

OPTIMIZACION DEL PLAN DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN
CONFIABILIDAD PARA LOS EQUIPOS ROTATIVOS EN LA PLANTA
“AROMÁTICOS” DE LA GRB DE ECOPETROL

JOSE RICARDO ROA LOPEZ

JOSE JHON GOMEZ MORALES

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOMECANICAS

ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES

ESPECIALIZACIÓN EN EVALUACIÓN Y GERENCIA DE PROYECTOS

BARRANCABERMEJA

2014

OPTIMIZACION DEL PLAN DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN
CONFIABILIDAD PARA LOS EQUIPOS ROTATIVOS EN LA PLANTA
AROMATICOS DE LA GRB DE ECOPETROL

JOSE RICARDO ROA LOPEZ
JOSE JHON GOMEZ MORALES

Trabajo de grado para optar al título de
Especialista en evaluación y gerencia de proyectos

Director

EDWIN ALBERTO GARAVITO HERNÁNDEZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOMECHANICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES
ESPECIALIZACIÓN EN EVALUACIÓN Y GERENCIA DE PROYECTOS
BARRANCABERMEJA

2014

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a...

A Dios, quien me dio la salud y es mi guía y fuente de inspiración en todo momento.

A mis padres, quienes me enseñaron a luchar para alcanzar mis metas. Mi triunfo es el de ustedes.

A mis hijos quienes me prestaron el tiempo que les pertenecía para terminar este trabajo y son mi motivación diaria.

A Marcela Ching, por todo lo que hemos vivido y todo el futuro que nos espera juntos, por ser esa persona en la que puedo confiar incondicionalmente.

A todas aquellas personas que creyeron, apoyaron y confiaron en mí.

José John Gómez Morales

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por darme todo lo que tengo, gracias por darme a la familia más maravillosa de este mundo, por poner en mí camino a todas esas personas que me rodean a diario.

A mis padres, por todas las enseñanzas y los valores que me inculcaron, sé que hicieron un esfuerzo sobrehumano para llevarme hasta donde estoy, este logro es de ustedes, pasaré mi vida agradeciéndoles por todo lo que han hecho por mí y seguro no será suficiente.

A Marcela, gracias por estar ahí cada segundo para mí, ayudándome, pendiente, consintiéndome, motivándome en los momentos difíciles, gracias por las cosas

que me has enseñando, por todo los momentos que me has aguantado... sobre todo gracias por esos bellos momentos que hemos pasado, gracias, este triunfo también es tuyo.

A mi compañero José Ricardo, por su confianza, apoyo y por haber formado un equipo de trabajo para lograr esta meta, por compartir su conocimiento y su experiencia.

A todos los maestros y asesores, por sus enseñanzas y motivación, que Dios los bendiga, y les de sabiduría, para que continúen formando profesionales.

José John Gómez Morales

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a...

A mi esposa Esmeralda Menollos por su apoyo y comprensión durante la realización de los estudios para alcanzar el objetivo deseado

A mi madre por la dedicación y apoyo incondicional durante las etapas de mi vida

A mis hijos por el tiempo dejado de dedicarles para poder cumplir y alcanzar mis metas

José Ricardo Roa López

AGRADECIMIENTOS

A Dios por darme salud, sabiduría y fuerza para poder alcanzar los objetivos programados durante la realización de mis estudios

A los profesores por sus experiencias y enseñanzas compartidas

A la Unión Sindical Obrera (USO) por brindarme la oportunidad de realizar estudios de postgrado, pactados en la convención colectiva de trabajo

A los compañeros de estudio por su colaboración y apoyo durante la etapa de estudio

Al profesor Edwin Garavito por su orientación y recomendaciones en la realización de la monografía

A José John Gómez por su apoyo, entusiasmo, entrega y enseñanzas compartidas de manera incondicional para terminar de manera exitosa la meta deseada.

José Ricardo Roa López

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION	15
1. GENERALIDADES DEL PROYECTO	17
1.1 IDENTIFICACIÓN DE LA EMPRESA	17
1.1.2 CULTURA ORGANIZACIONAL	18
1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	24
1.2.1 CONSECUENCIAS DE FALLA	25
1.3. OBJETIVOS	30
1.3.1 OBJETIVO GENERAL	30
1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	30
1.4.1 ESTUDIO IMPACTO AMBIENTAL Y DE LA SALUD	31
IMPACTOS.....	31
1.4.3 BENEFICIOS ESPERADOS.....	32
FASE 1: LISTADO Y CODIFICACIÓN DE EQUIPOS	33
FASE 3: DETERMINACIÓN DE FALLOS FUNCIONALES Y TÉCNICOS	34
FASE 4: DETERMINACIÓN DE LOS MODOS DE FALLO	34
FASE 5: ANALISIS DE LA GRAVEDAD DE LOS FALLOS. CRITICIDAD	35
2.2.2 U-1300 PREFRACCIONAMIENTO.....	39
2.2.3 U-1400 SULFOLANE	40
2.2.4 U-1500 FRACCIONAMIENTO.....	41
2.2.5 U-1600 HYDEAL.....	43
2.2.6 U-1700 HYDRAR	44
2.3 NECESIDADES DE LOS PROCESOS DE PRODUCCIÓN.....	45
2.3.1 INSUMOS	45
2.3.2 ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS.....	45
2.4.5 MANTENIMIENTO ACTUAL.....	47
3. MARCO LEGAL	48
4.1 FILOSOFIA Y HERRAMIENTAS DE DESARROLLO DEL MANTENIMIENTO.....	50
4.1.1 INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO (IBR)	50
4.1.2 MANTENIMIENTO BASADO EN CONDICIÓN. (MBC)	51
4.1.3 OPTIMIZACIÓN DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO (PMO).....	52
4.3 MARCO METODOLOGICO.....	56

4.3.1 METODOLOGÍA DE RESOLUCIÓN DE PROBLEMAS	56
4.3.2 ANÁLISIS DE CAUSA RAÍZ (ACR)	58
5. IDENTIFICACION DE EQUIPOS, FALLAS Y ANALISIS DE CRITICIDAD	59
5.1. PLANTA AROMATICOS	59
5.2. COMPOSICIÓN ROTATIVA DE CADA UNIDAD DE PROCESO	60
5.3. FASE 1: LISTADO Y CODIFICACIÓN DE EQUIPOS	62
5.4. FASE 2: LISTADO DE FUNCIONES Y ESPECIFICACIONES	68
5.5. FASE 3: DETERMINACIÓN DE FALLOS FUNCIONALES Y TÉCNICOS	72
5.6. FASE 4: DETERMINACIÓN DE LOS MODOS DE FALLO	74
5.7. FASE 5: ANALISIS DE LA GRAVEDAD DE LOS FALLOS. CRITICIDAD	77
5.8. FASE 6: DETERMINACION DE MEDIDAS PREVENTIVAS	81
6. PLAN DE MANTENIMIENTO Y MEDIDAS	82
6.1 EN LAS BOMBAS CENTRIFUGAS SE RECOMIENDA:	85
6.2 EN LAS TURBINAS SE RECOMIENDA:	86
6.3 EN LOS REDUCTORES SE RECOMIENDA:	87
6.4 EN LOS COMPRESORES RECIPROCANTES SE RECOMIENDA:	88
6.5 EN EL COMPRESOR CENTRÍFUGO SE RECOMIENDA:	89
6.6 MEJORAS	90
6.7 FORMACIÓN DEL PERSONAL	91
6.8 MODIFICACIÓN DE INSTRUCCIONES DE OPERACIÓN	92
6.9 MODIFICACIÓN DE INSTRUCCIONES DE MANTENIMIENTO	93
6.10 MEJORA CONTRATOS DE MANTENIMIENTO Y RETOMA GRADUAL DE ACTIVIDADES EN PARADAS DE PLANTA	94
BIBLIOGRAFIA	97

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Fallas Bombas Centrifugas	25
Tabla 2 Fallas en Turbinas	26
Tabla 3 Fallas Reductores de Velocidad.....	26
Tabla 4 Fallas Compresores Reciprocantes	27
Tabla 5 Fallas Compresores Centrífugos.....	27
Tabla No 6 Costos de Reparación	28
Tabla No 7 Costo Paradas No Programadas	28
Tabla 9 Metodología Análisis y Resolución de Problemas	57
Tabla 10 Bombas Criticas U-1300	62
Tabla 11 Equipos que componen la Unidad 1300.....	63
Tabla 12 Bombas Criticas U-1400	64
Tabla 13 Equipos que componen la Unidad 1400.....	65
Tabla 14 Bombas Criticas U-1500	65
Tabla 15 Equipos que componen la Unidad 1500.....	65
Tabla 16 Bombas Criticas U-1600	66
Tabla 17 Equipos que componen la Unidad 1600.....	67
Tabla 18 Bombas Criticas U-1700	67
Tabla 19 Equipos que componen la Unidad 1700.....	67
Tabla 20 Modos de Falla en Bombas	75
Tabla 21 Modos de Falla en Turbinas.....	75
Tabla 22 Modos de Falla en Reductores de Velocidad	76
Tabla 23 Modos de Falla en Compresores Reciprocantes.....	76
Tabla 24 Modos de Falla en Compresores Centrífugos	76

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Marco Estratégico Grupo Empresarial Ecopetrol 2012-2020	19
Figura 2 Organigrama Ecopetrol s.a.	21
Figura 3 Organigrama Gerencia Refinería Barrancabermeja (GRB)	22
Figura 4 Organigrama Departamento de Mantenimiento.....	23
Figura 5. Macrolocalización.....	36
Figura 6 Microlocalización.....	37
Figura 7 Diagrama Proceso de Producción Planta Aromáticos	38
Figura 8 Diagrama de Proceso Unidad 1300	39
Figura 9 Diagrama de Proceso Unidad 1400	40
Figura 10 Diagrama de Proceso U-1500	42
Figura 11 Diagrama de Proceso U-1600	43
Figura 12 Diagrama de Proceso U-1700	44
Figura 13 Diagrama de causa efecto o de espina de pez ideado por el ingeniero Ishikawa.	59
Figura 14 Distribución de los Equipos.....	59
Figura 15 Distribución de Criticidad (RAM) por Especialidad	60
Figura 16 Motor Eléctrico Figura 17 Bomba Centrífuga	62
Figura 18 Formato de encuesta para el análisis de criticidad.....	78
Figura 19 Matriz de ponderaciones.....	79
Figura 20 Análisis de Riesgo.....	80
Figura 21 Árbol Lógico de decisiones RCM.....	83

RESUMEN

TITULO: OPTIMIZACION DEL PLAN DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD PARA LOS EQUIPOS ROTATIVOS EN LA PLANTA “AROMÁTICOS” DE LA GRB DE ECOPETROL.¹

AUTORES: GÓMEZ MORALES José John, ROA LÓPEZ José Ricardo.²

PALABRAS CLAVES: Mantenimiento, Equipos Rotativos, Confiabilidad, Reprocesos, Modos de fallo, Confiabilidad operacional.

CONTENIDO

El siguiente trabajo, fue realizado con el objetivo de realizar la optimización del plan de mantenimiento centrado en confiabilidad para los equipos rotativos en la planta “aromáticos” de la refinería de Barrancabermeja de Ecopetrol S.A., con el fin de mejorar la disponibilidad de los equipos para garantizar el cumplimiento de los compromisos adquiridos con la gerencia de producción y la vicepresidencia de refinación y petroquímica. La metodología utilizada es la del mantenimiento centrado en confiabilidad a través de la cual se diagnosticó la situación actual y se identificaron las fallas más frecuentes en los equipos rotativos en la planta de “Aromáticos” y los componentes de los equipos rotativos de mayor relevancia en la planta; aplicando un análisis de criticidad se estableció una metodología funcional basada en confiabilidad para el mantenimiento de equipos, para evitar la utilización excesiva de las horas extras de mantenimiento, las fallas inesperadas y las paradas de los equipos; luego se realizó un Análisis de Modos y Efecto de Falla a los componentes críticos, y se determinó el tipo de mantenimiento mediante el Árbol Lógico de Decisiones. Determinados los modos de fallo del sistema que se analiza y clasificados estos modos de fallo según su criticidad, se determinan las medidas preventivas que permiten evitar el fallo o minimizar sus efectos, punto fundamental RCM. Tras el estudio, tenemos una lista de mejoras y modificaciones que son convenientes realizar en las instalaciones y las actividades de formación para personal de mantenimiento y formación para personal de operación.

¹Proyecto de grado

²Facultad de ingenierías físico-mecánicas. Especialización en evaluación y gerencia de proyectos. Director, Ing. Edwin Garavito.

ABSTRACT

TITLE: MAINTENANCE OPTIMIZATION PLAN FOR RELIABILITY CENTERED ROTATING EQUIPMENT ON THE GROUND "AROMATIC" OF THE GRB ECOPETROL.³

AUTHORS: GÓMEZ MORALES José John, ROA LÓPEZ José Ricardo.⁴

KEYWORDS: Maintenance, Rotating Equipment, Reliability, Reprocessing, failure modes, operational reliability.

CONTENT

The following work was carried out with the aim of optimizing the plan of reliability centered maintenance for rotating equipment in the "aromatic" plant of the Barrancabermeja refinery of Ecopetrol SA, in order to improve the availability of equipment for ensure compliance with the commitments made to the production management and vice president of refining and petrochemicals . The methodology is focused on maintaining driveability through which the current situation is diagnosed and frequently rotating equipment failures were identified in the plant "Aromatic" and rotating equipment components most relevant in the plant, applying a criticality analysis and functional methodology based on reliability for equipment maintenance was established, to avoid excessive use of overtime maintenance , unexpected failures and downtime of equipment, then a analysis was performed Modes and Effect of Failure to critical components , and the type of maintenance is determined by the Logical Decision Tree . Certain failure modes of the system being analyzed and classified these failure modes according to their criticality, allowing preventive measures to avoid or minimize the critical failure point RCM effects are determined. After the study, we have a list of improvements and modifications that are suitable to perform on site and training for maintenance personnel and training for operational staff.

³Degree project.

⁴Faculty of physical and mechanical engineering. Expertise in project management and evaluation. Director, Mr. Edwin Garavito.

INTRODUCCION

Ecopetrol S.A. es la empresa más grande del país y la principal compañía petrolera en Colombia. Por su tamaño, Ecopetrol S.A. pertenece al grupo de las 39 petroleras más grandes del mundo y es una de las cinco principales de Latinoamérica.

La empresa cuenta con una infraestructura que integra el proceso de transformación de hidrocarburos, para garantizar la demanda y el consumo nacional de combustibles y petroquímicos de manera rentable con estándares de calidad cada vez más altos. En 2009 Ecopetrol tuvo una carga de refinación de 295,9 mil barriles de crudo diarios distribuidos en las Refinerías de Barrancabermeja (217,1 kbpd) y Cartagena (78,8 kbpd), esta última en sociedad con Glencore.

Para Ecopetrol S.A., uno de los mercados más atractivos es aprovechar corrientes de bajo valor económico y convertirlas en productos valiosos o materias primas para otras industrias. La planta produce “Aromáticos” de alta pureza, mediante la transformación de la nafta virgen de bajo octanaje. Para la elaboración de estos productos la planta cuenta con cinco unidades.

En los últimos años la empresa ha tenido cambios en el área de mantenimiento de manera acelerada principalmente en aspectos de tipo tecnológico, organizacional y documental. Lo cual ha beneficiado la planta de “Aromáticos”. Actualmente en la planta “Aromáticos” se han implementado sistemas de seguridad encargados de asegurar la condición operativa de la planta tomando en cuenta factores importantes como: seguridad del personal y medio ambiente, gastos generales y la utilización de recursos disponibles.

Los equipos rotativos en la planta “Aromáticos” de la refinería de Barrancabermeja históricamente son los que han causado mayor impacto en días de parada no

programada, lo cual eleva los costos de producción y maximiza el riesgo en la entrega oportuna de productos a los clientes.

En la búsqueda de mejoras sobre la gestión de mantenimiento, se han creado técnicas, metodologías y filosofías, denominadas “Mantenimiento de Clase Mundial”, las cuales se fundamentan en cubrir principalmente aspectos importantes y generar propuestas tanto para contextos generales como específicos. Entre las nuevas tendencias encontramos: Mantenimiento Productivo Total (MPT), Mantenimiento Basado en Condición (MBC), Optimización Costo Riesgo (OCR) y Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (MCC), ésta última base de este trabajo.

El mantenimiento Centrado en confiabilidad, fue desarrollado en principio por la aviación comercial de Estados Unidos, en los años 1960 y 1970, en cooperación con entidades como la NASA y Boeing, posteriormente generando gran aceptación sobre sectores de generación de energía, petroquímicos, gasíferos, refinación, industria manufacturera, entre otros. El MCC se basa en determinar lo que debe hacerse para asegurar el proceso.

Es una metodología que se utiliza para determinar los requerimientos y evaluar nuevos planes de mantenimiento asegurando un costo-beneficio para la empresa y conservando los activos en cada uno de los procesos.

En la actualidad el departamento de mantenimiento tiene como estrategia acciones de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo a los equipos rotativos de la planta “Aromáticos”, para minimizar riesgos en cada uno de los procesos y a su vez garantizar la salud de sus trabajadores.

1. GENERALIDADES DEL PROYECTO

1.1 IDENTIFICACIÓN DE LA EMPRESA

ECOPETREOL S.A. es la empresa colombiana de petróleo, es una sociedad de economía mixta dedicada a explorar, transportar, producir, refinar y comercializar hidrocarburos.⁵

Ecopetrol opera cerca de cien áreas de producción de petróleo y gas de manera directa y otras ciento veinte en asociación con treinta y cinco compañías. Cuenta con cerca de 8445 kilómetros de oleoductos y poliductos para el transporte de hidrocarburos desde los centros de producción hasta las refinerías y los puertos de exportación.

Sus actividades están soportadas en la investigación y el desarrollo tecnológico a través del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP).

Con la reversión al estado colombiano de la concesión de mares el 25 de agosto de 1951, se dio origen a la empresa colombiana de petróleo. En el año de 1961 asumió el manejo directo de la refinería de Barrancabermeja. Trece años después compró la refinería de Cartagena construida por Intercol en 1956.

En 1970 adoptó su primer estatuto orgánico que ratificó su naturaleza de empresa industrial y comercial del estado, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, cuya vigilancia fiscal es ejercida por la Contraloría General de la República.

En el año 2003 el gobierno colombiano expidió el decreto 1760 del 26 de junio de 2003 modificando la estructura orgánica de la empresa y la convirtió en ECOPETROL S.A., una sociedad pública por acciones ciento por ciento estatal,

⁵Empresa colombiana de petróleo ECOPETROL S.A. se encuentra en la intranet:<[
<http://portal.Ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=32&conID=36271>]> citado [15 septiembre 2011]

vinculada al Ministerio de Minas y Energía. Con el objetivo de internacionalizarla y hacerla más competitiva en el marco de la industria mundial de hidrocarburos.

Actualmente ECOPETROL S.A., es la empresa más grande del país con una utilidad neta aproximada de 15 billones de pesos registradas para el año 2012 y la principal compañía petrolera de Colombia. Por su tamaño hace parte al grupo de las treinta y cinco petroleras más grandes del mundo y es una de las cinco principales de Latinoamérica.

1.1.2 CULTURA ORGANIZACIONAL

Principios y Valores

Ecopetrol cuenta desde hace varios años con un Código de Ética, construido de forma participativa, el cual se constituye en el referente formal e institucional de la conducta personal y profesional que deben tener todos los trabajadores, miembros de Junta Directiva, proveedores y contratistas de la Empresa, independiente del cargo o de la función que ocupen.⁶

Para Ecopetrol S.A. las relaciones con sus trabajadores, sus contratistas, sus clientes y demás grupos de interés, parten de la base de que las actuaciones mutuas deben distinguirse por la confianza y la transparencia. Estas premisas fundamentales de conducta se establecen y consolidan conceptualmente en la política empresarial, en el Código de Buen Gobierno y en el presente Código, los cuales son nuestras cartas de navegación.

La responsabilidad, la integridad y el respeto, son nuestros valores corporativos.

Creemos que la responsabilidad es el emprendimiento comprometido y solidario del mejor esfuerzo por conseguir los objetivos empresariales, con un manejo

⁶ Empresa colombiana de petróleo ECOPETROL S.A. código de ética Ecopetrol, se encuentra en la intranet: <[<http://portal.ecopetrol.com.co/especiales/códigoetica/indexhtml>] citado [05 octubre 2011]

eficiente de los recursos, asegurando el desarrollo sostenible del entorno y el autocuidado, prevaleciendo el bien común por encima del interés particular.

Actuamos con integridad porque somos coherentes entre lo que pensamos, decimos y emprendemos dentro de los ámbitos personales y empresariales.

Actuamos con respeto reconociendo el derecho de la contraparte, conscientes de que este valor es el fundamento para la construcción de las relaciones interpersonales y empresariales vigorosas y benéficas.

Para Ecopetrol S.A. y su Grupo Empresarial, las personas, la comunidad y los entornos ecológicos merecen la más alta consideración y cuidado, sin exclusiones ni discriminaciones.

Estamos comprometidos en mantener los más altos estándares éticos y productivos. La directriz de "Tolerancia Cero" rige nuestras decisiones respecto al control de la corrupción en sus diferentes modalidades.

La reputación de Ecopetrol S.A. ha sido construida con esmero a lo largo de más de sesenta años de desempeño exitoso y tenemos el deber de sostenerla. En consecuencia, ninguna consideración ni actividad comercial puede justificar que se ponga en peligro nuestra reputación.

Figura 1. Marco estratégico grupo empresarial Ecopetrol 2012-2020

Upstream	Producción equivalente (KBPED) (Miles de Barriles de Petróleo Equivalente)	1 millón de barriles de petróleo equivalente al 2015 y 1.300 barriles limpios al 2020
	Incorporación de reservas 1p (Nuevas, revaluación y compra)	6.200 MBOE (Millones de Barriles de Petróleo Equivalente)

	ROCE Upstream (%)	28%
Downstream	ROCE Downstream (%) (2020 - 2025)	9-11%
	ROCE de Refinación (%) Estar entre los líderes en refinación, en Latinoamérica	9-11%
	Petroquímica	(ROCE) del 13%
	Biocombustibles (KTA)	Producir 450 KTA en el 2020 (en todos los proyecto que participe el GE)
	Gas (GBTUD)	Ventas Nacionales e Internacional 1.000 GBTUD incluyen regalías
Transporte	ROCE de Transporte (%)	11%

Fuente: <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=532&conID=484>

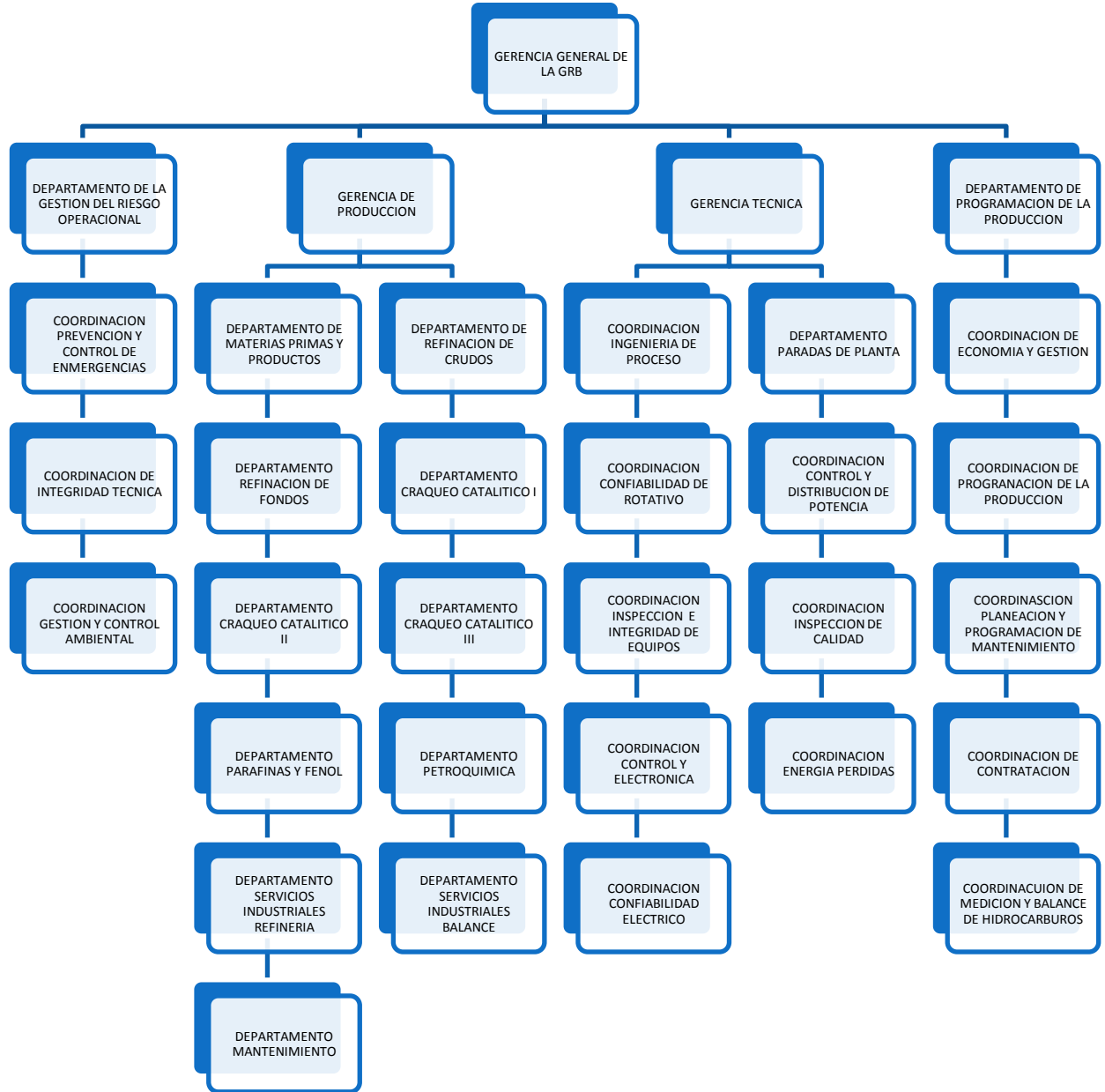
ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL:

Figura 2 Organigrama Ecopetrol s.a.



Fuente: <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=532&conID=484>

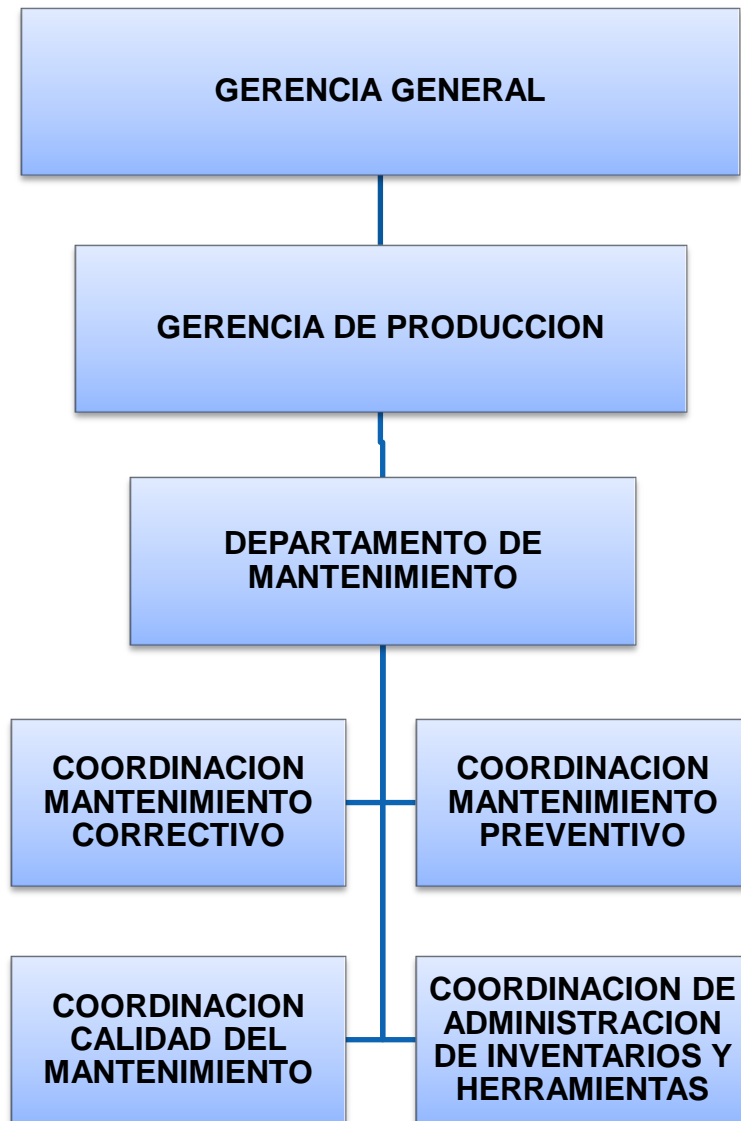
Figura 3 Organigrama Gerencia Refinería Barrancabermeja (GRB)



Fuente: intranet Ecopetrol

Figura 4 Organigrama Departamento de Mantenimiento

LA GERENCIA REFINERIA BARRANCABERMEJA (GRB)



Fuente: intranet Ecopetrol

1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El Departamento de mantenimiento depende directamente de la Gerencia de Producción en la Gerencia Refinería Barrancabermeja, tiene un equipo conformado por “talento humano clase mundo” encargado de ejecutar las actividades de mantenimiento reactivo y proactivo de todos los equipos rotativos de la planta “Aromáticos”, con el fin de mejorar la disponibilidad de los equipos para así garantizar el cumplimiento de los compromisos adquiridos con la gerencia de producción y la vicepresidencia de refinación y petroquímica.

Para la gerencia refinería Barrancabermeja representa gran importancia contar con plantas petroquímicas como la de “Aromáticos” que sean confiables en sus procesos operativos, esta confiabilidad debe verse favorecida con adecuados procesos de mantenimiento aplicados a los equipos rotativos. Sin embargo en la actualidad estos procesos presentan fallas que los hacen ver poco efectivos, lo que se suma al hecho de que, no se han logrado desarrollar de manera efectiva los procesos de compra de repuestos y consumibles para estos equipos, debido principalmente a que no se ha documentado de manera efectiva, lo que repercute en un buen plan de mantenimiento.

Los equipos rotativos de la planta “Aromáticos” presentan una frecuencia entre falla promedio de 12 meses en las bombas, 10 meses en turbinas, en reductores de velocidad tiene un promedio entre fallas de 18 meses generando riesgos en la confiabilidad de la planta, la entrega a tiempo de los productos elaborados y un alto costo de mantenimiento; lo cual nos plantea el siguiente interrogante: ¿Cómo mejorar el plan de mantenimiento para los equipos rotativos en la planta de “Aromáticos” de la GRB de Ecopetrol S.A., minimizando o mitigando las consecuencias negativas que puedan generarse por paradas, sobre la producción, costos y seguridad?

1.2.1 CONSECUENCIAS DE FALLA

Existen cuatro consecuencias en fallas conocidas por RCM las cuales son: Consecuencias Operacionales, Consecuencias no operacionales, Consecuencias de fallas no evidentes y Consecuencias en la seguridad y medio ambiente.

Como resultado del RCM se define una estrategia de mantenimiento para las unidades de la planta de "Aromáticos", basados en la filosofía de trabajar con un mantenimiento planeado minimizando el mantenimiento no planeado o reactivo.

El mantenimiento planeado incluye trabajar el equipo a falla para los casos donde técnicamente no es posible el mantenimiento proactivo o cuando el mantenimiento proactivo es más costoso que la reparación del equipo, cuando falla y con esto se analiza la eficacia de las tareas preventivas propuestas.

En la actualidad las fallas que se presentan son de un impacto alto en lo referente a costos de producción para la planta y adicionándole los costos de mantenimiento a cada equipo que presenta falla fuera de los estándares internacionales.

De acuerdo al histórico de la planta se establecieron cinco modos de falla a las cuales se le asignaron tareas de mantenimiento. El histórico muestra el siguiente resultado de fallas en la bombas centrifugas vs estándares internacionales.

Tabla 1 Fallas Bombas Centrifugas

MODO DE FALLA	FRECUENCIA EN LA GRB	ESTANDARES INTERNACIONALES
Falla en los rodamientos	14 meses	En la zona caribe las refinerías reparan las bomba cada 3.9 años o 45 meses y como principal falla el sello mecánico
Falla de alineamiento	18 meses	
Falla en lubricación	10 meses	
Falla en sellos mecánicos	12 meses	
Falla en internos	72 meses	

Fuente: Written by Heinz P. Bloch, P.E., Process Machinery Consulting Wednesday, 01 October 2008 00:00
Ecopetrol S.A. Departamento de Mantenimiento. <http://portal.ecopetrol.com.co>

Con la aplicación del RCM se buscan alternativas para minimizar las frecuencias de fallas llevándolas a estándares internacionales para las bombas, turbinas, compresores y reductores.

Resultados históricos de fallas en las **turbinas** en la planta **vs estándares internacionales**.

Tabla 2 Fallas en Turbinas

MODO DE FALLA	FRECUENCIA EN LA GRB	ESTANDARES INTERNACIONALES
Falla en rodamientos	11 meses	En la zona caribe las refinerías realizan inspección cada año a las turbinas y reparan cada 2.5 años o 30 meses y como principal falla el sello carbones
Falla válvula gobernación y trip	14 meses	
Falla en sellos de carbón	10 meses	
Falla en el gobernador	24 meses	
Falla en internos	72 meses	
Falla en lubricación	10 meses	
Falla de alineamiento	14 meses	

Fuente: Written by Heinz P. Bloch, P.E., Process Machinery Consulting Wednesday, 01 October 2008 00:00
Ecopetrol S.A. Departamento de Mantenimiento. <http://portal.ecopetrol.com.co>

Resultados históricos de fallas en los **reductores de velocidad** de la planta **vs estándares internacionales**.

Tabla 3 Fallas Reductores de Velocidad

MODO DE FALLA	FRECUENCIA EN LA GRB	ESTANDARES INTERNACIONALES
Falla en rodamientos	48 meses	En la zona caribe las refinerías reparan los reductores cada 5 años o 60 meses y como principal falla los rodamientos
Falla en engranajes	72 meses	
Falla en lubricación	18 meses	
Falla de alineamiento	22 meses	

Fuente: Written by Heinz P. Bloch, P.E., Process Machinery Consulting Wednesday, 01 October 2008 00:00
Ecopetrol S.A. Departamento de Mantenimiento. <http://portal.ecopetrol.com.co>

Resultados históricos de fallas en los **compresores reciprocantes** de la planta **vs estándares internacionales**

Tabla 4 Fallas Compresores Reciprocantes

MODO DE FALLA	FRECUENCIA EN LA GRB	ESTANDARES INTERNACIONALES
Falla en sellos mecánicos	22 meses	En la zona caribe las refinerías reparan los compresores reciprocantes cada 3.5 años o 40 meses y como principal falla el sello mecánico
Falla en lubricación	32 meses	
Falla en internos	10 meses	
Falla de alineamiento	72 meses	

Fuente: Written by Heinz P. Bloch, P.E., Process Machinery Consulting Wednesday, 01 October 2008 00:00
Ecopetrol S.A. Departamento de Mantenimiento. <http://portal.ecopetrol.com.co>

Resultados históricos de fallas en los **compresores centrífugos** de la planta **vs estándares internacionales**

Tabla 5 Fallas Compresores Centrífugos

MODO DE FALLA	FRECUENCIA EN LA GRB	ESTANDARES INTERNACIONALES
Falla en sellos mecánicos	90 meses	En la zona caribe las refinerías reparan los compresores centrífugos cada 10 años o 120 meses y como principal falla el sello mecánico
Falla en lubricación	120 meses	

Fuente: Written by Heinz P. Bloch, P.E., Process Machinery Consulting Wednesday, 01 October 2008 00:00
Ecopetrol S.A. Departamento de Mantenimiento. <http://portal.ecopetrol.com.co>

El promedio de los costos de reparación de los equipos rotativos en la planta “Aromáticos” es la siguiente:

Tabla No 6 Costos de Reparación

NOMBRE	COSTO X REPUESTOS	COSTOS X M.O	TOTAL
BOMBA CENTRIFUGA	\$12.000.000	\$5.800.000	\$17.800.000
BOMBA RECIPROCANTE	\$8.296.	\$6.000.000	\$14.296.000
TURBINAS	\$17.358.000	\$5.780.000	\$23.138.000
REDUCTORES DE VELOCIDAD	\$22.587.000	\$9.000.000	\$31.587.000
COMPRESORES RECIPROCANTES	\$154.000.000	\$100.200.000	\$254.200.000
COMPRESOR CENTRIFUGO	\$200.000.000	\$97.000.000	\$297.000.000

En la planta “Aromáticos” se encuentran identificados los siguientes equipos denominados críticos porque al presentar falla de manera imprevista coloca en riesgo la producción de la planta como también el cumplimiento con los clientes internos y externos. Lo cual tiene un alto impacto en los costos por la no producción.

Tabla No 7 Costo Paradas No Programadas

NOMBRE	IDENTIFICACION	COSTO REPARACION	COSTO FUERA DE SERVICIO UNIDAD / DIA
BOMBA	P-1301A/B	\$17.800.000	\$561.000.000
BOMBA	P-1308 A/B	\$17.800.000	\$561.000.000

BOMBA	P-1311 A/B	\$17.800.000	\$561.000.000
BOMBA	P-1405 A/B	\$17.800.000	\$317.900.000
BOMBA	P-1407 A/B	\$17.800.000	\$317.900.000
BOMBA	P-1414 A/B	\$14.296.000	\$317.900.000
BOMBA	P-1501 A/B	\$17.800.000	\$317.900.000
BOMBA	P-1601 A/B	\$17.800.000	\$149.600.000
BOMBA	P-1702 A/B	\$14.296.000	\$149.600.000
BOMBA	P-1704 A/B	\$17.800.000	\$149.600.000
COMPRESOR	C-1601 A/B	\$254.200.000	\$299.200.000
COMPRESOR	C-1301	\$297.000.000	\$1.496.000.000

NOTA. El compresor c-1301 deja fuera de servicio toda la planta.⁷

⁷ Fuente: Ecopetrol S.A. Programación y Planeación del Mantenimiento
Departamento de mantenimiento. Coordinación Mantenimiento Proactivo

1.3. OBJETIVOS

1.3.1 OBJETIVO GENERAL

Mejorar el plan de mantenimiento centrado en confiabilidad para los equipos rotativos en la planta “Aromáticos” de la gerencia refinería Barrancabermeja de Ecopetrol s.a.

1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Identificar las fallas más frecuentes en los equipos rotativos en la planta de “Aromáticos” en la GRB
2. Identificar los componentes de los equipos rotativos de mayor relevancia en la planta, aplicando un análisis de criticidad.
3. Establecer una metodología funcional basada en confiabilidad para el mantenimiento de equipos rotativos
4. Mejorar contratos de mantenimiento y retomar gradualmente actividades de mantenimiento en las paradas de planta.

1.4. RESULTADOS ESPERADOS

1.4.1 ESTUDIO IMPACTO AMBIENTAL Y DE LA SALUD

IMPACTOS

Para este proyecto se debe considerar la contaminación atmosférica que se presenta por la emisión de algunos gases producidos durante los diferentes procesos que se realizan en la planta de “Aromáticos” debido a fallas en el sellado de las bombas y compresores.

El aire contaminado se caracteriza por la presencia de uno o más contaminantes en la atmósfera en cantidades, características y duración, tales que se convierten en un aire potencialmente perjudicial para los seres vivos.

En este proyecto se aprecia que sí existe contaminación ambiental cuando se presentan escapes de los productos utilizados y producidos en el proceso (tolueno, benceno, Xilenos, O-xileno y “Aromáticos” pesados), lo cual afecta a los trabajadores y al ambiente.

Por lo que se recomienda que a los equipos se les realicen mejoras en los sellos mecánicos con altos niveles de seguridad para evitar emisiones al ambiente que puedan afectar a las personas y la naturaleza. Adicionalmente aplicar de manera estricta las normas y leyes sobre salud ocupacional con base al artículo 10 de la convención colectiva de trabajo que ordena entre otros la realización de exámenes especializados a los trabajadores que operan en la planta de “Aromáticos” de la GRB así como su rehabilitación de manera profesional en caso de encontrarse afectado.

Otro impacto ambiental es la concesión para el uso del agua debido que el 90% de los equipos rotativos utilizan el agua en sus sistema de refrigeración, y en muchos casos el agua puede recircular o tener drenajes que pueden ir a las plantas de tratamiento o a vertimientos que van directamente al río magdalena.

1.4.3 BENEFICIOS ESPERADOS

Ambientales



- ✓ Producción Más Limpia.
- ✓ Disminución de contaminación atmosférica por la emisión de gases redundando en mejor calidad del aire para la ciudad.
- ✓ Operación de la refinería más eficiente en efluentes y uso del agua.
- ✓ Uso eficiente de recursos energéticos
- ✓ Recuperación / reutilización in-situ

Económicos



- ✓ Mayores ingresos por cumplimiento y mejoramiento de las metas de producción de la planta garantizada por una mayor disponibilidad operacional de los equipos.
- ✓ Extensión de la vida útil y menores gastos de reemplazo de los equipos.
- ✓ Productos industriales de mejor calidad a un menor costo.

Sociales



- ✓ Reducción de accidentes y de riesgos para el personal y el funcionamiento de planta.
- ✓ Personal mejor entrenado, con mayor capacidad técnica, más ordenado lo que traduce en un ambiente de trabajo más limpio y seguro.
- ✓ Personal más satisfecho y de mayor productividad.
- ✓ Oportunidad para proveedores de bienes y servicios locales y regionales.

1.5. METODOLOGIA

Para la realización de este proyecto se realizaron visitas a la planta de “Aromáticos” y se conoció por medio de un sondeo con el personal operativo cuáles son sus inquietudes y recomendaciones para mejorar la productividad de la planta. También se realizó acompañamiento al personal de mantenimiento en sus labores del día a día donde nos dieron a conocer cuáles eran las fallas más frecuentes y cuales serían a su vez las recomendaciones para que estas no se presentaran en el futuro.

Para cumplir con los objetivos del proyecto se plantean las siguientes fases como metodología a desarrollar:

FASE 1: LISTADO Y CODIFICACIÓN DE EQUIPOS

El primer problema que se plantea al realizar un análisis de fallos según la metodología del RCM es elaborar una lista ordenada de los equipos que hay en ella.

Una simple lista de todos los motores, bombas, sensores, etc. de la planta no es útil ni práctica. Se elaboró una lista de equipos, expresada en forma de estructura arbórea, en la que se indica las relaciones de dependencia de cada uno de los ítems con los restantes.

FASE 2: LISTADO DE FUNCIONES Y ESPECIFICACIONES

Esta fase se detalla todas las funciones que tiene el sistema que se está estudiando, cuantificando como se lleva a cabo esa función (especificación a alcanzar por el sistema).

Para que el sistema cumpla su función cada uno de los subsistemas en que se subdivide deben cumplir la suya. Para ello, se lista también las funciones de cada uno de los subsistemas.

Cada uno de los subsistemas está compuesto por una serie de equipos. Se detalla la función de cada uno de estos equipos y elementos, pero esto haría que el trabajo fuera interminable, y que los recursos que deberíamos asignar para la realización de este estudio fueran tan grandes que lo harían inviable. Por ello, nos conformaremos con detallar las funciones de unos pocos equipos, que denominaremos 'equipos significativos'.

FASE 3: DETERMINACIÓN DE FALLOS FUNCIONALES Y TÉCNICOS

Un fallo es la incapacidad de un ítem para cumplir alguna de sus funciones. Por ello decíamos en el apartado anterior que si realizamos correctamente el listado de funciones, es muy fácil determinar los fallos: tendremos un posible fallo por cada función que tenga el ítem (sistema, subsistema o equipo) y no se cumpla. Se hace una distinción entre fallos funcionales y fallos técnicos.

FASE 4: DETERMINACIÓN DE LOS MODOS DE FALLO

Una vez determinados todos los fallos que pueden presentar un sistema, un subsistema o uno de los equipos significativos que lo componen, deben estudiarse los modos de fallo. Podríamos definir 'modo de fallo' como la causa primaria de un fallo, o como las circunstancias que acompañan un fallo concreto.

Cada fallo, funcional o técnico, puede presentar, múltiples modos de fallo. Cada modo de fallo puede tener a su vez múltiples causas, y estas a su vez otras causas, hasta llegar a lo que se denomina 'causas raíces'.

No obstante, la experiencia demuestra que si se trata de hacer un estudio tan exhaustivo, los recursos necesarios son excesivos. El análisis termina abandonándose con pocos avances, se bloquea.

Por tanto, se definió con qué grado de profundidad se van a estudiar los modos de fallo, de forma que el estudio sea abordable y técnicamente factible.

FASE 5: ANALISIS DE LA GRAVEDAD DE LOS FALLOS. CRITICIDAD

El siguiente paso es determinar los efectos de cada modo de fallo y, una vez determinados, clasificarlos según la gravedad de las consecuencias.

La primera pregunta a responder en cada modo de fallo es: ¿qué pasa si ocurre? Una sencilla explicación de lo que sucederá será suficiente.

Consideraremos tres posibles casos: que el fallo sea crítico, que el fallo sea importante o que sea tolerable.

Para el análisis se empleara la metodología del Ing. Msc. Diógenes Suarez, que basa sus criterios en factores operacionales y de mantenimiento y fue escogida por adaptarse al entorno del sistema, además de evaluar diversos criterios.

FASE 6 DETERMINACION DE MEDIDAS PREVENTIVAS

Determinados los modos de fallo del sistema que se analiza y clasificados estos modos de fallo según su criticidad, el siguiente paso es determinar las medidas preventivas que permiten evitar el fallo o minimizar sus efectos. Este es el punto fundamental de un estudio RCM.

Las medidas preventivas que se pueden tomar son:

- Tareas de mantenimiento
- Mejoras
- Formación del personal
- Modificación de instrucciones de operación y
- modificación de instrucciones de mantenimiento.

FASE 7 OBTENCION DEL PLAN DE MANTENIMIENTO Y AGRUPACION DE MEDIDAS PREVENTIVAS

Determinadas las medidas preventivas para evitar los fallos potenciales de un sistema, el siguiente paso es agrupar estas medidas por tipos (tareas de mantenimiento, mejoras, procedimientos de operación, procedimientos de mantenimiento y formación), lo que luego nos facilitará su implementación

1. MARCO DE REFERENCIA

2.1 LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO

Teniendo en cuenta que el proyecto se realizará dentro de la planta de “Aromáticos” no es necesaria la adquisición de terrenos puesto que es propio, lo cual es una ventaja en la inversión económica y de infraestructura como también en la consecución de permisos ordenados por la ley.

Figura 5. Macrolocalización



La planta “Aromáticos” se encuentra ubicada en la ciudad de Barrancabermeja, magdalena medio perteneciente al departamento de Santander.⁸

Figura 6 Microlocalización



Fuente: <http://portal.ecopetrol.com.co>

La planta de “Aromáticos” se encuentra ubicada en el municipio de Barrancabermeja dentro del área ocupada por la refinería de Ecopetrol, la planta de “Aromáticos” pertenece al departamento de petroquímica y se encuentra geográficamente ubicado en el occidente de la ciudad a orillas de río magdalena.

Esta ubicación es muy importante geográficamente porque permite el transporte de equipos y repuestos de alta envergadura como los utilizados por la industria petrolera por el río magdalena lo cual baja los costó de transporte y es complemento del transporte terrestre.

2.2 PROCESO DE PRODUCCIÓN

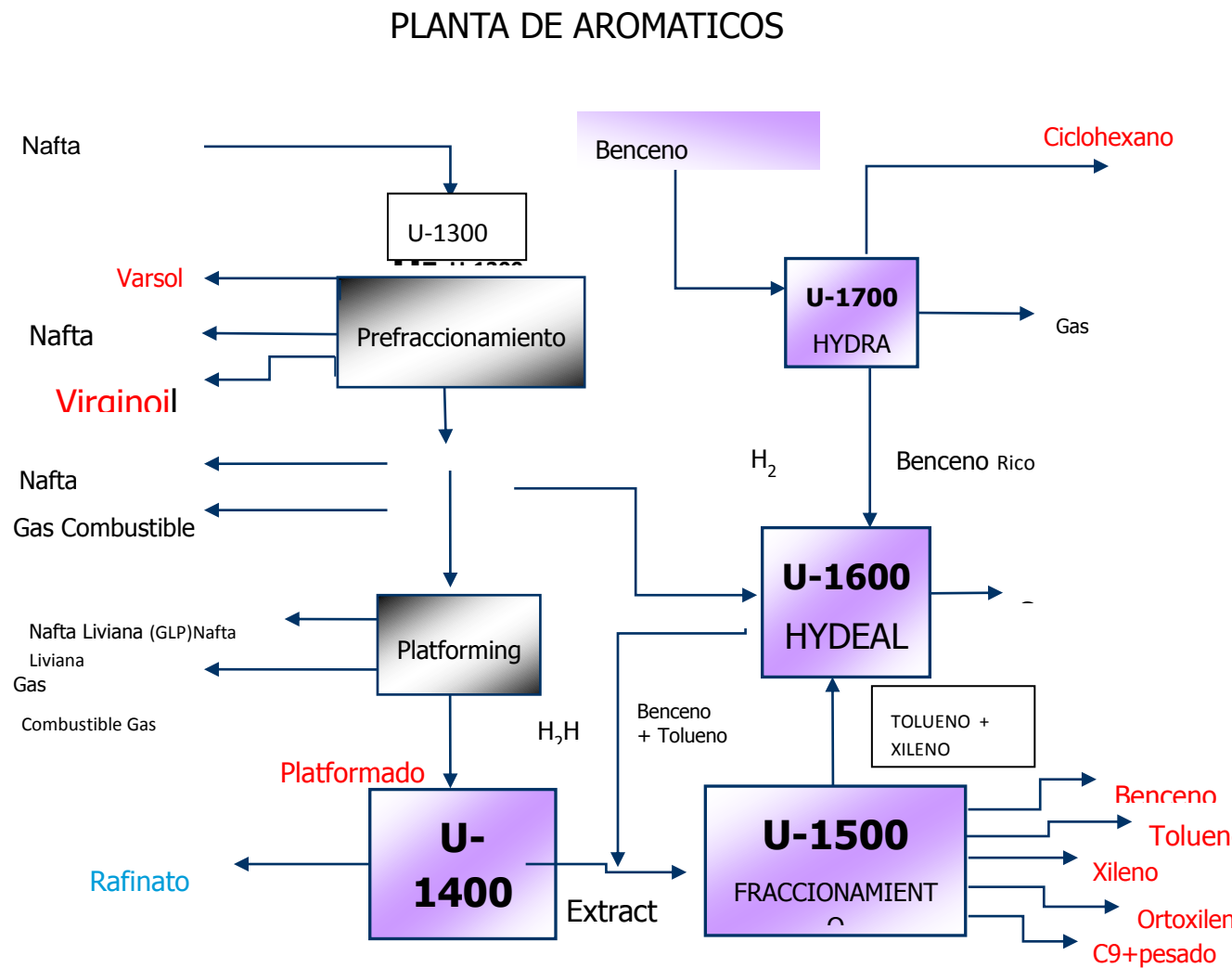
La función principal de la planta es aprovechar corrientes de bajo valor económico y convertirlas en productos valiosos o materias primas para otras industrias La planta produce “Aromáticos” de alta pureza, mediante la transformación de la nafta virgen de bajo octanaje de lo cual salen al mercado los siguientes productos

⁸ Autores del proyecto

benceno, tolueno, xilenos mezclados, ortoxileno, Ciclohexano, Platformado (reformado catalítico) varsol, virginoil y “Aromáticos” pesados. Para la elaboración de estos productos la planta consta de cinco unidades las cuales cumplen procesos simultáneos, estas cinco unidades de proceso son:

2.2.1 PROCESO DE PRODUCCIÓN PLANTA “AROMÁTICOS”

Figura 7 Diagrama Proceso de Producción Planta Aromáticos

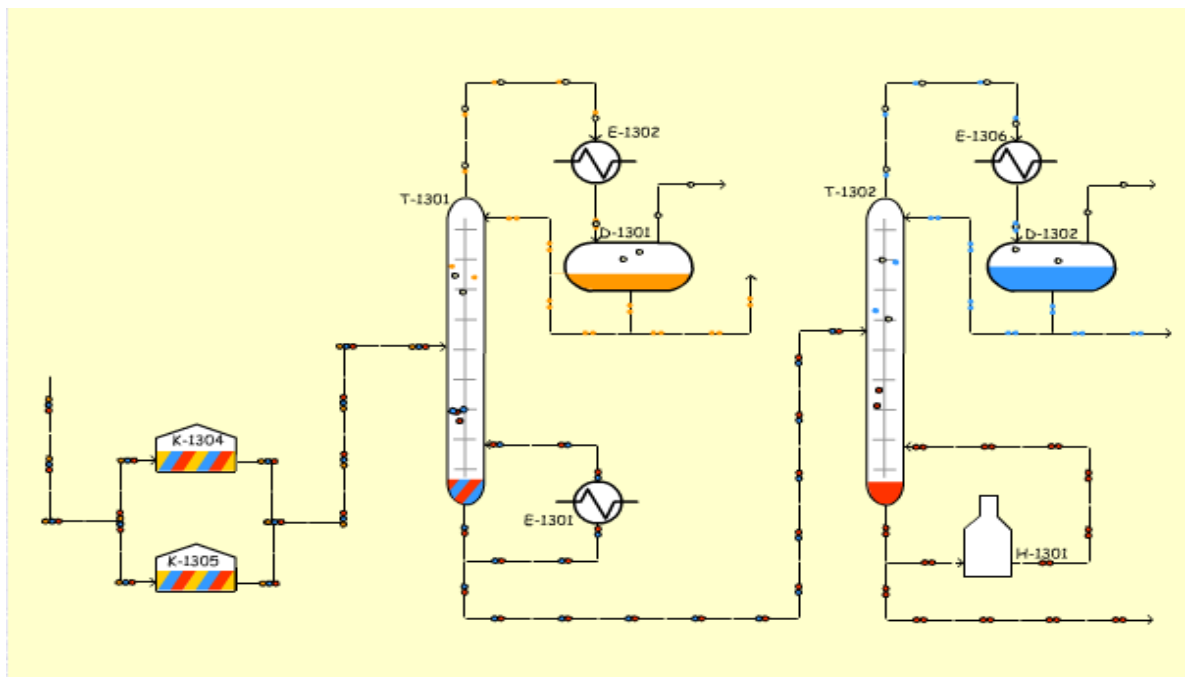


Fuente: www.ecopetrol.com

2.2.2 U-1300 PREFRACCIONAMIENTO

Realiza un corte a la nafta de rango de ebullición 130-380°F a 180-300°F. Retira los livianos menores de 6 carbonos y los pesados mayores de 9 carbonos, ya que los precursores de los “Aromáticos” son los C6, C7 y C8. Su carga de diseño son 16.000 BPD de Nafta Virgen procedente de las unidades de destilación primaria, Produce Varsol y Virginoil. A su vez realiza Tratamiento con H₂ de la nafta adecuada en Pre fraccionamiento a través de un lecho catalítico, para retirar los contaminantes y así poder procesar la en la unidad de Platforming. Los Contaminantes del proceso son azufre, nitrógeno, oxígeno, olefinas y metales.

Figura 8 Diagrama de Proceso Unidad 1300

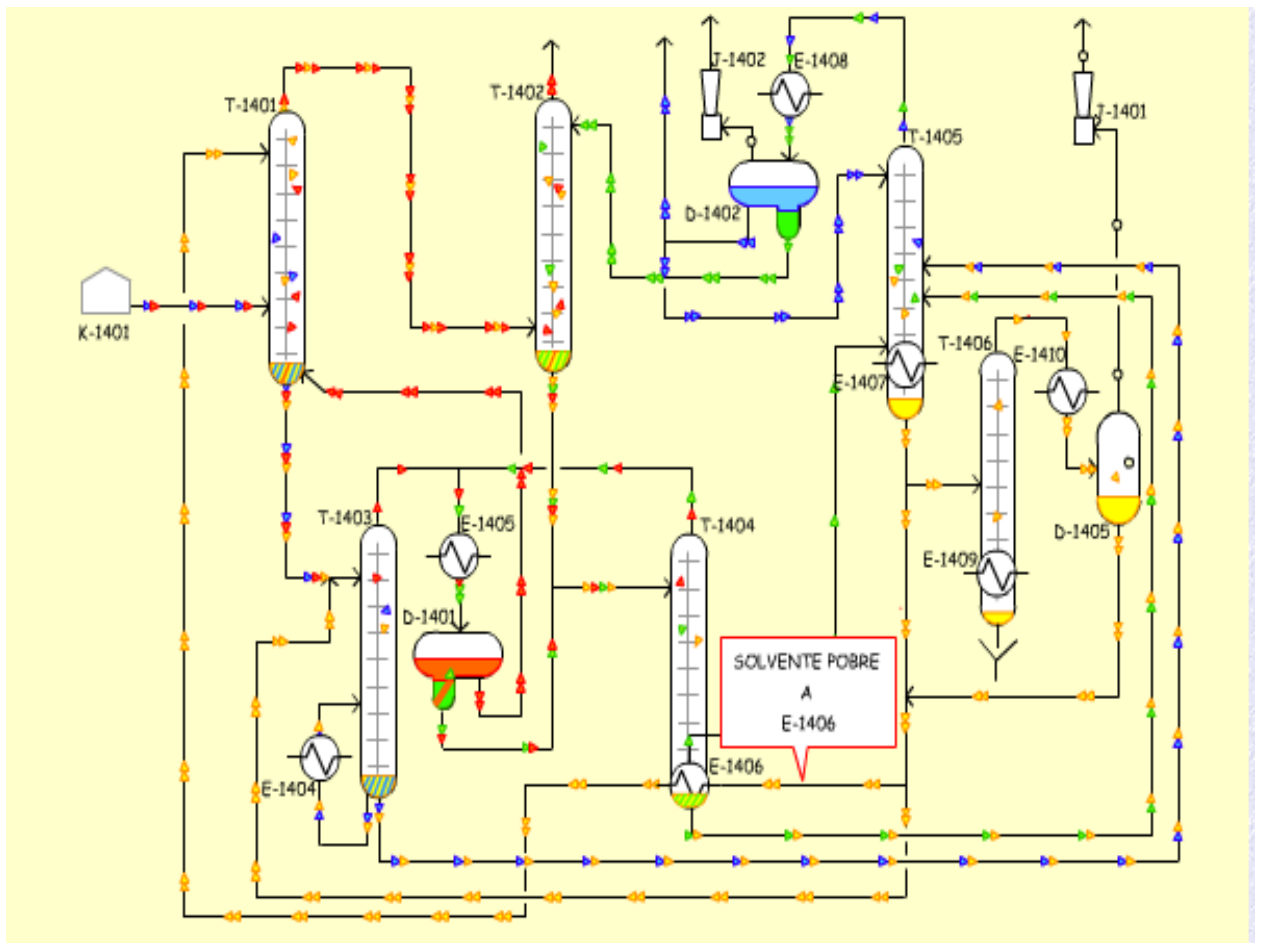


Fuente: www.ecopetrol.com

2.2.3 U-1400 SULFOLANE

Proceso de extracción de líquido por el cual se separan los “Aromáticos” de los no “Aromáticos”. Utilizando el solvente Sulfolane desarrollado por la compañía Shell. La unidad de extracción con Sulfolane está diseñada para procesar 4704 BPD de platformado con un contenido de “Aromáticos” que puede fluctuar entre 50.

Figura 9 Diagrama de Proceso Unidad 1400



Fuente: www.ecopetrol.com

2.2.4 U-1500 FRACCIONAMIENTO

Realiza la separación de hidrocarburos “Aromáticos” por destilación previo a la destilación se hace un proceso de absorción para eliminar las diolefinas y Parafinas para evitar que por oxidación se dañe el color de los productos. Está diseñada para procesar 3312 BPD esta unidad tiene certificado de aseguramiento de la Calidad ISO del Benceno, Tolueno, Xilenos, O-xileno y “Aromáticos” pesados.

A continuación se explica para que se utilizan cada uno de los productos.

- **BENCENO:** Se utiliza como materia prima en la producción de alquilbenceno (reacción de alquilación de polímero de propileno y benceno) y en la obtención de Ciclohexano (reacción catalítica de hidrogenación del Benceno). Se utiliza en todos los procedimientos que exigen un disolvente como desengrasante de rápida evaporación. Así, se emplea como disolvente en las tintas de impresión por fotograbado, lacas.

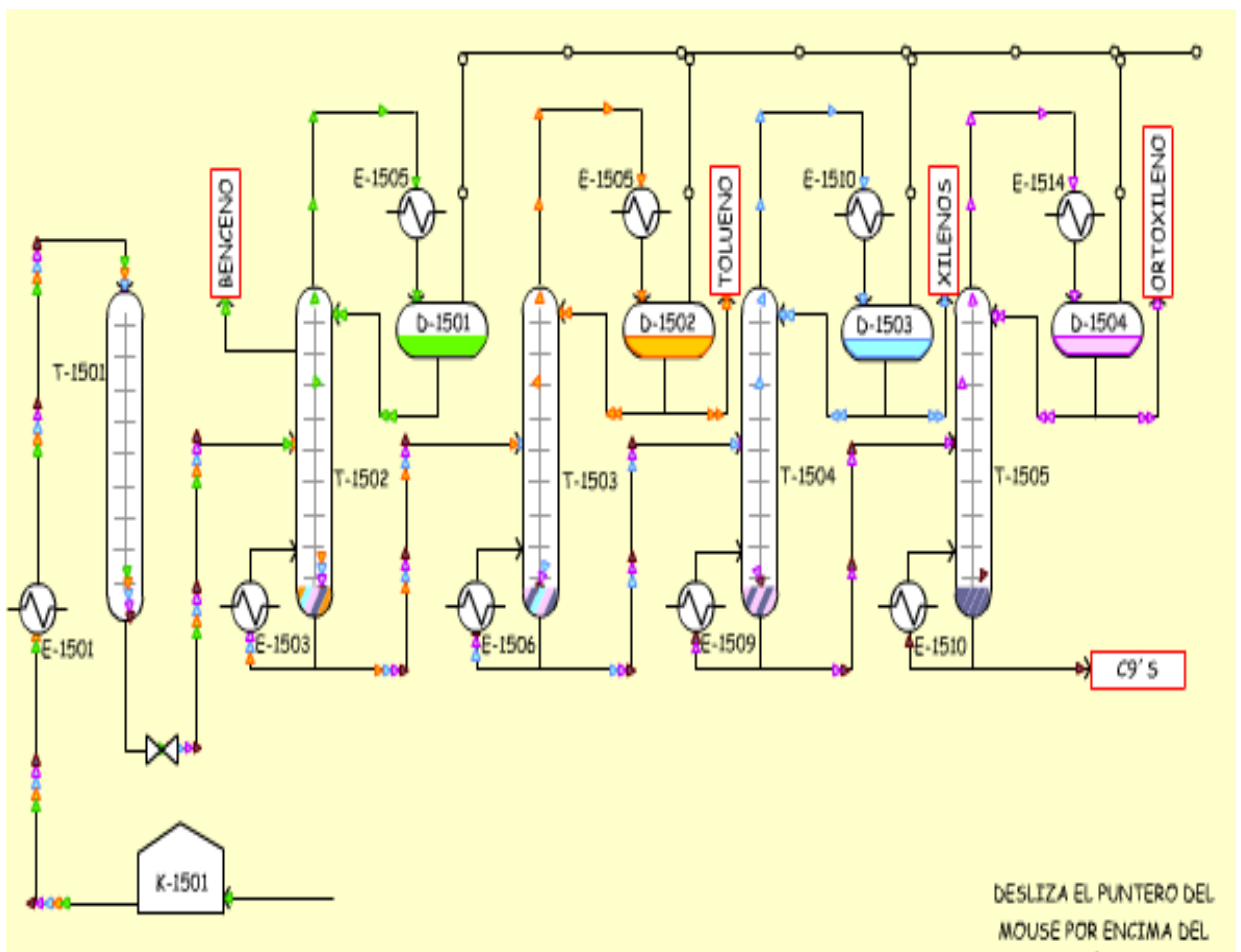
- **TOLUENO:** Se utiliza como disolvente en la fabricación de pinturas, resinas, thinner y tintas. Además es materia prima para la producción de benceno, benzaldehído, colorantes, explosivos y otros compuestos orgánicos. Como adelgazador para pinturas, barnices, esmaltes, lacas y como solvente para caucho, grasas y resinas.

- **XILENOS MEZCLADOS:** Son ampliamente utilizados en la industria de pinturas, en la de insecticidas, en la elaboración de los diversos tipos de thinner. Se utiliza también como mejorador del número de octano de la gasolina.

- **OTHOXILENO:** Se utiliza como materia prima para la producción de anhídrido ftálico. En síntesis orgánica. Como intermedio en colorantes.

- **CICLOHEXANO:** Se emplea como disolvente en la industria de los plásticos; sirve también como compuesto químico intermedio en la preparación del ciclohexanol, ciclohexanona en la industria del nylon.

Figura 10 Diagrama de Proceso U-1500



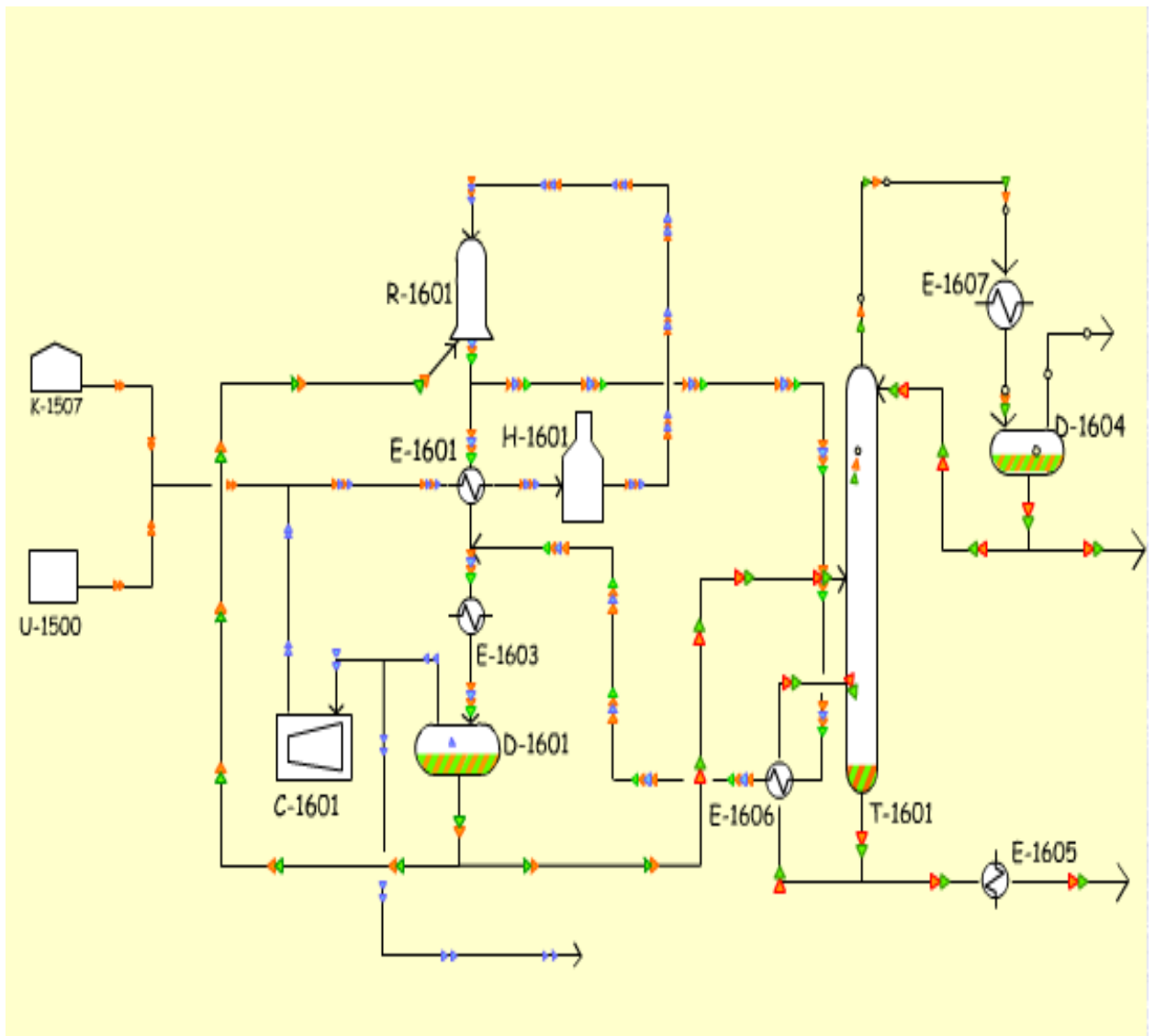
DESPLIZA EL PUNTERO DEL
MOUSE POR ENCIMA DEL

Fuente: www.ecopetrol.com

2.2.5 U-1600 HYDEAL

Proceso de Hidrodealquilación térmica de Tolueno (o Xilenos) para la producción de benceno con un 60-65% de conversión. En 1981 se eliminó el proceso catalítico, al remplazar el catalizador por un lecho parcial, conformado por solo cerámica que dio resultados satisfactorios.

Figura 11 Diagrama de Proceso U-1600

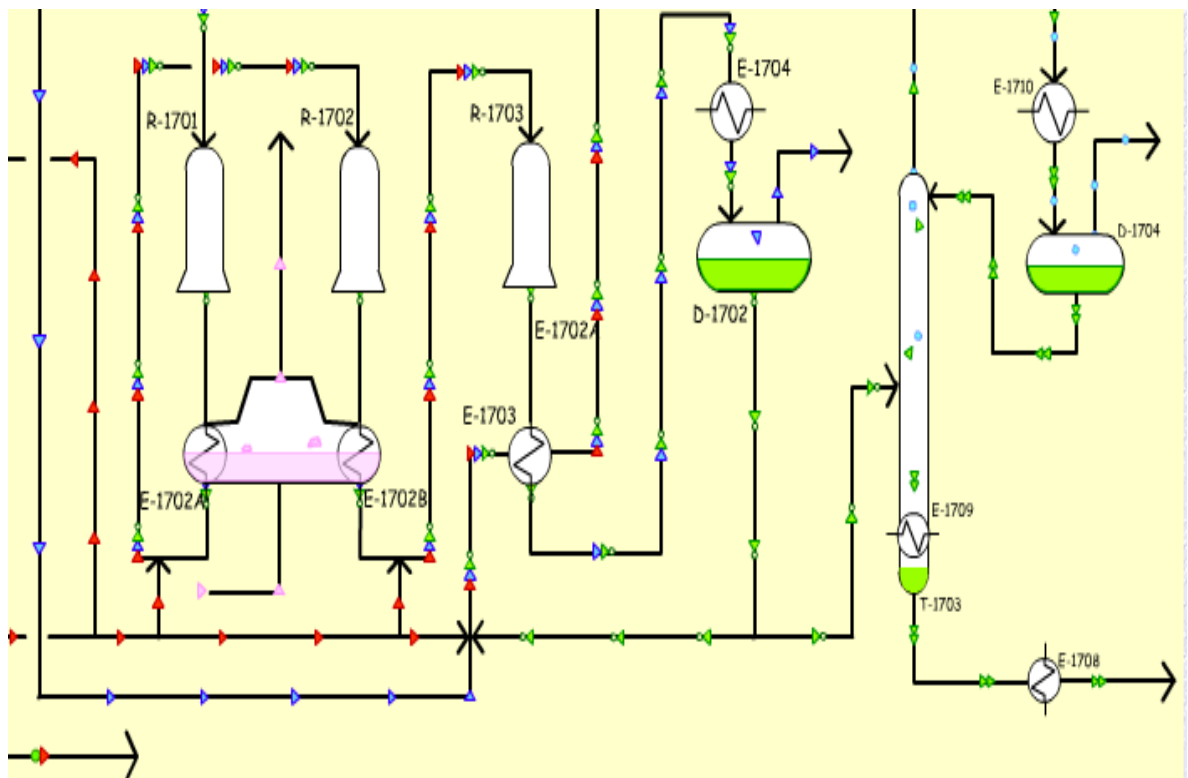


Fuente: www.ecopetrol.com

2.2.6 U-1700 HYDRAR

Proceso de hidrogenación catalítica del benceno en fase líquida para la producción de Ciclohexano de alta pureza. La reacción se lleva a cabo en tres reactores catalíticos en presencia de hidrógeno utilizando un catalizador a base de platino. Se tiene Certificado de Aseguramiento de la Calidad ISO del Ciclohexano

Figura 12 Diagrama de Proceso U-1700



Fuente: www.ecopetrol.com

2.3 NECESIDADES DE LOS PROCESOS DE PRODUCCIÓN

2.3.1 INSUMOS

Energía eléctrica Utilizada para alimentar los motores que dan movimiento a las bombas y compresores para cada proceso de las unidades, también alimentan las pantallas de los cuartos de control y el alumbrado en general.

Conexión en comunicaciones Red telefónica, Internet para la comunicación interna y externa.

2.3.2 ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS

El desarrollo tecnológico es de los más avanzados en la industria del petróleo debido que es el utilizado en los cuartos de control para realizar seguimiento, control y monitoreo a cada uno de los equipos que se encuentran operando en los patios de operaciones desde las consolas sistematizadas.

Catalizador Un catalizador es una sustancia que aumenta la rapidez de una reacción química sin sufrir ningún cambio permanente. La catálisis es el proceso mediante el cual aumenta la velocidad de las reacciones químicas por medio de la presencia de un catalizador. Un catalizador interviene en una reacción pero sin llegar a formar parte de los resultados de esta. Los catalizadores se pueden clasificar en: catalizadores heterogéneos o de contacto, y los catalizadores homogéneos.

Vapor El vapor es el estado en el que se encuentra un gas cuando se halla a un nivel inferior al de su punto crítico; éste hace referencia a aquellas condiciones de presión y temperatura por encima de las cuales es imposible obtener un líquido por compresión.⁹

⁹ Fuente: autores del proyecto

2.4. DESCRIPCION DEL MANTENIMIENTO EN LA GRB

proceso de planeación y programación: esta metodología tiene roles claramente definidos para un mantenimiento en vía al mejoramiento continuo por lo cual mejora la comunicación e impulsa el compromiso entre el área operacional y de mantenimiento para mejorar planes, volúmenes de trabajo y costos de mantenimiento.

Es de importancia para la planeación y programación establecer bases de datos jerarquizando los equipos con el fin de organizar un archivo histórico del equipo, esto es de gran importancia para que la planeación sea eficiente y así aumentar la confiabilidad. También se deben detallar los pasos de los procesos de planeación y como mínimo deben incluir los siguientes:

- ✓ Fuentes de trabajo
- ✓ Orden de trabajo
- ✓ Prioridad
- ✓ Plan de mantenimiento
- ✓ Cierre del trabajo

En la GRB de ecopetrol se ha implementado con el apoyo del personal encargado del mantenimiento un sistema computarizado llamado Ellipse el cual permite una ejecución de flujo de trabajo en mantenimiento desde que se genera la orden de trabajo hasta su cierre. Todas las solicitudes de trabajo vengan de donde vengan deben incluirse en el ellipse, luego de incluirlas en el sistema el programador, el coordinador de mantenimiento y el representante de operaciones se reúnen y realizan un análisis para ver si es viable aceptarla, priorizarla y de esta manera generar la orden de trabajo.

Después de realizar la priorización y generar la orden de trabajo se le asignan los recursos necesarios para que el personal encargado de la ejecución lo realice en los tiempos estipulados y con los estándares de calidad exigidos.

Para un mejoramiento continuo y un análisis de tendencia es primordial que los trabajos finalizados se cierren en el ellipse de forma adecuada, oportuna y con anotaciones importantes que se hayan encontrado o realizado al equipo en su mantenimiento.¹⁰

2.4.5 MANTENIMIENTO ACTUAL

En la actualidad la planta de “Aromáticos” tiene implementado tres tipos de mantenimiento:

Mantenimiento preventivo: es un mantenimiento programado basado en un tiempo determinado para realizar una determinada actividad o inspección para asegurar y garantizar las funciones principales, secundarias y de seguridad de un equipo determinado. Se ha demostrado a lo largo del tiempo que este tipo de mantenimiento es el más caro de administrar para una compañía con operaciones amplias y complejas.

Mantenimiento correctivo: es el más antiguo de todos y el más ineficiente cuando ocurre de manera no consiente, este mantenimiento se deriva a partir de que nace una falla y el equipo pierde su función.

Mantenimiento predictivo: es una técnica moderna cuyo objetivo es anticiparse a las fallas es decir predecir cuándo y en qué forma podrían fallar los equipos.

¹⁰ GRB Filosofía de mantenimiento y estrategias 2011-2020
ecopetrol S.A. <http://portal.ecopetrol.com.co>

En la actualidad la planta de “Aromáticos” cuenta con noventa y cuatro equipos rotativos que operan en cada una de las cinco unidades, por lo que se busca aumentar la confiabilidad y disminuir los costos de mantenimiento por medio de una estrategia de mantenimiento centrado en confiabilidad.¹¹

3. MARCO LEGAL

En este proyecto la Gerencia Refinería Barrancabermeja al tener la planta “Aromáticos” dentro de sus predios y como representante legal ante los entes gubernamentales y de control debe procurar cumplir todas las normas estipuladas para el funcionamiento de la planta, a continuación relacionamos algunas

- Ley 99 de 1993, en especial el artículo 43 que trata de las tasas por utilización del recurso agua
- al artículo 10 de la convención colectiva de trabajo Ecopetrol-USO
- Ley 388 de 1997: Sobre ordenamiento territorial municipal
- ley 1562 de julio 11 de 2012 por la cual se modifica el sistema de riesgos laborales y se dictan otras disposiciones en materia de salud ocupacional
- ley 9 de 1979 artículo 84^o todos los empleadores están obligados a: proporcionar y mantener un ambiente de trabajo en adecuadas condiciones de higiene y seguridad, establecer métodos de trabajo con el mínimo de riesgos para la salud dentro de los procesos de producción
- artículo 2. resolución 2400 de 1979. aplicar y mantener en forma eficiente los sistemas de control necesarios para protección de los trabajadores y de la colectividad contra los riesgos profesionales y condiciones o

¹¹ Instructivo de ejecución del proceso de mantenimiento. Departamento de Mantenimiento GRB
Intranet Ecopetrol

contaminantes ambientales originados en las operaciones y procesos de trabajo.

- subprograma de medicina preventiva y del trabajo resolución 1016 de 1989
- ley 1539 de 2012 artículo 1. las personas naturales que sean vinculadas o, estén vinculadas a los servicios de vigilancia y seguridad privada y que deban portar armas de fuego, deberán obtener el certificado de aptitud psicofísica para el porte y tenencia de armas de fuego
- Resolución 652 de 2012 modificada parcialmente por la Resolución 1356 de 2012 (18 de julio) comité de convivencia laboral
- resolución 1409 de 2012 (julio 23) establece el reglamento de seguridad para protección contra caída en trabajo en alturas
- ley 1566 de 2012 (julio 31) garantiza la atención integral a personas que consuman sustancias psicoactivas
- el Decreto 02 de 1982, sobre las Normas de Calidad del Aire
- Ley 9° de 1979 código sanitario Artículos 41 al 49. De las emisiones atmosféricas sobre calidad de aire.
- Decreto 948 de 1995 Protección y control de la calidad del aire. (Emisiones, ruido, olores).

4. MARCO TEÓRICO Y/O CONCEPTUAL

El mantenimiento es el conjunto de actividades que permiten que la confiabilidad sea incrementada y la disponibilidad sea garantizada. El objetivo de mejorar el plan de mantenimiento centrado en confiabilidad para los equipos rotativos en la planta “Aromáticos” de la gerencia Refinería Barrancabermeja de Ecopetrol s.a., es la reducción de las intervenciones de reparación y de la convivencia con problemas crónicos, a través de la mejora continua de los controles y sistemas; utilizando herramientas para la actualización técnica de los sistemas y procesos, equipos y personal de mantenimiento. La misión de la ingeniería de mantenimiento

es promover los progresos técnicos del mantenimiento, a través de la gestión de herramientas que proporcionan la mejora de su desempeño; es una adecuación de los equipos e instalaciones a las condiciones de operación a las cuales serán exigidos.

Todo esto será posible cuando el mantenimiento sea basado en el conocimiento y la experiencia a través de recomendaciones o información suministrada por el personal de operaciones y mantenimiento con base en un trabajo sistemático para eliminar las causas de las fallas, y poder alcanzar un nivel de mantenimiento de clase mundial.¹²

4.1 FILOSOFIA Y HERRAMIENTAS DE DESARROLLO DEL MANTENIMIENTO

A continuación se muestra un resumen de las más importantes filosofías y herramientas de mantenimiento empleadas a nivel industrial en la actualidad.

4.1.1 INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO (IBR)

Esta metodología tiene como fundamento lo establecido en el documento del Instituto Americano del Petróleo API RP-580 “Inspección Basada en Riesgo”, el cual define el proceso para desarrollar una evaluación de riesgo, cuyo fin principal es el de obtener un Plan de Inspección, enfocado a los equipos que representan un mayor nivel de riesgo para la seguridad de la instalación.

La metodología del IBR se define como un proceso de evaluación y administración de riesgo enfocado en los modos de falla o mecanismos de daño específico aplicable a equipos rotativos de una planta de procesos. El riesgo puede ser controlado a través de la inspección, esto es, la IBR permite desarrollar planes de inspección que enfocan su atención en los equipos de alto riesgo básicamente, Bombas, compresores, turbinas, reductores de velocidad, circuitos de tubería, etc.,

¹² Instructivo de ejecución del proceso de mantenimiento. Departamento de Mantenimiento GRB
Autores del proyecto

sin descuidar los equipos con menor contribución al riesgo de la instalación. Así mismo, es evaluada la contribución de cada componente al nivel de riesgo global de la planta.¹³

El nivel de riesgo es determinado de acuerdo con la ecuación:

$$\text{Riesgo} = \text{Frecuencia de falla} \times \text{Consecuencia}$$

4.1.2 MANTENIMIENTO BASADO EN CONDICIÓN. (MBC)

O mantenimiento predictivo, este tipo de mantenimiento consiste en inspeccionar los equipos a intervalos regulares y tomar acción para prevenir fallas o evitar las consecuencias de las mismas según condición.

Incluye las inspecciones objetivas (con instrumentos) y subjetivas (con los sentidos), como la reparación por defectos.

Los principales objetivos son:

1. Reducir el impacto de los procedimientos preventivos en el resultado de la operación.
2. Eliminación de desmontajes y montajes innecesarios para la inspección.
3. Impedir la propagación de daños.
4. Maximizar la vida útil total de los componentes de los equipos.

¹³ Inspección Basada en Riesgo. Instituto Americano del Petróleo API RP-580

4.1.3 OPTIMIZACIÓN DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO (PMO).

La optimización del programa preventivo se basa en un plan técnico de mantenimiento, seguido de una evaluación económica que resulta en un plan de mantenimiento optimizado (PMO).

El proceso del PMO consta de nueve pasos:

1. Compilación de Tareas
2. Análisis de los Modos de Fallo
3. Racionalización y Revisión de los Modos de Fallo
4. Análisis Funcional (Opcional)
5. Evaluación de Consecuencias
6. Determinación de la Política de Mantenimiento
7. Agrupación y Revisión
8. Aprobación e Implementación
9. Programa de Vida

El PMO necesita tener un proceso de clasificación de sistemas. Esto puede hacerse al revisar la jerarquía de los equipos y subdividirlos en sistemas apropiados para el análisis. Habiendo hecho esto, la importancia de cada uno de los sistemas de los equipos identificados es evaluada en términos de su contribución a los objetivos estratégicos de la organización.¹⁴

Los sistemas de alta importancia tienden a ser aquellos que tendrán un impacto de los modos siguientes:

- ✓ Que tengan un alto riesgo percibido en términos de alcanzar objetivos comerciales, de seguridad o ambientales.

¹⁴ León Lefcovich Mauricio Un paso más hacia la excelencia empresarial.

- ✓ Que tengan un impacto significativo sobre el rendimiento de la planta, los costos operativos o de mantenimiento.
- ✓ Que estén consumiendo trabajo de modo excesivo para operar y mantenerse.¹⁵

4.1.4 MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD (MCC)

RCM (Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad) es un proceso usado para determinar sistemática y científicamente qué debe ser hecho para asegurar que los activos físicos continúen haciendo lo que los usuarios quieren que hagan. Ampliamente reconocido por los profesionales del mantenimiento como la forma más “costo-eficaz” de desarrollar estrategias de mantenimiento de clase mundial, RCM o MCC lleva las mejoras rápidas sostenidas y sustanciales prácticas en la disponibilidad y confiabilidad de planta, calidad de producto, seguridad e integridad ambiental.¹⁶

Esta técnica nació en la industria aeroespacial y luego fue adoptada por empresas en las que la confiabilidad es muy importante para mitigar el riesgo en las plantas y para mejorar la productividad en los equipos rotativos. El mantenimiento centrado en confiabilidad primero define el contexto operacional para luego realizar una serie de preguntas acerca de cada uno de los elementos seleccionados, el método a desarrollar para realizar el RCM en la planta de “Aromáticos” es el descrito en la norma SAE- JA1011 basado en las siguientes siete preguntas:

- ¿Cuáles son las funciones?
- ¿de qué forma puede fallar?

¹⁵ Amendol Luis Ph.D. Organización y Gestión del Mantenimiento “mantenimiento como negocio” “BALANCED SCORECARD”,

¹⁶ García, Olivero Gestión integral del mantenimiento basado en confiabilidad. Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia. www.confiabilidad.net

- ¿Qué causa que falle?
- ¿Qué sucede cuando falla?
- ¿Qué ocurre si falla?
- ¿Qué se puede hacer para prevenir las fallas?
- ¿Qué sucede si no puede prevenirse la falla?

Para desarrollar el RCM en la planta “Aromáticos” se tiene como punto de partida las siguientes premisas:

- ✓ Los equipos auxiliares o stand-by deben estar disponibles y probados
- ✓ Los repuestos esenciales para el mantenimiento deben estar disponibles en la bodega
- ✓ Las fallas en la ejecución de procedimientos de mantenimiento, montaje y operación; la inadecuada especificación o selección de equipos no son tenidas en cuenta como modos de fallas dominantes en el análisis de RCM
- ✓ Planear y programar oportunamente el cálculo económico de las pérdidas por falla de un equipo teniendo en cuenta solo el tiempo empleado para su reparación o cambio
- ✓ RCM no analiza problemas de integridad mecánica
- ✓ El escenario crítico para cada modo de falla es con base en cero mantenimiento
- ✓ Se busca aumentar confiabilidad y la disminución en los costos de mantenimiento.¹⁷

¹⁷ Fundamentos Básicos de Mantenimiento y Manual Práctico de Gestión de Mantenimiento. GRB
Autores del proyecto

4.2 CONTEXTO OPERACIONAL

Antes de comenzar a redactar las funciones deseadas para los equipos que se están analizando se debe tener un claro entendimiento del contexto en que funciona cada equipo. Un caso típico es el del sistema auxiliar que por lo regular requiere tareas de mantenimiento muy distintas a la del equipo principal aun cuando ambos sistemas sean físicamente idénticos.

4.2.1 FUNCIONES

Cada elemento que conforma los sistemas de los equipos debe haberse adquirido para uno o varios propósitos determinados. En otras palabras deberá tener una función o funciones específicas.

La pérdida total o parcial de estas funciones afecta a la organización en cierta manera. También se debe definir la función de los equipos en su contexto operacional, o sea la prioridad del equipo dentro del sistema productivo.

Una vez que se establece el funcionamiento deseado de cada elemento, el RCM pone un gran énfasis en la necesidad de cuantificar los estándares de funcionamiento siempre que sea posible, y estos estándares se extienden a la producción, calidad del producto, servicio al cliente, problemas del medio ambiente, costo operacional y seguridad. Esto remarca la importancia de identificar precisamente qué es lo que se quiere cuando comienza a desarrollarse un programa de mantenimiento.

4.2.2 FALLA FUNCIONALES

El paso siguiente es identificar cómo puede fallar cada elemento en la realización de sus funciones, lo que es conocido comúnmente como falla funcional, la cual ocurre cuando un activo no puede cumplir una función de acuerdo al parámetro de

funcionamiento que el usuario considero aceptable. Cuando se presenta una falla funcional el objeto RCM deja de hacer lo que sus usuarios quieren que haga.

Estas fallas sólo pueden ser identificadas luego de haber definido las funciones y parámetros de funcionamiento del equipo. Se deben de definir fallas funcionales por cada función. Una función puede tener varias fallas funcionales, las cuales se deben registrar para el historial.

4.2.3 MODO DE FALLA

El próximo paso es tratar de identificar todos los hechos que de manera razonablemente posible puedan haber causado cada estado de falla. Esto permite comprender exactamente qué es lo que puede que se esté tratando de prevenir. Al realizar este paso, es importante identificar cuál es la causa origen de cada falla, esto asegura que no se malgaste el tiempo y el esfuerzo tratando los síntomas en lugar de las causas.

Las recomendaciones iniciales del RCM para iniciar con este paso es realizar tareas de cuidados básicos, tareas de monitoreo con frecuencias estipuladas según la condición de cada equipo, tareas de rondas operacionales.

4.3 MARCO METODOLOGICO

4.3.1 METODOLOGÍA DE RESOLUCIÓN DE PROBLEMAS.

Es la metodología para analizar la solución de problemas basada en reuniones grupales multidisciplinarias dentro de la empresa, adoptando el ciclo de calidad P.D.C.A. (Plan-Do-Check-Act).¹⁸

La metodología contempla las siguientes fases:

¹⁸ WALTON, Mary. The Deming Management Method. Berkley Publishing Group. NY

- a) Identificación.
- b) Observación.
- c) Análisis.
- d) Plano de acción.
- e) Implementación.
- f) Verificación.
- g) Estandarización
- h) Verificación del estándar.

La metodología de análisis y resolución de problemas es un procedimiento que puede ser usado tanto para la solución de problemas, así como para promover los procesos de mejora dentro de las empresas.

Solucionar un problema es mejorar los malos resultados hasta un nivel razonable. La relación de causa efecto es analizada con bastante precisión. El ataque del problema es planeado e implementado de manera que pueda impedir la reaparición de los factores causantes del problema.

Emplea como herramienta la ejecución de la lista de comprobación, como se muestra en el siguiente cuadro:

Tabla 9 Metodología Análisis y Resolución de Problemas

Qué?	Cuál es el problema? Que se ha observado?
Quien?	Quien interviene en el problema? Quien está antes o después del problema en el flujo de trabajo?
Donde?	Donde se manifiesta? Donde se origina?
Cuando?	En qué ocasión aparece? En qué momentos y por cuánto tiempo?

Cómo?	Como se manifiesta? Con cuanta frecuencia ocurre? Cuál es la importancia del problema? Cuál es la importancia en tiempo perdido? Cuál es la importancia en costos? Cuál es la importancia en cuanto a la frecuencia?
Por qué?	Por qué ocurre el problema? Pregunta clave que se debe responder

Fuente: método RCM (Reliability Centered Maintenance)

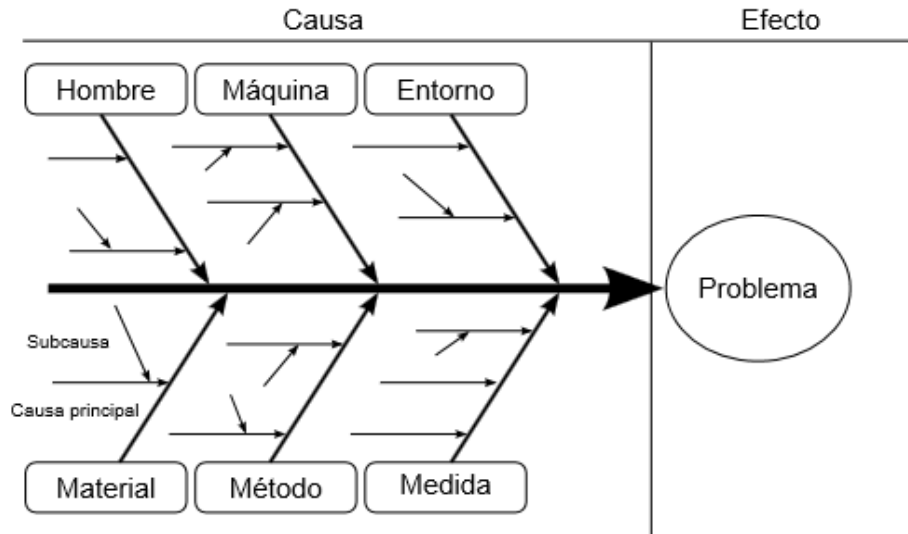
4.3.2 ANÁLISIS DE CAUSA RAÍZ (ACR)

Es una herramienta utilizada para identificar las causas que originan fallos o problemas, las cuales al ser corregidas evitarán la ocurrencia de los mismos.¹⁹

Es una técnica de identificación de causas fundamentales que conducen a fallos recurrentes. Las causas identificadas son causas lógicas y su efecto relacionado, es importante mencionar que es un análisis deductivo, el cuál identifica la relación causal que conduce al sistema, equipo o componente a un fallo. Se utiliza una gran variedad de técnicas y su selección depende del tipo de problema, disponibilidad de datos y conocimiento de las técnicas: análisis causa-efecto, árbol de fallo, diagrama espina de pescado, análisis de cambio, análisis de barreras y eventos y análisis de factores causales.

¹⁹ BESTERFIELD, Dale H. Control de Calidad. 8ª ed. Pearson Educación, 2009

Figura 13 Diagrama de causa efecto o de espina de pez ideado por el ingeniero Ishikawa.



Fuente: Metodología de Análisis Causa Raíz (ACR) SCO.

5. IDENTIFICACION DE EQUIPOS, FALLAS Y ANALISIS DE CRITICIDAD

5.1. PLANTA AROMATICOS

Está diseñada para producir “Aromáticos” de alta pureza, mediante la transformación de la Nafta Virgen de bajo octanaje realizando cuatro procesos internos y entregando al mercado los siguientes productos: Benceno, Tolueno, Xilenos mezclados, Ortoxileno, Ciclohexano. Platformado (Reformado catalítico) Varsol, Virginoil y “Aromáticos” pesados.

Figura 14 Distribución de los Equipos

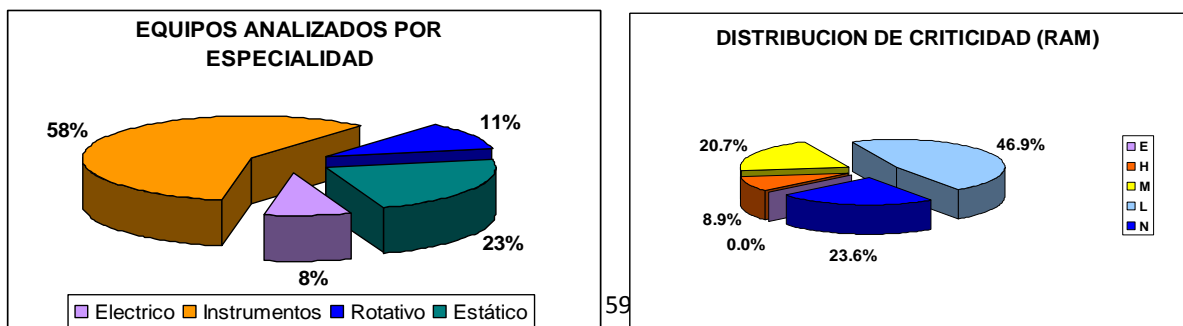
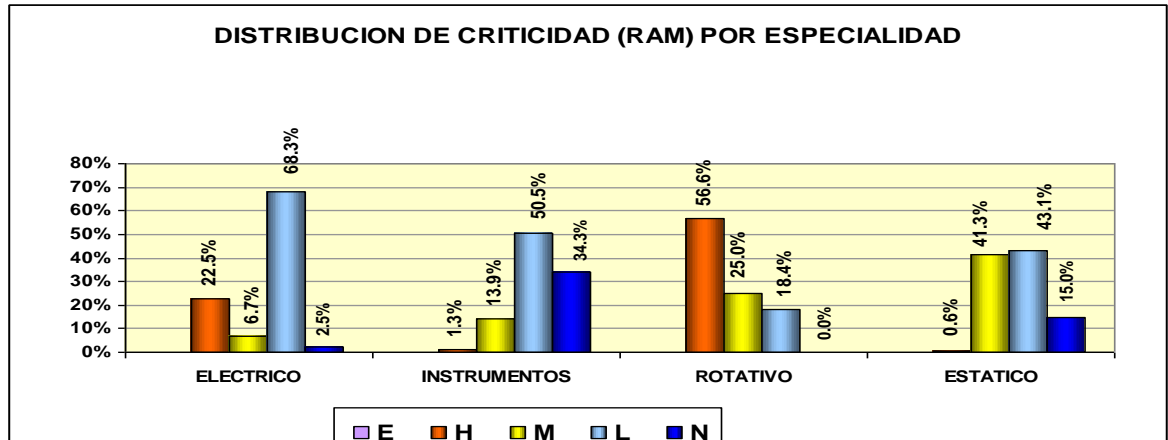


Figura 15 Distribución de Criticidad (RAM) por Especialidad



5.2. COMPOSICIÓN ROTATIVA DE CADA UNIDAD DE PROCESO

La planta de “Aromáticos” está conformada por cinco unidades y cada unidad está compuesta por los siguientes equipos rotativos

- La unidad U-1300 la componen los siguientes equipos rotativos, dieciocho bombas centrifugas, nueve turbinas a vapor y un compresor centrifugo como equipo principal.
- La unidad U-1400 está compuesta, por veintidós bombas centrifugas, doce turbinas a vapor y dos reductores de velocidad.
- La unidad U-1500 está compuesta, por ocho bombas centrifuga.
- La unidad U-1600 está compuesta, por siete bombas centrifugas, tres turbinas a vapor, dos reductores de velocidad y dos compresores reciprocantes como equipos principales.
- La unidad U-1700 está compuesta, por seis bombas centrifugas, dos reductores de velocidad y un compresor reciprocante.

BOMBAS CENTRIFUGAS

También conocidas como bombas rotativas transforman la energía mecánica de un impulsor rotatorio en energía cinética y potencial requerida.

TURBINAS A VAPOR

Es una turbomaquina motora que transforma la energía de un flujo de vapor en energía mecánica a través de un intercambio de cantidad de movimiento entre el flujo de trabajo y el rodete órgano principal de la turbina.

COMPRESORES CENTRÍFUGOS

Es una máquina de flujo continuo en el cual uno o más impulsores en rotación agregan energía al gas, el flujo del gas entra en el centro del impulsor y es descargado por la periferia del mismo a mayor velocidad y presión.

COMPRESORES RECIPROCANTES

Es en el que la compresión se obtiene por desplazamiento de un pistón moviéndose lineal y secuencialmente de atrás hacia adelante dentro de un cilindro; reduciendo de esta forma, el volumen de la cámara (cilindro) donde se deposita el gas; este efecto, origina el incremento en la presión hasta alcanzar la presión de descarga, desplazando el fluido a través de la válvula de salida del cilindro.

REDUCTORES DE VELOCIDAD

Los Reductores de velocidad son apropiados para el accionamiento de toda clase de máquinas y aparatos de uso industrial, que necesitan reducir su velocidad en una forma segura y eficiente. Los reductores son diseñados a base de engranajes, mecanismos circulares y dentados con geometrías especiales de acuerdo con su tamaño y la función en cada motor.

5.3. FASE 1: LISTADO Y CODIFICACIÓN DE EQUIPOS

El primer problema que se plantea al realizar un análisis de fallos según la metodología del RCM es elaborar una lista ordenada de los equipos que hay en ella.

Una simple lista de todos los motores, bombas, sensores, etc. de la planta no es útil ni práctica. Se elaboró una lista de equipos, expresada en forma de estructura arbórea, en la que se indica las relaciones de dependencia de cada uno de los ítems con los restantes.

En la unidad 1300 se encuentran ocho sistemas de bombeo motor-bomba llamados principales los cuales se encuentran codificados de la siguiente forma:

Figura 16 Motor Eléctrico

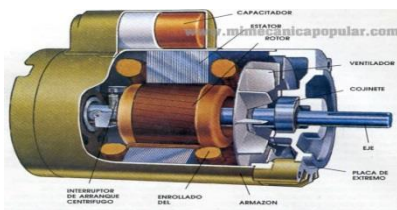


Figura 17 Bomba Centrífuga



Tabla 10 Bombas Críticas U-1300

SITEMAS	
SP-1304A	SP-1308A
SP-1305A	SP1309A
SP-1306A	SP-1311A
SP-1307A	SP-1315A

Fuente: Ecopetrol S.A. Departamento de mantenimiento

Tabla 11 Equipos que componen la Unidad 1300

EQUIPO	CODIGO	EQUIPO	CODIGO
BOMBA	1301 A	1309 A/B	1321 C/D
BOMBA	1302 A/B	1301A	
BOMBA	1303 A/B	1310 A/B	
BOMBA	1304 C/D	1311 C/D	
BOMBA	1305 A/B	1312 C/D	
BOMBA	1306 A	1313 C/D	
BOMBA	1308 C/D	1320 A/B	
TURBINA	1301		
TURBINA	1305		
COMPRESOR	1301		

. Fuente: Ecopetrol S.A. Departamento de mantenimiento.

SISTEMA DE BOMBEO U-1300

En la unidad 1300 se encuentran diez sistemas de bombeo turbina-bomba llamados auxiliares los cuales se encuentran codificados de la siguiente forma: SP-1304B, SP-1305B, SP-1306B, SP-1307B, SP-1308B, SP1309B, SP-1311B/C, SP-1315B. Siendo el sistema más crítico el SP1311 porque es la que envía carga a toda la planta iniciando con la unidad 1400 para que de ahí parta hacia las otras unidades por eso es que aparece principal y dos auxiliares, también son sistemas críticos la SP-1309 la cual envía nafta a la unidad 1700 y la SP1315 la cual envía carga al reactor

SISTEMAS DE COMPRESION UNIDAD 1300

En la unidad 1300 se encuentran el sistema de compresión denominado SC-1301 el cual es el corazón de la planta “Aromáticos” porque este sistema se encarga de

enviar hidrogeno al proceso para producir la nafta la cual es la materia prima que necesita el proceso para los diferentes producto que se producen en la planta.

SISTEMAS DE BOMBEO UNIDAD 1400

En la unidad 1400 se encuentran trece sistemas de bombeo turbina-bomba llamados auxiliares los cuales se encuentran codificados de la siguiente forma: SP-1404B, SP-1405B, SP-1406B, SP-1407B, SP-1408B, SP1409B, SP-1410B, SP-1411B, SP-1414B/C. SP-1415B. Siendo el sistema más crítico el SP-1414 porque es la que envía agua temperada a toda la unidad para aliviar el solvente. Luego aparece como sistema critico la SP-1409 que está encargada de recircular el solvente por toda la planta y como tercer sistema crítico de la unidad es el SP-1407 que envía carga a las torres.

La unidad U-1400 está compuesta, por veintidós sistemas de bombeo, once turbinas a vapor y dos reductores de velocidad.

En la unidad 1400 se encuentran diez sistemas de bombeo motor-bomba llamados principales los cuales se encuentran codificados de la siguiente forma: SP-1404A, SP-1405A, SP-1406A, SP-1407A, SP-1408A, SP1409A, SP-1410A, SP-1411A, SP-1414A, SP-1415

Tabla 12 Bombas Criticas U-1400

SITEMAS	
SP-1404A	SP1409A
SP-1405A	SP-1410A
SP-1406A	SP-1411A
SP-1407A	SP-1414A
SP-1408A	SP-1415

Tabla 13 Equipos que componen la Unidad 1400

EQUIPO	CODIGO	CODIGO
BOMBA	1401 A/B	1408 A/B
BOMBA	1402 A/B	1409 A/B
BOMBA	1403 A/B	1410
BOMBA	1404 A/B	1411
BOMBA	1405 A/B	1412 A/B
BOMBA	1406 A/B	1413 A/B
BOMBA	1407 A/B	1414 A/B
TURBINA	1406	1414
TURBINA	1408	

. Fuente: Ecopetrol S.A. Departamento de mantenimiento.

SISTEMAS DE BOMBEO UNIDAD 1500

En la unidad 1500 se encuentran ocho sistemas de bombeo motor-bomba llamados principales y auxiliares los cuales se encuentran codificados de la siguiente forma: SP-1501A/B, SP-1502A/B, SP-1503A/B, SP-1504A/B. como sistema crítico está el SP-1501 y SP1503 que envían carga a la unidad

Tabla 14 Bombas Criticas U-1500

SITEMAS	
SP-1501A/B	SP-1504A/B
SP-1502A/B	SP-1501
SP-1503A/B	SP1503

Tabla 15 Equipos que componen la Unidad 1500

EQUIPO	CODIGO	CODIGO
BOMBA	1501 A/B	1508 A/B

BOMBA	1502 A/B	1509 A/B
BOMBA	1503 A/B	1510 A/B
BOMBA	1504 A/B	1511 A/B
BOMBA	1505 A/B	1512
BOMBA	1506 A/B	1513
BOMBA	1507 A/B	
TURBINA	1503	1508
TURBINA	1507	1510

Fuente: Ecopetrol S.A. Departamento de mantenimiento.

SISTEMAS DE BOMBEO UNIDAD 1600

En la unidad 1600 se encuentran cuatro sistemas de bombeo motor-bomba llamados principales los cuales están codificados de la siguiente forma 1601A, SP-1602A, SP-1603A, SP-1604A y En la unidad 1600 se encuentran tres sistemas de bombeo turbina-bomba llamados auxiliares los cuales se encuentran codificados de la siguiente forma: SP-1601B, SP-1602B, SP-1603B, como sistema crítico está el SP-1601 el cual tiene como función ser fusible del reactor y a su vez envía benceno para enfriarlo

En esta unidad se encuentran dos sistemas de compresión denominados SC-1601A y SC-1601B los cuales son sistemas críticos porque están encargados de enviar carga a las unidades 1400 y 1700.

Tabla 16 Bombas Críticas U-1600

SITEMA PRINCIPAL	
SP 1601A	SP-1603A
SP-1602A	SP-1604A
SITEMA AUXILIAR	
SP-1601B	SP-1603B
SP-1602B	

Tabla 17 Equipos que componen la Unidad 1600

EQUIPO	CODIGO	CODIGO
BOMBA	1601 A/B	1608
BOMBA	1602 A/B	
BOMBA	1603 A/B	
TURBINA	1601B	
COMPRESOR	1601 A/B	

Fuente: Ecopetrol S.A. Departamento de mantenimiento.

SISTEMAS DE BOMBEO UNIDAD 1700

La unidad U-1700 está compuesta, por seis sistemas de bombeo, dos reductores de velocidad y un compresor recíprocante.

En la unidad 1700 se encuentran seis sistemas de bombeo motor-bomba llamados principales y auxiliares los cuales se encuentran codificados de la siguiente forma: SP-1702A/B, SP-1503A/B, SP-1704A/B, como sistema crítico está el SP-1704 que es el encargado de dar carga a la unidad.

En esta unidad se encuentran el sistema de compresión denominado SC-1702

Tabla 18 Bombas Críticas U-1700

SITEMAS	
SP-1702A/B	SP-1704
SP-1503A/B	SC-1702
SP-1704A/B	

Tabla 19 Equipos que componen la Unidad 1700

EQUIPO	CODIGO	CODIGO
BOMBA	1701	1705 A/B

BOMBA	1702	1706 A/B
BOMBA	1703 A/B	1707 A/B
BOMBA	1704	1708 A/B
BOMBA	1709	
TURBINA	1703	1705
COMPRESOR	1702	

Fuente: Ecopetrol S.A. Departamento de mantenimiento

5.4. FASE 2: LISTADO DE FUNCIONES Y ESPECIFICACIONES

Esta fase se detalla todas las funciones que tiene el sistema que se está estudiando, cuantificando como se lleva a cabo esa función (especificación a alcanzar por el sistema).

Una caldera, su función es producir vapor en unas condiciones de presión, temperatura y composición determinadas, y con un caudal dentro de un rango concreto. Si no se alcanzan los valores correctos, entenderemos que el sistema no está cumpliendo su función, no está funcionando correctamente, y diremos que tiene un 'fallo'.

Para que el sistema cumpla su función cada uno de los subsistemas en que se subdivide deben cumplir la suya. Para ello, se lista también las funciones de cada uno de los subsistemas.

Cada uno de los subsistemas está compuesto por una serie de equipos. Se detalla la función de cada uno de estos equipos y elementos, pero esto haría que el trabajo fuera interminable, y que los recursos que deberíamos asignar para la realización de este estudio fueran tan grandes que lo harían inviable. Por ello, nos conformaremos con detallar las funciones de unos pocos equipos, que denominaremos 'equipos significativos'.

FUNCIONES Y ESPECIFICACIONES UNIDAD 1300

La unidad 1300 tiene tres funciones específicas las cuales describimos a continuación:

Prefraccionamiento realiza un corte a la nafta de rango de ebullición 130-380°F a 180-300°F. Retira los livianos menores de 6 carbonos y los pesados mayores de 9 carbonos, ya que los precursores de los “Aromáticos” son los C6, C7 y C8.

Su carga de diseño son 16.000 BPD de Nafta Virgen procedente de las unidades de destilación primaria. Produce Varsol y Virginoil.

Unifining tratamiento con h₂ de la nafta adecuada en prefraccionamiento a través de un lecho catalítico, para retirar los contaminantes y así poder procesarla en la unidad de platforming. Contaminantes: azufre, nitrógeno, oxígeno, olefinas y metales la capacidad probada en esta unidad llega a 9800 bpd.

Platforming proceso de reformado catalítico de la nafta para convertir los productos no “Aromáticos” en “Aromáticos” utilizando un catalizador a base de platino y renio. Reacciones: Deshidrogenación de naftenos y parafinas Deshidrociclización de parafinas. El diseño contempla 9500 bpd de carga, 600 bpd de nafta liviana (butanos) y 7400 bpd de Platformado.

Compresor centrífugo 1301 como equipo significativo debido que es el que recircula hidrogeno por toda la planta para poder producir nafta para las unidades.

La bomba 1315 se encarga de enviar carga al reactor para que inicie su proceso si esta bomba falla deja fuera de servicio la unidad.

La bomba 1311 se encarga de enviar carga de solvente a la unidad 1400.

La bomba 1309 carga la unidad 1700 de nafta para el proceso de esta unidad.

La bomba 1301 le da carga a la torre 1301 que es donde inicia el proceso de esta unidad.

FUNCIONES Y ESPECIFICACIONES UNIDAD 1400

Sulfolane proceso de extracción líquido, líquido por el cual se separan los “Aromáticos” de los no “Aromáticos”. Utilizando el solvente Sulfolane desarrollado por la compañía Shell.

La unidad de extracción con Sulfolane está diseñada para procesar 4704 bpd de Platformado con un contenido de “Aromáticos” que puede fluctuar entre 50 y 70%.

Capacidad de carga probada de 5.500 b/d.

Bomba 1414 maneja agua temperada en el sistema para soliviar el solvente

Bomba 1409 se encarga de suministrar solvente a la unidad

Bomba 1401 envía solvente Sulfolane a las torres 1401 y 1402 y a los drunes 1401 y 1403

FUNCIONES Y ESPECIFICACIONES UNIDAD 1500

Fraccionamiento realiza la separación de hidrocarburos “Aromáticos” por destilación, previo a la destilación se hace un proceso de adsorción para eliminar las diolefinas, y parafinas para evitar que por oxidación se dañe el color de los productos.

Está diseñada para procesar 3312 bpd de extracto formado por la mezcla de 2219 bpd de extracto de la unidad Sulfolane y 1093 bpd de producto de la unidad hydeal. Capacidad de carga probada de 3.650 b/d. certificado de aseguramiento de la calidad ISO del benceno, tolueno, xilenos, o-xileno y “Aromáticos” pesados.

Bomba 1501 se encarga de recibir extracto y lo envía a las torres 1501 y a los drunes 1501

Bomba 1515 recibe benceno de los tanques 1502 y 1503 y los envía a la bodega de galán para su comercialización

FUNCIONES Y ESPECIFICACIONES UNIDAD 1600

Hydeal proceso de hidrodealquilación térmica de tolueno (o xilenos) para la producción de benceno con un 60-65% de conversión.

Fue diseñada para cargar 1079 bpd, usando el proceso catalítico hydeal patentado por la UOP. En 1981 se eliminó el proceso catalítico, al reemplazar el catalizador por un lecho parcial, conformado por solo cerámica que dio resultados satisfactorios.

Bomba 1601 se encarga de enviar tolueno al reactor 1601 y a su vez aumenta la temperatura al horno. También le sirve de fusible al reactor porque al calentarse abre el paso de tolueno y enfría el reactor.

Bomba 1602 y 1603 retiran aguas aceitosas a los drunes 1604 y 1601.

Compresores reciprocantes 1601 reciben gas combustible y gas hydrar y lo envían al intercambiador 1602, al horno 1601 y a la unidad 1300

FUNCIONES Y ESPECIFICACIONES UNIDAD 1700

Hydrar proceso de hidrogenación catalítica del benceno en fase líquida para la producción de ciclohexano de alta pureza.

La reacción se lleva a cabo en tres reactores catalíticos en presencia de hidrógeno utilizando un catalizador a base de platino. Diseñada para procesar 350 bpd de benceno, pero en 1981 su capacidad fue ampliada a 525 bpd.

Certificado de aseguramiento de la calidad ISO del ciclohexano

Bomba 1703 se encarga de enviar caustico gastado a las torres 1701.

Bomba 1705 envía benceno a los reactores 1701/02/03 y a la torre 1702.

5.5. FASE 3: DETERMINACIÓN DE FALLOS FUNCIONALES Y TÉCNICOS

Un fallo es la incapacidad de un ítem para cumplir alguna de sus funciones. Por ello decíamos en el apartado anterior que si realizamos correctamente el listado de funciones, es muy fácil determinar los fallos: tendremos un posible fallo por cada función que tenga el ítem (sistema, subsistema o equipo) y no se cumpla.

Se hace una distinción entre fallos funcionales y fallos técnicos. Definiremos como fallo funcional aquel fallo que impide al sistema en su conjunto cumplir su función principal.

Entre las principales podemos citar las siguientes:

- Consulta al histórico de averías
- Consultas al personal de mantenimiento y de producción
- Estudio de los diagramas lógicos y funcionales de la planta.

Los fallos funcionales presentados en las bombas centrifugas de la planta “Aromáticos” son similares para todas las bombas y se describen como la pérdida de capacidad del equipo para levantar un determinado flujo para la cual fue diseñada la bomba, y en las diferentes unidades de la planta cada bomba está diseñada para producir 5000 galones por minuto operando dentro de la ventana operativa del equipo (bomba).

Si estas características no se cumplen significa que se están presentando fallas funcionales.

En las bombas reciprocantes la función es aumentar la presión de descarga de un producto, en la unidad 1400 que es donde operan las bombas reciprocantes la función es aumentar la presión de succión que es de 150lbs a 450lbs. Si esto no ocurre se deduce que el equipo se encuentra en falla funcional.

El compresor centrífugo 1301 tiene como función aumentar y mantener un flujo constante en toda la planta.

Los compresores recíprocos tienen como características aumentar la presión de descarga de los gases que le llegan de 120 lbs/psi 600lbs/psi y mantenerla en la operación de las unidades 1600 y 1300

Las fallas técnicas que se presentan regularmente en las bombas centrífugas de la planta “Aromáticos” son calentamiento de los rodamientos, fugas por los sellos mecánicos, desgaste de los anillos del impulsor lo que da la pérdida de capacidad en el flujo, desalineamiento del equipo conductor y el equipo conducido y pérdida de aceite en las cajas de rodamiento. Operación por fuera de la ventana operativa

Las fallas técnicas que se presentan regularmente en las turbinas en la planta “Aromáticos” son calentamiento de los rodamientos o cajas de chumaceras, desgaste de los cojinetes o chumaceras, fugas por los sellos o carbones, desalineamiento de la turbina, fallas en el gobernador, desgaste de los sellos de la válvula de gobernación y válvula trip.

Las fallas técnicas que se presentan en los compresores recíprocos en la planta “Aromáticos” son fugas por los sellos de gas y sellos de aceite, desgaste en los anillos de compresión y anillos de desgaste del pistón, calentamiento de las válvulas de succión y descarga del compresor, desgaste en los anillos de los descargadores, desgaste de los casquetes de bielas y desgaste en la bancada del patín del compresor.

Las fallas técnicas que se presentan en el compresor centrífugo en la planta “Aromáticos” son fugas por los sellos de gas y sellos de aceite, calentamiento de las chumaceras radiales y chumaceras axiales, desbalanceo del rotor, pérdida de lubricación por fallas en el sistema de lubricación. Operación por fuera de la ventana operativa.

5.6. FASE 4: DETERMINACIÓN DE LOS MODOS DE FALLO

Una vez determinados todos los fallos que pueden presentar un sistema, un subsistema o uno de los equipos significativos que lo componen, deben estudiarse los modos de fallo. Podríamos definir 'modo de fallo' como la causa primaria de un fallo, o como las circunstancias que acompañan un fallo concreto.

Cada fallo, funcional o técnico, puede presentar, múltiples modos de fallo. Cada modo de fallo puede tener a su vez múltiples causas, y estas a su vez otras causas, hasta llegar a lo que se denomina 'causas raíces'.

No obstante, la experiencia demuestra que si se trata de hacer un estudio tan exhaustivo, los recursos necesarios son excesivos. El análisis termina abandonándose con pocos avances, se bloquea.

Por tanto, se definió con qué grado de profundidad se van a estudiar los modos de fallo, de forma que el estudio sea abordable y técnicamente factible.

Se estudiaron modos de fallo y causas primarias de estos fallos, y no se profundizó más. De esta forma, perderemos una parte de la información valiosa, pero a cambio, lograremos realizar el análisis de fallos de toda la instalación con unos recursos razonables y en un tiempo también razonable. Recordemos que, según Pareto, el 20% de las causas son responsables del 80% de los problemas.

De acuerdo al RCM y al histórico de la planta se establecieron cinco modos de falla a las cuales se le asignaron tareas de mantenimiento, el histórico muestra el siguiente resultado de fallas en la bombas centrifugas.²⁰

²⁰ Fuente: Ecopetrol S.A. Programación y Planeación del Mantenimiento
Departamento de mantenimiento. Coordinación Mantenimiento Proactivo

Tabla 20 Modos de Falla en Bombas

MODO DE FALLA	FRECUENCIA
Falla en los rodamientos	14 meses
Falla de alineamiento	18 meses
Falla en lubricación	10 meses
Falla en sellos mecánicos	12 meses
Falla en internos	72 meses

Con la aplicación del RCM se buscan alternativas para minimizar las frecuencias de fallas llevándolas a estándares internacionales para las bombas, turbinas, compresores y reductores.

Resultados históricos de fallas en las turbinas de la planta.

Tabla 21 Modos de Falla en Turbinas

MODO DE FALLA	FRECUENCIA
Falla en los rodamientos	11 meses
Falla válvula de gobernación y trip	14 meses
Falla en sellos de carbón	10 meses
Falla en gobernador	24 meses
Falla en internos	72 meses
Falla en lubricación	10 meses
Falla de alineamiento	14 meses

Fuente: Ecopetrol S.A. Programación y Planeación del Mantenimiento
Departamento de mantenimiento. Coordinación Mantenimiento Proactivo

Resultados históricos de fallas en los reductores de velocidad de la planta.

Tabla 22 Modos de Falla en Reductores de Velocidad

MODO DE FALLA	FRECUENCIA
Falla en rodamientos	48 meses
Falla en engranajes	72 meses
Falla en lubricación	18 meses
Falla de alineamiento	22 meses

Fuente: Ecopetrol S.A. Programación y Planeación del Mantenimiento
Departamento de mantenimiento. Coordinación Mantenimiento Proactivo

Resultados históricos de fallas en los compresores recíprocos de la planta.

Tabla 23 Modos de Falla en Compresores Recíprocos

MODO DE FALLA	FRECUENCIA
Falla en sellos mecánicos	22 meses
Falla en lubricación	32 meses
Falla en internos	10 meses
Falla de alineamiento	72 meses

Fuente: Ecopetrol S.A. Programación y Planeación del Mantenimiento
Departamento de mantenimiento. Coordinación Mantenimiento Proactivo

Resultados históricos de fallas en los compresores centrífugos de la planta.

Tabla 24 Modos de Falla en Compresores Centrífugos

MODO DE FALLA	FRECUENCIA
Falla en sellos mecánicos	90 meses
Falla en lubricación	120 meses

Fuente: Ecopetrol S.A. Programación y Planeación del Mantenimiento
Departamento de mantenimiento. Coordinación Mantenimiento Proactivo

5.7. FASE 5: ANALISIS DE LA GRAVEDAD DE LOS FALLOS. CRITICIDAD

El siguiente paso es determinar los efectos de cada modo de fallo y, una vez determinados, clasificarlos según la gravedad de las consecuencias.

La primera pregunta a responder en cada modo de fallo es, pues: ¿qué pasa si ocurre? Una sencilla explicación lo que sucederá será suficiente. A partir de esta explicación, estaremos en condiciones de valorar sus consecuencias para la seguridad y el medio ambiente, para la producción y para el mantenimiento.

Consideraremos tres posibles casos: que el fallo sea crítico, que el fallo sea importante o que sea tolerable.

En lo referente a la seguridad y al impacto medioambiental del fallo, consideraremos que el fallo es crítico si existen ciertas posibilidades de que pueda ocurrir, y ocasionaría un accidente grave, bien para la seguridad de las personas o bien para el medioambiente. Consideraremos que es importante si, aunque las consecuencias para la seguridad y el medioambiente fueran graves, la probabilidad de que ocurra el fallo es baja. Por último, consideraremos que el fallo es tolerable si el fallo tiene poca influencia en estos dos aspectos.

Se aplica un Análisis de criticidad para conocer cuáles son los componentes que acarrear mayor importancia y a su vez mayores inconvenientes, con el propósito de intensificar estudios sobre ellos, además de asignar los recursos a los componentes que lo ameriten.

Para el análisis se empleara la metodología del Ing. Msc. Diógenes Suarez, que basa sus criterios en factores operacionales y de mantenimiento y fue escogida por adaptarse al entorno del sistema, además de evaluar diversos criterios. A continuación se muestra la matriz de ponderaciones que propone el autor para realizar el estudio de criticidad.

Por no contar con todos los datos registrados, para realizar el estudio es necesario aplicar encuestas a trabajadores con experiencia en las áreas de: mantenimiento y operaciones. Para asentar la encuesta se creó un formato, con preguntas técnicas sobre los parámetros a evaluar en el análisis de criticidad por la metodología DS.

FIGURA 18 FORMATO DE ENCUESTA PARA EL ANÁLISIS DE CRITICIDAD

entrevistado:		cargo:	
equipo:		componente:	
TIPO DE EQUIPO			
DINÁMICO <input type="checkbox"/>		Estático <input type="checkbox"/>	
CANTIDAD DE FALLAS POR AÑO:		Tiempo medio fuera de servicio:	
DISPONIBILIDAD DE REPUESTOS			
SATISFECHOS:		Pedidos:	
CUMPLIMIENTO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO			
ORDENES DE TRABAJO EJECUTADAS:		Ordenes de trabajo emitidas:	
EFFECTIVIDAD OPERACIONAL			
HORAS EFECTIVAS:		Horas disponibles:	

Fuente: autores del proyecto

AREA DE OPERACIONES		
TIPO DE CONEXIÓN		
Serie <input type="checkbox"/>	Paralelo <input type="checkbox"/>	Mixto <input type="checkbox"/>
COSTOS		
Menor a la meta <input type="checkbox"/>	Igual a la meta <input type="checkbox"/>	Mayor a la meta <input type="checkbox"/>

	SEGURIDAD	
Efecto permanente <input type="checkbox"/>	Efecto temporal <input type="checkbox"/>	Sin consecuencias <input type="checkbox"/>

Valores calculados en la Hoja “Entrada de Datos” para determinar la Criticidad

AREA DE MANTENIMIENTO
• Disponibilidad
• Cumplimiento de mantenimiento preventivo
• Efectividad

MATRIZ DE PONDERACIONES

Con la siguiente matriz, se establece la tolerancia del mantenimiento clasificando los equipos por orden de prioridad, según sus implicaciones potenciales sobre el objetivo del proyecto.²¹

Figura 19 Matriz de ponderaciones

PROBABILIDAD	IMPACTO				
	Insignificante (1)	Menor (2)	Moderado (3)	Mayor (4)	Catastrófico (5)
Raro (1)	B	B	M	A	A
Improbable (2)	B	B	M	A	E
Posible (3)	B	M	A	E	E
Probable (4)	M	A	A	E	E
Casi seguro (5)	A	A	E	E	E
TOLERANCIA					
B: Zona de riesgo baja: Asumir el riesgo (Concecuencias economicas)					
M: Zona de riesgo moderado: Asumir o reducir el riesgo (Concecuencias economicas, ambientales y de salud)					
A: Zona de riesgo alta: Reducir, evitar, compartir o transferir el riesgo (Concecuencias economicas y ambientales)					
E: Zona de riesgo extrema: Reducir, evitar, compartir o transferir el riesgo					

²¹ Fuente: autores del proyecto

La siguiente valoración se da teniendo en cuenta los parámetros de Operación Normal y Operación Actual de los equipos.

Figura 20 Análisis de Riesgo

IDENTIFICACION DE CRITICIDAD			ANALISIS DE RIESGO		
Item	EQUIPO	CODIGO	Clasificación	Probabilidad	Impacto
1	BOMBA	1301A	Tiempo	2	3
			Costo	2	4
			HSE	2	1
			Ambiental	2	1
2	BOMBA	1302A/B	Tiempo	3	4
			Costo	3	2
			HSE	3	1
			Ambiental	3	1
3	BOMBA	1310A	Tiempo	2	2
			Costo	2	3
			HSE	2	1
			Ambiental	2	2
4	BOMBA	1310B	Tiempo	2	3
			Costo	2	3
			HSE	2	1
			Ambiental	2	2
5	TURBINA	1305	Tiempo	1	3
			Costo	1	3
			HSE	1	1
			Ambiental	1	1

Fuente: autores del proyecto

EQUIPO NATURAL DE TRABAJO

Para la resolución del trabajo se creó un equipo multidisciplinario, el cual tuvo reuniones constantes hasta llegar a la solución más adecuada al problema. El equipo estaba conformado por áreas de la siguiente manera:

Operaciones: Luis Horacio Colorado V. (PPQ)

Proceso: Jesus Edo. Herrera V., Manuel Julián Ardila P. (PTB)

Estático: Gilberto Camargo O., Luís Edo. Alvarez B (PTB), Hector Muñoz M. (PPG)

Eléctrico: Jorge Luís Meléndez R. (PTB), Pedro Acosta Sánchez (PPG), Javier Rojas (PPQ).

Rotativo: Luís Fdo. Benítez C., Carlos E. Figueredo R. (PTB), Germán Pardo U. (PPG).

Instrumentos: Milton A. Velásquez L. (PTB), Carlos A. Sánchez V. (PPG), Norberto Flórez V., Carlos H. Bedoya G. (PMT), Horacio Henao (PMC).

Facilitador en entrenamiento: Camilo A. Cardona A. (GRC)

Facilitador: Arnulfo Grandas R. (PTB)

5.8. FASE 6: DETERMINACION DE MEDIDAS PREVENTIVAS

Determinados los modos de fallo del sistema que se analiza y clasificados estos modos de fallo según su criticidad, se determinan las medidas preventivas que permiten evitar el fallo o minimizar sus efectos, punto fundamental RCM.

Las medidas preventivas a tomar son:

- Tareas de mantenimiento
- Mejoras
- Formación del personal
- Modificación de instrucciones de operación
- Modificación de instrucciones de mantenimiento.

El análisis de fallos obtiene un conjunto de tareas de mantenimiento que evitarán estos fallos y un conjunto de otras medidas, con la garantía que tendrán un efecto importante en la mejora de resultados.

6. PLAN DE MANTENIMIENTO Y MEDIDAS

Plan de Mantenimiento. Es el principal objetivo buscado. El plan de mantenimiento lo componen el conjunto de tareas de mantenimiento resultante del análisis de fallos.

Lista de mejoras técnicas a implementar. Tras el estudio, tenemos una lista de mejoras y modificaciones que son convenientes realizar en la instalación. Depuradas y justificada la necesidad ante la Dirección de la planta y los gestores de cambio.

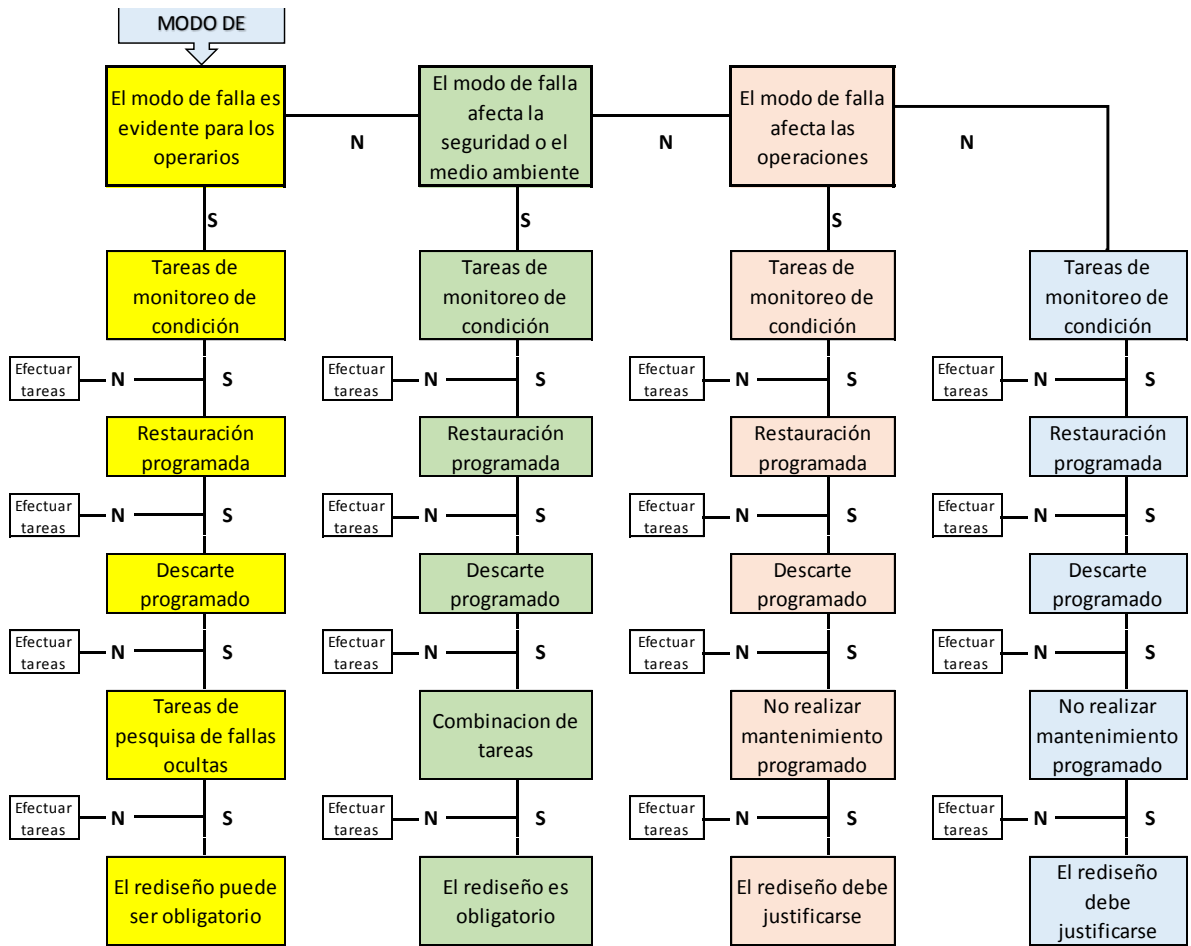
Actividades de formación. Las actividades de formación determinadas estarán divididas normalmente en formación para personal de mantenimiento y formación para personal de operación. En algunos casos, es posible que se sugiera formación para contratistas, en tareas en que éstos estén involucrados

Para determinar el tipo de mantenimiento más adecuado para cada modo de falla, se recurrió al árbol lógico de decisiones. Para desarrollar esta etapa se utilizó El flujograma de preguntas del Diagrama de decisión del RCM II, el cual se muestra en la siguiente figura.²²

²² Árbol Lógico de Decisiones RCM II.

Fuente: Strategig Technologies INC. "Manual del Curso de Formación de Reability Center Maintenance" (1999).

Figura 21 Árbol Lógico de decisiones RCM



Fuente: John Mitchell "Mantenimiento centrado en confiabilidad" RCM II

Para establecer la frecuencia inicial de ejecución de las actividades y el departamento asignado, se recurrió al Equipo Natural de Trabajo, así como al personal de mantenimiento de mayor experiencia, además de consultar los manuales de fabricantes.

Una vez aplicado el AMEF y el ALD, se asentó de manera ordenada las actividades o tareas de mantenimiento a realizar, sumado a esto, en esta etapa se agregó las horas hombres estimadas para realizar cada actividad en el plan de

mantenimiento, estas se determinaron según indicaciones de los expertos en el área de mantenimiento y reparación de este sistema, tomando en cuenta todos los factores que influyen en el tiempo de reparación del sistema.

Para comenzar a organizar las actividades, se creó un plan de operación para el sistema de Bombas, donde se asignó el tiempo que van a estar en servicio y a su vez fuera de servicio, esto por recomendación del departamento de mantenimiento y se diseñó de acuerdo a un acuerdo del Equipo Natural de Trabajo.

En vista de la gran cantidad de actividades a realizar y los numerosos componentes, fue conveniente agrupar actividades, con fin de generar eficacia a la hora de hacerle mantenimiento al sistema.

Para la distribución de las horas hombres por departamento se hizo una agrupación de actividades por departamento, generándose la distribución reflejada en la siguiente tabla.²³

Cantidad Horas Hombres Estimadas por Departamento Anualmente

DEPARTAMENTO	HORAS HOMBRE
Electricidad y mecánica	96
Mantenimiento predictivo	128
Mecánica	546
Electricidad	36
Ing. Mantenimiento y mecánica	126
Instrumentación	185
Todos los departamentos	1.117

²³ Fuente: autores del proyecto

TAREAS DE MANTENIMIENTO

De acuerdo con los datos recolectados en la investigación y después de un análisis realizado se recomiendan las siguientes tareas a realizar en las bombas centrífugas para controlar las posibles fallas y garantizar una óptima operación de los equipos por medio de un mantenimiento proactivo específico y confiable para la planta aromáticos en la gerencia refinería Barrancabermeja.

6.1 EN LAS BOMBAS CENTRIFUGAS SE RECOMIENDA:

- Realizar monitoreo por parte del operador a cada una de las bombas que se encuentre en funcionamiento en lo referente a vibración y alineamiento del equipo, seleccionando puntos específicos para la toma de datos.
- Realizar monitoreo por parte del operador al sistema de lubricación y enfriamiento de cada bomba para corroborar la viscosidad del lubricante y verificar que los drenajes del sistema de enfriamiento estén en funcionando correctamente.
- El monitoreo de los equipos se deben realizar tres veces por turno de ocho horas. (al inicio del turno, cuatro horas después y al final del turno).
- Los datos recolectados se deben ingresar al sistema operacional para su revisión a más tardar treinta minutos después de recolectados y deben también consignarse en el dossier o libro de la planta.

Después de realizar el análisis a los resultados de la investigación se recomiendan las siguientes tareas de mantenimiento a realizar en las turbinas cada año para controlar las posibles fallas y garantizar una óptima operación del equipo al momento que se presente una emergencia por fallas en el sistema eléctrico de la planta y así garantizar un óptimo y confiable respaldo del equipo para la planta aromáticos en la gerencia refinería Barrancabermeja.

6.2 EN LAS TURBINAS SE RECOMIENDA:

- Realizar monitoreo por parte del operador a cada una de las turbinas que se encuentre en funcionamiento en lo referente a vibración y alineamiento del equipo, seleccionando puntos específicos para la toma de datos.
- Realizar monitoreo por parte del operador al sistema de lubricación y enfriamiento de cada turbina para corroborar la viscosidad del lubricante y verificar que los drenajes del sistema de enfriamiento estén en funcionando correctamente.
- El monitoreo de los equipos se deben realizar tres veces por turno de ocho horas. (al inicio del turno, cuatro horas después y al final del turno).
- Los datos recolectados se deben ingresar al sistema operacional para su revisión a más tardar treinta minutos después de recolectados y deben también consignarse en el dossier o libro de la planta.
- El mantenedor debe revisar alineamiento del equipo en frío y en caliente para luego comparar con las recomendaciones que suministra el fabricante.
- El mantenedor debe revisar que el sistema de lubricación funcione correctamente y que la viscosidad del lubricante este dentro de lo recomendado por su fabricante.
- El mantenedor debe revisar el sistema de enfriamiento verificando que funcione correctamente hasta el drenaje
- El mantenedor debe realizar prueba de disparo a la turbina en vacío y verificar que las válvulas de gobernación y la válvula trip funcionen correctamente.
- El mantenedor debe consignar los datos recolectados en el dossier del taller y en el sistema operativo para su revisión y visto bueno del coordinador

En los reductores de velocidad al ser máquinas que trabajan por medio de engranajes se deben realizar tareas de mantenimiento cada seis meses para

proteger los engranajes de posibles fallas que afecten su buen funcionamiento y coloque en riesgo la operación de la planta.

6.3 EN LOS REDUCTORES SE RECOMIENDA:

- Realizar monitoreo por parte del operador a los reductores de velocidad en lo referente a vibración, alineamiento, sistema de lubricación y sistema de enfriamiento del equipo, seleccionando puntos específicos para la toma de datos.
- El monitoreo de los equipos se deben realizar tres veces por turno de ocho horas. (al inicio del turno, cuatro horas después y al final del turno).
- Los datos recolectados se deben ingresar al sistema operacional para su revisión a más tardar treinta minutos después de recolectados y deben también consignarse en el dossier o libro de la planta.
- El mantenedor debe revisar que el sistema de lubricación funcione correctamente y que la viscosidad del lubricante cumpla con las especificaciones de su fabricante.
- El mantenedor debe revisar el sistema de enfriamiento, verificando que funcione correctamente hasta el drenaje
- El mantenedor debe verificar que el back lack o juego entre dientes este dentro del rango que recomienda el fabricante
- El mantenedor debe verificar que las cuñas de lubricación este entre cinco y siete libras o según recomendación del fabricante
- El mantenedor debe verificar que las líneas de lubricación y enfriamiento estén en buen estado.
- El mantenedor debe consignar los datos recolectados en el dossier del taller y en el sistema operativo para su revisión y visto bueno del coordinador

Los compresores recíprocos como equipos críticos de la planta necesitan de un cuidado básico específico muy rígido para garantizar su buen funcionamiento y la confiabilidad de la planta por lo tanto se deben realizar mantenimiento preventivo cada dos mil horas y un overhool cada tres años.

6.4 EN LOS COMPRESORES RECÍPROCOS SE RECOMIENDA:

- Realizar monitoreo por parte del operador a los compresores recíprocos en lo referente al alineamiento, sistema de lubricación, sistema de enfriamiento y sistema de sellado del equipo, seleccionando puntos específicos para la toma de datos.
- El monitoreo de los equipos se deben realizar tres veces por turno de ocho horas. (al inicio del turno, cuatro horas después y al final del turno).
- Los datos recolectados se deben ingresar al sistema operacional para su revisión a más tardar treinta minutos después de recolectados y deben también consignarse en el dossier o libro de la planta.
- El mantenedor debe realizar y verificar cada dos mil horas run-out de los vástagos del pistón, desgaste de los anillos guías y anillos de compresión del pistón.
- El mantenedor debe realizar y verificar concéntrica y circunferencia del cilindro del compresor.
- El mantenedor debe realizar y verificar que la holgura del patín este dentro del rango y especificaciones del fabricante.
- El mantenedor debe garantizar que el sistema de lubricación funcione correctamente verificando que llegue lubricación a todos los puntos diseñados en el compresor.
- El mantenedor debe garantizar que el sistema de lubricación funcione correctamente verificando que todos los puntos de enfriamiento se encuentre libres de obstrucciones y que la viscosidad del lubricante cumpla con las especificaciones del fabricante

- El mantenedor debe garantizar que las cámaras de enfriamiento estén limpias y sin obstrucción.
- El mantenedor debe revisar y garantizar cada cuatro mil horas que las válvulas de succión y descargas funcionen correctamente.
- El mantenedor debe revisar y garantizar cada cuatro mil horas que los sellos de aceite y gas funcionen correctamente.
- El mantenedor debe revisar y garantizar cada ocho mil horas que las holguras de las bielas y el cigüeñal cumplan con las especificaciones del fabricante.
- El mantenedor debe consignar los datos recolectados en el dossier del taller y en el sistema operativo para su revisión y visto bueno del coordinador.

El compresor centrífugo como equipo principal de la planta debe cumplir con unas exigencias de monitoreo y control exigentes para garantizar la confiabilidad de la planta y evitar riesgos operacionales, económicos y ambientales innecesarios que coloquen en riesgo la operación de la planta aromáticos

6.5 EN EL COMPRESOR CENTRÍFUGO SE RECOMIENDA:

- Realizar monitoreo por parte del operador al compresor centrífugo en lo referente al alineamiento, sistema de lubricación, sistema de enfriamiento y sistema de sellado del equipo, seleccionando puntos específicos para la toma de datos.
- El monitoreo de los equipos se deben realizar tres veces por turno de ocho horas. (al inicio del turno, cuatro horas después y al final del turno).
- El personal de operaciones debe realizar constantemente monitoreo y control a los sistemas de seguridad del compresor como son las alarmas de

vibración, alineamiento, sellado, lubricación y temperatura para que cumpla con las especificaciones y recomendaciones del fabricante.

- El personal de operaciones debe mantener la maquina trabajado dentro la ventana operativa de forma óptima para evitar fallas en los internos de la máquina.
- El mantenedor debe revisar y garantizar cada ochocientas horas que el sistema de enfriamiento se encuentre funcionando correctamente. Libre de obstrucciones
- El mantenedor debe revisar y garantizar que el sistema de lubricación funcione correctamente y la viscosidad del lubricante este dentro de las especificaciones del fabricante
- Los datos recolectados se deben ingresar al sistema operacional para su revisión a más tardar treinta minutos después de recolectados y deben también consignarse en el dossier o libro de la planta.

6.6 MEJORAS

Las mejoras que se recomiendan y se deben realizar en los equipos de la planta aromáticos están enfocadas en garantizar una mejor confiabilidad de los equipos y a garantizar un mayor tiempo de vida de estos para no tener que realizar tareas preventivas o correctivas que ocasionen disturbios operacionales en la planta.

Estas mejoras están relacionadas con puntos críticos como son los sistemas de lubricación y enfriamiento de los compresores reciprocantes, centrifugo y reductores de velocidad, los cuales son equipos críticos en la operación de la planta aromáticos.

- Las mejoras a realizar son el cambio de las consolas o depósitos de aceite de los equipos críticos de la planta las cuales están fabricadas en acero al carbono lo que ocasiona corrosión por el alto grado de humedad de la

ciudad lo cual a su vez contamina el lubricante (aceite). Por lo tanto la recomendación es la fabricación de consolas o depósitos de lubricantes en acero inoxidable para evitar la corrosión y contaminación del lubricante.

- Como complemento a la anterior mejora se recomienda el cambio de todas las líneas de lubricación que salen de las consolas de lubricación y van a los equipos críticos de la planta para garantizar su confiabilidad y excelente lubricación a cada uno de los puntos diseñados.
- En cuanto al sistema de enfriamiento se recomienda utilizar agua tratada industrialmente para evitar taponamiento de las líneas de enfriamiento y cámaras de enfriamiento de los equipos debido al uso de agua no tratada que se está utilizando en este sistema.

6.7 FORMACIÓN DEL PERSONAL

El personal de operaciones al estar en contacto directo con los equipos diariamente debe tener un conocimiento básico del funcionamiento del equipo como de sus componentes y saber identificar los componentes principales de cada equipo, por lo tanto se debe tener un programa de capacitación diseñado para los operadores para que puedan eliminar falencias y corregir fallas mínimas que se presenten en determinado momento de la operación.

- Se recomienda capacitar a los operadores para que conozcan cómo funciona cada equipo internamente y explicar la función de cada componente del equipo específicamente.
- Unificar con todos los operadores de la planta aromáticos los criterios para el monitoreo de los equipos y los puntos específicos donde se debe realizar el monitoreo para no tener variedad en los datos recolectados.
- Sensibilizar a los operadores para que utilicen y diligencien los formatos de toma de datos y lo más importante interpretar de manera correcta los resultados obtenidos.

- Capacitar al operador para que coloque en servicio los equipos sin que estos presenten fallas o se presenten disturbios operacionales.
- Se recomienda que el mantenedor se actualice de forma específica en el mantenimiento de los equipos directamente por el fabricante.
- Capacitar al mantenedor para que tenga el criterio de definir tareas asociadas con el mantenimiento del equipo como con la solución a fallas que se presenten.
- Preparar al mantenedor para que tenga la capacidad de colocar el equipo en buen funcionamiento sin que esté presente fallas en la operación.
- Capacitar al mantenedor para que realice un buen desarmado, armado, instalación y puesta en servicio del equipo cumpliendo todas las normas establecidas por Ecopetrol y los fabricantes.

6.8 MODIFICACIÓN DE INSTRUCCIONES DE OPERACIÓN

La planta aromáticos desde su construcción ha tenido cambios importantes en su estructura operativa lo cual representa también cambios en la forma en que se desarrolla su producción y en el manejo que se le debe dar al momento de colocarla en servicio como también en el momento de una emergencia o disturbio operacional. Por lo anterior recomendamos que se tenga en cuenta lo siguiente:

- Que todos los operadores de la planta aromáticos tengan un procedimiento unificado, específico, actualizado y acorde con plantas similares clase mundo para sacar de servicio, colocar en servicio y mantener en servicio cada una de las bombas de la planta.
- En la planta aromática todos los operadores deben tener un procedimiento específico y actualizado para sacar de servicio, colocar en servicio y mantener en servicio cada una de las turbinas que se encuentran en la planta siguiendo normas internacionales.

- El personal de operaciones debe tener un amplio conocimiento para sacar de servicio, colocar en servicio y mantener en servicio equipos críticos de la planta como compresores y reductores, siguiendo procedimientos e instrucciones actualizados acorde con los cambios que se han venido realizando en la planta siguiendo normas internacionales y recomendaciones al pie de la letra del fabricante para evitar problemas operacionales y reprocesos.

6.9 MODIFICACIÓN DE INSTRUCCIONES DE MANTENIMIENTO

Para que un mantenimiento sea confiable se deben seguir normas y estándares internacionales desde el momento en que se desarma un equipo, siguiendo estos requerimientos el mantenimiento no programado puede llegar a su mínima expresión y conseguir los resultados esperados.

- Actualizar los procedimientos de desarmado y armado de bombas centrífugas siguiendo recomendaciones del fabricante para que los mantenedores lo sigan con disciplina y orden
- Actualizar los procedimientos de desarmado, mantenimiento preventivo y armado de las turbinas siguiendo recomendaciones del fabricante para que los mantenedores lo utilicen como guía, con disciplina y orden
- Unificar, actualizar y seguir de manera rigurosa los instructivos y procedimientos para realizar mantenimiento preventivo y correctivo a los reductores de velocidad, compresores recíprocos y compresores centrífugos siguiendo normas internacionales, recomendaciones de los fabricantes para que sean utilizados por los mantenedores como guía al momento de realizar un mantenimiento.
- Realizar check list para verificar que se están siguiendo las instrucciones y procedimiento de forma ordenada y como lo dicen los estándares internacionales.

6.10 MEJORA CONTRATOS DE MANTENIMIENTO Y RETOMA GRADUAL DE ACTIVIDADES EN PARADAS DE PLANTA

Desde sus inicios Ecopetrol fue responsable del mantenimiento de los equipos rotativos en sus plantas, con personal que era entrenado en el servicio nacional de aprendizaje “SENA” lo cual trajo resultados muy positivos para la empresa tanto en lo económico como en lo técnico. El conocimiento que adquirieron sus trabajadores durante el tiempo se transmitía a las siguientes generaciones que ingresaban a Ecopetrol de forma empírica y utilizando la metodología del entrenamiento hombre a hombre.

A finales de los años noventa después de casi cincuenta años de historia Ecopetrol decide implementar un entrenamiento técnico para sus mantenedores por medio de convenios con empresa fabricante de los diferentes equipos rotativos que mantenía Ecopetrol entre sus activos lo que trajo como resultado un alto grado de confiabilidad de sus equipos rotativos y un mayor conocimiento técnico de sus trabajadores en las diferentes áreas del mantenimiento rotativo.

En los años 2002 y 2003 en Ecopetrol principalmente en la refinería de Barrancabermeja deciden irse pensionados cerca de cuatrocientos trabajadores mantenedores los cuales se llevan la mayor parte del conocimiento el cual no pudieron transmitirlo a las nuevas generaciones por falta de tiempo debido que el retiro de estos trabajadores fue de manera intempestiva y tampoco se encontraban los suficientes mantenedores disponibles para realizar dicho entrenamiento. Es por esto que Ecopetrol decide darle la oportunidad a empresas privadas del orden nacional, regional y local para que realicen el mantenimiento de los equipos rotativos tanto en el mantenimiento día a día como en las paradas de planta.

Después de tres años de realizar el mantenimiento en la refinería de Barrancabermeja las empresas privadas, la refinería presenta un alto grado de inconformidad en la confiabilidad de los equipos rotativos lo que trajo como

consecuencia paradas no programadas y altos costo de mantenimiento por los reprocesos que se venían presentando, entonces Ecopetrol decide contratar el mantenimiento de los equipos rotativos con empresas internacionales lo cual mejoro, pero no con los resultados esperados debido que el personal calificado en la metería en el territorio colombiano era muy escaso para la cantidad de trabajo que se realizaba.

A principio de los años 2006 Ecopetrol y en particular la refinería de Barrancabermeja realizan convenios para el entrenamiento de sus mantenedores con empresas fabricantes y empresas especializadas en el tema del entrenamiento de personal como resultado de esta estrategia la refinería y su departamento de mantenimiento deciden retomar el mantenimiento de los equipos rotativos llamados críticos como los compresores, turbogeneradores y turbinas de alta potencia. En los años 2008 y 2009 se comienzan a ver resultados positivos en la confiabilidad de los equipos rotativos lo que permitió que en la actualidad estos equipos sean reparados solo por personal directo de Ecopetrol. En estos mismos años el departamento de mantenimiento decide retomar el mantenimiento de los equipos rotativos para su mantenimiento del día a día quedando solo en manos de las empresas privadas el mantenimiento de paradas de planta pero con la condición que los equipos rotativos llamados críticos serán reparados por personal directo de Ecopetrol lo cual ha aumentado la confiabilidad en un setenta por ciento.

En la actualidad la refinería de Barrancabermeja ha retomado el mantenimiento de los siguientes equipos rotativos:

- Mantenimiento preventivo de los compresores reciprocantes
- Mantenimiento general programado de los compresores reciprocantes
- Mantenimiento preventivo de los compresores centrífugos
- Mantenimiento general programado de los compresores centrífugos

- Mantenimiento preventivo de los reductores de velocidad
- Mantenimiento general programado de los reductores de velocidad
- Mantenimiento preventivo de turbinas de alta potencia
- Mantenimiento general programado de turbinas de alta potencia
- Mantenimiento preventivo de turbogeneradores
- Mantenimiento general programado de turbogeneradores
- Mantenimiento general programado de bombas centrifugas y reciprocas del día a día
- Mantenimiento general programado de turbinas de propósito general del día a día.

Otra de las falencia que sostiene la refinería de Barrancabermeja es el poco conocimiento del personal encargado de realizar los contratos para el mantenimiento de los equipos rotativos lo que representaba un alto costo en el mantenimiento por que las especificaciones para la entrega a satisfacción del cliente no cumplía con los requisitos mínimos de garantías lo que permitía fallas al recibir el equipo para luego ser corregidas por el personal directo lo cual repercutía en reprocesos internos en el mantenimiento del día a día.

Ecopetrol implemento una estrategia para corregir esta falencia la cual consta en capacitar al personal encargado de realizar los contratos en adquirir un conocimiento básico en lo referente a los equipos rotativos y lo complemento enviando personal mantenedor con alta experiencia en equipo rotativos para asistir a los encargados de los contratos al momento de realizar y/o firmar contratos con empresas privadas.

BIBLIOGRAFIA

- IX CONGRESO DE CONFIABILIDAD, “estudios de confiabilidad aplicados a instalaciones de producción de la industria petrolera” universidad de navarra escuela superior de ingenieros, 28 y 29 de noviembre del 2007 Donostia-San Sebastián, España.
- MANTENIMIENTO EN LATINOAMÉRICA EN 3D , Mayo – Junio 2011 Volumen 3 N°3.
- MARCO ESTRATEGICO ECOPETROL 2013
<http://www.ecopetrol.com.co>
- MOUBRAY, John Mitchell “Mantenimiento centrado en confiabilidad” RCM II, segunda edición – 2002.
- MOYA ROJAS francisco José, “propuesta de acciones de mantenimiento centrado en confiabilidad para equipos rotativos”, Trabajo de Grado presentado ante la universidad del oriente Anzoátegui, para optar al Grado de ingeniero mecánico, 2010.
- QUESADA ZAVALA, Giraldo de Jesús “Modelo para el análisis de la confiabilidad y disponibilidad en plantas de procesamiento de petróleo” Trabajo de Grado presentado ante la Ilustre Universidad del Zulia para optar al Grado Académico de Magíster Scientiarum en Gerencia de Mantenimiento – 2006.