

**MODELO DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD PARA LOS
EQUIPOS CRÍTICOS UTILIZADOS EN LAS OPERACIONES DE
TRANSFERENCIA DE HIDROCARBUROS DE LOS TERMINALES DE
ECOPETROL S.A. UBICADOS EN CARTAGENA**

**ERLIM ANIBAL ALVARADO PLATA
JUAN JEFFERSON MORA DE ALBA**

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

2012

MODELO DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD PARA LOS
EQUIPOS CRÍTICOS UTILIZADOS EN LAS OPERACIONES DE
TRANSFERENCIA DE HIDROCARBUROS DE LOS TERMINALES DE
ECOPETROL S.A. UBICADOS EN CARTAGENA

ERLIM ANIBAL ALVARADO PLATA
JUAN JEFFERSON MORA DE ALBA

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

Director:
QUILLA TASSIANA RUIZ MOLINA
Ingeniero Mecánico

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

2012

A C U E R D O No. 164 DE 2003
(Diciembre 16)



ENTREGA DE TRABAJOS DE GRADO, TRABAJOS DE INVESTIGACION O TESIS Y AUTORIZACIÓN DE SU USO A FAVOR DE LA UIS

Yo, JUAN JEFFERSON MORA DE ALBA, mayor de edad, vecino de Cartagena, identificado con la Cédula de Ciudadanía No. 72.277.559 de Barranquilla, actuando en nombre propio, en mi calidad de autor del trabajo de grado, del trabajo de investigación, o de la tesis denominada(o):

MODELO DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD PARA LOS EQUIPOS CRÍTICOS UTILIZADOS EN LAS OPERACIONES DE TRANSFERENCIA DE HIDROCARBUROS DE LOS TERMINALES DE ECOPEPETROL S.A. UBICADOS EN CARTAGENA,

hago entrega del ejemplar respectivo y de sus anexos de ser el caso, en formato digital o electrónico (CD o DVD) y autorizo a LA UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER, para que en los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia, utilice y use en todas sus formas, los derechos patrimoniales de reproducción, comunicación pública, transformación y distribución (alquiler, préstamo público e importación) que me corresponden como creador de la obra objeto del presente documento. PARÁGRAFO: La presente autorización se hace extensiva no sólo a las facultades y derechos de uso sobre la obra en formato o soporte material, sino también para formato virtual, electrónico, digital, óptico, uso en red, Internet, extranet, Intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer.

EL AUTOR – ESTUDIANTE, manifiesta que la obra objeto de la presente autorización es original y la realizó sin violar o usurpar derechos de autor de terceros, por lo tanto la obra es de su exclusiva autoría y detenta la titularidad sobre la misma. PARÁGRAFO: En caso de presentarse cualquier reclamación o acción por parte de un tercero en cuanto a los derechos de autor sobre la obra en cuestión, EL AUTOR / ESTUDIANTE, asumirá toda la responsabilidad, y saldrá en defensa de los derechos aquí autorizados; para todos los efectos la Universidad actúa como un tercero de buena fe.

Para constancia se firma el presente documento en dos (02) ejemplares del mismo valor y tenor, en Bucaramanga, a los (19) diecinueve días del mes de Diciembre de Dos Mil doce (2012)

EL AUTOR / ESTUDIANTE:



Nombre: JUAN JEFFERSON MORA DE ALBA

DEDICATORIA

A Dios por el don de la vida, a mis padres Ramiro y Carmen por ser el pilar fundamental en todo lo que soy, a mis hermanos Alvaro, David y Angela por su apoyo incondicional, a mi futura esposa Zarith y mi hija Ashley Mariana por ser el motor que me impulsa a seguir adelante y la luz que me guía por los mejores caminos, a mi Tía Nelsy por soportarme y aguantarme tanto durante mi preparación y todos aquellos que me ayudaron a crecer tanto profesional como personalmente.

Erlim Aníbal Alvarado Plata

La elaboración y el resultado de este trabajo se lo dedico a mi Dios, a mis padres Juan y Delfina, a mis hermanas Tatiana y Angelli, a mi sobrino Juan Sebastián, a mi novia Johana, a todos mis familiares, amigos y compañeros que de alguna forma me apoyaron para lograr este objetivo que me permitió crecer en mi desarrollo profesional y personal.

Juan Jefferson Mora De Alba

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresamos nuestros agradecimientos a:

A Ecopetrol S.A. por su apoyo durante la Especialización y desarrollo de la Monografía.

A la Ingeniera Quilla Tassiana Ruiz Molina por su dedicación y compromiso en la dirección de esta monografía.

Al Ingeniero Holguer Velandia por su disposición como Coordinador del Programa de Especialización Gerencia de Mantenimiento y diligencia en la respuesta de solicitudes académicas.

Al cuerpo docente de la Universidad Industrial de Santander por toda la dedicación y el conocimiento compartido.

A la Universidad Autónoma Del Caribe por el uso de sus instalaciones y servicios prestados, que hicieron posible la realización de esta Especialización.

A todos los compañeros de la Especialización Gerencia de Mantenimiento de la Primera Promoción de Barranquilla que nos brindaron su amistad.

CONTENIDO

	Pág.
1. ECOPETROL S.A. _____	18
1.1 MARCO LEGAL _____	19
1.2 GRUPO EMPRESARIAL _____	20
1.3 RESEÑA HISTORICA _____	21
1.4 ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL _____	24
1.4.1 Vicepresidencia de Transporte y Logística. _____	24
1.4.2 Gerencia de Puertos _____	26
1.4.2.1 Coordinación de Operaciones y Mantenimiento Marinas Caribe. _____	27
1.4.4.2 Ubicación _____	28
1.5 Roles y Responsabilidades generales _____	30
2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA _____	39
3. OBJETIVOS _____	41
3.1 OBJETIVO GENERAL _____	41
3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS _____	41
4. JUSTIFICACIÓN _____	42
5. MARCO TEÓRICO _____	44
5.1 MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD (RCM) _____	44
5.1.1 Historia del RCM _____	44
5.1.2 Definición del RCM _____	47
5.2 METODOLOGÍA DEL RCM _____	49
5.2.1 Las Siete Preguntas Básicas del RCM _____	49
5.2.2 Identificación de los Sistemas y Equipos _____	50

5.2.3	Análisis de Criticidad	52
5.2.4	Funciones, Parámetros de Funcionamiento y Contexto Operacional	53
5.2.5	Fallas Funcionales	54
5.2.6	Análisis de Modos de Fallas	55
5.2.7	Efectos de Fallas	56
5.2.8	Consecuencias de las Fallas	56
5.2.9	Tareas de Mantenimiento Preventivo y Predictivo	59
6.	ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN Y MODELO DE OPTIMIZACIÓN	61
6.1	SÍNTESIS DEL PROCESO	61
6.1.1	Alcance	61
6.1.2.	Roles y Responsabilidades	61
6.2	ASIGNACIÓN DE CRITICIDAD DE EQUIPOS	65
6.2.1	Definición de Equipo Crítico	65
6.2.2	Definición de Equipo Especial	67
6.3	ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL Y EQUIPOS CRÍTICOS	72
6.3.1	Taxonomía del Equipo	74
6.3.1.1	Base Riser	75
6.3.1.2	Sección Interior	75
6.3.1.3	Sección Exterior	76
6.3.1.4	Sistema de Balanceo	78
6.4	REVISIÓN DEL PLAN DE MANTENIMIENTO	78
6.5	IDENTIFICACIÓN DE FUNCIONES Y FALLAS FUNCIONALES	79
6.6	IDENTIFICACIÓN DE LOS MODOS Y EFECTOS DE FALLA	84
6.7	DETERMINACIÓN DE LAS ACCIONES PROACTIVAS	86
7.	CONCLUSIONES	87

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Logo Ecopetrol S.A.	19
Figura 2. Grupo Empresarial Ecopetrol S.A.	20
Figura 3. Historia Ecopetrol S.A.	22
Figura 4. Organigrama General Ecopetrol S.A.	24
Figura 5. Organigrama Vicepresidencia de Transporte y Logística	25
Figura 6. Organigrama Gerencia de Puertos	26
Figura 7. Terminales Marítimos y Terminal Fluvial Ecopetrol S.A.	27
Figura 8. Ubicación Terminales Marítimos de Cartagena	28
Figura 9. Terminales Marítimos de Refinería y GLP	29
Figura 10. Terminal Marítimo Néstor Pineda	29
Figura 11. Proceso Operativo	38
Figura 12. Perspectiva Tradicional de las Fallas de los equipos.	45
Figura 13. Cambios en los Puntos de Vista sobre las fallas de los Equipos, Expectativas y Técnicas de Mantenimiento	46
Figura 14. Componentes de un Programa de RCM	49

Figura 15. Diagrama de Flujo del Proceso de RCM.....	50
Figura 16. Taxonomía de la Planta	52
Figura 17. Matriz de Criticidad	53
Figura 18. Diagrama de Decisión del Proceso de RCM.....	60
Figura 19. Diagrama de Proceso	64
Figura 20. Diagrama de flujo del Procedimiento de Identificación de Criticidad por ASP.....	66
Figura 21. Matriz RAM de Ecopetrol S.A.	67
Figura 22. Búsqueda de Equipos en Elipse	68
Figura 23. Taxonomía del Brazo de Cargue Marino	74
Figura 24. Brazo de Cargue Marino	77

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Equipos Críticos Terminal GLP	69
Tabla 2. Equipos Críticos Terminal Refinería.....	70
Tabla 3. Equipos Críticos Terminal Néstor Pineda	71
Tabla 4. Equipos Críticos Terminal Marítimos de Cartagena.....	73
Tabla 5. Brazos Terminal de Refinería	80
Tabla 6. Brazos Terminal de GLP.....	81
Tabla 7. Brazos Terminal Néstor Pineda	82
Tabla 8. Fallas Funcionales Brazos de Cargue	83
Tabla 9. Modos de Falla Brazos de Cargue.....	85
Tabla 10. Acciones Proactivas Brazos de Cargue	86

LISTA DE GRAFICOS

	Pág.
Grafico 1. Equipos Críticos Terminal GLP	70
Grafico 2. Equipos Críticos Terminal Refinería	71
Grafico 3. Equipos Críticos Terminal Néstor Pineda	72

RESUMEN

TÍTULO:

MODELO DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD PARA LOS EQUIPOS UTILIZADOS EN LAS OPERACIONES DE TRANSFERENCIA DE HIDROCARBUROS DE LOS TERMINALES DE ECOPETROL S.A. UBICADOS EN CARTAGENA*.

AUTORES:

JUAN JEFFERSON MORA DE ALBA**

ERLIM ANIBAL ALVARADO PLATA**

PALABRAS CLAVES:

Mantenimiento, Confiabilidad, RCM, Criticidad, Falla, Modo de falla, Efecto, Tarea Proactiva.

DESCRIPCION:

La presente monografía consiste en el estudio teórico para la implementación de un modelo de mantenimiento centrado en confiabilidad aplicable a los equipos de transferencia de hidrocarburos de los terminales de Ecopetrol S.A. en Cartagena.

La implementación estructurada de un sistema de mantenimiento puede llegar a ser la base sólida para desarrollar un trabajo ordenado, confiable y orientado al mejoramiento continuo. La planificación y retroalimentación de resultados deben ser los pilares que nos permitan administrar de manera eficiente nuestros equipos. La confiabilidad como eje de medición y la aplicación de los modelos de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad RCM orientan el trabajo de mantenimiento hacia un trabajo de clase mundial permitiéndonos así estar un paso adelante en este mundo cambiante en el cual siempre encontramos nuevos patrones de fallas, aspectos de seguridad y amenazas al medio ambiente manteniendo así especial atención a las actividades de mantenimiento que más incidencia tienen en el desempeño o funcionamiento de las instalaciones.

* Monografía

**Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas. Especialización en Gerencia de Mantenimiento. Director: Quilla Tissiana Ruiz Molina, Ingeniero Mecánico.

SUMMARY

TITLE:

MODEL FOR RELIABILITY CENTERED MAINTENANCE EQUIPMENT USED IN CRITICAL OPERATIONS TRANSFER OIL TERMINAL ECOPETROL SA LOCATED IN CARTAGENA.*

AUTHORS:

JUAN JEFFERSON MORA DE ALBA**

ERLIM ANIBAL ALVARADO PLATA**

KEY WORDS:

Maintenance, Reliability, RCM, Criticality, Failure, Failure Mode, Effect, Proactive Task.

SUBJECT:

This monograph is the theoretical study to implement a model of reliability centered maintenance apply to oil transfer equipment terminals Ecopetrol S.A. in Cartagena.

The structured implementation of a maintenance system can become the foundation for developing a work ordered, reliable and continuous improvement oriented. Planning and feedback of results should be the pillars that allow us to efficiently manage our teams. The reliability and measurement axis and applying models RCM Reliability Centered Maintenance guide work towards a world-class work allowing us to be a step forward in this changing world in which we always find new patterns of failures, aspects security and environmental threats and keeping special attention to maintenance activities that have more impact on the performance or operation of the facilities.

* Monograph

** School of Mechanical Engineering. Maintenance Management Specialization, Director: Quilla Tisiana Ruiz Molina, Mechanical Engineer

INTRODUCCIÓN

Mejorar la infraestructura y los servicios marítimos es una de las prioridades que se han impuesto el Gobierno y el sector privado en los próximos años, con el fin de incrementar la productividad y la competitividad del país en el comercio internacional de cara al TLC.

Los puertos marítimos tienen un papel fundamental en el desarrollo de las operaciones comerciales de Colombia. Actualmente, más del 90% de las exportaciones e importaciones que realiza el país se efectúan por esta vía.

Colombia cuenta con nueve zonas portuarias, siete de ellas en la Costa Caribe: la Guajira, Santa Marta, Ciénaga, Barranquilla, Cartagena, Golfo de Morrosquillo, Urabá y San Andrés, y dos en el Pacífico: Buenaventura y Tumaco. Cartagena, Barranquilla y Santa Marta, principales puertos del Caribe colombiano, conforman una oferta diversificada tanto en terminales públicos como en privados que compiten entre sí y con otros de la región.

No obstante, y pese a que la calidad de los servicios portuarios ha mejorado notablemente en los últimos años, el sector requiere mejorar en ciertas áreas, si quiere ser competitivo en el entorno mundial.

De acuerdo con el documento “Aprovechar el Territorio Marino – Costero en Forma Eficiente y Sostenible” publicado para discusión por el Departamento Nacional de Planeación (DNP), debe mejorarse el desempeño portuario en cuanto a la seguridad, la rotación de la carga, la confiabilidad para responder al servicio, la utilización y las capacidades potenciales de las instalaciones, entre otros.

El diagnóstico y las recomendaciones efectuadas por el DNP en este documento hacen parte de una serie de iniciativas que desde hace varios años viene promoviendo el Gobierno y el sector privado en búsqueda de la competitividad de los puertos marítimos.

No obstante, de acuerdo con el Ministerio de Transporte, la puesta en marcha de estos proyectos ha transcurrido “a paso lento”, por lo tanto los terminales marítimos deben plantear una serie de estrategias y planes encaminados a mejorar la infraestructura portuaria.

De acuerdo a lo anterior, la definición del Plan de Mantenimiento basado en el modelo centrado en confiabilidad un método que permite mejorar la disponibilidad y confiabilidad de los equipos teniendo en cuenta las condiciones operacionales y el entorno en el que se encuentran.

1. ECOPETROL S.A.

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 35 petroleras más grandes del mundo y es una de las cuatro principales de Latinoamérica.

Somos dueños absolutos o tenemos la participación mayoritaria de la infraestructura de transporte y refinación del país, poseemos el mayor conocimiento geológico de las diferentes cuencas, contamos con una respetada política de buena vecindad entre las comunidades donde se realizan actividades de exploración y producción de hidrocarburos, somos reconocidos por la gestión ambiental y, tanto en el Upstream como en el Downstream, hemos establecido negocios con las más importantes petroleras del mundo.

Contamos con campos de extracción de hidrocarburos en el centro, el sur, el oriente y el norte de Colombia, dos refinerías, puertos para exportación e importación de combustibles y crudos en ambas costas y una red de transporte de 8.124 kilómetros de oleoductos y poliductos a lo largo de toda la geografía nacional, que intercomunican los sistemas de producción con los grandes centros de consumo y los terminales marítimos.

Tenemos a disposición de nuestros socios el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), considerado el más completo centro de investigación y laboratorio científico de su género en el país, donde reposa el acervo geológico de un siglo de historia petrolera de Colombia.

Desde 1997 hemos marcado récords al obtener las más altas utilidades de una compañía colombiana en toda la historia. En 2003 nos convertimos en una sociedad pública por acciones y emprendimos una transformación que nos garantiza mayor autonomía financiera y competitividad dentro de la nueva organización del sector de hidrocarburos de Colombia, con la posibilidad de establecer alianzas comerciales fuera del país.

En 2007, Ecopetrol consolidó grandes transformaciones. Por un lado renovó su marca y asumió a una iguana verde como su nuevo logo símbolo. Por el otro, desarrolló el proceso de capitalización más grande de Colombia con el que vinculó a cerca de 450 mil colombianos de todos los niveles y regiones del país como accionistas¹.

Figura 1. Logo Ecopetrol S.A.



Fuente: ECOPETROL S.A. Quienes Somos [en línea]. <http://www.ecopetrol.com.co/>

1.1 MARCO LEGAL

Ecopetrol S.A. es una Sociedad de Economía Mixta, de carácter comercial, organizada bajo la forma de sociedad anónima, del orden nacional, vinculada al

¹ ECOPETROL S.A. Quiénes Somos, Acerca de Ecopetrol [en línea]. <http://www.ecopetrol.com.co/>

Ministerio de Minas y Energía, de conformidad con lo establecido en la Ley 1118 de 2006, regida por los Estatutos Sociales que se encuentran contenidos de manera integral en la Escritura Pública No. 5314 del 14 de diciembre de 2007, otorgada en la Notaría Segunda del Círculo Notarial de Bogotá D.C.²

1.2 GRUPO EMPRESARIAL

En cumplimiento de lo establecido en la legislación colombiana, Ecopetrol S.A. ha declarado su situación de Grupo Empresarial con las siguientes subordinadas³.

Figura 2. Grupo Empresarial Ecopetrol S.A.

	FINAL	SUBSIDIARIA	PARTICIPACIÓN ACCIONARIA
Exploración y Producción	<ul style="list-style-type: none"> ECOPETROL 100% ECOPETROL 100% ECOPETROL 100% equion 52% 	<ul style="list-style-type: none"> ECOPETROL america 100% HOCOL 100% 	<ul style="list-style-type: none"> Offshore International Group 52%
Transporte	<ul style="list-style-type: none"> bicentenario 52,97% 	<ul style="list-style-type: none"> DESCARSA 72,4% OSL 52% INPELLO 73% Conest 52% 	<ul style="list-style-type: none"> Sovport S.A. 64,76%
Refinación y Petroquímica		<ul style="list-style-type: none"> reficar 100% 	
Energías Alternativas		<ul style="list-style-type: none"> ECOGENERGY 100% ECOGENERGY Zona Franca 65,1% 	<ul style="list-style-type: none"> ecodiesel 100%
Vehículos financieros y de alquiler y otros	<ul style="list-style-type: none"> Bank Gold Plc Andean Chemicals Ltd. ETC S.M. DIGEL Finance S.A. Ecopetrol Global Energy Hocol Petroleum Ltd ETI Ltd. Ecopetrol Global Capital Ecopetrol Capital A.G. 	<ul style="list-style-type: none"> Hercot Cayman Rec. Hocol Ltd OPH Ltd 	<ul style="list-style-type: none"> Green Capital 51,25% ISA 5,82% INTEGRALIA 7,93%

Fuente: ECOPETROL S.A. Quienes Somos [en línea]. <http://www.ecopetrol.com.co/>

² Ibid.

³ Ibid.

1.3 RESEÑA HISTORICA

La reversión al Estado Colombiano de la Concesión De Mares, el 25 de agosto de 1951, dio origen a la Empresa Colombiana de Petróleos.

La naciente empresa asumió los activos revertidos de la Tropical Oil Company que en 1921 inició la actividad petrolera en Colombia con la puesta en producción del Campo La Cira-Infantas en el Valle Medio del Río Magdalena, localizado a unos 300 kilómetros al nororiente de Bogotá.

Ecopetrol emprendió actividades en la cadena del petróleo como una Empresa Industrial y Comercial del Estado, encargada de administrar el recurso hidrocarburífero de la nación, y creció en la medida en que otras concesiones revirtieron e incorporó su operación.

En 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.

La empresa funciona como sociedad de naturaleza mercantil, dedicada al ejercicio de las actividades propias de la industria y el comercio del petróleo y sus afines, conforme a las reglas del derecho privado y a las normas contenidas en sus estatutos, salvo excepciones consagradas en la ley (Decreto 1209 de 1994).

Figura 3. Historia Ecopetrol S.A.



Fuente: ECOPETROL S.A. Quienes Somos [en línea]. <http://www.ecopetrol.com.co/>

En septiembre de 1983 se produjo la mejor noticia para la historia de Ecopetrol y una de las mejores para Colombia: el descubrimiento del Campo Caño Limón, en asocio con OXY, un yacimiento con reservas estimadas en 1.100 millones de millones de barriles. Gracias a este campo, la Empresa inició una nueva era y en el año de 1986 Colombia volvió a ser en un país exportador de petróleo.

En los años noventa Colombia prolongó su autosuficiencia petrolera, con el descubrimiento de los gigantes Cusiana y Cupiagua, en el Piedemonte Llanero, en asocio con la British Petroleum Company.

En 2003 el gobierno colombiano reestructuró la Empresa Colombiana de Petróleos, con el objetivo de internacionalizarla y hacerla más competitiva en el marco de la industria mundial de hidrocarburos. Con la expedición del Decreto 1760 del 26 de Junio de 2003 modificó la estructura orgánica de la Empresa Colombiana de Petróleos y la convirtió en Ecopetrol S.A., una sociedad pública por acciones, ciento por ciento estatal, vinculada al Ministerio de Minas y Energía y

regida por sus estatutos protocolizados en la Escritura Pública número 4832 del 31 de octubre de 2005, otorgada en la Notaría Segunda del Circuito Notarial de Bogotá D.C., y aclarada por la Escritura Pública número 5773 del 23 de diciembre de 2005.

Con la transformación de la Empresa Colombiana de Petróleos en la nueva Ecopetrol S.A., la Compañía se liberó de las funciones de Estado como administrador del recurso petrolero y para realizar esta función fue creada La ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos). A partir de 2003, Ecopetrol S.A. inició una era en la que, con mayor autonomía, ha acelerado sus actividades de exploración, su capacidad de obtener resultados con visión empresarial y comercial y el interés por mejorar su competitividad en el mercado petrolero mundial.

Actualmente, Ecopetrol S.A. es la empresa más grande del país con una utilidad neta de \$15,4 billones registrada en 2011 y la principal compañía petrolera en Colombia. Por su tamaño, pertenece al grupo de las 40 petroleras más grandes del mundo y es una de las cuatro principales de Latinoamérica⁴.

⁴ Ibid.

1.4 ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL

Figura 4. Organigrama General Ecopetrol S.A.



Fuente: ECOPETROL S.A. Quienes Somos [en línea]. <http://www.ecopetrol.com.co/>

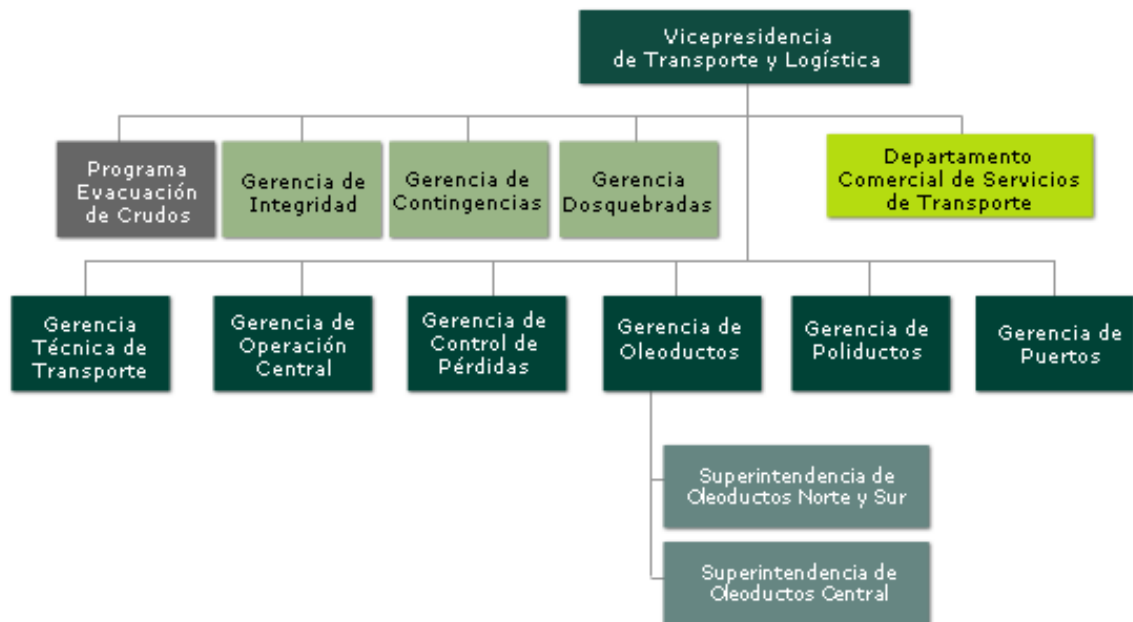
1.4.1 Vicepresidencia de Transporte y Logística.

Ecopetrol S.A. garantiza al país y a los inversionistas el transporte y disponibilidad oportuna de los diferentes hidrocarburos para refinación, exportación o consumo a través de su red de 8.500 kilómetros de poliductos y oleoductos, que van desde los centros de producción hasta las refinerías y puertos en los océanos Atlántico y Pacífico.

Cuenta con 53 estaciones desde las que se bombea crudo y productos por la geografía colombiana, además de sus centros de almacenamiento. La Compañía asegura una capacidad de excedentes en los principales sistemas de transporte

de petróleo, lo que se convierte en una ventaja económica en caso de un descubrimiento comercial de hidrocarburos.

Figura 5. Organigrama Vicepresidencia de Transporte y Logística



Fuente: ECOPETROL S.A. Quiénes Somos [en línea]. <http://www.ecopetrol.com.co/>

El sistema de transporte cuenta con 8.500 kilómetros de redes principales de oleoductos y poliductos que convergen en los terminales de Coveñas y Santa Marta, en el Atlántico, y Buenaventura y Tumaco, en el Pacífico.

Los principales oleoductos trabajan, en la actualidad, a un 60% de su capacidad operativa. Para los nuevos descubrimientos, Ecopetrol cuenta con una amplia experiencia en la oferta de servicios de transporte multimodal, a través de

oleoductos, poliductos, buquetanques; ofreciendo soluciones integrales a sus clientes⁵.

1.4.2 Gerencia de Puertos

La Gerencia de Puertos de Ecopetrol S.A. está conformada por cuatro departamentos encargados de las operaciones y mantenimiento de los Terminales Marítimos y Fluviales:

Figura 6. Organigrama Gerencia de Puertos



Fuente: ECOPETROL S.A. Quienes Somos [en línea]. <http://www.ecopetrol.com.co/>

⁵ Ibid

Figura 7. Terminales Marítimos y Terminal Fluvial Ecopetrol S.A.



Fuente: ECOPETROL S.A. Quienes Somos [en línea]. <http://www.ecopetrol.com.co/>

1.4.2.1 Coordinación de Operaciones y Mantenimiento Marinas Caribe.

Un grupo de terminales marítimos en la Bahía de Cartagena conforma el centro de un inmenso tráfico de comercio exterior, por donde pasan millones de volúmenes de productos derivados del petróleo.

Ubicados sobre el mar Caribe, a una distancia de un poco más de una milla náutica entre sí, el Terminal Marítimo de Refinería, el Terminal Marítimo de GLP y

el Terminal Marítimo Néstor Pineda son la puerta que comunica al negocio de la refinación con los mercados del mundo.

La Coordinación de Operaciones y Mantenimiento Marinas Caribe tiene a su cargo las operaciones de exportación, importación y, cabotajes (entre el Caribe y el Pacífico colombiano), que se llevan a cabo con Buquetanques en el Terminal de la Refinería de Cartagena, el Terminal de GLP y el Terminal Néstor Pineda, a su vez, realiza el aseguramiento del mantenimiento de los equipos utilizados para estas operaciones.

1.4.4.2 Ubicación

Los Terminales Marítimos de Cartagena, están localizados en la Costa Caribe de la República de Colombia, en la Bahía de Cartagena de Indias, cuya posición geográfica es 10°19'N y 75°30'W, aproximadamente a 275 millas al noroeste de Colón, Panamá.

Figura 8. Ubicación Terminales Marítimos de Cartagena



Fuente: Google. Bahía de Cartagena [en línea]. <http://www.earth.google.com.co/>

Figura 9. Terminales Marítimos de Refinería y GLP



Fuente: Ecopetrol S.A.

Figura 10. Terminal Marítimo Néstor Pineda



Fuente: Ecopetrol S.A.

1.4.4.3 Proceso Operativo

1.5 Roles y Responsabilidades generales

Cargo Loading Master (CLM): Una persona por Operación

Es el representante de ECOPETROL S.A. en los Terminales Marítimos de la Vicepresidencia de Transporte y Logística, encargado de coordinar y asegurar la operación de cargue y descargue del buquetanque para el cumplimiento del programa de exportaciones e importaciones de la empresa, coordinando la logística con las entidades involucradas y ejecutando la operación de transferencia de carga de forma confiable, oportuna y segura en lo concerniente a protección del medio ambiente y apoyo en control a la seguridad marítima.

Supervisor de Operaciones Marítimas (SOM): Una persona por Operación

Es responsable de la supervisión, en tierra, de todas las acciones necesarias para asegurar el correcto funcionamiento de la infraestructura existente para el recibo de los buquetanques y la transferencia de carga; así mismo responde por el permanente alistamiento de los equipos de respuesta ante emergencias y los destinados a atender las contingencias que pudiesen presentarse durante los procesos de transferencia de carga. Ejecuta el programa de rondas estructuradas y, con base en éstas, reporta a CNC y documenta en ELLIPSE los eventos detectados tanto en activos de superficie como en estructuras marinas y submarinas, con el propósito de asegurar la disponibilidad de estos activos.

TAREAS		PELIGROS			Consecuencias
CHECKLIST		QUIEN	TIPO	RAM	
SI = √	PLAN 1 Asegurar la preparación del terminal para el recibo del buquetanque y la transferencia de carga.	SOM	Locativo	L	Caídas, contusiones, golpes
	1.1 Inspección del Terminal Marítimo de Refinería (Rondas estructuradas).				
	1.2 Inspección de la línea de transferencia de carga de gasolinas (Rondas estructuradas).				
	1.3 Verificar resultados de calidad y cantidad del producto disponible para entrega al buquetanque y certificación de línea por parte de la compañía de Inspectores de Calidad y Cantidad nominados.				
	1.4 En coordinación con Programación de la Producción RCSA, se autoriza la toma de Piloto Práctico Maestro para inicio de maniobra de atraque del buque tanque; El Supervisor de Operaciones Marítimas divulga la información a la Agencia Marítima, Inspectores de Calidad y Cantidad, Contratistas de Remolcadores de apoyo y amarradores.				
	1.5 Inspeccionar línea de atraque libre de obstáculos				
SI = √	PLAN 2 Inspección de seguridad del buque tanque en zona de fondeo (ISGOTT).	CLM	Físico Químicos	M	Irritaciones, inhalación, incendio y explosión
	2.1 Verificar estado de líneas de amarre				
	2.2 Condición del manifold de carga: Reductores a 10 pulgadas instalados				
	2.3 Verificar funcionamiento de las válvulas de presión y alivio (P/V valves)				
	2.4 Verificar estado de los imbornales.				
	2.5 Estado del equipo básico de respuesta a derrames menores con hidrocarburos sobre cubierta del buque tanque.				
	2.6 Disponibilidad del sistema de contraincendios del buque tanque				

	2.7 Verificar nivel del sello de cubierta				
	2.8 Verificar nivel del sello del P/V breaker				
	2.9 Gas inerte: Verificar contenido de oxígeno en la atmosfera de los tanques de carga por debajo del 8%.				
	2.10 Sistema de gas inerte asegurado en las operaciones de carga del buque tanque (exportaciones); planta de gas inerte disponible para operación a máxima capacidad durante las operaciones de descarga del buque tanque (importaciones).				
	2.11 Verificar presión positiva en todos los tanques de carga; P=100mm en la columna de agua (H2O).				
	2.12 Verificación aleatoria: funcionamiento de las alarma de sobrellenado y sobre flujo.				
SI = √	PLAN 3 Coordinar información pre-arribo con el supervisor de Materias Primas de RCSA	CLM	Administrativo	M	No se prevé riesgo
	3.1 Enviar vía intranet el formato de información pre-arribo al Supervisor de Materias Primas de RCSA.				
	3.2 En exportación: Establecer cantidad de productos a entregar, rata de flujo, tanques de despacho en tierra, temperatura del producto y gravedad especifica del mismo				
	3.3 En importación: Establecer cantidad de producto a recibir, rata de descarga y tanques de recibo en tierra.				
	3.4 Verificar si existen instrucciones adicionales por parte de GCI o de la Refinería de Cartagena S.A.				
SI = √	PLAN 4 Recepción del buque tanque en el Terminal Marítimo de Refinería	CLM	Mecánicos - Locativo	M	Colisión buque-terminal / Hombre al agua
	4.1 Supervisar disponibilidad del personal de amarradores				
	4.2 Verificar recibo y estado de la lancha pasacabos.				
	4.3 Realizar prueba de radio de banda marina VHF, en canal 69 con el piloto práctico maestro y la lancha pasacabos.				

	4.4 Observando una debida disciplina de comunicaciones y, a solicitud del Piloto Práctico que asiste al Capitán del buquetanque, una vez instaladas las retenidas de proa y popa, el Loading Master orientará el posicionamiento del buque buscando un correcto enfrentamiento de los brazos de carga del Terminal con el manifold del buque dentro de su área de operación de diseño				
	4.5 De conformidad con la normatividad Nacional e Internacional, la responsabilidad sobre la maniobra de buques en tránsito por aguas restringidas, la aproximación y atraque en Terminales Marítimos, recae en forma exclusiva sobre el Capitán del buquetanque; no obstante, este proceso es de interés para el Representante del Terminal considerando que cualquier evento fortuito puede impactar la integridad del Terminal y su operación				
	4.6 Supervisar la instalación de un acceso seguro entre el buque tanque y el terminal				
SI = √	PLAN 5 Abordar el buquetanque para realizar conexión, reunión de acuerdos e inspección de tanques	CLM	Mecánicos - Locativo	M	Hombre al agua, golpes, caídas
	5.1 Preparar los documentos estandarizados y que se tramitarán durante el acuerdo clave: Shore Ship Safety Check List, Key Meeting, MSDS, Control de Cargue y crear el buque en SIO				
	5.2 Realizar el acuerdo clave (Key Meeting), diligenciar la lista de chequeo de seguridad (Safety Check List) y entregar/recibir según sea el caso, las hojas de seguridad del producto a transferir (Material Safety Data Sheet - MSDS).				
	5.3 Aceptación de la noticia de alistamiento (Notice of Readiness – NOR); se sugiere aceptar este documento con la hora registrada al finalizar la conexión de brazo de cargue con el correspondiente punto de recibo abordó.				
	5.4 Supervisar la conexión de brazo de carga.				
	5.5 La fase final, normalmente requiere una disminución de la rata de flujo conocida como "Topping Off"; se debe acordar con el buque su inicio, lo mismo que la responsabilidad del pare final de la transferencia de carga.				
SI = √	PLAN 6 Inicio de la transferencia de carga y desplazamiento de línea (Primer	CLM	Mecánicos -	M	Derrame de hidrocarburos

	pie)		Locati vo		
	6.1 En coordinación con el supervisor de Materias Primas, realizar el presionado de la línea para la toma de mediciones iniciales en los tanques en tierra (Altura de referencia).				
	6.2 Reconfirmar alineación de sistemas de entrega – recibo de producto e iniciar la transferencia de carga con 4,000 Barriles, desplazamiento de línea o primer pie acuerdo norma API MPMS; abrir válvulas en manifold de plataforma.				
	6.3 Concluida la transferencia del primer pie, se procede a medir cantidades desplazadas y toma de muestras en buque y plataforma para el caso de exportación; el Inspector de Calidad y Cantidad etiqueta las muestras y las entrega en Laboratorio RCSA para su respectivo análisis				
	6.4 Después de verificar que los análisis de Laboratorio han concluidos y han sido montados en SILAB, el Supervisor de Materias Primas autoriza proseguir con la transferencia de carga; en caso de presentarse algún problema de calidad, se debe reportar a la Coordinación de Materias Primas para establecer el procedimiento subsiguiente.				
SI = √	PLAN 7 Transferencia de carga en línea	CLM	Mec ánico s - Loca tivo	M	Derrame de hidrocarburos
	7.1 Cada dos horas, realizar registro y comparación de volúmenes y rata de flujo entre buque y tierra.				
	7.2 Realizar periódicamente y, por espacios no mayores a cuatro horas, inspección de seguridad conforme a ISGOTT / Shore Ship Safety Check List.				
	7.3 Supervisar los muestreos parciales durante el cargue y la muestra final compuesta, siguiendo instrucciones de GCI derivadas de lo pactado con el cliente.				

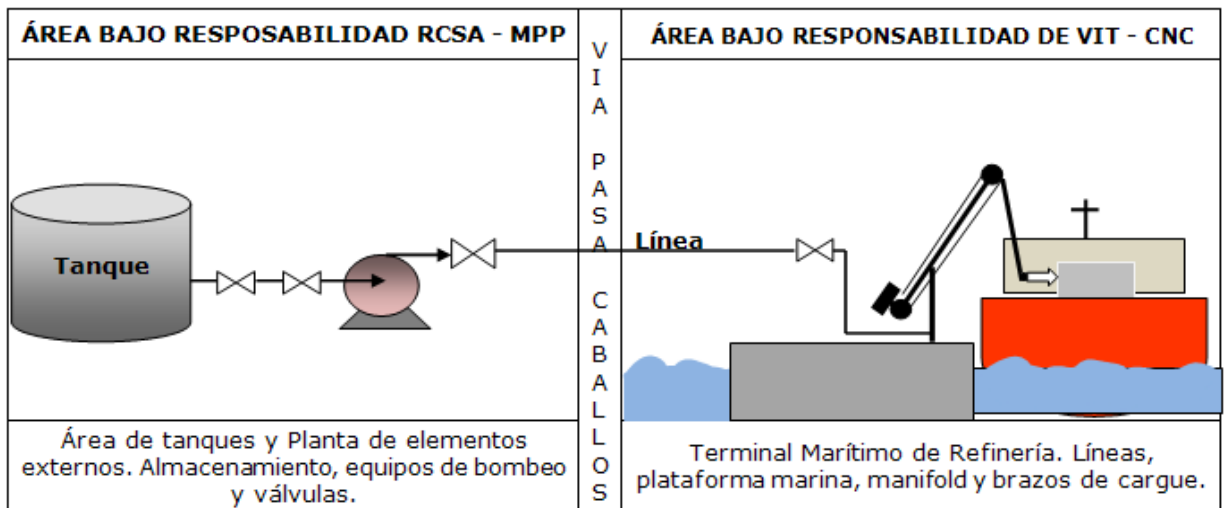
SI = √	PLAN 8 Lineamientos para cargue de varios productos (gasolinas – nafta y viceversa) por el brazo de cargue No.1	CLM	Mecánico s - Locativo	M	Derrame de hidrocarburos
	8.1 Para cargue de varios productos (Combo) normalmente se inicia con el producto que se encuentre en línea; para el caso que se requiera cargar Nafta y posteriormente Gasolina o viceversa, se deberá realizar un desplazamiento interno usando la línea de retorno mostrada en la figura No. 4 y, una vez empacada la línea con el nuevo producto, se debe muestrear y someter a los análisis de Laboratorio; de no ser satisfactorio el resultado, se repite el proceso hasta obtener resultados dentro de los parámetros contractuales.				
SI = √	PLAN 9 Lineamientos para cargue de varios productos (gasolinas – RON 92 – RON 91.5 y viceversa) por el brazo de cargue No.1	CLM	Mecánico s - Locativo	M	Derrame de hidrocarburos
	9.1 Suspender el cargue faltando 3000 bls a la primera parcela				
	9.2 Cambiar el tanque en tierra y reiniciar el cargue con el segundo producto, liquidándose como si fuera el primer producto				
	9.3 Suspender el cargue cuando se haya completado el volumen acordado				
	9.4 Tomar muestras en la plataforma para verificar calidad de la segunda parcela a entregar				
	9.5 Iniciar el cargue de la segunda parcela, una vez se conozcan los resultados de calidad				
	9.6 Suspender bombeo a los 4000 Bls				

	9.7 Medir y tomar muestras a bordo y en plataforma				
	9.8 Reiniciar el cargue, una vez se conozcan los resultados de calidad				
	9.9 Suspender el cargue cuando se haya completado el volumen acordado				
	9.10 Tomar muestras en la plataforma para verificar calidad de la segunda parcela entregada				
	9.11 Cierre de la válvula del brazo de cargue				
	<p>OBSERVACION: Previo a cualquier operación de transferencia de carga que observe un esquema de varios productos, se deberá concertar con los Profesionales de Programación de la Producción en RCSA y de Materias Primas y Productos y, teniendo en cuenta los lineamientos básicos aquí expuestos, construir un procedimiento transitorio de acuerdo a las circunstancias y condiciones de la operación en particular</p>				
SI = √	<p>PLAN 10 Mediciones finales del cargamento y muestreo de producto para certificación de calidad y cantidad</p>	CLM	Físicos o químicos	M	Inhalación de vapores derivados de hidrocarburos, caídas, golpes, contusiones.
	10.1 Las mediciones finales son tomadas por los Inspectores de Calidad y Cantidad, siguiendo el estándar API MPMS Cap. 17.				
	10.2 Las muestras finales de producto, deben ser rotuladas con su código de barras y entregadas al Laboratorio RCSA				
	10.3 El Supervisor de Materias Primas y Productos, envía por escrito los volúmenes de tierra en barriles netos a 60 oF, toneladas largas de 2240 libras, toneladas métricas (Aire), metros cúbicos, galones americanos a 60 oF, litros y en kilos; en caso de ser requerido por el cliente e incluido en la autorización de cargue, deberá incorporar las toneladas métricas (Vacío).				

SI = √	PLAN 11 Realizar liquidación del buque, preparar y firmar la documentación comercial	CLM	Administrativo	L	Entregas no perfectas
	11.1 Diligenciar: Bill of Lading, Cargo Manifest, Certificate of Origen, Vessel Satisfaction Sheet, Documents Letter, Inward Foreign Manifest, Statement of Facts y Letter of Protest; estos documentos bajo estándar commercial no deberán presentar ningún tipo de tachones ni enmendaduras.				
	11.2 Los Inspectores de Cantidad y Calidad deben entregar al Capitán del buquetanque y al Loading Master los siguientes documentos: Ullage Certificates, Time Loading Reports, Certificate of Quality, Certificate of Quantity, Receipt for Samples y Master Receipt for Documents; se debe constatar con la autorización de cargue si se ha agregado u omitido algún otro document.				
SI = √	PLAN 12 Zarpe del buquetanque y trámites finales.	CLM	Mecánicos - Físicos	M	Impacto del buque tanque y/ o Remolcadores de apoyo a la plataforma del terminal
	12.1 Con una hora de antelación, el Loading Master coordina con el Agente Marítimo la presencia del Piloto Práctico y los dos remolcadores que asistirán la maniobra de zarpe				
	12.2 Sistema de Información Operacional: diligenciar el análisis de demoras y registrar los volúmenes reales del cargamento.				
	12.3 Envío de documentación: con apoyo de la Gestoría asignada, incorporar al archivo de la Coordinación de O & M Caribe y, dentro de las 24 horas hábiles después del zarpe del buquetanque, enviar los originales de los documentos a la Gerencia de Comercio Internacional, por vía aérea y en				

Fuente: Ecopetrol S.A.

Figura 11. Proceso Operativo



Fuente: Ecopetrol S.A.

2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Los nuevos descubrimientos de yacimientos petroleros, el aumento de la demanda nacional e internacional de combustibles y la visión de producir el millón de barriles por día, hacen que los procesos productivos y operativos de Ecopetrol S.A. sean llevados a su máxima capacidad para cumplir con los requerimientos del mercado.

De acuerdo a lo anterior, la Vicepresidencia de Transporte y Logística de Ecopetrol S.A. en cabeza de sus Gerencias requiere del desarrollo de estrategias efectivas aplicadas en la operación y el mantenimiento de sus activos y así cumplir con los requerimientos del transporte hidrocarburos.

En la Gerencia de Puertos y en el Departamento de Operaciones y Mantenimiento Caribe se requiere plantear una serie de estrategias y planes encaminados a mejorar la infraestructura portuaria que permitan garantizar la disponibilidad y confiabilidad de los equipos.

El Plan de Mantenimiento aplicado hoy día en los equipos utilizados en las operaciones de transferencia de hidrocarburos de los Terminales de Ecopetrol S.A. ubicados en Cartagena, se basa en el modelo tradicional por lo cual se encuentra desactualizado y en algunos casos, no se encuentra definido para algunos equipos importantes que intervienen en la operación.

En cuanto a los Terminales Marítimos de Refinería, GLP y Néstor Pineda ubicados en la Bahía de Cartagena, se cuentan con Brazos de Cargue Marinos para la transferencia (entrega o recibo) de hidrocarburos hacia los Buques de transporte internacional. Para estos Brazos de cargue no existe un programa de

mantenimiento preventivo centrado en confiabilidad definido en el Sistema de Información de la empresa (Ellipse), no tienen elaborado un análisis de repuestos e inventarios críticos, ni indicadores de gestión que permitan tomar acciones de mejora.

Así mismo, en el plan de mantenimiento actual, no se tuvo en cuenta las condiciones y el entorno en el que se encuentran sometidos lo que ha generado fallas de funcionamiento durante las operaciones y por ende la suspensión de las mismas. Igualmente, no se cuenta con un análisis de equipos críticos ni con el análisis de modos de falla con sus efectos y consecuencias.

Estos equipos requieren de una alta disponibilidad y confiabilidad ya que algunos de ellos en caso de fallar, podrían generar afectación por contaminación con producto a la Bahía de Cartagena y a su vez, penalizaciones económicas por demoras en la entrega del producto al cliente, multas por la entidades ambientales que pueden afectar la imagen de la empresa a nivel nacional e internacional.

3. OBJETIVOS

3.1 OBJETIVO GENERAL

- Definir y actualizar el Plan de Mantenimiento de los equipos utilizados en las operaciones de transferencia de hidrocarburos de los Terminales de Ecopetrol S.A. ubicados en Cartagena mediante un modelo basado en Confiabilidad para garantizar la seguridad de los procesos.

3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Identificar la lista de los sistemas y realizar la valoración de criticidad de los equipos.
- Definir la función principal, las funciones secundarias y las fallas funcionales en cada uno de los equipos.
- Realizar un análisis de modos de falla, asignando efectos y consecuencias.
- Definir y validar las tareas proactivas, las frecuencias y los recursos a cada uno de los equipos.

4. JUSTIFICACIÓN

El desarrollo de un Plan de Mantenimiento mediante un modelo basado en confiabilidad de los equipos utilizados en las operaciones de transferencia de hidrocarburos de los Terminales de Ecopetrol S.A. ubicados en Cartagena, permitirá la evolución en el mantenimiento tradicional que se ejecuta hoy día.

Esta evolución se centrará en preservar las funciones de los equipos, evitando, reduciendo o eliminando las consecuencias de las fallas que afectan las funciones principales extendiendo así el ciclo de vida útil de los equipos.

Así mismo con el modelo basado en confiabilidad integrará todos los aspectos del negocio: finanzas, operación, riesgo, seguridad, medio ambiente y calidad, fijando las tareas más efectivas de mantenimiento según la visión multidisciplinaria de todos los participantes del proceso de acuerdo a las condiciones del entorno y operacionales de los equipos.

De acuerdo a lo anterior con la definición y actualización del Plan de Mantenimiento de los equipos críticos de los Terminales de Ecopetrol S.A. mediante el modelo RCM, se mejorará la disponibilidad y confiabilidad de las unidades de bombeo, válvulas, sistema contraincendios y brazos de cargue marinos garantizando la confiabilidad operacional en el proceso de transferencia de hidrocarburos a las embarcaciones de almacenamiento tales como barcazas y Buquetanques.

Con la utilización de este método se construirá un Plan de Mantenimiento mucho más organizado y lógico donde se mejorará la planeación del mantenimiento y la

administración de los recursos disponibles reduciéndose los costos de mantenimiento y su impacto en el negocio.

Adicionalmente, se propicia el trabajo en equipo al interior de los Departamentos gracias a la relación del grupo de mantenimiento con el grupo de operaciones, confiabilidad y otros procesos de la empresa.

Los resultados obtenidos de confiabilidad operacional se verán reflejados en la gestión de la Coordinación de Mantenimiento, en el cumplimiento de los indicadores del Departamento de presupuesto, barriles transportados y entregas perfectas, fortaleciendo la imagen y posicionamiento de la empresa.

5. MARCO TEÓRICO

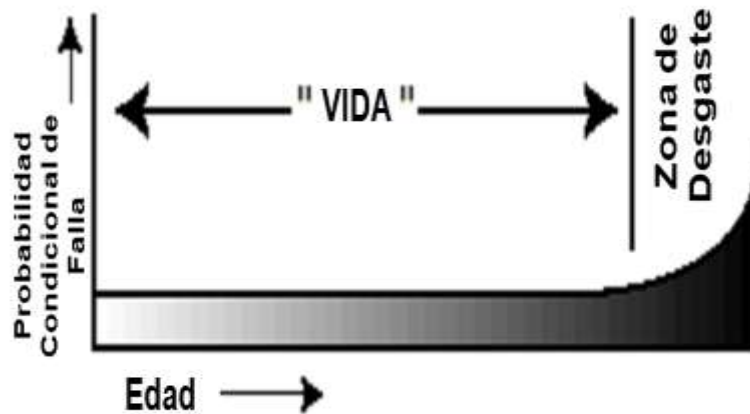
5.1 MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD (RCM)

5.1.1 Historia del RCM

En 1974, El Departamento de Defensa de los Estados Unidos le asignó a la empresa United Airlines preparar un informe sobre los procesos usados por la industria de la aviación civil para elaborar programas de mantenimiento para los aviones. Este informe fue realizado por F. Stanley Nowlan, Director de Análisis de Mantenimiento de United Airlines y Howard F. Heap, Gerente de Planeación del Programa de Mantenimiento de United Airlines. El documento fue publicado en 1978 y fue titulado Mantenimiento Centrado en Confiabilidad⁶ o RCM por sus siglas en inglés Reliability-Centered Maintenance.

⁶ MOUBRAY, Jhon. Reliability-Centered Maintenance RCM II. New York: Industrial Press Inc., 1997.p.318.

Figura 12. Perspectiva Tradicional de las Fallas de los equipos



Fuente: MOUBRAY, Jhon. Reliability-Centered Maintenance RCM II.

El RCM se desarrolló debido a que en las teorías de mantenimiento de la época siempre había relaciones causa-efecto entre el mantenimiento programado y la confiabilidad operacional. Esta suposición estaba basada en la creencia intuitiva de que las partes mecánicas se desgastaban y que la confiabilidad de cualquier equipo estaba directamente relacionada con la edad operacional⁷ (ver figura), el único problema que había era determinar la edad límite de las partes para reemplazarlas y asegurar una operación confiable.

Las teorías de la primera y segunda generación del mantenimiento utilizaban como modelos los patrones de falla tradicionales como el Patrón A o curva de la Bañera que comienza con una gran incidencia de fallas (mortalidad infantil)

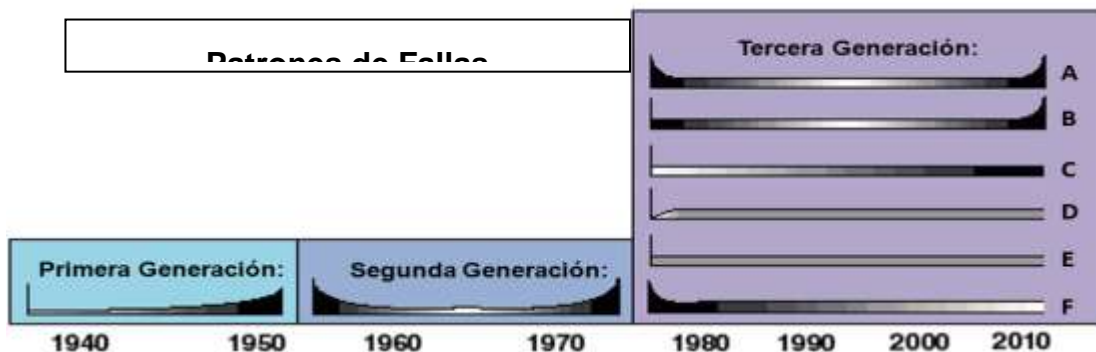
⁷ NOWLAN, F. Stanley y HEAP, Howard F. Reliability-Centered Maintenance. San Francisco: U.S. Department of Commerce, 1978.p.2.

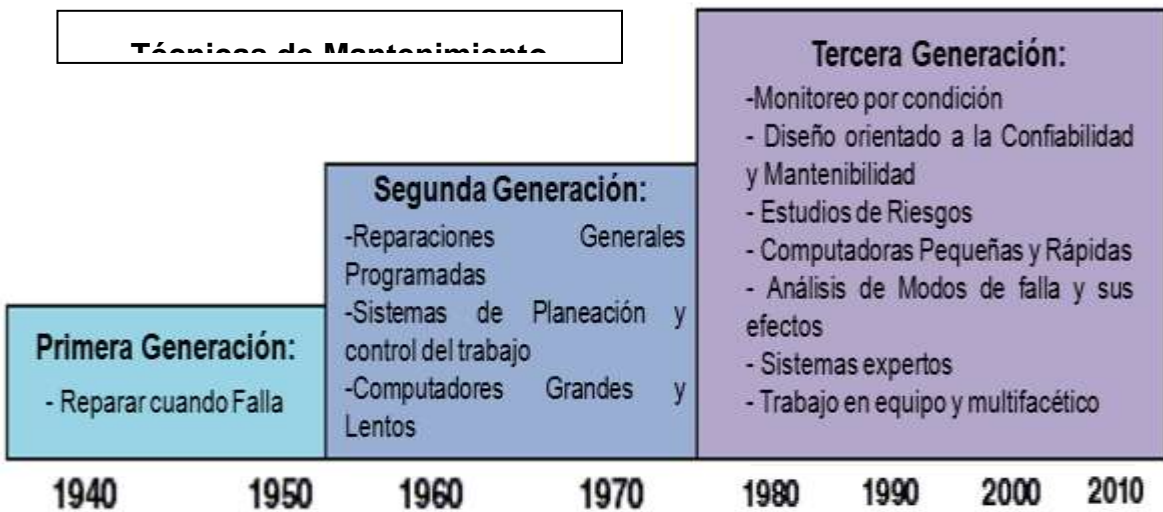
seguida por un incremento constante o gradual de la probabilidad condicional de falla y por ultimo una zona de desgaste o el Patrón B (ver figura) que muestra una probabilidad condicional de falla constante o que crece lentamente y que termina también en una zona de desgaste.

Sin embargo, a través de los años se descubrió que muchos tipos de fallas no podían ser prevenidas de forma efectiva sin importar cuán intensas fueran las actividades de mantenimiento preventivo que se realizaran debido a que las fallas no seguían los patrones tradicionales A o B, pero gracias a las investigaciones realizadas en la industria de la aviación se logró determinar que habían en realidad seis patrones de falla distintos que afectaban la confiabilidad y la disponibilidad de los equipos.

Con estos cambios de paradigmas, se inició la tercera generación del mantenimiento en el cual las exigencias y expectativas de mantenimiento son mucho mayores lo que obligo a realizar también cambios radicales en las técnicas y teorías del mantenimiento (ver figura).

Figura 13. Cambios en los Puntos de Vista sobre las fallas de los Equipos, Expectativas y Técnicas de Mantenimiento





Fuente: MOUBRAY, Jhon. Reliability-Centered Maintenance RCM II.

5.1.2 Definición del RCM

La Norma SAE JA1011 define el Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad de la siguiente manera: “RCM es un proceso específico usado para identificar las políticas que deben ser implementadas para administrar los modos de falla que

pueden causar fallas funcionales en cualquier activo físico en su contexto operacional”⁸.

En el Libro de RCM II de Jhon Moubray, el autor plantea la siguiente definición:

“RCM es un proceso utilizado para determinar que se debe hacer para asegurar que cualquier activo físico continúe haciendo lo que sus usuarios quieren que haga en su contexto operacional actual”⁹.

“El RCM es el proceso usado para determinar el enfoque más efectivo del mantenimiento esto implica identificar acciones que cuando se toman reducen la probabilidad de falla de la forma más costo-efectiva buscando una mezcla optima de acciones basadas por condición, acciones basadas en ciclos o en tiempo o el enfoque de operar hasta que falle”¹⁰.

En conclusión, el RCM es un proceso que permite determinar las tareas mínimas de mantenimiento (Correctivo, Preventivo y Predictivo) necesarias para que los activos cumplan con su función en su contexto operacional.

⁸ SAE INTERNATIONAL. Evaluation Criteria for Reliability-Centered Maintenance (RCM) Processes. SAE

JA1011. SAE, 2009.

⁹ MOUBRAY, Op. Cit., p.7.

¹⁰ NASA. Reliability Centered Maintenance Guide for Facilities and Collateral Equipment. NASA, 2000. p.1-1.

Figura 14. Componentes de un Programa de RCM



Fuente: MOUBRAY, Jhon. Reliability-Centered Maintenance RCM II.

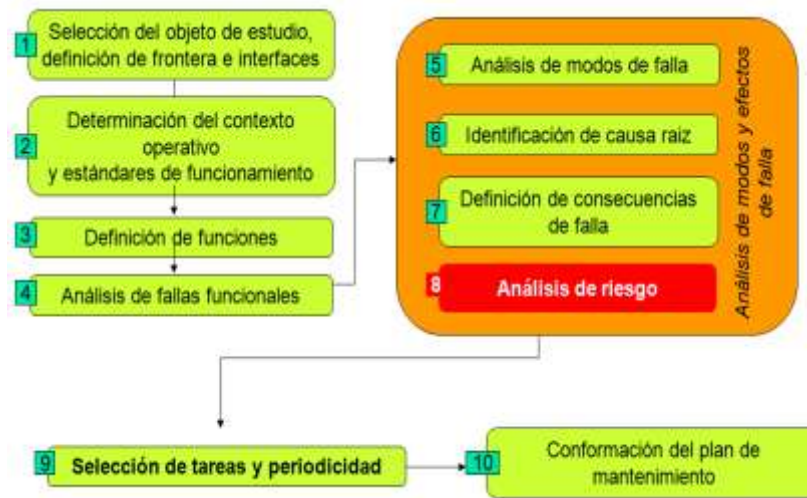
5.2 METODOLOGÍA DEL RCM

5.2.1 Las Siete Preguntas Básicas del RCM

El RCM plantea siete preguntas básicas acerca del activo o sistema que se quiere revisar:

1. ¿Cuáles son las funciones y los parámetros de funcionamiento asociados al activo en su actual contexto operacional?
2. ¿De qué manera falla en satisfacer dichas funciones?
3. ¿Cuál es la causa de cada falla funcional?
4. ¿Qué sucede cuando ocurre cada falla?
5. ¿En qué sentido es importante cada falla?
6. ¿Qué puede hacerse para prevenir o predecir la falla?
7. ¿Qué debe hacerse si no se encuentra una tarea proactiva adecuada?

Figura 15. Diagrama de Flujo del Proceso de RCM



Fuente: ORTIZ, Daniel. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad – RCM. Memorias.

5.2.2 Identificación de los Sistemas y Equipos

En las preguntas definidas para establecer un proceso como RCM no se define la forma como se selecciona y priorizan los elementos a los que se les van a establecer el esquema de mantenimiento por medio de RCM.

Un mismo equipo puede ser considerado para algunas aplicaciones como un elemento relevante para aplicarle RCM, mientras que en otro ambiente operacional el mismo equipo no incluirse en el estudio. En una empresa es posible que se incluyan todos los equipos en el modelo RCM, pero en otros casos se definen unos equipos para el modelo inicialmente y dejar otros equipos para implantar el modelo posteriormente.

El primer paso consiste en definir la estructura jerárquica del sistema incluyendo el sistema, sus subsistemas, bajando hasta los equipos y los componentes. Una planta se define como un “grupo de sistemas que funcionan conjuntamente para

suministrar una salida o producto, mediante el proceso y manipulación de una materia prima o elementos almacenados”¹¹.

Un elemento de estudio para RCM es un conjunto de componentes que forman un conjunto identificable, y que realizan al menos una función importante, por sí solo. (Ej.: bomba, válvula, motor). En esta definición, una válvula de disparo puede ser clasificada como un objeto o elemento de estudio para RCM, pero no su actuador¹².

En la definición del elemento de estudio es necesario definir las fronteras físicas, que se incluye en el estudio, que no se incluye en el estudio ya sea porque se encuentra fuera de la frontera o porque no es un elemento de interés y por último se incluyen las interfaces del sistema (entradas, salidas, conexiones).

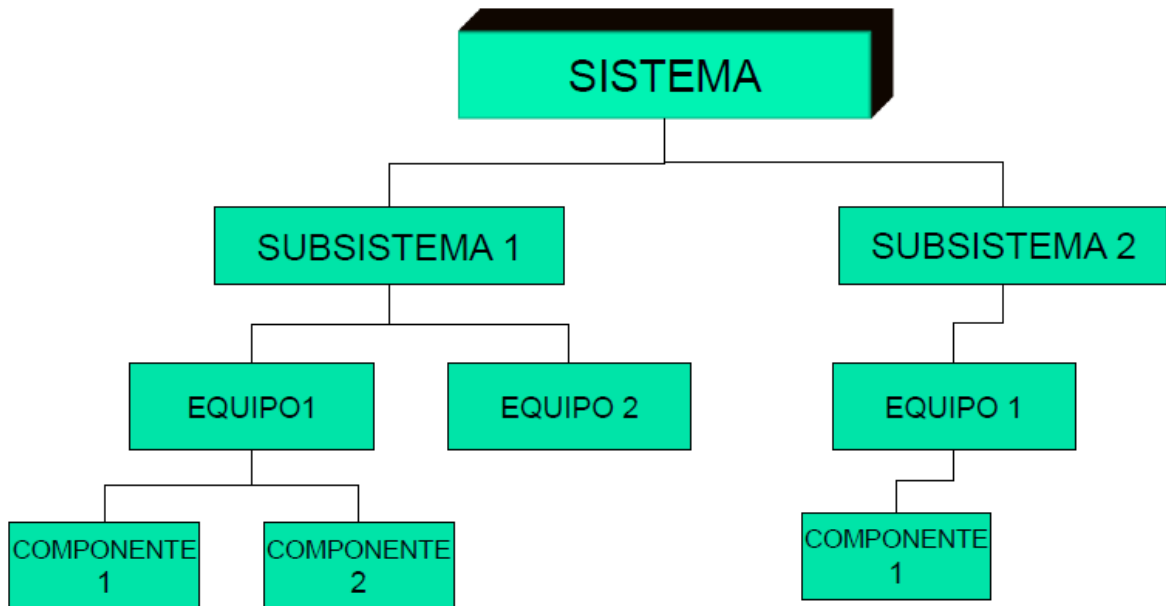
Una definición del contextos operativo para un activo físico típicamente incluye una breve descripción general de cómo y dónde va a ser usado, criterios generales de funcionamiento que controlan características como salidas, rendimiento de proceso, seguridad, integridad ambiental y así sucesivamente”¹³.

¹¹ ORTIZ, Daniel. Taxonomía de la Planta. En: Especialización Gerencia de Mantenimiento (2012: Barranquilla). Memorias Mantenimiento Centrado en Confiabilidad – RCM.

¹² Ibid.

¹³ SAE INTERNATIONAL. A Guide to the Reliability-Centered Maintenance (RCM) Standard. SAE JA1012. SAE, 2002.p.8.

Figura 16. Taxonomía de la Planta



Fuente: ORTIZ, Daniel. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad – RCM. Memorias.

5.2.3 Análisis de Criticidad

Análisis de Criticidad, es en esencia, un análisis de fiabilidad del sistema considerado y suele consumir un importante nivel de recursos. El método clásico de evaluación de la criticidad de los componentes de un sistema consiste en la determinación, en primer lugar, de las funciones que debe realizar el sistema considerado dentro del conjunto de la instalación, así como de sus fallos funcionales asociados. Para cada uno de estos fallos funcionales, se identifican aquellos componentes cuyo fallo da lugar al fallo funcional en estudio, provocando efectos negativos en la instalación. A estos componentes se les denomina "componentes críticos". Esta evaluación se realiza normalmente mediante la conocida técnica de fiabilidad denominada "Análisis de los Modos de Fallo y de sus Efectos" (FMEA).

Este análisis de criticidad se realiza en base la matriz mostrada en la Figura 17, Matriz de Criticidad.

Figura 17. Matriz de Criticidad

Matriz de Criticidad para RCM											
SEGURIDAD	AMBIENTAL	ECONOMICA	PERDIDAS PRODUCCION	Probabilidad de Falla							
				Todos los días	Entre 1 semana y 1 mes	Entre 1 y 3 mes	Entre 3 y 6 meses	Entre 6 meses y 1 año	Entre 1 y 3 años.	> 3 años	
				Extrema	Muy Alto	Alto	Moderado	Bajo	Muy bajo	Remoto	
Fatalidad	Fuga Extensa (> 100 bl)	> 50.000 US	> 10% Prod. Diaria	3	3	3	3	2	2	1	A
Incapacidad parcial o Total	Fuga Mayor (10 - 100 bl)	25.001 a 50.000 US	7 - 10% Prod. Diaria	3	3	3	2	2	1	1	B
Accidente con tiempo perdido	Fuga localizada (1 - 10 bl)	10.001 a 25.000 US	3 - 7% Prod. Diaria	3	3	2	2	1	1	1	C
Tratamiento Medico	Fuga Menor (0,1 - 1 bl)	1.001 a 10.000 US	1 - 3% Prod. Diaria	3	2	2	1	1	1	1	D
Primeros Auxilios	Fuga leve (<0,1 bl)	< 2.000 US	< 1% Prod Diaria	2	2	1	1	1	1	1	E
Valoracion de Criticidad											
Rojo	Alto	Prioridad Alta									
Amarillo	Medio	Prioridad Media									
Verde	Bajo	Prioridad Baja									

Fuente: Ecopetrol S.A.

5.2.4 Funciones, Parámetros de Funcionamiento y Contexto Operacional

El primer paso en el proceso del RCM es definir las funciones básicas de cada activo en su contexto operacional, o sea determinar qué es lo que los usuarios quieren que haga y asegurar que es capaz de realizarlo. Las funciones se dividen en dos categorías:

- Funciones Primarias: estas son la razón de ser del activo o para que se adquirió el activo

- **Funciones Secundarias:** son las funciones adicionales que cumple el activo, estas están relacionadas con confort, seguridad, apariencia, protección, regulaciones ambientales, etc.

5.2.5 Fallas Funcionales

Estas se presentan cuando el activo no cumple una función primaria o secundaria de acuerdo al parámetro de funcionamiento que el usuario considera aceptable, se responde a la pregunta ¿De qué manera falla en satisfacer dichas funciones?

Una falla es una condición no satisfactoria. En otras palabras, una falla es una desviación identificable de las condiciones originales, la cual es insatisfactoria para un usuario particular. Sin embargo, la determinación de que una condición es insatisfactoria depende de las consecuencias de la falla en un contexto operativo específico. “La falla funcional se define como la inhabilidad de un activo para cumplir un estándar de funcionamiento deseable por el usuario”¹⁴, se define a partir de las funciones establecidas para el equipo o sistema, se deben buscar todas las posibles fallas para cada una de las funciones.

Las fallas se pueden clasificar en:

- **Fallas Totales:** falla en la que el elemento no está en capacidad de cumplir con la función

¹⁴ ORTIZ, Op. cit.

- Fallas Parciales: falla en la que el elemento puede cumplir con la función pero no alcanza los niveles de desempeño establecidos.

Se requiere definir las fallas parciales por separado de las fallas totales porque normalmente tienen diferentes causas y consecuencias.

5.2.6 Análisis de Modos de Fallas

Después de identificar las fallas funcionales hay que identificar los hechos posibles que puedan haber causado cada estado de falla, se responde la pregunta ¿Cuál es la causa de cada falla funcional? Dentro de estos modos de fallas se incluyen las causadas por deterioro o desgaste, por errores humanos (operadores y personal de mantenimiento) y por errores de diseño.

Los modos de falla pueden ser clasificados en tres grupos:

- Cuando la capacidad cae por debajo del funcionamiento deseado, las cinco causas de la pérdida de la capacidad son: deterioro, fallas de lubricación, polvo o suciedad, desarme y errores humanos.
- Cuando el funcionamiento deseado se eleva encima de la capacidad inicial, esto se presenta cuando hay sobrecarga deliberada sobre el activo de forma constante y sobrecarga no intencional constante o repentina.
- Cuando desde el comienzo el activo físico no es capaz de hacer lo que se quiere.

5.2.7 Efectos de Fallas

En este paso se describe que pasa cuando ocurre un modo de falla. Es importante tener presente que RCM hace diferencia entre lo que sucede cuando ocurre una falla (efecto) y como afecta la falla (consecuencia)¹⁵. Un efecto de falla no es lo mismo que una consecuencia de falla, el efecto de falla responde a la pregunta ¿Qué sucede cuando ocurre cada falla? mientras que una consecuencia de falla responde a la pregunta ¿Qué Importancia Tiene?

Al describir un efecto de falla de hacerse constar lo siguiente:

- La evidencia de que se ha producido una falla
- La forma en que la falla supone una amenaza para la seguridad o en ambiente
- La forma en que afecta producción o la operación
- Los daños físicos causados por la falla
- Que debe hacerse para reparar la falla.

5.2.8 Consecuencias de las Fallas

En este paso se responde a la pregunta ¿En qué sentido es importante cada falla? para determinar cuáles son las fallas que más afectan la organización y cuáles no debido a las consecuencias de las fallas. Se pueden afectar las operaciones, la calidad del producto, el servicio al cliente, la seguridad o el medio ambiente.

¹⁵ SAE INTERNATIONAL, Op. Cit., p.19.

Las consecuencias de las fallas se pueden agrupar en las siguientes categorías:

- Consecuencias de seguridad: “Una falla tiene consecuencias en seguridad si tiene un efecto directo en la seguridad, es decir que existe una alta probabilidad que cause una muerte o lesión a una persona. En el caso de las fallas con consecuencias de seguridad, se realizan todas las actividades requeridas para prevenir su recurrencia, inclusive rediseñar una pieza de equipo; si el rediseño toma mucho tiempo es necesario tomar otras medidas en el intermedio”¹⁶.
- Consecuencias ambientales: “Una falla tiene consecuencias ambientales si hay una probabilidad intolerable que pueda violar cualquier estándar o regulación ambiental conocida”¹⁷. Este es otro nivel de seguridad, por lo que al igual que en el caso anterior se deben tomar todas las medidas posibles para prevenir estas fallas.
- Consecuencias operacionales: “En cualquier caso en el que la necesidad de corregir una falla modifica las operaciones planeadas, la falla tiene consecuencias operacionales”¹⁸. En estos casos las consecuencias son económicas, e debe incluir los costos ocasionados por los efectos de la falla, adicionalmente al costo de la reparación. En general las fallas afectan las operaciones de las siguientes cuatro formas: la salida o desempeño total de la producción, la calidad del producto, el servicio al cliente o el incremento de los de operación. Como estas consecuencias tienden a ser

¹⁶NOWLAN, Op. Cit., p.26.

¹⁷ SAE INTERNATIONAL, Op. Cit., p.23.

¹⁸ NOWLAN, Op. Cit., p.27.

de naturaleza económica, entonces normalmente son evaluadas en términos económicos para decidir si se deben realizar actividades para prevenirlas.

- Consecuencias no operacionales: Hay muchos tipos de fallas funcionales que no tienen efectos adversos directos en la capacidad operacional, en consecuencia los costos generados por la falla se limitan a los costos del mantenimiento correctivo. Las fallas potenciales caen en esta categoría, el propósito de utilizar la falla potencial para prevenir la falla funcional es reducir las consecuencias de las fallas en muchos casos hasta el nivel de los costos del reemplazo y reparación¹⁹.
- Consecuencias de fallas ocultas: Otra clase importante de fallas que no tienen consecuencias inmediatas son las fallas de los elementos con funciones ocultas. Por definición las fallas ocultas no tienen efectos adversos directos, sin embargo, las consecuencias pueden ser mayores si una falla oculta no se detecta y corrige. La consecuencia de cualquier falla de función oculta es incrementar la exposición de una falla múltiple, en estos casos, las consecuencias de las fallas son muchas veces asociadas en términos de una de secuencia de eventos independientes, donde varias fallas sucesivas pueden causar consecuencias que ninguna de las fallas podría producir individualmente. La probabilidad que una falla múltiple ocurra si al iniciar la operación todos los elementos se encuentra operativos es de la multiplicación de la probabilidad de que ocurra cada uno de los elementos de forma independiente, pero esta probabilidad aumenta si alguno de los elementos están en falla al momento de iniciar la operación.

¹⁹ Ibid., p.28.

Debido al incremento de probabilidad de una falla múltiple los elementos de funciones ocultas son puestas en una categoría especial, y los elementos que no tienen ninguna otra tarea de mantenimiento son programados para tarea de hallazgo de fallas²⁰.

5.2.9 Tareas de Mantenimiento Preventivo y Predictivo

En este paso se da respuesta a las preguntas ¿Qué puede hacerse para predecir o prevenir esta falla? y ¿Qué sucede si no puede encontrarse una tarea predictiva o preventiva apropiada? El objetivo de este punto es, que acciones pueden tomarse para manejar las fallas. Las acciones pueden dividirse en dos categorías: Tareas proactivas y Acciones a falta de.

Las tareas proactivas se llevan a cabo antes de que ocurra una falla, con el objetivo que el componente llegue a un estado de falla y abarcan las tareas de mantenimiento preventivo y predictivo, pero cuando no es posible identificar una tarea proactiva efectiva es necesario realizar “acciones a falta de” que incluyen procedimientos de búsqueda de fallas, rediseño y mantenimiento a rotura.

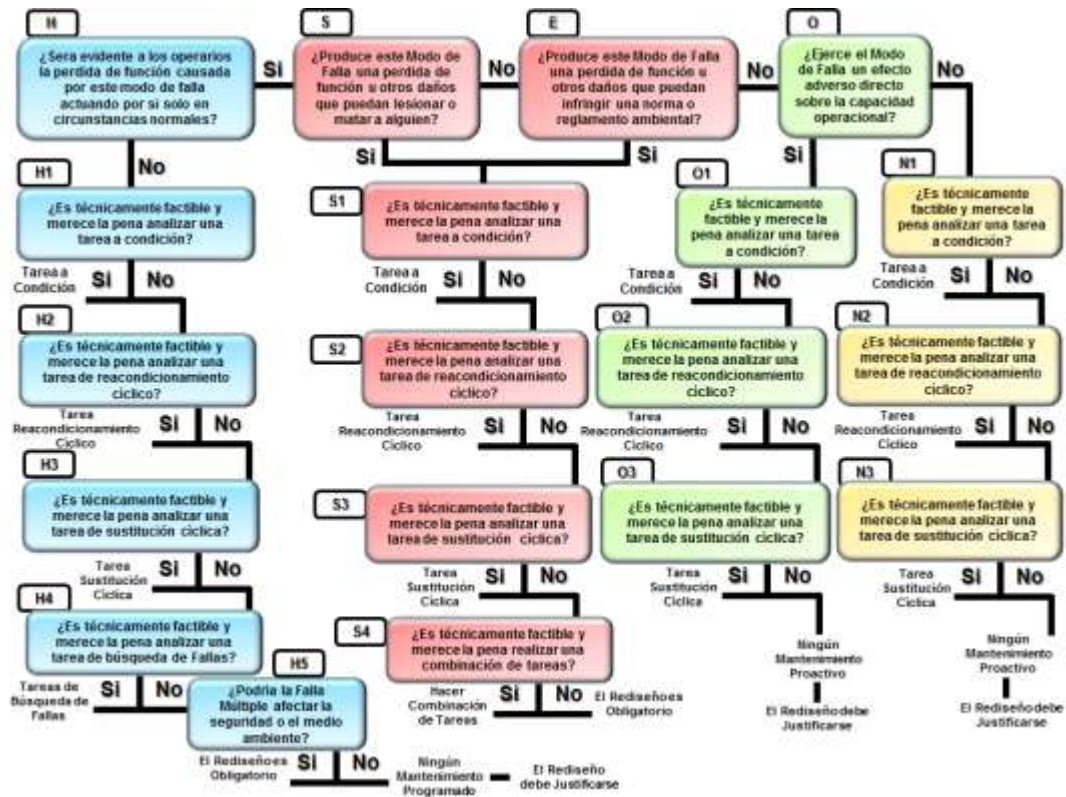
La factibilidad técnica de una tarea de mantenimiento se define como: “Una tarea es técnicamente factible si físicamente permite reducir o realizar una acción que reduzca las consecuencias del modo de falla asociado, a un nivel que sea aceptable al usuario del activo”²¹.

²⁰ Ibid., p.28.

²¹ MOUBRAY, Op. Cit., p.132.

Al conocer los modos y efectos de las fallas y sus consecuencias, podemos determinar si la falla es merecedora de prevención, esfuerzos para predecirla, algún tipo de intervención periódica para evitarla, rediseño para eliminarla, o simplemente ninguna acción. Para realizar este proceso se debe seguir el árbol lógico de decisiones del RCM y de esta forma encontrar cuáles son las tareas adecuadas y el programa de mantenimiento a realizar a los activos físicos.

Figura 18. Diagrama de Decisión del Proceso de RCM



Fuente: MOUBRAY, Jhon. Reliability-Centered Maintenance RCM II.

6. ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN Y MODELO DE OPTIMIZACIÓN

6.1 SÍNTESIS DEL PROCESO

6.1.1 Alcance

No se incluyen activos estáticos gestionados mediante análisis de integridad mecánica (tanques y oleoductos).

Se aplicarán los conceptos del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad para la definición y actualización de planes de mantenimiento de equipos calificados como críticos y que no sean considerados equipos especiales, los cuales están regulados por normatividades internas y externas que definen las actividades de mantenimiento (medición, contra incendio, cumplimiento de garantía). Los equipos no críticos o especiales serán gestionados con planes de mantenimiento estándar.

6.1.2. Roles y Responsabilidades

Equipo Facilitador

- ✓ Preparar la información previa a la ejecución de los talleres en campo
 - Árbol validado de equipos

- Librería de modos de falla
 - Mantenimiento activos actualmente en el sistema
 - Preparación de la herramienta
 - Preparación de material de soporte para el taller
-
- ✓ Facilitar el taller en campo
 - Moderar el taller
 - Velar por el cumplimiento del procedimiento establecido
 - Registrar la información requerida para consolidar el análisis
 - Funciones, fallas funcionales y modos de fallas definidos
 - Asignación de efectos de modos de falla
 - Información de caracterización de fallas
 - Actividades recomendadas de mantenimiento (frecuencias, recursos, repuestos, costos)
-
- ✓ Generación y consolidación de resultados
 - Consolidación de información
 - Simulación de estrategia de mantenimiento definida en campo
 - Generación de resultados
 - Elaboración de informe

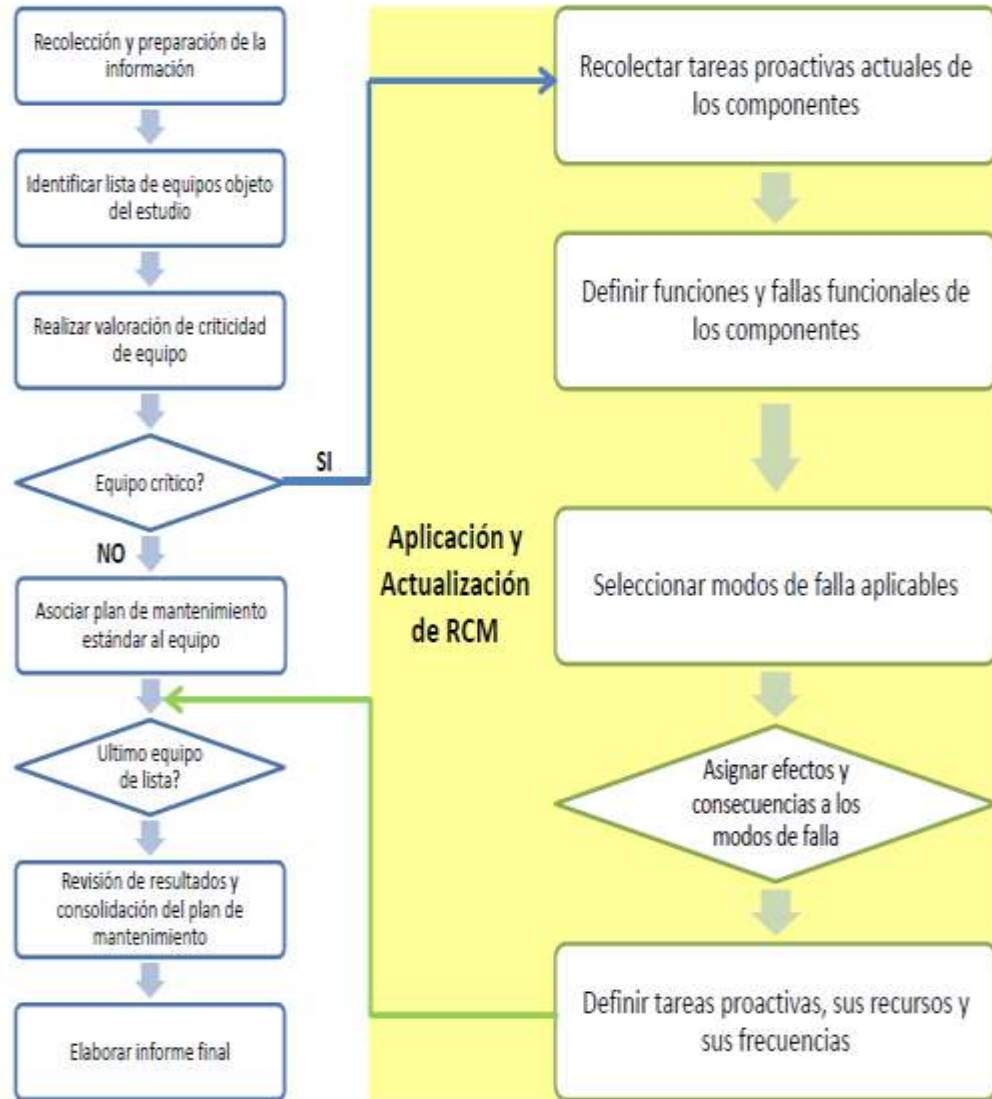
Soporte Operacional

- ✓ Presentar al equipo las generalidades del proceso soportado por la estación analizada
- ✓ Brindar información relevante para la definición de las ecuaciones de pérdida
- ✓ Soportar cuando sea requerido la asignación de parámetros de criticidad de equipos
- ✓ Soportar cuando sea requerido la definición de funciones y fallas funcionales de los componentes analizados
- ✓ Soportar cuando sea requerido la asignación de efectos de modos de falla

Técnicos Especialistas

- ✓ Calificar los criterios de definición de criticidad de equipos
- ✓ Definir funciones y fallas funcionales de componentes
- ✓ Seleccionar modos de falla aplicables a las fallas funcionales
- ✓ Asignar efectos a los modos de falla
- ✓ Brindar información referente a la frecuencia de los modos de falla
- ✓ Estimar recursos y repuestos requeridos para corregir los modos de falla
- ✓ Determinar las tareas proactivas enfocadas a mitigar los modos de falla (frecuencias, recursos y repuestos)

Figura 19. Diagrama de Proceso



Fuente: El Autor

6.2 ASIGNACIÓN DE CRITICIDAD DE EQUIPOS

En la evaluación de criticidad de equipos se emplean dos herramientas, estas son la matriz RAM y el Procedimiento para Identificar Componentes, Equipos y Sistemas Críticos de Seguridad de Procesos, las dos herramientas suministradas por Ecopetrol S.A.

El paso inicial en la evaluación de criticidad de equipos es definir que equipos son críticos por ASP (Sistema de Aseguramiento por Proceso) y para esto se debe aplicar el procedimiento ECP-VST-O-PRO-PT-001 “Procedimiento para identificar componentes, equipos y sistemas de seguridad de procesos”, el cual puede observarse de manera resumida en el Diagrama de flujo de la Figura 17.

Los equipos que no sean identificados como equipos críticos por ASP, deben ser evaluados con la Matriz RAM de Ecopetrol S.A.

6.2.1 Definición de Equipo Crítico

La evaluación de la criticidad se desarrolla evaluando la consecuencia y probabilidad de fallas potenciales, de acuerdo a los criterios de la Matriz RAM respondiendo las siguientes preguntas:

Cuál es la consecuencia más probable en caso de presentarse una falla, que:

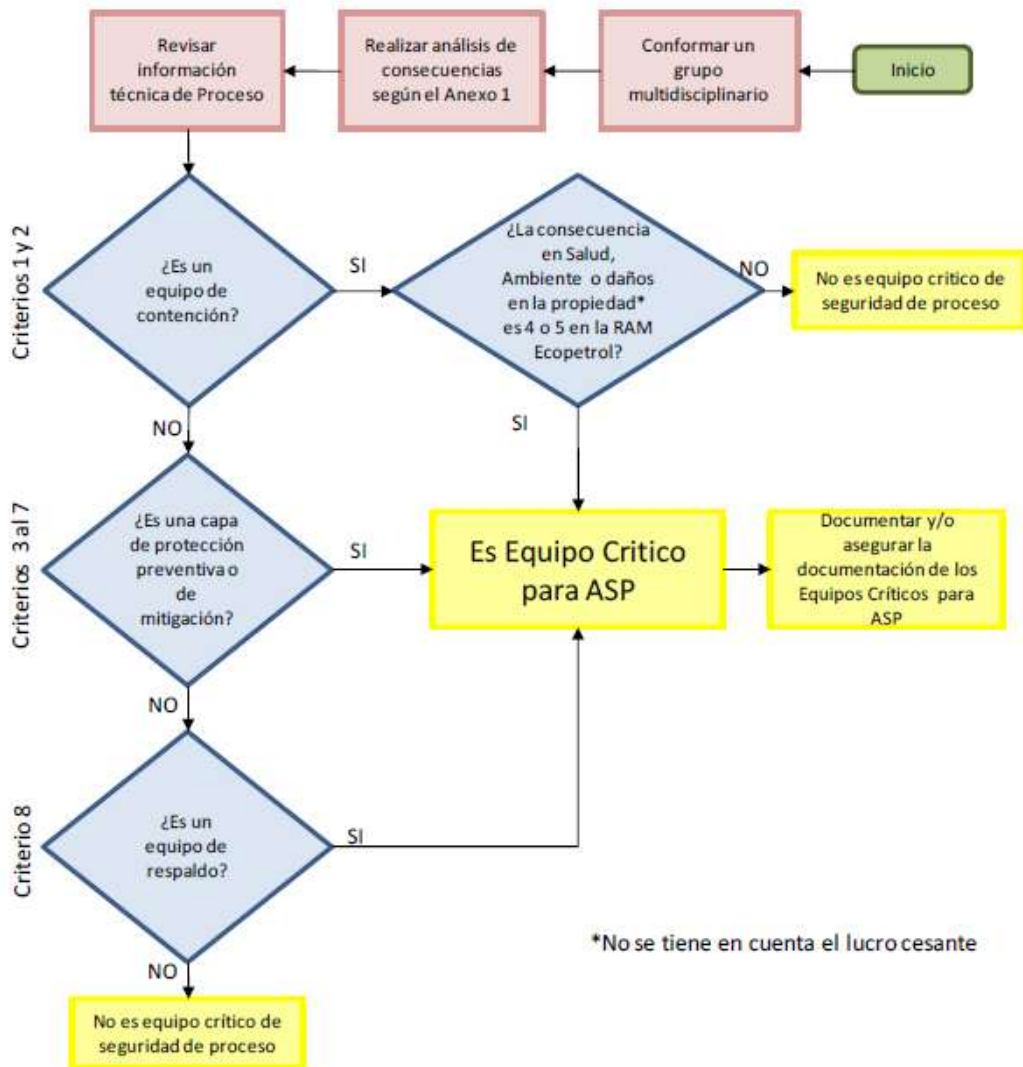
- ¿Interrumpa por completo la función del equipo?
- ¿Interrumpa parcialmente la función del equipo?

- ¿Interrumpa la función de contención del equipo?

De igual forma, debe ser cuestionada la probabilidad de ocurrencia.

- ¿Con qué frecuencia se ha presentado la consecuencia?

Figura 20. Diagrama de flujo del Procedimiento de Identificación de Criticidad por ASP



Fuente: ECP-VST-O-PRO-PT-001 “Procedimiento para identificar componentes, equipos y sistemas de seguridad de procesos de Ecopetrol S.A.

Figura 21. Matriz RAM de Ecopetrol S.A.

CONSECUENCIAS						PROBABILIDAD				
						A	B	C	D	E
Personas	Economía	Ambiental	Cientes	Imagen de la Empresa		No ha ocurrido en la Industria	Ha ocurrido en la Industria	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la empresa	Sucede varias veces al año en la Unidad, Superintendencia o Departamento
Una o más fatalidades	Catastrófica > \$10M	Contaminación irreparable	Velo como Proveedor	Internacional	5	M ○	M ○	H ○	H ○	VH ○
Incapacidad permanente (parcial o total)	Grave \$1M a \$10M	Contaminación Mayor	Perdida de participación en el mercado	Nacional	4	L ○	M ○	M ○	H ○	H ○
Incapacidad Temporal (>1 día)	Severo \$100k a \$1M	Contaminación Localizada	perdida de clientes y/o desabastecimiento	Regional	3	N ○	L ○	M ○	M ○	H ○
Lesion menor (Sin Incapacidad)	Importante \$10k a \$100k	Efecto Menor	Quejas y/o reclamos	Local	2	N ○	N ○	L ○	L ○	M ○
Lesion leve (Primeros Auxilios)	Marginal < \$10k	Efecto Leve	Incumplir Especificaciones	Interna	1	N ○	N ○	N ○	L ○	L ○
Ninguna Lesión	Ninguna	Ningun Efecto	Ningun Impacto	Ningun Impacto	0	N ○	N ○	N ○	N ○	N ○

Fuente: Ecopetrol S.A.

6.2.2 Definición de Equipo Especial

Un equipo es catalogado como especial cuando existe normatividad interna o externa, que establecen dentro de la Vicepresidencia de Transporte estrategias de mantenimiento de obligatorio cumplimiento (Ej: equipos de medición, equipos contra incendio, equipos bajo garantía). La definición de los equipos especiales se soportará con la respuesta a las siguientes preguntas:

- ¿El equipo está cobijado por planes de mantenimiento establecidos por normatividad externa que la Vicepresidencia de Transporte cumpla?
- ¿El equipo está cobijado por planes de mantenimiento establecidos por normatividad interna que la Vicepresidencia de Transporte cumpla?

- ¿El equipo está cobijado por planes de mantenimiento establecidos por el fabricante, cuyo cumplimiento sea de carácter obligatorio para efectos de cubrimiento de garantía vigente?

El primer paso consistió en la identificación del proceso operativo para su análisis, determinando y organizando el listado de equipos de cada Terminal Marítimo: Refinería, GLP y Néstor Pineda del sistema de información Ellipse.

Figura 22. Búsqueda de Equipos en Ellipse

The screenshot displays the 'Productive Unit Hierarchy' window. On the left, a tree view shows a hierarchy of equipment units. The root node is 'UPRCGNA09400', which is expanded to show several sub-nodes: 'UPRCGNA09402', 'UPRCGNA09403', 'UPRCGNA09404', and 'UPRCGNA09431'. Each of these sub-nodes is further expanded to show a list of individual equipment units, such as 'BRZCGNA09401' through 'BRZCGNA09407' under 'UPRCGNA09402', and 'MULCGNA09401' through 'LINGCGNA09412' under 'UPRCGNA09403'. The 'UPRCGNA09400' node is highlighted in blue.

On the right, the 'Summary' tab is active, showing a form with the following fields and values:

- Equip Ref: UPRCGNA09400
- Equip Desc: TERMINAL MARITIMIO REFINERIA
- Serial No: (empty)
- Equip Grp Id: (empty)
- Comp Code: (empty)
- Status: OP OPERANDO OK

Buttons for 'Equipment Detail' and 'Close' are visible at the bottom right of the summary form.

Fuente: Ecopetrol S.A.

La condición ideal es disponer de la información estadística de todos los sistemas a evaluar, que sea confiable y precisa, lo cual permite cálculos exactos y absolutos.

Sin embargo, no se dispone de una información histórica de calidad de los sistemas debido a que los cambios de la estructura organizacional de la empresa generaron cambios de responsabilidad y pérdida de información; además la falta de códigos de referencia de algunos equipos acompañado de una falta de cultura en la documentación de las actividades de mantenimiento.

De acuerdo a lo anterior se debió complementar la información existente con el personal de operaciones y el personal técnico de mantenimiento.

El siguiente paso consistió en determinar el valor de criticidad de los equipos involucrados en el proceso operativo de cada terminal marítimo con el fin de jerarquizarlos de mayor a menor para aplicar primero las estrategias de mantenimiento proactivo a aquellos que representan mayor impacto en el proceso.

Tabla 1. Equipos Críticos Terminal GLP

TERMINAL MARITIMO GLP		
TIPO DE EQUIPO	EQUIPOS CRITICOS	EQUIPOS NO CRITICOS
LINEAS Y TANQUES	5	4
INFRAESTRUCTURA	1	
PROCESO	2	

Grafico 1. Equipos Críticos Terminal GLP

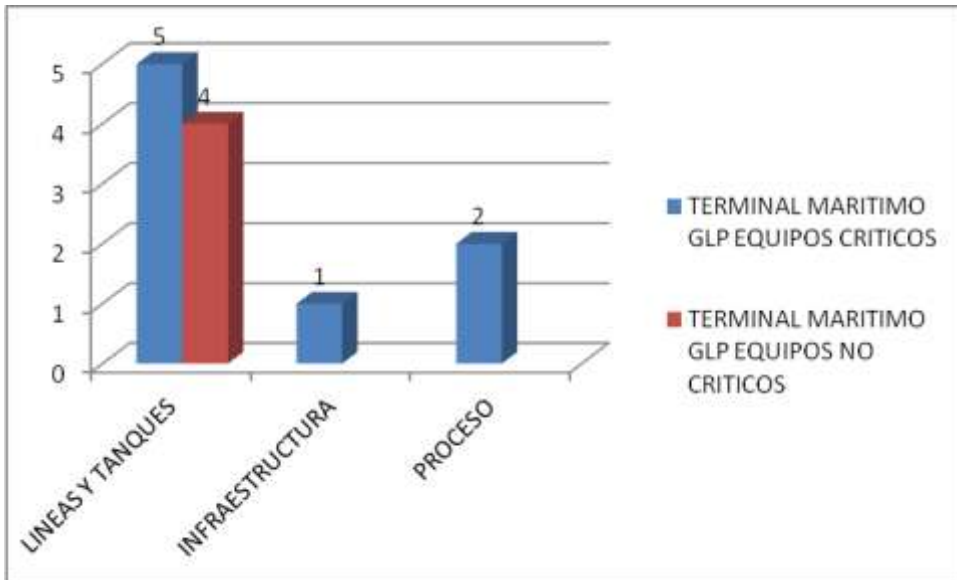


Tabla 2. Equipos Críticos Terminal Refinería

TERMINAL MARITIMO REFINERÍA		
TIPO DE EQUIPO	EQUIPOS CRITICOS	EQUIPOS NO CRITICOS
LINEAS Y TANQUES	11	3
INFRAESTRUCTURA	1	
PROCESO	7	2

Grafico 2. Equipos Críticos Terminal Refinería

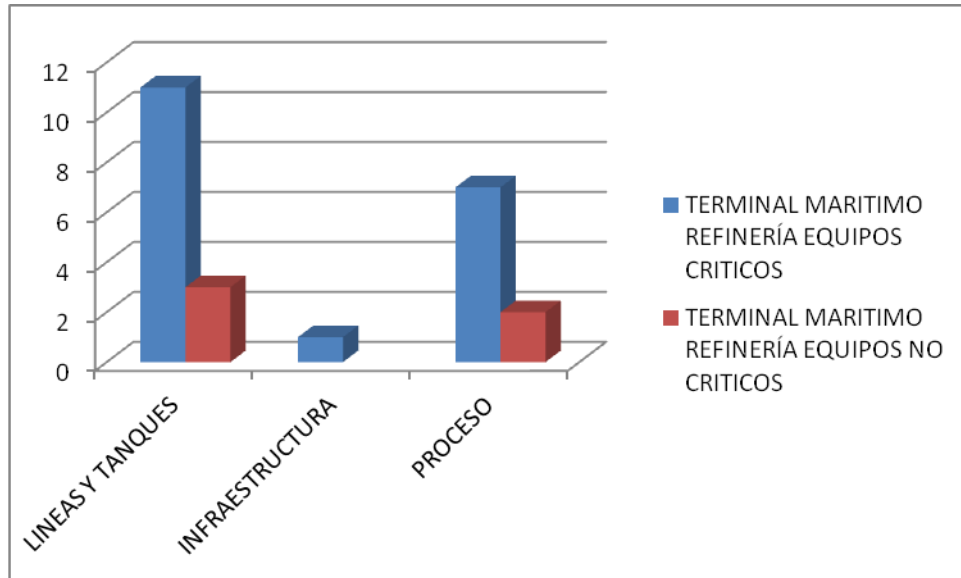
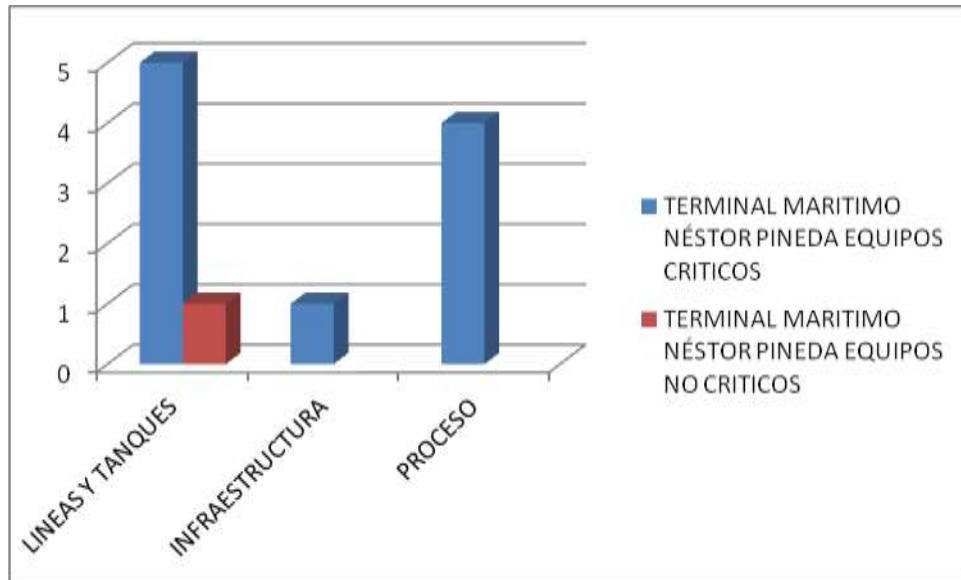


Tabla 3. Equipos Críticos Terminal Néstor Pineda

TERMINAL MARITIMO NÉSTOR PINEDA		
TIPO DE EQUIPO	EQUIPOS CRITICOS	EQUIPOS NO CRITICOS
LINEAS Y TANQUES	5	1
INFRAESTRUCTURA	1	
PROCESO	4	

Grafico 3. Equipos Críticos Terminal Néstor Pineda



6.3 ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL Y EQUIPOS CRÍTICOS

Como se puede observar en las Tablas 1, 2 y 3 los equipos críticos valorados en cada terminal se encuentran agrupados en tres tipos: Líneas y Tanques, Infraestructura y de Proceso.

Teniendo en cuenta que en el alcance de este estudio no se incluyen los activos estáticos gestionados mediante análisis de integridad mecánica (RBI), los grupos Líneas, Tanques e Infraestructura se descartan del presente análisis.

Por consiguiente, los equipos pertenecientes al grupo de procesos serán los equipos críticos de los terminales marítimos de Ecopetrol S.A. en Cartagena a los cuales se les aplicará el modelo de mantenimiento centrado en confiabilidad.

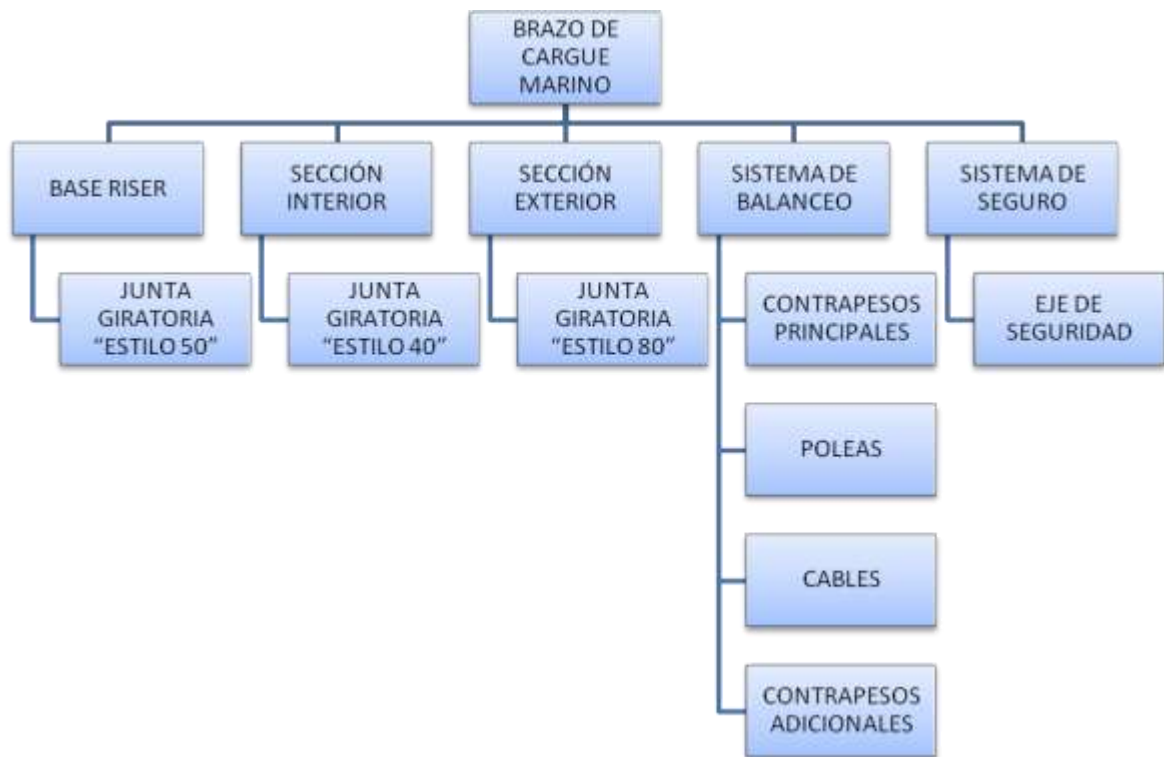
Tabla 4. Equipos Críticos Terminal Marítimos de Cartagena

DESCRIPCION UPR1	DESCRIPCIÓN EQUIPO	TIPO EQUIPO	CRITICIDAD X RAM	CRITICIDAD
TERMINAL MARITIMIO GLP - VIT	BRAZO #1 CARGA-DESC MULT GRAL GLP	PROCESO	M	CRITICO
TERMINAL MARITIMIO GLP - VIT	BRAZO #2 CARGA-DESC MULT GRAL M.MAR REF	PROCESO	M	CRITICO
TERMINAL MARITIMIO REFINERIA	BRAZO #1 CARGA-DESC MULT GRAL M.MAR REF	PROCESO	M	CRITICO
TERMINAL MARITIMIO REFINERIA	BRAZO #2 CARGA-DESC MULT GRAL M.MAR REF	PROCESO	M	CRITICO
TERMINAL MARITIMIO REFINERIA	BRAZO #3 CARGA-DESC MULT GRAL M.MAR REF	PROCESO	M	CRITICO
TERMINAL MARITIMIO REFINERIA	BRAZO #4 CARGA-DESC MULT GRAL M.MAR REF	PROCESO	M	CRITICO
TERMINAL MARITIMIO REFINERIA	BRAZO #5 CARGA-DESC MULT GRAL M.MAR REF	PROCESO	M	CRITICO
TERMINAL MARITIMIO REFINERIA	BRAZO #6 CARGA-DESC MULT GRAL M.MAR REF	PROCESO	M	CRITICO
TERMINAL MARITIMIO REFINERIA	BRAZO #7 CARGA-DESC MULT GRAL M.MAR REF	PROCESO	M	CRITICO
TERMINAL MARÍTIMO TNP	BRAZO #1 CARGA-DESC MULT GRAL M.MAR TNP	PROCESO	M	CRITICO
TERMINAL MARÍTIMO TNP	BRAZO #2 CARGA-DESC MULT GRAL M.MAR TNP	PROCESO	M	CRITICO
TERMINAL MARÍTIMO TNP	BRAZO #3 CARGA-DESC MULT GRAL M.MAR TNP	PROCESO	M	CRITICO
TERMINAL MARÍTIMO TNP	BRAZO #4 CARGA-DESC MULT GRAL M.MAR TNP	PROCESO	M	CRITICO

De acuerdo a la Tabla 4, los equipos críticos de los Terminales Marítimos Refinería, GLP y Néstor Pineda de Ecopetrol S.A. ubicados en la Bahía de Cartagena utilizados en las operaciones de transferencia de hidrocarburos, son los Brazos de Cargue Marinos.

6.3.1 Taxonomía del Equipo

Figura 23. Taxonomía del Brazo de Cargue Marino



Fuente: Ecopetrol S.A.

6.3.1.1 Base Riser

La base Riser consiste en una estructura diseñada para soportar la estructura del brazo de cargue. Su altura depende de la elevación del patio de carga y del Manifold del tanquero respecto del nivel del agua.

Las bases Risers están autosoportados y transfieren la carga del brazo directamente al patio de carga. La base Riser cumple las siguientes funciones:

- Estabilizar el brazo
- Transferir el producto entre el sistema de tubería en tierra y el brazo
- Fijar el brazo cuando este se encuentre en su posición de reposo.

En el extremo superior del Riser una articulación móvil llamada “Estilo 50” soporta la sección interior y permite al brazo tener movimientos de deriva en torno a su eje vertical y a la sección interior girar alrededor de su eje horizontal.

6.3.1.2 Sección Interior

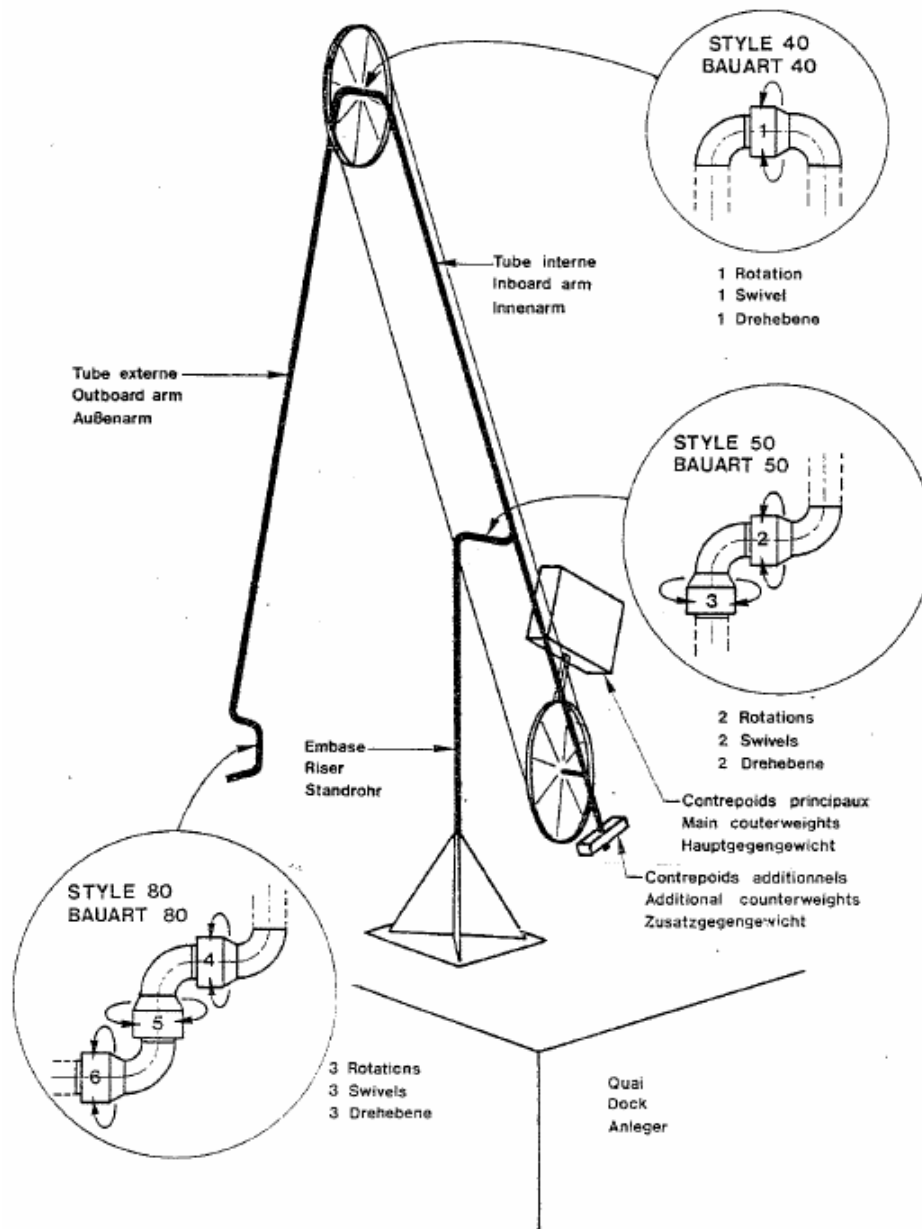
La sección interior consiste en una tubería que transporta el producto entre el Riser y la sección exterior. La articulación móvil que conecta la sección exterior con la sección interior se denomina “Estilo 40”. La sección interior comprende también una viga de acero que soporta a la polea de balanceo con los contrapesos principales y adicionales.

La sección interior puede fijarse en la posición de equilibrio fijando la viga con los contrapesos a la base Riser (una palanca de fijación se encuentra en la viga de contrapesos).

6.3.1.3 Sección Exterior

La sección exterior consiste en una tubería que transporta el producto entre la sección interior y el Manifold del tanquero. Está conectada con la sección interior mediante la articulación móvil “Estilo 40”. El otro extremo está fijado con una articulación móvil llamada “Estilo 80” que comprende tres rótulos y permite al brazo seguir libremente los movimientos del tanquero en el área de trabajo. El “Estilo 80” se acopla al Manifold del tanquero manualmente.

Figura 24. Brazo de Cargue Marino



Fuente: Ecopetrol S.A.

6.3.1.4 Sistema de Balanceo

El sistema de balanceo comprende:

Los contrapesos principales que compensan el peso de los brazos interiores y exteriores, fijados en la polea de balanceo.

Los contrapesos adicionales (si fueran necesarios) para el balanceo del brazo interior, fijados en la viga del brazo interior.

El brazo de carga está totalmente balanceado, en todas sus posiciones, cuando está vacío. Cuando no se halla conectado al tanquero debe estar siempre vacío, así como también cuando se encuentra en posición de reposo.

6.4 REVISIÓN DEL PLAN DE MANTENIMIENTO

Como resultado de las entrevistas realizadas al personal de operación y de mantenimiento, sólo se tiene implementado una estrategia de mantenimiento correctivo para atender cualquier problema como fugas, desbalanceo, o desalineamiento.

Se cuentan con repuestos como empaquetaduras, rodamientos y cables para el sistema de balanceo en caso de presentarse una emergencia.

Sin embargo, se puede evidenciar que ésta estrategia no es suficiente para minimizar el impacto que se tiene al momento de ocurrir una fuga de hidrocarburo durante la operación.

Cada vez que se presenta una fuga del producto que se está transfiriendo a un buquetanque, el sistema no puede cumplir con su función principal ocasionando el paro de la operación de cargue o descargue a los buques.

Adicionalmente se pone en riesgo las personas presentes durante la operación, el medio ambiente por ser una operación costa afuera, pérdidas económicas por el pago de demoras en la entrega del producto afectando a los clientes y por ende la imagen de la empresa.

Para estos Brazos de cargue no existe un programa de mantenimiento preventivo centrado en confiabilidad definido en el Sistema de Información de la empresa (Ellipse) con tareas proactivas, no tienen elaborado un análisis de repuestos e inventarios críticos, ni indicadores de gestión que permitan tomar acciones de mejora.

6.5 IDENTIFICACIÓN DE FUNCIONES Y FALLAS FUNCIONALES

La función principal de los Brazos de Cargue Marinos es transferir productos desde las plataformas marítimas hasta los Buques o viceversa.

Esto se logra mediante el acoplamiento manual de la junta articulada “Estilo 80” con el Manifold del Buque.

Adicionalmente, los Brazos de Cargue Marinos cumplen otras funciones secundarias como las siguientes:

- Contener el fluido durante la operación de transferencia
- Proteger al personal de operaciones del equipo
- Evitar la contaminación del medio ambiente
- Evitar los conatos de incendio
- Seguir libremente los movimientos del tanquero en el área de trabajo por las condiciones marítimas.

Tabla 5. Brazos Terminal de Refinería

BRAZOS DE CARGUE TERMINAL MARÍTIMO DE REFINERÍA				
PRODUCTO	No. EQUIPO	DESCRIPCIÓN	MÁXIMA RATA BOMBEO (BLS HORA)	MÁXIMA PRESIÓN BOMBEO (PSIG)
Gasolinas / Naftas	Brazo de cargue No.1	10" x 12" x 60'	8.000 10.000	- 100 PSI
Jet A1	Brazo de cargue No.2	10" x 12" x 60'	8.000 10.000	- 100 PSI

High Sulfur Diesel	Brazo de cargue No.3	10" x 12" x 60'	8.000 10.000	-	100 PSI
Ultra Low Sulfur Diesel	Brazo de cargue No.4	10" x 12" x 60'	8.000 10.000	-	100 PSI
Crudo / Fuel Oil	Brazo de cargue No.5	10" x 12" x 60'	8.000 10.000	-	100 PSI
Crudo / Fuel Oil	Brazo de cargue No.6	10" x 12" x 60'	8.000 10.000	-	100 PSI
Crudo / Fuel Oil	Brazo de cargue No.7	10" x 12" x 60'	8.000 10.000	-	100 PSI

Fuente: Ecopetrol S.A.

Tabla 6. Brazos Terminal de GLP

BRAZOS DE CARGUE TERMINAL MARÍTIMO DE GLP				
PRODUCTO	No. EQUIPO	DESCRIPCIÓN	MÁXIMA RATA BOMBEO (BLS HORA)	MÁXIMA PRESIÓN BOMBEO (PSIG)
Propano / Butano	Brazo de cargue No.1	6" x 40"	1.800	250 PSI
Propano / Butano	Brazo de cargue No.2	6" x 40"	1.800	250 PSI

Fuente: Ecopetrol S.A.

Tabla 7. Brazos Terminal Néstor Pineda

BRAZOS DE CARGUE TERMINAL MARÍTIMO NÉSTOR PINEDA				
PRODUCTO	No. EQUIPO	DESCRIPCIÓN	MÁXIMA RATA BOMBEO (BLS / HORA)	MÁXIMA PRESIÓN BOMBEO (PSIG)
Crudo / Fuel Oil	Brazo de cargue No.1	10" x 12" x 60'	8.000 - 10.000	100
Crudo / Fuel Oil	Brazo de cargue No.2	10" x 12" x 60'	8.000 - 10.000	100
Crudo / Fuel Oil	Brazo de cargue No.3	10" x 12" x 60'	8.000 - 10.000	100
Crudo / Fuel Oil	Brazo de cargue No.4	10" x 12" x 60'	8.000 - 10.000	100

Fuente: Ecopetrol S.A.

Para realizar el análisis de la información de las fallas en los Brazos de Cargue, se definió con los operadores del equipo y el personal técnico de mantenimiento las funciones y las fallas funcionales. Se analizó la información existente en el sistema de información Ellipse y los reportes físicos de mantenimiento de los Brazos de cargue.

Los eventos analizados en la información recopilada de los Brazos de Cargue, muestran que éstos hicieron que el equipo perdiera su función principal y en algunos casos sus funciones secundarias.

De acuerdo a lo anterior, un evento ocasionó la pérdida total de la función principal de transferencia del equipo por la rotura de uno de los cables del sistema de balanceo del Brazo de Cargue No. 2 del Terminal Marítimo de Refinería.

Por otro, lado dos de los Brazos de Cargue del Terminal Marítimo Néstor Pineda perdieron parcialmente su función principal de transferencia y su función secundaria de contención al disminuir la rata de bombeo y al salir producto por una de las juntas giratorias.

Tabla 8. Fallas Funcionales Brazos de Cargue

Componente	TAG Equipo	Equipo	Función	Falla Funcional
CODO ESTILO 50 BZO 1 DOS JUNTAS GIRATORI	BRZCGNA09401	BRAZO #1 CARGA-DESC MULT GRAL M.MAR REF	TRANSFERIR PRODUCTOS	PERDIDA PARCIAL FUNCION
CODO ESTILO 50 BZO 1 DOS JUNTAS GIRATORI	BRZCGNA09401	BRAZO #1 CARGA-DESC MULT GRAL M.MAR REF	TRANSFERIR PRODUCTOS	PERDIDA PARCIAL FUNCION
CODO ESTILO 40 BZO 1 UNA JUNTA GIRATORIA	BRZCGNA09401	BRAZO #1 CARGA-DESC MULT GRAL M.MAR REF	TRANSFERIR PRODUCTOS	PERDIDA PARCIAL FUNCION
CODO ESTILO 40 BZO 1 UNA JUNTA GIRATORIA	BRZCGNA09401	BRAZO #1 CARGA-DESC MULT GRAL M.MAR REF	TRANSFERIR PRODUCTOS	PERDIDA PARCIAL FUNCION
CODO ESTILO 40 BZO 1 UNA JUNTA GIRATORIA	BRZCGNA09401	BRAZO #1 CARGA-DESC MULT GRAL M.MAR REF	TRANSFERIR PRODUCTOS	PERDIDA PARCIAL FUNCION
CODO ESTILO 80 BZO 1 TRES JUNTAS GIRATOR	BRZCGNA09401	BRAZO #1 CARGA-DESC MULT GRAL M.MAR REF	TRANSFERIR PRODUCTOS	PERDIDA PARCIAL FUNCION
CODO ESTILO 80 BZO 1 TRES JUNTAS GIRATOR	BRZCGNA09401	BRAZO #1 CARGA-DESC MULT GRAL M.MAR REF	TRANSFERIR PRODUCTOS	PERDIDA PARCIAL FUNCION
CODO ESTILO 80 BZO 1 TRES JUNTAS GIRATOR	BRZCGNA09401	BRAZO #1 CARGA-DESC MULT GRAL M.MAR REF	TRANSFERIR PRODUCTOS	PERDIDA PARCIAL FUNCION

SISTEMA PANTOGRAFO	BRZCGNA09401	BRAZO #1 CARGA-DESC MULT GRAL M.MAR REF	TRANSFERIR PRODUCTOS	PERDIDA COMPLETA FUNCION
SISTEMA DE CANDADO	BRZCGNA09401	BRAZO #1 CARGA-DESC MULT GRAL M.MAR REF	TRANSFERIR PRODUCTOS	PERDIDA PARCIAL FUNCION

6.6 IDENTIFICACIÓN DE LOS MODOS Y EFECTOS DE FALLA

Una vez identificadas las funciones y las diferentes causas posibles de los eventos en los Brazos de Cargue, el siguiente paso es identificar cada uno de los modos de falla y analizar sus consecuencias sobre el proceso, equipo o componente.

Los modos de falla incluyen aquellos que han ocurrido en equipos iguales o similares operando en el mismo contexto, fallas que actualmente están siendo prevenidas por regímenes de mantenimiento existentes, así como las fallas que aún no han ocurrido pero son consideradas altamente posibles en el contexto en cuestión.

Las mayorías de los modos de fallas contienen fallas causadas por deterioro o desgaste por uso normal. Sin embargo, para que todas las causas probables de fallas en los Brazos de Cargue puedan ser identificadas y resueltas adecuadamente, esta lista debería incluir fallas causadas por errores humanos y errores de diseño.

Tabla 9. Modos de Falla Brazos de Cargue

FUNCIÓN	FALLA FUNCIONAL	MODO DE FALLA (ISO)	DESCRIPCION MF ISO	TÉCNICA DE DETECCIÓN	MODOS DE FALLA EVIDENTES EN CAMPO
TRANSFERIR PRODUCTOS	PERDIDA PARCIAL FUNCION	ELP	FUGA EXTERNA DE FLUIDO DE PROCESO (GAS, AIRE, CRUDO, AGUA, ETC.)	INSPECCION VISUAL	FALLA SELLOS
TRANSFERIR PRODUCTOS	PERDIDA PARCIAL FUNCION	FTI	FALLA GENERAL DE OPERACIÓN	INSPECCION VISUAL	FALLA JUNTA GIRATORIAS
TRANSFERIR PRODUCTOS	PERDIDA PARCIAL FUNCION	ELP	FUGA EXTERNA DE FLUIDO DE PROCESO (GAS, AIRE, CRUDO, AGUA, ETC.)	INSPECCION VISUAL	FALLA SELLOS
TRANSFERIR PRODUCTOS	PERDIDA PARCIAL FUNCION	ELP 3	FUGA EXTERNA DE COMBUSTIBLE	INSPECCION VISUAL	VALVULA ROMPE VACIO
TRANSFERIR PRODUCTOS	PERDIDA PARCIAL FUNCION	FTI	FALLA GENERAL DE OPERACIÓN	INSPECCION VISUAL	FALLA JUNTA GIRATORIAS
TRANSFERIR PRODUCTOS	PERDIDA PARCIAL FUNCION	ELP	FUGA EXTERNA DE FLUIDO DE PROCESO (GAS, AIRE, CRUDO, AGUA, ETC.)	INSPECCION VISUAL	FALLA SELLOS
TRANSFERIR PRODUCTOS	PERDIDA PARCIAL FUNCION	ELP 2	FUGA EXTERNA DE COMBUSTIBLE	INSPECCION VISUAL	SISTEMA ACOPLA
TRANSFERIR PRODUCTOS	PERDIDA PARCIAL FUNCION	FTI	FALLA GENERAL DE OPERACIÓN	INSPECCION VISUAL	FALLA JUNTA GIRATORIAS
TRANSFERIR PRODUCTOS	PERDIDA COMPLETA FUNCION	STP	NO SE DETIENE O LO HACE DE FORMA INCORRECTA	INSPECCION METROLOGICA	FALLA ESTRUCTURA GUAYA
TRANSFERIR PRODUCTOS	PERDIDA PARCIAL FUNCION	SER	PROBLEMAS MENORES (PIEZAS FLOJAS, DECOLORACIÓN, CONTAMINACIÓN, ETC.)	ENSAYO FUNCIONAL	FALLA SISTEMA SEGURO

6.7 DETERMINACIÓN DE LAS ACCIONES PROACTIVAS

Para determinar las acciones proactivas necesarias para disminuir la probabilidad de ocurrencia y el impacto de los modos de falla en los Brazos de Cargue Marinos, se hace necesario plantear acciones preventivas cuyo objetivo principal sea hacer que sus funciones principales se puedan cumplir en su totalidad, garantizando de esta manera la confiabilidad.

Tabla 10. Acciones Proactivas Brazos de Cargue

Descripción CO	Descripción PM	Frecuencia a PM
CAMBIO DE SELLOS	PRUEBA HIDROSTATICA	18 MES
REEMPLAZO DE SNAP RING, BUJES, Y RODAMIENTOS	INSPECCION VISUAL ESTADO SNARING Y LUBRICACION	15 DIAS
CAMBIO DE SELLOS	PRUEBA HIDROSTATICA	18 MES
REEMPLAZO DE ORING Y/O RESORTE DE LAS MORDAS	LIMPIEZA SUAVIZADO VERIFICACION DE FUNCIONAMIENTO	15 DIAS
REEMPLAZO DE SNAP RING, BUJES, Y RODAMIENTOS	INSPECCION VISUAL ESTADO SNARING Y LUBRICACION	15 DIAS
CAMBIO DE SELLOS	PRUEBA HIDROSTATICA	18 MES
MANTENIMIENTO VALVULA ROMPE VACIO	SUAVIZADO ENGRASADO Y REVISION ESTADO DE LOS RESORTES	15 DIAS
REEMPLAZO DE SNARING, BUJES, Y ESFERAS	INSPECCION VISUAL ESTADO SNARING Y LUBRICACION	15 DIAS
CAMBIO DE GUAYA	INSPECCION METROLOGIA Y ENGRASE DE GUAYA	6 MES
REEMPLAZO DE PLATINAS GUIAS, TUBO GUIAS, Y TUBOS	OVERHAUL (CAMBIO TORNILLERIA, GUAYAS, TUBO SOPORTE)	1,5 AÑO

7. CONCLUSIONES

El modelo de optimización planteado es una herramienta de optimización que permitirá alcanzar con el tiempo un mantenimiento de los Brazos de Cargue mucho más efectivo, para anticiparse ante las desviaciones de las condiciones ideales de funcionamiento de los equipos dentro del proceso operativo, perfeccionando la estrategia del mantenimiento proactivo.

La conformación del equipo de trabajo multidisciplinario para el desarrollo de las actividades dentro de la metodología fomentó el trabajo en equipo y fortaleció el sentido de pertenencia de los operadores y mantenedores hacia los Brazos de Cargue.

La aplicación de todos los conceptos del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad tales como el análisis de criticidad, la identificación de las funciones, de las fallas funcionales, de los modos de falla y sus efectos permitió entender de manera más clara los eventos ocurridos en los equipos críticos y detallarlos con el fin de tomar acciones para la gestión de los activos.

El proceso de RCM por sí solo no asegura el logro de las metas de mantenimiento se hace necesario involucrar a todas las personas del grupo de mantenimiento, Lideres, Planeadores, Supervisores y técnicos para que con una visión clara de los objetivos y unas auditorias constantes a cada una de las estrategias implementadas para que se puedan alcanzar los objetivos propuestos.

Con el desarrollo de esta metodología aplicada a los Brazos de Cargue de los Terminales Marítimos de Ecopetrol S.A. ubicados en la Bahía de Cartagena se

garantizará la conservación de los equipos y sus funciones, garantizando la seguridad de las personas, la protección del medio ambiente y fortaleciendo la imagen y confianza de Ecopetrol S.A. a sus clientes.

BIBLIOGRAFIA

ARZUAGA CHURIO, José Elias. Modelo de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM) en la flota de equipos de Oruga D11N de la empresa minera Drummond Ltd., UIS, Trabajo de grado, 2010.

GONZÁLEZ BOHÓRQUEZ, Carlos Ramón. Principios de Mantenimiento. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2006.

MOUBRAY, John. Mantenimiento centrado en confiabilidad. México: Aladon, 2004.

MOUBRAY. Jhon. Reliability - Centered Maintenance RCM II. New York: Industrial Press Inc. 1997. 421p.

MARQUEZ VEGA, Luis Libardo. RCM Mantenimiento Centrado en Confiabilidad en la Estación 3ª de la Superintendencia de Operaciones La Cira Infantas de la Gerencia Regional del Magdalena Medio perteneciente a Ecopetrol S.A., UIS, Trabajo de grado, 2011.

NIETO GONZÁLEZ, Hernando. Modelo de Optimización para el Mantenimiento Proactivo de los equipos críticos de un Tren de Laminación en fría basado en RCM, UIS, Trabajo de grado, 2010.

ORTIZ PLATA, Daniel. Organizaciones del Mantenimiento: Mantenimiento centrado en confiabilidad RCM. [CD_ROM]. Bucaramanga, 2008. Posgrado gerencia de Mantenimiento. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas. Escuela de Ingeniería Mecánica.

SAE JA1011. Evaluation Criteria for Reliability-Centered Maintenance (RCM) Processes. Society of Automotive Engineers, Inc. 1999. 30p.