

**MODELO DE ORGANIZACIÓN Y GESTION PARA EL MANTENIMIENTO DE
SISTEMAS INSTRUMENTADOS DE SEGURIDAD APLICANDO RCM.**

CARLOS ARTURO ANGEL SUAREZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERIA MECÁNICA
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA**

2014

**MODELO DE ORGANIZACIÓN Y GESTION PARA EL MANTENIMIENTO DE
SISTEMAS INSTRUMENTADOS DE SEGURIDAD APLICANDO RCM.**

CARLOS ARTURO ANGEL SUAREZ

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

Director

LUZ PAOLA BARRETO ARIZA

Ingeniera Eléctrica

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERIA MECÁNICA
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA**

2014

AGRADECIMIENTOS

Queremos expresar nuestros más sinceros agradecimientos:

A nuestro Dios por darnos la salud y las herramientas para el logro de este proyecto.

A nuestra directora de monografía Luz Paola Barreto y a nuestros compañeros de estudio por sus aportes para el desarrollo de este trabajo.

A la Universidad Industrial de Santander (U.I.S) por permitirnos compartir y aprender de las experiencias de cada uno de los maestros de la especialización.

DEDICATORIA

Dedicamos este trabajo a nuestras familias quienes con su amor y apoyo han contribuido a nuestra realización profesional y personal.

Carlos Arturo Angel Suarez

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCION	14
1. MARCO CONTEXTUAL	15
1.1 ORGANIZACIÓN EMPRESARIAL	15
1.1.1 Vicepresidencia de Transporte y Logística	16
1.1.2 Gerencia de Operación Centralizada	19
1.1.3 Superintendencia Técnica Central	19
1.2 DESCRIPCION DEL PROCESO	20
1.2.1 Tipos de Configuraciones de Sistemas.....	22
1.2.2 Filosofía para la operación del transporte	26
1.3 DESCRIPCION DEL PROBLEMA	31
1.4 OBJETIVOS	32
1.4.1 Objetivo General	32
1.4.2 Objetivos Específicos.....	32
2. MARCO TEORICO	34
2.1.1 ¿Qué es Mantenimiento?.....	34
2.1.2 Tipos de Mantenimiento.....	34
2.1.3 Beneficios y Alternativas más Relevantes del Mantenimiento	36
2.1.4 Pasos Para un Efectivo Mantenimiento	36
2.1.5 Mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM)	38
3. NORMATIVA	45

3.1	NORMA ISO 14224.....	45
3.2	NORMA SAEJA1011.....	46
3.3	NORMA SAEJ1739.....	46
3.4	NORMA IEC 61508.....	47
3.5	NORMA IEC 61511.....	48
4.	LEVANTAMIENTO DE INFORMACION DE EQUIPOS.....	50
4.1	DESCRIPCION DE LOS SISTEMAS DE CONTROL.....	50
4.2	SISTEMA DE SECCIONAMIENTO AUTOMATICO SSA.....	53
4.2.1	Características y Arquitectura del Hardware Logic Solver.....	53
4.2.2	Gabinete del Logic Solver.....	55
4.2.3	Unidad central de proceso “CPU” del Logic Solver.....	57
4.2.4	Entradas Digitales.....	57
4.2.5	Entradas Análogas.....	58
4.2.6	Entradas Tipo Pulso.....	59
4.2.7	Salidas Digitales.....	59
4.2.8	Comunicaciones.....	60
4.2.9	Plataforma de Supervisión.....	60
4.2.10	Software de Programación.....	61
4.2.11	Diagnostico.....	62
5.	ANALISIS RCM EN EL SISTEMA INSTRUMENTADO DE SEGURIDAD.....	65
5.1	MODELO DE CRITICIDAD.....	66
5.2	RECOLECCION Y ANALISIS DE DATOS.....	75

5.3	ANÁLISIS DE LOS MODOS DE FALLO Y SUS EFECTOS.....	80
5.4	SELECCIÓN DE LAS TAREAS DE MANTENIMIENTO.....	90
5.5	PROPUESTA DE PLAN DE MANTENIMIENTO.....	96
5.5.1	Mantenimiento del Sistema.....	97
5.5.2	Programación de Mantenimiento Preventivo	98
5.5.3	Programación de Mantenimiento Correctivo	101
6.	CONCLUSIONES	102
	BIBLIOGRAFIA.....	104

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Mapa de infraestructura petrolera.	17
Figura 2. Estructura organizacional Vicepresidencia de Transporte año 2013	18
Figura 3. Diagrama de flujo esquemático del transporte de hidrocarburos.	21
Figura 4. Despacho y recibo sin rebombeo.	22
Figura 5. Despacho, rebombeo y recibo.	23
Figura 6. Despacho- Recibo con inyección.	23
Figura 7. Despacho, rebombeo y recibo con inyección al paso.	24
Figura 8. Despacho, rebombeo. Reducción recibo.	24
Figura 9. Despacho y recibo con entrega al paso	25
Figura 10. Despacho, rebombeo y recibo con entrega al paso	26
Figura 11. Transporte alternativo	26
Figura 12. Muestra cómo evoluciona las expectativas del mantenimiento	42
Figura 13. Arquitectura Objetivo Sistemas de Control	51
Figura 14. Arquitectura de Logic Solver tipo 1	54
Figura 15. Arquitectura de logic solver tipo 2	55
Figura 16. Esquema Gabinete Logic Solver	56
Figura 17. Matriz de criticidad	68
Figura 18. Árbol lógico de decisión para el SSA	92
Figura 19. Proceso plan de mantenimiento	96
Figura 20. Fusibles Controlador	98

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Características técnicas de los gabinetes de control	55
Tabla 2. Características técnicas Módulo de Procesador Aadvance T9110	58
Tabla 3. Factores Ponderados	66
Tabla 4. Estudio de criticidad por factores ponderados	68
Tabla 5. Diagrama de criticidad del módulo procesador T9110	70
Tabla 6. Diagrama de criticidad de módulos IOS T9402, T9431 y T9451	71
Tabla 7. Diagrama de criticidad de módulos de Comunicaciones	71
Tabla 8. Diagrama de criticidad de las Fuentes de alimentación	72
Tabla 9 Diagrama de criticidad de la Plataforma de supervisión HMI	73
Tabla 10. Diagrama de criticidad sistema de seccionamiento automático SSA.	74
Tabla 11. Diagrama de criticidad, plataforma de diagnóstico, configuración SSA	74
Tabla 12. Resumen de nivel de criticidad de los equipos	75
Tabla 13. Equipos del sistema de Seccionamiento Automático SSA	76
Tabla 14. Características técnicas de los equipos del sistema de Seccionamiento Automático SSA.	76
Tabla 15. Fallas presentadas por el sistema SSA	78
Tabla 16. Calificación severidad, detección y ocurrencia	80
Tabla 17. Calificación severidad, detección y ocurrencia.	81
Tabla 18. Probabilidad de Falla	82
Tabla 19. Análisis FMEA	83
Tabla 20. Causas potenciales de falla en el SSA	91
Tabla 21. Actividades por frecuencia para el SSA	93
Tabla 22. Programa recomendado para el mantenimiento preventivo	98

RESUMEN

TITULO: MODELO DE ORGANIZACIÓN Y GESTION PARA EL MANTENIMIENTO DE SISTEMAS INSTRUMENTADOS DE SEGURIDAD APLICANDO RCM*

AUTOR: CARLOS ARTURO ANGEL SUAREZ**

PALABRA CLAVES: MODELO DE MANTENIMIENTO, SISTEMAS DE CONTROL, MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD RCM, DISPONIBILIDAD EQUIPOS ELECTRONICOS, TIEMPO MEDIO ENTRE FALLAS

El presente trabajo pretende profundizar en los conceptos teóricos del mantenimiento centrado en la confiabilidad RCM considerándolo como base para establecer un modelo de mantenimiento que apunte a reducir los tiempos de indisponibilidad y que optimice el mantenimiento preventivo y predictivo de los equipos críticos de los Sistemas Instrumentados de Seguridad existentes en las Plantas de bombeo y rebombeo que pertenecen a la Superintendencia Técnica de la Gerencia de Operación Centralizada.

Pretende el desarrollo de ejercicios prácticos que permita el análisis de causa raíz de las fallas RCFA, el análisis modal de efectos de fallas y la cuantificación de criticidad FMECA, con carácter metodológico.

El resultado del estudio tiene un carácter práctico, que proporcione una guía que ayude a la Organización a mejorar los procedimientos y programas de mantenimiento existentes en los sistemas de control que incluyan a los Sistemas Instrumentados de Seguridad que apunte a reducir los tiempos de indisponibilidad de la operación, aumente la confiabilidad y establezca métodos que permitan actuar preventivamente ante las potenciales fallas que puedan presentarse.

Se espera que el modelo de mantenimiento que se obtenga sea el producto del trabajo en equipo de las diversas especialidades tanto operativas como técnicas que intervienen directa e indirectamente en la sostenibilidad de los automatismos y los controladores del Sistemas Instrumentado de Seguridad, que se apliquen e incorporen todos los conceptos, recomendaciones y mejores prácticas propuestas a lo largo de la especialización en pro de garantizar y mejorar la vida útil de los activos, contar con un adecuado stock de repuestos, actualizar la información técnica, generar reportes de falla que sirvan de insumo para el análisis de fallas que garanticen una respuesta oportuna y acertada que ayude a posicionar la imagen y el servicio prestado por todo el personal de mantenimiento.

*Monografía

**Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Especialización Gerencia de Mantenimiento.
Director: Luz Paola Barreto Ariza, Ingeniera Eléctrica.

SUMMARY

TITLE: ORGANIZATION AND MANAGEMENT MODEL FOR MAINTENANCE OF SAFETY INSTRUMENTED SYSTEMS APPLYING RELIABILITY CENTERED MAINTENANCE.*

AUTHOR: CARLOS ARTURO ANGEL SUAREZ**

KEYWORDS: MAINTENANCE MODEL, CONTROL SYSTEMS, RELIABILITY CENTERED MAINTENANCE (RCM), AVAILABILITY, ELECTRONIC DEVICES, MEAN TIME BETWEEN FAILURES

This paper aims to deepen the theoretical concepts of Reliability Centered Maintenance (RCM), considering it as a basis for establishing a maintenance model that aims to reduce downtimes and optimize preventive and predictive maintenance of critical equipment in Safety Instrumented Systems existing in the Technical Superintendent of Centralized Operation.

It aims to develop practical exercises that allow rootcause analysis of failures (RCFA), model analysis of failure effects and quantification of criticality (FMECA), as a methodology, which helps us to the final formulation of the maintenance strategy.

The result of the study has a practical character, to provide a guide to help the organization improve its procedures and maintenance programs for control systems that include Safety Instrumented Systems, which aim to reduce down times of the operation, increased reliability and development of methods to act preventively against potential failures that may arise.

It is expected that the maintenance model that is obtained is the product of teamwork of various specialties as both operational techniques involved directly and indirectly in the sustainability of operators and Safety Instrumented Systems. The main objective is to apply and incorporate all concepts, recommendations and best practices proposed along the specialization towards ensuring and improving the lifecycle of the assets, adequate availability of spare parts, update of technical information, reports of failure to serve as input for failure analysis to ensure a timely and accurate response that helps position the image and the service provided by all staff of maintenance service.

* Monograph

**School of Mechanical Engineering, Maintenance Management Specialization.
Director: Luz Paola Barreto Ariza, Electrical Engineer.

INTRODUCCION

El presente trabajo pretende la participación de todos los involucrados en las actividades de mantenimiento y operaciones que mediante la aplicación de un ejercicio práctico utilizando los conceptos teóricos del mantenimiento centrado en la confiabilidad RCM, logre clasificar, determinar de manera precisa los tiempos de indisponibilidad y las fallas asociadas a los Sistemas Instrumentados de Seguridad existentes en las Plantas de bombeo y rebombeo que pertenecen a la Superintendencia Técnica de la Gerencia de Operación Centralizada.

El resultado del estudio tiene un carácter práctico, que proporcione una guía que ayude a la Organización a mejorar los procedimientos y programas de mantenimiento existentes en los sistemas de control, que apunte a reducir los tiempos de indisponibilidad de la operación, aumente la confiabilidad y establezca métodos que permitan actuar preventivamente ante las potenciales fallas que puedan presentarse.

El resultado de la identificación de los componentes críticos ayudará de manera eficiente en la programación de rutinas de mantenimiento, en la compra oportuna de repuestos, en el ahorro de tiempo y recursos dedicados en la atención de eventos espurios que afecten la disponibilidad de los sistemas de monitoreo y control de las válvulas de seccionamiento de las líneas de transporte de hidrocarburos.

De igual manera se genera la documentación y las pautas necesarias que motiven al personal de mantenimiento y operaciones en la utilización e implementación de la metodología de RCM en los demás equipos existentes en las Planta de bombeo y rebombeo.

1. MARCO CONTEXTUAL

1.1 ORGANIZACIÓN EMPRESARIAL

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.

Es dueña absoluta o tiene la participación mayoritaria de la infraestructura de transporte y refinación del país, posee el mayor conocimiento geológico de las diferentes cuencas, cuenta con una respetada política de buena vecindad entre las comunidades donde se realizan actividades de exploración y producción de hidrocarburos, es reconocida por la gestión ambiental y, tanto en el upstream como en el downstream, ha establecido negocios con las más importantes petroleras del mundo.

Cuenta 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 poliductos¹ a lo largo de toda la geografía nacional, que intercomunican los sistemas de producción con los grandes centros de consumo y los terminales marítimos.

Tiene a disposición de sus socios al 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 ha marcado records al obtener las más altas utilidades de una compañía Colombiana en toda la historia. En el 2003 se convirtió en una sociedad pública por acciones y emprendió una transformación que garantiza mayor

¹ECOPETROL. Quiénes somos. [Consultada 14 Septiembre 2013]. Disponible en: <http://iris/contenido/contenido.aspx?catID=280&conID=39385>

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 accionistas.

Para garantizar la transparencia de las operaciones y fluidez e integridad en la información, ha adoptado un código de Buen Gobierno. Gracias a sus fortalezas y competencias, Ecopetrol S.A. es líder en Colombia y el socio preferido para explorar y producir hidrocarburos.

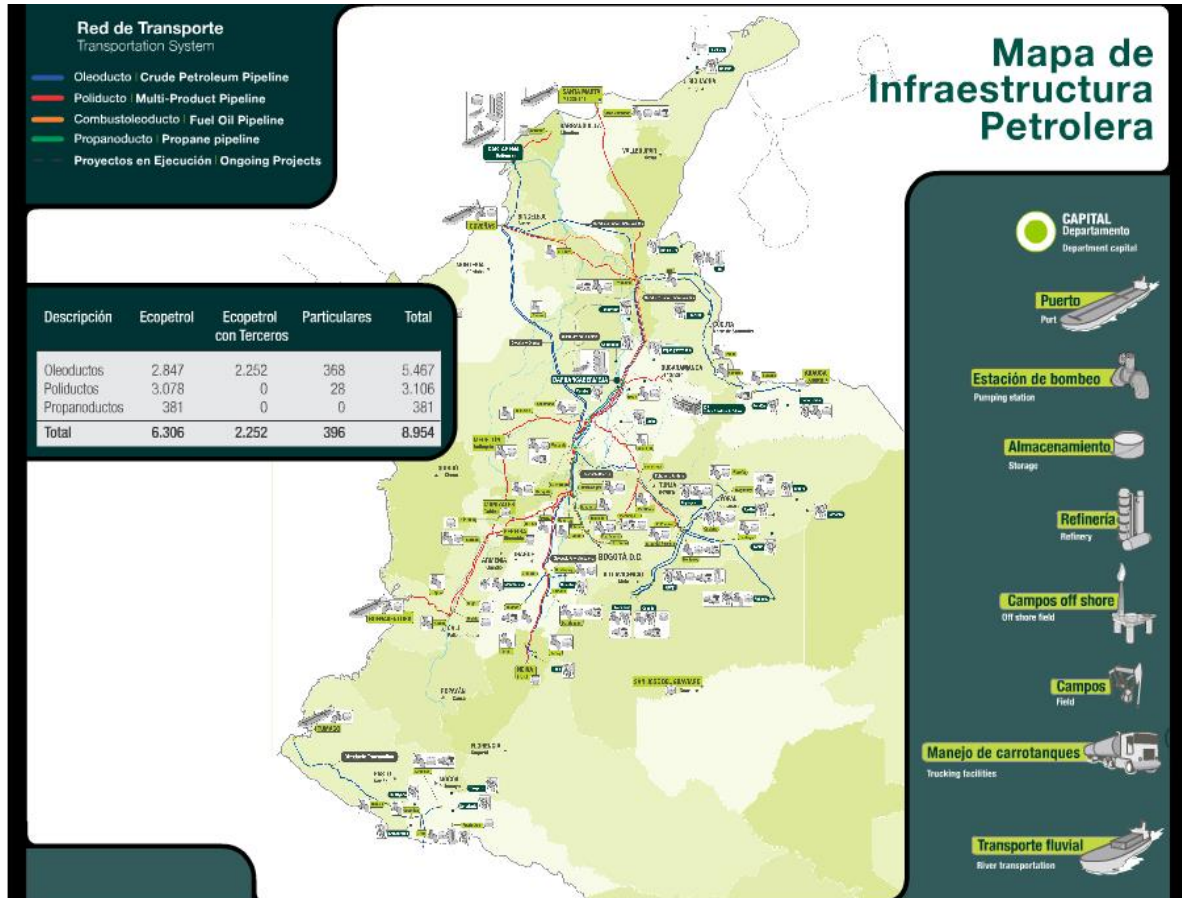
Ecopetrol S.A. es una Sociedad de Economía Mixta, de carácter comercial, organizada bajo la forma de sociedad anónima, del orden nacional, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, de conformidad con lo establecido en la Ley 1118 de 2006, regida por los Estatutos Sociales que se encuentran contenidos 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.

1.1.1 Vicepresidencia de Transporte y Logística

La Vicepresidencia de Transporte y Logística es una de las áreas del negocio de Ecopetrol S.A. que se encarga de administrar y garantizar la disponibilidad de la red de transporte de hidrocarburos, esta red está conformada por 8.124 kilómetros de poliductos y oleoductos que van desde los centros de producción, plantas de bombeo hasta las refinerías y puertos en los océanos Atlántico y Pacífico. La Vicepresidencia de Transporte tiene a cargo la construcción y operación de la infraestructura de transporte y distribución de hidrocarburos, derivados y productos, de acuerdo con los requerimientos de ECOPETROL S.A. y del mercado, en forma rentable, sin perjuicio de las disposiciones legales vigentes.

Con el objeto de ilustrar el tema se presenta un mapa donde se indican los principales sistemas de transporte de hidrocarburos.

Figura 1. Mapa de infraestructura petrolera.



Fuente: http://www.ecopetrol.com.co/especiales/mapa_infraestructura.htm

En su estructura organizacional la Vicepresidencia de Transporte y Logística² está constituida de la siguiente forma:

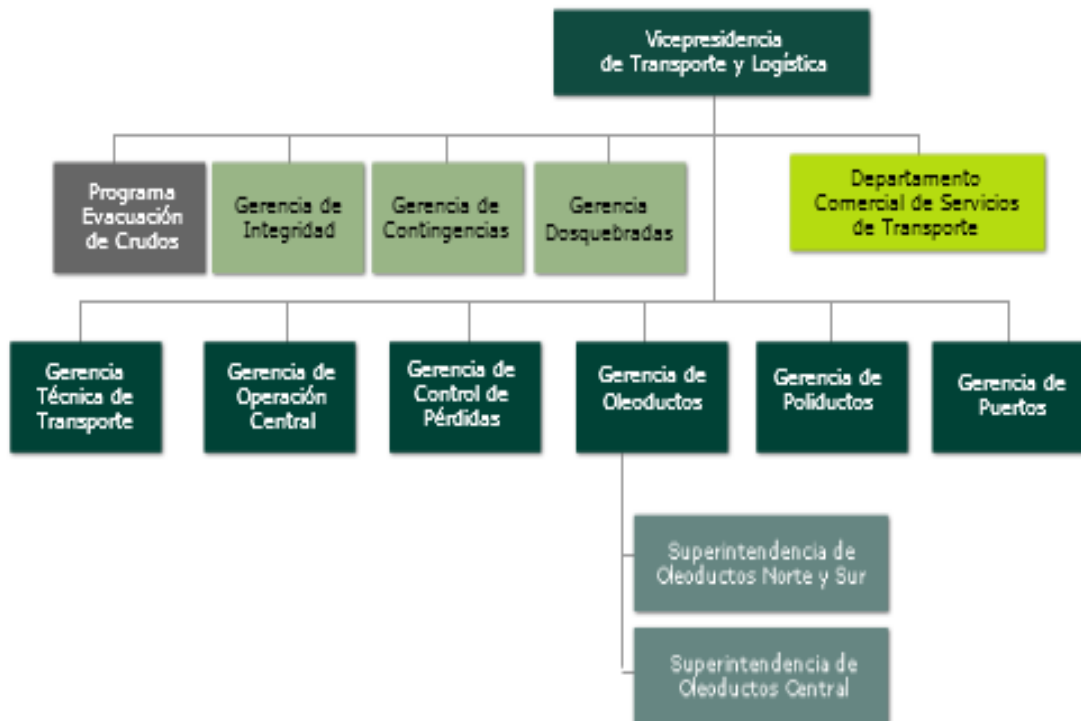
- Cuatro Gerencias (Integridad, Contingencias, Dosquebradas y el Programa de Evacuación de Crudos) y un Departamento Comercial de Servicios de Transporte, todos transversales a la Organización.

²ECOPETROL. Estructura.[Consultada 14 Septiembre 2013].Disponible en: <http://iris/contenido/contenido.aspx?catID=278&conID=48123>

- Cuatro Gerencias Operativas (Oleoductos, Poliductos, Puertos y Operación Centralizada).
- Dos Gerencia de apoyo (Control de Pérdidas y Técnica de Transporte)
- Dos Superintendencias de Oleoductos (Central, Norte y Sur).

Figura 2. Estructura organizacional Vicepresidencia de Transporte año 2013

Vicepresidencia de Transporte y Logística



Fuente: <http://iris/contenido/contenido.aspx?catID=278&conID=48123&pagID=1453>

61

1.1.2 Gerencia de Operación Centralizada³

Es el área responsable de la adecuada operación de los sistemas de transporte que están a cargo de la VIT, coordinando y ejecutando actividades concernientes a programación, optimización de operaciones, procesos de servicio al cliente, gestión integral de medición y gestión de la calidad, con la finalidad de alcanzar el más alto grado de confiabilidad en la manipulación de los equipos y sistemas que se encuentran ligados a la operación centralizada, tomando como objetivo primordial la satisfacción de nuestros clientes. Adicionalmente es responsable del cumplimiento de los procedimientos, estándares y prácticas de ingeniería de mantenimiento con el fin de brindar confiabilidad de equipos y sistemas de control asociados a la operación centralizada.

1.1.3 Superintendencia Técnica Central⁴

Su principal interés es velar por la conservación y proyección de la infraestructura de la operación centralizada en un enfoque integral, responde por el cumplimiento de los procedimientos, estándares y prácticas de ingeniería de mantenimiento para actualizar, mantener y asegurar la confiabilidad y disponibilidad de los equipos y sistemas de control, de la medición y de las aplicaciones avanzadas asociados con la Operación Centralizada

El grupo de medición y control cuenta con profesionales en las diferentes áreas geográficas a nivel nacional. Este personal asegura la planeación, programación y ejecución del mantenimiento en las especialidades de controles, sistemas de medición y sistemas operacionales programables y configurables.

³ECOPETROL. Gerencia de Operación Central.[Consultada 14 Septiembre 2013].Disponible en: <http://iris/contenido/contenido.aspx?catID=427&conID=47516>

⁴ECOPETROL. Superintendencia Técnica Central.[Consultada 14 Septiembre 2013].Disponible en: <http://iris/contenido/contenido.aspx?catID=427&conID=47519>

1.2 DESCRIPCION DEL PROCESO

La Vicepresidencia de Transporte (VIT) de Ecopetrol S.A. cuenta para el año 2013 con 53 Plantas que conforman 25 sistemas operativos, 12 de poliductos y 13 de oleoductos, por los cuáles se transportan hidrocarburos crudos, productos refinados y biocombustibles. Las redes principales tienen como destino las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, los centros de consumo en las principales ciudades del país y los terminales marítimas de Coveñas y Santa Marta, en el Atlántico y Buenaventura y Tumaco, en el Pacífico.

Cada sistema está conformado por plantas provistas con equipos e infraestructura de procesos para recibir, entregar, almacenar, medir y/o adicionar o reducir energía a los fluidos. Dependiendo de la función que desempeñe, como parte de un sistema, se clasifican en:

Planta de despacho: Instalación que recibe productos de las refinerías o de campos de producción, buque tanques, carro tanques u otros poliductos u oleoductos y los envía a otras Plantas. En estas instalaciones hay tanques de almacenamiento, desde los cuáles se inicia el proceso de transporte hacia el ducto utilizando equipos de bombeo

Planta de rebombeo o reimpulso: Contiene la infraestructura necesaria para aplicar energía al fluido proveniente de una Planta anterior, la cual puede ser de despacho inicial u otra de rebombeo.

Planta Reductora de Presión: Su función principal es limitar la energía al producto transportado. Generalmente la reducción de presión se hace mediante el uso de válvulas de control.

Planta de inyección al paso: Su función principal es inyectar volúmenes de productos a los ductos, de acuerdo con un programa determinado de despachos. Previamente los crudos se reciben desde los campos de producción para su transporte por ductos.

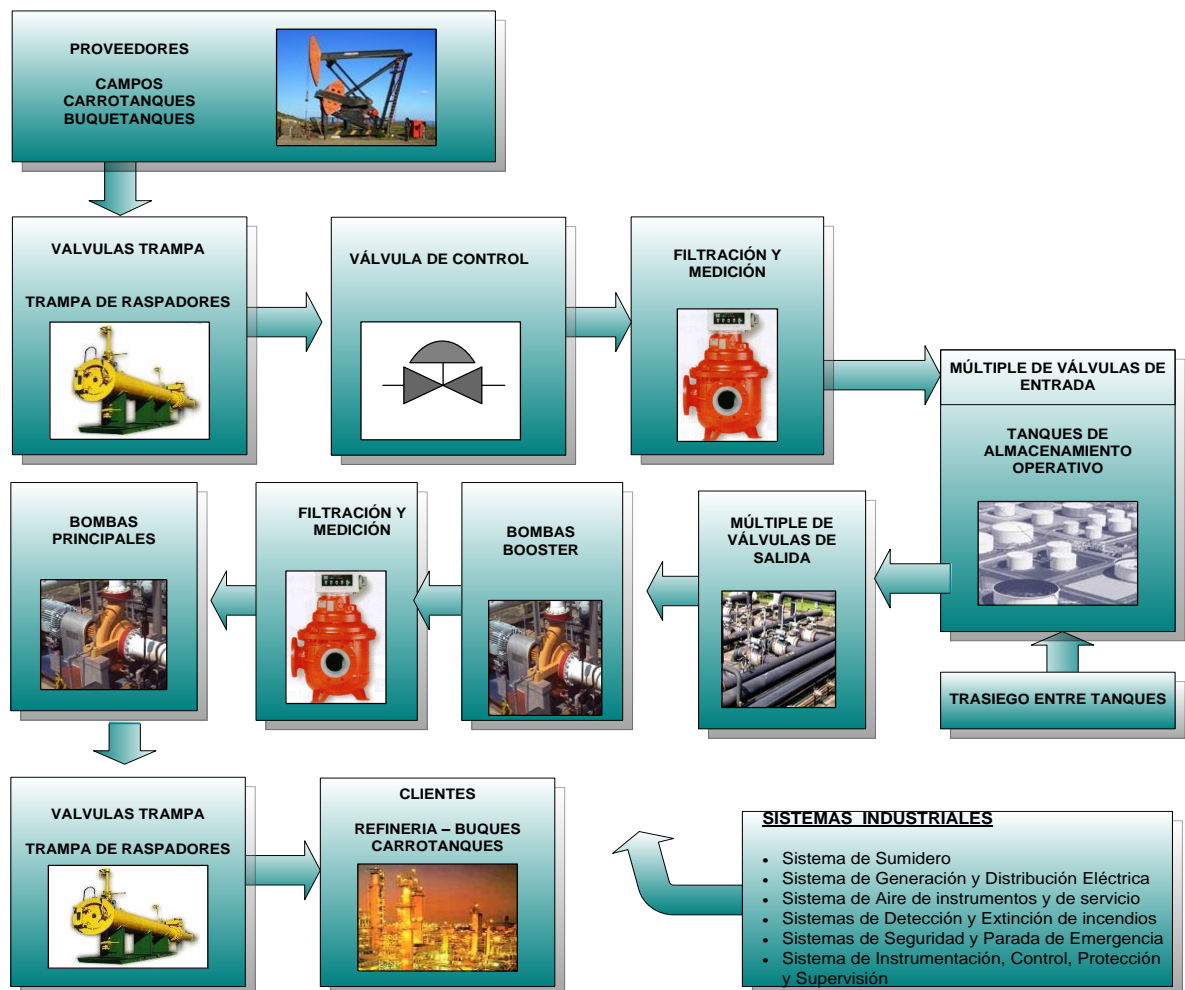
Planta de Recibo: Es una instalación donde termina un sistema y que dispone de tanques de almacenamiento de productos normalmente tiene instalaciones para

transferencia en custodia de productos en tiempo real. La instalación puede ser para el recibo al paso o puede ser Terminal. Una Planta terminal de un sistema puede ser la Planta inicial de otro sistema.

Las Plantas de la red de ductos de la VIT realizan algunos o todos los procesos de una instalación funcional, los cuáles se muestran en la siguiente figura.

En el diagrama anterior, también se muestran las etapas, la dirección de flujo asociado a los procesos principales de recibo, transferencia y entrega de hidrocarburos y los procesos secundarios internos. Los procesos considerados son los siguientes:

Figura 3. Diagrama de flujo esquemático del transporte de hidrocarburos.



Fuente: Ecopetrol. FOT_Rv18 Filosofía Operacional de Transporte

- Recibo
- Almacenamiento
- Bombeo o adición de energía al fluido
- Despacho
- Sistemas Auxiliares

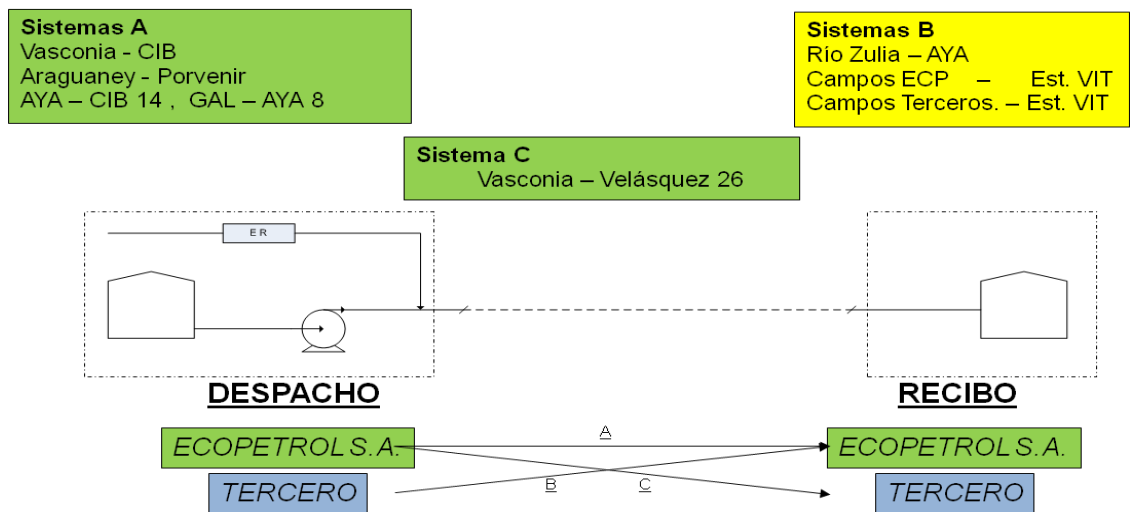
1.2.1 Tipos de Configuraciones de Sistemas

Por su parte, los sistemas, dependiendo de su configuración, se clasifican en los tipos enunciados a continuación:

1.2.1.1 Despacho y recibo

Está conformado esencialmente por una Planta de despacho, una de recibo y una línea de interconexión entre ellas.

Figura 4. Despacho y recibo sin rebombeo.

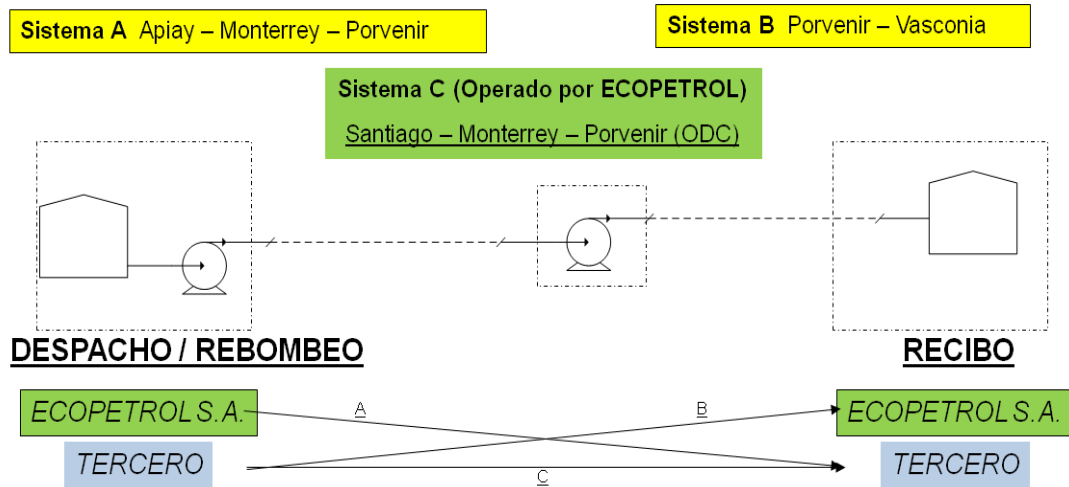


Fuente: Ecopetrol. FOT_Rv18 Filosofía Operacional de Transporte.

1.2.1.2 Despacho, rebombeo y recibo

Está conformado por una planta de despacho, una o más plantas de rebombeo y una de recibo de interconexión entre ellas.

Figura 5. Despacho, rebombeo y recibo.

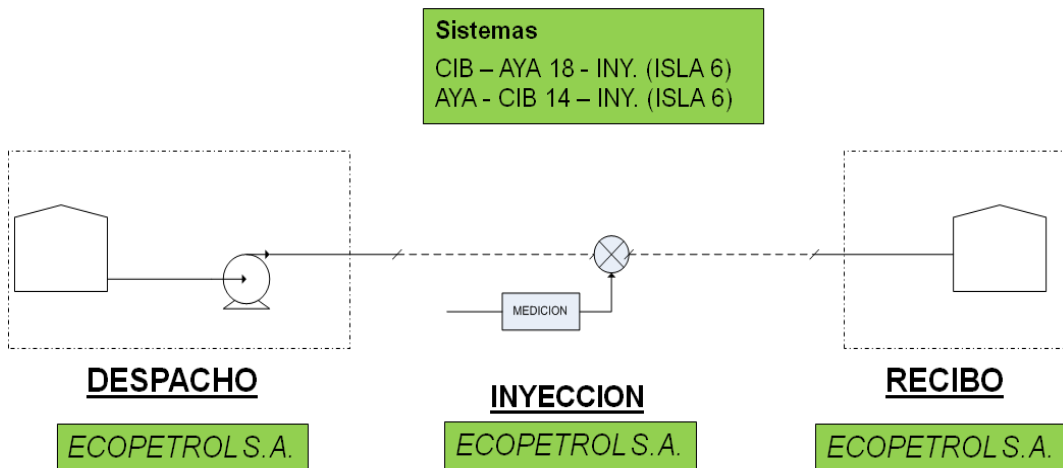


Fuente: Ecopetrol. FOT_Rv18 Filosofía Operacional de Transporte.

1.2.1.3 Despacho y recibo con inyección.

El sistema está conformado por una planta de despacho, una de recibo y una línea de interconexión entre ellas, pero interceptada en su recorrido por una línea aferente que proviene de un cliente interno o externo.

Figura 6. Despacho- Recibo con inyección.

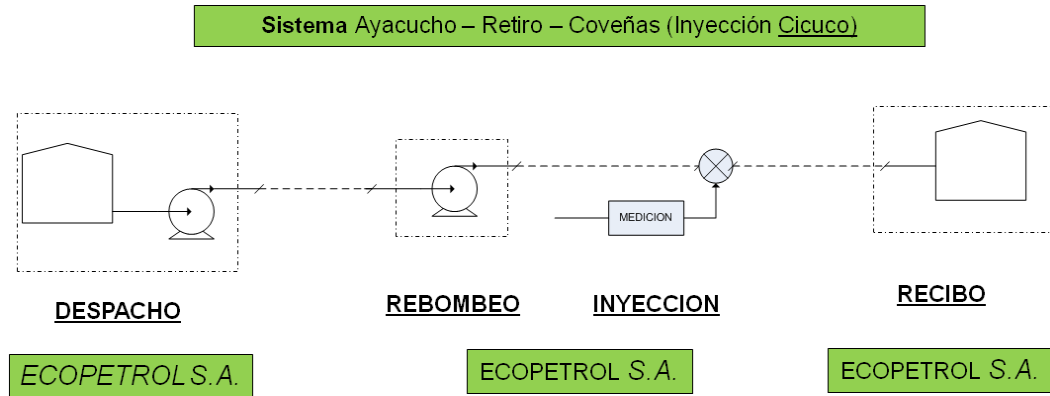


Fuente: Ecopetrol. FOT_Rv18 Filosofía Operacional de Transporte.

1.2.1.4 Despacho, rebompeo y recibo con inyección al paso.

Sistema conformado por una planta de despacho, una planta de rebompeo intermedia, una de recibo y una línea de interconexión entre ellas, pero interceptada en su recorrido por una línea aferente que proviene de un cliente interno o externo.

Figura 7. Despacho, rebompeo y recibo con inyección al paso.

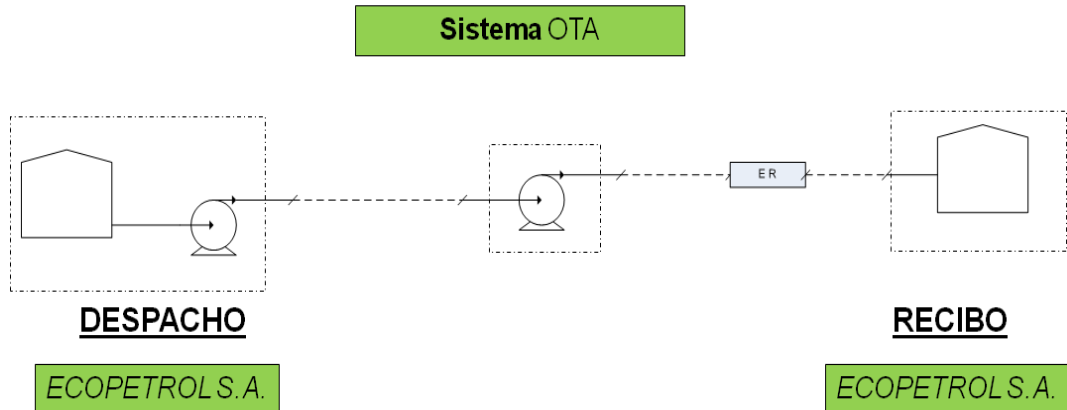


Fuente: Ecopetrol. FOT_Rv18 Filosofía Operacional de Transporte.

1.2.1.5 Despacho, rebompeo y recibo con reducción.

Este sistema comprende, adicionalmente al sistema mencionado, una o más plantas reductoras de presión en las cuáles se le resta energía (presión) al fluido para cumplir con los requerimientos de la infraestructura aguas abajo.

Figura 8. Despacho, rebompeo. Reducción recibo.

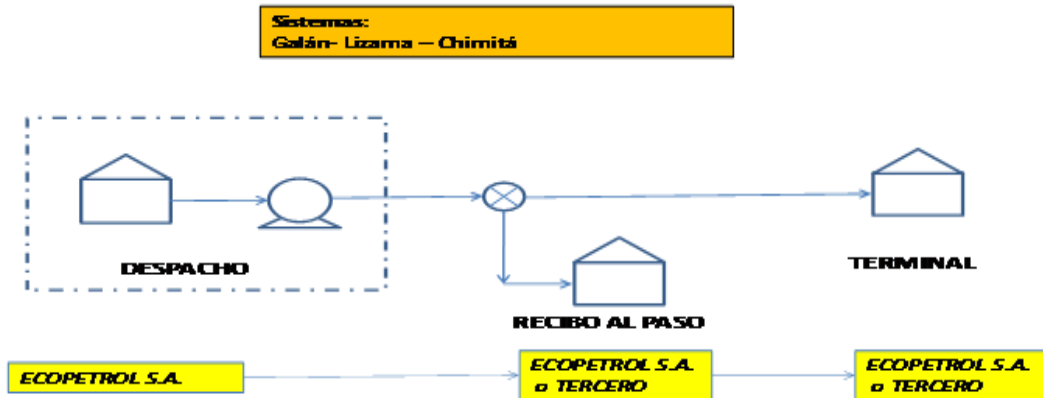


Fuente: Ecopetrol. FOT_Rv18 Filosofía Operacional de Transporte.

1.2.1.6 Despacho y recibo con entrega al paso.

Sistema conformado por una planta de despacho, una de recibo y una línea de interconexión entre ellas, la cual posee una línea de derivación en su recorrido para entrega de productos refinados a los tanques de un cliente externo.

Figura 9. Despacho y recibo con entrega al paso



Fuente: Ecopetrol. FOT_Rv18 Filosofía Operacional de Transporte.

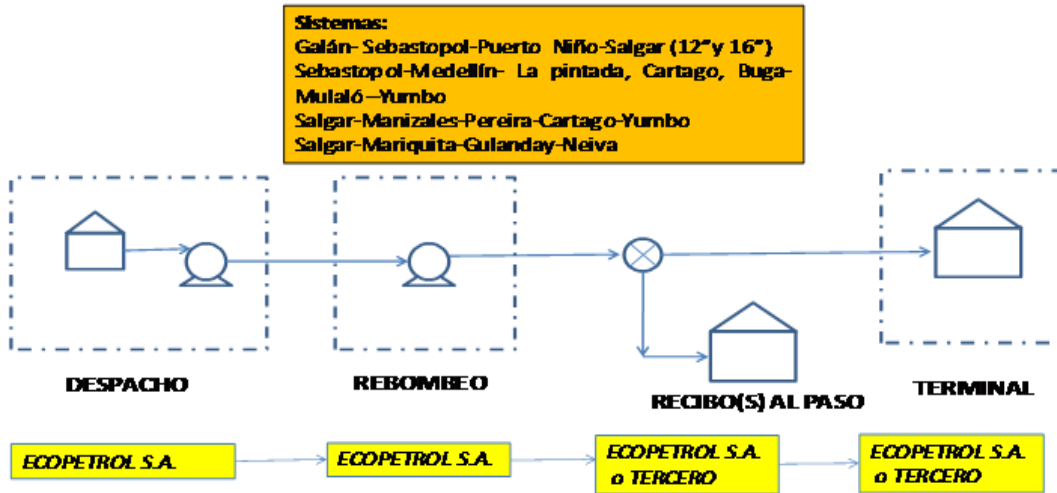
1.2.1.7 Despacho, rebombeo y recibo con entrega al paso.

Sistema conformado por una planta de despacho, una o varias plantas de rebombeo intermedias, una de recibo o terminal y líneas de interconexión entre ellas, pero en su recorrido tiene una línea de derivación de la línea principal, para hacer entrega de productos a tanques de almacenamiento de propiedad de Ecopetrol S.A. o de un cliente interno o externo. Figura 10.

1.2.1.8 Transporte alternativo

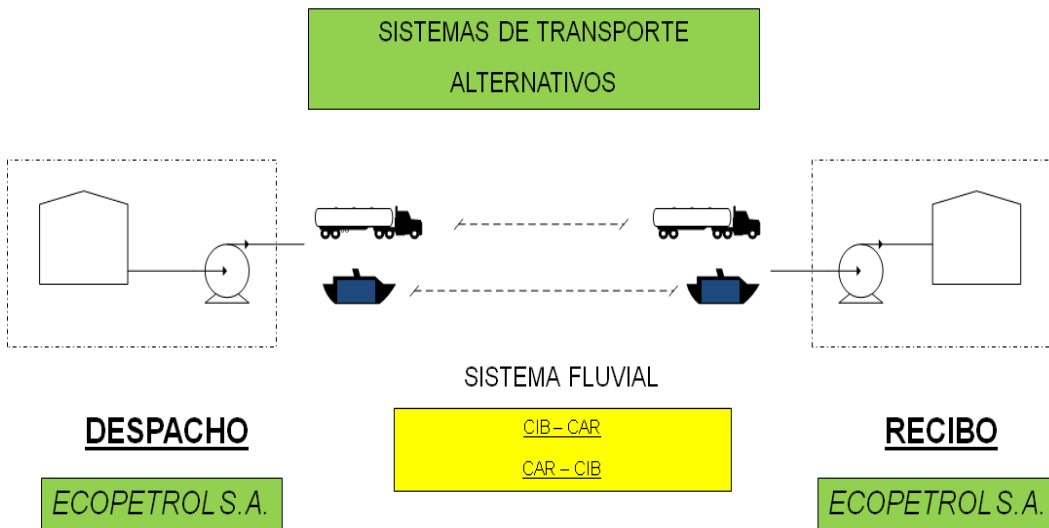
Los sistemas de transporte de hidrocarburos por medios alternativos, actualmente comprenden los que se efectúan vía por vía terrestre utilizando carro tanques o por vía fluvial utilizando barcazas. Figura 11.

Figura 10. Despacho, rebombeo y recibo con entrega al paso



Fuente: Ecopetrol. FOT_Rv18 Filosofía Operacional de Transporte.

Figura 11. Transporte alternativo



Fuente: Ecopetrol. FOT_Rv18 Filosofía Operacional de Transporte.

1.2.2 Filosofía para la operación del transporte

Desde el año 1989 el negocio del Transporte de Hidrocarburos de ECOPETROL S.A. viene adelantando proyectos encaminados a optimizar e incrementar la confiabilidad de su operación mediante la estandarización de su infraestructura y la automatización de sus procesos en las plantas que conforman la red de

transporte por ductos. A continuación se presenta un recuento histórico de los estados evolutivos por los cuáles han atravesado diversas propuestas de Filosofía en la VIT.

2001: Proyecto de Mejores Prácticas Operativas (PMPO)⁵.

A partir del mes de febrero de 2001, la Vicepresidencia de Transporte – VIT, en búsqueda de una mejora en la excelencia operacional, representada en optimización operativa, reducción de costos de energía, incremento en la capacidad de los sistemas de transporte y reducción de riesgos e impactos ambientales por atentados o incidentes operacionales, decide desarrollar el Proyecto Mejores Prácticas Operativas, el cual determina la necesidad de consolidar una operación centralizada para el control de los sistemas de transporte con los siguientes requerimientos.

Adecuación Infraestructura Centro de Control Maestro de Operaciones (CCMO):

- Plataforma de Hardware y Software (Sistema SCADA), para manejo de la información proveniente de los Centros Operativos con destino a la Operación Centralizada.
- Compra y Montaje de equipos para suministro de energía sin interrupción a los equipos que conforman el sistema SCADA.

Adecuación Infraestructura en Centros Operativos Locales (Plantas de Bombeo, recibo y entrega a Mayoristas).

- Sistemas de Control (Hardware y Software) en cada centro operativo para asegurar la operación local y disponer de la información requerida por la Operación Centralizada.
- Sistema de Comunicaciones requerida para la transmisión de voz y datos entre los centros operativos y el CCMO.
- Montaje de la infraestructura de proceso e instrumentación requerida para garantizar la operación desde el CCMO.

⁵ECOPETROL. FOT_Rv18 Filosofía Operacional de Transporte. 2010. p.25-26.

Desarrolló de personal.

- Capacitación del personal de Operaciones y Mantenimiento en la nueva plataforma de SCADA y en las mejores prácticas de Operación Centralizada.
- Transferencias tecnológicas con empresas líderes en el sector de transportes de hidrocarburos a nivel mundial.

Desarrolló de aplicaciones avanzadas

Adquisición de aplicaciones avanzadas (herramientas de software) para los siguientes propósitos:

- Detección de fugas (PMAS – Sistema Acústico).
- Optimizador de condiciones de operación – Desarrollado con el ICP.
- Programación de movimiento de productos crudos y refinados Despachos, recibos y entregas (HAP – Schedulling).
- Corrimiento de batches y raspadores.
- Entrenamiento de Operadores (Simulador).

Todas estas herramientas están soportadas en la información transmitida desde los Centros Operativos locales, es decir dependen del correcto funcionamiento de los equipos de proceso, instrumentación y control local e infraestructura de telecomunicaciones.

2004-2007 Proyecto SCADA Poliductos.

Con base en la propuesta y alcance del Proyecto de Mejores Prácticas operativas se inician los trabajos de adecuación de los sistemas de poliductos y se determina la necesidad de definir la filosofía Operacional para la Operación de sistemas de manera centralizada y remota caracterizada por los siguientes hechos:

Ecopetrol S.A. inicia en el 2004 con una filosofía conformada por un conjunto de recomendaciones técnicas denominada *Filosofía de Operación y Control* cuyo propósito era el planteamiento de un conjunto de características técnicas que debían ser tenidas en cuenta para la entrada en operación de los poliductos con la tecnología SCADA.

Embridge, en el contexto de un proyecto de transferencia tecnológica plantea su recomendación respecto de que la filosofía de la VIT no sea orientada como un documento de alcance netamente técnico y propone a la VIT que en la filosofía, consolide las prioridades operacionales que en su momento se proponen como la preservación de la Vida, el medio ambiente, la infraestructura y la operación en su orden.

Se anota que en este primer momento, el término filosofía se proponía por Ecopetrol S.A. como un recurso de proyecto para orientar el desarrollo del proyecto *SCADA de Poliductos* y sus proyectos relacionados desde una perspectiva técnica. No se visualizaba, hasta la recomendación de Embridge el uso de un documento de filosofía que definiera elementos conceptuales de organización (VIT). Por el contrario, la palabra filosofía se empleaba para significar la *Filosofía de Control* que dio origen al documento (PMPO-D-004) que debería ser creada con la ayuda de la plataforma tecnológica (SCADA).

Embridge, con su propuesta, proponía que la VIT hiciera uso del término *Filosofía* en un sentido más amplio, proponiendo que en tal documento se defina qué es importante en términos del nuevo esquema operacional asociado a la plataforma SCADA y al futuro mismo de la VIT.

A partir de la transferencia tecnológica de Embridge se proponía que el documento de filosofía fuera un documento estratégico que se enfocara en:

- Definir las prioridades operacionales.
- Establecer la proyección de la operación en el corto y el largo plazo.
- Definir elementos para orientar la toma de decisiones y ubicar ciertas decisiones en ciertos niveles de la organización.

La VIT finaliza su proyecto *SCADA Poliductos* y comienza una serie de proyectos relacionados que tienen impacto en los activos productivos. En el desarrollo de los nuevos proyectos, es recurrente la necesidad de contar con directrices claras respecto de cómo compatibilizar los desarrollos a entregar por parte cada proyecto

con la plataforma SCADA. Renace la necesidad de contar con un documento que describa el alcance técnico de un proyecto de Infraestructura.

Como respuesta a las necesidades de los múltiples proyectos, se integra al documento de filosofía existente a la fecha un conjunto de requerimientos y criterios de diseño enfocados a soportar a dichos proyectos. Nuevamente Ecopetrol S.A. enfoca el uso del documento *filosofía* a lo técnico sustentado en su idea recurrente de una *Filosofía de Control* como insumo básico requerido por los proyectos.

Se reafirma definitivamente la necesidad del tema técnico en la recomposición del documento PMPO-D-004 y en el *PMPO-I-050 Filosofía de Operación y Control SCADA*. Dicho documento se enfoca netamente en el tema de requerimientos y estándares asociados con sistemas de control y SCADA y remueve los rastros de *Filosofía de Organización* recomendados por Embridge.

Al final de este período el término filosofía retoma un significado netamente técnico enfocado a suplir necesidades de proyecto.

Año 2008 - 2010. Proyecto Scada GOT.

Para el año 2008, se retoma el tema de la revisión de la filosofía para proponer la *Filosofía de Operación del Transporte*. Dicho esfuerzo busca retomar los elementos filosóficos que pertenecían al direccionamiento de la organización (propuestos por Embridge en 2005), pero a la vez busca reconocer que las necesidades de los proyectos siguen vigentes, por los que se propone que el mismo documento maneje el alto nivel y el bajo nivel.

Como fórmula para atender tanto a las necesidades de alto nivel de la organización como a las necesidades de bajo nivel (mayor concreción) de los proyectos se decide adoptar el concepto de nivel. Se usaría el término *nivel estratégico* para incluir allí todos aquellos elementos relacionados con el direccionamiento de la organización y los niveles *táctico* y *operativo* para incluir allí información de bajo nivel y mayor concreción como la requerida por proyectos o por los grupos de mantenimiento y operación.

Con la inclusión del Modelo de Maduración de Proyectos en la VIT, toma fuerza la necesidad de contar con una filosofía que soporte el desarrollo de los proyectos. Allí se pone de presente de nuevo la necesidad de contar con una filosofía (entendida nuevamente como Filosofía de control y operación) que atienda las necesidades que quienes generan proyectos.

Como entregable de este proyecto, se define la necesidad de generar un documento llamado la **Filosofía de Operación Integral del Proceso de Transporte** en la que, se compendia la descripción de una amplia gama de temas relacionados con los sistemas de transporte y el proceso de transporte en los citados niveles estratégico, táctico y operativo.

1.3 DESCRIPCION DEL PROBLEMA

La Superintendencia Técnica de la Gerencia de Operación Centralizada se encarga, entre otros, del mantenimiento de los sistemas de control existentes en las Plantas de bombeo y rebombeo que hacen parte de la red de transporte de crudo y de productos refinados para garantizar la disponibilidad y confiabilidad de la operación de los Poliductos y Oleoductos del país, sin embargo, existen algunos equipos de control especializados identificados como SSA que cuentan con “Sistemas Instrumentados de Seguridad”. Que por sus características de diseño y la criticidad del proceso tienen especificaciones especiales de hardware y software que requieren un tratamiento diferente.

Al no existir actualmente una identificación clara con respecto a la función y criticidad de los equipos que componen un SSA y que hacen parte de los sistemas de control, conlleva a que se apliquen planes de mantenimiento sin diferenciarlos de los demás sistemas de control existentes en planta, ocasionando que los procesos de cierre de condiciones subestandar y de fallas se realicen lentamente sin una adecuada documentación, con sobre costos, causando reincidencia en las fallas, pérdida de producción, aplicación de rutinas inadecuadas y desconocimiento técnico. La falta de un plan de ejecución de mantenimiento

adecuado con una estructura organizada en los sistemas SSA, genera incertidumbre en la toma de decisiones afectando:

- La compra de repuestos de forma oportuna y mesurada.
- La actualización de hardware y el software.
- La evaluación de trabajos de mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo sobre los sistemas SSA.
- El Manejo eficiente de los recursos de mantenimiento.
- La reducción y minimización de costos de mantenimiento.

Por tal razón se requiere la implementación de un modelo de gestión de mantenimiento basado en RCM en los sistemas de control SSA que logre optimizar las labores de mantenimiento, centralizando la información con mediciones de disponibilidad y confiabilidad que sirva para el seguimiento, actualización, elaboración y control de los procesos de mantenimiento.

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo General

Definir un modelo de gestión basado en RCM que permita optimizar las labores de mantenimiento en los SSA existentes en las plantas de bombeo y rebombeo que pertenecen a la Superintendencia Técnica de la Gerencia de Operación Centralizada, que sirva para dar solución a los inconvenientes detectados de forma efectiva.

1.4.2 Objetivos Específicos

1.4.2.1 Identificar los sistemas SSA existentes en las plantas de bombeo y rebombeo que pertenecen a la Superintendencia Técnica de la Gerencia de Operación Centralizada a los cuáles se les va aplicar la metodología RCM.

1.4.2.2 Definir las funciones principales y secundarias en cada uno de los sistemas SSA existentes en las plantas de bombeo y rebombeo que pertenecen a la Superintendencia Técnica de la Gerencia de Operación Centralizada a los cuáles se les va aplicar la metodología RCM.

1.4.2.3 Realizar un análisis de modo de falla y efectos en los sistemas SSA existentes en las plantas de bombeo y rebombeo que pertenecen a la Superintendencia Técnica de la Gerencia de Operación Centralizada a los cuáles se les va aplicar la metodología RCM.

1.4.2.4 Aplicar la hoja de decisión de la metodología RCM para asignar las tareas para preservar cada una de las funciones de los sistemas SSA existentes en las plantas de bombeo y rebombeo que pertenecen a la Superintendencia Técnica de la Gerencia de Operación Centralizada.

2. MARCO TEORICO

Este trabajo se fundamenta bajo el concepto confiabilidad RCM, es decir, la probabilidad de que un equipo y/o proceso cumpla la función que tiene asignada, sin fallas y de acuerdo a condiciones determinadas durante un periodo de tiempo dado, con el propósito de satisfacer técnica y eficientemente los objetivos trazados, para ir preparando la estrategia del mantenimiento definiendo a qué equipos se aplicarán la técnica de mantenimiento, con el fin de dar las recomendaciones a la Empresa sobre la optimización de la Gestión del Mantenimiento, a continuación algunas definiciones importantes:

2.1.1 ¿Qué es Mantenimiento?

La European Federation of National Maintenance Societies define mantenimiento como: todas las acciones que tienen como objetivo mantener un artículo o restaurarlo a un estado en el cual pueda llevar a cabo alguna función requerida. Estas acciones incluyen la combinación de las acciones técnicas y administrativas correspondientes.

2.1.2 Tipos de Mantenimiento

En las operaciones de mantenimiento podemos diferenciar las siguientes definiciones:



2.1.2.1 Mantenimiento de Conservación

Es el destinado a compensar el deterioro sufrido por el uso, los agentes meteorológicos u otras causas. En el mantenimiento de conservación pueden diferenciarse:

Mantenimiento correctivo: Es el que corrige los defectos o averías observados y se clasifica en:

- **Mantenimiento correctivo inmediato:** es el que se realiza inmediatamente de percibir la avería y defecto, con los medios disponibles, destinados a ese fin.
- **Mantenimiento correctivo diferido:** al producirse la avería o defecto, se produce un paro de la instalación o equipamiento de que se trate, para posteriormente afrontar la reparación, solicitándose los medios para ese fin.

Mantenimiento preventivo: Es el destinado a garantizar la fiabilidad de equipos en funcionamiento antes de que pueda producirse un accidente o avería por deterioro. En el mantenimiento preventivo podemos ver:

- **Mantenimiento programado:** como el que se realiza por programa de revisiones, por tiempo de funcionamiento, kilometraje, etc.
- **Mantenimiento predictivo:** que realiza las intervenciones prediciendo el momento que el equipo quedará fuera de servicio mediante un seguimiento de su funcionamiento determinando su evolución, y por tanto el momento en el que las reparaciones deben efectuarse.
- **Mantenimiento de oportunidad:** que es el que aprovecha las paradas o periodos de no uso de los equipos para realizar las operaciones de mantenimiento, realizando las revisiones o reparaciones necesarias para garantizar el buen funcionamiento de los equipos en el nuevo periodo de utilización.

2.1.2.2 Mantenimiento de Actualización

Es aquel cuyo propósito es compensar la obsolescencia tecnológica, o las nuevas exigencias, que en el momento de construcción no existían o no fueron tenidas en cuenta pero que en la actualidad si tienen que serlo.

La idea de prever y anticiparse a las diversas fallas de las máquinas y los equipos hace que sea necesario la utilización de una serie de datos que suministran directa o indirectamente los distintos equipos o sistemas que conforman la planta y que mediante la aplicación de un riguroso programa de mantenimiento logra garantizar la continuidad de los proceso de producción.

Definir cuál será el alcance del programa de mantenimiento puede ser priorizando equipos críticos, o tal vez iniciando por una línea o departamento, debemos considerar el alcance del proyecto y definir adecuadamente el presupuesto.

2.1.3 Beneficios y Alternativas más Relevantes del Mantenimiento

Los beneficios más relevantes del mantenimiento son los siguientes:

- Reduce las fallas y tiempos muertos (incrementa la disponibilidad de quipos e instalaciones).
- Incrementa la vida de los equipos e instalaciones.
- Mejora la utilización de los recursos.
- Reduce los niveles del inventario.
- Ahorro.

Las alternativas en cualquier implementación de un programa específico de mantenimiento deben considerar lo siguiente:

- No hacer nada.
- Solo reparar fallas.
- Contratar todos los mantenimientos.

2.1.4 Pasos Para un Efectivo Mantenimiento

Todas las empresas manejan modelos diferentes para la realización de las actividades de mantenimiento, dependiendo de cómo esté estructurada cada

organización, de las políticas y otros factores pero en general, todas las opciones se pueden manejar en un momento determinado.

El primer paso: desarrollar un programa de mantenimiento que determine exactamente qué es lo que se quiere obtener del programa.

Segundo paso: decidir qué tan extenso pueda ser el programa de mantenimiento. Qué equipos se deben incluir y dónde debe de iniciar.

- Maquinaria y Equipo a incluir.
- Áreas de operación a incluir.
- Decidir si se van a incluir disciplinas adicionales al programa de mantenimiento.
- Declarar la posición del mantenimiento.
- Medir el mantenimiento.
- Desarrollar un plan de entrenamiento.
- Reunir y organizar los datos.
- Establecer un programa de mantenimiento

Los equipos que se incluyan en el programa de mantenimiento preventivo deben de estar en el listado de equipos.

- Se requiere de una tabla de criterios (frecuencias de mantenimiento preventivo).
- Se requiere planear los operarios y contratistas para las órdenes de trabajo de MP, el programa necesitará de códigos de oficios y actividades.
- La planeación y el uso de materiales y refacciones en los registros del MP por máquina, requiere para ello ingresar con anticipación los artículos de inventario y enlazarlos a su programa de MP.
- Se deben tener procedimientos detallados o listados de rutinas.
- Tabla de frecuencias de mantenimiento preventivo.
- Si requiere de toma de lecturas, inspección diaria o rutas de lubricación se necesitará de un programa de tareas que soporte este tipo de MP.
- Establecer Procedimientos de mantenimiento

El programa de mantenimiento preventivo deberá incluir procedimientos detallados que deben ser completados en cada inspección o ciclo. Existen varias formas para realizar estos procedimientos en las órdenes de trabajo de mantenimiento preventivo.

Los procedimientos permiten insertar detalles de liberación de máquina o equipo, trabajo por hacer, diagramas a utilizar, planos de la máquina, ruta de lubricación, ajustes, calibración, arranque y prueba, reporte de condiciones, carta de condiciones, manual del fabricante, recomendaciones del fabricante, observaciones, etc.

2.1.5 Mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM)

El RCM fue desarrollado a fines de los sesenta por la industria aeronáutica, la cual vio la necesidad de identificar la mejor técnica de mantenimiento adecuada al sector de la aviación. Esta forma de mantenimiento posibilita una eficaz operación del Boeing 747, evitando estar mucho tiempo en tierra para mantenimiento preventivo. Los resultados fueron sorprendentes y en muy poco tiempo era herramienta estándar de las fuerzas militares norteamericanas y de la industria nuclear. Los otros sectores industriales fueron tentados a su práctica en los ochenta (petróleo, energía y minería)⁶.

El proceso ha permitido definir cuáles tareas de mantenimiento son adecuadas para cualquier activo físico. El RCM ha sido utilizado en miles de empresas: desde grandes empresas petroquímicas, minería, generación eléctrica, petróleo y derivados, metal-mecánica, etc.

La Norma SAE JA 1011 define el Mantenimiento Centrado en 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

⁶ DURAN, Jose Bernardo. The Woodhouse Parthership Limited. Inglaterra. 1999. <www.twpl.co.uk>

pueden causar fallas funcionales en cualquier activo físico en su contexto operacional”⁷.

En el libro 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”⁸.

“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”⁹.

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.

2.1.5.1 Aplicando el Proceso de RCM

Antes de establecer y analizar los requisitos de mantenimiento de cualquier organización, necesitamos conocer sus bienes, y decidir cuáles de ellos serán los sometidos al proceso de revisión de RCM. Esto significa que se debe preparar un registro de la planta si es que no hubiere uno.

La norma SAE JA 1011 (RCM), especifica los requerimientos que debe cumplir un proceso para poder ser denominado como RCM. La misma puede descargarse a través del portal de la SAE (www.sae.org).

Según esta norma, las 7 preguntas básicas del proceso RCM son:

⁷ SAE INTERNACIONAL. Evaluation Criteria for Reliability-Centered Maintenance (RCM) Processes. SAE.JA, 2009.

⁸MOUBRAY, Jhon. OP. Cit., p. 7.

⁹NASA. Reliability Centered Maintenance Guide for Facilities and Collateral Equipment. NASA, 2000. p. 1-1.

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

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

Para implementar RCM debe contarse con equipos de trabajo multifuncionales con participación de operadores, técnicos, ingeniería, seguridad y ambiente, así como especialistas cuando sean requeridos (procesos, instrumentación, HSEQ, etc.), el equipo debe estar entre 5 y 7 personas máximo, dirigidos por un facilitador que conozca la metodología RCM¹⁰.

2.1.5.2 Planificación

El RCM brinda mejoras remarcables en la efectividad del mantenimiento, y generalmente lo logra a una velocidad sorprendente. Los elementos claves para este proceso de planificación son:

- Decidir que bienes son lo que obtendrán un mayor beneficio del proceso de RCM, y como exactamente se verán beneficiados. Evaluar los recursos necesarios para aplicar el proceso a los bienes seleccionados.

¹⁰ DURAN, Jose Bernardo. The Woodhouse Parthnership Limited.Inglaterra.1999.< www.twpl.co.uk>

- En los casos donde los posibles beneficios justifican la inversión, decidir detalladamente quién llevara a cabo el proceso y quién auditara cada análisis, dónde y cómo, y hacer todos los arreglos para que reciban el entrenamiento necesario.
- Asegurar que el contexto operativo del bien, se entienda con claridad.

2.1.5.3 Grupos de Revisión

Se debe realizar una revisión de los requisitos de mantenimiento, esto debe ser realizado por grupos pequeños, que incluyan al menos una persona responsable de mantenimiento y una persona de la función operativa. Cada miembro debe además haber sido capacitado en RCM.

2.1.5.4 Facilitadores

Los grupos de revisión de RCM trabajan bajo la guía de especialistas altamente capacitados, conocidos como facilitadores. Los facilitadores son las personas más importantes en el proceso de RCM, su rol es garantizar que:

- El análisis de RCM se lleva a cabo al nivel correcto, que los límites del sistema están claramente definidos, que los ítems de importancia no son pasados por alto, y que los resultados del análisis son registrados apropiadamente.
- Que todos los miembros del grupo comprenden y aplican correctamente el proceso de RCM.
- El grupo concuerda en general de un modo convincente, mientras se retiene el entusiasmo y compromiso individual de los miembros.
- El análisis progresa con una rapidez razonable, y termina a tiempo.

2.1.5.5 Análisis RCM

El análisis de RCM aporta tres resultados tangibles:

- Rutinas de mantenimiento a seguir por el sector competente.
- Procedimientos operativos seguros para los operadores del bien.

- Una lista de áreas donde deban realizarse cambios, ya sean de diseño o del modo operativo, para revertir las situaciones en las que no se están logrando los niveles productivos deseados con la configuración actual.

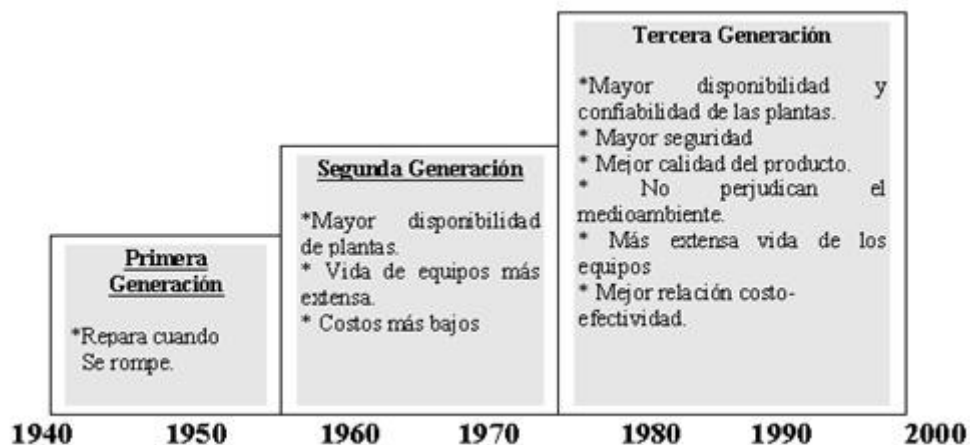
2.1.5.6 Auditorias e Implementaciones

Después de que se aprueba cada revisión, las recomendaciones se implementan incorporando rutinas de mantenimiento en las planificaciones y sistemas de control, cambios en los procedimientos operativos del bien, y proveyendo recomendaciones de modificaciones de diseño a las autoridades del sector correspondiente.

2.1.5.7 Logros del RCM

Permite que las funciones de mantenimiento completen todas las expectativas detalladas, reconociendo y aplicando:

Figura 12. Muestra cómo evoluciona las expectativas del mantenimiento



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

- Mayor seguridad e integridad medioambiental.
- Desempeño operativo optimizado.
- Mejor relación costo-efectividad.

- Mayor vida útil en equipos de costos elevados.
- Un banco de datos comprensible:
- Mejoras en la motivación individual:
- Mejora en el trabajo en equipo:

2.1.5.8 Implementación de las Recomendaciones

La aplicación formal del proceso de RCM finaliza con planillas de decisión completas. Esto especifica un número de tareas y de rutina que necesitan ser realizadas a intervalos regulares para asegurar que el bien continúa cumpliendo con las funciones que los usuarios esperan.

Sin embargo, para poder obtener los máximos beneficios a largo plazo de RCM, se deben seguir pasos para implementar de manera formal las recomendaciones. Estos pasos deben asegurar que:

- Todas las recomendaciones están aprobadas formalmente por el superior con responsabilidad general sobre el bien.
- Todas las tareas de rutina están descritas de modo claro y conciso.
- Todas las acciones que requieren cambios sean identificadas e implementadas correctamente.
- Los cambios en las tareas de rutina y en los procedimientos de operación sean incorporados en paquetes de trabajo apropiados.

Los paquetes de trabajo y los cambios son implementados. Esto implica específicamente:

- Incorporar los paquetes de trabajo en sistemas que aseguren que serán llevados a cabo por las personas adecuadas, en el momento preciso, y serán realizados correctamente.
- Asegurar que se encarara con rapidez cualquier falla encontrada.

2.1.5.9 Beneficios de Implementar RCM

La implementación del RCM debe llevar a equipos más seguros y confiables, reducción de costos (directos e indirectos), mejora en la calidad del servicio, y en el cumplimiento de las normas de seguridad y medio ambiente. El RCM también está asociado a beneficios humanos, como mejora continua en la relación entre distintas áreas de la empresa, fundamentalmente un mayor entendimiento entre mantenimiento y operaciones. Los puntos más sobresalientes de implementar en una metodología RCM son:

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

3. NORMATIVA

Dentro de la normatividad empleada en esta investigación para establecer un análisis de confiabilidad en los equipos y/o procesos se tiene.

3.1 NORMA ISO 14224¹¹

La norma internacional ISO 14224 presenta los lineamientos para la especificación, recolección y aseguramiento de la calidad de los datos de confiabilidad y mantenimiento de equipos en un formato normalizado para las áreas de perforación, producción, refinación y transporte de petróleo y gas natural en oleoductos y gasoductos, respectivamente. Los principales objetivos de la aplicación de esta norma son:

- Especificar los datos que serán recolectados para el análisis de: 4.3.1.1.1 Diseño y configuración del sistema.
- Seguridad, disponibilidad y confiabilidad de los sistemas y las plantas.
- Costo del ciclo de vida.
- Planeación, optimización y ejecución del mantenimiento.
- Especificar datos en un formato normalizado, a fin de:
 - Permitir el intercambio de datos sobre confiabilidad y mantenimiento entre plantas, propietarios, fabricantes y contratistas.
 - Asegurar que los datos de confiabilidad y mantenimiento son de calidad suficiente, según el análisis que se pretende realizar.

¹¹ ISO 14224. Industria de Petróleo y Gas – Recolección e intercambio de Datos de Confiabilidad y Mantenimiento de Equipos. 2008 <www.acp.com.co>

3.2 NORMA SAEJA1011¹²

De las siglas SAE, Society of Automotive Engineers (Sociedad de Ingenieros Automotrices), desarrolló una norma que enmarca los criterios de evaluación del proceso del mantenimiento centrado en confiabilidad RCM. La razón principal de SAEJA1011 se basa en que la terminología RCM estuvo siendo aplicada a una multitud de mejoras en el programa de mantenimiento preventivo que no tenía ninguna base técnica o lógica y no fue desarrollada sistemáticamente.

Esta norma expone siete preguntas básicas:

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

3.3 NORMA SAEJ1739¹³

La normatividad que soporta el diseño y elaboración de un FMEA y FMECA. Descrito como un grupo sistematizado de actividades destinadas a:

- Reconocer y evaluar la falla potencial de un producto / proceso y su efecto.
- Identificar las acciones que podrían eliminar o reducir la posibilidad que un posible fracaso se produzca.

¹²SAE JA1011 .Evaluation Criteria for Realiability-Centered Maintenance (RCM) Processes. Society of Automotive Engineers, Inc. 1999. 30p.

¹³ Norma SAEJ1739 – Tomado de la Web Sept 2012 en la dirección: <http://confiabilidad.net/articulos/analisis-iso-14224-oreda>

- Documentar el proceso es complementario al proceso de definición de lo que es un diseño o proceso debe hacer para satisfacer al cliente

3.4 NORMA IEC 61508¹⁴

La norma industrial IEC 61508 “Seguridad Funcional de los Sistemas Eléctricos/Electrónicos/Electrónicos Programables relacionados a la seguridad” dirigida a los diseñadores y fabricantes de equipos, establece que un Sistema Instrumentado de Seguridad SIS está compuesto por Funciones Instrumentadas de Seguridad (SIF por sus siglas en ingles). Cada Función Instrumentada de Seguridad SIF es un lazo de seguridad compuesto por tres elementos principales: Un elemento primario de medición (sensor-transmisor), un solucionador lógico, y un elemento final (Actuador de Seguridad). El propósito de la Función Instrumentada de Seguridad SIF, -medida de seguridad-, es el de llevar el proceso industrial a un estado seguro (riesgo remanente aceptado) cuando se han violado condiciones extremas predeterminadas.

El Solucionador Lógico del sistema de SIS puede integrar y desarrollar una o más funciones Instrumentadas de Seguridad SIF, las cuáles cuentan con un Nivel de Integridad de seguridad SIL específico.

La norma establece 4 niveles para el Nivel de Integridad de Seguridad, los cuáles son SIL 1, SIL 2, SIL 3 o SIL 4 (el SIL 4 es para aplicaciones nucleares).

El nivel SIL 1 es el que establece más bajas especificaciones y el nivel SIL 4 el que establece mayores especificaciones.

Dado que el nivel SIL representa el grado de certidumbre requerido para el desempeño de la Función Instrumentada de Seguridad, IEC 61508 determina que el nivel SIL varía en función no solo del diseño y proceso constructivo de los equipos que conforman el lazo de seguridad, sino también del factor de cobertura del diagnóstico de fallas que suministren estos equipos. En otras palabras, sin

¹⁴ IEC 61508, Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety-related systems – Part 2: Requirements for electrical/electronic/programmable electronic safety related systems

diagnostico el SIL es bajo, pero se eleva cuando se provee diagnósticos en tiempo real del equipo, así como el intervalo de ejecución de pruebas del funcionamiento adecuado –intervalo de pruebas-, de la velocidad de respuesta y del tiempo medio de reparación de fallas.

La IEC 61508, consta de 7 partes:

- IEC 61508-1 Requisitos generales.
- IEC 61508-2 Requerimientos de los sistemas eléctricos/electrónicos/electrónicos programables relacionados a seguridad.
- IEC 61508-3 Requisitos de software.
- IEC 61508-4 Definiciones y abreviaturas.
- IEC 61508-5 Ejemplos de métodos para la determinación de los niveles Integridad de seguridad.
- IEC 61508-6 Guías para la aplicación de IEC 61508-2 e IEC 61508-3.
- IEC 61508-7 Revisión general de técnicas y medidas.

3.5 NORMA IEC 61511¹⁵

La norma IEC 61511 “Seguridad funcional, -Sistemas Instrumentados de Seguridad para el Sector de la Industria de Procesos” dirigida a los usuarios finales, establece que estos deben cumplir un ciclo de vida del SIS, el cual incluye el análisis actualizado del riesgo, diseño, instalación, comisionamiento, validación, operación, mantenimiento, modificaciones y desmantelamiento del SIS.

Este ciclo requiere la implementación de procedimientos operativos de trabajo (manual de procedimientos), la documentación de las pruebas funcionales, y el registro de los eventos asociados. De este modo, el usuario que requiera la implementación de un SIS con un nivel SIL determinado, no solo debe asegurarse que el equipo que solicita y adquiere cumpla con IEC 61508, sino que además

¹⁵ Norma IEC 61511: Functional safety – Safety instrumented systems for the process industry sector – Part 2: Guidelines in the application of IEC 61511-11. First edition 2003-01.

debe asegurarse que el mismo cumplirá la Norma IEC 61511, mediante la actualización constante del ciclo de vida del SIS.

La IEC 61511, consta de 3 partes:

- IEC 61511-1 Entorno de aplicación, definiciones, requerimientos de los sistemas (hardware y software).
- IEC 61511-2 Guía para la aplicación de la IEC 61511-1.
- IEC 61511-3 Guía para la determinación de los niveles SIL requeridos.

4. LEVANTAMIENTO DE INFORMACION DE EQUIPOS

4.1 DESCRIPCION DE LOS SISTEMAS DE CONTROL

En las plantas existen sistemas de control que aseguran la supervisión y el control integral de los sistemas de transporte, durante todo el proceso, es decir: alineación, arranque, control de puntos de operación, parada y desalineación del sistema, a través de comandos individuales manuales o mediante secuencias automáticas que cubren desde los tanques de almacenamiento en la planta de despacho inicial hasta los tanques de recibo de la planta de destino final, incluyendo las plantas de rebombeo, reductoras de presión, entregas al paso, inyección al paso, donde aplique.

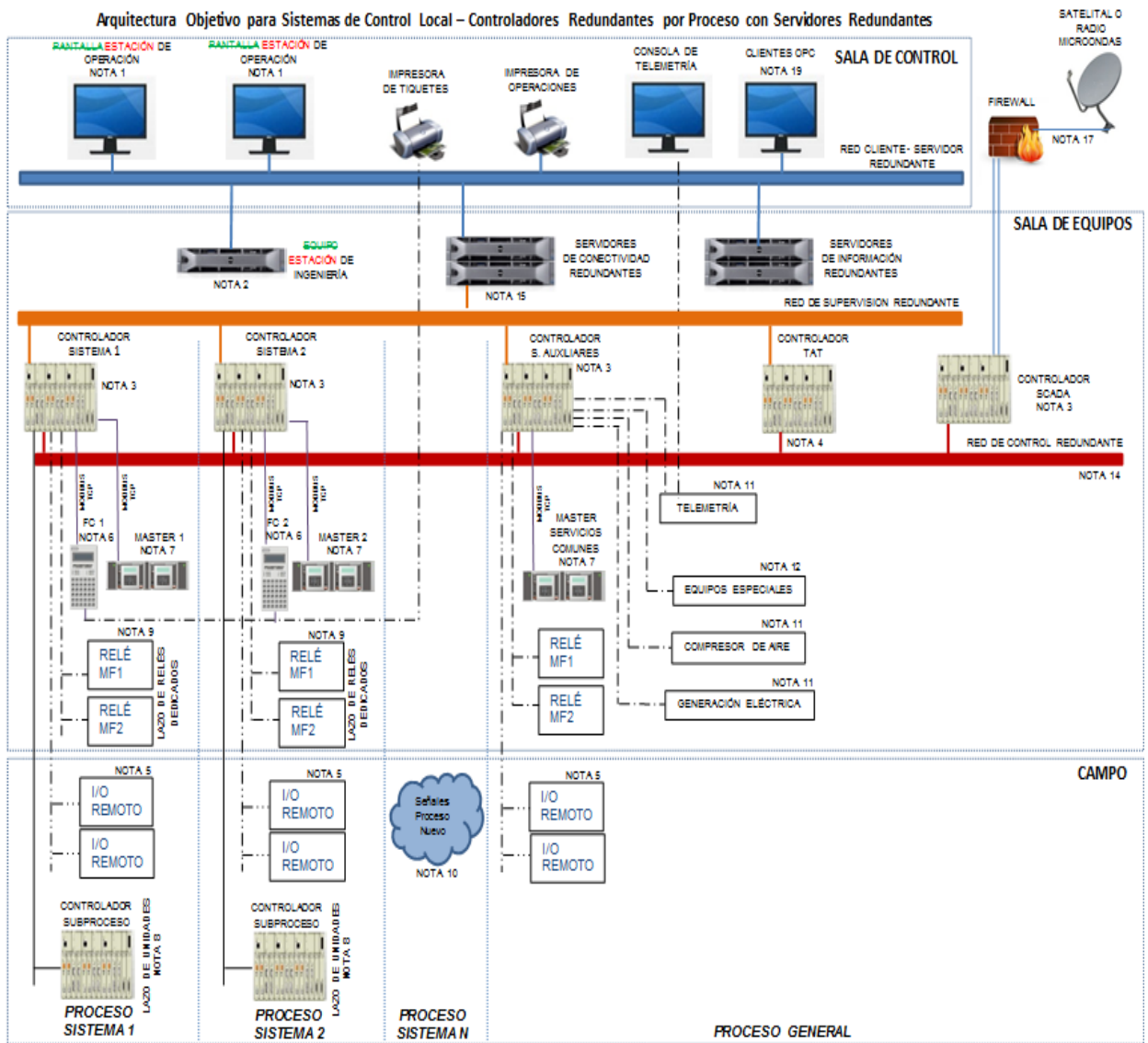
Los sistemas de control tienen una arquitectura modular, por procesos, que permita operaciones independientes en cada uno de los sistemas de transporte que llegan o salen de las estaciones pertenecientes a la Vicepresidencia de Transporte de Ecopetrol (VIT). Como se muestra en la siguiente figura 13.

Los elementos que conforman un sistema de control local (SCL) incluyen los siguientes equipos y redes de comunicaciones:

- Red Cliente – Servidor
 - Estaciones de Operación.
 - Estaciones Clientes OPC (Opcional).
- Red de Supervisión
 - Servidores de información (Aplicaciones, Gráficos, Históricos).
 - Estación de Ingeniería.
- Red de Control
 - Controladores de Proceso.
 - Controlador de Sistemas Generales (Auxiliares).
 - Controlador TAT (Provisional / Opcional).
 - Controlador SCADA.
 - Buses de Campo.

- Concentradores Remotos I/O.
- Controladores Especializados por Proceso
 - Relés de protección eléctrica (Relés multifuncionales).
 - Computadores de flujo para la medición dinámica de productos.
 - Computadores de flujo para la medición en sistemas de cargue o descargue (transporte terrestre o fluvial).
 - Estaciones maestras para el control de válvulas motorizadas.

Figura 13. Arquitectura Objetivo Sistemas de Control



Fuente: Ecopetrol. Estándar SCL. Arquitectura Objetivo

- Controladores dedicados a unidades de bombeo
 - Equipos para monitoreo y protección por vibraciones.
 - Variadores de Velocidad – “Variable Frequency Drives” (VFDs).
 - Arrancadores Suaves (“SoftStarters”).
- Controladores Especializados Generales
 - Sistema de Medición Estática de Tanques (Telemetría) / Consola de Telemetría (Opcional).
 - Sistema de Generación Eléctrica.
 - Sistema de Protección Eléctrica (“Switch Gears” / Transformadores / Motores Eléctricos).
 - Sistema de Potencia Ininterrumpida (UPS).
 - Centro de Control de Motores (CCM).
 - Sistema de Compresión de Aire (industrial y de instrumentos).
 - Sistema de Generación de Vapor.
 - Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS) / Sistema de Parada de Emergencia (ESD).
 - Sistema de Detección de Fuego y Gas (F&G).
 - Panel de ignición y control de tea.

Actualmente en estos elementos se concentra una cantidad importante de fallas que afectan la disponibilidad, confiabilidad y mantenibilidad de los sistemas de control de las plantas, sin embargo no existe ningún tipo de diferenciación en los procedimientos y rutinas de mantenimiento que se aplican, razón por la cual se ve la necesidad de poder ordenar y clasificar las actividades de mantenimiento dependiendo la función y las características técnicas de cada elemento que conforma el sistema de control.

4.2 SISTEMA DE SECCIONAMIENTO AUTOMATICO SSA

El SSA es un Sistema instrumentado de seguridad cuyas funciones son la detección de fugas producidas en orificios mayores a tres pulgadas (3") de diámetro y cerrar las válvulas de seccionamiento requeridas para aislar la fuga y minimizar el volumen de fluido derramado, reduciendo las posibles consecuencias de un derrame.

El estudio HAZOP – LOPA y los requerimientos de seguridad SRS definen una única función instrumentada de seguridad para cada una de las casetas del poliducto: “Ante la detección de fuga mayor por el SIS, cerrar las válvulas de seccionamiento del segmento respectivo y enviar la indicación de parada del bombeo por el canal de comunicación establecido, a la estación respectiva.

RRF para la SIF definida es: 39,16, para un requerimiento SIL 1.

El MTTR especificado en las SRS para el Logic Solver es 24 horas.

La implementación de la SIF compone los siguientes elementos:

- Un (1) Transmisor de presión PIT.
- Un medidor de flujo.
- Un Logic Solver (Objeto de esta descripción Funcional).
- Un (1) Conjunto de actuador Electrohidráulico y válvula de seccionamiento.

4.2.1 Características y Arquitectura del Hardware Logic Solver¹⁶

El Logic Solver usado para la aplicación actual está basado en la plataforma Aadvance ICS triplex de Rockwell Automation certificado para aplicaciones de seguridad.

Cada una de las casetas del poliducto tiene un gabinete para el Logic Solver, aunque la función es igual en todas las casetas, existen dos tipos de arquitectura de hardware del Logic Solver:

¹⁶ Rockwell Automation, Descripción general y de mantenimiento SSA – referencia M9830N117 / 118 Rev. 07/12-0.

Arquitectura tipo 1:

- Un (1) Módulo procesador CPU T9110 (Configuración 1oo1D).
- Un (1) Módulo de 8 salidas digitales T9451 (Configuración 1oo1D).
- Dos (2) Módulos de 16 entradas digitales T9402 (Configuración 1oo1D).
- Dos (2) Módulos de 8 entradas analógicos T9431 (Configuración 1oo1D).

Figura 14. Arquitectura de Logic Solver tipo 1



Fuente: Ecopetrol. Descripción general y de mantenimiento Logic Solver del SSA

Arquitectura tipo 2:

- Un (1) Módulo procesador CPU T9110 (Configuración 1oo1D).
- Un (1) Módulo de 8 salidas digitales T9451 (Configuración 1oo1D).
- Dos (2) Módulos de 16 entradas digitales T9402 (Configuración 1oo1D).
- Un (1) Módulo de 8 entrada analógico T9431 (Configuración 1oo1D).

Figura 15. Arquitectura de Logic Solver tipo 2



Fuente: Ecopetrol. Descripción general y de mantenimiento Logic Solver del SSA

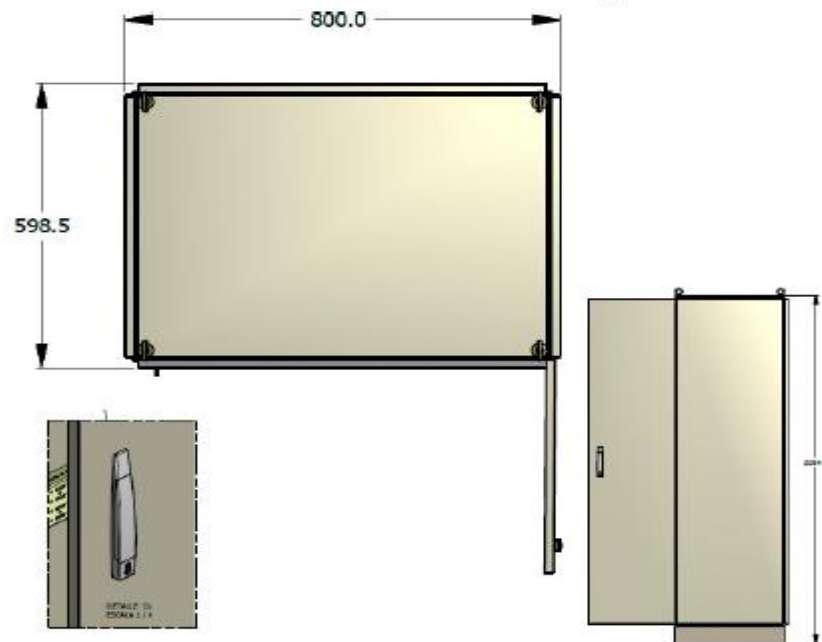
4.2.2 Gabinete del Logic Solver

El Gabinete usado para albergar al Logic Solver es Rittal de la línea TS8 y cumple con las siguientes características:

Tabla 1. Características técnicas de los gabinetes de control

ENCERRAMIENTO			FABRICANTE			PRUEBA IK	
GRADO DE PROTECCION	IP 55 /NEMA 12		RITTAL			12	
PINTURA			SISMORESISTENTES			DISEÑO	
3 FASES EXTERIOR			NIVEL 4			MODULAR	
DIMENSIONES			Placas de Montaje	Al. (mm)	An. (mm)	Puertas	
ALTO	2000	mm	Frontal	1896	699	Frontal	1
ANCHO	800	mm	Lateral Izquierda	1896	499		
PROFUNDO	600	mm	Lateral Derecha	1896	499	Posterior	NO
BASE	100	mm	Entrada de Cables superior e inferior.				

Figura 16. Esquema Gabinete Logic Solver



Fuente: Ecopetrol. Descripción general y de mantenimiento Logic Solver del SSA

El gabinete de Logic Solver cuenta con un ventilador interno para recirculación de aire y una resistencia de calefacción controlada por un higrostató para el control de la humedad en el tablero.

Para la alimentación del Logic Solver y sus equipos anexos se tienen las siguientes fuentes de alimentación:

- **Fuentes de alimentación Logic Solver:** Para la alimentación de los procesadores y módulos de IO y comunicación del Logic Solver se dispone de dos fuentes de 24 VDC en redundancia; una de las fuentes se encuentra instalada en el gabinete del Logic Solver y se alimenta de 120 VAC externo, la otra fuente viene de un sistema de distribución externo que suministra 24 VDC directamente de una UPS.
- **Fuentes de alimentación IO:** Para la alimentación de entradas y salidas se usa un sistema de distribución externo que suministra dos fuentes independientes y redundantes de 24 VDC provenientes de una UPS.

- **Fuente de alimentación Auxiliares:** Para la alimentación de los circuitos auxiliares del gabinete (Ventilador, Tomas, higrstato, etc.) se usa una alimentación externa e independiente de 120VAC.

4.2.3 Unidad central de proceso “CPU” del Logic Solver¹⁷

El módulo T9110 es la unidad central de proceso de la plataforma Aadvance. El módulo del procesador tiene a cargo entre otras las siguientes tareas y / o procesos:

- Ejecución del “Aadvance Safety Kernel” para ejecución de la aplicación lógica.
- Comunicación con los módulos de IO para la lectura y procesamiento de entradas y la escritura de datos de salida.
- Comunicación con otros procesadores sobre la red de controladores.
- Diagnósticos periódicos del controlador.
- Comunicación con otros sistemas como estación de operación, estación de ingeniería y Gateway.
- Encapsulado de mensajería y verificación de comunicación segura entre nodos.

Especificaciones del procesador del SSA. Tabla 2.

4.2.4 Entradas Digitales

El módulo T9402 se encarga de monitorear 16 canales de entrada digital aislados, el módulo notifica al procesador del estado de cada dispositivo de campo y diagnóstico del canal y módulo. Cada módulo envía al procesador indicación digital y análoga con la lectura del voltaje así como diagnósticos de línea y detección de falla.

¹⁷ Rockwell Automation, Descripción general y de mantenimiento SSA – referencia M9830N117 / 118 Rev. 07/12-0

La fuente a campo es independiente en conexiones y circuitos del resto del sistema protegiendo de esta forma el procesador antes fallas de campo. Un arreglo de “watchdog” independiente monitorea el estado del módulo para accionar mecanismos de acción ante falla.

Todas las señales de entrada digitales están aisladas eléctricamente, Todas las entradas llevan fusibles independientes, las señales desde instrumentos y actuadores son del tipo intrínsecamente seguros con el uso de barreras IS. Referencia *KFD2-SR2-Ex2.W* del fabricante Pepperl+Fuchs.

Tabla 2. Características técnicas Módulo de Procesador Advance T9110

ATRIBUTO	VALOR
Configuración	1oo1D (Posibilidad de llevar a 1oo2D o 2oo3D con la adición de Módulos)
Reloj del Procesador	400 MHz
Memoria : Boot Flash	512kB
SRAM	512kB
Bulk Flash	64 MB
SDRAM	32 MB
Safety Integrity Level (SIL capable)	1 processor : Up to SIL Safety Applications.
Io Modules supported	48
Requerimientos Fuentes de Voltaje	Fuente redundante de +24 VDC nominal.
Disipación estimada	8W
Temperatura estimada sobre el modulo	43 °C \pm 5 ° C
Dimensiones (HxWxD)	166 mm x 42mm x 118mm
Peso	430 g
Cubierta	Plástica no inflamable
Temperatura de Operación	-25 ° C a 60 ° C
Temperatura Almacenamiento	-40 ° C a 70 ° C
Humedad de Operación	10% a 95 % RH, no condensante
Humedad Almacenamiento	10% a 95 % RH, no condensante

4.2.5 Entradas Análogas

El módulo T9431 se encarga de monitorear 8 canales de entrada análoga aislados y mide corriente de entrada en el rango de 0 mA a 24 mA, el módulo notifica al procesador del estado de cada dispositivo decampo y diagnóstico del canal y

módulo. Cada módulo envía al procesador indicación digital y análoga, diagnósticos de línea y detección de falla.

La fuente a campo es independiente en conexiones y circuitos del resto del sistema protegiendo de esta forma el procesador antes fallas de campo. Un arreglo de “watchdog” independiente monitorea el estado del módulo para accionar mecanismos de acción ante falla.

Cada canal análogo tiene la posibilidad de ser conectado a instrumentación inteligente 4-20 mA HART para tener información de diagnóstico y adicional del instrumento.

Todas las señales de entrada análogas están aisladas eléctricamente, Todas las entradas llevan fusibles independientes, las señales desde instrumentos y actuadores son del tipo intrínsecamente seguros con el uso de barreras IS. Referencia *KFD2-STC4-Ex1* y *KFD2-STC4-Ex2* del fabricante Pepperl+Fuchs.

4.2.6 Entradas Tipo Pulso

Para la conexión de las señales de pulso provenientes de los transmisores de flujo se usan barreras IS referencia *KFD2-UFC-1.D* del fabricante Pepperl+Fuchs. La barrera actúa como acondicionador de señal con salida análoga conectada a módulo de entradas análogas del Logic Solver. Todas las señales de entrada de pulsos están aisladas eléctricamente, Todas las entradas llevan fusibles independientes.

4.2.7 Salidas Digitales

El módulo T9451 se encarga de comandar hasta 8 elementos finales manejando hasta 1 A 32 VDC por cada dispositivo, el módulo notifica al procesador diagnóstico del canal y módulo. Cada canal es aislado.

La fuente a campo para cada canal es redundante e independiente en conexiones y circuitos del resto del sistema protegiendo de esta forma el procesador antes fallas de campo. Un arreglo de “watchdog” independiente monitorea el estado del módulo para accionar mecanismos de acción ante falla.

Todas las señales de salidas digitales están aisladas eléctricamente, Todas las salidas llevan fusibles independientes, las señales a actuadores son del tipo intrínsecamente seguros con el uso de barreras IS. Referencia *KFD0-SD2-Ex1.1045* del fabricante Pepperl+Fuchs.

4.2.8 Comunicaciones

Cada módulo procesador tiene dos puertos Ethernet 10/100BASE-TX aislados e independientes eléctrica y funcionalmente. Cada puerto Ethernet es configurable para los siguientes protocolos:

- Modbus TCP.
- CIP.
- SNCP (Safety Network control protocol) Para comunicación segura Aadvance.
- Peer to peer protocol Aadvance.

Cada módulo procesador tiene dos puertos seriales para conexión mediante protocolo Modbus. Estos puertos son funcional y eléctricamente aislados, soportan RS-485 (4 – 2 wire) en diferentes velocidades de transmisión.

4.2.9 Plataforma de Supervisión

La interfaz de operación HMI se ubicara en la estación de origen y servirá para el monitoreo de estados de las casetas que conforman el SSA. El sistema de supervisión está basado en la Plataforma Factory Talkview SE de Rockwell Automation en configuración distribuido cliente – servidor, en el SSA se tienen los siguientes equipos en la plataforma de supervisión:

- **Servidor de datos y pantallas:** En este servidor se toman los datos y se almacenan los despliegues para ser consultados en la estación de operación. También este servidor tiene instalado Factory Talk Historian que sirve como historiador de la aplicación sobre base de datos de PI ossisoft.

- **Estación de Operación:** En esta estación se consulta las pantallas y los datos del Servidor, desde este punto el operador puede monitorear el estado de las casetas y aceptar operaciones de cierre de válvulas.
- **Estación de Ingeniería:** En esta estación se realizan cambios en pantallas de operación y se accede a la aplicación de seguridad en Aadvance Workbench.

4.2.10 Software de Programación

El software usado para la programación del Logic Solver Aadvance es el programa Aadvance Workbench. Este programa estará instalado en la estación de ingeniería del SSA.

El software Aadvance **Workbench** cumple con la norma industrial IEC61131 y ofrece las siguientes funciones:

- regula el flujo de decisiones de control para un sistema de control distribuido que interactúa.
- proporciona la consistencia de los datos.
- proporciona un medio para el funcionamiento sincrónico de los dispositivos.
- elimina la necesidad de tener esquemas sincrónicos separados.
- facilita el desarrollo y el mantenimiento de sistemas robustos.

Es un entorno de desarrollo seguro que requiere una licencia de hardware o software para ejecutarse en un equipo PC. También existe una llave de activación de programa que debe conectarse en la unidad base de procesador para permitir que el usuario modifique y descargue el recurso de aplicación o acceda a la herramienta Aadvance Discovery para definir o cambiar la dirección IP del controlador. Al extraer la llave de activación de programa, protege la aplicación contra el acceso y los cambios no autorizados.

El entorno de desarrollo incluye:

- herramientas para el desarrollo de programas.
- documentación de programa.

- gestión de biblioteca de bloques de funciones.
- archivado de aplicación.
- configuración de base de datos.
- utilidades de importación/exportación.
- monitoreo en línea.
- simulación sin conexión y cambios en línea controlados.

Los programas se pueden simular y probar en el equipo antes de descargarlos al hardware del controlador. También se incluye un conjunto de herramientas de configuración que le permite definir la arquitectura de hardware en el software, configurar la funcionalidad del procesador y conectar las variables de la aplicación al programa de recurso de la aplicación **Workbench** que monitoreará la información de estado del módulo de procesador y de E/S e informará los valores de datos del canal de E/S a **Workbench**. Las aplicaciones de control pueden distribuirse por varias plataformas de hardware y comunicándose entre sí a través de las redes.

Workbench es un entorno de desarrollo de software completo para un controlador que permite crear aplicaciones de control local y distribuido utilizando los cinco lenguajes de IEC 61131-3. Es posible seleccionar un lenguaje o una combinación de lenguajes que mejor se ajuste a su conocimiento y estilo de programación y a la naturaleza de la aplicación.

Los lenguajes de programación usados para el SSA son:

- Bloques de función (FB, Function Block).
- Texto estructurado (ST, Structured text).

4.2.11 Diagnóstico

Fuentes: Se mostrará en el sistema supervisión el estado de cada Fuente de alimentación del sistema para reconocer fallas que no permitan operar al sistema de forma segura. Se tiene diagnóstico sobre:

- Fuente de gabinete 24 VDC para Logic Solver.

- Fuente externa 24 VDC para alimentación redundante de Logic Solver.
- Fuentes externas redundantes de instrumentación.
- Estado de UPS.

Procesador: Se mostrará en el sistema supervisión el estado de cada procesador, se tienen entre otras las siguientes señales de estatus:

- Estado general del sistema.
- Estado del procesador (Running, Ready, Fault).
- Temperatura del procesador.
- Estado Fuente de alimentación 24 VDC (1 y 2).
- Estado de la batería.
- Variables de entrada y salida forzadas.

Señales Forzadas: El sistema permite realizar “Force” a estado de “Encendido” o “Apagado” de las señales de entrada y/o salidas. Los forces deben ser habilitados en el controlador.

Si una entrada es Forzada a estado “Encendido” o “Apagado”, el sistema dará una indicación de Falla de Entrada, haciendo referencia al punto de entrada que se encuentra en falla, indicando el número de slot y de entrada. Si una salida es forzada a estado de “Encendido” o “Apagado”, y se trata de una señal de “Salida Crítica”, el sistema detectará una falla de salida, dependiendo de si el estado de la salida esperado por la lógica de control no coincide con el estado que es monitoreado por la respectiva entrada, como por ejemplo, que la salida para abrir una válvula este “Encendida” cuando la válvula deba estar cerrada de acuerdo a la lógica.

Diagnóstico y seguridad de Entradas y Salidas: El sistema realiza un diagnóstico de las entradas, salidas y sus módulos. Todas las entradas y salidas del sistema son diagnosticadas, y en caso de existir falla en alguna, la IHM del sistema dará una indicación de Falla de canal, haciendo referencia al punto de entrada que se encuentra en falla, e indicando el número de slot y de entrada.

Una falla presente en alguna entrada del controlador no significa que existe una demanda de disparo o condición anormal de proceso asociada a esa entrada. Sin embargo, si la señal en falla se encuentra configurada como señal crítica, el sistema empezara un temporizador para dar tiempo para solucionar la falla dentro del MTTR (24 Horas), si la falla no es restablecida dentro de este tiempo el operador podrá decidir si dar cierre o no a la válvula, si se decide seguir operando se entrara en estado de seguridad degradada.

Entre las señales de diagnóstico para módulos de entrada y salida se tiene:

- Estado Voltaje de Alimentación a campo.
- Falla de canal.
- Falla de línea.
- Fallo de Módulo.
- Estado de Módulo (Ready ,Running, Fault).

Diagnóstico de dispositivos de proceso: El sistema realiza un diagnóstico del estado de las válvulas de bloqueo. Este diagnóstico es realizado por el controlador del SSA de forma continua.

Cuando la salida es llevada a estado de “Abrir” o “Cerrar” para la activación o desactivación de comando a la válvula, es iniciado un temporizador. Si el sistema no recibe una retroalimentación de confirmación de que el dispositivo ha alcanzado el estado esperado antes que el temporizador finalice, el sistema generará una alarma de Falla asociada al estado esperado no alcanzado.

5. ANALISIS RCM EN EL SISTEMA INSTRUMENTADO DE SEGURIDAD

El objeto de estudio de la presente monografía es el sistema instrumentado de seguridad ubicado en las plantas de bombeo y rebombeo que interactúan con las casetas de seccionamiento de las líneas de transporte de hidrocarburos. El alcance del mismo son los equipos, componentes y accesorios que intervienen directamente en el control y supervisión del proceso, el límite del subsistema o equipo es la alimentación eléctrica desde el punto de conexión del equipo.

De igual manera el sistema conformado por la válvula de seccionamiento no hace parte de este estudio debido a que, aunque es muy importante para la seguridad del proceso, no interviene directamente en el correcto desempeño del funcionamiento del sistema de control.

Para el caso se consideró el sistema instrumentado de seguridad como un sistema con varias entradas (módulos IOS) y una salida (control sobre la válvula de seccionamiento) y como subsistema a los transmisores de presión y flujo dado que dichos equipos posibilitan que el sistema realice su función operativa.

Para tal fin se contó con el soporte de un equipo facilitador conformado por representantes de operaciones y personal técnico de mantenimiento que preparó y validó la información en campo referente a:

- Árbol de validación de equipos.
- Identificación de modos de falla.
- Mantenimiento actual del sistema SSA.
- Preparación de material de soporte.
- Realización de talleres en sitio.
- Registro de información requerida para análisis.
- Generación y consolidación de resultados.

5.1 MODELO DE CRITICIDAD

El análisis de criticidad permite identificar y jerarquizar sistemas, instalaciones y equipos en función de su impacto global, con el fin de facilitar la toma de decisiones. Por su importancia los elementos de las plantas de bombeo y rebombeo sobre los que se realiza el modelo de criticidad serán el sistema instrumentado de seguridad, para el cual vale la pena dirigir recursos (humanos, económicos). Para este caso se propone seguir la metodología desarrollada por la consultoría inglesa “The Woodhouse Partnership Limited”, llamado el modelo de criticidad de “Factores ponderados basados en el riesgo”. En donde el concepto del riesgo se define así:

Criticidad Total = Frecuencia x Consecuencia.

Frecuencia = Rango de fallas en un tiempo determinado (fallas/año).

Consecuencias = (Impacto operacional x Flexibilidad) + Costos de Mntto. + Impacto Seguridad y Ambiente.

La idea es hacer la matriz acorde a la valoración RAM que se realiza en las plantas de bombeo y rebombeo para todos los trabajos y que cumpla a cabalidad con la filosofía RCM. Los Factores ponderados evaluados fueron:

Tabla 3. Factores Ponderados

Frecuencia de Fallas	Niveles
Mayor a 2 fallas por año	4
Una a dos fallas por año	2
Menor a una falla por año	1
Impacto operacional	Niveles
Parada de planta	10
Parada del sistema de monitoreo	7
Perdida de inventario parcial	4
No hay impacto en operación	1
Flexibilidad operacional	Niveles
No hay función de repuesto	4

Repuesto disponible en fábrica	2
Repuesto disponibles	1
Costos de mantenimiento anual	Niveles
Mayor a 10% del valor del equipo	2
Menor a 10% del valor del equipo	1
Medio ambiente y seguridad	Niveles
Afecta la seguridad humana	10
Afecta las instalaciones	7
Provoca daños menores	4
No provoca daños ambientales	1

Una vez evaluado en consenso con operaciones, mantenimiento, proceso y personal de seguridad cada uno de los factores presentados en la tabla anterior, se introducen en la fórmula de Criticidad Total y se obtiene el valor global de criticidad.

El Máximo valor de criticidad que se puede obtener a partir de los factores ponderados evaluados es igual a 200. Para obtener el nivel de criticidad de cada sistema se toman los valores totales individuales de cada uno de los factores principales: frecuencia y consecuencias y se ubican en la matriz de criticidad, en donde el valor de frecuencia se ubica en el eje Y, el valor de la consecuencias en el eje X. La matriz de criticidad mostrada a continuación permite jerarquizar los sistemas en cinco áreas:

Área de sistemas No Críticos (N).

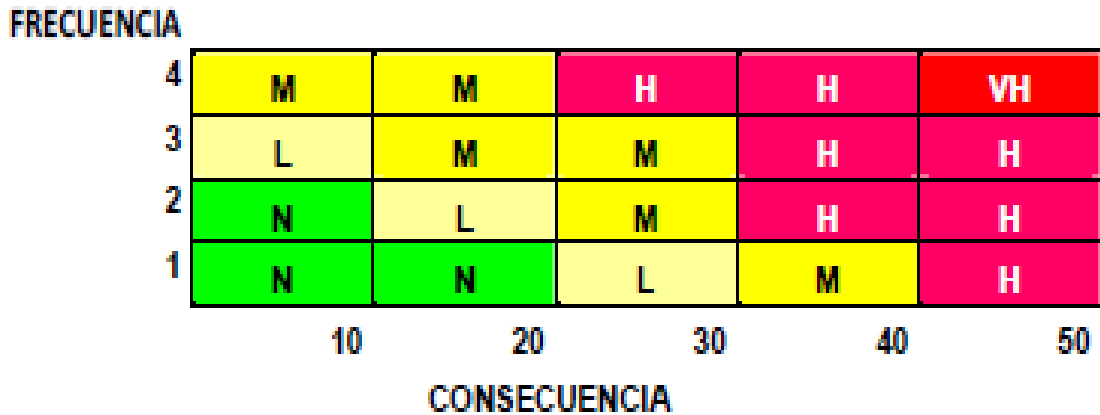
Área de criticidad Baja (L).

Área de sistemas de Media Criticidad (M).

Área de sistemas Críticos (H).

Área de sistemas muy Críticos (VH).

Figura 17. Matriz de criticidad



Entre la documentación recopilada se tiene el plan y ejecución de mantenimiento de los dos últimos años, los manuales de cada uno de los equipos, los chequeos durante los mantenimientos preventivos, los históricos del equipo registrados en el software del mismo, el presupuesto de cada año y cotizaciones del costo actual de todos los equipos.

Para facilitar la recopilación de datos y el estudio de cada uno de los equipos, se utilizó el siguiente formato:

Tabla 4. Estudio de criticidad por factores ponderados

ESTUDIO DE CRITICIDAD SISTEMA INSTRUMENTADO DE SEGURIDAD		
Elemento : _____		
Fecha : _____		
Frecuencia de Fallas	Niveles	Elección
Mayor a 2 fallas por año	4	
Una a dos fallas por año	2	
Menor a una falla por año	1	
Impacto operacional	Niveles	Elección
Parada de planta	10	
Parada del sistema de monitoreo	7	
Perdida de inventario parcial	4	

No hay impacto en operación	1	
Flexibilidad operacional	Niveles	Elección
No hay función de repuesto	4	
Repuesto disponible en fábrica	2	
Repuesto disponible en Planta	1	
Costos de mantenimiento anual	Niveles	Elección
Mayor a 10% del valor del equipo	2	
Menor a 10% del valor del equipo	1	
Medio ambiente y seguridad	Niveles	Elección
Afecta la seguridad humana	8	
Afecta las instalaciones	7	
Provoca daños menores	4	
No provoca daños ambientales	1	

A continuación se realizará el estudio de criticidad del sistema instrumentado de seguridad ubicados en las Plantas de bombeo y rebombeo que interactúan con las casetas de seccionamiento de las líneas de transporte de hidrocarburos:

- Estudio de criticidad, módulo procesador T9110 Logic Solver.

Según la tabla de factores ponderados a ser evaluado se tiene:

1. Frecuencia de fallas: 1.
2. Impacto operacional: 10.
3. Flexibilidad operacional: 2.
4. Costo del mantenimiento: 2.
5. Impacto en seguridad, ambiente e higiene: 8.

Consecuencia = ((Impacto Operacional x Flexibilidad) + Costo Mtto. + Impacto SAH).

Consecuencia = ((10 x 2) + 2 + 8) = 30.

Criticidad Total = Frecuencia X Consecuencia de fallas.

Criticidad Total = 1 x 30 = 30 (L).

Tabla 5. Diagrama de criticidad del módulo procesador T9110

FRECUENCIA		CONSECUENCIA				
		10	20	30	40	50
4	M	M	H	H	VH	
3	L	M	M	H	H	
2	N	L	M	H	H	
1	N	N	T9110	M	H	

El equipo se encuentra en el área de área de Baja Criticidad.

- Tarjetas procesadoras de IOS (Digitales de entrada módulo T9402, análogas de entrada módulo T9431 y salidas digitales módulo T9451).

Según la tabla de factores ponderados a ser evaluado se tiene:

1. Frecuencia de fallas: 2.
2. Impacto operacional: 7.
3. Flexibilidad operacional: 2.
4. Costo del mantenimiento: 1.
5. Impacto en seguridad, ambiente e higiene: 8.

Consecuencia = ((Impacto Operacional x Flexibilidad) + Costo Mtto. + Impacto SAH).

Consecuencia = ((7 x 2) + 1 + 8) = 23.

Criticidad Total = Frecuencia X Consecuencia de fallas.

Criticidad Total = 2 x 23 = 46 (M).

Tabla 6. Diagrama de criticidad de módulos IOS T9402, T9431 y T9451

FRECUENCIA					
4	M	M	H	H	VH
3	L	M	M	H	H
2	N	L	IOS	H	H
1	N	N	L	M	H
	10	20	30	40	50
CONSECUENCIA					

El equipo se encuentra en el área de Media Criticidad.

- Tarjetas procesadoras de Comunicaciones.

Según la tabla de factores ponderados a ser evaluado se tiene:

1. Frecuencia de fallas: 2.
2. Impacto operacional: 7.
3. Flexibilidad operacional: 1.
4. Costo del mantenimiento: 2.
5. Impacto en seguridad, ambiente e higiene: 8.

Consecuencia = ((Impacto Operacional x Flexibilidad) + Costo Mtto. + Impacto SAH).

Consecuencia = ((7 x 1) + 2 + 8) = 17.

Criticidad Total = Frecuencia X Consecuencia de fallas.

Criticidad Total = 2 x 17 = 34 (L).

Tabla 7. Diagrama de criticidad de módulos de Comunicaciones

FRECUENCIA					
4	M	M	H	H	VH
3	L	M	M	H	H
2	N	COM	M	H	H
1	N	N	L	M	H
	10	20	30	40	50
CONSECUENCIA					

El equipo se encuentra en el área de Baja Criticidad.

- Fuentes de alimentación.

Según la tabla de factores ponderados a ser evaluado se tiene:

1. Frecuencia de fallas: 2.
2. Impacto operacional: 7.
3. Flexibilidad operacional: 2.
4. Costo del mantenimiento: 2.
5. Impacto en seguridad, ambiente e higiene: 8.

Consecuencia = ((Impacto Operacional x Flexibilidad) + Costo Mtto. + Impacto SAH).

Consecuencia = ((7 x 2) + 2 + 8) = 24.

Criticidad Total = Frecuencia X Consecuencia de fallas.

Criticidad Total = 2 x 24 = 48 (M).

Tabla 8. Diagrama de criticidad de las Fuentes de alimentación

FRECUENCIA		CONSECUENCIA				
		10	20	30	40	50
4	M	M	H	H	VH	
3	L	M	M	H	H	
2	N	L	FTE	H	H	
1	N	N	L	M	H	

El equipo se encuentra en el área de Media Criticidad.

- Plataforma de supervisión de operación HMI.

Según la tabla de factores ponderados a ser evaluado se tiene:

1. Frecuencia de fallas: 2.
2. Impacto operacional: 10.
3. Flexibilidad operacional: 2.
4. Costo del mantenimiento: 2.
5. Impacto en seguridad, ambiente e higiene: 8.

Consecuencia = ((Impacto Operacional x Flexibilidad) + Costo Mtto. + Impacto SAH).

Consecuencia = ((10 x 2) + 2 + 8) = 30.

Criticidad Total = Frecuencia X Consecuencia de fallas.

Criticidad Total = 2 x 30 = 60 (M).

Tabla 9 Diagrama de criticidad de la Plataforma de supervisión HMI

FRECUENCIA	10	20	30	40	50
4	M	M	H	H	VH
3	L	M	M	H	H
2	N	L	HMI	H	H
1	N	N	L	M	H
	10	20	30	40	50
	CONSECUENCIA				

El equipo se encuentra en el área de Media Criticidad.

- Sistema de seccionamiento automático SSA.

Según la tabla de factores ponderados a ser evaluado se tiene:

1. Frecuencia de fallas: 4.
2. Impacto operacional: 10.
3. Flexibilidad operacional: 2.
4. Costo del mantenimiento: 2.
5. Impacto en seguridad, ambiente e higiene: 8.

Consecuencia = ((Impacto Operacional x Flexibilidad) + Costo Mtto. + Impacto SAH).

Consecuencia = ((10 x 2) + 2 + 8) = 30.

Criticidad Total = Frecuencia X Consecuencia de fallas.

Criticidad Total = 4 x 30 = 120 (H).

Tabla 10. Diagrama de criticidad sistema de seccionamiento automático SSA.

FRECUENCIA					
4	M	M	SSA	H	VH
3	L	M	M	H	H
2	N	L	M	H	H
1	N	N	L	M	H
	10	20	30	40	50
	CONSECUENCIA				

El equipo se encuentra en el área de Criticidad Alta.

- Plataformas de diagnóstico y configuración

Según la tabla de factores ponderados a ser evaluado se tiene:

1. Frecuencia de fallas: 2.
2. Impacto operacional: 7.
3. Flexibilidad operacional: 2.
4. Costo del mantenimiento: 2.
5. Impacto en seguridad, ambiente e higiene: 4.

Consecuencia = ((Impacto Operacional x Flexibilidad) + Costo Mtto. + Impacto SAH).

Consecuencia = ((7 x 2) + 2 + 4) = 20.

Criticidad Total = Frecuencia X Consecuencia de fallas.

Criticidad Total = 2 x 20 = 40 (L).

Tabla 11. Diagrama de criticidad, plataforma de diagnóstico, configuración SSA

FRECUENCIA					
4	M	M	SSA	H	VH
3	L	M	M	H	H
2	N	ING	M	H	H
1	N	N	L	M	H
	10	20	30	40	50
	CONSECUENCIA				

El equipo se encuentra en el área de Baja Criticidad.

Como resultado del estudio realizado, se resume en la siguiente tabla la criticidad de los equipos que se tomaron como muestra.

Tabla 12. Resumen de nivel de criticidad de los equipos

EQUIPO	CRITICIDAD
SSA (Sistema de seccionamiento automático)	Alta
IOS (Tarjetas procesadoras de entradas y salidas)	Media
FTE (Fuentes de alimentación)	Media
HMI (Plataforma de supervisión de operación)	Media
ING (Plataformas de diagnóstico y configuración)	Baja
T9110 (Módulo procesador Logic Solver)	Baja
COM (Tarjetas procesadoras de Comunicaciones)	Baja

Después de realizar este análisis, se puede reorganizar el plan de mantenimiento de las tareas específicas de cada uno de los equipos con el fin de suministrarle el tiempo y la mano de obra necesaria. No se descuidarán los equipos que no son críticos. Se realizarán inspecciones programadas de menos intensidad ya que no perjudican el buen curso de las actividades de mantenimiento y no generan grandes gastos económicos. También se debe tener en cuenta lo recomendado por el fabricante. La variación que se puede notar en este desarrollo, son las tareas asignadas para cada intervención, las cuáles serán más rigurosas en los equipos críticos.

5.2 RECOLECCION Y ANALISIS DE DATOS

El sistema de seccionamiento automático SSA será el ejemplo de aplicación de la metodología RCM. Los equipos que forman parte de este sistema se muestran en la Tabla 13. También se tiene información relevante, operacional y características técnicas de los equipos, que se muestran en la Tabla 14.

Tabla 13. Equipos del sistema de Seccionamiento Automático SSA

EQUIPOS SISTEMA DE SECCIONAMIENTO AUTOMATICO
Procesadores.
Tarjeta de comunicación con red de control.
Tarjeta de comunicación con estación de operación.
Tarjeta de diagnóstico interno.
Tarjeta para dar redundancia al sistema.
Módulos de señales análogas de entrada.
Módulos de señales digitales de entrada.
Módulos de señales digitales de salida.
Módulos de señales de pulsos de entrada.
Fuentes de alimentación.
Cables de comunicación con la red de control.
Cables de comunicación con la estación de operación.
Conectores para Modbus TCP.
Conectores para Modbus RS 485.
Backplane.
Barreras IS.
Ventiladores del gabinete.
Lógica de seguridad configurada.
Software instalado.
Estación de ingeniería operaciones.
Estación de ingeniería.

Tabla 14. Características técnicas de los equipos del sistema de Seccionamiento Automático SSA.

Características técnicas	
Parámetro	valor
RRF para la SIF definida.	39,16 para un requerimiento SIL 1.
MTTR especificado en las SRS.	24 horas.
Configuración.	1oo1D (Posibilidad de llevar a 1oo2D o 2oo3D con la adición de Módulos).
Reloj del Procesador.	400 MHz.
Memoria: Boot Flash.	512kB.
SRAM.	512kB.
Bulk Flash.	64 MB.

SDRAM.	32 MB.
Safety Integrity Level (SIL capable).	1 processor: Up to SIL Safety Applications.
Io Modules supported.	48.
Requerimientos Fuentes de Voltaje.	Fuente redundante de +24 VDC nominal.
Disipación estimada.	8 W.
Temperatura estimada sobre el módulo.	43 °C + 5 ° C.
Dimensiones (HxWxD).	166 mm x 42mm x 118mm.
Temperatura de Operación.	-25° C a 60 °C.
Temperatura Almacenamiento.	-40 ° C a 70 ° C.
Humedad de Operación.	10% a 95 % RH, no condensante.
Humedad Almacenamiento.	10% a 95 % RH, no condensante.
Canales digitales.	16 por módulo.
Safety Accuracy Limit.	1%.
Sample update interval.	5ms.
Rango de voltaje de entrada.	0 a 32 VDC.
Aislamiento por canal.	Más o menos 1.5 KV dc.
Canales análogos.	8.
Rango de corriente de entrada.	0 a 24 mA dc.
Resolución.	0.0039 mA (12 bits sobre rango de 4 a 20 mA).
Input accuracy análogo.	Más o menos 0.05 mA.
Disipación estimada análoga.	4 W.
Aislamiento por canal.	Más o menos 1.5 KV dc.
Input I type pulso.	Sensor acc. To EN 60947 – 5-6 (NAMUR) or mechanical contact.
Power Consumption pulso.	< 2.2 W.
Power Supply pulso.	20 a 30 VDC.
Input I pulse duration.	> 50µs.
Input I frequency.	0.001 to 12000 Hz.
Output Fault Signal.	Downscale I < 3.6 mA , Downscale I > 21.5 mA.
Protection degree.	IP20.
Canales digitales de salida.	8.
Self Test Interval digitales de salida.	< 30 min (30 segundos por módulo).
Voltaje de salida.	0 a 50 VDC.
Máximo Voltaje de salida.	Menos 1 VDC a 60 VDC.

Corriente de salida.	1 A por Canal.
Voltage monitoring accuracy módulo salida.	Más o menos 0.5 V.
Current monitoring accuracy módulo de salida.	Más o menos 10mA.
Disipación estimada módulo de salida.	3W.
Disipación estimada por lazo.	0.57 W.
ETHERNET 10/100BASE-TX.	<ul style="list-style-type: none"> • SNCP Variable Bindings (Para la conexión segura entre Logic Solver). • SNCP Workbench (Para la conexión para configuración y monitoreo). • CIP (Para la conexión al Gateway ControlLogix).
SERIAL RS-485.	Modbus RTU.
Software de programación.	programa Aadvance Workbench cumple con la norma industrial IEC61131.
lenguajes de programación usados para el SSA.	<ul style="list-style-type: none"> • Bloques de función (FB, Function Block). • Texto estructurado (ST, Structured text)

Se realizó también un análisis de la cantidad de fallas presentadas por el sistema SSA durante lo corrido del último año, ver Tabla 15, esto con el fin de determinar a qué equipo de este sistema se le debe aplicar el análisis FMEA.

Tabla 15. Fallas presentadas por el sistema SSA

FALLA	PARTE	FRECUENCIA	TOTAL
Pérdida comunicación con el sistema de control.	Cable red de control.	1	3
Pérdida comunicación con el sistema de control.	Tarjeta de comunicaciones.	1	
Pérdida comunicación con el sistema de control.	Conector BNC.	1	

Pérdida comunicación con el supervisorio.	Cable red de Supervisión.	1	4
Pérdida comunicación con el supervisorio.	Switches.	2	
Pérdida comunicación con el supervisorio.	Tarjeta de comunicaciones.	1	
Falla en procesamiento.	Tarjeta procesadora.	1	15
Falla en procesamiento.	Batería.	3	
Falla en procesamiento.	Energía.	4	
Falla en procesamiento.	Lógica.	2	
Falla en procesamiento.	Tarjeta de Diagnostico.	2	
Falla en procesamiento.	Intervenciones por Configuración.	3	
Perdida control instrumentación.	Tarjeta Digital entrada.	1	11
Perdida control instrumentación.	Tarjeta Digital salida.	1	
Perdida control instrumentación.	Tarjeta Análoga entrada.	1	
Perdida control instrumentación.	Barreras.	1	
Perdida control instrumentación.	Conexión.	1	
Perdida control instrumentación.	Instrumentación.	2	
Perdida control instrumentación.	Fuente de 24 Vdc.	3	
Perdida control instrumentación.	Fusibles, borneras.	1	
Perdida supervisión HMI.	Workstation.	1	
Perdida supervisión HMI.	Servidor de datos.	1	6
Perdida supervisión HMI.	Software.	1	
Perdida supervisión HMI.	Comunicaciones.	1	
Perdida supervisión HMI.	Energía.	2	
Falla en ventilación del gabinete.	Ventiladores.	1	
Perdida de comunicaciones con Estación de ingeniería.	Cable RS-485.	1	7
Perdida de comunicaciones con Estación de Ingeniería.	Cable UTP.	2	

Perdida de comunicaciones con Estación de Ingeniería.	Estación Ingeniería.	1	8
Falla Estación de Ingeniería.	Software.	1	
Falla Estación de Ingeniería.	Energía.	2	
Falla Aplicación.	Intervenciones por Mantenimiento.	1	
Falla Aplicación.	Intervenciones por Configuración.	2	
Falla Aplicación.	Diseño.	1	
Falla Aplicación.	Instrumentación.	2	
Falla Aplicación.	Comunicaciones.	2	

5.3 ANÁLISIS DE LOS MODOS DE FALLO Y SUS EFECTOS

Para este análisis se tiene como ejemplo el procesador de control del sistema de Seccionamiento Automático SSA., para la calificación de la severidad, detección y probabilidad de falla. Dentro del análisis FMEA se tienen en cuenta los valores que se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 16. Calificación severidad, detección y ocurrencia

EFECTO	SEVERIDAD	VALOR
Peligroso sin alerta.	Valor de severidad muy alto cuando un modo de falla potencial afecta la operación del sistema sin alerta.	10
Peligroso con alerta.	Valor de severidad muy alto cuando un modo de falla potencial afecta la operación del sistema con alerta.	9
Muy alto.	Sistema inoperable con pérdida de función primaria.	8
Alto.	Sistema inoperable con equipo dañado.	7
Moderado.	Sistema inoperable con daños menores.	6
Bajo.	Sistema inoperable sin daños.	5
Muy bajo.	Sistema operable con una significativa degradación de desempeño.	4

Menor.	Sistema operable con una degradación de rendimiento.	3
Muy menor.	Sistema operable con mínima interferencia.	2
Ninguno.	No hay efectos.	1

Tabla 17. Calificación severidad, detección y ocurrencia.

DETECCION	CONTROL	VALOR
Absoluta incertidumbre.	El control de diseño no puede detectar una causa potencial / mecanismo y modo de fallo subsecuente.	10
Muy remota.	Muy remota la probabilidad del control de diseño para detectar causas potenciales / mecanismos y modos de fallos subsecuente.	9
Muy baja.	Remota la probabilidad del control de diseño para detectar causas potenciales / mecanismos y modos de fallos subsecuentes.	8
Levemente baja.	La probabilidad del control de diseño es muy baja para detectar causas potenciales / mecánicas y modos de fallos subsecuentes.	7
Baja.	La probabilidad del control de diseño es baja para detectar causas potenciales / mecánicas y modos de fallos subsecuentes.	6
Moderada.	La probabilidad del control de diseño es moderada para detectar causas potenciales / mecánicas y modos de fallos subsecuentes.	5
Muy Moderada.	La probabilidad del control de diseño es muy moderada para detectar causas potenciales / mecánicas y modos de fallos subsecuentes.	4
Alta.	La probabilidad del control de diseño es alta para detectar causas potenciales / mecánicas y modos de fallos subsecuentes.	3
Muy Alta.	La probabilidad del control de diseño es muy alta para detectar causas potenciales / mecánicas y modos de fallos subsecuentes.	2

Seguro.	La probabilidad del control de diseño es segura para detectar causas potenciales / mecánicas y modos de fallos subsecuentes.	1
---------	--	---

Tabla 18. Probabilidad de Falla

FRECUENCIA	PROBABILIDAD DE FALLA	VALOR
Muy Alta: Eventos casi inevitables.	1 falla en 2 eventos.	10
	1 falla en 3 eventos.	9
Alta: Eventos repetitivos.	1 falla en 8 eventos.	8
	1 falla en 20 eventos.	7
Moderada: Eventos ocasionales.	1 falla en 80 eventos.	6
	1 falla en 400 eventos.	5
	1 falla en 2000 eventos.	4
Baja: Eventos repetitivos.	1 falla en 15000 eventos.	3
	1 falla en 100000 eventos.	2
Remota.	1 falla en 1000000 eventos.	1

A continuación se muestra en la tabla 19, el análisis FMEA para el procesador de control del sistema de Seccionamiento Automático SSA:

Tabla 19. Análisis FMEA

EQUIPO: SISTEMA SSA.				Equipo de trabajo: O&M.		Fecha de realización: 2013.	TAREAS PROPUESTAS
Componentes: Tarjetas electrónicas, procesador.				Aprobada por: O&M.		Fecha de aprobación: 2013.	
C.F	FUNCION	C.F.F	FALLA DE FUNCION	C.M.F	MODO DE FALLA	EFFECTOS DE LOS MODOS DE FALLA	
1	Cierre de la válvula de seccionamiento cuando la presión aguas arriba supere el valor MOP seteado de seguridad.	1A	Incapaz de cerrar la válvula de seccionamiento.	1A1	Corte del cableado de control y comunicaciónes entre el SSA y la válvula de seccionamiento.	No hay comando de cierre sobre la válvula de seccionamiento después de 60 seg. Según la función de seguridad configurada, suena la alarma en la consola de operaciones por falla de comando no opero o por falla de comunicaciones. La revisión de la falla tomo 4 horas de trabajo y la validación del comando un paro de línea de 2 horas.	Realizar mantenimiento predictivo con pruebas de alado, inspecciones visuales y pruebas controladas de comandos.

				1A2	<p>Bloqueo en la tarjeta de procesamiento de señales I/OS.</p>	<p>Hay pérdida inmediata del comando sobre la válvula de seccionamiento y de la supervisión de las señales de proceso de presión y flujo, suena la alarma en la consola de operaciones por pérdida de calidad de señales. La revisión de la falla y el cambio de hardware, toma 1 hora de trabajo y la validación del comando un paro de línea de 1 horas, si se tiene el repuesto en una bodega cercana.</p>	<p>Realizar mantenimiento preventivo.</p>
--	--	--	--	-----	--	---	---

				1A3	Des configuración del software, perdida de base de datos.	Hay pérdida del PLC de proceso. Hay pérdida inmediata del comando sobre la válvula de seccionamiento y de la supervisión de las señales de proceso de presión y flujo, suena la alarma en la consola de operaciones por perdida de calidad de señales. La revisión de la falla y el montar una copia del backup anterior tarda 3 horas, si no existe copia la restauración completa de la aplicación toma 2 días.	No requiere realizar mantenimiento predictivo, ni preventivo.
--	--	--	--	-----	---	---	---

				1A4	Desconexión de suministro de energía eléctrica al PLC.	Hay pérdida del PLC de proceso. Hay pérdida inmediata del comando sobre la válvula de seccionamiento y de la supervisión de las señales de proceso de presión y flujo, suena la alarma en la consola de operaciones por perdida de calidad de señales. La revisión de la falla tarda 1 hora, si pierde la configuración de la base de datos se monta una copia del backup anterior 3 horas y si no existe copia la restauración completa de la aplicación toma 2 días.	Usar redundancia en el suministro de energía al PLC.
--	--	--	--	-----	--	--	--

					Transmite el comando a la válvula de seccionamiento mucho tiempo después de haber superado el nivel de presión y flujo crítico para el proceso. Suena la alarma de alta presión pero la válvula cierra en un tiempo superior a 5 minutos. La sintonía del lazo es un proceso que demora 8 horas sin detener la actividad en la planta.	Usar personal idóneo preferiblemente certificado para la configuración del sistema.	
		1B	Cierra de la Válvula de seccionamiento de manera tardía.	1B1	Mala configuración del lazo de control en el PLC.		
				1B2	El transmisor de presión se satura o bloquea momentáneamente al momento de censar la presión de la línea de proceso.	El controlador lee datos erróneos del transmisor y envía una señal falsa a la válvula, que no corresponde a la realidad. La reparación del transmisor tarda 3 horas.	Realizar mantenimiento preventivo.

				1B3	Cable de comunicación deteriorado por humedad.	Se produce ruido electrónico en el sistema, que ocasiona lentitud al transmitir datos.	Realizar mantenimiento predictivo y preventivo con pruebas de alado, inspecciones visuales y pruebas controladas.
2	Transmisión de señales de abierto, cerrado válvula y presión, flujo de línea al sistema SCADA.	2A	Incapaz de confirmar el cierre de la válvula de seccionamiento de manera remota.	2A1	La tarjeta de comunicaciónes del PLC presenta falla corrosión.	La corrosión externa es visible tan pronto como empieza. La corrosión interna causa pequeños agujeros en la cubierta de la tarjeta electrónicas, lo cual daña los puertos de comunicaciones provocando interrupciones en el paso de datos por la tarjeta.	Realizar análisis de causa raíz. Verificar sistema de aire acondicionado en el cuarto de control.

				2A2	Material particulado en el ambiente ocasiona daño en la tarjeta de control.	El material particulado ocasiona pérdida gradual del procesamiento de señales hasta llegar a la falla total del controlador. La revisión de la falla y el cambio de hardware, toma 1 hora de trabajo y la validación del comando un paro de línea de 1 horas, si se tiene el repuesto en una bodega cercana.	Realizar análisis de causa raíz. Verificar sistema de aire acondicionado en el cuarto de control.
3	Lectura transmisor de presión de línea.	3A	No puede leer la señal del transmisor.	3A1	Las tarjetas electrónicas del transmisor de presión presentan falla corrosión.	La corrosión externa es visible tan pronto como empieza. La corrosión interna causa pequeños agujeros en la cubierta de la tarjeta electrónicas, lo cual daña los puertos de comunicaciones provocando interrupciones en el paso de datos por la tarjeta.	Realizar análisis de causa raíz. Verificar condiciones ambientales, Realizar mantenimiento preventivo.

				3A2	El transmisor se bloquea por causa de golpes.	Las partes móviles pueden quedar al descubierto y generar lecturas erróneas. El tiempo de solución puede variar dado lo complejo del daño, aproximadamente unas 3 horas.	Realizar mantenimiento preventivo.
				3A3	Desconexión de suministro de energía eléctrica.	Hay pérdida de la señal de proceso., suena la alarma en la consola de operaciones por pérdida de calidad de señales. La revisión de la falla tarda 1 hora.	Usar redundancia en el suministro de energía al PLC.

5.4 SELECCIÓN DE LAS TAREAS DE MANTENIMIENTO

Después de registrar todos los modos de fallo del sistema de Seccionamiento Automático SSA, se procede a calificar cada uno de acuerdo a los criterios de ocurrencia, severidad y detección establecidos y sugeridos por la Norma SAEJ1739. Para la jerarquización de estos modos de fallo se usa el número de prioridad de riesgo (NPR) y el número de criticidad (SO).

El número de prioridad de riesgo es el producto de la severidad (S), la ocurrencia (O), y la detección (D). Dentro del alcance del FMEA, este valor (entre “1” y “1000”), es opcional. $NPR = (S) \cdot (O) \cdot (D)$.

El número de prioridad de riesgo es una de las muchas herramientas disponibles del equipo para evaluar los riesgos potenciales. Provee un indicador de mejoras

(antes y después de tomar las acciones) eso reduce cualquier factor de severidad, ocurrencia o detección.

Luego de aplicar el modo de falla y análisis de efecto al procesador del SSA, se encontraron 12 posibles causas de falla, de las cuáles se selecciona la de mayor número prioritario de riesgo (NPR). A esta causa de falla se le aplicará la técnica Árbol Lógico de Decisión (ALD), el cual sirve como herramienta sistemática para la Selección de la estrategia de mantenimiento más adecuada impidiendo la causa que provoca la aparición de un determinado modo de fallo.

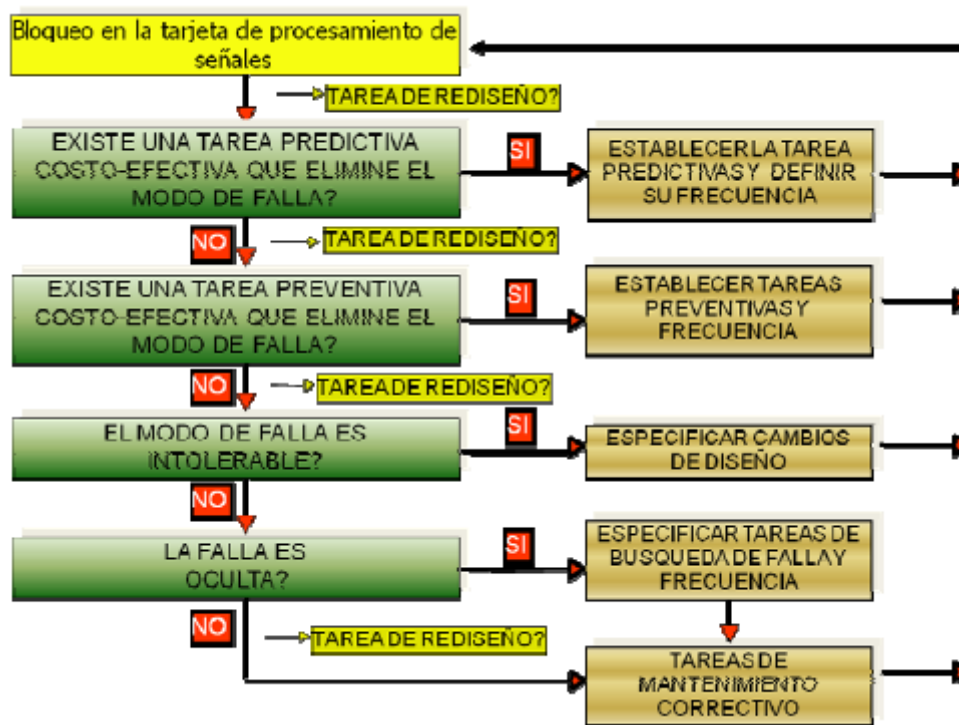
Para la construcción de este ALD, se definió previamente los criterios a considerar y sus prioridades correspondientes. Así por ejemplo, se podrá dar prioridad a la prevención del fallo frente a su corrección, a la aplicación de técnicas de mantenimiento basadas en la condición operativa del equipo frente a actividades periódicas de mantenimiento o considerar aspectos tales como la evidencia de los fallos para los operadores cuando dichos fallos ocurren.

Tabla 20. Causas potenciales de falla en el SSA

ITEM	SISTEMAS INSTRUMENTADO DE SEGURIDAD CAUSAS POTENCIALES DE FALLA	Número prioritario de riesgo
1	Desconexión (golpe, ruptura, mala manipulación, etc.) en el cable de comunicaciones.	96
2	Bloqueo en la tarjeta de procesamiento de señales.	328
3	Interrupción eléctrica en el sistema.	108
4	Fallas en la alimentación eléctrica del PLC.	126
5	Mala configuración del lazo de control en el PLC.	90
6	Mal montaje del transmisor de presión o flujo.	116
7	Exceso de humedad en el área del PLC.	240
8	Corrosión interna en tarjetas I/OS.	128
9	Material particulado en la tarjeta de control.	270
10	Golpes en la tarjeta de procesamiento de señales.	100
11	Configuración no deseada del software de control.	120
12	Fallas en la alimentación eléctrica de los transmisores de presión y flujo.	108

La causa de falla más relevante encontrada fue por problemas de bloqueo en la tarjeta de procesamiento de señales del equipo en donde la severidad fue calificada con 9, la ocurrencia con 6 y la detección con 7. En la siguiente ilustración se muestra la técnica ALD aplicada a esta causa de falla. Ver Figura 18.

Figura 18. Árbol lógico de decisión para el SSA



El resultado de este análisis recomienda una inspección periódica, tratando de detectar esta falla visualmente y en el software, como también el de implementar tareas de limpieza y diagnóstico predictivo. Es importante garantizar un ambiente libre de corrosión, polvo y con una temperatura que no supere los 15 grados centígrados. El resultado de esta tarea es un ejemplo del conjunto de actividades de mantenimiento recomendadas para cada equipo analizado. Algunas actividades se realizan con la planta en funcionamiento, pero otras más críticas requieren parada de planta para llevarse a cabo. La Tabla 21 define el contenido

concreto de las actividades específicas y las frecuencias de ejecución correspondientes. La Tabla 22 muestra las inspecciones que deben realizarse.

Tabla 21. Actividades por frecuencia para el SSA

EQUIPO SSA	ACTIVIDAD	FECHA	RESPONSABLE
CPU	Comprobación de estado de los leds de suministro de voltaje de alimentación.	1 vez al día.	Mtto Controles.
CPU	Comprobación de estado de la temperatura.	3 meses.	Mtto Controles.
CPU	Comprobación del sistema de diagnóstico.	3 meses.	Mtto Controles.
CPU	Comprobación del loop de estado de las señales I/OS.	3 meses.	Mtto Controles.
CPU	Comprobación del loop de estado de las señales generales y de comunicaciones.	3 meses.	Mtto Controles.
CPU	Comprobación de estado batería de respaldo.	3 meses.	Mtto Controles.
CPU	Comprobación estatus controlador de respaldo.	3 meses.	Mtto Controles.
CPU	Pruebas de switchover controlador de respaldo.	Parada de planta.	Mtto Controles.
GABINETES	Verificar si hay cualquier obstrucción del flujo de aire.	3 meses.	Mtto Instrumentos.
GABINETES	Verificar estado de tierras.	3 meses.	Mtto Instrumentos.
GABINETES	Verificar correcto funcionamiento del sistema de Condensación de húmeda (resistencia térmica).	3 meses.	Mtto Instrumentos.

GABINETES	Verificar estado físico (Comprobación de daños de pintura).	3 meses.	Mtto Instrumentos.
GABINETES	Comprobar el correcto funcionamiento de los ventiladores.	3 meses.	Mtto Instrumentos.
GABINETES	Comprobación de la disponibilidad de piezas de repuesto.	3 meses.	Mtto Controles.
GABINETES	Comprobación de todo el hardware.	Parada de planta.	Mtto Controles.
GABINETES	Verificar si hay concentración de polvo.	3 meses.	Mtto Instrumentos.
GABINETES MÓDULOS I/OS	Comprobación de la disponibilidad de piezas de repuesto.	3 meses.	Mtto Controles.
GABINETES MÓDULOS I/OS	Verificar de voltajes DC.	Parada de planta.	Mtto Instrumentos.
GABINETES MÓDULOS I/OS	Verificar de voltajes AC.	Parada de planta.	Mtto Instrumentos.
GABINETES MÓDULOS I/OS	Verificar si hay concentración de polvo.	3 meses.	Mtto Instrumentos.
FUSIBLES	Comprobación de los fusibles de distribución de energía.	3 meses y/o Parada de planta.	Mtto Instrumentos.
UPS	Comprobar el correcto funcionamiento de la UPS.	Parada de planta.	Mtto eléctrico.
GABINETES MÓDULOS I/OS	Verificar si hay concentración de polvo.	3 meses y/o Parada de planta.	Mtto Controles.
GABINETES MÓDULOS I/OS	Comprobación de los soportes en rieles de distribución de energía.	Parada de planta.	Mtto Controles.
CABLES DE SEÑALES I/OS	Comprobar todos los sujetadores de cables.	3 meses y/o Parada de planta.	Mtto Controles.
CABLES DE SEÑALES I/OS	Comprobación de todos los blindajes en las conexiones.	3 meses y/o Parada de planta.	Mtto Controles.

BORNERAS	Comprobación de las borneras de conexionado de señales.	3 meses y/o Parada de planta.	Mtto Controles.
GABINETES MÓDULOS I/OS	Comprobación de todo el hardware I /OS.	Parada de planta.	Mtto Controles.
CABLES DE COMUNICACIONES	Comprobar todos los sujetadores de cables.	3 meses.	Mtto Controles.
CABLES DE COMUNICACIONES	Comprobar diagnóstico.	3 meses.	Mtto Controles.
CABLES DE COMUNICACIONES	Comprobación de todos los blindajes en las conexiones.	Parada de planta.	Mtto Controles.
CABLES DE COMUNICACIONES	Comprobar todos los enlaces de comunicaciones para dispositivos externos.	Parada de planta.	Mtto Controles.
CABLES DE COMUNICACIONES	Comprobar conectores con periféricos.	Parada de planta.	Mtto Controles.
TRANSMISORES DE PRESION Y FLUJO	Comprobación de estado de los leds de suministro de voltaje de alimentación.	Parada de planta.	Mtto Controles.
TRANSMISORES DE PRESION Y FLUJO	Comprobación de estado físico.	3 meses.	Mtto Instrumentos.
TRANSMISORES DE PRESION Y FLUJO	Comprobación del sistema de diagnóstico.	3 meses.	Mtto Instrumentos.
TRANSMISORES DE PRESION Y FLUJO	Comprobación del loop de estado de las señales I/OS.	3 meses.	Mtto Instrumentos.
TRANSMISORES DE PRESION Y FLUJO	Comprobación de estado batería de respaldo.	3 meses.	Mtto Instrumentos.
TRANSMISORES DE PRESION Y FLUJO	Comprobación calibración y estatus de la información.	Parada de planta.	Mtto Controles.

5.5.1 Mantenimiento del Sistema

Para realizar mantenimiento sobre el Logic Solver del sistema Aadvance se debe seguir el “manual de resolución de problemas y mantenimiento del fabricante”. Para las pruebas del sistema se ha definido en las SRS un intervalo de prueba manual considerado para la verificación completa sobre la SIF fijado en 1 año. En esta prueba se debe verificar que la SIF es activada ante condiciones de entradas específicas. Para realizar la prueba se debe asegurar que las condiciones de proceso están controladas o que el sistema no se encuentra en operación. El propósito de esta prueba es detectar las fallas no detectadas con los diagnósticos propios del sistema.

Para el cumplimiento de los requerimientos de seguridad de la SIF se ha definido una prueba parcial sobre la válvula una vez cada tres meses. La prueba de recorrido parcial permite verificar que la válvula y sus sistemas conexos están en capacidad de cerrar la válvula cuando sea requerido.

Pruebas sobre el Logic Solver no son prácticas cuando el sistema se encuentra en operación, por esto la funcionalidad completa del Logic Solver debe ser probada previa a la puesta en servicio del sistema. El Logic Solver es la porción con menos probabilidad de falla dentro de la SIF y una vez la aplicación es completamente validada en las pruebas SAT, no existe necesidad de hacer re-pruebas sobre la aplicación salvo que se hayan realizado cambios sobre la lógica.

Los sistemas de seguridad están diseñados para funcionar continuamente sin intervención manual. Sin embargo, se deben realizar algunas actividades de mantenimiento preventivo para asegurarse de que el sistema esté disponible y en estado correcto.

5.5.2 Programación de Mantenimiento Preventivo

Tabla 22. Programa recomendado para el mantenimiento preventivo

Tarea de Mantenimiento preventivo	Intervalo
Revisar los LED de estado	Una vez al día
Comprobar los fusibles	Cada 3 meses
Comprobar los terminales del cableado	Cada 3 meses
Comprobar el asiento de los componentes conectables	Cada 3 meses
Comprobar la contaminación, condición general y la protección medioambiental adecuada	Cada 3 meses
Comprobar la conexión a tierra	Cada 3 meses
Comprobar el calibrado del módulo de entrada analógica	Cada 3 meses
Comprobar el calibrado del módulo de entrada digital	Cada 3 meses
Realizar prueba manual	Intervalo de prueba manual

Revisar los LED de estado y rectificar fallos:

- 1) Revise los LED de estado de cada módulo.
- 2) Si los LED de estado indican fallos, utilice los procedimientos del manual del equipo para diagnosticar y rectificar los problemas.

Comprobar los fusibles:

Figura 20. Fusibles Controlador



- 1) Abra la tapa de fusibles de cada unidad de terminación para inspeccionar los fusibles.

- 2) Busque señales de fusibles sobrecalentados, dañados o colocados incorrectamente.

Comprobar los terminales del cableado:

- Inspeccione el cableado de campo, eléctrico y de red y busque cualquier evidencia de desgaste físico como rozamiento.
- Ajuste los tornillos del terminal para evitar que se generen desconexiones por circuitos abiertos.

Comprobar el asiento de los componentes conectables:

- Examine las unidades del controlador y asegúrese de que todos los elementos conectables, incluidos los conectores de cables y de bus de unidad base, estén correctamente asentados.

Comprobar la condición física y las condiciones ambientales:

- Examine las unidades del controlador y compruebe que no tengan contaminación, corrosión, humedad ni polvo.
- Busque modificaciones no autorizadas y deterioro observable como tapas faltantes, cables abiertos y aislamiento dañado.
- Asegúrese de que la ventilación local y los sistemas de aire acondicionado funcionen correctamente.

Comprobar la conexión a tierra:

- Mida la resistencia de la conexión a la clavija de tierra en la unidad base de procesador 9100. Debería ser inferior a 0,2 Ohmios.

Comprobar el calibrado del módulo de entrada analógica:

- 1) Utilice Advance Workbench para bloquear el canal de entrada. El valor de entrada actual se congela y permite que el proceso continúe su curso.
- 2) Desconecte el dispositivo de campo en la unidad de terminación y en su lugar conecte un instrumento de simulación de corriente calibrado.
- 3) Ajuste el instrumento de simulación de corriente para que proporcione 4 mA y verifique que el valor de entrada se encuentre en el rango de 3,95 a 4,05 mA.

- 4) Ajuste el instrumento de simulación de corriente para que proporcione 12 mA y verifique que el valor de entrada se encuentre en el rango de 11,95 a 12,05 mA.
- 5) Ajuste el instrumento de simulación de corriente para que proporcione 20 mA y verifique que el valor de entrada se encuentre en el rango de 19,95 a 20,05 mA.
- 6) Desconecte el instrumento de simulación de corriente y vuelva a conectar el dispositivo de campo.
- 7) Verifique que el dispositivo de campo lea un valor aceptable.
- 8) Desbloquee el canal de entrada.
 - El módulo de entrada está nuevamente en funcionamiento.

Comprobar el calibrado del módulo de entrada digital:

- 1) Utilice Aadvance Workbench para bloquear el canal de entrada. El valor de entrada actual se congela y permite que el proceso continúe su curso.
- 2) Desconecte el dispositivo de campo en la unidad de terminación y en su lugar conecte un banco suministro de energía y un voltímetro digital calibrado.
- 3) Ajuste el banco de suministro de energía para que proporcione 2 V y verifique que el valor de entrada se encuentre en el rango de 1,5 a 2,5 V.
- 4) Ajuste el banco de suministro de energía para que proporcione 16 V y verifique que el valor de entrada se encuentre en el rango de 15,5 a 16,5 V.
- 5) Ajuste el banco de suministro de energía para que proporcione 30 V y verifique que el valor de entrada se encuentre en el rango de 29,5 a 30,5 V.
- 6) Desconecte el equipo de pruebas y vuelva a conectar el dispositivo de campo.
- 7) Verifique que el dispositivo de campo lea un valor aceptable.
- 8) Desbloquee el canal de entrada.
 - El módulo de entrada está nuevamente en funcionamiento.

Realizar la prueba manual:

La prueba manual comprueba si hay fallos ocultos de componentes que las alarmas del controlador Aadvance no pueden indicar. Para realizar la prueba manual, siga las instrucciones que se indican a continuación:

- Realice una transición de cada entrada digital a su estado opuesto y luego vuelva a dejarlas en su estado actual. Someta a cada entrada analógica a su rango completo (de mínimo a máximo) y compruebe la precisión.
- Al mismo tiempo, compruebe que cada salida funcione como se espera. Utilice el software de aplicación para forzar cualquier salida que no se pueda ver en funcionamiento.
- Realice una prueba manual para ejercitar cada entrada y salida.

5.5.3 Programación de Mantenimiento Correctivo

El mantenimiento correctivo se encarga de los fallos del sistema, de los módulos de comunicaciones y de las unidades de terminación y de campo. El régimen del mantenimiento correctivo se basa en una serie de sistemas de diagnóstico automático y de advertencias de fallo a través de indicadores (LED) de estado y un principio de reparar mediante la sustitución.

El controlador Aadvance contiene sistemas sofisticados de diagnóstico interno para identificar los fallos que se desarrollan durante el funcionamiento y generan las indicaciones de alarma y estado adecuadas. Los sistemas de diagnóstico se ejecutan automáticamente y comprueban si hay fallos en el sistema asociados con el controlador y fallos de campo asociados con los circuitos de E/S de campo.

Los sistemas de diagnóstico filtran las condiciones de fallos posibles pero no críticos tomando muestras en intervalos periódicos y solicitando un número de informes de error coincidentes antes de indicar un problema. Normalmente, los sistemas de diagnóstico mantienen un contador para un fallo en particular. Si se encuentra un error, el contador aumenta. Si no se encuentra un error, el contador disminuye, pero en un valor menor. Una vez que el contador alcanza un umbral, los sistemas de diagnóstico bloquean el contador y activan las indicaciones de alarma y estado para informar el fallo.

Al presionar el botón de reinicio de fallos (Fault Reset), todos los contadores que han alcanzado el umbral de fallo vuelven a cero.

6. CONCLUSIONES

Se lograron los objetivos propuestos inicialmente, respecto a que mediante la aplicación de la metodología de RCM se pudo identificar los sistemas SSA existentes en las Plantas de bombeo y rebombeo, se definió las funciones principales y secundarias, se realizó un análisis de modo de falla y efectos, se construyó y aplicó la hoja de decisión de la metodología RCM para asignación de tareas encaminadas a preservar cada uno de los componentes y las funciones de los sistemas SSA.

De igual manera se logró recopilar información técnica que permite la implementación de un modelo de disponibilidad, confiabilidad y mantenibilidad para los sistemas SSA que puede usarse desde el sistema Ellipse dedicado por la empresa para mejorar en la gestión de actividades de mantenimiento y el adecuado uso de los recursos, equipos y materiales utilizados para tal fin.

La identificación y estado de criticidad de los equipos pertenecientes a los sistemas SSA ayudó a distribuir de una mejor forma los recursos humanos, económicos y frecuencias de intervención en actividades de mantenimiento, para garantizar niveles de confiabilidad y disponibilidad acordes con la necesidad operativa de las plantas.

En los análisis realizados se logró identificar que los sistemas de control SSA tienen incorporados herramientas de diagnóstico que reportan de manera confiable muchas de las fallas que afectan el buen funcionamiento del equipo y que de acuerdo a lo configurado por diseño generan reportes y alarmas en tiempo real que ayuda en la preservación del equipo y de las funciones de seguridad en pro de anticipar posibles fallas que afecten al proceso o el buen funcionamiento del sistema.

Se identificó que las actividades de mantenimiento de los sistemas de control SSA funciona correctamente debido a que se cuenta con respaldo en el hardware de los equipos y que las frecuencias de inspección en las plantas se realizan a diario tanto por los técnicos como por los operadores, sin embargo no existe disponibilidad de repuestos suficientes en bodega para remplazar elementos que puedan presentar falla.

La conformación del equipo de trabajo con la participación tanto del personal técnico, operaciones y de proceso en las labores que demanda la metodología de RCM fomento el trabajo en equipo, logro dar claridad en cuanto a la estructura, función y aplicación de los sistemas SSA, fortaleció el sentido de pertenencia y tuvo una gran acogida a tal punto que se generó por parte de los coordinadores de planta un programa de trabajo que pretende la realización de ejercicios similares a corto plazo en diversos equipos de la planta.

BIBLIOGRAFÍA

ARCINIEGAS, Carlos Alberto. Mantenimiento Productivo Total. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería Mecánica, 2011.

DURAN, Jose Bernardo. The Woodhouse Parthership Limited. Inglaterra. 1999. <
www.twpl.co.uk

LEFCOVICH, Mauricio. TPM - Mantenimiento productivo total. Un paso más hacia la excelencia empresarial [online]. Jun. 2005 [cited Oct. 2011]. Available from World Wide. Web:
<http://www.gestiopolis.com/Canales4/ger/tpmanteni.htm>

IEC 61508, Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety-related systems – Part 2: Requirements for electrical/electronic/programmable electronic safety related systems.

IEC 61511, Functional safety – Safety instrumented systems for the process industry sector – Part 2: Guidelines in the application of IEC 61511-11. First edition 2003-01.

ISO 14224, Industria de Petróleo y Gas – Recolección e intercambio de Datos de Confiabilidad y Mantenimiento de Equipos. 2008 <www.acp.com.co

MELÉNDEZ MORENO, José Luis. Monografía, Modelo Gerencial de Mantenimiento del Sistema de Control Distribuido (DCS) Marca Honeywell en la GRB Ecopetrol. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería Mecánica, 2010.

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

OLVE – GÖRAN Nils. Implantando y Gestionando El Cuadro de Mando Integral: Planeta, 2000. P. 51.

ORTIZ SUAREZ, Luis Antonio. Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad [online]. Nov 2008 [cited Oct. 2011]. Available from World Wide Web: <<http://mantenimientoindustrial.blogspot.com/2008/11/mantenimiento-centrado-en-la.html>>

ROCKWELL AUTOMATION, Descripción general y de mantenimiento SSA – referencia M9830N117 / 118 Rev. 07/12-0

SANCHEZ ROZO, Javier. Propuesta para la implementación del Mantenimiento Total Productivo [online]. 1986 [cited Oct. 2011]. Available from World Wide Web: <<http://www.mantenimientomundial.com/sites/mm/notas/mantenimiento-productivo.pdf>>

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

SAE J1739 – Tomado de la Web Sept 2012 en la dirección: <http://confiabilidad.net/articulos/analisis-iso-14224-oreda>.