	Tubbing de lubricación de aceite del cilindro compresor (Interior)	0.2	No se puede monitorear con equipo en funcionamiento	No	No	En los mantenimientos programados se debe verificar este tubing para evitar que no haya flujo de aceite dentro del cilindro compresor	3	37.13	60	19.43
			Packing de presión	1	Calentamiento del tubing de venteo testigo del packing	Si	Si	Desmontar conjunto vástago-pistón y realizar cambio de caja packing completa o reparar la desmontada	9	1819.24	60	1879.24
Sistema de lubricación forzada	Lubricar los cilindros compresores y empaquetaduras a una presión superior a la interna del cilindro	Presión de aceite inferior a la presión dentro del cilindro	Cheque de lubricación forzada	0.2	Calentamiento de tubing de lubricación forzada donde va conectado el chueque	Si	Si	Cambiar el cheque	2	25.03	60	17.01
		Alta presión en sistema (Ruptura del disco a 3250 psi)	Disco de ruptura	1	Apagado del equipo por no haber flujo de lubricación	Si	Si	Cambiar los discos de ruptura, aplicar presión de aceite con bomba manual, verificar que no haya obstrucción en el bloque y las líneas de lubricación de los cilindros. Verificar bloque de distribución	3	3.26	60	63.26

Nombre del Sistema	Función	Falla Funcional	Modo de Fallo	Frecuencia de eventos por año	Efecto de la Fallo	Es evidente ?	Afecta SHA ?	Acción Correctiva	TPPR (Hrs)	Costos por falla (\$/falla)	Impacto SHA (\$/falla)	Riesgo (\$/Año)
Sistema mecánico distance piece	Parte intermedia entre el frame y el cilindro compresor, encargada de transmitir el movimiento en forma lineal al pistón del compresor	Desgaste prematuro	Crucetas	0.2	No se puede monitorear con equipo en operación	No	Si	Realizar cambio de la cruceta teniendo como referencia las metrologías de control ejecutadas en las rutinas de mantenimiento preventivo	12	3888.07	60	789.61
			Bielas	0.1	No se puede monitorear con equipo en operación	No	Si	Realizar cambio de la biela teniendo como referencia las metrologías de control ejecutadas en las rutinas de mantenimiento preventivo	12	7335.65	60	739.57
			Casquetes de biela del compresor	0.2	No se puede monitorear con equipo en operación	No	Si	Realizar cambio de los cojinetes de biela teniendo como referencia las metrologías de control ejecutadas en las rutinas de mantenimiento preventivo	4	789.69	60	169.94
Sistema mecánico distance piece	Parte intermedia entre el frame y el cilindro compresor, encargada de transmitir el movimiento en forma lineal al pistón del compresor	Desgaste prematuro	Casquetes de bancada del compresor	0.2	No se puede monitorear con equipo en operación	No	Si	Realizar cambio de los cojinetes de bancada teniendo como referencia las metrologías de control ejecutadas en las rutinas de mantenimiento preventivo	8	978.5	60	201.7
			Vástago de pistón	0.2	No se puede monitorear con equipo en operación	No	Si	Realizar cambio del vástago de bancada teniendo como referencia las metrologías de control ejecutadas en las rutinas de mantenimiento preventivo	10	2537.65	60	519.53
			Empaquetadura de aceite	0.2	Presencia excesiva de aceite en la ventana de inspección del cilindro	No	Si	Cambio o reparación de la empaquetadura de aceite	9	751.89	60	162.38

Nombre del Sistema	Función	Falla Funcional	Modo de Falta	Frecuencia de eventos por año	Efecto de la Falta	Evidente ?	Afecta SHA ?	Acción Correctiva	TPPR (Hrs)	Costos por falla (\$/falla)	Impacto SHA (\$/falla)	Riesgo (\$/Año)
Sistema de compresión	Direccional y elevar la presión del flujo entre la succión y la descarga del compresor. Presión de succión de 640 a 990 psi y en descarga de 850 a 1200 psi, temperatura de 65 a 110°F	No comprime gas	Anillos de piston y Wear band	0.5	No se puede monitorear con equipo en operación	No	Si	Realizar cambio de los anillos de piston teniendo como referencia las metrologías de control ejecutadas en las rutinas de mantenimiento preventivo	1	920.36	60	490.18
			Pistones	0.2	No se puede monitorear con equipo en operación	No	Si	Realizar cambio de teniendo como referencia las metrologías de control ejecutadas en las rutinas de mantenimiento preventivo	10	5122.45	60	1036.49
			Sellos y empaques	1	Presencia de aceite en los sellos del distance piece y cilindro compresor	Si	Si	Desmontar el cilindro para cambiar sello	24	1193.77	60	1253.77
			Cilindro del compresor	0.3	No se puede monitorear con equipo en operación	No	Si	Cambiar el cilindro compresor teniendo como referencia las metrologías de control ejecutadas en las rutinas de mantenimiento preventivo	30	21114.16	60	6352.25
Sistema de lubricación principal	Lubricar los componentes mayores del compresor (cigüeñal, bielas, crucetas)	No lubrica	Bomba de aceite principal	0.1	El equipo se apaga por baja presión de aceite en el compresor de gas	Si	Si	Desmontar la bomba, reparar o cambiar según condición	6	2815.07	60	287.51
			Cadena	0.1	No se puede monitorear con equipo en operación	No	Si	Cambiar la cadena teniendo como referencia el tope máximo de ajuste de la tensión, o si los eslabones presentan daño	4	297.65	60	35.75
			Piñones	0.1	No se puede monitorear con equipo en operación	No	Si	Cambiar engranajes de la cadena	10	554.56	60	61.46
			Strainer	0.2	Baja presión de aceite en el circuito de lubricación (Entre 50 y 65 psi)	Si	Si	Drenar el aceite del carter y desmontar el colador (strainer) en busca de material que lo esté obstruyendo o presente mal formaciones	6	414.78	60	94.96

Nombre del Sistema	Función	Falla Funcional	Modo de Fallo	Frecuencia de eventos por año	Efecto de la Fallo	Evidente ?	Afecta SHA ?	Acción Correctiva	TPPR (Hrs)	Costos por falla (\$/falla)	Impacto SHA (\$/falla)	Riesgo (\$/Año)
Sistema de lubricación principal	Lubricar los componentes mayores del compresor (cigüeñal, bielas, crucetas)	No lubrica	Filtros	0.3	Alta diferencial de presión de aceite	Si	Si	Comprobar el buen estado de los manómetros de presión y realizar cambio de los elementos filtrantes de aceite	2	325.86	60	115.76
		Lubricación deficiente	Condición del aceite	0.2	Apagado de la unidad compresora por baja presión y se observa cambio en la apariencia del aceite (ojo de buey)	Si	Si	Tomar muestra de aceite, realizar análisis de la muestra en el laboratorio, cambiar aceite	6	2349.61	60	481.92
			Válvula termostática	0.1	Apagado de la unidad compresora por alta temperatura del aceite	No	Si	Cambiar válvula termostática	6	982.49	60	104.25
			Intercambiador de calor	0.1	Alta temperatura del aceite	No	Si	Desmontar el intercambiador de aceite y realizar mantenimiento general (lavado, sondeo ,etc)	10	370.08	60	43.01
Sistema de control	Mantener controladas las variables operativas del compresor (temperatura en válvula de descarga y temperatura del aceite del compresor)	Temperatura no adecuada	Termocuplas del cilindro del compresor	0.2	Apagado de la unidad compresora por alta temperatura en el cilindro compresor	No	Si	Verificar el estado del cableado y cambiar la termocupla del cilindro afectado	8	471.94	60	106.39
			Válvulas compresoras de succión	4	aumento de la temperatura operacional del cilindro en el monitor altronic	Si	Si	Desmontar y cambiar válvula compresora	1	274.3	60	1331.21
			Válvulas compresoras de descarga	4	aumento de la temperatura operacional del cilindro en el monitor altronic	Si	Si	Desmontar y cambiar válvula compresora	1	285.56	60	1382.26
			Control de nivel de aceite	0.2	Alarma por bajo nivel de aceite	Si	Si	Revisar accionamiento del control de nivel, drenar condensador, limpieza, cambio por condición	2	2147.2	60	441.44

Nombre del Sistema	Función	Falla Funcional	Modo de Falla	Frecuencia de eventos por año	Efecto de la Falla	Es evidente ?	Afecta SHA ?	Acción Correctiva	TPPR (Hrs)	Costos por falla (\$/falla)	Impacto SHA (\$/falla)	Riesgo (\$/Año)
Sistema de control	Mantener controladas las variables operativas del compresor (temperatura en válvula de descarga y temperatura del aceite del compresor)	Temperatura no adecuada	Switch de nivel (líquidos)	0.5	Alarma por alto nivel de condensados	Si	Si	Revisar accionamiento del control de nivel, drenar condensador, limpieza, cambio por condición	2	357.87	60	208.93
			Anunciador de fallas	0.1	Apagado del equipo por falsas alarmas que genera y activa el Altronic	Si	Si	Cambiar el módulo Altronic	1	1274.72	60	133.47
			Conexión / Cableado	2	Falsas alarmas que se accionan por aterrizado de la señal	Si	Si	El material que recubre los cableados de las señales y alimentación de los equipos (supervisión y control) se deterioran y aterrizan dando una falsa señal, ocasionando esta una parada del equipo innecesaria, se debe resanar o cambiar el cable afectado	4	309.7	60	739.41
			Tuberías Skid	2	Soporte de tuberías	2	Vibración	Si	Si	revisar l alineación de las tuberías y realizar ajustes	8	1297.45

3.7 AMEF COOLER ESTACION COMPRESORA MIRAFLORES

Tabla 7. Amef Cooler

Función Principal: Mantener la temperatura de los fluidos (gas refrigerante) entre princ 190 - 178°F y Aux 147°F-130°F, gas 166-120°F

Nombre del Sistema	Función	Falla Funcional	Modo de Falla	Frecuencia de eventos por año	Efecto de la Falla	Es evidente ?	Afecta SHA ?	Acción Correctiva	TPPR (Hrs)	Costos por falla (\$/falla)	Impacto SHA (\$/falla)	Riesgo (\$/Año)
Sistema de transmisión de potencia	Transmitir la potencia requerida para el accionamiento de los ventiladores de tiro inducido	Pérdida de eficiencia	Acoples omega	0.1	Separación del equipo impulsador	No	Si	Cambiar acople omega	2	458.08	60	51.81
			Chumacera de eje de potencia	0.3	Aumento de la temperatura operacional (historicos) en los rodamientos de la chumacera	No	Si	Cambiar el conjunto de chumaceras del eje	12	6794.93	60	2056.48
			Chumacera de eje tensor	0.5	Aumento de la temperatura operacional (historicos) en los rodamientos de la chumacera	No	Si	Cambiar el conjunto de chumaceras del eje	8	1452.15	60	756.08
			Chumacera s eje cooler	0.2	Aumento de la temperatura operacional (historicos) en los rodamientos de la chumacera	No	Si	Cambiar el conjunto de chumaceras del eje	36	2347.69	60	481.54

Nombre del Sistema	Función	Falla Funcional	Modo de Falla	Frecuencia de eventos por año	Efecto de la Falla	Es evidente ?	Afecta SHA ?	Acción Correctiva	TPPR (Hrs)	Costos por falla (\$/falla)	Impacto SHA (\$/falla)	Riesgo (\$/Año)
Sistema de transmisión de potencia	Transmitir la potencia requerida para el accionamiento de los ventiladores de tiro inducido	Perdida de eficiencia	Correas	0.3	Tensión fuera del ajuste recomendado, desgaste o ruptura de las correas	Si	Si	Ajuste o cambio de correas según condición	4	379.03	60	131.71
			Panel de tuberías externo (Serpentines)	0.2	Alta temperatura en el motor, o en el gas de descarga	Si	Si	mantenimiento al interior de los ductos de las cajas ciclónicas en el cooler	8	188.82	60	49.76
			Álabes del ventilador	0.1	Ineficiencia en el enfriamiento	Si	Si	Ajustar los grados de posición de las aspas, lavar aspas, inspeccionar si hay daño, cambiar por condición	8	4847.2	60	490.72
		Activación de señal de parada	Switch de parada por bajo nivel de refrigerante	0.1	Apagado de la unidad compresora por bajo nivel de refrigerante	Si	Si	Verificar el nivel del tanque, buscar posibles fugas, completar nivel de refrigerante	2	2147.2	60	220.72
Sistema de transmisión de potencia	Transmitir la potencia requerida para el accionamiento de los ventiladores de tiro inducido	Activación de señal de parada	Conexión o Cableado	0.5	Falsas alarmas que se accionan por aterrizado de la señal	Si	Si	El material que recubre los cableados de las señales y alimentación del equipo, se deterioran y aterrizando una falsa alarma, la cual provoca una parada del equipo innecesaria, resanar o cambiar el cable afectado según condición.	8	309.7	60	184.85
			Switch de vibraciones	0.1	Apagado de la unidad compresora por bajo nivel de refrigerante	Si	Si	Verificar los componentes del cooler, buscar daños, reparar o cambiar el sensor de vibraciones según condición.	1	1686.09	60	174.61

Una vez obtenido el valor del riesgo económico en cada modo de falla se procede a organizarlo de mayor a menor costo de tal forma que cumpla con el principio de Pareto, cuyo valor debe representar el 80% del impacto económico del total de los componentes analizados.

Tabla 8. Modos de fallas con mayor riesgo económico

Modo de Falla Motor CAT	Riesgo (\$/Año)	Modo de Falla Compresor	Riesgo (\$/Año)	Modo de Falla Cooler	Riesgo (\$/Año)
Camisa / anillos / casquetes	60171.79	Cilindro del compresor	6352.25		
Culata	55658.19	Soporte de tuberías	2714.91		
Módulo de presión de aire/combustible	23342.33	Packing de presión	1879.24		
Motor de arranque	14675.59	Válvulas compresoras de descarga	1382.26		
Actuador hidráulico	14178.01	Válvulas compresoras de succión	1331.21		
relevo de 24V (arrancadores antiguas)	13128.54	Sellos y empaques	1253.77	Chumacera de eje de potencia	2056.48
Bujías	9687.19	Pistones	1036.49	Chumacera de eje tensor	756.08
Turbocargador	7595.43	Crucetas	789.61	Álabes del ventilador	490.72
Válvula cheque de la precámara	6183.4	PROFLO - DNFT	777.05		
Juntas del circuito de	3877.25	Bielas	739.57		
Sensor de combustión	3655.52				
Sonda de combustión	3359.54				
Transformador	2627.6				
TOTAL RIESGO 80/20	\$ 218.140.38	TOTAL RIESGO 80/20	\$ 18.256.36	TOTAL RIESGO 80/20	\$ 3.303.28

3.8 DIAGRAMA DE PARETO PARA MOTOR CAT

Tabla 9. Diagrama de Pareto Motor CAT

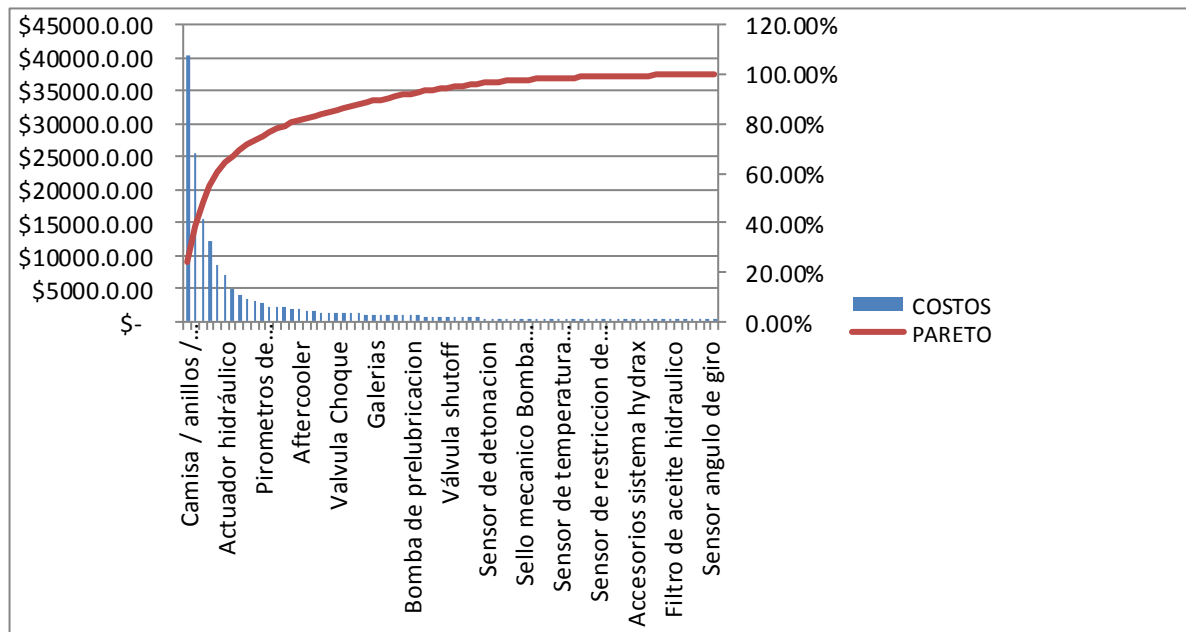
MODO DE FALLA	Costos directos por falla \$/falla	% DEL TOTAL	% ACUMULADO
Camisa / anillos / casquetes de biela (1)	\$ 40.572.63	23.87%	23.87%
Culata (1)	\$ 25.527.31	15.02%	38.89%
Modulo de presión de aire/combustible	\$ 15.501.56	9.12%	48.01%
Turbocargador	\$ 12.318.09	7.25%	55.26%
Casquetes bancada motor	\$ 8.732.74	5.14%	60.40%
Actuador hidráulico	\$ 7.029.01	4.14%	64.54%
Motor de arranque	\$ 4.831.86	2.84%	67.38%
ECM	\$ 4.052.72	2.38%	69.77%
Bomba de aceite principal	\$ 3.387.36	1.99%	71.76%
Seguidor de leva de gas	\$ 3.068.83	1.81%	73.56%
Pirómetros de temperatura (Unidades Antiguas)	\$ 2.906.23	1.71%	75.27%

MODO DE FALLA	Costos directos por falla \$/falla	% DEL TOTAL	% ACUMULADO
Buffer de combustión (EIS) Maquinas antiguas	\$ 2.359.40	1.39%	76.66%
Filtros de aire	\$ 2.352.08	1.38%	78.05%
Modulo de detonación	\$ 2.268.93	1.34%	79.38%
Juntas del circuito de refrigeración	\$ 1.878.63	1.11%	80.49%
Aftercooler	\$ 1.807.48	1.06%	81.55%
Transformador	\$ 1.514.60	0.89%	82.44%
Regulador de gas combustible	\$ 1.506.01	0.89%	83.33%
Válvula cheque de la precámara	\$ 1.485.85	0.87%	84.20%
Válvula de prioridad	\$ 1.306.69	0.77%	84.97%
Válvula Choque	\$ 1.305.83	0.77%	85.74%
Válvulas Wastegate	\$ 1.252.35	0.74%	86.48%
Válvula solenoide de arranque	\$ 1.229.79	0.72%	87.20%
Válvula solenoide de pr lubricación	\$ 1.229.79	0.72%	87.92%
Bujías	\$ 1.177.20	0.69%	88.62%
Galerías	\$ 1.160.49	0.68%	89.30%
Intercambiador y accesorios sistema de lubricación	\$ 1.132.89	0.67%	89.97%
Bomba de agua aux.	\$ 1.066.16	0.63%	90.59%
Sonda de combustión	\$ 1.059.85	0.62%	91.22%
Bomba de agua Princ.	\$ 1.013.14	0.60%	91.81%
Bomba de prelubricación	\$ 999.76	0.59%	92.40%
Módulos PWM (Antiguas)	\$ 957.02	0.56%	92.96%
Sensor de combustión	\$ 845.41	0.50%	93.46%
Termostatos de agua	\$ 739.44	0.44%	93.90%
Válvulas piloto	\$ 727.06	0.43%	94.32%
Válvula shutoff	\$ 667.69	0.39%	94.72%
Adaptador circuito de refrigeración	\$ 652.90	0.38%	95.10%
Relevo de 12 V (Prelubricación) antiguas	\$ 602.44	0.35%	95.46%
Sensor de presión de arranque	\$ 600.37	0.35%	95.81%
Relevo de 24 V (Arrancadores) antiguas	\$ 599.27	0.35%	96.16%

MODO DE FALLA	Costos directos por falla \$/falla	% DEL TOTAL	% ACUMULADO
Sensor de detonación	\$ 572.61	0.34%	96.50%
Varillaje y rotulas	\$ 571.95	0.34%	96.84%
Conexionado / Cableado	\$ 465.24	0.27%	97.11%
Termocuplas cilindro motriz	\$ 463.73	0.27%	97.38%
Vasijas de lubricación	\$ 463.20	0.27%	97.65%
Sello mecánico Bomba hydrax	\$ 397.86	0.23%	97.89%
Vasija de pre lubricación (Unidades antiguas)	\$ 278.78	0.16%	98.05%
Buffer de velocidad (Panel de control)	\$ 267.50	0.16%	98.21%
CIS Maquinas antiguas	\$ 242.12	0.14%	98.35%
Strainer arranque	\$ 241.24	0.14%	98.49%
Sensor de temperatura de agua princ.	\$ 224.22	0.13%	98.63%
Válvulas termostática de aceite	\$ 208.68	0.12%	98.75%
Precámara de combustión	\$ 200.32	0.12%	98.87%
Sensores de presión de aceite	\$ 180.98	0.11%	98.97%
Relevo de 24 V (Alimentación)	\$ 172.68	0.10%	99.07%
Sensor de restricción de aire	\$ 165.22	0.10%	99.17%
Sensor de temperatura aceite	\$ 148.02	0.09%	99.26%
Buffer de BTU (Antiguas)	\$ 126.68	0.07%	99.33%
Filtro de gas combustible	\$ 121.58	0.07%	99.41%
Válvula de alivio hydrax	\$ 120.00	0.07%	99.48%
Accesorios sistema hydrax	\$ 119.93	0.07%	99.55%
Extensión (EIS)	\$ 104.30	0.06%	99.61%
Switch de pre lubricación	\$ 102.84	0.06%	99.67%
Sensor de velocidad	\$ 94.90	0.06%	99.72%
Manguera de prelubricación	\$ 87.77	0.05%	99.78%

MODO DE FALLA	Costos directos por falla \$/falla	% DEL TOTAL	% ACUMULADO
Filtro de aceite hidráulico	\$ 84.65	0.05%	99.83%
Arnés de ignición (Antiguas)	\$ 81.29	0.05%	99.87%
Filtros de aceite	\$ 79.11	0.05%	99.92%
Switch de presión hidráulica	\$ 51.20	0.03%	99.95%
Sensor posición árbol de levas	\$ 36.76	0.02%	99.97%
Sensor ángulo de giro	\$ 28.30	0.02%	99.99%
Tubbing gas combustible	\$ 19.54	0.01%	100.00%
Total costos por falla	\$ 169.950.05		

Figura 14. Gráfica Diagrama de Pareto Motor CAT



3.9 DIAGRAMA DE PARETO PARA COMPRESOR ARIEL

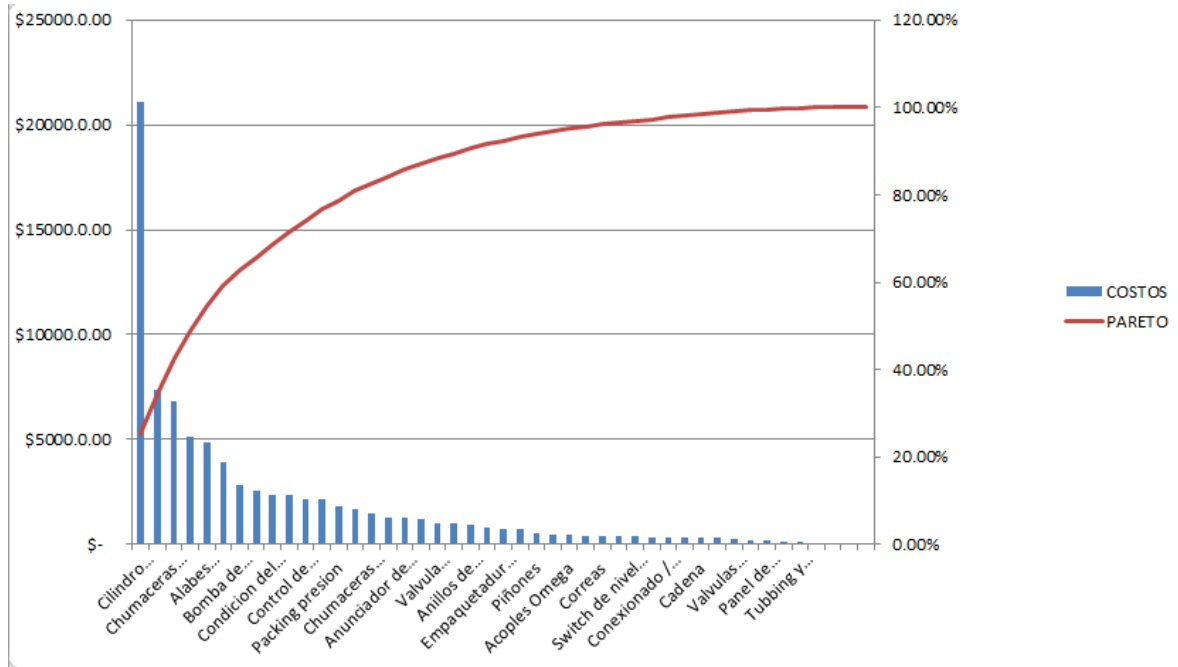
Tabla 10. Diagrama de Pareto Compresor

MODO DE FALLA	Costos directos por falla \$/falla	% DEL TOTAL	% ACUMULADO
Cilindro compresor	\$ 21.114.16	25.49%	25.49%
Bielas	\$ 7.335.65	8.86%	34.34%
Chumaceras Eje potencia	\$ 6.794.93	8.20%	42.55%
Pistones	\$ 5.122.45	6.18%	48.73%
Alabes ventilador	\$ 4.847.20	5.85%	54.58%
Crucetas	\$ 3.888.07	4.69%	59.28%
Bomba de aceite principal	\$ 2.815.07	3.40%	62.67%
Vástago de pistón	\$ 2.537.65	3.06%	65.74%
Condición del aceite	\$ 2.349.61	2.84%	68.57%
Chumaceras eje Cooler	\$ 2.347.69	2.83%	71.41%
Control de nivel (Aceite)	\$ 2.147.20	2.59%	74.00%
Switch de parada por bajo nivel refrigerante	\$ 2.147.20	2.59%	76.59%
Packing presión	\$ 1.819.24	2.20%	78.79%
Switch de vibraciones	\$ 1.686.09	2.04%	80.82%
Chumaceras eje tensor	\$ 1.452.15	1.75%	82.58%
Soportes tuberías	\$ 1.297.45	1.57%	84.14%
Anunciador de fallas	\$ 1.274.72	1.54%	85.68%
Sellos y empaques	\$ 1.193.77	1.44%	87.12%
Válvula termostática	\$ 982.49	1.19%	88.31%
Casquetes bancada compresor	\$ 978.50	1.18%	89.49%

MODO DE FALLA	Costos directos por falla \$/falla	% DEL TOTAL	% ACUMULADO
Anillos de pistón y Wear Band	\$ 920.36	1.11%	90.60%
Casquetes biela compresor	\$ 789.69	0.95%	91.56%
Empaquetadura de aceite	\$ 751.89	0.91%	92.46%
PROFLO-DNFT	\$ 717.05	0.87%	93.33%
Piñones	\$ 554.56	0.67%	94.00%
Termocuplas del cilindro compresor	\$ 471.94	0.57%	94.57%
Acoples Omega	\$ 458.08	0.55%	95.12%
Strainer	\$ 414.78	0.50%	95.62%
Correas	\$ 379.03	0.46%	96.08%
Intercambiador de calor	\$ 370.08	0.45%	96.53%
Switch de nivel (Líquidos)	\$ 357.87	0.43%	96.96%
Filtros	\$ 325.86	0.39%	97.35%
Conexionado / Cableado	\$ 309.70	0.37%	97.72%
Conexionado / Cableado NUEVA	\$ 309.70	0.37%	98.10%
Cadena	\$ 297.65	0.36%	98.46%
Válvulas compresoras descarga	\$ 285.56	0.34%	98.80%
Válvulas compresoras succión	\$ 274.30	0.33%	99.13%
Bombines lubricación forzada	\$ 213.00	0.26%	99.39%
Panel de tuberías Externo (Serpentines)	\$ 188.82	0.23%	99.62%
Bloques de distribución	\$ 145.17	0.18%	99.79%

MODO DE FALLA	Costos directos por falla \$/falla	% DEL TOTAL	% ACUMULADO
Tubbing y accesorios (Codos 45°)	\$ 105.00	0.13%	99.92%
Tubing de lubricación de aceite del cilindro compresor (Interior)	\$ 37.13	0.04%	99.97%
Cheque de lubricación forzada	\$ 25.03	0.03%	100.00%
Disco de ruptura	\$ 3.26	0.00%	100.00%
		0.00%	100.00%
Total costos por falla	\$ 82.836.83		

Figura 15. Gráfica Diagrama de Pareto compresor



4. SELECCIÓN DE ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO

A continuación se muestran los valores que se asumieron para representar los distintos costos del mantenimiento actual vs el mantenimiento propuesto en el área de compresoras. Estos valores se determinaron con base en los costos que se manejan para la estación compresora de Miraflores y son un estimativo aproximado.

El ejercicio determina por cada modo de falla y según su frecuencia de mantenimiento actual una serie de costos asociados para llevar a cabo tal actividad, así mismo se lleva a cabo un comparativo de mantenimiento propuesto con sus costos asociados que a su vez se comparan contra el riesgo económico.

4.1 PROPUESTA DE ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO MOTOR CAT 3612 ESTACION COMPRESORA DE GAS MIRAFLORES

Se muestra el costo de la rutina actual de mantenimiento para una unidad CAT 3612 de forma anualizada, esto quiere decir que el costo de cambio de repuestos en mantenimientos mayores se distribuye anualmente.

Tabla 11. Costo Rutina de mantenimiento actual Motor CAT

RUTINAS MOTOR CATERPILLAR								
ITEM	RUTINA	ESPECIALIDAD	TIEMPO(Hrs)	CANTIDAD	TOTAL (Hrs)	Salario+prestaciones/hora (USD/Hora)	Costo elementos mto (USD)	Costo Año (USD)
1	1000 Horas	Mecanico	8	1	8	6893.86	6200.00	13093.86
2		Instrumentista	2	1	2			
3		Ayudante	8	1	8			
4	2000 Horas	Mecanico	10	1	10	5053.95	2992.00	8045.95
5		Instrumentista	6	1	6			
6		Ayudante	10	1	10			
7	5000 Horas	Mecanico	24	2	24	1982.98	12289.00	14271.98
8		Instrumentista	8	1	8			
9		Ayudante	24	2	24			
10	10000 Horas	Mecanico	48	2	48	1552.32	26772.80	28325.12
11		Instrumentista	12	1	12			
12		Ayudante	48	2	48			
13	25000 Horas	Mecanico	192	4	192	2391.71	103148.16	105539.87
14		Instrumentista	48	2	48			
15		Ayudante	192	6	192			
16	50000 Horas	Mecanico	240	4	240	747.41	199538.30	200285.71
17		Instrumentista	60	2	60			
18		Ayudante	240	6	240			
TOTAL MANTENIMIENTO ACTUAL CAT ANUALIZADO								\$ 369,562.49

El proceso ejecutado por el área de compresoras para el mantenimiento de los motores CAT 3612 permite evidenciar un ahorro considerable en costos de mantenimiento ejecutados reales si se compara contra el costo de mantenimiento recomendado por fabricante. Actualmente los mantenimientos mayores como el Top End y el Inframe se contratan con Gecolsa distribuidor exclusivo de productos Caterpillar en Colombia, por lo tanto el valor recomendado por el fabricante es igual al costo real de mantenimiento.

Para el ejercicio de determinación de costos asociados a la rutina de mantenimiento por modo de falla se establecieron unos valores iniciales como son los salarios del personal incluidas prestaciones sociales, costos asociados a monitoreo de las unidades con equipos de medición de vibraciones, termografía y alineación.

Tabla 12. Costo Mano de obra y monitoreo para mantenimiento Motor CAT

Salario Mecanico USD/Hora	\$	13.31
Salario Instrumentista USD/Hora	\$	13.31
Salario Ayudante USD/Hora	\$	10.29
Salario Promedio USD/Hora	\$	12.30
Costo CBM por Monitoreo Unidad USD/Unidad	\$	1,052.63
Cantidad de Monitoreos Año USD		4

Comparando los costos de mantenimiento actual vs costos de mantenimiento según la metodología RCM.

Tabla 13. Costo mantenimiento actual vs Mantenimiento con RCM en Motor CAT

DISTRITO	MODO DE FALLA	Costo Unitario Elemento USD\$	Numero de Elemento	HORAS DE MANTENIMIE NTO RUTIN	NUMERO DE PERSON	Costos Adicionales s USD	Costos Adicionales RCM USD	VECES AL AÑO QUE SE REALIZA MTO											COSTO ACTUAL USD\$/AÑO	COSTO RCM USD\$/AÑO
								1000 HORAS	2000 HORAS	4000 HORAS	8000 HORAS	16000 HORAS	32000 HORAS	64000 HORAS	128000 HORAS	256000 HORAS	512000 HORAS	1024000 HORAS		
EC MIRAFLORES	Camisa / anillos / casquetes de biela (1)	\$ 6,335.91	12	24	4	\$ 3,890.25													\$ 12,353.93	\$ 15,703.70
MOTOR CAT 3612	Culata (1)	\$ 7,783.78	12	20	3	\$ 524.95	\$ 15,089.30												\$ 30,650.89	\$ 15,089.30
	Modulo de presion de aire/combustible	\$ 10,321.06	0	1	1	\$ 35,000.00													\$ -	\$ 35,024.61
	Motor de arranque	\$ 1,666.02	2	6	3	\$ 49.21													\$ 5,685.60	\$ 4,787.22
	Actuador hidráulico	\$ 3,502.70	3	1	2														\$ 5,055.70	\$ 4,845.05
	Bujías	\$ 140.91	12	1	2														\$ 2,744.88	\$ 2,287.40
	Turbocargador	\$ 6,000.00	2	12	3	\$ 39.37	\$ 32.81												\$ 6,011.98	\$ 5,756.56
	Válvula cheque de la precámara	\$ 355.27	12	2	2	\$ 78.74	\$ 65.62												\$ 3,528.68	\$ 2,911.82
	Juntas del circuito de refrigeracion	\$ 5.29	2	6	2														\$ -	\$ -
	Sensor de combustion	\$ 322.92	12	2	2	\$ 78.74	\$ 65.62												\$ 3,218.15	\$ 2,655.63
	Sonda de combustion	\$ 346.63	12	2	1	\$ 39.37	\$ 32.81												\$ 3,386.69	\$ 2,794.35
	Transformador	\$ 621.00	12	2	1		\$ 49.21												\$ 1,196.26	\$ 1,193.14
TOTALES																	\$ 78,043.28	\$ 62,234.67		
AHORRO POR UNIDAD/AÑO																	\$	15,808.61		
AHORRO EN 39 UNIDADES/AÑO																	\$	616,535.82		

A continuación se presentan las actividades de mantenimiento propuesta para el motor CAT, con RCM.

Tabla 14. Rutinas de Mantenimiento con RCM en Motor CAT

MODO DE FALLA MOTOR CAT 3612	RIESGO USD/AÑO	FRECUENCIA MTO ACTUAL	COSTO MTO ACTUAL	FRECUENCIA MTO RCM	COSTO MTO RCM
Camisa / anillos / casquetes de biela (1)	\$ 60,171.79	50000 hrs Cambio	\$ 12,353.93	Quando se encuentre en las 40000 horas se debe hacer seguimiento al consumo de aceite y a la prueba de compresión. Se supone que se cambian inicialmente las 12 en el mto de 52000 hrs porque no tenemos histórico aún. Se revisan en el siguiente top las camisas que no se revisaron en el inframe pasado.s. Su falla en determinado momento podría ocasionar un riesgo mayor al afectar otros componentes.	\$ 15,703.70
Culata (1)	\$ 55,658.19	25000 hrs cambio	\$ 30,650.89	Cambio de culatas por condición. Monitoreo CBM cada 3 meses.	\$ 15,089.30
Modulo de presion de aire/combustible	\$ 23,342.33	25000-50000 hrs cambio	\$ -	No hay un método para realizarle mantenimiento, sin embargo se propone la siguiente acción de mejora para incrementar su confiabilidad 1. Evaluar la instalación de calentadores - USD\$20000 2. Disminuir fluctuación en operación por nominación.	\$ 35,024.61
Motor de arranque	\$ 14,675.59	5000 Inspección. Reparación cada 25000 hrs.	\$ 5,685.60	Según RCM se debe inspeccionar cada 6000 hrs debido a la condición operativa de las unidades. Se plantea un conteo del numero de arranques para determinar su desgaste y vida util.	\$ 4,787.22
Actuador hidráulico	\$ 14,178.01	25000-50000 hrs cambio por recomendación de fabricante.	\$ 5,055.70	Realizar inspeccion, calibracion del accionamiento, ajuste de anclaje y limpieza de conectores electricos cada 12000 horas, cambio a falla. Cambio cada 26000 horas	\$ 4,845.05
Bujias	\$ 9,687.17	1000-2000-5000-10000-25000-50000 hrs	\$ 2,744.88	Revisar las bujias cada 2000 horas. Realizar el cambio del juego de bujias cada 6000 horas de operación. (El fabricante recomienda realizar el cambio cada 5000 horas, por experiencia operativa se puede extender). La instalación de calentador puede mejorar el desempeño de este modo de falla.	\$ 2,287.40
Turbocargador	\$ 7,595.43	cada 5000(metrologias)-25000 (Cambio reconstruir)	\$ 6,011.98	Realizar seguimiento al desgaste u holguras a traves de monitoreos por tecnicas de CBM, cada 3 meses. Inspeccion y metrologia cada 6000 horas, (Rutina metrologia del fabricante cada 6000 horas). Inspección cada 26000 hrs.	\$ 5,756.56
Válvula cheque de la precámara	\$ 6,183.40	5000(limpeza)-10000 hrs (cambio).	\$ 3,528.68	Realizar desmontaje, prueba de funcionamiento con herramienta caterpillar y limpieza cada 6000 horas, cambio de los 12 cheques cada 12000 horas.	\$ 2,911.82
Juntas del circuito de refrigeracion	\$ 3,877.25	Falla	\$ -		\$ -
Sensor de combustion	\$ 3,655.52	5000-10000 hrs	\$ 3,218.15	Realizar desmontaje limpieza y metrologia cada 6000 horas. Cambio de los 12 sensores y extensiones cada 12000 horas. (Estaba incluido en la rutina de 5000 horas que recomienda el fabricante).	\$ 2,655.63
Sonda de combustion	\$ 3,359.54	5000-10000 hrs	\$ 3,386.69	Realizar desmontaje limpieza cada 6000 horas. Cambio de las 12 sondas cada 12000 horas. (Estaba incluido en la rutina de 5000 horas que recomienda el fabricante), el historico de fallas se sustenta con las maquinas antiguas.	\$ 2,794.35
Transformador	\$ 2,627.60	50000 hrs	\$ 1,196.26	Revisar los transformadores cada 2000 horas. Realizar el cambio de los 12 transformadores cada 16000 horas de operación, junto con la bujia.	\$ 1,193.14
RIESGO 80/20 TOTAL MOTOR USD/AÑO	\$ 205,011.84	COSTOS MTO ACTUAL MOTOR 80/20	\$ 78,043.28	COSTOS MTO RCM MOTOR 80/20	\$ 62,234.67

4.2 PROPUESTA DE ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO COMPRESOR ARIEL JGC4 Y COOLER ESTACION COMPRESORA DE GAS MIRAFLORES

Se muestra el costo de la rutina actual de mantenimiento para una unidad ARIEL JGC4 de forma anualizada, esto quiere decir que el costo de cambio de repuestos en mantenimientos mayores se distribuye anualmente.

Tabla 15. Costo Rutina de mantenimiento actual Compresor Ariel

RUTINAS COMPRESOR ARIEL								
ITEM	RUTINA	ESPECIALIDAD	TIEMPO(Hrs)	CANTIDAD	TOTAL (Hrs)	Salario+prestaciones/hora (USD/Hora)	Costo elementos mto (USD)	Costo Año (USD)
1	1000 Horas	Mecanico	5	1	5	6942.11	0.00	6942.11
2		Instrumentista	2	1	2			
3		Ayudante	5	1	5			
4	4000 Horas	Mecanico	16	1	16	914.97	776.44	1691.40
5		Instrumentista	6	1	6			
6		Ayudante	16	1	16			
7	8000 Horas	Mecanico	24	1	24	726.15	14101.81	14827.96
8		Instrumentista	12	1	12			
9		Ayudante	24	1	24			
10	16000 Horas	Mecanico	36	2	36	471.42	30420.83	30892.25
11		Instrumentista	14	1	14			
12		Ayudante	36	2	36			
13	32000 Horas	Mecanico	48	2	48	154.92	4090.21	4245.13
14		Instrumentista	16	1	16			
15		Ayudante	48	2	48			
13	48000 Horas	Mecanico	60	2	60	79.32	10316.80	10396.12
14		Instrumentista	20	1	20			
15		Ayudante	60	2	60			
TOTAL MANTENIMIENTO ACTUAL ARIEL ANUALIZADO								\$ 68,994.97

Actualmente el proceso ejecutado por el área de compresoras para el mantenimiento de los compresores Ariel JGC4 permite evidenciar un ahorro considerable en costos de mantenimiento ejecutados reales si se compara contra el costo de mantenimiento recomendado por fabricante.

Tabla 16. Costo Mano de obra y monitoreo para mantenimiento Compresor Ariel

Salario Mecanico USD/Hora	\$	13.31
Salario Instrumentista USD/Hora	\$	13.31
Salario Ayudante USD/Hora	\$	10.29
Salario Promedio USD/Hora	\$	12.30
Costo CBM por Monitoreo Unidad USD/Unidad	\$	1,052.63
Cantidad de Monitoreos Año USD		4

Tabla 17. Costo mantenimiento actual vs Mantenimiento con RCM en Compresor Ariel

MODO DE FALLA	Costo Unitario Elemento USD	Numero de Elemento	HORAS DE MANTENIMIE NTO RUTIN	NUMERO DE PERSON	VECES AL AÑO QUE SE REALIZA MTO								COSTO ACTUAL USD\$/AÑO	COSTO RCM USD\$/AÑO	
					8000 HORAS	16000 HORAS	32000 HORAS	48000 HORAS	10000 HORAS	18000 HORAS	36000 HORAS	52000 HORAS			
Cilindro compresor	\$ 5,775.00	4	24	3	x					x				\$ 885.86	\$ 708.68
Soportes tuberías	\$ 600.00	22	0.5	3	x									\$ 18.46	\$ 406.02
Packing presion	\$ 1,894.00	4	1	1	x					x				\$ 12.30	\$ 9.84
Valvulas compresoras descarga	\$ 127.00	16	6	3	x					x				\$ 221.46	\$ 177.17
Valvulas compresoras succion	\$ 92.00	16	1	2	x					x				\$ 24.61	\$ 19.69
Sellos y empaques	\$ 30.44	4	1	2								x		\$ -	\$ 3.79
Pistones	\$ 4,804.00	4	12	3	x					x				\$ 442.93	\$ 354.34
Crucetas	\$ 3,322.00	4	2	2	x					x				\$ 49.21	\$ 39.37
PROFLO-DNFT	\$ 717.00	2	6	2				x				x		\$ 263.61	\$ 243.33
Bielas	\$ 6,769.00	4	2	2	x					x				\$ 49.21	\$ 39.37
TOTALES USD/AÑO													\$ 6,178.17	\$ 6,202.28	
AHORRO POR UNIDAD/AÑO													\$ -	\$ (24.11)	
AHORRO EN 39 UNIDADES/AÑO													\$ -	\$ (940.29)	

A continuación se presentan las actividades de mantenimiento propuesta para el compresor Ariel y el Cooler, con RCM.

Tabla 18. Rutinas de Mantenimiento con RCM en Compresor Ariel

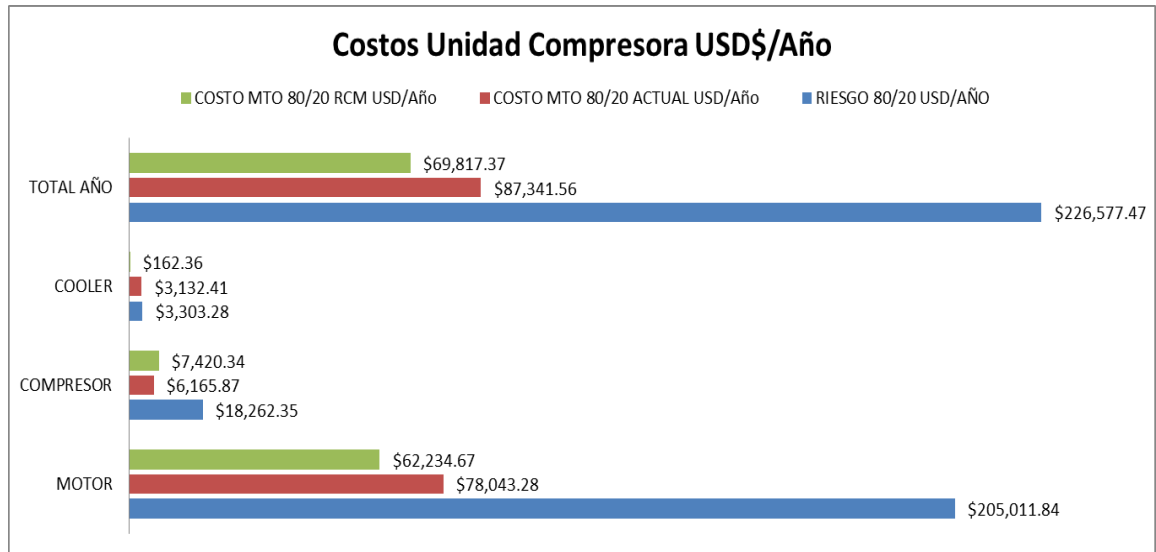
COMPRESOR ARIEL JGC4	RIESGO UDS/AÑO	FRECUENCIA MTO ACTUAL	COSTO MTO ACTUAL	FRECUENCIA MTO RCM	COSTO MTO RCM
Cilindro compresor	\$ 6,352.25	Anual u 8000 hrs (Metrologia de cilindros)	\$ 885.86	Realizar desmontaje y metrologia dimensional cada 10000 horas y reducir la periodicidad una vez se aproxime a los límites. Solo se trabajará con la horas de operación y no con recomendación por tiempo.	\$ 708.68
Soportes tuberías	\$ 2,714.91	8000 hr (inspección)	\$ 6.15	Monitoreo de vibraciones cada 3 meses y ajuste de soporteria cada 2000 horas.	\$ 1,624.07
Packing presion	\$ 1,879.24	Anual u 8000 hrs (Reconstrucción de cajas de empaquetadura)	\$ 12.30	Se realiza el desmontaje y cambio de sellos a packing cada 10000 horas, inspeccionar que no existan fugas cada 2000 horas. Se esta realizando monitoreo por CBM de la condicion de los Packing cada 3 meses.	\$ 9.84
Valvulas compresoras descarga	\$ 1,382.26	8000 hrs (Inspección de válvulas)	\$ 221.46	Inspección de válvulas cada 10000 hrs. Realizar seguimiento al desgaste u holguras a traves de monitores por tecnicas de CBM cada 3 meses. Realizar toma de temperaturas diariamente, si la temperatura excede el 20% de la temperatura promedio de las válvulas se cambiará.	\$ 177.17
Valvulas compresoras succion	\$ 1,337.21	8001 hrs (Inspección de válvulas)	\$ 24.61	Inspección de válvulas cada 10000 hrs. Realizar seguimiento al desgaste u holguras a traves de monitores por tecnicas de CBM cada 3 meses. Realizar toma de temperaturas diariamente, si la temperatura excede el 20% de la temperatura promedio de las válvulas se cambiará.	\$ 19.69
Sellos y empaques	\$ 1,253.77	Falla	\$ -	Realizar desmontaje y cambio cada 52000 horas. Inspecciones diaria de fugas por parte del operador.	\$ 3.79
Pistones	\$ 1,036.49	Anual u 8000 hrs (Metrologia de pistones)	\$ 442.93	Realizar desmontaje y metrologia dimensional cada 10000 horas. Monitoreo por CBM cada 3 meses.	\$ 354.34
Crucetas	\$ 789.61	Anual u 8000 hrs (Verificar espacio libre de guías) - Cada 4 años o 32000 hrs (Verificar espacio libre de guías)	\$ 49.21	Realizar medicion Guías de las crucetas (Verificar el espacio libre), desmontaje y metrologia dimensional cada 10000 horas. Monitoreo por CBM cada 3 meses.	\$ 39.37
PROFLO-DNFT	\$ 777.05	48000 hrs Cambio	\$ 263.61	Este componente no tiene variables medibles para determinar el grado de deterioro, cambio a las 52000 hrs. Cambio de baterias internas cada 2000 horas	\$ 243.33
Bielas	\$ 739.57	Anual u 8000 hrs Metrologia Inspección	\$ 49.21	Realizar medicion de bielas, desmontaje y metrologia dimensional cada 10000 horas. Monitoreo por CBM cada 3 meses.	\$ 39.37
RIESGO TOTAL 80/20 COMPRESOR USD/AÑO	\$ 18,262.35	COSTOS MTO ACTUAL MOTOR 80/20	\$ 6,165.87	COSTOS MTO RCM MOTOR 80/20	\$ 7,420.34

Tabla 19. Rutinas de Mantenimiento con RCM en Cooler

COOLER	RIESGO USD/AÑO	FRECUENCIA MTO ACTUAL	COSTO MTO ACTUAL	FRECUENCIA MTO RCM	COSTO MTO RCM
Chumaceras Eje potencia	\$ 2,056.48	2000hrs(engrase) - 25000hrs(cambio)	\$ 2,357.00	Se plantea realizar medicion de juego radial y ajuste de tornilleria cada 6000 horas (Verificar que no haya presencia de residuos metalicos). Monitoreo por CBM cada 3 meses, revision durante rondas operativas diarias medicion de temperatura.	\$ 31.98
Chumaceras eje tensor	\$ 756.08	2000-25000 hrs	\$ 681.00	Se plantea realizar medicion de juego radial y ajuste de tornilleria cada 6000 horas (Verificar que no haya presencia de residuos metalicos). Monitoreo por CBM cada 3 meses, revision durante rondas operativas diarias medicion de temperatura.	\$ 31.98
Alabes ventilador	\$ 490.72	1000 hrs inspección visual	\$ 94.41	Se realiza limpieza, lavado a presion, ajuste tornilleria y verificacion de angulo de las aspas de los ventiladores cada 2000 horas.	\$ 98.40
RIESGO TOTAL 80/20 COOLER USD/AÑO	\$ 3,303.28	COSTOS MTO ACTUAL MOTOR 80/20	\$ 3,132.41	COSTOS MTO RCM MOTOR 80/20	\$ 162.36

4.3 ANALISIS DE RESULTADOS CORRESPONDIENTES A LA UNIDAD COMPRESORA EN LA ESTACIÓN COMPRESORA DE GAS DE MIRAFLORES

Figura 16. Gráfica costos mantenimiento Unidad compresora



En el motor CAT 3612 se incrementarán las frecuencias de inspección preventiva en mil horas incluyendo los mantenimientos mayores como el Top End y el Inframe, Así mismo se tomará la decisión de cambiar las culatas por condición y no el cambio preventivo de todo el tendido, representando un ahorro estimado de USD\$15000/Año, para este modo de falla lo que equivale a un ahorro del 50% en comparación con la rutina anterior.

Las rutinas recomendadas por el fabricante cuya acción de mantenimiento depende del horómetro y del tiempo de vejez de la unidad (ej. 1 Año u 8000hrs), solo serán ejecutadas con base en los horómetros debido a que la rotación operativa en el uso de las unidades es continua.

Las recomendaciones actuales para el compresor Ariel JGC4 sugieren un cambio de componentes críticos por condición metrológica, por lo tanto solo se incrementó el período de mantenimiento o inspección de las unidades.

Se extendió el tiempo de revisión para los soportes a período mensual lo cual incrementó en USD\$1255/Año el costo de mantenimiento según RCM. Cabe destacar que el ajuste de la soportería es fundamental para evitar esfuerzos residuales que afecten los componentes del compresor como botellas de pulsación entre otros.

Para el cooler se tomará la decisión de realizar cambio de elementos rodantes como las chumaceras por condición con base en herramientas CBM como toma de vibraciones, verificación de alineación y termografía.

En general para los modos de falla críticos definidos según la metodología de Pareto en una unidad compresora CAT-Ariel se tiene un Riesgo de USD\$226.577/Año, un mantenimiento actual de USD\$87.341/Año y se propone un mantenimiento RCM de USD\$69.817/Año optimizado para disminuir el riesgo actual.

5. INDICADORES DE MANTENIMIENTO

Los indicadores propuestos para ser medida la gestión del mantenimiento en la estación compresora de Miraflores se enmarcarán según los tres tipos de mantenimiento actuales:

- ✓ Indicadores para órdenes de trabajo Mantenimiento Correctivo
- ✓ Indicadores para órdenes de trabajo Mantenimiento Preventivo
- ✓ Indicadores para órdenes de trabajo Mantenimiento por Condición:
 - Indicadores para Mantenimiento de Inspección por Condición
 - Indicadores para Reparación o Sustitución por Condición.

5.1 INDICADORES PARA ORDENES DE TRABAJO MANTENIMIENTO CORRECTIVO

INDICADOR	FORMULA MATEMÁTICA
➤ MTTF: (Mean Time to Failure - Tiempo Medio Para la Falla)	= (Sumatoria tiempos hasta la falla / # Fallas)
➤ FF: (Failure Frequency - Frecuencia de Falla)	= 1 / MTTF
➤ MTTR: (Mean Time to Repair - Tiempo Medio de Reparación)	= (Sumatoria tiempos de reparación / # Fallas)
➤ MTOCF: (Mean Time Out of Control for Failure - Tiempo Medio Fuera de Control para Falla)	= (Sumatoria tiempos fuera de control / # Fallas)
➤ AF: (Availability of Failure - Disponibilidad Asociada a Fallas)	= $MTTF / [MTTF + (MTTR + MTOCF)]$
➤ RF: (Risk of Failure - Riesgo Asociado a Fallas)	= $FF * [CD + (MTTR + MTOCF) * CP + Csh]$ --- (\$/Mes) Dónde: FF(Fallas/Mes); CD(\$/Falla); MTTR(Hora/Falla); MTOCF(Hora/Falla) CP(\$/Falla); Csha(\$/Falla)

5.2 INDICADORES PARA ÓRDENES DE TRABAJO MANTENIMIENTO PREVENTIVO

INDICADOR	FORMULA MATEMÁTICA
➤ MTTPM: (Mean Time to Preventive Maintenance - Tiempo Medio Para Mantenimiento Preventivo)	= (Sumatoria tiempos hasta el mto preventivo / # Mtos Preventivos)
➤ FPM: (Frequency of Preventive Maintenance - Frecuencia de Mantenimiento Preventivo)	= 1 / MTTPM
➤ MTTRPM: (Mean Time to Preventive Maintenance - Tiempo Medio de Mantenimiento Preventivo)	=(Sumatoria tiempos para ejecutar Mto prev. / # Mtos Preventivos)
➤ MTOCPM: (Mean Time Out of Control for Preventive Maintenance - Tiempo Medio Fuera de Control para Mant. Preventivo)	= (Sumatoria tiempos fuera de control por Mto Prev. / # Preventivos)
➤ APM: (Availability of Preventive Maintenance - Disponibilidad Asociada a Mantenimiento Preventivo)	= MTTPM / [MTTPM + (MTTRPM + MTOCFPM)]
➤ RPM: (Risk of Preventive Maintenance - Riesgo Asociado a Mantenimiento Preventivo)	= FPM * [CD + (MTTRPM + MTOCPM) * CP + CsaH] --- (\$/Mes)Dónde: FPM(Evento/Mes); CD(\$/Evento); MTTRPM(Hora/Evento); MTOCPM(Hora/Evento); CP(\$/Evento); Csha(\$/Evento)

5.3 INDICADORES PARA ÓRDENES DE TRABAJO POR CONDICIÓN

5.3.1 Inspección Por Condición

➤ MTTCM: (Mean Time to Condition Maintenance - Tiempo Medio Para Mantenimiento por Condición)	= (Sum. tiempos hasta el mto inspección cond. / # Mtos Insp Cond)
➤ FCM: (Frequency of Condition Maintenance - Frecuencia de Mantenimiento por Condición)	= 1 / MTTCM
➤ MTTICM: (Mean Time to Inspection Condition Maintenance - Tiempo Medio de Mantenimiento por Condición)	= (Sumatoria tiempos para insp por condic. / # Mtos Insp Cond)
➤ MTOCCM: (Mean Time Out of Control for Condition Maintenance - Tiempo Medio Fuera de Control para Mant. Condición)	= (Sumatoria tiempos fuera de control por Mto Insp Cond. / # M.Insp.Cond)
➤ ACM: (Availability of Condition Maintenance - Disponibilidad Asociada a Mantenimiento por Condición)	= MTTCM / [MTTCM + MTTICM + MTOCCM]

<p>➤ RCM: (Risk of Condition Maintenance - Riesgo Asociado a Mantenimiento por Condición)</p>	$= FCM * [CD + (MTTICM + MTOCCM) * CP + Csh] \text{ --- } (\$/\text{Mes})$ <p>Dónde: FCM(Evento/Mes); CD(\$/Evento); MTTICM(Hora/Evento); MTOCCM(Evento/Falla); CP(\$/Evento); Csha(\$/Evento)</p>
--	---

5.3.2 Sustitución O Reparación Por Condición

<p>➤ MTTSCM: (Mean Time to Sustitution Condition Maintenance - Tiempo Medio Para Sustitución Mant. por Condición)</p>	$= (\text{Sum. tiempos hasta el mto sustitución cond.} / \# \text{ Mtos Sust Cond})$
<p>➤ FSCM: (Frequency of Sustitution Condition Maintenance - Frecuencia de Sustitución Mantenimiento por Condición)</p>	$= 1 / \text{MTTSCM}$
<p>➤ MTTRCM: (Mean Time to Repair Condition Maintenance - Tiempo Medio de Reparación Mant. por Condición)</p>	$= (\text{Sumatoria tiempos para sustitución por condic.} / \# \text{ Mtos Sust Cond})$
<p>➤ MTOCRCM: (Mean Time Out of Control for Repair Condition Maint. - Tiempo Medio Fuera de Control para Reparación Mant. Cond.)</p>	$= (\text{Sum. tiempos fuera de control por Mto Sust Cond.} / \# \text{ M.Sust.Cond})$
<p>➤ ASCM: (Availability of Sustitution Condition Maintenance - Disp. Asociada a Sustitución Mant. por Condición)</p>	$= \text{MTTSCM} / [\text{MTTSCM} + \text{MTTRCM} + \text{MTOCRCM}]$
<p>➤ RSCM: (Risk of Sustitution Condition Maintenance - Riesgo Asociado a Sustitución Mant por Condición)</p>	$= \text{FSCM} * [CD + (\text{MTTRCM} + \text{MTOCRCM}) * CP + Csh] \text{ --- } (\$/\text{Mes})$ <p>Dónde: FSCM(Evento/Mes); CD(\$/Evento); MTTRCM(Hora/Evento); MTOCRCM(Evento/Falla); CP(\$/Evento); Csha(\$/Evento)</p>

6. CONCLUSIONES

Se seleccionó para la aplicación del plan piloto el área de compresoras la estación de Miraflores. Se evaluó la criticidad de sus sistemas y se tomaron como base para el análisis RCM los de alta criticidad.

El plan piloto propone disminuir el riesgo económico que puede representar una falla en componentes críticos, mediante la aplicación de la metodología RCM la cual consiste en definir los modos de falla, sus fallas funcionales, el riesgo asociado a su falla y el planteamiento de una estrategia de mantenimiento optimizada con el respectivo comparativo de costos.

En general para los modos de falla críticos definidos según la metodología de Pareto en una unidad compresora CAT-Ariel se tiene un Riesgo de USD\$226.577/Año, un mantenimiento actual de USD\$87.341/Año y se propone un mantenimiento RCM de USD\$69.817/Año optimizado para disminuir el riesgo actual.

Los resultados del RCM le permitieron a TGI: (1) Crear un espíritu altamente crítico en todo el personal (operaciones-mantenimiento) frente a condiciones de falla y averías, (2) Lograr una distribución más eficiente de los recursos económicos y humanos asignados al mantenimiento, (3) Optimizar la fiabilidad operacional, maximizar la disponibilidad y/o mejorar la mantenibilidad de las plantas y sus activos, (4) Fomentar el trabajo en grupo entre las distintas especialidades, (5) Incrementar los niveles de seguridad operacional.

BIBLIOGRAFÍA

ASOCIACION COLOMBIANA DE PETROLEOS. Marco regulatorio del gas natural.
www.acp.com.co

CÁCERES, María Beatriz. Como incrementar la Competitividad del Negocio mediante Estrategias para Gerenciar el Mantenimiento. Soluciones integrales Corporativas ICS GROUP S.A.

DURAN, José Bernardo. The Woodhouse Partnership Limited. Inglaterra. 1999.<
www.twpl.co.uk>

http://wsp.presidencia.gov.co/Prensa/2012/Marzo/Paginas/20120328_09.aspx

http://www.acapomil.cl/investigacion/boletines/boletin_2004/articulos/gestion

<http://www.ecopetrol.com.co>

<http://www.gasnaturalfenosa.com.mx/mx/inicio/grandes+clientes/el+gas+natural/1285346676008/que+es.html>

http://www.google.com.co/url?sa=t&rct=j&q=cadena%20de%20valor%20gas%20natural&source=web&cd=2&ved=0CDMQFjAB&url=http%3A%2F%2Fwww.energiay sociedad.es%2Fdocumentos%2F12_1_la_cadena_del_gas_natural.doc&ei=IkiaUaHWL4Hs8wTI5oHwDA&usg=AFQjCNHQE5q0_IHCsrGEK13P9y3wrDlagA

<http://www.tgi.com.co/index.php/es/nuestra-operacion/mapa-red-nacional-de-gasoductos/estaciones-de-compresion-de-gas>

KNIGHTS, Peter y MORALES, Emilio, Gestión moderna de mantenimiento.

LÓPEZ CAMPOS, Mónica; CRESPO MÁRQUEZ, Adolfo. Un modelo de referencia para la gestión del mantenimiento. Departamento de Organización Industrial y de Gestión de Empresas. Universidad de Sevilla. 2006.
<http://taylor.us.es/sim/documentos/resultados/Articulo%20para%20Lleida.pdf>

MOUBRAY JOHN, Mantenimiento Centrado en Confiabilidad-RCM traducido y adaptado por Carlos Mario Pérez ,
www.mantenimientoplanificado.com/art%C3%ADculos_rcm_archivos/RCM2%20EXPLICACION.pdf.

MOUBRAY IV, John Mitchell, Mantenimiento centrado en confiabilidad, <http://www.rcm2->

PARRA IGLESIAS, Enrique. Petróleo y gas natural: industria, mercados y precios. España: Ediciones Akal, 2003. p. 33. <<http://site.ebrary.com/lib/senavirtualsp/Doc?id=10436667&ppg=34>.

ORTIZ, Daniel. Memorias Clase de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad - RCM. Especialización en Gerencia de Mantenimiento. UIS. Bucaramanga 2013

PEREZ JARAMILLO, Carlos Mario, RCM Casos de éxito y sus factores claves.

PEREZ JARAMILLO, Carlos Mario, Trabajo de traducción y adaptación del texto Confiabilidad y evolución del mantenimiento, <http://www.rcm2-soporte.com/documentos/SOP-%20Confiabilidad%20Articulo.pdf>

PROMIDAS. Informe del sector gas natural 2010. Un balance de la década..pag.161-169.

<http://www.promigas.com/wps/wcm/connect/ddd8ad0048546ca09033bba4ef8b1441/Informe+del+sector-2011.pdf?MOD=AJPERES&CACHEID=ddd8ad0048546ca09033bba4ef8b1441>

QUINTEROS, C.; RAZZO, J.; SOLÓRZANO M. y otros. Análisis y Diseño de un modelo experimental de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad para el Sector Industrial. Escuela Superior Politécnica del Litoral. Ecuador.p.7 pdf. <<http://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/860/1/1602.pdf>>.

RCM. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad. p 1. 30 Octubre, 2005.www.rcm-confiabilidad.com.ar

REATTI, José Luis. Diseño de Procesos de Gas Natural y Aplicación de Gas en la Industria del Petróleo. Argentina. p.5.SYGNUS.<<http://es.scribd.com/doc/19659754/Diseño-de-Proceso-del-Gas-Natural>.

RESOLUCION No. 071 DEL 03 DE DICIEMBRE DE 1999. Reglamento Único de Transporte (RUT). Colombia. www.creg.gov.co.

SAE JA1011, Evaluation criteria for Reability-Centered maintenance (RCM) Process. Society of automotive Engineers.

TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. E.S.P
<http://www.tgi.com.co/index.php/es/nuestra-empresa/perfil>.