

**MEJORAMIENTO DE LA CONFIABILIDAD OPERACIONAL DE LA PLANTA DE
INYECCIÓN DE AGUA DEL CAMPO SANTIAGO, MANI CASANARE**

VICTOR HUGO VELASQUEZ MURILLO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-MECANICAS
ESCUELA DE INGENIERIA MECANICA
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA**

2011

**MEJORAMIENTO DE LA CONFIABILIDAD OPERACIONAL DE LA PLANTA
DE INYECCIÓN DE AGUA DEL CAMPO SANTIAGO, MANI CASANARE**

VÍCTOR HUGO VELÁSQUEZ MURILLO

Monografía de Grado

**Presentada como requisito para optar el título de
ESPECIALISTA EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO**

Director

CAMILO ERNESTO GALLEGO

Ingeniero Metalúrgico

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-MECANICAS
ESCUELA DE INGENIERIA MECANICA
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA**

2011

AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mis sinceros agradecimientos:

Primero a Dios por darme la fortaleza e inteligencia por cumplir este proyecto.

A mi familia por apoyarme e incentivar-me a mejorar cada día, como persona y profesional.

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

A Petrobrás y en especial al ingeniero Camilo Gallego y Jorge Rincón que fueron un gran apoyo en la consecución de este logro.

DEDICATORIA

A mi linda esposa Leidy Johana quien compartió mis preocupaciones y me aconsejo con sus grandes palabras motivándome a seguir adelante cumplimiento mi objetivo de esta especialización.

A mi hijo Juan que es quien me mantiene con el entusiasmo desde el primer día.

A mi familia: don Luis, doña Vitelvina, Nelson, José y Jacke quienes son también mi motor en esta grandiosa vida.

Víctor Hugo

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	16
1. MARCO CONTEXTUAL	18
1.1 LA EMPRESA	18
1.2 DISTRITO DE PRODUCCIÓN NORTE DPNO	20
1.2.1 Estructura Organizacional DPNO	21
1.2.2 Descripción de los procesos del campo	22
1.3 PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA PIA	24
1.4 DIAGNÓSTICO DE LA CONDICIÓN EN LA PIA	28
1.4.1 Clasificación de los eventos	28
1.4.2 ¿Qué está fallando?	30
1.4.3 ¿Cuándo se presentan los eventos?	32
1.4.4 ¿Quién ejecuta las actividades de Mantenimiento?	32
1.4.5 ¿Cómo han sido los eventos en el equipo estático?	34
1.4.6 ¿Qué puede ocurrir?	35
1.5 OBJETIVOS	36
1.5.1 Objetivo General	36
1.5.2 Objetivos específicos	36
2. MARCO TEÓRICO	37
2.1 CONFIABILIDAD OPERACIONAL	37
2.1.1 Confiabilidad Humana	38
2.1.2 Confiabilidad de Procesos	40

2.1.3 Confiabilidad y mantenibilidad de equipos	41
2.2 ANÁLISIS DE MODOS , CAUSAS Y EFECTOS DE FALLA (FMEA)	43
2.2.1 Procedimiento para la ejecución de un FMEA	45
2.2.2 Evaluación del número prioritario de riesgo NPR	46
3. PROPUESTA DEL MODELO DE CONFIABILIDAD OPERACIONAL	50
3.1 PLAN OPERATIVO DE MANTENIMIENTO	50
3.1.1 Separadores Trifásicos	51
3.1.2 Tanques de proceso	53
3.1.3 Filtración	54
3.1.4 Bombas de Inyección	56
3.2 PLAN TÁCTICO DE MANTENIMIENTO	57
3.2.1 FMEA Separadores Trifásicos MBB301/305	58
3.2.2 FMEA tanque TK104	59
3.2.3 FMEA tanque TK105	60
3.2.4 FMEA tanques TK106, TK103, TK 102A/B/C	60
3.3 INVOLUCRAMIENTO DE LOS EMPLEADOS	61
3.3.1 Capacitación al personal	62
3.3.2 Motivación	63
4. ESTRATEGIA METODOLOGICA	64
4.1 PRESUPUESTO	64
4.2 PLANEACIÓN DE ACTIVIDADES	67
4.3 DOCUMENTACIÓN DE ACTIVIDADES	67

5. CONCLUSIONES	69
6. RECOMENDACIONES	71
7. BIBLIOGRAFÍA	72

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Presencia de Petrobras en el mundo	18
Figura 2. Mapa de Exploración y Producción Petrobras Colombia	19
Figura 3. Ubicación Campo Santiago	20
Figura 4. Organigrama Distrito de Producción Norte	21
Figura 5. Diagrama general de líneas de fluidos Campo Santiago	22
Figura 6. Proceso general de operación campo Santiago	24
Figura 7. Diagrama de flujo proceso de inyección de agua	25
Figura 8. Diagrama de tuberías e instrumentación PIA	27
Figura 9. Matriz de definición de impacto de fallas	28
Figura 10. Clasificación de eventos, PIA 2010	29
Figura 11. Distribución de tipos de mantenimiento en la PIA	29
Figura 12. Pareto de fallas por equipo	30
Figura 13. Intervenciones por tipo de equipo, PIA 2010	31
Figura 14. Distribución del impacto de los eventos por tipo de equipo	31
Figura 15. Cuándo se presentan los eventos, PIA 2010	32
Figura 16. Distribución de especialidades ejecutantes, PIA 2010	33
Figura 17. Distribución del impacto de los eventos por especialidad	34
Figura 18. Descripción de eventos con alto impacto, PIA 2010	34
Figura 19. Causas de los eventos con alto impacto, PIA 2010	35
Figura 20. Efectos de los eventos de alto impacto, PIA 2010	36
Figura 21. Confiabilidad operacional	37
Figura 22. Elementos de proyección personal	38

Figura 23. Estrategias de la confiabilidad humana	40
Figura 24. Herramientas de confiabilidad y mantenibilidad de equipos	42
Figura 25. Flujograma de ejecución de un FMEA	44
Figura 26. Formato para la elaboración de FMEA	46
Figura 27. Formato para calibración válvulas de control de nivel	51
Figura 28. Esquema de separadores trifásicos	52
Figura 29. Esquema de tanques de proceso	53
Figura 30. Esquema de Filtración	54
Figura 31. Esquema de bombas de inyección de agua	56
Figura 32. Grupo de trabajo FMEA	57
Figura 33. NPR Antes y después de FMEA, Separadores Trifásicos	58
Figura 34. NPR Antes y después de FMEA, TK104	59
Figura 35. NPR Antes y después de FMEA, TK105	60
Figura 36. NPR Antes y después de FMEA, TK106, TK103, TK 102A/B/C	61
Figura 37. Registro de capacitación	62
Figura 38. Diagrama de Gantt Separadores Trifásicos	67

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Características de los fluidos en Santiago	21
Tabla 2. Valoración de la gravedad de los efectos de falla	47
Tabla 3. Valoración de la ocurrencia de los modos de falla	48
Tabla 4. Valoración de la probabilidad de detección de los modos de falla	48
Tabla 5. Prioridad de NPR	48
Tabla 6. Presupuesto plan operativo de mantenimiento	64
Tabla 7. Presupuesto para compra de materiales	65

LISTA DE ANEXOS

	pág.
ANEXO A. REGISTRO HISTÓRICO ORDENES DE TRABAJO, PIA 2010	74
ANEXO B. FORMATOS PARA CALIBRACIÓN DE LA INSTRUMENTACIÓN	80
ANEXO C. DIAGRAMA DE GANTT DEL PLAN DE MEJORAMIENTO OPERACIONAL PIA	84
ANEXO D. EJEMPLO DE DOCUMENTACIÓN DE LAS ACTIVIDADES DEL PLAN OPERATIVO DE MANTENIMIENTO	86
ANEXO E. TALLERES FMEA	88

RESUMEN

TITULO*: MEJORAMIENTO DE LA CONFIABILIDAD OPERACIONAL DE LA PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA DEL CAMPO SANTIAGO, MANI CASANARE

AUTOR: VICTOR HUGO VELASQUEZ MURILLO**.

PALABRAS CLAVES: Confiabilidad Operacional, Confiabilidad Humana, Confiabilidad y Mantenibilidad de equipos, Confiabilidad de procesos, FMEA.

DESCRIPCION: La finalidad de este proyecto es utilizar la estrategia de la confiabilidad operacional para reducir el impacto de las fallas, presentadas en la Planta de Inyección de agua del Campo Santiago, por medio de la adecuación de la instrumentación y control a los requerimientos actuales del proceso y de la capacitación al personal en la operación de la planta.

La Confiabilidad Operacional, es la capacidad de una instalación o sistema (integrado por procesos, tecnología y gente), para cumplir su función dentro de sus límites de diseño y bajo un contexto operacional específico. Para desarrollar el programa de Confiabilidad Operacional, es necesario el análisis de tres factores habilitadores: Confiabilidad Humana, Confiabilidad de los Procesos, y la Confiabilidad y Mantenibilidad de los equipos.

Como metodología facilitadora para desarrollar la estrategia de confiabilidad operacional se usó el análisis de modos, causas y efectos de falla (FMEA), debido a la flexibilidad que esta herramienta presenta para la evaluación de riesgos en equipos y procesos, además de su interrelación con las acciones que se puedan tomar para controlar o mitigar las fallas.

Con una alta Confiabilidad Operacional de la planta de Inyección de Agua se buscó que el proceso estuviese caracterizado por lograr la producción requerida con costos totales óptimos, debido a una ocurrencia de fallas mínimas, planes de mantenimiento que garanticen la cantidad de barriles de agua para inyección establecidos, con riesgos a un nivel aceptable en seguridad industrial y medio ambiente, y con personal competente y altamente motivado.

* Monografía

** Facultad de Ingenierías Físico mecánicas, Escuela de Ingeniería mecánica. Director: Ing. Camilo Ernesto Gallego

ABSTRACT

TITLE*: IMPROVEMENT OF THE OPERATIONAL RELIABILITY OF WATER INJECTION PLANT IN SANTIAGO OIL FIELD, MANI CASANARE

AUTHOR: VICTOR HUGO VELASQUEZ MURILLO**

KEY WORDS: Operational Reliability, Human Reliability, Equipment Reliability and Maintainability, Process Reliability, FMEA.

SUBJECT: The purpose of this project is to use the strategy of operational reliability to reduce the impact of the failures presented in the Water Injection Plant in Santiago oil field, through the adaptation of the instrumentation and control to the current requirements of the process and staff training in the operation of the plant.

Operational Reliability is the capability of a facility or system (consisting of processes, technology and people), to fulfill their function within its design limits and under a specific operational context. To develop the Operational Reliability program is necessary to analyze three enabling factors: Human Reliability, Process Reliability, and equipment Maintainability and Reliability.

As facilitator methodology to develop the strategy of operational reliability was used Failure modes and effects analysis (FMEA), due to the flexibility that this tool provides for risk assessment in equipment and processes, as well as their interrelationship with actions, which can be taken to control or mitigate the failures.

With a high operational reliability of the water injection plant was sought that the process achieved the required production with optimal total costs due to minimum failure occurrences, maintenance plans to ensure the number of barrels of water for injection established, with risks to an acceptable level in industrial safety and environment, and with competent and highly motivated staff.

* Monograph

** School of Mechanical Engineering. Maintenance Management Specialization. Director: Eng. Camilo Ernersto Gallego

INTRODUCCIÓN

Este trabajo de optimización de la confiabilidad operacional de la planta de Inyección de agua PIA, busca evitar los eventos de falla e incidentes que han ocurrido en la PIA y que están estrechamente relacionados no sólo con fallas operativas sino con una serie de factores de carácter técnico y limitaciones existentes de los esquemas de control con que cuenta el sistema de inyección de agua en la actualidad; considerando que a dichos factores no se les ha brindado la atención pertinente es indicado destinar recursos para la elaboración y ejecución de un plan integral que tenga como objetivo fundamental el mejoramiento de la confiabilidad operacional de la PIA.

Logrando mejora de los procesos, de la operación de los instrumentos y controles y la mantenibilidad de los mismos, es posible mitigar o suprimir aquellos incidentes que puedan desencadenar en emergencias por parada de producción, por afectación al medio ambiente o a las personas.

Para el caso de afectación a las personas se ha detectado un riesgo alto, el cual puede resultar en la lesión o incapacidad permanente de algún trabajador debido a: Reboses de tanques con fluido a alta temperatura, pérdida de control de un sistema de separación, indicación errática de niveles o variables del proceso asociados a lazos de control dinámico con retroalimentación de variables de proceso.

Analizando la afectación al medio ambiente, se tiene un riesgo medio, pues en caso de rebose de tanques se tiene un plan de contingencia con aislamiento por medio de diques. Sin embargo, en el caso de que sea necesario parar la planta, el riesgo es alto, pues grandes cantidades de agua con alta dureza, serían enviadas

directamente a vertimiento, mientras se hace la parada general de los pozos productores, lo cual afectaría al caño Umagua, con un daño ambiental incalculable, con multas por parte del ministerio de medio ambiente y con la posibilidad de cierre temporal o definitivo del campo.

Por último, en caso de falla de la planta de inyección de Agua, se tiene como la opción práctica, la parada de los pozos del sector Norte que son los de mayor producción de crudo, pero contienen la mayor cantidad de agua con cloruros suspendidos. Las pérdidas de producción ascienden a 1500 BLS/día, con el alto costo que esto implica.

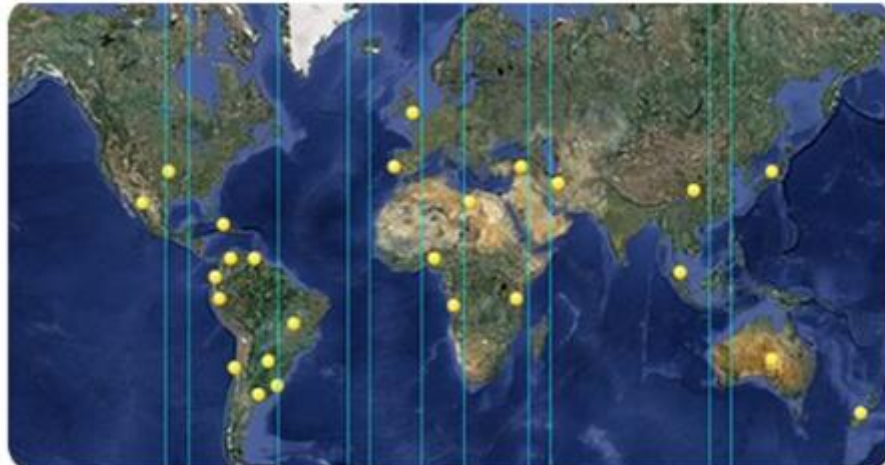
De acuerdo a lo anterior expuesto, es imprescindible la revisión del proceso, los equipos de instrumentación y control y su optimización, de acuerdo a los recursos asignados para el proyecto.

1. MARCO CONTEXTUAL

1.1 LA EMPRESA

Petrobras es una empresa Brasileña que está presente en 28 países, en los cinco continentes. Petrobras actúa como una empresa integrada de energía en los siguientes sectores: exploración, producción refinación, comercialización y transporte de crudo y gas natural, petroquímica, distribución de derivados, energía eléctrica, biocombustibles y otras fuentes renovables de energía.

Figura 1. Presencia de Petrobras en el mundo.



Fuente: <http://www.petrobras.com/es/quiene-somos/presencia-global/>

Petrobras Colombia. Petrobras llegó a Colombia en el año de 1986, desde entonces, ha venido creciendo en las áreas de exploración y producción, comercialización y distribución.

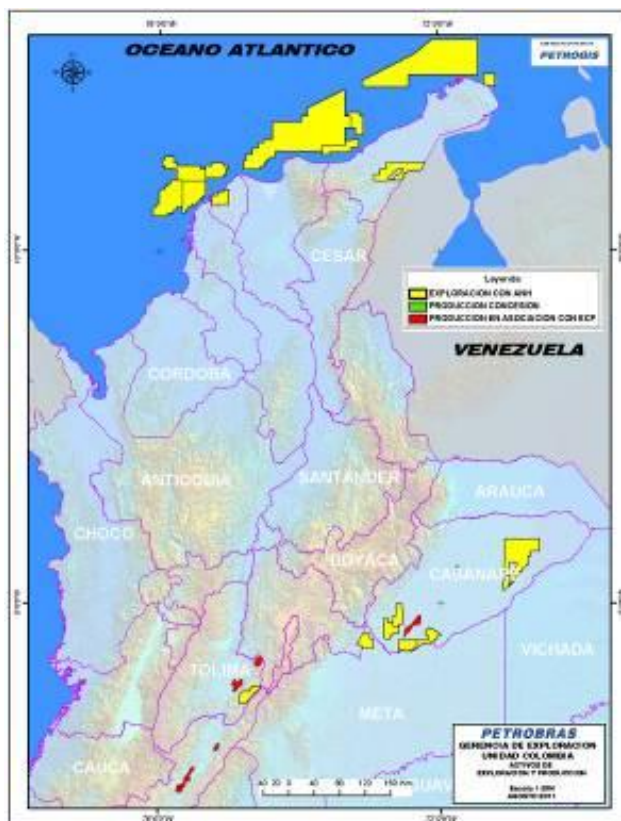
Actualmente en Colombia, la empresa cuenta con 86 estaciones de servicio, en las ciudades de Bogotá, Cali, Pereira, Manizales, Zarzal, Yopal, Duitama, Paipa, Sogamoso, entre otras.

Además, Petrobras Lubrax es la línea de lubricantes, diseñada con los más altos estándares de la industria del petróleo, ofrece al mercado colombiano un portafolio de productos y servicios enfocados en atender todas las necesidades de los diferentes segmentos de la industria nacional, teniendo como preferentes la minería, el transporte, el petrolero y el automotor.

En Exploración y Producción, Petrobras cuenta con siete campos de producción en tierra, cinco de ellos operados, en los departamentos de Huila, Tolima y Casanare y 15 bloques exploratorios, seis de ellos costa fuera, donde la compañía cuenta con la mayor experiencia a nivel mundial.

En la gráfica siguiente se muestra la presencia de Petrobras en exploración y producción en el país.

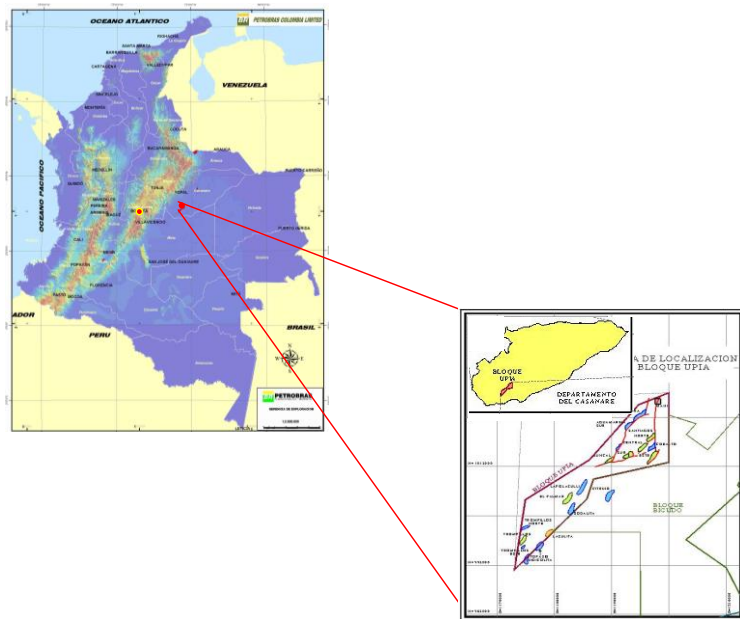
Figura 2. Mapa de Exploración y Producción Petrobras Colombia.



1.2 DISTRITO DE PRODUCCIÓN NORTE

El Distrito de Producción Norte (DPNO) está conformado por el campo de producción de petróleo Campo Santiago, el cual se encuentra ubicado en el departamento del Casanare, área rural del Municipio de Maní a 18 km del municipio de Yopal, por la vía Yopal – Maní (Ver figura 3).

Figura 3. Ubicación Campo Santiago.



El campo actualmente se encuentra en asociación, denominada UPIA, entre la empresa colombiana Ecopetrol y la brasileña Petrobras, cada una de las cuales con una participación de 50%, siendo Petrobras el operador.

Campo Santiago tiene una edad de 26 años y se encuentra en la etapa de madurez, por lo cual el BSW (Basic sediments and water) es de 98%, con una producción total de agua de 207.000 BLS (barriles por día). La producción total actual es de 1890 BOPD (Barriles de petrolero crudo por día), el cual se puede

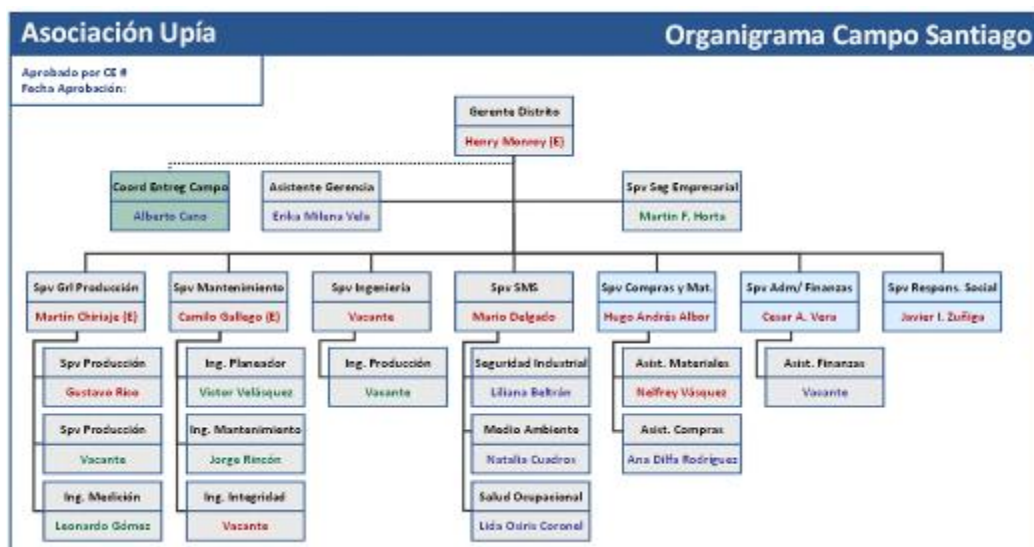
clasificar dentro del rango de crudos livianos (Ver tabla 1, con las especificaciones de los fluidos extraídos en el campo Santiago)

Tabla 1. Características de los fluidos en Santiago.

CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS			
Aceite:	Gravedad API	19 - 30	° API
	Viscosidad @ P y T de Yto	2 -18	cp
	Punto de burbuja	80-150	psi
Agua:	Gravedad específica	1	
	Cloruros	85 - 7,500	ppm Cl ₂
Gas:	Gravedad	0.97	
	GOR	80 - 1250	scf/bbl

1.2.1 Estructura Organizacional DPNO. La condición organizacional de la empresa se presenta como referente en el mercado de gas y petróleo en el país, donde se destaca el manejo de procesos pues cada uno de ellos cuenta con supervisión de manera directa, y se contrata operación, mantenimiento y proyectos por medio de un “out-sourcing”. En la siguiente gráfica se presenta el organigrama de DPNO.

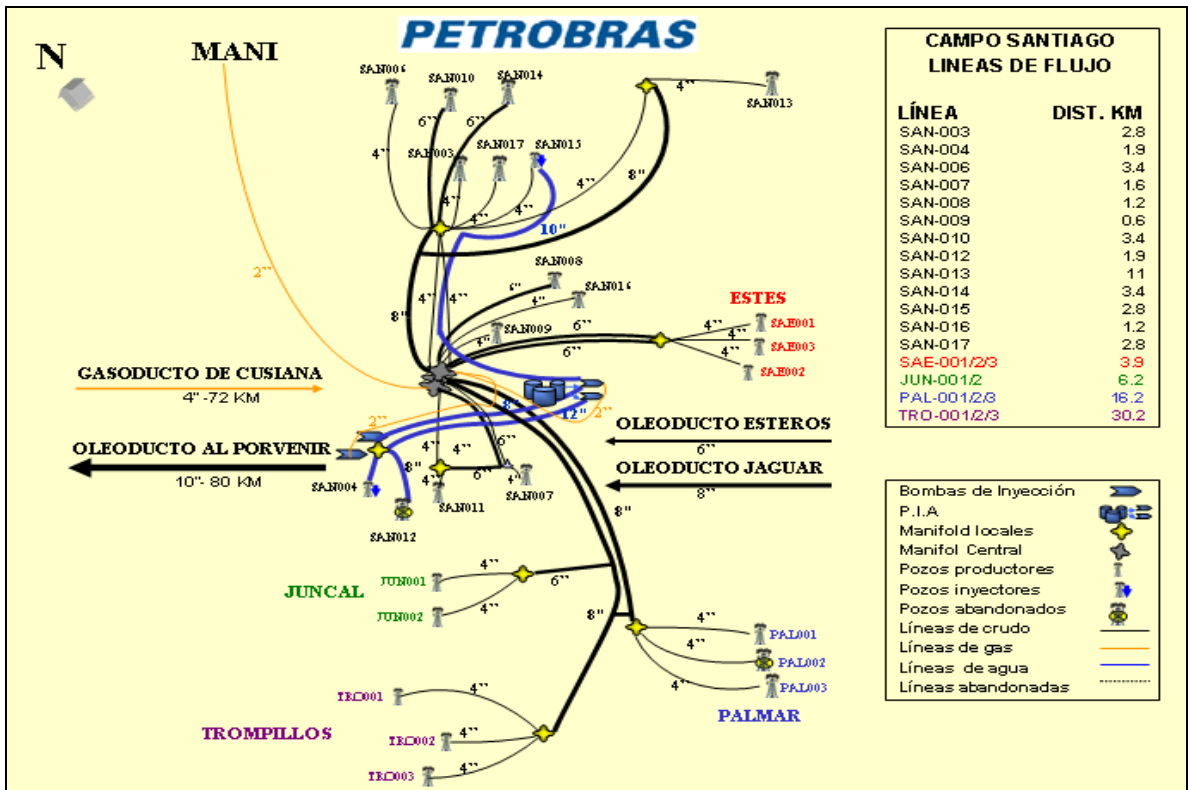
Figura 4. Organigrama Distrito de Producción Norte.



1.2.2 Descripción de los procesos del campo. El Campo Santiago cuenta con cuatro macro - procesos: manejo de fluidos, el cual contiene extracción y separación trifásica de aguas, gas y aire, generación eléctrica, manejo de crudo de terceros e inyección de agua.

Manejo de Fluidos En la gráfica siguiente se presenta las líneas de flujo desde los campos productores hacia la estación. Campo Santiago cuenta con 21 pozos productores, 3 pozos inyectores y un pozo cerrado. Toda la producción de crudo se obtiene con la utilización de bombas electro - sumergibles (ESP)

Figura 5. Diagrama general de líneas de fluidos Campo Santiago.



Generación eléctrica: El campo cuenta con una capacidad instalada de 10,4 MW, distribuidos en 3,6 MW de generación diesel y 6,8 MW de generación a gas. La

generación diesel se encuentra normalmente en “stand by” como equipos redundantes en caso de parada del sistema de alimentación de gas. El gas combustible es comprado a Cusiana y obtenido propiamente con los pozos Palmar.

Campo Santiago es autosuficiente con su generación eléctrica y no se encuentra interconectado con la red nacional de distribución.

Manejo de crudo de terceros: Este macro - proceso surgió como una nueva oportunidad de negocio para Petrobras, pues campo Santiago es el único campo que cuenta con oleoducto en esta región del departamento del Casanare. La estación Santiago recibe crudo de los campos vecinos pertenecientes a diferentes empresas nacionales y extranjeras.

Inyección de Agua: El sistema de inyección de agua de producción de Campo Santiago, fue desarrollado con el objetivo primordial de mejorar la calidad de agua residual de producción que son dispuestas a través de lotes de cultivos de arroz y vertimiento directo al caño Umagua. El agua producida por los pozos que aportan mayores concentraciones de cloruros es tratada en la planta de inyección de agua (PIA) para reinyectarla a la formación productora, tal como está establecido en el permiso de vertimientos otorgado por Corporinoquia.

La capacidad total de manejo en la planta de inyección para la disposición del agua asociada a la producción con altas concentraciones de cloruros es de 120.000 BWPD de acuerdo a la Resolución 200.15.07-0325 del 20 de abril de 2007.

El proceso de Inyección de agua de agua del campo Santiago se ha convertido en un proceso crítico para la producción de crudo y para el cumplimiento de la

normatividad ambiental del campo (Según decreto 1594 de 1984). La descripción del proceso se describe en el capítulo 1.3.

1.3 PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA PIA

Debido a que el agua producida en algunos pozos de producción tiene durezas por encima de los valores aceptables para vertimiento, se hizo necesaria la creación de una planta de Inyección de agua (PIA). La planta fue instalada en el año 2007, sin embargo se han presentado fallas recurrentes debido a cambios del proceso por ampliación de la cantidad de agua inyectada y deficiente control del mismo.

Descripción del proceso: El proceso general de disposición del agua de inyección es presentado en las figuras 6 y 7.

Figura 6. Proceso general de operación campo Santiago.

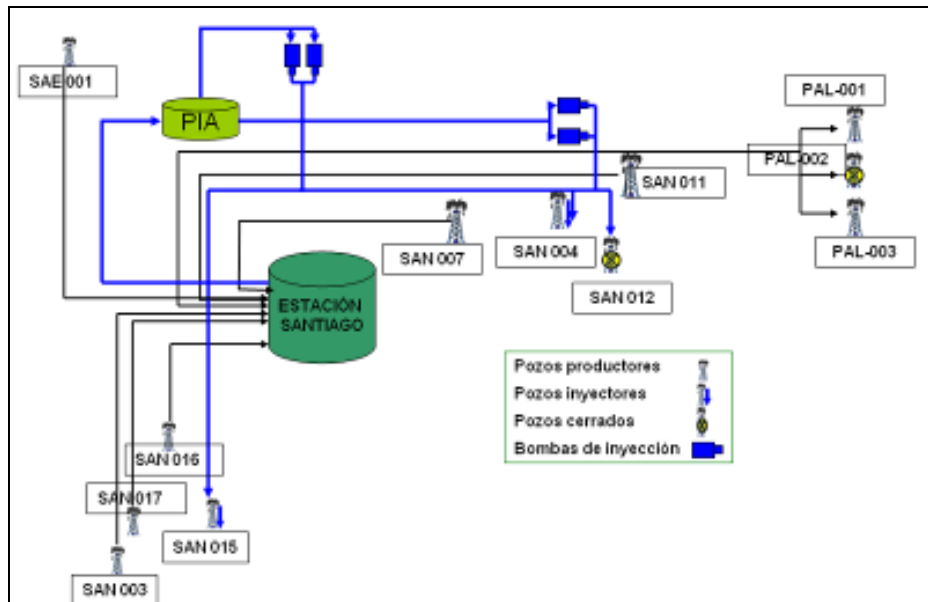
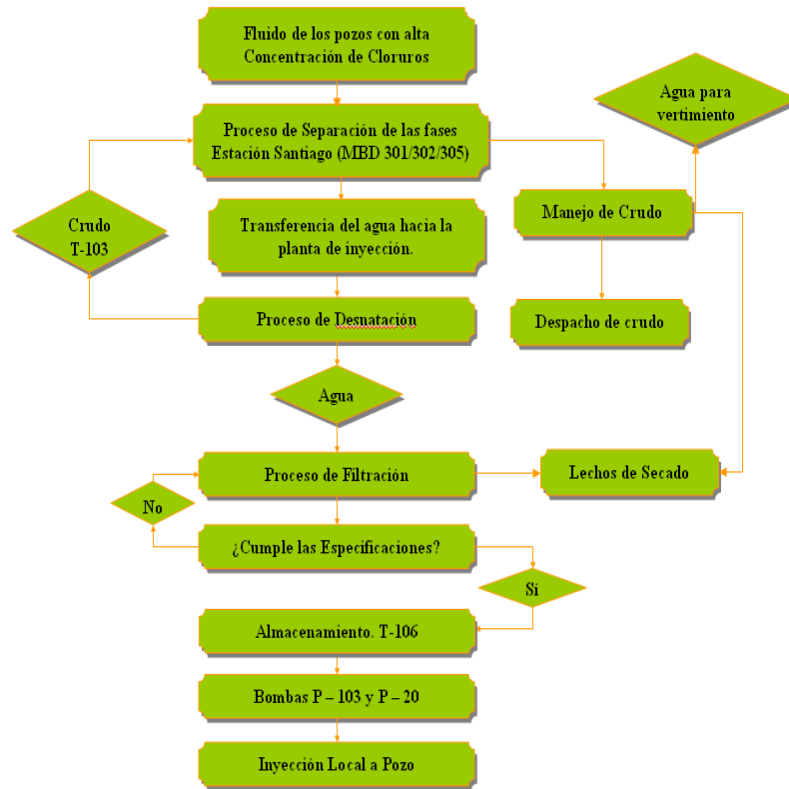


Figura 7. Diagrama de flujo proceso de inyección de agua



El crudo con BSW cerca al 98% proveniente de los pozos productores es enviado directamente al proceso de separación trifásico, donde se separa: crudo, gas y agua. El crudo es enviado hacia su proceso de almacenaje y despacho, el gas a su vez es enviado hacia las líneas que alimentan los generadores a gas y la tea; por último el agua de bajos contenidos de cloruros es enviada a vertimiento y el agua con altos contenidos de cloruros es enviada a la PIA.

El agua proveniente de los separadores trifásicos MBD-301 y MBD-305 de la estación central llega por línea De 12" a la Planta de Inyección de Agua mediante el Manifold de recibo. Mediante esta facilidad se envía el fluido a los tanques desnatadores T-104 y T-105. Por segregación se separan el aceite del agua.

Seguidamente el agua es enviada a los tanques de proceso TK-102A/B/C cuya función además de permitir la separación del agua procedente de los tanques desnatadores, es proporcionar cabeza para la succión de las bombas de filtración P-101A/B/C/D. Dado el caso en que se presente saturación en los filtros, o un problema en dicho sistema, existe la facilidad para recircular el fluido desde las bombas de filtración hacia el tanque de proceso TK-102B, controladas automáticamente por medio de una válvula controladora de flujo FCV. Después de que el agua es sometida a los procesos de filtración para removerle los sólidos suspendidos, se envía al tanque de almacenamiento TK-106 para finalmente ser bombeada hacia los pozos de inyección por medio de las bombas P-103A/B y P-20A/B.

El gas disuelto que haya estado en solución con el agua de producción es enviado a una tea local, pasando antes por un filtro coalescente “scrubber” donde se remueve la humedad presente el gas, por medio de líneas de 4” y líneas de venteo ubicadas en el techo de cada tanque.

Todo el crudo que se haya recuperado en los tanques desnatadores, de proceso o en los filtros es enviado al tanque TK-103 de aguas aceitosas; por medio de las bombas P-105 se envía hacia la estación central.

El tanque TK-106, además de almacenar el agua con características y parámetros óptimos para inyección, cumple la función de entregar cabeza de succión a las bombas Booster P-102A/B/C/D/E encargadas de enviar el fluido hacia las bombas P-103A/B y P-20A/B a través de la distribución de tuberías de despacho.

La ilustración que se muestra a continuación representa los procesos previamente mencionados, donde:

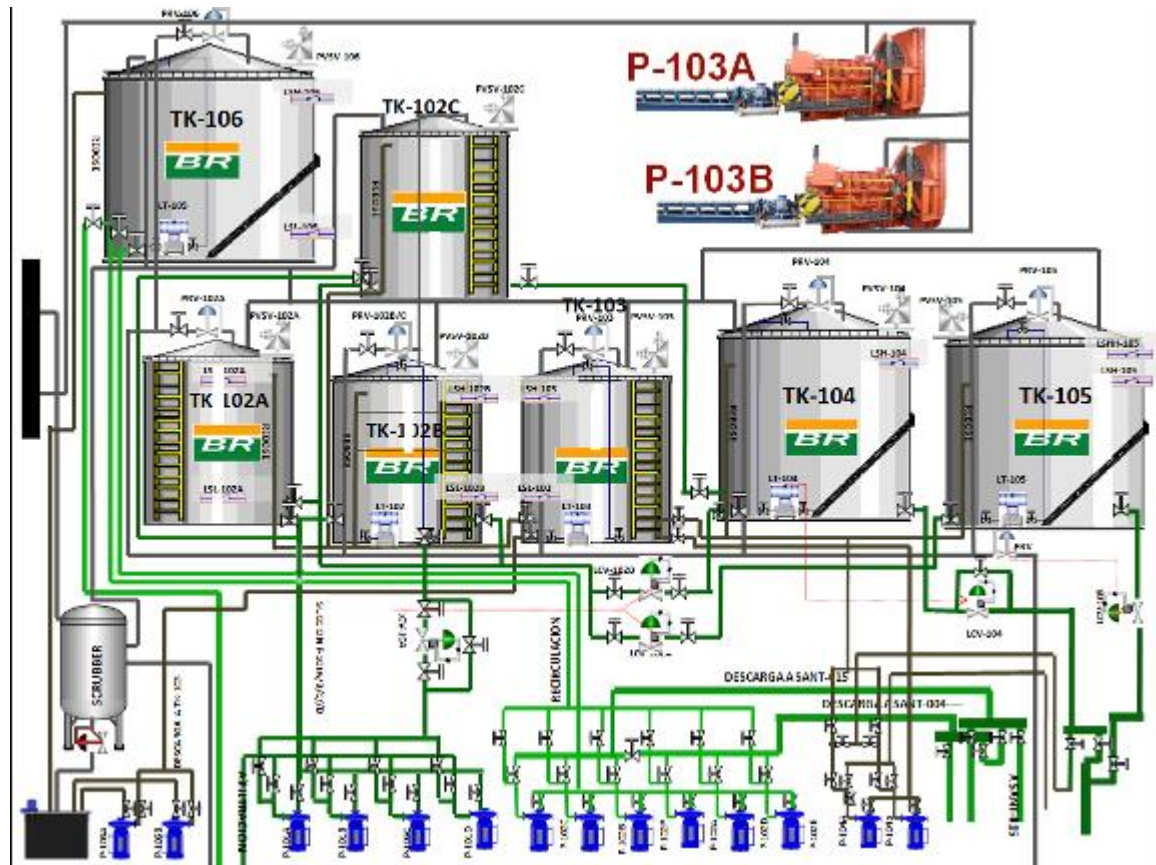
- Líneas azul Oscuro: Representan líneas de flujo para el agua.

- Líneas Amarillas: Líneas de gas para el sistema de venteo de los tanques.
- Líneas Azul claro: Líneas de descarga desde el tanque TK-106 hacia las bombas de cebado o “Booster” y Bombas de Inyección.
- Líneas negras: Líneas de descarga de aguas aceitosas.

En la siguiente gráfica se presenta el diagrama de tuberías e instrumentos P&ID, de la planta de inyección de agua.

Cada una de las válvulas y lazos de control principales se encuentran en la figura 8.

Figura 8. Diagrama de tuberías e instrumentación PIA.



1.4 DIAGNÓSTICO DE CONDICIÓN DE LA PIA

Para realizar el diagnóstico de la condición que se presenta en la Planta de Inyección de agua, se descargaron del ERP (Enterprise Resourcing Planning) SAP, los registros históricos de órdenes de trabajo ejecutadas durante el año 2010. (Todo el registro histórico se puede ver en el anexo A).

Se evaluó la data con la metodología 5W2H (Por sus siglas en inglés: What, When, Where, Why, Who, How, How Much) con el fin de diagnosticar el problema de confiabilidad de la PIA.

1.4.1 Clasificación de los eventos. De acuerdo a la matriz de la valoración de impactos de Petrobras, la cual se presenta en la imagen siguiente, se hizo una discriminación de cada uno de los eventos que tienen registro para el año 2010.

Figura 9. Matriz de definición de impacto de fallas.

SEVERIDAD				FRECUENCIA						
SEGURIDAD	AMBIENTAL	ECONOMICA	PERDIDAS DE PRODUCCION	1 vez cada 5 años o más	1 vez cada 3 años	1 vez o más al año	1 vez cada 3 meses	1 vez al mes	SEVERIDAD	
Primeros Auxilios	Fuga leve (<0,1 bl)	< 1000U\$ \$2.200.000	< 1% Produccion Diaria							1
Tratamiento médico	Fuga menor (0,1 a 1 bl)	1.001-10.000 U\$ Menor \$22.000.000	1 a 3% Prod Diaria							2
Accidente con tiempo perdido	Fuga localizada (1 a 10bl)	10.001-25.000U\$ 22M\$ a 55M\$	3 a 7% Prod Diaria							3
Incapacidad parcial o total	Fuga mayor (10 a 100bl)	25.001 - 50.000 U\$ 55M\$ a 110M\$	7 a 10% Prod Diaria							4
Fatalidad	Fuga extensa (>100bl)	> 50.000 U\$ Mayores a 110M\$	>10% Prod Diaria							5

	RCA		REPORTE DE FALLA		REPORTAR EN SAP PM
--	-----	--	------------------	--	--------------------

Se obtuvo una falla en el rango de análisis de causa raíz (Clasificación C5), diez en el rango de reporte de falla y ciento cinco como reporte en el sistema SAP. En la siguiente gráfica se muestra la distribución de los eventos. Lo cual indica que se tuvo un 1% de eventos de alto impacto para la organización y 9% de eventos con impacto medio, pero con potencial alto, pues pueden generar eventos que afectan a la seguridad salud y medio ambiente.

Figura 10. Clasificación de eventos, PIA 2010.



Además, los eventos fueron clasificados según el tipo de mantenimiento que se ejecutó, ya sea correctivo, preventivo, predictivo ó proactivo.

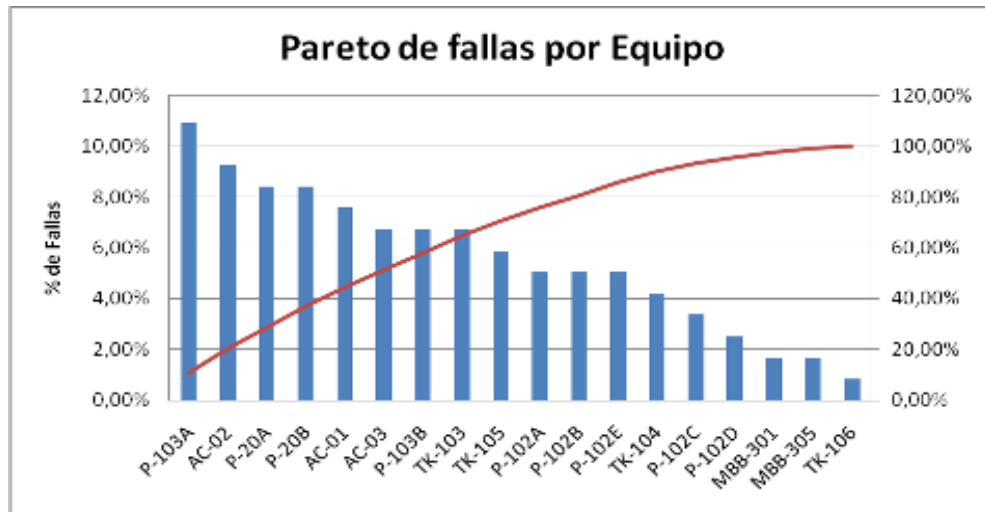
Figura 11. Distribución de tipos de mantenimiento en la PIA.



La PIA presenta una alta cantidad de órdenes de trabajo de mantenimiento correctivo, pues llega al 31% de las actividades. La distribución de eventos correctivos presenta un aumento de cerca del 16% respecto del porcentaje que se presentó para el mismo año en todo el campo, lo cual indica la pérdida de confiabilidad de la Planta de Inyección de Agua.

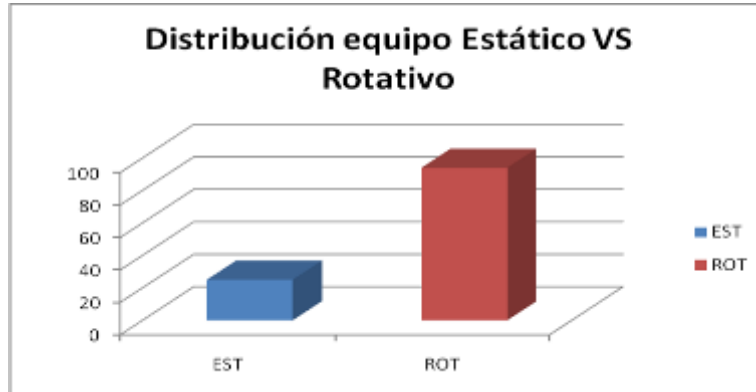
1.4.2 ¿Qué está fallando? Se evaluó la repercusión de las órdenes de trabajo en los equipos padre, los cuales a su vez se subdividieron en la clase de equipo a la que pertenecen ya sean Rotativos o Estáticos.

Figura 12. Pareto de fallas por equipo



En la gráfica anterior se presenta el análisis de Pareto de los eventos presentados en el año 2010. No es claro evidenciar los problemas reales de la planta mediante este análisis, pues los equipos rotativos son sometidos a varias intervenciones a lo largo de un año, sin embargo, en el equipo de estático los tiempo medios para fallar (MTBF) son mayores, pero tienen un alto número de intervenciones (ver TK-103 y TK-105). Por esta razón se analizó cuántas intervenciones e tuvieron para equipo estático y rotativo.

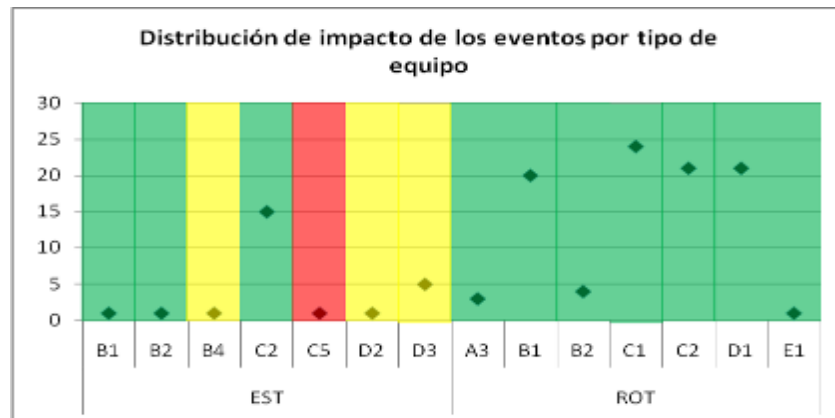
Figura 13. Intervenciones por tipo de equipo, PIA 2010.



El análisis entonces tiende hacia la clasificación de fallas y cuáles tipos de equipos están involucrados en las fallas que reflejan un mayor impacto para la organización.

Sorprendentemente todas las fallas importantes o de alto impacto, ocurrieron sobre el equipo estático. En la figura 14 se muestra la clasificación de los eventos por tipo de equipos.

Figura 14. Distribución del impacto de los eventos por tipo de equipo.



Como se muestra en la gráfica anterior, aunque la cantidad de eventos en los equipos estáticos son menores a las de equipo rotativo, los impactos se encuentran con un impacto potencial muy alto.

1.4.3 ¿Cuándo se presentan los eventos? Se hizo una gráfica de tendencia de cuándo se presentó el mayor número de intervenciones a la PIA y se obtuvo picos de eventos.

Figura 15. Cuándo se presentan los eventos, PIA 2010.



Se tuvo gran cantidad de eventos durante la temporada seca del año 2010 en los llanos Orientales, lo cual correspondió a los meses de Marzo, Abril, Mayo, lo cual se debe que en esta temporada la planta trabaja al máximo de su capacidad.

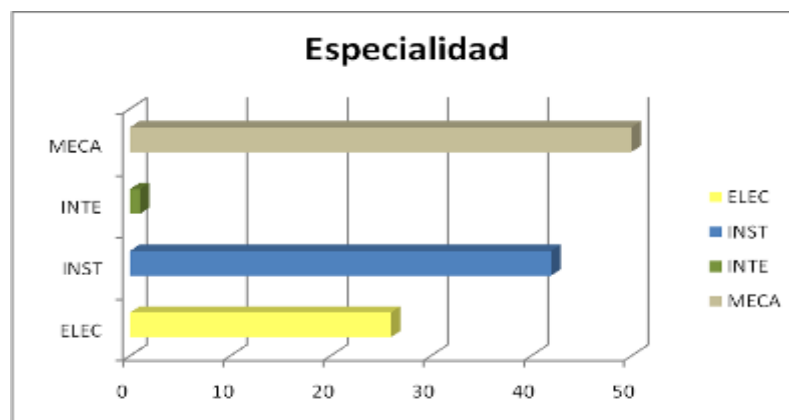
Durante la temporada seca el vertimiento se transforma en un proceso crítico, debido a que no se tiene la presencia de las aguas lluvias que puedan diluir las concentraciones de cloruros vertidos. De esta forma, es necesario inyectar la mayor cantidad de agua posible, para evitar vertimientos que afecten el medio ambiente.

1.4.4 ¿Quién ejecuta las actividades de Mantenimiento? Debido a la gran cantidad de bombas en la PIA, quienes ejecutan la mayoría de las actividades son los técnicos mecánicos, sin embargo la especialidad de Instrumentación y control ocupa el segundo lugar en el número de intervenciones.

Considerando que para las especialidades de electricidad (ELEC) y mecánica (MECA) se cuenta con dos parejas de técnicos y solo una para instrumentación (INST) se puede inferir que ésta última especialidad tiene una sobrecarga en la PIA.

En la figura 16 se presenta la distribución de la mano de obra por especialidad en la PIA durante el año 2010.

Figura 16. Distribución de especialidades ejecutantes, PIA 2010.

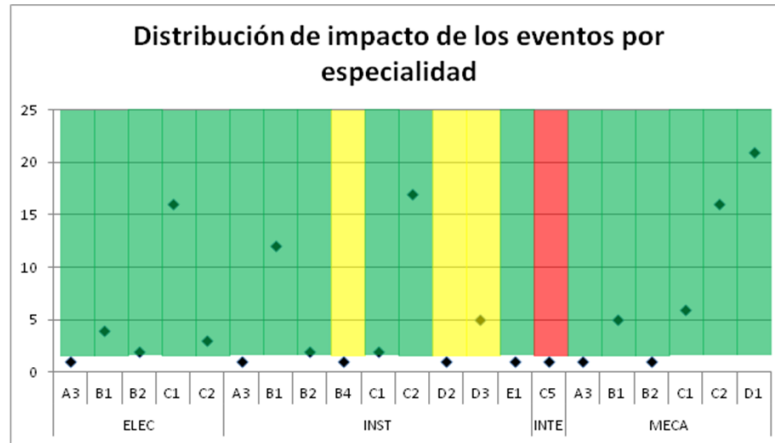


La otra especialidad que se tuvo en cuenta es la de Integridad (INTE), debido a los trabajos que se ejecutaron con el fin de recuperar la integridad de dos vasijas en la PIA.

De la misma forma que se hizo la clasificación del impacto de los eventos por tipo de equipo, se ha hecho para especialidad de ejecución.

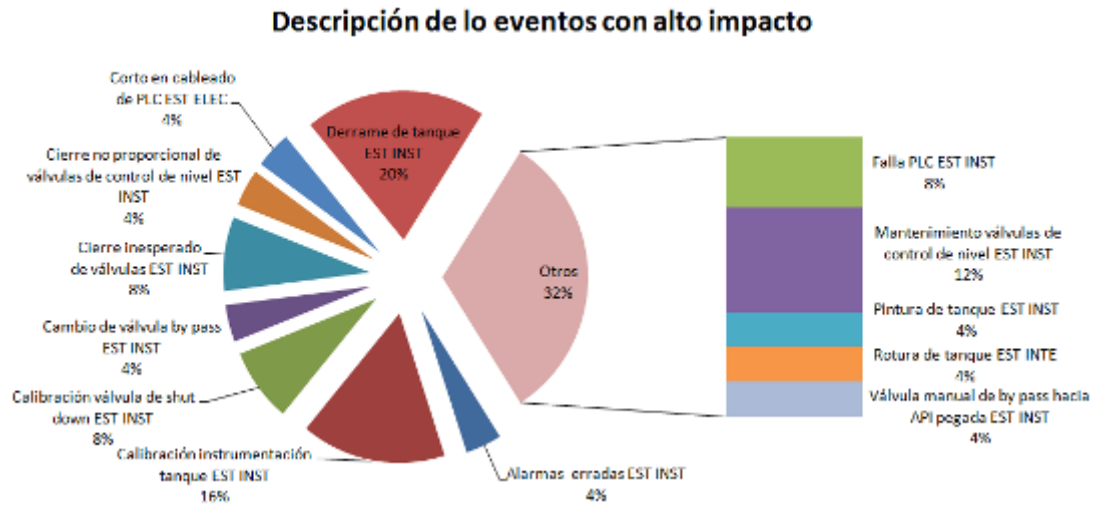
En la figura 17 se observa que los eventos de alto impacto (color amarillo y rojo) han sido atendidos en su totalidad por la especialidad de Instrumentación y por ingeniería de integridad.

Figura 17. Distribución del impacto de los eventos por especialidad



1.4.5 ¿Cómo han sido los eventos en el equipo estático? Se identificaron los modos de falla para cada evento con prioridad alta. En la figura 18 se presenta la descripción de los eventos en el pequeño grupo seleccionado.

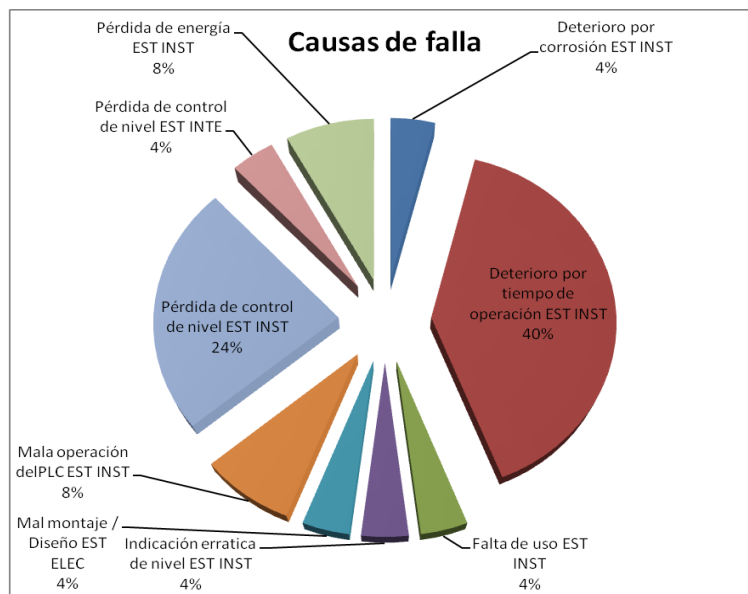
Figura 18. Descripción de eventos con alto impacto, PIA 2010.



Claramente la especialidad involucrada en la mayoría de las intervenciones es la de instrumentación.

También se identificaron las posibles causas de falla. Como se muestra en la siguiente gráfica, el departamento de mantenimiento tiene alta injerencia en la causalidad de falla, pues el 40% de los eventos corresponde a deterioro por tiempo de operación, es decir, que la instrumentación se encontraba corriendo hasta la falla.

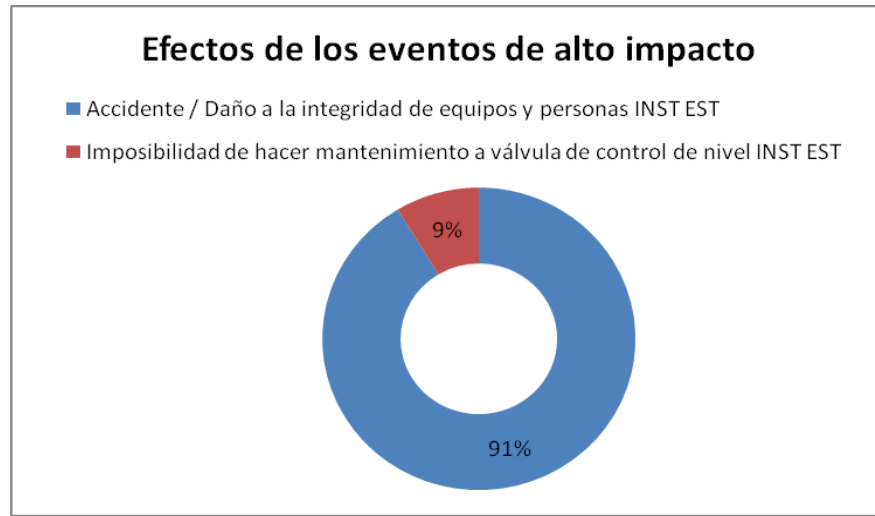
Figura 19. Causas de los eventos con alto impacto, PIA 2010.



1.4.6 ¿Qué puede ocurrir? El último análisis que se hizo corresponde a los efectos de las fallas con alto impacto. Con la siguiente gráfica se muestra la severidad del riesgo en el que se encuentran las personas y la integridad de los equipos, si se continúa operando de la misma forma que se hizo durante el año 2010.

El 91% de los eventos puede desencadenar en un accidente con daño a la integridad de los equipos o las personas. Se debe recordar que el fluido de proceso en la PIA es agua a una temperatura entre 78° C y 82° C.

Figura 20. Efectos de los eventos de alto impacto, PIA 2010.



1.5 OBJETIVOS

1.5.1 Objetivo General: Optimizar la confiabilidad Operacional de la Planta de Inyección de agua del campo Santiago.

1.5.2 Objetivos Específicos.

- Adecuar la instrumentación y control de la PIA (Planta de Inyección de Agua) de acuerdo a los nuevos requerimientos del proceso.
- Crear los planes de mantenimiento de los lazos de control principales de la PIA.
- Capacitar el personal de Operación y mantenimiento, de acuerdo a las modificaciones hechas en la planta.

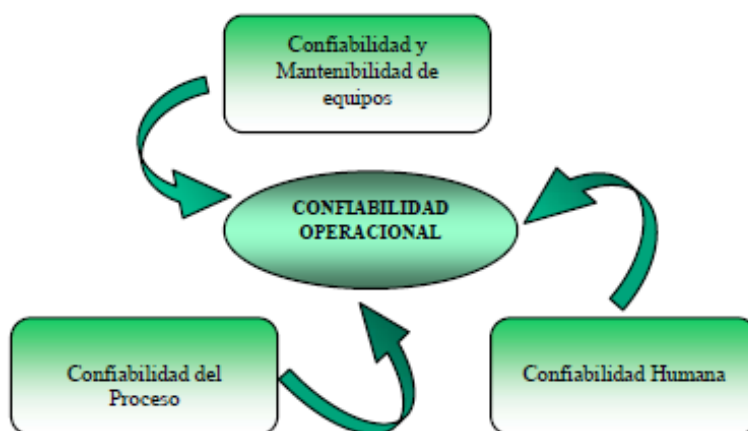
2. MARCO TEÓRICO

2.1 CONFIABILIDAD OPERACIONAL

La **Confiabilidad Operacional** se define como una serie de procesos de mejora continua, que incorporan en forma sistemática, avanzadas herramientas de diagnóstico, metodologías de análisis y nuevas tecnologías, para optimizar la gestión, planeación, ejecución y control, de la producción industrial

La Confiabilidad Operacional, es la capacidad de una instalación o sistema (integrado por procesos, tecnología y gente), para cumplir su función dentro de sus límites de diseño y bajo un contexto operacional específico. Es importante puntualizar que en un programa de Confiabilidad Operacional, es necesario el análisis de tres factores habilitadores: Confiabilidad Humana, Confiabilidad de los Procesos, y la Confiabilidad y Mantenibilidad de los equipos. ¹

Figura 21. Confiabilidad operacional.



Fuente: Engineering Reliability and Management (ER&M)

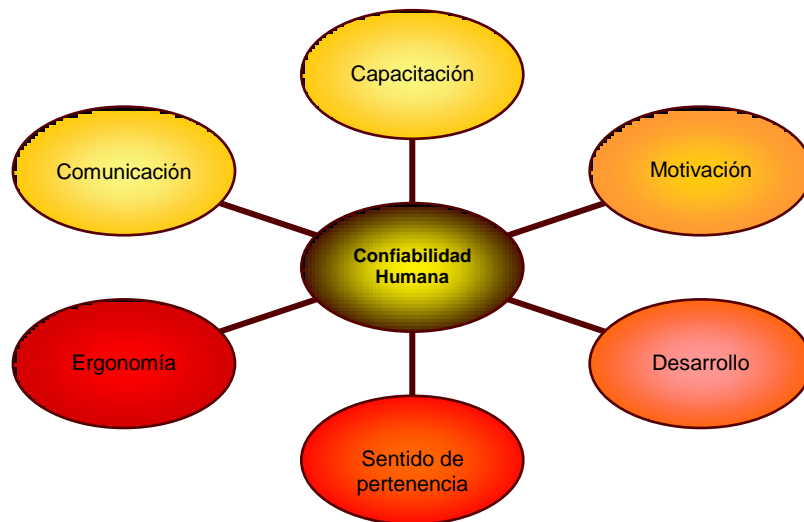
¹ Tomado del VII Congreso Internacional de Mantenimiento ACIEM
G Becerra, O García. Sistema Integrado de Confiabilidad Operacional para el área de servicios industriales de Bavaria S. A. Cervecería de Boyacá. Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia

La variación en conjunto o individual de cualquiera de los tres parámetros presentados en la figura 21, afecta el comportamiento global de la Confiabilidad Operacional de un determinado sistema.

Una alta Confiabilidad Operacional consiste en procesos caracterizados por lograr la producción requerida con costos totales óptimos, debido a una ocurrencia de fallas mínimas, planes que garanticen la producción establecida, riesgos a un nivel aceptable, personal altamente motivado, etc. En resumen, es contar con excelencia en los procesos medulares, en cuanto a calidad y costos, es alcanzar la categoría de Clase Mundial.

2.1.1 Confiabilidad Humana. La confiabilidad humana se define como la probabilidad que las personas se desempeñen efectivamente en todos los procesos, sin cometer errores o fallas derivados del conocimiento y actuar humano, durante su competencia laboral, dentro de un entorno organizacional específico. La Confiabilidad humana incluye múltiples elementos para la proyección personal (Ver figura 22), que permiten optimizar los conocimientos, habilidades y destrezas de los individuos con el fin de generar “Capital humano”.

Figura 22. Elementos de proyección personal.



El *capital humano* permite el incremento de la capacidad de producción, mediante el desarrollo de las competencias de los trabajadores de la empresa. Está formado por el ingenio y el conocimiento que hacen parte de las personas, su salud mental y la calidad de sus hábitos de trabajo. Estas facultades se adquieren con entrenamiento, experiencia, dedicación y formación. También es común señalar al Capital Humano como indispensable para la competitividad de las economías modernas ya que su productividad se basa en la generación, difusión y uso del conocimiento. Capturar y aprovechar las facultades humanas en beneficio de la organización, permite convertir Capital Intelectual en Capital *Financiero*, lo cual constituye un nuevo paradigma industrial².

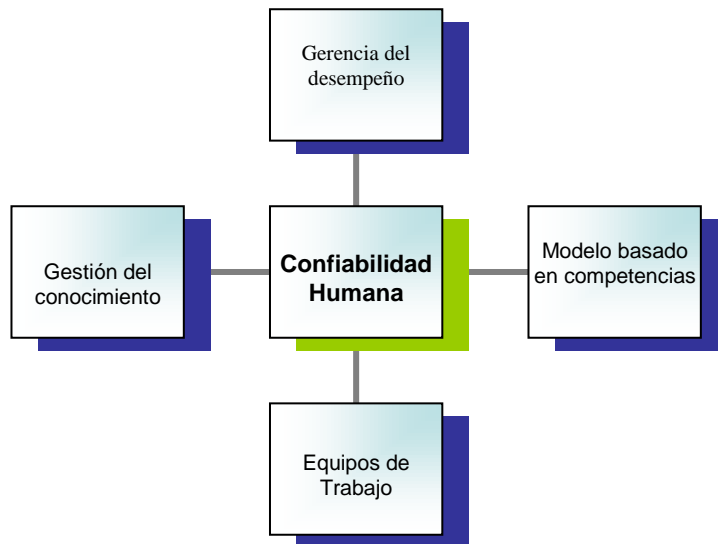
El mejoramiento de la Confiabilidad Humana se puede lograr mediante la implementación de varias estrategias, que incluyan una adecuada Gestión del Conocimiento, la consolidación de los Equipos Naturales de Trabajo, la aplicación de Sistemas de Competencias y la creación de comunidades del conocimiento, gestionando eficazmente su desempeño, con el fin de asegurar su competitividad, su efectividad y poder preservar el conocimiento como el activo principal de la organización.³

Estrategias de Confiabilidad Humana: Los procesos soportados en las herramientas de la Confiabilidad Operacional, son la base de las estrategias que se generan para alcanzar la excelencia en las actividades industriales. Como se dijo anteriormente las estrategias vitales para el mejoramiento de la Confiabilidad Humana, son las cuatro siguientes, mostradas en la Figura 23.

² GUTTMANN, H., SWAIN, A. (1983). "Handbook of Human Reliability Analysis with Emphasis on Nuclear Power Plant Applications". NUREG / CR-1278, SAND 80 - 0200, Albuquerque, NM: Sandia National Laboratories

³ CÁCERES, Beatriz. (2004). "Como Incrementar la Competitividad Mediante Estrategias para Gerenciar Mantenimiento". VI Congreso Internacional de Mantenimiento. ACIEM. Bogotá. Colombia

Figura 23. Estrategias de la confiabilidad humana



2.1.2 Confiabilidad de procesos. La confiabilidad del proceso se define como la probabilidad de que las operaciones industriales, fallen debido a mal diseño, mala ejecución o pobre desempeño de los procesos.

Dentro de la optimización general de los procesos y procedimientos se deben considerar⁴:

- Registro del Historial de Equipos
- Planificación y Programación de Actividades
- Ventanas operativas de los equipos
- Plan Integral de Mantenimiento y producción
- Análisis Costo - Riesgo - Beneficio
- Gestión de Inventarios
- Análisis y Diagnóstico de Sistemas
- Control de Indicadores de Gestión

⁴ SOTUYO B., Santiago. (2001). "OIM: Optimización integral de Mantenimiento". Ellmann, Sueiro S. A. www.ellmann.net. www.confiabilidad.net.

- Plan de Mejoramiento Continuo

La optimización de los procesos requiere que los equipos de planeación tengan la autoridad para cambiar la manera como se ejecutan las actividades; para lo cual se requiere, de acuerdo con la magnitud del cambio: una reingeniería del proceso, o una mejora incremental.

En las organizaciones de hoy todo se justifica con base en los *Análisis de Costos*. La información acumulada de costos de producción y mantenimiento, de mano de obra, de materiales, de manejo de inventarios y los datos de Confiabilidad y Disponibilidad, son los *Indicadores Claves de Desempeño*, para la optimización de los procesos.

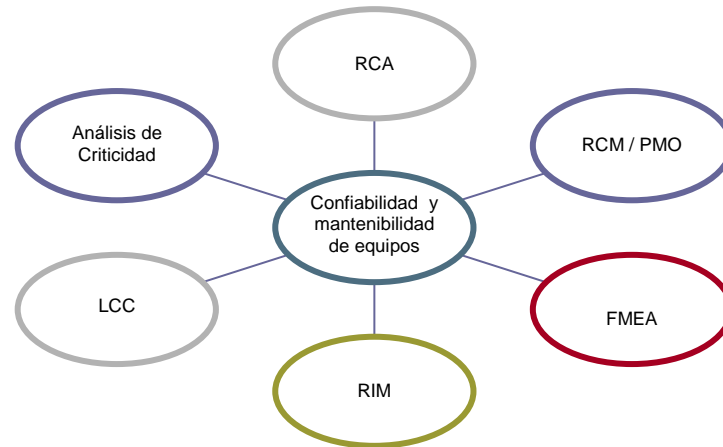
Una de las metodologías empleadas para el análisis de procesos es el FMEA, ya que brinda la posibilidad de evaluar los efectos de las fallas internas de procesos.

2.1.3 Confiabilidad y mantenibilidad de equipos. La confiabilidad de equipos se define la probabilidad de que los equipos cumplan la función para la cual fueron adquiridos y la mantenibilidad la probabilidad de que puedan ser reparados.

Controlando estos dos indicadores de mantenimiento se puede optimizar el impacto total de los costos y la exposición al riesgo. Son múltiples las herramientas que usan para garantizar la confiabilidad y mantenibilidad de los equipos para alcanzar la excelencia.

En la figura siguiente se muestran las herramientas más usadas para generar estrategias vitales en el mejoramiento de la Confiabilidad y mantenibilidad de equipos.

Figura 24. Herramientas de confiabilidad y mantenibilidad de equipos.



El **Análisis de Criticidad**, es una técnica que permite jerarquizar instalaciones, sistemas y equipos, en función de su impacto global, con el fin de facilitar la toma de decisiones.

El **Análisis de Modos y Efectos de Falla (FMEA)**, es una metodología que permite determinar los modos de falla de los componentes de un sistema, el impacto y la frecuencia con que se presentan (se describe en el capítulo 2.2).

El **Análisis Causa Raíz (RCA)**, es un procedimiento sistemático que se aplica con el objetivo de precisar las causas que originan las fallas, sus impactos y sus frecuencias de aparición, para poder mitigarlas o eliminarlas.

La **Inspección Basada en Riesgos (RBI)**, es la técnica que permite definir la probabilidad de falla de un sistema, y las consecuencias que las fallas pueden generar sobre la gente, el proceso y el entorno.

El **Mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM)**, es una metodología que permite establecer planes de mantenimiento basados en confiabilidad.

La **Optimización del mantenimiento planeado (PMO)** es una metodología que

parte de los planes de mantenimiento que tiene una compañía y los mejora de tal forma que se optimicen costos.

El Análisis del Costo del Ciclo de Vida (LCC), es una técnica que permite elegir entre opciones de inversión o acciones de mejora de la confiabilidad con base en su efecto en el costo total del ciclo de vida de un activo nuevo o en servicio.

El Análisis de Información de Confiabilidad (RIM). Es una herramienta que permite el aseguramiento de la información de mantenimiento y confiabilidad, por medio del CMMS.

2.2 ANÁLISIS DE MODOS , CAUSAS Y EFECTOS DE FALLA (FMEA)

FMEA es una herramienta para mejorar la confiabilidad de procesos o equipos. La metodología del análisis de modo y efecto de las fallas (FMEA, Failure Mode and Effects Analysis), proporciona la orientación y los pasos que un grupo de personas debe seguir para identificar y evaluar las fallas potenciales de un equipo o un proceso, junto con el efecto que provocan éstas⁵. A partir de lo anterior, el grupo establece prioridades y decide acciones para intentar eliminar o reducir la posibilidad de que ocurran las fallas potenciales que más vulneran la confiabilidad de los equipos o procesos.

La frecuencia con que ocurren las fallas junto con su severidad son una medida de la confiabilidad de un sistema. Mientras mayor sean éstas menor será tal confiabilidad. De ésta forma una tarea fundamental cuando se busca caracterizar y mejorar un proceso es aplicar la metodología del FMEA, con la idea de conocer

⁵ Robin, M., Raymond M., y Michale, B. 1996. " The Basics of FMEA", Quality Resources, New York.

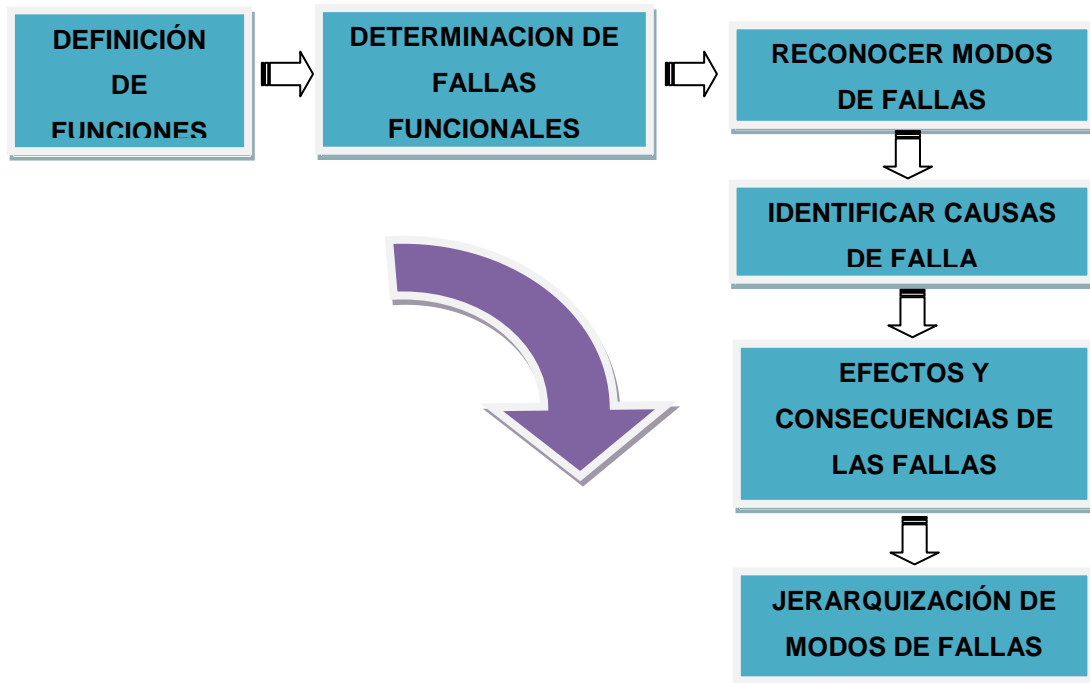
mejor las debilidades (modos de falla potenciales) de los equipos y a partir de ahí generar soluciones a nivel de mantenimiento o diseño.

Esta metodología permite identificar los modos y efectos de fallas de los activos seleccionados. En resumen el FMEA propone responder las siguientes preguntas:

- ¿Cuáles son las funciones y los estándares de ejecución asociados con el activo (equipo a mantener) en su actual contexto operacional?
- ¿En que forma se produce la falla del activo, con respecto a la función que cumple en el contexto operacional?
- ¿Qué causa cada falla funcional?
- ¿Qué ocurre cuando sucede una falla?
- ¿Cómo impacta cada falla?

En la figura 25, se presenta el flujo de los procesos del FMEA.

Figura 25. Flujograma de ejecución de un FMEA.



El flujograma de aplicación del FMEA mostrado en la Figura 25 se explica a continuación:

Función: propósito o misión de un activo en un contexto operacional específico (cada activo puede tener más de una función en el contexto operacional).

Falla funcional: es definido como una ocurrencia no previsible, trayendo como consecuencia que el activo no pueda cumplir con su función o la cumpla de forma ineficiente

Modo de falla: es el evento que provoca la falla funcional.

Causas de las fallas: se define como las causas físicas/operacionales/humanas que originan la aparición de los modos de fallas.

Consecuencias de las fallas: representan los posibles efectos que generan los modos de fallas sobre la seguridad, ambiente y operaciones.

El procedimiento detallado para la ejecución de un FMEA se presenta continuación.

2.2.1 Procedimiento para la ejecución de un FMEA

1. Formar el equipo que realizará el FMEA y delimitar al producto o proceso que se le aplicará.
2. Identificar y examinar todas las formas posibles en que puedan ocurrir fallas del equipo o proceso (identificar los modos potenciales de falla).
3. Para cada falla, identificar su efecto y estimar la severidad del mismo.

Para cada falla potencial:

4. Encontrar las causas potenciales de la falla y estimar la frecuencia de ocurrencia de falla debido a cada causa.

Gravedad (G): La gravedad de los efectos potenciales de falla se evalúa en una escala del 1 al 10 y representa la gravedad de la falla para el activo o para la función que desempeña, una vez que esta falla ha ocurrido. La severidad solo se refiere o se aplica al efecto.

Tabla 2. Valoración de la gravedad de los efectos de falla.

Efecto	Rango	Criterio
No	1	Sin efecto
Muy poco	2	Poco o imperceptible efecto en el desempeño del componente o activo.
Poco	3	Poco efecto en el desempeño del equipo o sistema.
Menor	4	Efecto moderado en el desempeño del equipo o sistema.
Moderado	5	Efecto moderado en el desempeño del artículo o sistema. Riesgo menor sobre el medio ambiente o personas
Significativo	6	El desempeño del equipo se ve afectado, pero es operable y está a salvo. Falla parcial, pero operable. . Riesgo menor sobre el medio ambiente o personas.
Mayor	7	El desempeño del activo se ve seriamente afectado, pero es funcional y está a salvo. Sistema afectado. Riesgo medio sobre el medio ambiente o personas.
Extremo	8	El cliente muy insatisfecho. Artículo inoperable, pero a salvo. Sistema inoperable. Riesgo medio sobre el medio ambiente o personas.
Serio	9	Efecto de peligro potencial. Capaz de discontinuar el uso sin perder tiempo, dependiendo de la falla. Se cumple con el reglamento del gobierno en materia de riesgo. Riesgo medio sobre el medio ambiente o personas.
Peligro	10	Efecto peligroso. Seguridad relacionada - falla repentina. Incumplimiento con reglamento del gobierno. Riesgo alto sobre medio ambiente o personas.

Ocurrencia (O): Es la posibilidad de que ocurra cada causa potencial (que se active el mecanismo de falla), se estima en una escala del 1 al 10. Si hay registros estadísticos adecuados, éstos deben utilizarse para asignar un número a la frecuencia de ocurrencia de la falla.

Tabla 3. Valoración de la ocurrencia de los modos de falla

Ocurrencia	Rango	Criterios	Probabilidad de Falla
Remota	1	Falla improbable. No existen fallas asociadas con este proceso o con un producto casi idéntico.	<1 en 1,500,000
Muy Poca	2	Sólo fallas aisladas asociadas con este proceso o con un proceso casi idéntico.	1 en 150,000
Poca	3	Fallas aisladas asociadas con procesos similares.	1 en 30,000
Moderada	4	Este proceso o uno similar ha tenido fallas ocasionales	1 en 4,500
	5		1 en 800
	6		1 en 150
Alta	7	Este proceso o uno similar han fallado a menudo.	1 en 50
	8		1 en 15
Muy Alta	9	La falla es casi inevitable	1 en 6
	10		>1 en 3

Detección (D): Es probabilidad de que los métodos de detección, detecten la falla (su efecto), una vez que ha ocurrido y antes de que se afecte la función del activo. Se debe suponer que la causa de falla ha sucedido y entonces evaluar la eficacia de los controles actuales para prevenir la falla funcional. Es decir, es una estimación de la probabilidad de detectar, suponiendo que ha ocurrido la falla, y no es una estimación sobre la probabilidad de que la falla ocurra.

Tabla 4. Valoración de la probabilidad de detección de los modos de falla

Probabilidad	Rango	Criterio	Probabilidad de detección
Alta	1	El defecto es una característica funcionalmente obvia	99.99%
Medianamente alta	2-5	Es muy probable detectar la falla. El defecto es una característica obvia.	99.7%
Baja	6-8	El defecto es una característica fácilmente identificable.	98%
Muy Baja	9	No es fácil detecta la falla por métodos usuales o	90%

		pruebas manuales. El defecto es una característica oculta o intermitente	
Improbable	10	La característica no se puede checar fácilmente en el proceso. Ej: Aquellas características relacionadas con la durabilidad del producto.	Menor a 90%

El NPR para efecto-causas-contrroles, es el resultado de multiplicar la puntuación dada a la severidad (S) del efecto de falla, por las probabilidades de ocurrencia (O) para cada causa de falla, y por las posibilidades de que los mecanismos de control detecten (D) cada cusa de falla. Es decir, para cada efecto se tienen varias causas y para cada causa un grupo de controles.

$$NPR = (S) \times (O) \times (D)$$

El NPR cae en un rango del 1 a 1 000 y proporciona un indicador relativo de todas las causas de falla. A los más altos números de NPR se les deberá dar prioridad para acciones correctivas, Ya sea para prevenir la causa o por lo menos para emplear mejores controles de detección.

Tabla 5. Prioridad de NPR.

NPR	Descripción
500 – 1000	Alto riesgo de falla
125 – 499	Riesgo de falla medio.
1 – 124	Riesgo de falla bajo
0	No existe riesgo de falla

3. PROPUESTA DEL MODELO DE CONFIABILIDAD OPERACIONAL

Luego de la etapa de planeación donde se definieron los objetivos y se diagnosticó el problema de fallas recurrentes con impactos muy altos sobre seguridad, medio ambiente y salud en la Planta de Inyección de Agua, se elaboró una propuesta para alcanzar el mejoramiento confiabilidad operacional. El alcance de la misma solamente se delimita a la optimización de la instrumentación y control de los procesos en la PIA, pues como se vió en el capítulo 1.4, esta disciplina está involucrada en la totalidad de las fallas con alta gravedad.

La propuesta se dividió en tres grandes etapas: la primera corresponde al plan operativo de mantenimiento, donde se busca la recuperación de los lazos de control principales y la adecuación de los mismos a las nuevas características del proceso; en esta etapa se quiere mejorar la confiabilidad y mantenibilidad de equipos y la confiabilidad de procesos. La segunda corresponde al plan táctico de mantenimiento, donde se encuentra el desarrollo de planes de mantenimiento mediante la metodología FMEA. Y la tercera al involucramiento de los empleados, donde se busca el garantizar la confiabilidad humana, como factor calve de éxito de la confiabilidad operacional.

3.1 PLAN OPERATIVO DE MANTENIMIENTO


Esta es la fase más larga y costosa de la presente propuesta. En esta fase se revisarán, calibrarán, se hará mantenimiento y reposición de las partes que no se encuentren en operación normal de todos los instrumentos de los lazos de control de la planta.

Con el fin de conseguir el aseguramiento de la calidad se crearon formatos estándar de calibración de transmisores, interruptores, válvulas de seguridad y de

control de nivel. En la figura siguiente se muestra un formato creado para las calibraciones, sin embargo todos se pueden ver en el Anexo B.

Figura 27. Formato para calibración válvulas de control de nivel.

PETROBRAS
PETROBRAS COLOMBIA LIMITED
CERTIFICADO DE CALIBRACION VALVULAS DE CONTROL

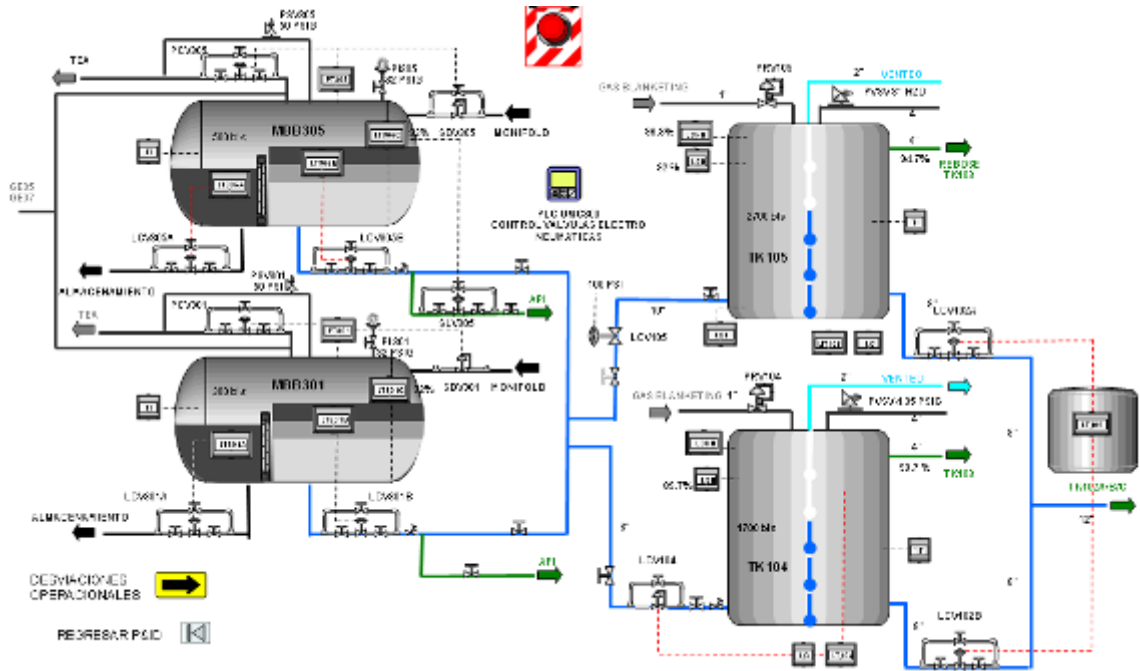


CALLEJO:		ORDEN DE TRABAJO No:		PERMISO DE TRABAJO No:					
TAG EQUIPO:		PROCESO:		FECHA:					
EQUIPO PATRON:		MARCA:	MODELO:	RANGO:					
VARIABLE:		UBICACION EN EL EQUIPO:							
VALVULA									
TAG:		MARCA:	MODELO No:						
SERIE No:		SIZE:	API:						
FLUIDO:		SAI (-DYE):	TYPE:						
BODY:		SHAFT:	SEAT:						
ACTUADOR									
MARCA:		MODELO No:	SERIE No:						
TAMAÑO:		RANGO DE OPERACION:	SETTING:						
INITIAL SET:		SEÑAL DE PROCESO:	TYPE:						
CONTROLADOR - POSICIONADOR									
MARCA:		MODELO No:	SERIE No:						
ALIMENTACION:		RANGO DE OPERACION:	ACCION:						
VALORES DE CALIBRACION ASCENDENTE				VALORES DE CALIBRACION DESCENDENTE					
PATRON	SALIDA POSICIONADOR O CONTROLADOR	PORCENTAJE APERTURA DE VALVULA	RECORRIDO DEL ACTUADOR	MARGEN DE EXACTITUD	PATRON	SALIDA POSICIONADOR O CONTROLADOR	PORCENTAJE APERTURA DE VALVULA	RECORRIDO DEL ACTUADOR	MARGEN DE EXACTITUD
EQUIPO UTILIZADO EN CALIBRACION			EQUIPO UTILIZADO EN CALIBRACION			EQUIPO UTILIZADO EN CALIBRACION			
EQUIPO:			EQUIPO:			EQUIPO:			
MARCA:			MARCA:			MARCA:			
MODELO:			MODELO:			MODELO:			
TEC INSTRUMENTISTA:			FIRMA:		OBSERVACIONES:				
AUX INSTRUMENTISTA:			FIRMA:						

Para poder medir y hacer seguimiento de las actividades realizadas, se hizo la discriminación de la planta en sus cuatro subprocesos principales: separadores, tanques de proceso, filtración, y bombas de Inyección.

3.1.1 Separadores Trifásicos. Los separadores trifasicos corresponden a la primera etapa del proceso de Inyección de agua. El agua proveniente de los separadores trifásicos es inyectada por medio de la PIA. Debido a los registros históricos de falla, se hizo necesario analizar estos equipos y presentas mejoras a la instrumentación y control.

Figura 28. Esquema de separadores trifásicos.

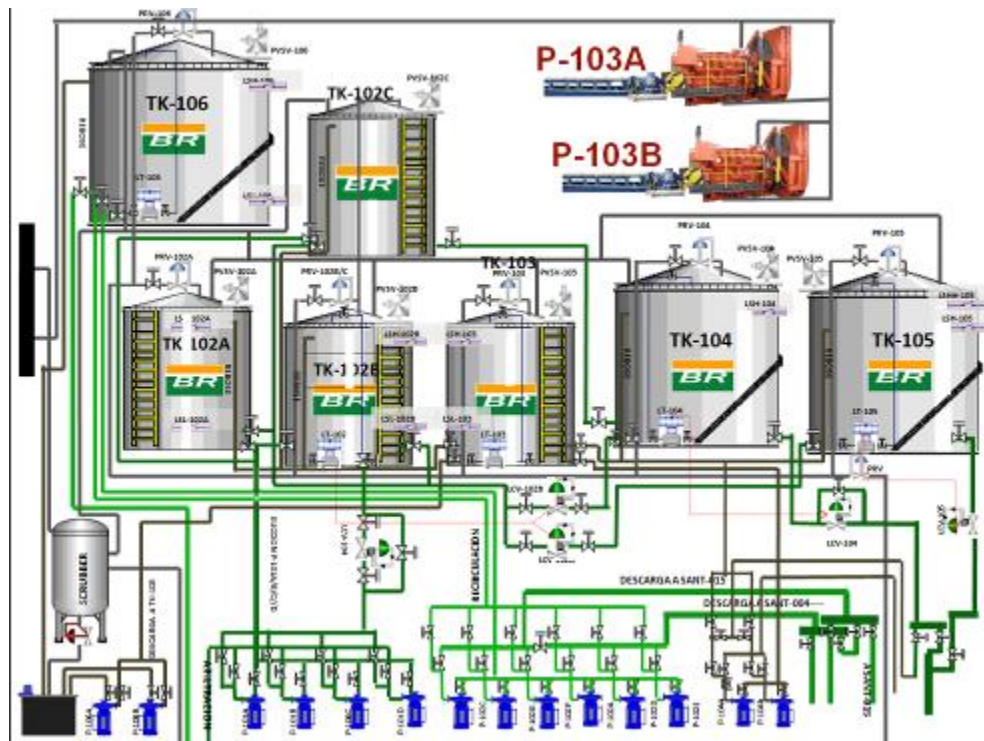


Como resultado del análisis de las condiciones del proceso y los equipos de instrumentación y control se obtuvo:

- Instalar UPS para mantener energizado el PLC UMC800 y no perder indicación de nivel, ni control de válvulas.
- Arreglar o montar una nueva válvula de bypass SLV305.
- Habilitar la válvula de Shut Down SDV305 para mantener protegido el Separador.
- Instalación nueva válvula LCV-305 de 8", para descargas de emergencia hacia el API desde el MBD-305.
- Revisar la configuración "set" de la válvula PVS305 de acuerdo a la aplicación. Actualmente está con set a 3" H2O. Instalar válvula.
- Crear planes de mantenimiento para la instrumentación de los Separadores y Tanques

3.1.2 Tanques de proceso. El agua que viene de los separadores llega al manifold de recibo el cual direcciona el fluido a los tanques desnatadores (TK105 y TK104). Los tanques TK104 y TK105, rebosan el crudo hacia el tanque TK-103, el cual retorna el crudo a la estación. El agua es enviada hacia filtración, para ser limpiada y posteriormente enviada al TK106

Figura 29. Esquema de tanques de proceso.



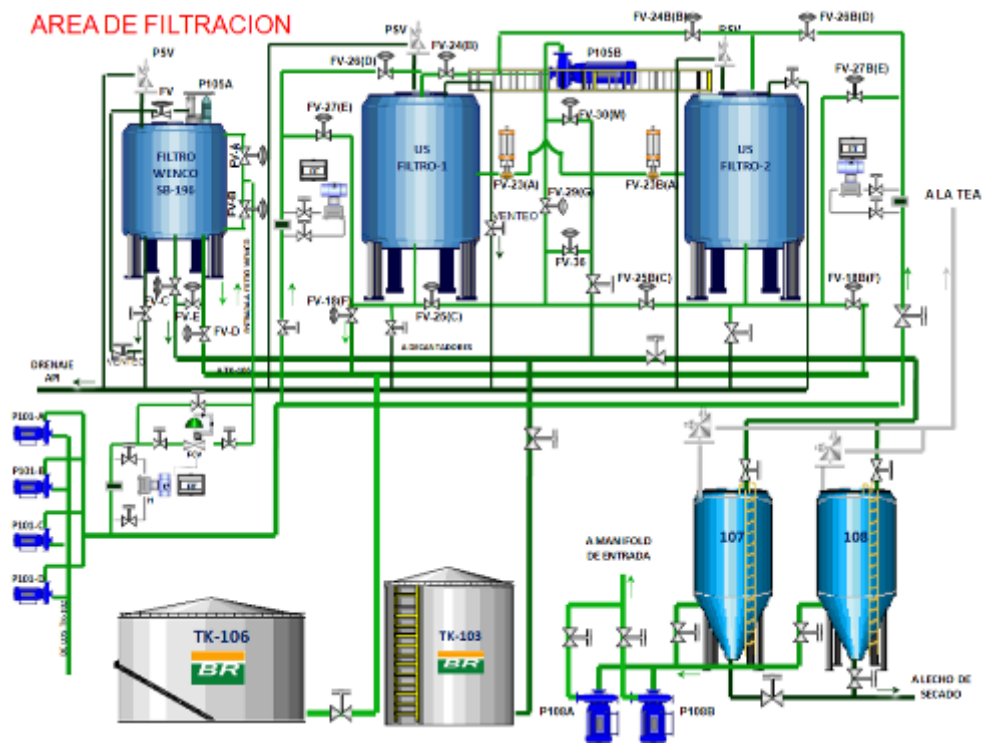
En el análisis de este proceso se detectaron las siguientes desviaciones que deben ser corregidas:

- Reparar tanque TK105
- Instalar controlador para que la válvula quede en funcionamiento como LCV105.
- Mantenimiento y calibración Valvula PRV-TK-105
- Desmonte, Revisión y Calibracion Valvula LCV-102A-B/ LCV-104

- Mantenimiento y calibración PRV (Gas Blanketing) TK-102A-B-C / 103 / 104 / 106
- Mantenimiento y calibración válvulas de presión y vacío PVSV 102 A-B-C / 103 / 104 / 105 / 106
- Verificar y conectar switches de alto y bajo nivel de tanques, programar alarmas en UMC-800.
- Revision, calibración y/o cambio de indicadores de presión.
- Modificar lógica de control de válvulas LCV-104 y LCV-105 para evitar restricción del flujo de entrada TK-104 y TK-105.

3.1.3 Filtración. Dentro de este proceso se encuentran los filtros US y los filtros Wenco. Este proceso es vital para evitar fallas en el equipo rotativo por inyección de agua con impurezas y cumplimiento de la normatividad ambiental. Una breve descripción de este subproceso se describe a continuación:

Figura 30. Esquema de Filtración.



Filtración F-Wenco: El fluido sucio pasa por medio de las bombas de carga (P101 A/B/C/D) a través de la válvula de control de flujo (FCV) la cual está enlazada con el transmisor (FIT). Luego pasa por la válvula “FV-A” y entra al recipiente. El fluido es forzado a pasar a través del medio de cascarilla de nuez en el cual se mueven el aceite y los sólidos. El fluido limpio filtrado sale por el fondo del recipiente a través de la válvula “FV-D” y va al TK-106.

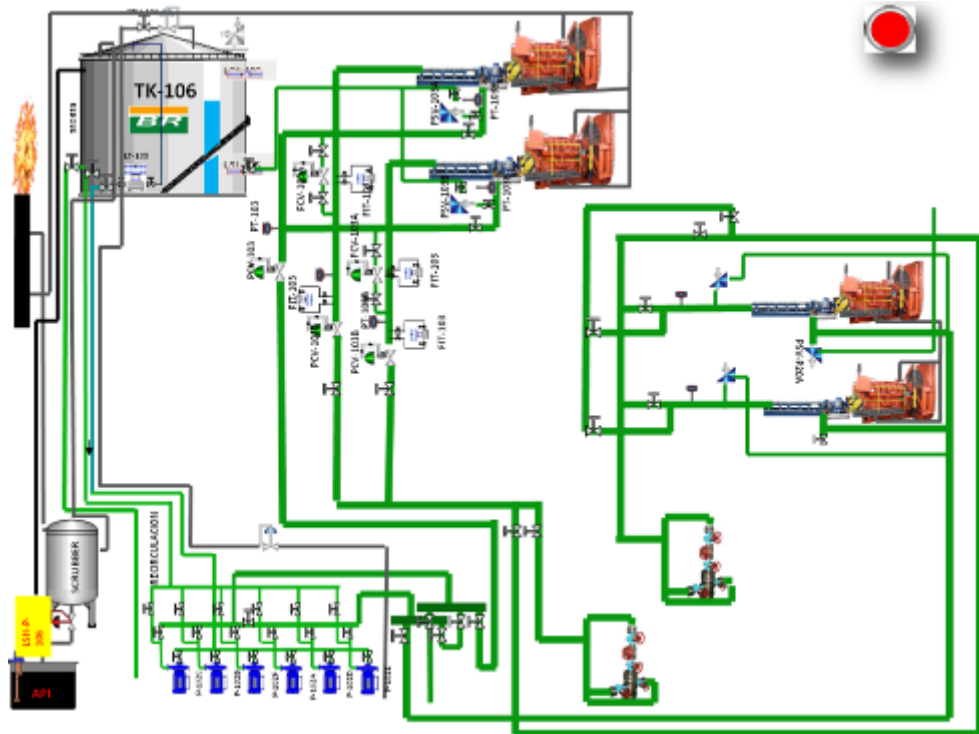
Filtración – US 1 – 2 El fluido sucio pasa por medio de las bombas de carga (P101 A/B/C/D)” a través de la válvula “FV-26(D)”, y entra al recipiente por encima. El fluido es forzado a pasar a través del medio de cascarilla de nuez en el cual se mueven el aceite y los sólidos. El fluido limpio filtrado sale por el fondo del recipiente a través de la válvula “FV-18(F)”, y va al TK-106.

Como resultado del análisis de las condiciones del proceso y los equipos de instrumentación y control se obtuvo:

- Cambio válvula de cuchilla para procesos de filtración filtro US.
- Mantenimiento actuadores neumáticos Filtros WENCO.
- Cambio de válvulas de filtro WENCO.
- Revisión válvula y transmisor de presión diferencial, control de flujo de entrada a Filtro WENCO.
- Revisión de válvulas PSV de filtros.
- Revisión de Programación PLC SLC 500/03, descarga de programas y adquisición de original.
- Verificación condición del PV-550, descarga de programa de operación.
- Mantenimiento y calibración indicadores de presión Filtros US – Wenco.
- Mantenimiento y calibración Interruptores de Presión diferencial Filtros US.

3.1.4 Bombas de Inyección. Tras el análisis de este proceso que incluye las bombas de inyección principales y las bombas de cebado o “booster”, se detectaron falencias en el proceso y válvulas de control no operativas.

Figura 31. Esquema de bombas de inyección de agua.



Como resultado del análisis de las condiciones del proceso y los equipos de instrumentación y control se obtuvo:

- Revisión y validación del sistema de monitoreo remoto de bombas P-20 A, B desde PIA.
- Mantenimiento y calibración Valvula PCV línea de succión P103 A/B
- Mantenimiento, calibración y revisión de lazo de control Válvula FCV de Recirculación P-103A / P-103B

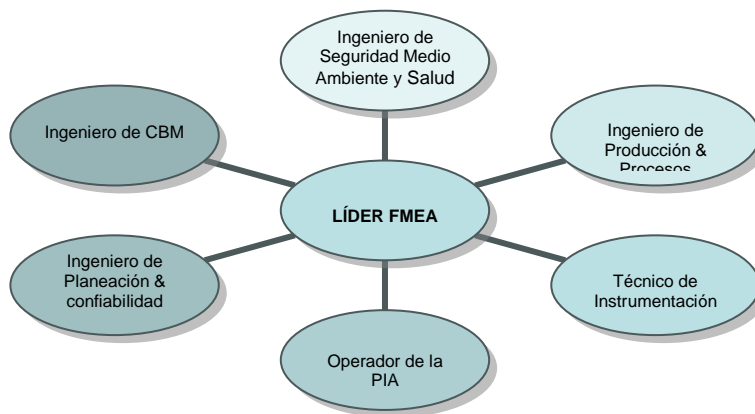
- Mantenimiento, calibración y Revisión de Lazo de Control PCV descarga P103A / P-103B
- Mantenimiento y calibración transmisores de presión (PT) de succión y descarga P-103A/B, P-20A/B
- Revisión y calibración de Indicadores de Presión Bombas de Inyección.
- Revisión y calibración de Indicadores de Presión Bombas Booster.

3.2 PLAN TÁCTICO DE MANTENIMIENTO

En el plan táctico de mantenimiento se encuentra el aseguramiento de los logros alcanzados en el plan operativo de mantenimiento. Desde este punto de vista, se decidió que el Análisis de modos, causas y efectos de falla (FMEA), sea la metodología empleada para garantizar la confiabilidad operacional en la planta de Inyección de agua. Gracias a la capacidad que se tiene con el FMEA de medir el nivel de riesgo para cada causa de falla, se pueden generar acciones de mitigación y control del riesgo.

Se escogieron los lazos de control principales para aplicarles la metodología y se creó un grupo interdisciplinario con el fin de evaluar las posibles acciones a tomar para llevar las fallas de alto impacto a cero.

Figura 32. Grupo de trabajo FMEA

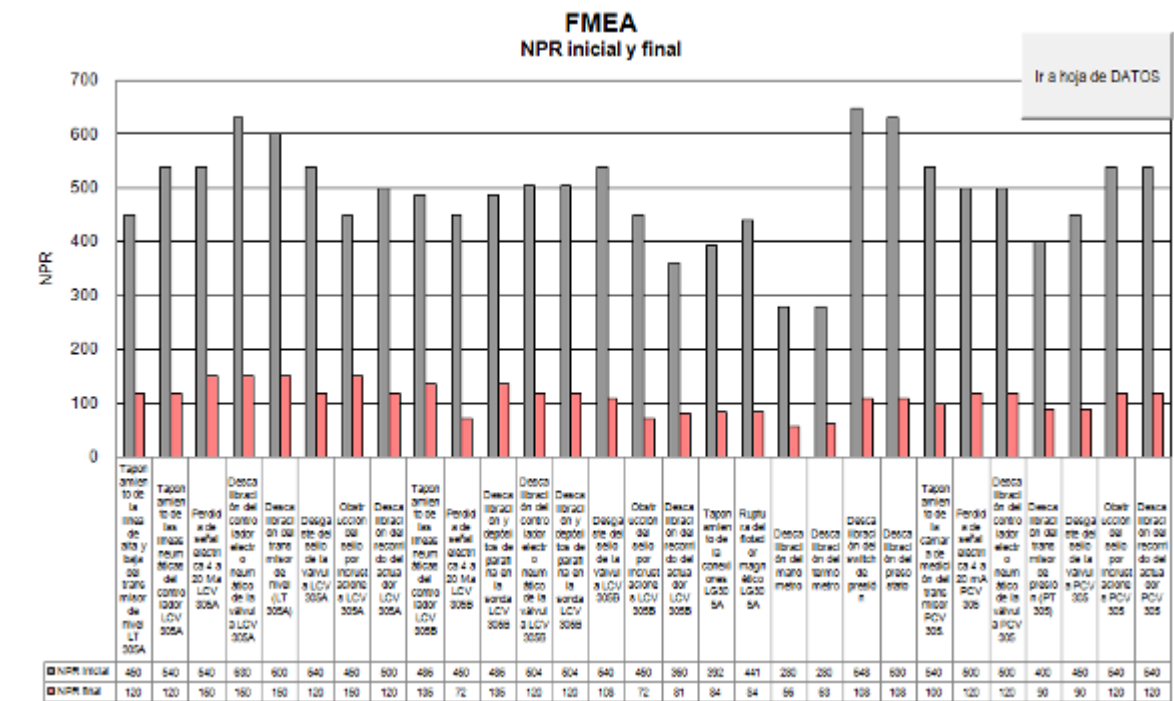


Se establecieron reuniones con una frecuencia mensual, con duración de dos días para llevar a cabo los talleres FMEA. En la figura 33 se muestra el grupo de trabajo que fue creado al interior de la compañía, para analizar cada una de las posibles fallas que se pueden tener en la planta y las acciones de mitigación.

Se desarrollaron cuatro talleres donde se analizaron los lazos de control de los separadores trifásicos y los tanques TK 102A-B-C, TK 106, TK 103, TK105 y TK104. A continuación se describirán los análisis hechos, sin embargo, los registros de FMEA completos se encuentran en el Anexo E.

3.2.1 FMEA Separadores Trifásicos MBB301/305. Para los separadores se analizaron 29 causas probables de fallas y se obtuvo valores de NPR (número prioritario de riesgo), por encima de 600, evidenciando que más del 70% de las causas de fallas tiene un alto riesgo de que ocurran.

Figura 33. NPR Antes y después de FMEA, Separadores Trifásicos.

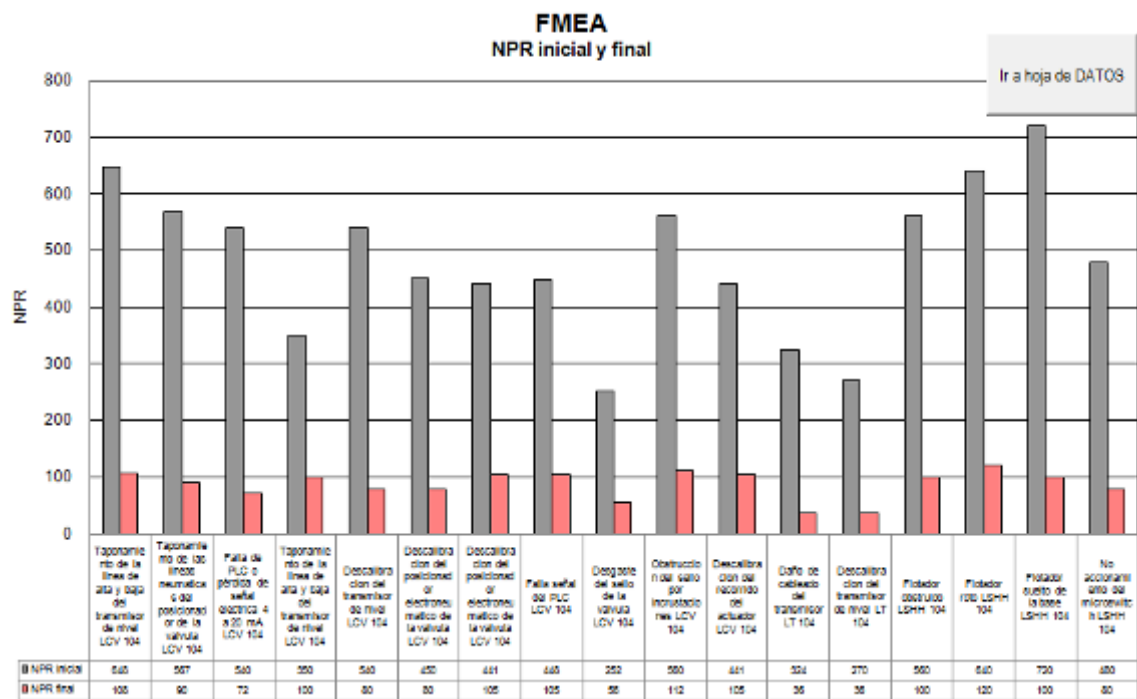


En la figura 34, se presentan los valores NPR antes y después de tomar acciones de control o mitigación. El riesgo evaluado es imposible de eliminar, sin embargo, es factible reducirlo a valores que queden en el rango de bajo riesgo.

Con la aplicación de las tareas de FMEA no se busca que dejen de existir las fallas, se busca que cuando lleguen a suceder el impacto sea el menor posible en la organización.

3.2.2 FMEA tanque TK104. Para este análisis se obtuvo 17 causas de falla probables. Este tanque al igual del TK 103 y TK105, tuvieron incidentes de reboses durante el 2010.

Figura 34. NPR Antes y después de FMEA, TK104.

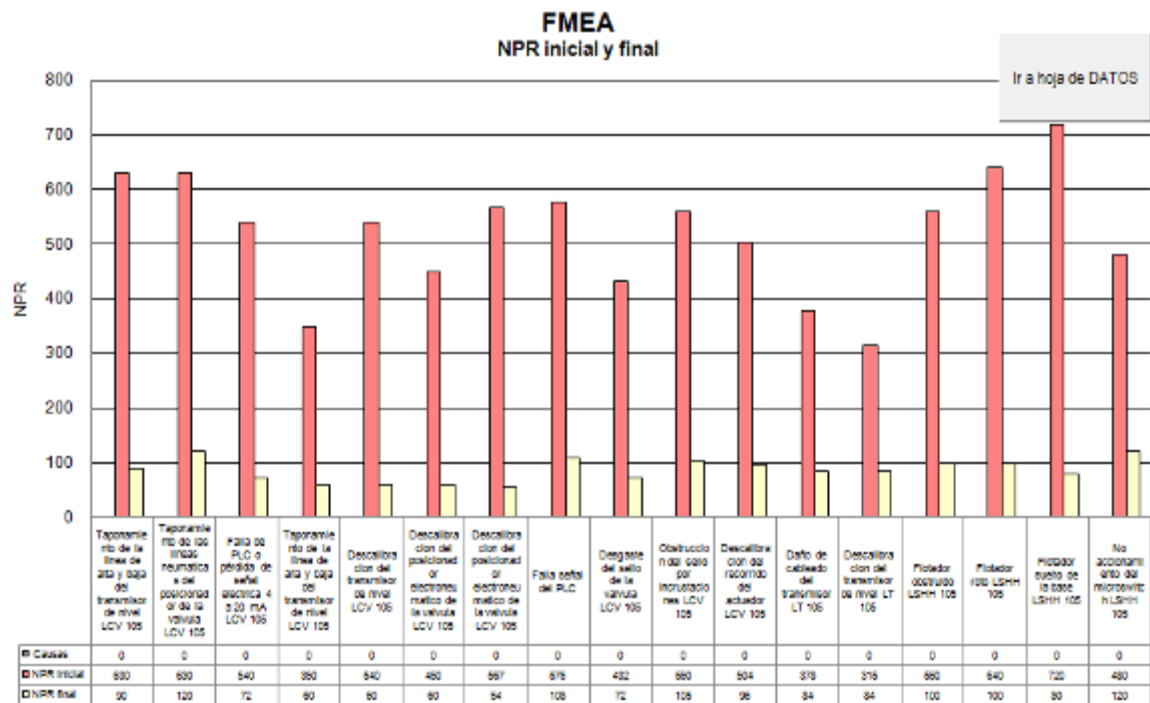


En la figura 35 se presentan los valores de NPR, para este tanque se obtuvo en la mayoría de las causas de falla NPR inferiores a 100, debido a los cambios hechos en el plan operativo de mantenimiento.

3.2.3 FMEA tanque TK 105. El tanque TK-105 fue el más afectado a causa de las fallas por rebose de los tanques, pues éste sufrió de una fractura. Después de hacer la reparación y el análisis FMEA, se ha conseguido llevar el tanque a cero fallas. En la figura 36 se presentan los valores de NPR calculados antes y después de tomar acciones de mitigación y control de reiesgo.

Para este tanque se obtuvo 17 causas probables de falla, las cuales quedaron con valores de NPR en el rango de bajo riesgo.

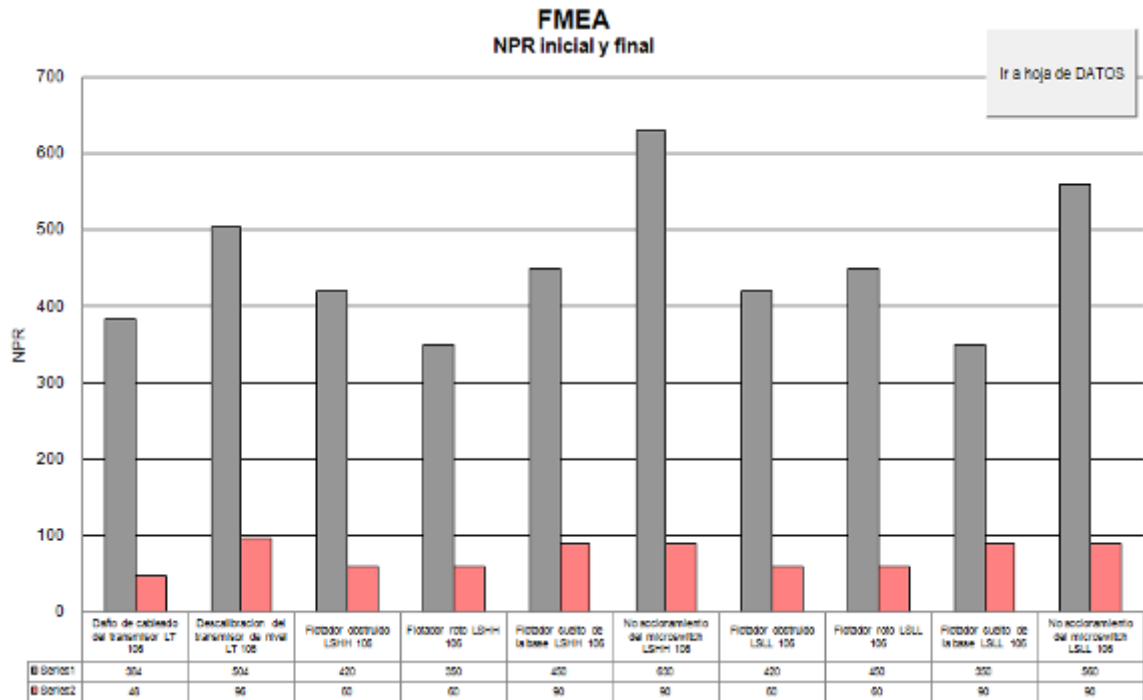
Figura 35. NPR Antes y después de FMEA, TK105.



3.2.4 FMEA tanques TK106, TK103, TK 102A/B/C. Las agrupaciones se han hecho por que se presentan características semejantes de instrumentación y control en los tanques TK106, TK103, TK 102A/B/C. Estos tanques cuentan con pocos componentes y un lazo de control simplificado, pues no cuentan con válvulas controladoras de nivel.

En la figura 36 se muestra los valores de NPR inicial y final en el análisis FMEA, solamente se analizaron 10 causas probables de falla y se obtuvo en su totalidad NPR por debajo de 100.

Figura 36. NPR Antes y después de FMEA, TK106, TK103, TK 102A/B/C.



3.3 INVOLUCRAMIENTO DE LOS EMPLEADOS

Suministrar esta nueva carga laboral al personal de mantenimiento que se encuentra inmerso en el día a día podría generar una reacción negativa en ellos. Por lo tanto, para llevar a cabo el plan operativo de mantenimiento fue necesario hacer un concurso entre los técnicos de instrumentación, con el fin de decidir la persona indicada para desarrollar la propuesta.

Se evaluaron diferentes competencias para definir la persona que mejor cumplía con el perfil y como premio de participación y motivación se tuvo la creación de un

nuevo cargo: Técnico líder de instrumentación y control, el cual tiene mejoras económicas y un nivel de jerarquía en la organización más alto.

Con esto se busca el enriquecimiento del puesto. Según Herzberg⁶: los puestos se enriquecen permitiendo a los empleados una mayor responsabilidad de auto dirección y la oportunidad de ejecutar un trabajo interesante, que represente un reto, y sea significativo, el enriquecimiento del puesto incluye: permitir a los empleados una mayor responsabilidad en el control de calidad y la autodeterminación de los procedimientos de trabajo, permitir a los empleados trato directo con los clientes (producción), proporcionar canales de retroalimentación para que un empleado pueda controlar y auto corregir su conducta en el trabajo.

3.3.1 Capacitación al personal. Se desarrolló un plan de capacitación en instrumentación básica para todo el personal del campo. Además se tiene planeado hacer una capacitación teórico – práctica al personal de operación de la estación y de la planta de inyección de Agua con el fin de que tengan herramientas de juicio para la detección anticipada de fallos de los lazos de control de la PIA.

Figura 37. Registro de capacitación



⁶ Herzberg, F.I. 1987, 'One more time: How do you motivate employees?', *Harvard Business Review*, Sep/Oct87, Vol. 65 Issue 5, p109-120 (note: the reference to sales numbers is in the abstract written by the editors)

Por otra parte, se dotará a los operadores de guías rápidas de solución de problemas de acuerdo al modo de fallo presentado.

3.3.2 Motivación. El papel que desempeña la motivación es muy importante en el aprendizaje, sin este elemento, se lograría muy poco progreso. La motivación efectiva es la esencia del aprendizaje. A menos que la persona se esfuerce en asegurar la motivación correcta no obtendrá progreso en el aprendizaje.

Por tal razón se creó un plan incentivos con los empleados del contratista, para el personal involucrado en la operación y mantenimiento de la planta de agua. A continuación se describen las ventajas del plan creado:

- Crea mayores propiedad y comisión por el contratista
- Motiva la generación de nuevas ideas
- Anima una colaboración más estrecha entre la operadora y el contratista
- Influencian asignaciones de los personales claves al proyecto
- Crea el potencial para la mayor atención a las actividades realizadas
- Estimula un acercamiento disciplinado a usar la información y sistemas de control.

El plan tiene beneficios financieros y no financieros que no son mencionados en la presente monografía, para mantener la confidencialidad de la información de la compañía.

4. ESTRATEGIA METODOLÓGICA

Para llevar a cabo cada una de las tareas proactivas y mejorativas encontradas en el plan operativo de mantenimiento es necesario de contratar personal dedicado exclusivamente a esta labor.

4.1 PRESUPUESTO

La proyección presupuestal requerida para llevar a cabo este plan se limita a la adquisición de materiales necesarios para la reparación y puesta a punto de los mecanismos de control que presenten irregularidades, así mismo será necesario la disposición de un técnico de instrumentación dedicado a la ejecución de ésta actividades en conjunto con un auxiliar. En la tabla Presupuesto estimado se aprecia más claramente los posibles costos que se puedan generar durante la ejecución de este proyecto, lo cual depende en forma directa del estado en que se encuentren los mismos y del nivel e optimación que se esté dispuesto a alcanzar.

Tabla 6. Presupuesto plan operativo de mantenimiento.

CONCEPTO	PRESUPUESTO
MANO DE OBRA (Técnico Líder y Estudiante SENA):	COP 30.347.760
PAPELERIA Y UTILES DE ESCRITORIO	COP 250.000
REPUESTOS Y ACCESORIOS (Mtto Lazos de control):	COP 66.950.000
IMPREVISTOS	COP 12.000.000
TOTAL	COP 109.547.760

En la siguiente tabla se presenta las adquisiciones de materiales que son necesarias para completar el plan. Esta información se relaciona en la monografía debido a la relevancia de tener el apoyo económico de la gerencia en el cumplimiento de los planes de mejoramiento de confiabilidad operacional.

Tabla 7. Presupuesto para compra de materiales.

PETROBRAS	PLAN DE MEJORAMIENTO DE INSTRUMENTACIÓN Y CNTRLES EN PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA - Costos Asociados	Fecha Aprobación: 25-03-2011
		Fecha Ejecución: 25-04-2011

AREA	It m	DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES A EJECUTAR	ELEMENTOS PARA CAMBIO O REPARACIÓN EXTERNA	COSTOS ASOCIADOS	COSTOS PARCIALES	COSTOS It	TOT AL	
Intervención en tanques de Proceso y Almacenamiento, y equipos de transferencia e inyección de fluidos	1	Verificación de funcionamiento calibración de válvulas LCV-104, LCV-105, LCV-102A, LCV-102B	> Empaques de Sellos > Diafragmas > Reguladores de aire	> 4 x \$ 550.000 > 2 x \$ 400.000 > 2 x \$ 150.000	> \$ 2.200.000 > \$ 800.000 > \$ 300.000	\$ 3.300.000	35.600.000	
	2	Revisión de reguladores de gas blanketing de tanques TK-104, TK-105, TK-102 ABC, TK-103, TK-106	> Diafragmas de reguladores > Empaques menores	> 6 x \$ 800.000 > 6 x \$ 400.000	> \$ 4.800.000 > \$ 2.400.000	\$ 7.200.000		
	3	Adecuación brazo de control de recirculación Bombas P-103 A-B, habilitar controles de recirculación.	> Mto válvula de canastilla 3" > Diafragmas de Válvulas > Prensaestopas	> 1 x \$ 2.600.000 > 4 x \$ 450.000 > 5 x \$ 200.000	> \$ 2.600.000 > \$ 1.800.000 > \$ 1.000.000	\$ 5.400.000		
	4	Verificar y conectar switches de alto y bajo nivel de tanques, programar alarmas en UMC-800		Herramienta y recursos de campo				
	2	Revisión de válvulas PVSV en tanques.	> Calibración taller especializado > Repuestos menores	> 2 x \$ 2.400.000 > 2 x \$ 1.000.000	> \$ 4.800.000 > \$ 2.000.000	\$ 6.800.000		
	6	Revisión de válvulas PSV de procesos y filtros.	> Calibración taller especializado > Repuestos menores	> 3 x \$ 1.200.000 > 3 x \$ 600.000	> \$ 3.600.000 > \$ 1.800.000	\$ 5.400.000		
	7	Revisión de válvulas de control de proceso.	> Empaques de Sellos > Diafragmas > Reguladores de aire	> 2 x \$ 550.000 > 2 x \$ 400.000 > 1 x \$ 150.000	> \$ 1.100.000 > \$ 800.000 > \$ 300.000	\$ 2.200.000		
	8	Revisión y calibración computador de flujo de SAN-15		Herramienta y recursos de campo				
	9	Revisión de señales de switch's de presión de bombas de proceso y transferencia	> Switch's de presión 50 - 200 PSI	> 3 x \$ 600.000	> \$ 1.800.000	\$ 1.800.000		
	10	Revisión y desconexión del PLC Modicom TSX-compact, que se haya obsoleto, migrarlo al UMC -800		Herramienta y recursos de campo				
Intervención Filtros US y WENCO y Decantadores	11	Revisión y validación de sistema de monitoreo remoto de bombas P-20 A, B desde PIA.	> Cable de control 18 AWG > Accesorios	> 1 x \$ 500.000	> \$ 500.000	\$ 500.000	\$	
	12	Revisión y/o cambio de indicadores de presión de todas las líneas de proceso	> Manómetros diferentes rangos	> 15 x \$ 200.000	> \$ 3.000.000	\$ 3.000.000		
Intervención Filtros US y WENCO y Decantadores	1	Revisión de todos los actuadores neumáticos de las válvulas de control de filtros US-Filter	> Actuadores nuevos > Juegos de repuestos menores	> 2 x \$ 2.500.000 > 8 x \$ 600.000	> \$ 5.000.000 > \$ 4.800.000	\$ 9.800.000	24.650.000	
	2	Cambio de válvula de cuchilla para procesos de filtración filtro US Número 2	> Empaques de sello para válvula	> 1 x \$ 1.500.000	> \$ 1.500.000	\$ 1.500.000		
	3	Revisión de Programación PLC SLC 500/03, descarga de programas y adquisición de original		Herramienta y recursos de campo				

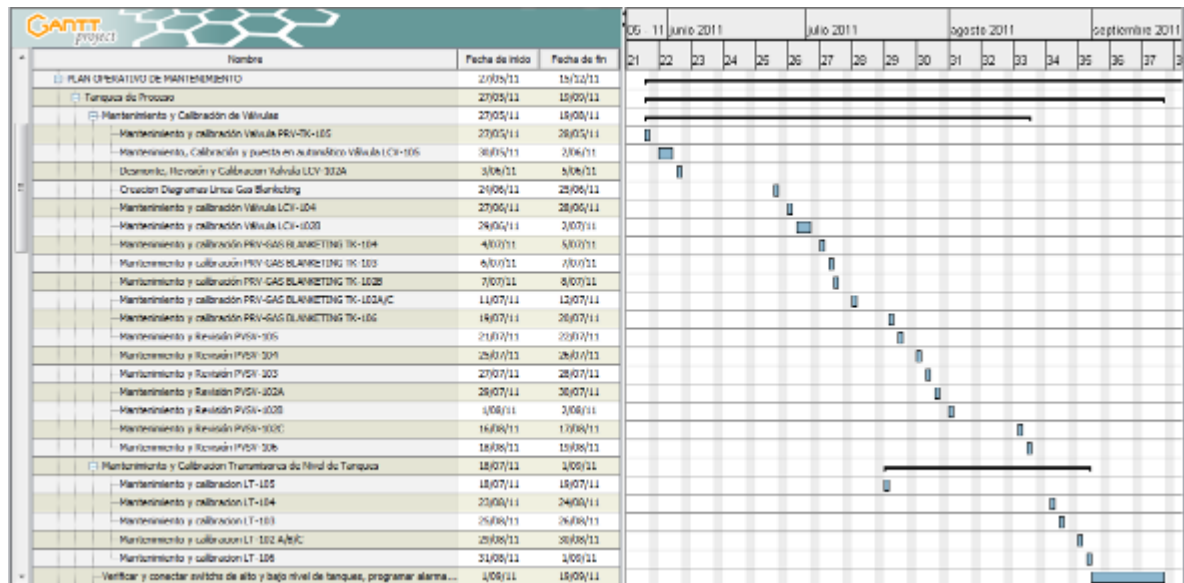
	4	Verificación condición del PV-550, descarga de programa de operación		Herramienta y recursos de campo				
	5	Revisión de regulador de gas blanketing de tanques decantadores 107-A,B	> Diafragmas de reguladores > Empaques menores	> 2 x \$ 800.000 > 2 x \$ 400.000	> \$ 1.600.000 > \$ 800.000	\$ 2.400.000		
	6	Reparación de transmisor de nivel LT-107A,B Decantadores	> Transmisor de Nivel tipo radar	> 1 x \$ 2.500.000	> \$ 2.500.000	\$ 2.500.000		
	7	Cambio de Actuador neumáticas de filtro WENCO	> Actuadores nuevos > Juegos de reparación	> 3 x \$ 1.700.000 > 5 x \$ 450.000	> \$ 5.100.000 > \$ 2.250.000	\$ 7.350.000		
	8	Revisión válvula y transmisor de presión diferencial, control de flujo de entrada a Filtro WENCO	> Empaques de Sellos > Diafragmas > Reguladores de aire	> 1 x \$ 550.000 > 1 x \$ 400.000 > 1 x \$ 150.000	> \$ 550.000 > \$ 400.000 > \$ 150.000	\$ 1.100.000		
Requerimientos adicionales orientados a mejorar operatividad PIA	1	Habilitar válvula Shutdown del MBD-305	> Válvula tipo piloto > Accesorios adicionales	> 1 x \$ 2.200.000 > 1 x \$ 1.000.000	> \$ 2.200.000 > \$ 1.000.000	\$ 3.200.000	4.200.000	
	2	Instalación nueva válvula LSV-305 de 8", para descargas de emergencia hacia el API desde el MBD-305	> Fabricación de spool 8"	Sujeto a cotización				
	3	Modificar lógica de control de válvulas LCV-104 y LCV-105 para evitar restricción del flujo de entrada TK-104 y TK-105		Herramienta y recursos de campo				
	4	Configurar comandos de arranque de bombas booster desde bombas de inyección, evitando recorrido del operador	> Cableado y borneras	> 1 x \$ 1.000.000	> \$ 1.000.000	\$ 1.000.000		
	5	Habilitar medición desde Turbidímetro de estado del agua de inyección		Herramienta y recursos de campo				\$
Requerimientos adicionales orientados a mejorar facilidades de proceso y rendimiento PIA (OPCIONAL)	1	Instalación de válvula de control en descarga de bombas P-102 para control de presión de succión de P-103 y P-20	> Fabricación facilidades > Válvula de control canastilla > Transmisor de presión > Accesorios	Sujeto a cotización			2.500.000	
	2	Instalación de medidor de nivel adicional a conjunto de TK-102 para redundancia.	> Transmisor de presión diferencial	> 1 x \$ 2.500.000	> \$ 2.500.000	\$ 2.500.000		
	3	Cambiar tipo de control del sistema de inyección de "feedforward" a "backforward"		Herramienta y recursos de campo				
	4	Fabricación de By-pass en entrada a filtro Wenco para realizar mantenimientos	> Obras mecánicas	Sujeto a cotización				
	5	Fabricación de By-pass en entrada a filtros US-Filter para poder aislarlos de proceso por completo.	> Obras mecánicas	Sujeto a cotización				
	6	Habilitar el funcionamiento de los filtros US y WENCO con cascarilla de nuez.	> Obras mecánicas	Sujeto a cotización				\$

4.2 PLANEACIÓN DE ACTIVIDADES

El plan operativo de mantenimiento, se maneja de la misma forma que un proyecto de mejora, por lo cual, cada actividad de mantenimiento para mejorar la confiabilidad de los procesos y confiabilidad de los equipos, debe tener tiempos de entrega y responsables con el fin de controlar el avance del mismo.

A manera de ejemplo, en la siguiente gráfica se presenta el diagrama de Gantt para las actividades relacionadas con los tanques de proceso.

Figura 38. Diagrama de Gantt Tanques de proceso.



En el Anexo C se presenta el diagrama de Gantt con todos los trabajos a realizar en el plan operativo de mantenimiento.

4.3 DOCUMENTACIÓN DE ACTIVIDADES

Cada una de las tareas descritas en el diagrama de Gantt, tiene una orden de trabajo (OT), la cual es registrada en SAP. Adicionalmente, para las OT de este proyecto se definió que deben llevar registro fotográfico o videográfico (donde sea

necesario) de la actividad. Por tal razón se asignó una cámara y un computador portátil al técnico líder de instrumentación. En el anexo D se presenta la documentación que es entregada por cada técnico, adicionalmente del formato de Orden de trabajo estándar, de cada actividad realizada.

Otro documento importante entregable de la actual propuesta son los **Talleres FMEA** que se encuentran en el anexo E. En el anexo E se podrán observar las tablas de resumen del análisis completo hecho, con los modos causas y efectos de falla y su respectiva valoración NPR, las acciones a ejecutar, la frecuencia, los responsables y el paso a paso detallado de cada actividad. Esta información será subida al ERP SAP, con el fin de que sean ejecutados los planes creados.

5. CONCLUSIONES

En la primera etapa del proceso se diagnosticó la condición de la planta y se encontró que el 92% de las fallas de alto impacto obedecían a fallas de instrumentación y control de los equipos estáticos de la planta. Con base en el diagnóstico acertado del problema se pudo definir la estrategia para hallar una solución viable técnico económicamente.

Se seleccionó la estrategia de confiabilidad Operacional en la Planta de Inyección de agua, pues era necesaria la interrelación entre la confiabilidad Humana, la confiabilidad de los procesos y la confiabilidad y mantenibilidad de equipos, para lograr reducir las fallas de alto impacto para la organización.

La propuesta de aplicación de la estrategia se dividió en tres fases llamadas plan operativo y plan táctico de mantenimiento e involucramiento de los empleados. Cada una de las cuales tiene finalidades diferente de acuerdo a los habilitadores de la confiabilidad Operacional.

En el plan operativo de mantenimiento se identifican y corrigen las falencias en los equipos de instrumentación y los procesos que estos controlan. Con el desarrollo de este plan se busca la recuperación de los lazos de control principales y la adecuación de los mismos a las nuevas características del proceso. En esta etapa se mejorará la confiabilidad y mantenibilidad de equipos y la confiabilidad de procesos.

En el plan táctico de mantenimiento tiene como fin el aseguramiento de los logros alcanzados en el plan operativo de mantenimiento. En otras palabras, se busca obtener los planes de mantenimiento de instrumentación y control de la planta, para lo cual se decidió aplicar la metodología de análisis de modos, causas y

efectos de falla (FMEA), pues esta brinda herramientas para medir el nivel de riesgo, por lo cual se pueden generar acciones de mitigación y control.

Los activos más importantes de las compañías son las personas, debido a ello, en la tercera fase de la propuesta se quiere el involucramiento de los empleados para garantizar la confiabilidad humana. En esta etapa se crearon planes de capacitación y motivación, con el fin de conseguir empleados competentes y con sentido de pertenencia, que vivan diariamente la cultura del mejoramiento continuo. Logrando la confiabilidad humana se puede cerrar el ciclo de la confiabilidad operacional y los esfuerzos económicos hechos por la compañía tendrán una óptima relación de costo - beneficio.

6. RECOMENDACIONES

Se debe promover el uso de las diferentes metodologías de optimización dentro de un proceso global de mejora de la Confiabilidad Operacional de toda la organización, y no como una iniciativa aislada del área de mantenimiento. No se debe limitar o disminuir el campo de acción, de las técnicas de optimización de Confiabilidad, a herramientas únicas asociadas en muchas oportunidades a simples moda.

Evitar al principio de un proceso de optimización, el sobrecargarse y aplicar muchas iniciativas de forma simultánea - para esto es necesario conocer el objetivo de cada metodología y justificar su aplicación. La falta de conocimiento de las técnicas de Confiabilidad puede llevar a la organización a abstenerse de aprovechar herramientas útiles y a generar expectativas poco fundadas. Tanto la abstención como las expectativas poco fundadas terminan lesionando el liderazgo gerencial.

Para que la Confiabilidad se convierta verdaderamente en parte de una nueva cultura, debe ser adoptada por todos, debe abarcar no solamente los activos físicos, sino cubrir las áreas relacionadas con los procesos de producción y el desarrollo del Talento Humano.

BIBLIOGRAFIA

ÁLVAREZ, A., PARRA, C. 2002. "Métodos Estadísticos de estimación de la Confiabilidad y la Mantenibilidad", Curso de Postgrado Universidad Simón Bolívar, Venezuela, p. 16-23.

BECERRA, G., GARCÍA O. Sistema Integrado de Confiabilidad Operacional para el área de servicios industriales de Bavaria S. A. Cervecería de Boyacá. Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia

CÁCERES, B. 2004. "Como Incrementar la Competitividad Mediante Estrategias para Gerenciar Mantenimiento". VI Congreso Internacional de Mantenimiento. ACIEM. Bogotá. Colombia

GUTTMANN, H., SWAIN, A. 1983. "Handbook of Human Reliability Analysis with Emphasis on Nuclear Power Plant Applications". NUREG / CR-1278, SAND 80 - 0200, Albuquerque, NM: Sandia National Laboratories

HERZBERG, F.I. 1987, 'One more time: How do you motivate employees?', *Harvard Business Review*, Sep/Oct87, Vol. 65 Issue 5, p109-120

JONES, R. 1996. "Risk-Based Management: A Reliability-Centered Approach", Gulf Publishing Company, First Edition, Houston, Texas.

LABIB, A.W. 1999. "A framework for benchmarking appropriate productive maintenance", *Management Decision Journal*, London, Vol. 37, Iss. 10, p. 792-794.

MACKENZIE, J.1997. "Turn your company's strategy into reality", *Manufacturing Management Journal*, January, p. 6-8.

MOUBRAY, J. 1994. "RCM II: Reliability Centered Maintenance", Industrial Press Inc., New York, USA.

PARRA, C. 1996. "Modelo de Aplicación del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad en el Centro Refinador Paraguaná", Tesis de Maestría, PDVSA - Universidad de los Andes, Mérida, Venezuela.

PARRA, C. 2000. "Mantenimiento Centrado en Confiabilidad", Manual de adiestramiento, PDVSA - CIED, Venezuela.

RIDDELL, H., JENNINGS, A. 2001. "Asset Investment & Life Cycle Costing", Curso de Adiestramiento CIED - PDVSA, Venezuela.

ROBIN, M., RAYMOND M., y MICHALE, B. 1996. "The Basics of FMEA", Quality Resources, New York.

SMITH, A. 1992. "Reliability Centered Maintenance", McGraw Hill Inc., New York.

SOTUYO B., Santiago. 2001. "OIM: Optimización integral de Mantenimiento". Agosto de 2011. Available from Internet: <http://confiabilidad.net/articulos/optimizacion-integral-de-mantenimiento/>

WOODHOUSE, J. 2001. "Introduction to the Operational Reliability". Manual de Adiestramiento, PDVSA – CIED, Venezuela.

WOODHOUSE, J. 1996. "Managing Industrial Risk", Chapman Hill Inc, London.

ANEXO A
REGISTRO HISTÓRICO ORDENES DE TRABAJO, PIA 2010

Ub	Equipo	Cl. Eq	Esp.	OT	Fecha	T (H)	Mes	Cl. Mtto	Descripción del evento	Posible Causa	Valoración perdida (Que puede causar)	Falla	Recursos	Costo USD
PIA	P-103A	ROT	MECA	929608	22.12.2010	8	Diciembre	Predictivo	Cambio de aceite y filtros.	Degradación físico - química	Desgaste prematuro de las partes	C2	Aceite, filtros	2,390
PIA	P-102B	ROT	INST	929793	22.12.2010	14	Diciembre	Proactivo	Cambio de manómetro	Diseño	Se cambia manómetro de acuerdo a la escala de presiones que maneja el equipo Pmax=200 psi	B1	Manómetro	340
PIA	P-20A	ROT	MECA	929870	22.12.2010	8	Diciembre	Predictivo	Cambio de aceite y filtros.	Degradación físico - química	Desgaste prematuro de las partes	C2	Aceite, filtros	2,390
PIA	P-20B	ROT	MECA	929750	22.12.2010	8	Diciembre	Predictivo	Cambio de aceite y filtros.	Degradación físico - química	Desgaste prematuro de las partes	C2	Aceite, filtros	2,390
PIA	TK-103	EST	INST	929454	22.12.2010	4	Diciembre	Preventivo	Mantenimiento válvulas de control de nivel	Deterioro por tiempo de operación	Accidente / Daño a la integridad de equipos y personas	C2	Servicios externos	3,920
PIA	TK-104	EST	INST	929429	13.12.2010	5	Diciembre	Preventivo	Mantenimiento válvulas de control de nivel	Deterioro por tiempo de operación	Accidente / Daño a la integridad de equipos y personas	C2	Servicios externos	5,678
PIA	TK-105	EST	INST	929793	11.12.2010	4	Diciembre	Preventivo	Mantenimiento válvulas de control de nivel	Deterioro por tiempo de operación	Accidente / Daño a la integridad de equipos y personas	C2	Servicios externos	4,567
PIA	TK-106	EST	INST	929792	11.12.2010	8	Diciembre	Preventivo	Calibración instrumentación tanque	Deterioro por tiempo de operación	Accidente / Daño a la integridad de equipos y personas	C2	Tiempo de revisión	1,450
PIA	P-102A	ROT	MECA	918678	20.11.2010	3	Noviembre	Preventivo	Cambio de aceite	Deterioro físico - químico	Desgastes prematuros, atascamiento de la máquina	D1	Aceite	760
PIA	P-102A	ROT	MECA	928634	20.11.2010	12	Noviembre	Correctivo	Fuga por sello mecánico	mal montaje	parada de maquina	C1	Sello mecánico	1,830
PIA	P-102B	ROT	MECA	930807	12.11.2010	5	Noviembre	Preventivo	Cambio de aceite	Deterioro físico - químico	Desgastes prematuros, atascamiento de la máquina	D1	Aceite	760
PIA	P-102C	ROT	ELEC	929793	12.11.2010	560	Noviembre	Predictivo	Ventaviola desbalanceada	Desgaste	Alta vibración, falla de elementos internos del motor	B2	Ventaviola	2,349
PIA	P-102D	ROT	ELEC	915617	12.11.2010	2	Noviembre	Correctivo	Conexiones en mal estado	Conexión temporal	parada de máquina, corto circuito	C1	Cable Protector	1,590
PIA	P-102E	ROT	ELEC	925949	12.11.2010	4	Noviembre	Correctivo	Conexiones en mal estado	Conexión temporal	parada de máquina, corto circuito	C1	Cable Protector	1,590
PIA	AC-01	ROT	MECA	926060	12.11.2010	4	Noviembre	Preventivo	Cambio de aceite y filtros. Ajuste de correas	Deterioro natural	Desgaste prematuro	D1	Aceite	640
PIA	AC-02	ROT	ELEC	929454	12.11.2010	42	Noviembre	Correctivo	Cables en mal estado	mal montaje	parada de maquina	C2	Cable	3,568
PIA	AC-03	ROT	MECA	929454	12.11.2010	36	Noviembre	Correctivo	Descarrilamiento de guarda	La guarda se cayó y rozó con el	Atascamiento de la máquina	B2	Guarda	2,300

										acople				
PIA	MBB-301	EST	INST	928341	12.11.2010	2	Noviembre	Correctivo	Válvula manual de by pass hacia API pegada	Falta de uso	Imposibilidad de hacer mantenimiento a válvula de control de nivel	B1	Tiempo	0
PIA	MBB-305	EST	INST	928347	12.11.2010	2	Noviembre	Preventivo	Cambio de válvula by pass	Deterioro por corrosión	Imposibilidad de hacer mantenimiento a válvula de control de nivel	C2	Servicios externos	3,950
PIA	P-103B	ROT	MECA	928340	12.11.2010	8	Noviembre	Predictivo	Cambio de aceite y filtros.	Degradación físico - química	Desgaste prematuro de las partes	C2	Aceite, filtros	2,390
PIA	TK-104	EST	INST	928348	12.11.2010	2	Noviembre	Correctivo	Derrame de tanque	Pérdida de control de nivel	Accidente / Daño a la integridad de equipos y personas	D3	Limpieza	1,200
PIA	P-20A	ROT	INST	927951	12.11.2010	5	Noviembre	Correctivo	Calibración de instrumentación	Deterioro por tiempo de operación	Parada del equipo	B1	Sensores	490
PIA	P-20B	ROT	MECA	915617	05.11.2010	12	Noviembre	Correctivo	Fuga de aceite por tapa cárter	Desgaste natural	-Puede causar parada de máquina - Consumo de aceite 4 gal/ día	C1	Empaque	230
PIA	P-103A	ROT	INST	927472	29.10.2010	72	Octubre	Correctivo	Falta retenedor al protector sensor de vibración	Se deterioro y no se repuso	- Daño del sensor - Parada de maquina 4 horas	B1	Retenedor	45
PIA	AC-01	ROT	INST	927140	28.10.2010	3	Octubre	Correctivo	Fuga de aceite por manómetro de presión de aceite	Deterioro retenedor	Fuga de aceite	C1	Manómetro	210
PIA	AC-02	ROT	INST	926056	26.10.2010	2	Octubre	Correctivo	Fuga de aceite en tapa sistema de transmisión	Deterioro empaque	consumo aceite, desgaste	C1	Empaque	120
PIA	P-103B	ROT	ELEC	926829	26.10.2010	4	Octubre	Correctivo	Bornera con empates	Empate inadecuado	parada de máquina, corto circuito	C1	Bornera	926
PIA	TK-103	EST	INST	926775	25.10.2010	96	Octubre	Preventivo	Pintura de tanque	Deterioro por tiempo de operación	Accidente / Daño a la integridad de equipos y personas	B4	Servicios externos	35,000
PIA	P-102A	ROT	INST	927140	25.10.2010	4	Octubre	Correctivo	Rotura de visor de aceite	Alta vibración	Pérdida de aceite, parada del equipo	B1	Visor de Aceite	290
PIA	P-103A	ROT	ELEC	926056	01.10.2010	3	Octubre	Correctivo	Pulsadores deteriorados panel de mando	Deterioro natural	Puede causar parada de maquina	B1	Pulsador	1,200
PIA	AC-01	ROT	INST	926060	01.10.2010	7	Octubre	Proactivo	Mangueras de refrigeración mal ubicadas	No se puso en el montaje por falta de existencia	Accidente	A3	Manguera	198
PIA	P-103B	ROT	INST	925395	26.09.2010	4	Septiembre	Proactivo	Roscas de soporte de pick up en mal estado	Deterioro natural	tiempo montaje, parada maquina	B1	placa, roscas	210
PIA	P-20B	ROT	MECA	925398	26.09.2010	8	Septiembre	Predictivo	Cambio de aceite y filtros.	Degradación físico - química	Desgaste prematuro de las partes	C2	Aceite, filtros	2,390
PIA	P-102B	ROT	MECA	925399	26.09.2010	2	Septiembre	Preventivo	Cambio de aceite	Deterioro físico - químico	Desgastes prematuros, atascamiento de la máquina	D1	Aceite	760
PIA	P-103A	ROT	INST	925993	23.09.2010	2	Septiembre	Proactivo	Faltan guías para la manguera de balance	Diseño	Parada del equipo	B1	Fabricar guías	178
PIA	AC-02	ROT	ELEC	925395	21.09.2010	2	Septiembre	Proactivo	Falta iluminación	No se ha colocado la adecuada	Accidente	A3	Lámpara	20
PIA	AC-03	ROT	INST	925400	21.09.2010	4	Septiembre	Preventivo	Limpieza sistema de control de purgas	Adaptación realizada	Perdida tiempo limpieza	B1	Tubbing	320
PIA	AC-01	ROT	ELEC	922526	17.09.2010	3	Septiembre	Preventivo	Mantenimiento motor eléctrico	Desgaste	Pérdida de aislamiento	C1	Limpieza	120

PIA	P-103A	ROT	MECA	916801	10.09.2010	8	Septiembre	Predictivo	Cambio de aceite y filtros.	Degradación físico - química	Desgaste prematuro de las partes	C2	Aceite, filtros	2,390
PIA	TK-103	EST	INST	922526	06.09.2010	2	Septiembre	Correctivo	Derrame de tanque	Pérdida de control de nivel	Accidente / Daño a la integridad de equipos y personas	D3	Limpieza	3,200
PIA	TK-104	EST	INST	925398	06.09.2010	2	Septiembre	Correctivo	Derrame de tanque	Pérdida de control de nivel	Accidente / Daño a la integridad de equipos y personas	D3	Limpieza	1,200
PIA	P-20B	ROT	ELEC	925359	06.09.2010	1	Septiembre	Proactivo	Instalaciones inadecuadas de lámpara	Adaptación realizada	Parada de máquina, corto circuito	C1	Cables	936
PIA	P-102E	ROT	MECA	921630	20.08.2010	3	Agosto	Preventivo	Cambio de aceite	Deterioro físico - químico	Desgastes prematuros, atascamiento de la máquina	D1	Aceite	760
PIA	TK-104	EST	INST	923386	16.08.2010	6	Agosto	Preventivo	Calibración instrumentación tanque	Deterioro por tiempo de operación	Accidente / Daño a la integridad de equipos y personas	C2	Tiempo de revisión	1,200
PIA	AC-02	ROT	MECA	923062	14.08.2010	4	Agosto	Preventivo	Cambio de aceite y filtros. Ajuste de correas	Deterioro natural	Desgaste prematuro	C1	Aceite	320
PIA	P-20A	ROT	MECA	922633	09.08.2010	9	Agosto	Predictivo	Cambio de aceite y filtros.	Degradación físico - química	Desgaste prematuro de las partes	C2	Aceite, filtros	2,390
PIA	P-102C	ROT	MECA	922628	08.08.2010	3	Agosto	Preventivo	Cambio de aceite	Deterioro físico - químico	Desgastes prematuros, atascamiento de la máquina	D1	Aceite	760
PIA	AC-01	ROT	MECA	922628	06.08.2010	4	Agosto	Preventivo	Cambio de aceite y filtros. Ajuste de correas	Deterioro natural	Desgaste prematuro	D1	Aceite	640
PIA	P-102E	ROT	MECA	922320	02.08.2010	4	Agosto	Predictivo	Desalineación	desajuste de anclaje	Daño en los elementos rotativos de la bomba	C1	Alinear y anclar	980
PIA	P-20B	ROT	MECA	921360	16.07.2010	10	Julio	Predictivo	Cambio de aceite y filtros.	Degradación físico - química	Desgaste prematuro de las partes	C2	Aceite, filtros	2,390
PIA	P-103B	ROT	MECA	921380	15.07.2010	3	Julio	Correctivo	Falla piñón de arranque	Rotura de dientes por arranque inadecuado	Parada del equipo	B1	Piñón	1,100
PIA	P-102A	ROT	MECA	920886	08.07.2010	3	Julio	Preventivo	Cambio de aceite	Deterioro físico - químico	Desgastes prematuros, atascamiento de la máquina	D1	Aceite	760
PIA	AC-02	ROT	MECA	920886	08.07.2010	1	Julio	Predictivo	Ajuste de correas	Desgaste natural	Pérdida de eficiencia	D1	Correas	50
PIA	P-103A	ROT	ELEC	920886	08.07.2010	4	Julio	Correctivo	Cables de microswitch de detonación	Arreglo de la máquina	Posible corto, parada de maquina	B1	Organizar cableado	987
PIA	P-20A	ROT	INST	920976	02.07.2010	126	Julio	Proactivo	Tanque del refrigerante mal diseñado	Diseño	Pérdida de refrigerante	B2	Rediseñar tanque	2,679
PIA	TK-103	EST	ELEC	920376	28.06.2010	1	Junio	Correctivo	Corto en cableado de PLC	Mal montaje / Diseño	Accidente / Daño a la integridad de equipos y personas	B2	Tiempo para estandarizar	920
PIA	AC-03	ROT	ELEC	920352	28.06.2010	1	Junio	Proactivo	Prueba funcional	Equipo en Stand by	Fallas ocultas	C1	Limpieza	96
PIA	P-20B	ROT	INST	920351	28.06.2010	4	Junio	Correctivo	Fuga por tanque	Manguera rota	Perdida de aceite	B1	Manguera	1,230
PIA	P-102B	ROT	MECA	920688	21.06.2010	12	Junio	Predictivo	Cambio de rodamientos	Deterioro natural	Parada del equipo	B1	Rodamiento	490
PIA	AC-01	ROT	ELEC	919506	21.06.2010	3	Junio	Predictivo	Revisión de rodamientos	mal montaje	Atascamiento de la máquina	B1	Rodamiento	198
PIA	P-20B	ROT	MECA	919513	07.06.2010	65	Junio	Proactivo	Malla de la plataforma en mal estado	Deterioro natural	Accidente	A3	Cambiar piso	1,450
PIA	P-20A	ROT	ELEC	923408	07.06.2010	8	Junio	Predictivo	Cambio de aceite y filtros.	Degradación físico - química	Desgaste prematuro de las partes	C2	Aceite, filtros	2,390

PIA	AC-01	ROT	ELEC	918858	31.05.2010	6	Mayo	Correctivo	Identificación de pulsadores borrosa	Desgaste natural	Error en operación	B1	Pulsador	91
PIA	AC-03	ROT	MECA	930741	29.05.2010	4	Mayo	Predictivo	Cambio de aceite y filtros. Ajuste de correas	Degradación físico - química	Atascamiento de la máquina	D1	Aceite	640
PIA	P-103A	ROT	MECA	920335	27.05.2010	10	Mayo	Predictivo	Cambio de aceite y filtros.	Degradación físico - química	Desgaste prematuro de las partes	C2	Aceite, filtros	2,390
PIA	P-103B	ROT	INST	918242	17.05.2010	5	Mayo	Preventivo	Calibración switch de nivel de agua y aceite	Deterioro por tiempo de operación	Parada del equipo	B1	Sensores de nivel	768
PIA	AC-02	ROT	MECA	918244	17.05.2010	14	Mayo	Predictivo	Cambio de poleas	Desgaste natural	Pérdida de eficiencia	B1	Poleas	1,948
PIA	P-20A	ROT	INST	917547	10.05.2010	6	Mayo	Correctivo	Válvula cheque con paso	Desgaste por corrosión / erosión	Giro inverso de la bomba. Daño catastrófico del equipo	C2	Válvula cheque	9,500
PIA	TK-103	EST	INST	917549	07.05.2010	0.5	Mayo	Correctivo	Cierre inesperado de válvulas	Pérdida de energía	Accidente / Daño a la integridad de equipos y personas	C2	Tiempo de revisión	0
PIA	P-20B	ROT	MECA	917556	07.05.2010	4	Mayo	Preventivo	Taponamiento Radiador	Suciedad	Recalentamiento, parada del equipo	D1	Limpieza	48
PIA	P-103B	ROT	MECA	917447	07.05.2010	5	Mayo	Correctivo	Falta de refrigerante en el intercambiador auxiliar	Desgaste acelerado de empaquetadura (no es original)	mayor frecuencia de cambio, mayor tiempo en mto	C1	Empaque	460
PIA	AC-03	ROT	ELEC	916707	07.05.2010	3	Mayo	Preventivo	Mantenimiento motor eléctrico	Pérdida de aislamiento	Pérdida de aislamiento	C1	Limpieza	210
PIA	TK-104	EST	INST	909934	06.05.2010	0.5	Mayo	Correctivo	Cierre inesperado de válvulas	Pérdida de energía	Accidente / Daño a la integridad de equipos y personas	C2	Tiempo de revisión	0
PIA	TK-105	EST	INST	909657	06.05.2010	0.2	Mayo	Correctivo	Falla PLC	Mala operación del PLC	Accidente / Daño a la integridad de equipos y personas	C2	Tiempo de revisión	0
PIA	P-103A	ROT	INST	917548	30.04.2010	6	Abril	Preventivo	Válvula cheque con paso	Desgaste por corrosión / erosión	Giro inverso de la bomba. Daño catastrófico del equipo	C2	Válvula cheque	9,500
PIA	MBB-305	EST	INST	917175	29.04.2010	2	Abril	Preventivo	Calibración válvula de shut down	Deterioro por tiempo de operación	Accidente / Daño a la integridad de equipos y personas	C2	Servicios externos	6,900
PIA	AC-01	ROT	MECA	916801	27.04.2010		Abril	Correctivo	Ajuste de correas	Desgaste natural	Pérdida de eficiencia	D1	Correas	53
PIA	P-20A	ROT	MECA	918305	23.04.2010	8	Abril	Predictivo	Cambio de aceite y filtros.	Degradación físico - química	Desgaste prematuro de las partes	C2	Aceite, filtros	2,390
PIA	P-102B	ROT	MECA	913137	23.04.2010	3	Abril	Preventivo	Cambio de aceite	Deterioro físico - químico	Desgastes prematuros, atascamiento de la máquina	D1	Aceite	760
PIA	AC-02	ROT	ELEC	917549	23.04.2010	6	Abril	Predictivo	Corrección puntos calientes	Mal montaje	Pérdida de aislamiento	C1	Conectores	530
PIA	P-103B	ROT	MECA	916707	22.04.2010	3	Abril	Correctivo	Taponamiento Radiador	Suciedad	Recalentamiento, parada del equipo	D1	Limpieza	42
PIA	P-103A	ROT	ELEC	916374	19.04.2010	2	Abril	Preventivo	Cambio de bujías	Humedad por lluvia diagonal	Parada del equipo	C1	Bujías	320
PIA	P-102A	ROT	ELEC	915962	16.04.2010	9	Abril	Predictivo	Corrección puntos calientes	Conexiones inadecuadas	Pérdida de aislamiento	C1	Conectores	134
PIA	MBB-301	EST	INST	916324	16.04.2010	3	Abril	Preventivo	Calibración válvula de shut down	Deterioro por tiempo de operación	Accidente / Daño a la integridad de equipos y personas	C2	Servicios externos	5,700
PIA	P-20B	ROT	ELEC	916325	16.04.2010	2	Abril	Preventivo	Cambio de bujías	Humedad por lluvia diagonal	Parada del equipo	C1	Bujías	320

PIA	TK-105	EST	INST	916325	15.04.2010	9	Abril	Preventivo	Calibración instrumentación tanque	Deterioro por tiempo de operación	Accidente / Daño a la integridad de equipos y personas	C2	Tiempo de revisión	1,200
PIA	AC-03	ROT	ELEC	916239	14.04.2010	4	Abril	Predictivo	Corrección puntos calientes	Mal montaje	Pérdida de aislamiento	C1	Conectores	156
PIA	AC-02	ROT	MECA	916240	14.04.2010	4	Abril	Preventivo	Cambio de aceite y filtros. Ajuste de correas	Deterioro natural	Desgaste prematuro	D1	Aceite	640
PIA	P-103A	ROT	INST	916324	12.04.2010	8	Abril	Predictivo	Calibración carburadores	Deterioro por tiempo de operación	Mala combustión, parada del equipo	B1	Diafragmas	1,450
PIA	TK-103	EST	INST	915962	09.04.2010	1.5	Abril	Correctivo	Derrame de tanque	Pérdida de control de nivel	Accidente / Daño a la integridad de equipos y personas	D3	Limpieza	2,400
PIA	P-103B	ROT	MECA	915905	07.04.2010	8	Abril	Predictivo	Cambio de aceite y filtros.	Degradación físico - química	Desgaste prematuro de las partes	C2	Aceite, filtros	2,390
PIA	P-102C	ROT	MECA	915909	07.04.2010	3	Abril	Preventivo	Cambio de aceite	Deterioro físico - químico	Desgastes prematuros, atascamiento de la máquina	D1	Aceite	760
PIA	P-102D	ROT	MECA	915739	06.04.2010	6	Abril	Preventivo	Cambio de sello mecánico	Deterioro natural	Fuga de agua	B1	Sello mecánico	1,890
PIA	P-102E	ROT	MECA	915736	06.04.2010	12	Abril	Predictivo	Cambio de rodamientos	Deterioro natural	Parada del equipo	B1	Rodamiento	490
PIA	TK-105	EST	INST	915738	06.04.2010	0.2	Abril	Correctivo	Falla PLC	Mala operación del PLC	Accidente / Daño a la integridad de equipos y personas	C2	Tiempo de revisión	0
PIA	TK-103	EST	INST	919506	05.04.2010	6	Abril	Correctivo	Calibración instrumentación tanque	Deterioro por tiempo de operación	Accidente / Daño a la integridad de equipos y personas	C2	Tiempo de revisión	1,200
PIA	AC-03	ROT	INST	910028	03.04.2010	12	Abril	Preventivo	Calibración de instrumentación	Deterioro por falta de uso	Error en operación	B1	Switch de presión	450
PIA	P-102E	ROT	ELEC	915737	31.03.2010	12	Marzo	Preventivo	Mantenimiento motor eléctrico	Deterioro natural	Pérdida de aislamiento	C1	Limpieza	245
PIA	AC-01	ROT	MECA	915962	29.03.2010	4	Marzo	Preventivo	Cambio de aceite y filtros. Ajuste de correas	Desgaste natural	Desgaste prematuro	D1	Aceite	640
PIA	AC-02	ROT	ELEC	917556	29.03.2010	12	Marzo	Preventivo	Mantenimiento motor eléctrico	Desgaste	Pérdida de aislamiento	C1	Limpieza	190
PIA	P-20A	ROT	MECA	916325	29.03.2010	32	Marzo	Predictivo	Desalineación	Desajuste por tiempo de operación	Daño en los elementos rotativos de la bomba	C2	Servicios externos	7,600
PIA	P-102E	ROT	MECA	915354	26.03.2010	3	Marzo	Preventivo	Cambio de sello mecánico	Deterioro natural	Fuga de agua	C1	Sello mecánico	1,890
PIA	TK-105	EST	INST	915355	26.03.2010	5	Marzo	Correctivo	Cierre no proporcional de válvulas de control de nivel	Pérdida de control de nivel	Accidente / Daño a la integridad de equipos y personas	C2	Posicionador	5,900
PIA	P-20A	ROT	INST	915323	25.03.2010	3	Marzo	Correctivo	Falla manómetro de succión	Operación inadecuada	Error en operación	E1	Manómetro	250
PIA	P-20A	ROT	MECA	915319	25.03.2010	8	Marzo	Predictivo	Cambio de aceite y filtros.	Degradación físico - química	Desgaste prematuro de las partes	C2	Aceite, filtros	2,390
PIA	TK-105	EST	INST	915353	12.03.2010	2	Marzo	Correctivo	Derrame de tanque	Pérdida de control de nivel	Accidente / Daño a la integridad de equipos y personas	D3	Limpieza	1,200
PIA	TK-103	EST	INST	914744	12.03.2010	1	Marzo	Correctivo	Alarmas erradas	Indicación errática de nivel	Accidente / Daño a la integridad de equipos y personas	D2	Error de operación	2,134

PIA	P-103A	ROT	MECA	912113	12.03.2010	9	Marzo	Predictivo	Cambio de aceite y filtros.	Degradación físico - química	Desgaste prematuro de las partes	C2	Aceite, filtros	2,390
PIA	P-102D	ROT	MECA	910379	12.03.2010	3	Marzo	Preventivo	Cambio de aceite	Deterioro físico - químico	Desgastes prematuros, atascamiento de la máquina	D1	Aceite	760
PIA	P-102B	ROT	ELEC	914459	08.03.2010	56	Marzo	Preventivo	Mantenimiento motor eléctrico	Deterioro natural	Pérdida de aislamiento	C1	Limpieza	245
PIA	P-20B	ROT	MECA	912745	24.02.2010	11	Febrero	Predictivo	Cambio de aceite y filtros.	Degradación físico - química	Desgaste prematuro de las partes	C2	Aceite, filtros	2,390
PIA	P-102A	ROT	MECA	913779	17.02.2010	4	Febrero	Preventivo	Cambio de aceite	Deterioro físico - químico	Desgastes prematuros, atascamiento de la máquina	D1	Aceite	760
PIA	AC-02	ROT	INST	913137	07.02.2010	123	Febrero	Proactivo	Modernización de presostatos	Diseño	Error en operación	B2	Presostato	3,900
PIA	P-103A	ROT	ELEC	920335	04.02.2010	3	Febrero	Proactivo	Cambio de tapas de baterías	Diseño	Accidente / Corto circuito	C2	Tapas	450
PIA	TK-105	EST	INTE	912784	28.01.2010	198	Enero	Correctivo	Rotura de tanque	Pérdida de control de nivel	Accidente / Daño a la integridad de equipos y personas	C5	Servicios externos	123,000
PIA	P-102C	ROT	MECA	912609	26.01.2010	2	Enero	Preventivo	Cambio de aceite	Deterioro físico - químico	Desgastes prematuros, atascamiento de la máquina	D1	Aceite	760
PIA	AC-03	ROT	ELEC	915732	25.01.2010	1	Enero	Proactivo	Prueba funcional	Equipo en Stand by	Fallas ocultas	C1	Limpieza	96
PIA	P-103A	ROT	MECA	911866	08.01.2010	9	Enero	Predictivo	Cambio de aceite y filtros.	Degradación físico - química	Desgaste prematuro de las partes	C2	Aceite, filtros	2,390
PIA	AC-02	ROT	MECA	911779	07.01.2010	4	Enero	Preventivo	Cambio de aceite y filtros. Ajuste de correas	Deterioro natural	Desgaste prematuro	D1	Aceite	640

ANEXO B

FORMATOS PARA CALIBRACIÓN DE LA INSTRUMENTACIÓN

PETROBRAS

CERTIFICADO DE CALIBRACION INTERRUPTORES DE (TEMPERATURA, PRESION, NIVEL)

CAMPO:		ORDEN DE TRABAJO:		PERMISODE TRABAJO:	
EQUIPO:		FECHA:		CLASE:	
INSTRUMENTO:		MARCA:		PROCESO:	
TAG:		MODELO:		TAMAÑO:	
UBICACIÓN EN EL EQUIPO:		SERIE:		TIPO DE CONEXIÓN:	
ALIMENTACION:		VARIABLE:		FLUIDO:	
TIPO DE MATERIAL:		TEMPERATURA DE OPERACIÓN:		VALOR VARIABLE DE PROCESO:	
RANGO:		DISPARO POR ALTA:		DISPARO POR BAJA:	
DIFERENCIAL:		ALARMA:		SHUT-DOWN:	
CUANDO EL INTERRUPTOR TIENE INDICACION DE LA VARIABLE DE PROCESO					
VALORES DE PRUEBA EN CALIBRACION ASCENDENTE			VALORES DE PRUEBA EN CALIBRACION DESCENDENTE		
PORCENTAJE	PATRON	INSTRUMENTO	PORCENTAJE	PATRON	INSTRUMENTO
0%	↓		100%	↓	
25%			75%		
50%			50%		
75%			25%		
100%			0%		
EQUIPO UTILIZADO EN CALIBRACION		EQUIPO UTILIZADO EN CALIBRACION		EQUIPO UTILIZADO EN CALIBRACION	
EQUIPO:		EQUIPO:		EQUIPO:	
MARCA:		MARCA:		MARCA:	
MODELO:		MODELO:		MODELO:	
TEC INSTRUMENTISTA:		FIRMA:		OBSERVACIONES:	
AUX INSTRUMENTISTA:		FIRMA:			

REPORTE DE CALIBRACION VÁLVULAS DE SEGURIDAD

CAMPO:			ORDEN DE TRABAJO:			PERMISODE TRABAJO:						
FECHA:			PROCESO:			EQUIPO PROTEGIDO:						
TIPO DE VALVULA:			MARCA:			SERIE:						
TAG:			MODELO:			TAMAÑO						
CONEXION ENTRADA:			CONEXION SALIDA:			DIAMETRO BOQUILLA:						
UBICACIÓN EN EL EQUIPO:			PRESION SET:			MATERIAL DE SELLO:						
RESORTE:			FLUIDO:			ESTADO DEL FLUIDO:						
BONETE:			VARIABLE:			VALOR VARIABLE DE PROCESO:						
FUELLE:			TIPO DE MATERIAL:			TEMPERATURA DE OPERACIÓN:						
VALORES DE PRUEVA ANTES DE CALIBRACION						VALORES DE PRUEBAS DESPUES DE CALIBRACION						
PRUEBAS		RESULTADO 1	RESULTADO 2	RESULTADO 3	PRUEBAS		RESULTADO 1	RESULTADO 2	RESULTADO 3			
PRESION DE ESCAPE:					PRESION DE ESCAPE:							
PRESION DE DISPARO:					PRESION DE DISPARO:							
PRESION DE CIERRE:					PRESION DE CIERRE:							
DIFERENCIAL:					DIFERENCIAL:							
TIPO DE INSPECCION			CALIDAD DE LA VALVULA			SELLOS DE SEGURIDAD		PRUEBAS REALIZADAS				
REVISION	REPARACION	CALIBRACION	NUEVA	GARANTIA	USADA	SI ,No.	NO	BANCO DE PRUEBA	sitio			
QUIPO UTILIZADO EN CALIBRACION			EQUIPO UTILIZADO EN CALIBRACION				OBSERVACIONES:					
EQUIPO:			EQUIPO:									
MARCA:			MARCA:									
MODELO:			MODELO:									
TEC INSTRUMENTISTA:				FIRMA:								
AUX INSTRUMENTISTA:				FIRMA:								

CERTIFICADO DE CALIBRACION TRANSMISORES DE TEMPARATURA, PRESION, NIVEL Y FLUJO

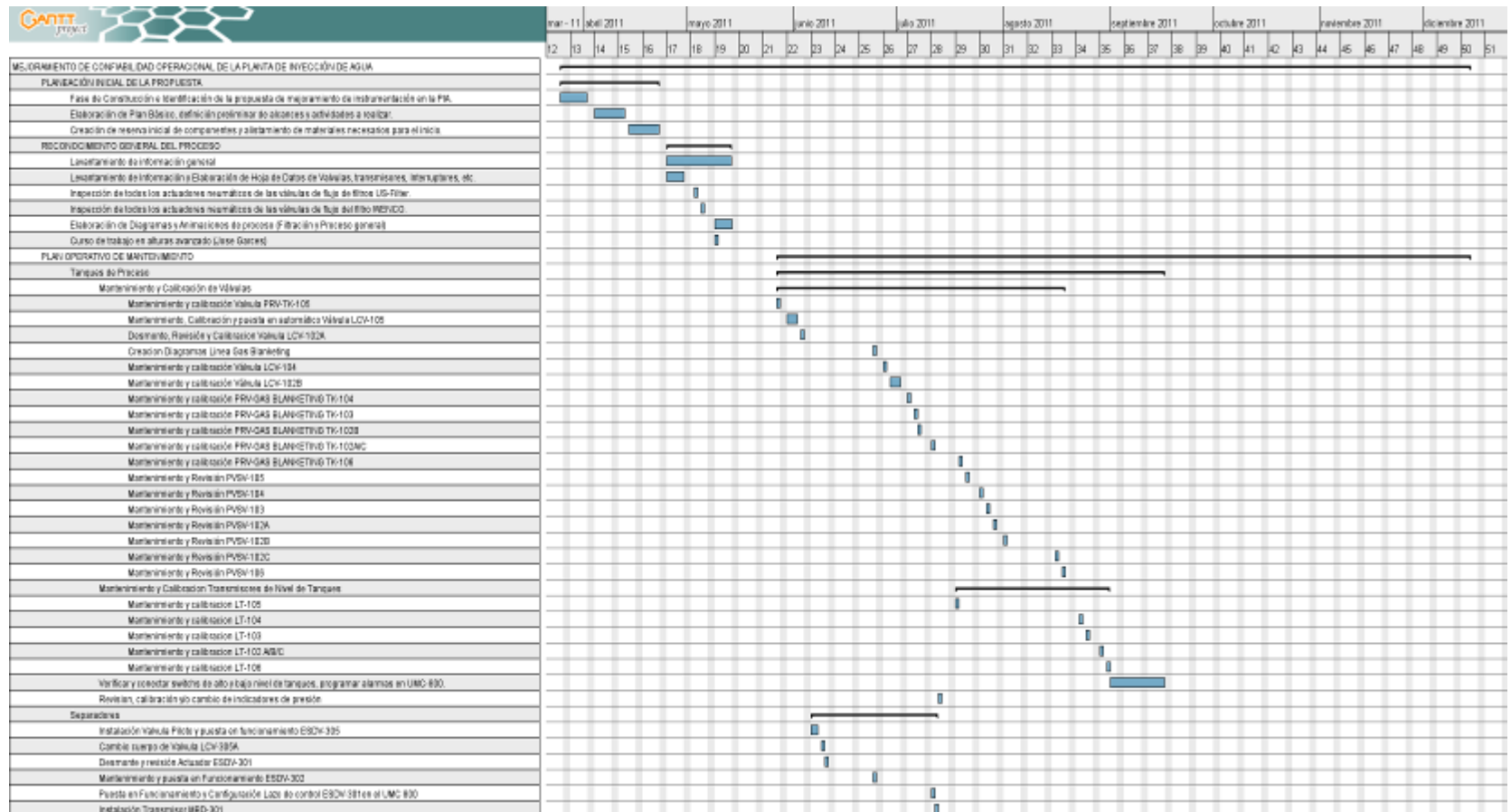
CAMPO:		ORDEN DE TRABAJO:		PERMISODE TRABAJO:	
EQUIPO:		FECHA:		CLASE:	
INSTRUMENTO:		MARCA:		PROCESO:	
TAG:		MODELO:		TAMAÑO:	
UBICACIÓN EN EL EQUIPO:		SERIE:		TIPO DE CONEXIÓN:	
RANGO DE TRANSMISION:		VARIABLE:		FLUIDO:	
PROTOCOLO DE COMUNICACION:		LRV:		SET ACTUAL:	
TIPO DE ERROR:		URV:		TIPO DE MATERIAL:	
CERO ACTIVO:		ALIMENTACION:		TEMPERATURA DE OPERACIÓN:	
ALRMA (H):		ALARMA (L):		VALOR VARIABLE DE PROCESO:	
VALORES DE PRUEBA EN CALIBRACION ASCENDENTE			VALORES DE PRUEBA EN CALIBRACION DESCENDENTE		
PORCENTAJE	PATRON	INSTRUMENTO	PORCENTAJE	PATRON	INSTRUMENTO
0%	↓		100%	↓	
25%			75%		
50%			50%		
75%			25%		
100%			0%		
EQUIPO UTILIZADO EN CALIBRACION		EQUIPO UTILIZADO EN CALIBRACION		EQUIPO UTILIZADO EN CALIBRACION	
EQUIPO:		EQUIPO:		EQUIPO:	
MARCA:		MARCA:		MARCA:	
MODELO:		MODELO:		MODELO:	
TEC INSTRUMENTISTA:		FIRMA:		OBSERVACIONES:	
AUX INSTRUMENTISTA:		FIRMA:			

CERTIFICADO DE CALIBRACION VALVULAS DE CONTROL

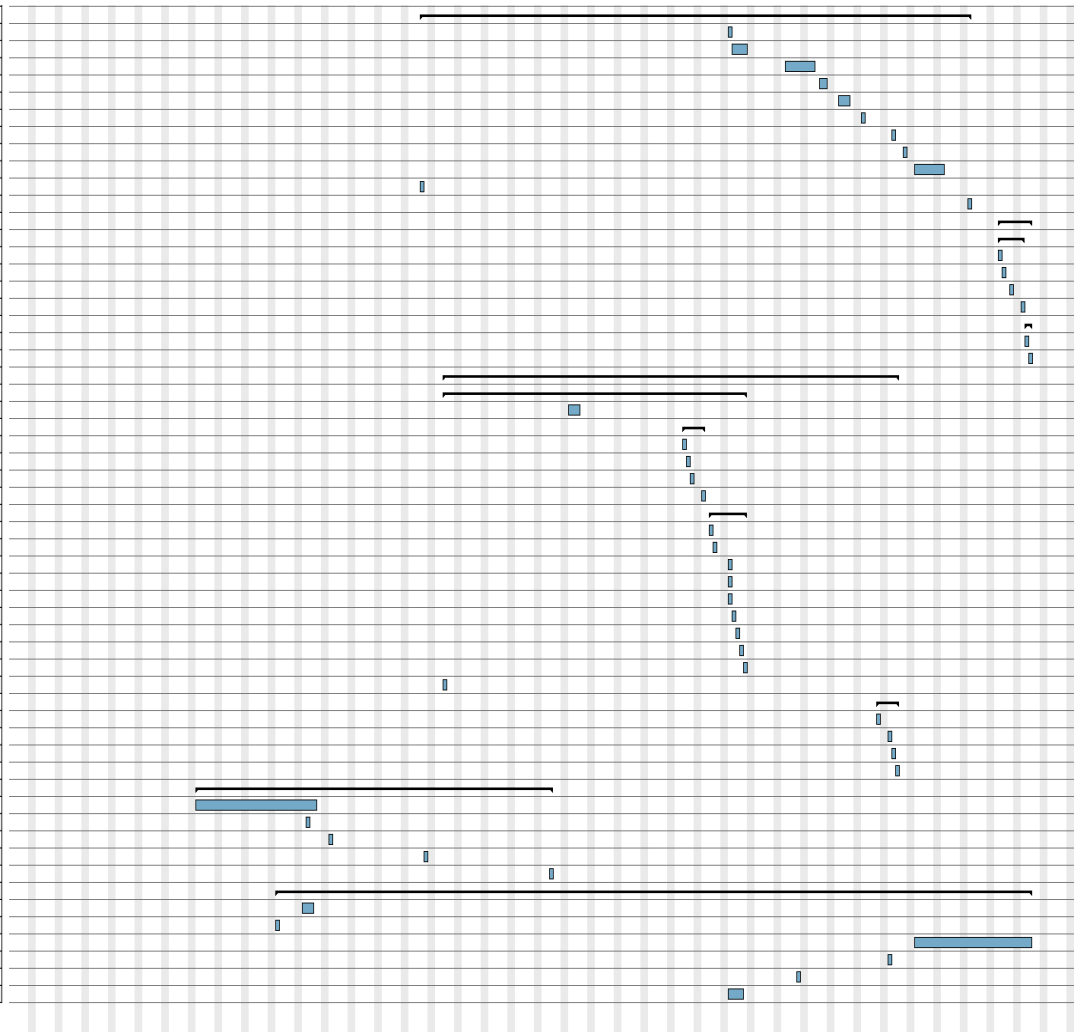
CAMPO:			ORDEN DE TRABAJO No:			PERMISODE TRABAJO No:			
TAG EQUIPO:			PROCESO:			FECHA:			
EQUIPO PATRON:			MARCA:		MODELO:		RANGO:		
VARIABLE:			UBICACIÓN EN EL EQUIPO:						
VALVULA									
TAG:			MARCA:			MODELO No:			
SERIE No:			SIZE:			ANSI:			
FLUIDO:			BALL-DISK:			TYPE:			
BODY:			SHAFT:			SEAT:			
ACTUADOR									
MARCA:			MODELO No:			SERIE No:			
TAMAÑO:			RANGO DE OPERACION:			SETTING:			
INITIAL SET:			SEÑAL DE PROCESO:			TYPE:			
CONTROLADOR – POSICIONADOR									
MARCA:			MODELO No:			SERIE No:			
ALIMENTACION:			RANGO DE OPERACION:			ACCION:			
VALORES DE CALIBRACION ASCENDENTE					VALORES DE CALIBRACION DESCENDENTE				
PATRON	SALIDA POSICIONADOR O CONTROLADOR	PORCENTAJE APERTURA DE VALVULA	RECORRIDO DEL ACTUADOR	MARGEN DE EXACTITUD	PATRON	SALIDA POSICIONADOR O CONTROLADOR	PORCENTAJE APERTURA DE VALVULA	RECORRIDO DEL ACTUADOR	MARGEN DE EXACTITUD
EQUIPO UTILIZADO EN CALIBRACION			EQUIPO UTILIZADO EN CALIBRACION			EQUIPO UTILIZADO EN CALIBRACION			
EQUIPO:			EQUIPO:			EQUIPO:			
MARCA:			MARCA:			MARCA:			
MODELO:			MODELO:			MODELO:			
TEC INSTRUMENTISTA:				FIRMA:		OBSERVACIONES:			
AUX INSTRUMENTISTA:				FIRMA:					

ANEXO C

DIAGRAMA DE GANTT DEL PLAN DE MEJORAMIENTO OPERACIONAL PIA



Filtración
Cambio válvula de cuchilla para procesos de filtración filtro US
Mantenimiento actuadores neumáticos Filtros WENCO
Cambio de válvulas de filtro WENCO.
Revisión válvula y transmisor de presión diferencial, control de flujo de entrada a Filtro WENCO.
Revisión de válvulas PSV de filtros
Revisión de Programación PLC SLC 500/03, descarga de programas y adquisición de original.
Verificación condición del PV-550, descarga de programa de operación.
Mantenimiento y calibración Transmisores de flujo Filtros US
Mantenimiento actuadores neumáticos Filtros US
Mantenimiento y calibración indicadores de presión Filtros US - Wenco
Mantenimiento y calibración Interruptores de Presión diferencial Filtros US
Decantación
Revisión Válvulas de tanques decantadores D-107 y D-108.
Mantenimiento y calibración PRV-107 (Gas Blanketing)
Mantenimiento y calibración PRV-108 (Gas Blanketing)
Mantenimiento y Revisión PVSV-107
Mantenimiento y Revisión PVSV-108
Transmisores de nivel Decantadores.
Mantenimiento y calibración LT-107
Mantenimiento y calibración LT-108
Sistema de Inyección de Agua
Bombas de inyección
Revisión y validación del sistema de monitoreo remoto de bombas P-20 A, B desde PIA
Revisión de Válvulas de Control
Mantenimiento y calibración Válvula PCV línea de succión P103AB
Mantenimiento, calibración y revisión de lazo de control Válvula FCV de Recirculación P-103A
Mantenimiento, calibración y revisión lazo de control Válvula FCV de Recirculación P-103B
Mantenimiento, calibración y Revisión de Lazo de Control PCV descarga P103B
Transmisores
Mantenimiento y calibración PT cabezal de succión P-103A/B
Mantenimiento y calibración PT cabezal de succión P-103A
Mantenimiento y calibración PT cabezal de succión P-103B
Mantenimiento y calibración Transmisores de Flujo descarga P-103A
Mantenimiento y calibración Transmisores de Flujo descarga P-103B
Mantenimiento y calibración PT descarga P-103A
Mantenimiento y calibración PT descarga P-103B
Mantenimiento y calibración PT descarga P-20A
Mantenimiento y calibración PT descarga P-20B
Revisión y calibración de Indicadores de Presión Bombas de inyección
Bombas Booster
Revisión de señales de switch's de presión de bombas de proceso y transferencia.
Revisión y calibración de Indicadores de Presión Bombas Booster
Mantenimiento y calibración PT-SAN04
Mantenimiento y calibración PT-SAN15
PLAN TÁCTICO DE MANTENIMIENTO
Identificación de Lazos de control principales
FMEA Separadores MBB305/301
FMEA TK-105
FMEA TK-104, TK-102 A/B/C
FMEA TK-106, TK-103
ADICIONALES ORIENTADOS A MEJORAS OPERACIONALES PIA
Habilitar válvula Shutdown del MBD-305
Instalación nueva válvula LCV-305 de 8", para descargas de emergencia hacia el API desde el MBD-305
Modificar lógica de control de válvulas LCV-104 y LCV-105 para evitar restricción del flujo de entrada TK-104 y TK-105
Configurar comandos de arranque de bombas booster desde bombas de inyección, evitando recorrido del operador.
Revisión y desconexión del PLC Modicom TSX-compact, está obsoleto, migrarlo al UMC-800
Habilitar medición desde Turbidímetro de estado del agua de inyección



ANEXO D
EJEMPLO DE DOCUMENTACIÓN DE LAS ACTIVIDADES DEL PLAN
OPERATIVO DE MANTENIMIENTO

OT946743

Fecha: 16/07/2011

TAG: LCV-305A

Descripción de la actividad: Cambio cuerpo de válvula de control de nivel de crudo (LCV-305A) separador 305

Tiempo de ejecución: 16 horas

Ejecutor: José Garcés / Haiderson Medina

Fotografía de equipo intervenido:



Marca: Fisher

Type: 856

Serie: 16953457

Descripción de la actividad: Se realizó el desmonte de la válvula de control de nivel de crudo del separador 305. Se trabajó lazo de control de nivel de crudo controlando la variable de proceso por la línea de by-pass en coordinación con el

operador mientras se realizaba el trabajo, se llevó la válvula al taller de instrumentación en donde se desarmó cuerpo de la válvula y se realizó cambio del cuerpo de la válvula de 4 pulg. X 150 debido a que el obturador y sello de la válvula presentaban pase de fluido y en ocasiones se desocupaba el compartimiento de crudo y se iba parte del gas por la línea de crudo esto ocasionaba que la presión en el separador descendiera y presentara inconvenientes en la operación. Se le realizó limpieza general al actuador, se lubrico yugo el cual conecta con el vástago del cuerpo de la válvula se instaló cuerpo de válvula nuevo con sello de teflón. Se armó y se le instaló el indicador de posición y se realizo prueba de funcionamiento alimentando el posicionador de la válvula con 40 PSI y conectando el calibrador de señales de campo fluye 744 para simularle señal de 4-20 mA y verificar el “bench” inicial la salida del posicionador y recorrido de la válvula de control respondiendo así:

SEÑAL FLUYE 744	SALIDA DEL POSICIONADOR	RECORRIDO ACTUADOR APERTURA LCV305A
4mA	3 PSI	0%
8mA	8.3PSI	25%
12mA	16.6PSI	50%
16mA	24.3PSI	75%
20mA	33PSI	100%

La válvula respondió correctamente a las pruebas realizadas en el taller, se realizo la instalación de la válvula en el proceso, se le instalaron 2 flexitálicos de 4X150 nuevos. Se realizaron pruebas de funcionamiento del lazo de control y respuesta de la válvula ajustando el “set point” de la válvula comprobando cierre y respuesta de la válvula al incremento y decremento de la variable de proceso con respecto al “set point” respondiendo correctamente al cambio de la variable controlando proporcionalmente. “set point” se ajusto en 42PSI. La válvula quedo trabajando en automático controlando correctamente la variable de proceso.

ANEXO E
TALLERES FMEA

ANÁLISIS DE MODOS DE FALLO Y SUS EFECTOS (FMEA)

Nombre del Sistema (Título):		MBB-305/301										Fecha FMEA:		07/06/2011				
Responsable (Dpto. / Área):		Víctor Hugo Velásquez Murillo										Fecha Revisión:		09/09/2011				
Responsable de FMEA (Área):		Grupo de Ingeniería de mantenimiento y confiabilidad IMC																
Función o Componente del Servicio	Modo de Fallo	Efecto	Causas	Método de detección	G gravedad	O ocurrencia	D detección	NPR inicial	Acciones recomend.	Frecuencia recomend.	Responsable	Acción Tomada	Frecuencia Tomada	G gravedad	O ocurrencia	D detección	NPR final	
Lazo de control de nivel de crudo (Válvula LCV 305A y LT 305A) Función: Controlar el nivel de crudo al 45% del compartimento de crudo	Válvula no actúa	Se desocupa o se rebose el compartimento de crudo y pérdida de gas	Taponamiento de la línea de alta y baja del transmisor de nivel LT 305A	Alarmas por bajo y alto nivel de crudo	10	5	9	450	Inspección de la línea de alta y baja del transmisor de nivel	Bimestral	Técnico instrumentista y auxiliar	Inspección Lazo de control de Válvula LCV305A	Trimestral	10	4	3	120	
		Se desocupa o se rebose el compartimento de crudo y pérdida de gas	Taponamiento de las líneas neumáticas del controlador LCV 305A	Alarmas por bajo y alto nivel de crudo	10	6	9	540	Prueba funcional de la válvula de control	Bimestral	Técnico instrumentista y auxiliar			10	4	3	120	
		Se desocupa o se rebose el compartimento de crudo y pérdida de gas	Pérdida de señal eléctrica 4 a 20 Ma LCV 305A	Alarmas por bajo y alto nivel de crudo	10	6	9	540	Prueba funcional de la válvula de control	Bimestral	Técnico instrumentista y auxiliar			10	5	3	150	
	Funcionamiento errático de la válvula	Se desocupa o se rebose el compartimento de crudo y pérdida de gas	Descalibración del controlador electro neumático de la válvula LCV 305A	Inspecciones y pruebas funcionales por el instrumentista	10	7	9	630	Inspección y prueba funcional de la válvula de control	Bimestral	Técnico instrumentista y auxiliar		10	5	3	150		
		Se desocupa o se rebose el compartimento de crudo y pérdida de gas	Descalibración del transmisor de nivel (LT 305A)	Inspecciones y pruebas funcionales por el instrumentista	10	6	10	600	Inspección y prueba funcional del transmisor de nivel	Bimestral	Técnico instrumentista y auxiliar							
	Paso de flujo con válvula cerrada	Se desocupe el compartimento de crudo y pérdida de gas	Desgaste del sello de la válvula LCV 305A	Inspección y desmontaje de la válvula	10	6	9	540	Desmontaje e inspección interna de la válvula	Anual	Técnico instrumentista y auxiliar		Mantenimiento Lazo de Control Válvula LCV305A	Anual	10	3	4	120
		Se desocupe el compartimento de crudo y pérdida de gas	Obstrucción del sello por incrustaciones LCV 305A	Inspección y desmontaje de la válvula	10	5	9	450	Desmontaje e inspección interna de la válvula	Anual	Técnico instrumentista y auxiliar				10	3	5	150
		Se desocupe el compartimento de crudo y pérdida de gas	Descalibración del recorrido del actuador LCV 305A	Inspección y desmontaje de la válvula	10	5	10	500	Desmontaje e inspección interna de la válvula	Anual	Técnico instrumentista y auxiliar				10	3	4	120

ANÁLISIS DE MODOS DE FALLO Y SUS EFECTOS (FMEA)

Nombre del Sistema (Título): MBB-305/301												Fecha FMEA:		07/06/2011					
Responsable (Dpto. / Área): Víctor Hugo Velásquez Murillo												Fecha Revisión:		09/09/2011					
Responsable de FMEA (Área): Grupo de Ingeniería de mantenimiento y confiabilidad IMC																			
Función o Componente del Servicio	Modo de Fallo	Efecto	Causas	Método de detección	G gravedad	O ocurrencia	D detección	NPR inicial	Acciones recomend.	Frecuencia recomend.	Responsable	Acción Tomada	Frecuencia Tomada	G gravedad	O ocurrencia	D detección	NPR final		
Lazo de control interfase (LCV 305B y LT 305B) Función: Controlar el nivel de interfase agua crudo	Válvula no actúa	Si se queda cerrada, se pasa la emulsión al compartimento de crudo y no hay separación	Taponamiento de las líneas neumáticas del controlador LCV 305B	Alarmas por bajo y alto nivel de crudo	9	6	9	486	Inspección y prueba funcional de la válvula de control	Bimestral	Técnico instrumentista y auxiliar	Inspección Lazo de control de Válvula LCV305B	Trimestral	9	5	3	135		
		Si se queda cerrada, se pasa la emulsión al compartimento de crudo y no hay separación	Perdida de señal eléctrica 4 a 20 Ma LCV 305B	Alarmas por bajo y alto nivel de crudo	9	5	10	450	Inspección y prueba funcional de la válvula de control	Bimestral	Técnico instrumentista y auxiliar			9	4	2	72		
		Si se quede abierta se desocupa el separador y pasa agua, crudo y gas a la PIA.	Descalibración y depósitos de parafina en la sonda LCV 305B	Alarmas por bajo y alto nivel de crudo	9	6	9	486	Inspección, limpieza y calibración de la sonda	Anual	Técnico instrumentista y auxiliar			9	5	3	135		
	Funcionamiento errático de la válvula	Mala calidad del crudo y agua	Descalibración del controlador electro neumático de la válvula LCV 305B	Análisis de la calidad del crudo y del agua	8	7	9	504	Inspección y prueba funcional de la válvula de control	Bimestral	Técnico instrumentista y auxiliar			8	5	3	120		
		Mala calidad del crudo y agua	Descalibración y depósitos de parafina en la sonda LCV 305B	Análisis de la calidad del crudo y del agua	8	7	9	504	Inspección, limpieza y calibración de la sonda	Bimestral	Técnico instrumentista y auxiliar			8	5	3	120		
	Paso de flujo con válvula cerrada	Se desocupe el separador y pasa agua crudo y gas a la PIA	Desgaste del sello de la válvula LCV 305B	Inspección y desmontaje de la válvula	9	6	10	540	Desmontaje e inspección interna de la válvula	Anual	Técnico instrumentista y auxiliar			Mantenimiento Lazo de Control Válvula LCV305B	Anual	9	4	3	108
		Se desocupe el separador y pasa agua crudo y gas a la PIA	Obstrucción del sello por incrustaciones LCV 305B	Inspección y desmontaje de la válvula	9	5	10	450	Desmontaje e inspección interna de la válvula	Anual	Técnico instrumentista y auxiliar					9	4	2	72
		Se desocupe el separador y pasa agua crudo y gas a la PIA	Descalibración del recorrido del actuador LCV 305B	Inspección y desmontaje de la válvula	9	4	10	360	Desmontaje e inspección interna de la válvula	Anual	Técnico instrumentista y auxiliar					9	3	3	81

ANÁLISIS DE MODOS DE FALLO Y SUS EFECTOS (FMEA)

ANÁLISIS DE MODOS DE FALLO Y SUS EFECTOS (FMEA)												Nombre del Sistema (Título):		Fecha FMEA:			
												MBB-305/301		07/06/2011			
												Responsable (Dpto. / Área):		Fecha Revisión:			
												Victor Hugo Velásquez Murillo		09/09/2011			
												Responsable de FMEA (Área):					
												Gupo de Ingeniería de mantenimiento y confiabilidad IMC					
Función o Componente del Servicio	Modo de Fallo	Efecto	Causas	Método de detección	G gravedad	O ocurrencia	D detección	NPR inicial	Acciones recomend.	Frecuencia a recomend	Responsable	Acción Tomada	Frecuencia Tomada	G gravedad	O ocurrencia	D detección	NPR final
Instrumentos Separador. LG (4 Indicadores de Nivel) Función: LG305A. Indicar el nivel de crudo. LG305B Indicar el nivel de Agua	No Indica Nivel	El operador no tiene visualización local del nivel	Taponamiento de la conexiones LG305A	No visualización de los valores de nivel	7	7	8	392	Limpieza y pruebas funcionales a los indicadores	Semestral	Técnico instrumentista y auxiliar	Inspeccion instrumentacion separador MBB305	Semestral	7	6	2	84
		El operador no tiene visualización local del nivel	Ruptura del flotador magnético LG305A	No visualización de los valores de nivel	7	7	9	441	Limpieza y pruebas funcionales a los indicadores	Semestral	Técnico instrumentista y auxiliar			7	4	3	84
Instrumentos Separador. PI (2 manómetros) Función: Indicar la temperatura del separador	Indicación errónea de presión	El operador no tiene visualización local de presión	Descalibración del manómetro	No visualización de valores de presión	7	5	8	280	Prueba funcional y calibración de manómetros	Semestral	Técnico instrumentista y auxiliar			7	4	2	56
Instrumentos Separador. TI (1 Termómetro) y Switch de Alta presión (Presostato) Función: Indicar la presión estática del separador	Indicación errónea de temperatura	El operador no tiene visualización local de temperatura	Descalibración del termómetro	No visualiza valores de temperatura	7	5	8	280	Prueba funcional y calibración del termómetro	Semestral	Técnico instrumentista y auxiliar			7	3	3	63
Instrumentos Separador. Switch de Alta presión (Presostato). Función: Realizar el disparo por alta presión (50 PSI) para proteger el separador	Dispara a una presión diferente a 50 PSI	Se visualiza alarma de alta presión y shut down al separador	Descalibración del switch de presión	Alarmas y shut down del separador	9	8	9	648	Prueba funcional y calibración del switch	Semestral	Técnico instrumentista y auxiliar			9	4	3	108
	No dispara a 50 PSI	La presión en el separador puede provocar rotura del separador	Descalibración del presostato	Inspección del técnico instrumentista	10	7	9	630	Prueba funcional y calibración del switch	Semestral	Técnico instrumentista y auxiliar			9	4	3	108

ANÁLISIS DE MODOS DE FALLO Y SUS EFECTOS (FMEA)

Nombre del Sistema (Título):		MBB-305/301										Fecha FMEA:		07/06/2011					
Responsable (Dpto. / Área):		Víctor Hugo Velásquez Murillo										Fecha Revisión:		09/09/2011					
Responsable de FMEA (Área):		Gupo de Ingeniería de mantenimiento y confiabilidad IMC																	
Función o Componente del Servicio	Modo de Fallo	Efecto	Causas	Método de detección	G gravedad	O frecuencia	D detección	NPR inicial	Acciones recomend.	Frecuencia recomend.	Responsable	Acción Tomada	Frecuencia Tomada	G gravedad	O frecuencia	D detección	NPR final		
Lazo de control de presión de gas (Válvula PCV 305 y PT 305). Función: Controlar la presión de gas del separador a 34 PSI.	Válvula no actúa	Se despresuriza o se sobre presionar el separador.	Taponamiento de la cámara de medición del transmisor PCV 305.	Alarmas por baja y alta presión de gas en el separador	10	6	9	540	Inspección y prueba funcional de la válvula de control	Bimestral	Técnico instrumentista y auxiliar	Inspección Lazo de control de Válvula PCV305	Trimestral	10	5	2	100		
		Se despresuriza o se sobre presionar el separador.	Perdida de señal eléctrica 4 a 20 mA PCV 305	Alarmas por baja y alta presión de gas en el separador	10	5	10	500	Inspección y prueba funcional de la válvula de control	Bimestral	Técnico instrumentista y auxiliar			10	4	3	120		
	Funcionamiento errático de la válvula	Se despresuriza o se sobre presionar el separador.	Descalibración del controlador electro neumático de la válvula PCV 305	Inspecciones y pruebas funcionales por el instrumentista	10	5	10	500	Inspección y prueba funcional del transmisor de presión	Bimestral	Técnico instrumentista y auxiliar			10	4	3	120		
		Se despresuriza o se sobre presionar el separador.	Descalibración del transmisor de presión (PT 305)	Inspecciones y pruebas funcionales por el instrumentista	10	4	10	400	Inspección y prueba funcional del transmisor de presión	Bimestral	Técnico instrumentista y auxiliar			10	3	3	90		
	Paso de flujo de gas con válvula cerrada	Se despresuriza el separador	Desgaste del sello de la válvula PCV 305	Inspección y desmontaje de la válvula	10	5	9	450	Desmontaje e inspección interna de la válvula	Anual	Técnico instrumentista y auxiliar			Mantenimiento Lazo de control de la válvula PCV305	Anual	10	3	3	90
		Se despresuriza el separador	Obstrucción del sello por incrustaciones PCV 305	Inspección y desmontaje de la válvula	10	6	9	540	Desmontaje e inspección interna de la válvula	Anual	Técnico instrumentista y auxiliar					10	4	3	120
		Se despresuriza el separador	Descalibración del recorrido del actuador PCV 305	Inspección y desmontaje de la válvula	10	6	9	540	Desmontaje e inspección interna de la válvula	Anual	Técnico instrumentista y auxiliar					10	4	3	120

RESUMEN DE TAREAS FMEA MBB305/301					
TAG	Tarea	Frec	Durac	Respon	Descripción detallada
LCV30 5A	Inspección Lazo de control de Válvula LCV305A	3 Mes	6 horas	Técnico Instrumentista y Auxiliar	<p>PARA LA VALVULA DE CONTROL</p> <ul style="list-style-type: none"> • Aislar el lazo de control y la señal desde el cuarto de control, si es posible, si no, se debe aislar localmente la válvula utilizando el bypass y bloquear válvula aguas arriba y abajo. • Controlar la variable de proceso manualmente por el bypass mientras se interviene la válvula LCV. • Drenar y despresurizar la línea de alimentación de aire. • Desmontar el regulador de aire y hacer una limpieza general si es necesario, realizar cambio de piezas gastadas • Realizar una limpieza del controlador o del IP y verificar que el cableado esté bien ajustado y no esté deteriorado. • Verificar la calibración de los manómetros indicadores de presión del controlador • Utilizar el equipo comunicador y calibrar la válvula verificando el recorrido de 0% a 100%. • Realizar prueba de verificación desde el PLC si está incluido, si no realizar prueba local, simulando el nivel o utilizando generador de 4-20ma. <p>PARA LA LINEA DE ALTA Y BAJA DEL LT</p> <ul style="list-style-type: none"> • Aislar el transmisor. • Igualar cámaras de presión de alta y baja del transmisor. • Verificar que la presión diferencial este en 0. • Simular presión con la bomba neumática de acuerdo al rango de transmisión. • Si no está dentro del rango retirar los tubing y realizar flushing. <p>PARA EL LT</p> <ul style="list-style-type: none"> • Desmonte el equipo y llévelo al banco de trabajo o si se tiene la comodidad en el área realizar la actividad. • Utilizar el peso muerto con el manómetro patrón para verificar la presión, conectándolo en la cámara de alta (H) y dejando la cámara de baja (L) a la atmosfera. • Conectar la fuente de voltaje con una resistencia en serie de 250Ω. • Conectar el comunicador HART • Verificar el TAG, rango de trabajo, unidades, realizar calibración y guardar nueva configuración. • Simular presión en la escala del transmisor a calibrar en un porcentaje de 0%, 20%,50%,80% y 100%
	Mantenimiento Lazo de Control Válvula LCV305A	12 Meses	8 horas	Técnico Instrumentista y Auxiliar	<ul style="list-style-type: none"> • Retirar los kit de repuesto o las partes a cambiar, tenerlas en el sitio. • Desmonte la válvula y llevar al banco de trabajo y prueba, colocando bridas ciegas en la línea. • Desarmar la válvula, actuador y cuerpo válvula aparte. • Realizar una inspección de las partes internas de la válvula, cambiar las partes deterioradas "Kit de reparación". • Revisar el estado del diafragma, si es preciso, cambiarlo. • Limpiar las partes internas del actuador, verificar su estado y lubricarlas. • Armar la Válvula ajustando sus elementos. • Rectificar asiento y tapón de la válvula si lo requiere. • Realizar calibración al controlador o IP de acuerdo al rango del actuador. • Realizar prueba de recorrido de la válvula de 0% a 100% proporcionalmente. • Realizar prueba de presión para verificar fugas o pases. • Llevar la válvula al proceso y montarla. • Conexión línea de aire o señal eléctrica. • Verificar el funcionamiento.
LCV30 5B	Inspección Lazo de control de Válvula LCV305B	3 Meses	4 horas	Técnico Instrumentista y Auxiliar	<ul style="list-style-type: none"> • Aislar el lazo de control y la señal desde el cuarto de control, si es posible, si no, se debe aislar localmente la válvula utilizando el bypass y bloquear válvula aguas arriba y abajo. • Controlar la variable de proceso manualmente por el bypass mientras se interviene la válvula LCV. • Drenar y despresurizar la línea de alimentación de aire. • Desmontar el regulador de aire y hacer una limpieza general si es necesario, realizar cambio de piezas gastadas

				<ul style="list-style-type: none"> • Realizar una limpieza del controlador o del IP y verificar que el cableado esté bien ajustado y no esté deteriorado. • Verificar la calibración de los manómetros indicadores de presión del controlador • Utilizar el equipo comunicador y calibrar la válvula verificando el recorrido de 0% a 100%. • Realizar prueba de verificación desde el PLC si está incluido, si no realizar prueba local, simulando el nivel o utilizando generador de 4-20ma.
	Mantenimiento Lazo de Control Válvula LCV305B	12 Meses	12 horas	<p>Técnico Instrumentista y Auxiliar</p> <p>PARA LA VALVULA DE CONTROL</p> <ul style="list-style-type: none"> • Retirar los kit de repuesto o las partes a cambiar, tenerlas en el sitio. • Desmonte la válvula y llévela al banco de trabajo y prueba, colocando bridas ciegas en la línea. • Desarmar la válvula, actuador y cuerpo válvula aparte. • Realizar una inspección de las partes internas de la válvula, cambiar las partes deterioradas "Kit de reparación". • Revisar el estado del diafragma, si es preciso, cambiarlo. • Limpiar las partes internas del actuador, verificar su estado y lubricarlas. • Armar la Válvula ajustando sus elementos. • Rectificar asiento y tapón de la válvula si lo requiere. • Realizar calibración al controlador o IP de acuerdo al rango del actuador. • Realizar prueba de recorrido de la válvula de 0% a 100% proporcionalmente. • Realizar prueba de presión para verificar fugas o pases. • Llevar la válvula al proceso y montarla. • Conexionar línea de aire o señal eléctrica. • Verificar el funcionamiento. <p>PARA LA SONDA LT</p> <ul style="list-style-type: none"> • Coordinar parada del separador • Despresurizar el separador • Aislar el lazo de control y la señal desde el cuarto de control. • Retirar la sonda y realizar limpieza al sensor • Verificar 0% de nivel (a 4 mA) en la sonda introduciéndola en un recipiente con crudo. Ajustar si es necesario. • Verificar 100% de nivel (20mA) en la sonda introduciéndola en un recipiente con agua. Ajustar si es necesario. • Instalar la sonda y ponerla en servicio.
MBB3 05	Inspección instrumentación separador MBB305	6 Meses	8 horas	<p>Técnico Instrumentista y Auxiliar</p> <p>PARA INDICADORES DE NIVEL</p> <ul style="list-style-type: none"> • Aislar mecánicamente el LG • Despresurizar y drenar el LG • Destapar la parte superior e inferior retirando el flotador. • Realizar limpieza interna del LG • Verificar el estado del flotador • Instalar y realizar prueba de indicación de nivel adicionando agua en la parte superior, verificando proporcionalmente la indicación • Poner el LG en servicio <p>PARA LOS INDICADORES DE TEMPERATURA</p> <ul style="list-style-type: none"> • Aislar mecánicamente el indicador de presión • Desmontar el indicador de presión y llevarlo al banco de prueba • Usar el peso muerto y manómetro patrón para realizar la prueba funcional y Ajustar donde sea necesario • Instalar el indicador y dejarlo en operación <p>PARA LOS INDICADORES DE PRESION</p> <ul style="list-style-type: none"> • Desmontar el termómetro y llevarlo al banco de pruebas • Usar el bloque seco (muffa) y el termómetro patrón para realizar la prueba funcional y Ajustar donde sea necesario. • Instalar el indicador y dejarlo en operación

					<p>PARA EL PRESOSTATO</p> <ul style="list-style-type: none"> • Aislar mecánicamente el Smith (presos tato) • Desmontar el presos tato y llevarlo al banco de prueba • Usar el peso muerto y manómetro patrón para realizar la prueba funcional y Ajustar el setting. • Instalar el presos tato y dejarlo en operación • Realizar pruebas de Alarma y Shut down del separador, simulando alta presión
PCV 305	Inspección Lazo de control de Válvula PCV305	3 Meses	4 horas	Técnico Instrumentista y Auxiliar	<p>PARA LA VALVULA DE CONTROL</p> <ul style="list-style-type: none"> • Aislar el lazo de control y la señal desde el cuarto de control, si es posible, si no, se debe aislar localmente la válvula utilizando el bypass y bloquear válvula aguas arriba y abajo. • Controlar la variable de proceso manualmente por el bypass mientras se interviene la válvula PCV. • Drenar y despresurizar la línea de alimentación de aire. • Desmontar el regulador de aire y hacer una limpieza general si es necesario, realizar cambio de piezas gastadas • Realizar una limpieza del controlador o del IP y verificar que el cableado esté bien ajustado y no esté deteriorado. • Verificar la calibración de los manómetros indicadores de presión del controlador • Utilizar el equipo comunicador y calibrar la válvula verificando el recorrido de 0% a 100%. • Realizar prueba de verificación desde el PLC si está incluido, si no realizar prueba local, simulando el nivel o utilizando generador de 4-20ma. <p>PARA EL TRANSMISOR DE PRESION</p> <p>Desmonte el equipo y llévelo al banco de trabajo o si se tiene la comodidad en el área realizar la actividad. Utilizar el peso muerto con el manómetro patrón para verificar la presión, Conectar la fuente de voltaje con una resistencia en serie de 250Ω. Conectar el comunicador HART</p> <p>Verificar el TAG, rango de trabajo, unidades, realizar calibración y guardar nueva configuración. Simular presión en la escala del transmisor a calibrar en un porcentaje de 0%, 20%,50%,80% y 100%.</p>
	Mantenimiento o Lazo de control de la válvula PCV305	12 Meses	8 horas	Técnico Instrumentista y Auxiliar	<ul style="list-style-type: none"> • Retirar los kit de repuesto o las partes a cambiar, tenerlas en el sitio. • Desmonte la válvula y llévela al banco de trabajo y prueba, colocando bridas ciegas en la línea. • Desarmar la válvula, actuador y cuerpo válvula aparte. • Realizar una inspección de las partes internas de la válvula, cambiar las partes deterioradas "Kit de reparación". • Revisar el estado del diafragma, si es preciso, cambiarlo. • Limpiar las partes internas del actuador, verificar su estado y lubricarlas. • Armar la Válvula ajustando sus elementos. • Rectificar asiento y tapón de la válvula si lo requiere. • Realizar calibración al controlador o IP de acuerdo al rango del actuador. • Realizar prueba de recorrido de la válvula de 0% a 100% proporcionalmente. • Realizar prueba de presión para verificar fugas o pases. • Llevar la válvula al proceso y montarla. • Conexión línea de aire o señal eléctrica. • Verificar el funcionamiento.

ANÁLISIS DE MODOS DE FALLO Y SUS EFECTOS (FMEA)

Nombre del Sistema (Título):		TK-105										Fecha FMEA:		12/06/2011			
Responsable (Dpto. / Área):		Víctor Hugo Velásquez Murillo										Fecha Revisión		09/09/2011			
Responsable de FMEA (Área):		Grupo de Ingeniería de mantenimiento y confiabilidad IMC															
Función o Componente del Servicio	Modo de Fallo	Efecto	Causas	Método de detección	G gravedad	O ocurrencia	D detección	NPR inicial	Acciones recomend.	Frecuencia recomend.	Responsable	Acción Tomada	Frecuencia Tomada	G gravedad	O ocurrencia	D detección	NPR final
Valvula no actua	Si se cierra se desvia el flujo hacia el TK-104	Taponamiento de la línea de alta y baja del transmisor de nivel LCV 105	Pérdida de nivel de agua del TK-105 y aumento del nivel de agua del TK-104		10	7	9	630	Inspección de la línea de alta y baja del transmisor de nivel	Semestral	Técnico instrumentista y auxiliar	Inspección lazo de control LSV105	Semestral	10	3	3	90
	Si se cierra se desvia el flujo hacia el TK-104	Taponamiento de las líneas neumáticas del posicionador de la valvula LCV 105	Pérdida de nivel de agua del TK-105 y aumento del nivel de agua del TK-104		10	7	9	630	Prueba funcional de la valvula de control	Semestral	Técnico instrumentista y auxiliar			10	4	3	120
	Si se cierra se desvia el flujo hacia el TK-104	Falla de PLC o pérdida de señal eléctrica 4 a 20 mA LCV 105	Pérdida de nivel de agua del TK-105 y aumento del nivel de agua del TK-104		9	6	10	540	Prueba funcional de la valvula de control	Semestral	Técnico instrumentista y auxiliar			9	2	4	72
	Si se queda abierta se aumenta excesivamente el nivel del TK-105	Taponamiento de la línea de alta y baja del transmisor de nivel LCV 105	Alarma de LSHH TK-105 (switch alto alto nivel)		10	5	7	350	Inspección de la línea de alta y baja del transmisor de nivel	Semestral	Técnico instrumentista y auxiliar			10	2	3	60
	Si se queda abierta se aumenta excesivamente el nivel del TK-105	Descalibración del transmisor de nivel LCV 105	Alarma de LSHH TK-105 (switch alto alto nivel)		10	6	9	540	Calibración transmisor de nivel LT-105	Trimestral	Técnico instrumentista y auxiliar			10	2	3	60

ANÁLISIS DE MODOS DE FALLO Y SUS EFECTOS (FMEA)

Nombre del Sistema (Título): TK-105												Fecha FMEA:		12/06/2011																
Responsable (Dpto. / Área): Víctor Hugo Velásquez Murillo												Fecha Revisión:		09/09/2011																
Responsable de FMEA (Área): Grupo de Ingeniería de mantenimiento y confiabilidad IMC																														
Función o Componente del Servicio	Modo de Fallo	Efecto	Causas	Método de detección	G	ocurrencia	O	D	NPR	Acciones recomend.	Frecuencia recomend.	Responsable	Acción Tomada	Frecuencia Tomada	G	ocurrencia	O	D	NPR	Acciones recomend.	Frecuencia recomend.	Responsable	Acción Tomada	Frecuencia Tomada	G	ocurrencia	O	D	NPR	
Valvula LCV 105 Función: Controlar el nivel de agua del tanque 105 de acuerdo al setpoint establecido		Si se queda abierta se aumenta excesivamente el nivel del TK-105	Descalibración del posicionador electropneumático de la valvula LCV 105	Alarma de LSHH TK-105 (switch alto nivel)	10	5	9	450	Prueba funcional de la valvula de control	Semestral	Técnico instrumentista y auxiliar				10	2	3	60												
	Oscilación de la valvula	Aumento o disminución del nivel de fluido	Descalibración del posicionador electropneumático de la valvula LCV 105	Diferencia considerable entre la variable del proceso y el setpoint. Inspecciones y pruebas funcionales por el instrumentista	9	7	9	567	Prueba funcional de la valvula de control	Semestral	Técnico instrumentista y auxiliar				9	2	3	54												
		Aumento o disminución del nivel de fluido	Falla señal del PLC	Diferencia considerable entre la variable del proceso y el setpoint. Inspecciones y pruebas funcionales por el instrumentista	9	8	8	576	Revisión PLC UMC800	Semestral	Técnico instrumentista y auxiliar	Revisión PLC UMC800	Semestral	9	6	2	108													
	Paso de flujo con valvula cerrada	Entrada de fluido al tanque	Desgaste del sello de la valvula LCV 105	Visualización en pantalla del PLC e inspección y desmontaje	8	6	9	432	Inspección y desmontaje de la valvula	Anual	Técnico instrumentista y auxiliar		Anual	8	3	3	72													
Entrada de fluido al tanque		Obstrucción del sello por incrustaciones LCV 105	Visualización en pantalla del PLC e inspección y desmontaje	7	8	10	560	Inspección y desmontaje de la valvula	Anual	Técnico instrumentista y auxiliar	Mantenimiento válvula LCV105	Anual	7	5	3	105														

ANÁLISIS DE MODOS DE FALLO Y SUS EFECTOS (FMEA)

Nombre del Sistema (Título): TK-105													Fecha FMEA:		12/06/2011		
Responsable (Dpto. / Área): Víctor Hugo Velásquez Murillo													Fecha Revisión:		09/09/2011		
Responsable de FMEA (Área): Grupo de Ingeniería de mantenimiento y confiabilidad IMC																	
Función o Componente del Servicio	Modo de Fallo	Efecto	Causas	Método de detección	G gravedad	O ocurrencia	D detección	NPR inicial	Acciones recomend.	Frecuencia a recomend	Responsable	Acción Tomada	Frecuencia Tomada	G gravedad	O ocurrencia	D detección	NPR final
		Entrada de fluido al tanque	Descalibración del recorrido del actuador LCY 105	Visualización en pantalla del PLC e inspección y desmontaje de la válvula	8	7	9	504	Inspección y desmontaje de la válvula	Anual	Técnico instrumentista y auxiliar		Anual	8	4	3	96
LT 105 Función: Medir el nivel del tanque y transmitir la señal de 4 a 20 mA al PLC para realizar el control de nivel	Pérdida de la indicación de nivel	No visualización de la variable de proceso	Daño de cableado del transmisor LT 105	No visualización de la variable de proceso	7	6	9	378	Verificación de las conexiones eléctricas	Trimestral	Técnico instrumentista y auxiliar	Calibración transmisor de nivel LT-105	Trimestral	7	4	3	84
	Lectura errónea del instrumento	Medición de un valor diferente al real	Descalibración del transmisor de nivel LT 105	Diferencia de indicación entre la variable de real y la indicada por el instrumento	7	5	9	315	Calibración transmisor de nivel LT-105	Trimestral	Técnico instrumentista y auxiliar			7	4	3	84
LSHH 105 Función: Indicar alarma sonora y visual de Alto Alto Nivel del TK-105	No opera alarma	Possible reboce del tanque	Flotador obstruido LSHH 105	Inspección y prueba funcional	10	7	8	560	Inspección y prueba funcional del switch	Semestral	Técnico instrumentista y auxiliar	Inspección y prueba funcional del switch	Semestral	10	5	2	100
		Possible reboce del tanque	Flotador roto LSHH 105	Inspección y prueba funcional	10	8	8	640	Inspección y prueba funcional del switch	Semestral	Técnico instrumentista y auxiliar			10	5	2	100
		Possible reboce del tanque	Flotador suelto de la base LSHH 105	Inspección y prueba funcional	10	9	8	720	Inspección y prueba funcional del switch	Semestral	Técnico instrumentista y auxiliar			10	4	2	80
		Possible reboce del tanque	No accionamiento del microswitch LSHH 105	Inspección y prueba funcional	10	6	8	480	Inspección y prueba funcional del switch	Semestral	Técnico instrumentista y auxiliar			10	4	3	120

RESUMEN DE TAREAS FMEA TK105					
TAG	Tarea	Frec	Durac	Respon	Descripción detallada
LCV105	Inspección lazo de control LCV105	6 Meses	6 horas	Técnico Instrumentista y Auxiliar	<ul style="list-style-type: none"> • Aislar mecánicamente la válvula de control • Desconectar la válvula del lazo de control • Simular señal eléctrica de 4 a 20 mA al posicionador de la válvula, verificando respuesta proporcional y recorrido de 0 a 100% de apertura de la válvula • Verificar la calibración de indicadores de presión del posicionador • Verificar que las partes móviles no estén lubricadas y lubricarlas • Verificar el sello del posicionador, si es necesario cambiar el empaque • Ajustar racores y organizar el tubing de señales de proceso • Realizar pruebas de respuesta y control al lazo
UMC800	Revisión PLC UMC800	12 Meses	5 horas	Técnico Instrumentista y Auxiliar	<ul style="list-style-type: none"> • Verificar y ajustar conexionado eléctrico • Simular entradas análogas de 4 a 20 mA para verificar el estado de cada una • Medir salidas análogas del PLC • Verificar entradas y salidas digitales
LCV105	Mantenimiento o válvula LCV105	12 Meses	10 horas	Técnico Instrumentista y Auxiliar	<ul style="list-style-type: none"> • Sacar de línea el TK-105 debido a que no tiene bypass • Retirar los kit de repuesto o las partes a cambiar, tenerlas en el sitio. • Desmonte la válvula y llévela al banco de trabajo y prueba, colocando bridas ciegas en la línea. • Desarmar la válvula, actuador y cuerpo válvula aparte. • Realizar una inspección de las partes internas de la válvula, cambiar las partes deterioradas "Kit de reparación". • Revisar el estado del diafragma, si es preciso, cambiarlo. • Limpiar las partes internas del actuador, verificar su estado y lubricarlas. • Amar la Válvula ajustando sus elementos. • Rectificar asiento y tapón de la válvula si lo requiere. • Realizar calibración al controlador o IP de acuerdo al rango del actuador. • Realizar prueba de recorrido de la válvula de 0% a 100% proporcionalmente. • Realizar prueba de presión para verificar fugas o pases. • Llevar la válvula al proceso y montarla. • Conexionar línea de aire o señal eléctrica. • Verificar el funcionamiento.
LT-105	Calibración transmisor de nivel LT-105	3 Meses	5 horas	Técnico Instrumentista y Auxiliar	<ul style="list-style-type: none"> • Desmonte el equipo y llévelo al banco de trabajo o si se tiene la comodidad en el área realizar la actividad. • Utilizar el peso muerto con el manómetro patrón para verificar la presión, conectándolo en la cámara de alta (H) y dejando la cámara de baja (L) a la atmosfera. • Conectar la fuente de voltaje con una resistencia en serie de 250Ω. • Conectar el comunicador HART • Verificar el TAG, rango de trabajo, unidades, realizar calibración y guardar nueva configuración. • Simular presión en la escala del transmisor a calibrar en un porcentaje de 0%, 20%,50%,80% y 100%.
LSHH-105	Inspección y prueba funcional del switch LSHH105	6 Meses	5 horas	Técnico Instrumentista y Auxiliar	<ul style="list-style-type: none"> • Desmontar el equipo. • Verifique el estado de la rosca y el flotador • Verifique las partes móviles y lubríquelas • Verificar el accionamiento manual llevando el flotador hacia arriba y abajo verificando el cierre o apertura del contacto con el milímetro • Verificar el funcionamiento del lazo de control conectando el switch eléctricamente y accionándolo para verificar la indicación sonora y visual en el PLC

ANÁLISIS DE MODOS DE FALLO Y SUS EFECTOS (FMEA)

Nombre del Sistema (Título): TK-104,											Fecha FMEA:		08/07/2011					
Responsable (Dpto. / Área): Víctor Hugo Velásquez Murillo											Fecha Revisión		09/09/2011					
Responsable de FMEA (Área): Grupo de Ingeniería de mantenimiento y confiabilidad IMC																		
Función o Componente del Servicio	Modo de Fallo	Efecto	Causas	Método de detección	G gravedad	O ocurrencia	D detección	NPR inicial	Acciones recomend.	Frecuencia recomend.	Responsable	Acción Tomada	Frecuencia Tomada	G gravedad	O ocurrencia	D detección	NPR final	
Valvula LCV 104 Función: Controlar el nivel de agua del	Valvula no actúa	Si se cierra se desvía el flujo hacia el TK-105	Taponamiento de la línea de alta y baja del transmisor de nivel LCV 104	Pérdida de nivel de agua del TK-104 o aumento del nivel de agua del TK-104	9	8	9	648	Inspección de la línea de alta y baja del transmisor de nivel	Semestral	Técnico instrumentista y auxiliar	Inspección Lazo de control de Válvula LCV104	Semestral	9	6	2	108	
		Si se cierra se desvía el flujo hacia el TK-105	Taponamiento de las líneas neumaticas del posicionador de la valvula LCV 104	Pérdida de nivel de agua del TK-104 o aumento del nivel de agua del TK-104	9	7	9	567	Prueba funcional de la valvula de control	Semestral	Técnico instrumentista y auxiliar			9	5	2	90	
		Si se cierra se desvía el flujo hacia el TK-105	Falla de PLC o pérdida de señal electrica 4 a 20 mA LCV 104	Pérdida de nivel de agua del TK-104 o aumento del nivel de agua del TK-104	9	6	10	540	Prueba funcional de la valvula de control	Semestral	Técnico instrumentista y auxiliar			9	4	2	72	
		Si se queda abierta se aumenta excesivamente el nivel del TK-104	Taponamiento de la línea de alta y baja del transmisor de nivel LCV 104	Alarma de LSHH TK-104 (switch alto alto nivel)	10	5	7	350	Inspección de la línea de alta y baja del transmisor de nivel	Semestral	Técnico instrumentista y auxiliar			10	5	2	100	
		Si se queda abierta se aumenta excesivamente el nivel del TK-104	Descalibracion del transmisor de nivel LCV 104	Alarma de LSHH TK-104 (switch alto alto nivel)	10	6	9	540	Calibracion transmisor de nivel LT-104	Trimestral	Técnico instrumentista y auxiliar			10	4	2	80	
		Si se queda abierta se aumenta excesivamente el nivel del TK-104	Descalibracion del posicionador electroneumatico de la valvula LCV 104	Alarma de LSHH TK-104 (switch alto alto nivel)	10	5	9	450	Prueba funcional de la valvula de control	Semestral	Técnico instrumentista y auxiliar			10	4	2	80	
											Calibracion							

ANÁLISIS DE MODOS DE FALLO Y SUS EFECTOS (FMEA)

Nombre del Sistema (Título):		TK-104,										Fecha FMEA:		08/07/2011			
Responsable (Dpto. / Área):		Víctor Hugo Velásquez Murillo										Fecha Revisión		09/09/2011			
Responsable de FMEA (Área):		Grupo de Ingeniería de mantenimiento y confiabilidad IMC															
Función o Componente del Servicio	Modo de Fallo	Efecto	Causas	Método de detección	G gravedad	O ocurrencia	D detección	NPR inicial	Acciones recomend.	Frecuencia recomend.	Responsable	Acción Tomada	Frecuencia Tomada	G gravedad	O ocurrencia	D detección	NPR final
tanque 104 de acuerdo al setpoint establecido	Oscilacion de la valvula	Aumento o disminucion del nivel de fluido	Descalibracion del posicionador electropneumatico de la valvula LCV 104	Diferencia considerable entre la variable del proceso y el setpoint. Inspecciones y pruebas funcionales por el instrumentista	7	7	9	441	Prueba funcional de la valvula de control	Semestral	Técnico instrumentista y auxiliar	LT-104	Semestral	7	5	3	105
		Aumento o disminucion del nivel de fluido	Falla señal del PLC LCV 104	Diferencia considerable entre la variable del proceso y el setpoint. Inspecciones y pruebas funcionales por el instrumentista	7	8	8	448	Revisión PLC UMC800	Semestral	Técnico instrumentista y auxiliar	Inspección Lazo de control de Válvula LCV104	Semestral	7	5	3	105
	Paso de flujo con valvula cerrada	Entrada de fluido al tanque	Desgaste del sello de la valvula LCV 104	Visualización en pantalla del PLC e inspección y desmontaje	7	4	9	252	Inspección y desmontaje de la valvula	Anual	Técnico instrumentista y auxiliar	Mantenimiento Lazo de control LCV104	Anual	7	4	2	56
		Entrada de fluido al tanque	Obstruccion del sello por incrustaciones LCV 104	Visualización en pantalla del PLC e inspección y desmontaje de la valvula	7	8	10	560	Inspección y desmontaje de la valvula	Anual	Técnico instrumentista y auxiliar			7	8	2	112
		Entrada de fluido al tanque	Descalibracion del recorrido del actuador LCV 104	Visualización en pantalla del PLC e inspección y desmontaje de la valvula	7	7	9	441	Inspección y desmontaje de la valvula	Anual	Técnico instrumentista y auxiliar			7	5	3	105

ANÁLISIS DE MODOS DE FALLO Y SUS EFECTOS (FMEA)

ANÁLISIS DE MODOS DE FALLO Y SUS EFECTOS (FMEA)																	
Nombre del Sistema (Título): TK-104,										Fecha FMEA:		08/07/2011					
Responsable (Dpto. / Área): Víctor Hugo Velásquez Murillo										Fecha Revisión		09/09/2011					
Responsable de FMEA (Área): Grupo de Ingeniería de mantenimiento y confiabilidad IMC																	
Función o Componente del Servicio	Modo de Fallo	Efecto	Causas	Método de detección	G gravedad	O ocurrencia	D detección	NPR inicial	Acciones recomend.	Frecuencia recomend.	Responsable	Acción Tomada	Frecuencia Tomada	G gravedad	O ocurrencia	D detección	NPR final
LT 104 Función: Medir el nivel del tanque y transmitir la señal de 4 a 20 mA al PLC para realizar el control de nivel	Pérdida de la indicación de nivel	No visualización de la variable de proceso	Daño de cableado del transmisor LT 104	No visualización de la variable de proceso	6	6	9	324	Verificación de las conexiones electricas	Trimestral	Técnico instrumentista y auxiliar	Calibracion transmisor de nivel LT-104	Trimestral	6	3	2	36
	Lectura erronea del instrumento	Medición de un valor diferente al real	Descalibracion del transmisor de nivel LT 104	Diferencia de indicación entre la variable de real y la indicada por el instrumento	6	5	9	270	Calibracion transmisor de nivel LT-104	Trimestral	Técnico instrumentista y auxiliar			6	3	2	36
LSHH 104 Función: Indicar alarma sonora y visual de Alto Alto Nivel del TK-104	No opera alarma	Posible reboce del tanque	Flotador obstruido LSHH 104	Inspección y prueba funcional	10	7	8	560	Inspección y prueba funcional del switch LSHH 104	Semestral	Técnico instrumentista y auxiliar	Inspección y prueba funcional del switch LSHH 104	Semestral	10	5	2	100
	No opera alarma	Posible reboce del tanque	Flotador roto LSHH 104	Inspección y prueba funcional	10	8	8	640	Inspección y prueba funcional del switch LSHH 104	Semestral	Técnico instrumentista y auxiliar			10	6	2	120
	No opera alarma	Posible reboce del tanque	Flotador suelto de la base LSHH 104	Inspección y prueba funcional	10	9	8	720	Inspección y prueba funcional del switch LSHH 104	Semestral	Técnico instrumentista y auxiliar			10	5	2	100
	No opera alarma	Posible reboce del tanque	No accionamiento del microswitch LSHH 104	Inspección y prueba funcional	10	6	8	480	Inspección y prueba funcional del switch LSHH 104	Semestral	Técnico instrumentista y auxiliar			10	4	2	80

RESUMEN DE TAREAS TK104					
TAG	Tarea	Frec	Durac	Respon	Descripción detallada
LCV104	Inspección Lazo de control de Válvula LCV104	6 Meses	6 horas	Técnico Instrumentista y Auxiliar	<ul style="list-style-type: none"> • Aislar mecánicamente la válvula de control • Desconectar la válvula del lazo de control • Simular señal eléctrica de 4 a 20 mA al posicionador de la válvula, verificando respuesta proporcional y recorrido de 0 a 100% de apertura de la válvula • Verificar la calibración de indicadores de presión del posicionador • Verificar que las partes móviles no estén lubricadas y lubricarlas • Verificar el sello del posicionador, si es necesario cambiar el empaque • Ajustar racores y organizar el tubing de señales de proceso • Realizar pruebas de respuesta y control al lazo
LT-104	Calibración transmisor de nivel LT-104	3 Meses	5 horas	Técnico Instrumentista y Auxiliar	<ul style="list-style-type: none"> • Desmonte el equipo y llévelo al banco de trabajo o si se tiene la comodidad en el área realizar la actividad. • Utilizar el peso muerto con el manómetro patrón para verificar la presión, conectándolo en la cámara de alta (H) y dejando la cámara de baja (L) a la atmosfera. • Conectar la fuente de voltaje con una resistencia en serie de 250Ω. • Conectar el comunicador HART • Verificar el TAG, rango de trabajo, unidades, realizar calibración y guardar nueva configuración. • Simular presión en la escala del transmisor a calibrar en un porcentaje de 0%, 20%,50%,80% y 100%,
LCV104	Mantenimiento Lazo de control LCV104	12 Meses	10 horas	Técnico Instrumentista y Auxiliar	<ul style="list-style-type: none"> • Aislar válvula del proceso y abrir la línea bey pass • Retirar los kit de repuesto o las partes a cambiar, tenerlas en el sitio. • Desmonte la válvula y llévela al banco de trabajo y prueba, colocando bridas ciegas en la línea. • Desarmar la válvula, actuador y cuerpo válvula aparte. • Realizar una inspección de las partes internas de la válvula, cambiar las partes deterioradas "Kit de reparación". • Revisar el estado del diafragma, si es preciso, cambiarlo. • Limpiar las partes internas del actuador, verificar su estado y lubricarlas. • Amar la Válvula ajustando sus elementos. • Rectificar asiento y tapón de la válvula si lo requiere. • Realizar calibración al controlador o IP de acuerdo al rango del actuador. • Realizar prueba de recorrido de la válvula de 0% a 100% proporcionalmente. • Realizar prueba de presión para verificar fugas o pases. • Llevar la válvula al proceso y montarla. • Conexión línea de aire o señal eléctrica. • Verificar el funcionamiento.
LSHH 104	Inspección y prueba funcional del switch LSHH 104	6 Meses	5 Horas	Técnico Instrumentista y Auxiliar	<ul style="list-style-type: none"> • Desmontar el equipo. • Verifique el estado de la rosca y el flotador • Verifique las partes móviles y lubríquelas • Verificar el accionamiento manual llevando el flotador hacia arriba y abajo verificando el cierre o apertura del contacto con el milímetro • Verificar el funcionamiento del lazo de control conectando el switch eléctricamente y accionándolo para verificar la indicación sonora y visual en el PLC

ANÁLISIS DE MODOS DE FALLO Y SUS EFECTOS (FMEA)

Nombre del Sistema (Título):		TK-106, TK 103, TK 102 A/B/C										Fecha FMEA:		10/08/2011			
Responsable (Dpto. / Área):		Víctor Hugo Velásquez Murillo										Fecha Revisión:		09/09/2011			
Responsable de FMEA (Área):		Grupo de Ingeniería de mantenimiento y confiabilidad IMC															
Función o Componente del Servicio	Modo de Fallo	Efecto	Causas	Método de detección	G gravedad	O ocurrencia	D detección	NPR inicial	Acciones recomend.	Frecuencia recomend.	Responsable	Acción Tomada	Frecuencia Tomada	G gravedad	O ocurrencia	D detección	NPR final
LT 106. Función: Medir el nivel del tanque y transmitir la señal de 4 a 20 mA al PLC para realizar el control de nivel	Pérdida de la indicación de nivel	No visualización de la variable de proceso	Daño de cableado del transmisor LT 106	No visualización de la variable de proceso	8	6	8	384	Verificación de las conexiones electricas	Trimestral	Técnico Instrumentista y auxiliar	Calibracion transmisor de nivel LT-106	Semestral	8	3	2	48
	Lectura erronea del instrumento	Medición de un valor diferente al real	Descalibracion del transmisor de nivel LT 106	Diferencia de indicación entre la variable de real y la indicada por el instrumento	8	7	9	504	Calibracion transmisor de nivel LT-104	Trimestral	Técnico Instrumentista y auxiliar			8	4	3	96
LSHH 106 Función: Indicar alarma sonora y visual de Alto Alto Nivel del TK-104	No opera alarma	Possible reboce del tanque	Flotador obstruido LSHH 106	Inspección y prueba funcional	10	6	7	420	Inspección y prueba funcional del switch	Semestral	Técnico Instrumentista y auxiliar	Inspección y prueba funcional del switch	Semestral	10	2	3	60
		Possible reboce del tanque	Flotador roto LSHH 106	Inspección y prueba funcional	10	5	7	350	Inspección y prueba funcional del switch	Semestral	Técnico Instrumentista y auxiliar			10	3	2	60
		Possible reboce del tanque	Flotador suelto de la base LSHH 106	Inspección y prueba funcional	10	5	9	450	Inspección y prueba funcional del switch	Semestral	Técnico Instrumentista y auxiliar			10	3	3	90
		Possible reboce del tanque	No accionamiento del microswitch LSHH 106	Inspección y prueba funcional	10	7	9	630	Inspección y prueba funcional del switch	Semestral	Técnico Instrumentista y auxiliar			10	3	3	90
		Possible reboce del tanque	Flotador obstruido LSLL 106	Inspección y prueba funcional	10	6	7	420	Inspección y prueba funcional del switch	Semestral	Técnico Instrumentista y auxiliar			10	2	3	60
		Possible reboce del tanque	Flotador roto LSLL 106	Inspección y prueba funcional	10	5	9	450	Inspección y prueba funcional del switch	Semestral	Técnico Instrumentista y auxiliar			10	3	2	60

ANÁLISIS DE MODOS DE FALLO Y SUS EFECTOS (FMEA)

Nombre del Sistema (Título): TK-106, TK 103, TK 102 A/B/C												Fecha FMEA: 10/08/2011					
Responsable (Dpto. / Área): Víctor Hugo Velásquez Murillo												Fecha Revisión: 09/09/2011					
Responsable de FMEA (Área): Grupo de Ingeniería de mantenimiento y confiabilidad IMC																	
Función o Componente del Servicio	Modo de Fallo	Efecto	Causas	Método de detección	G gravedad	O ocurrencia	D detección	NPR inicial	Acciones recomend.	Frecuencia recomend.	Responsable	Acción Tomada	Frecuencia Tomada	G gravedad	O ocurrencia	D detección	NPR final
LSLL 106 Función: Indicar Alto Nivel del TK-104	No opera alarma	Possible reboce del tanque	Flotador suelto de la base LSLL 106	Inspección y prueba funcional	10	5	7	350	Inspección y prueba funcional del switch	Semestral	Técnico Instrumentista y auxiliar	Inspección y prueba funcional del switch	Semestral	10	3	3	90
		Possible reboce del tanque	No accionamiento del microswitch LSLL 106	Inspección y prueba funcional	10	7	8	500	Inspección y prueba funcional del switch	Semestral	Técnico Instrumentista y auxiliar			10	3	3	90

RESUMEN DE TAREAS FMEA TK106, TK 103, TK 102 A/B/C

TAG	Tarea	Frec	Durac	Respon	Descripción detallada
LT 106.	Calibración transmisor de nivel LT-106	6 Meses	5 Horas	Técnico Instrumentista y Auxiliar	<ul style="list-style-type: none"> Medir voltaje (24 VDC) entre las líneas de alimentación Medir continuidad al cableado Ajustar borneras y conexiones eléctricas Desmonte el equipo y llévalo al banco de trabajo o si se tiene la comodidad en el área realizar la actividad. Utilizar el peso muerto con el manómetro patrón para verificar la presión, conectándolo en la cámara de alta (H) y dejando la cámara de baja (L) a la atmosfera. Conectar la fuente de voltaje con una resistencia en serie de 250Ω. Conectar el comunicador HART Verificar el TAG, rango de trabajo, unidades, realizar calibración y guardar nueva configuración. Simular presión en la escala del transmisor a calibrar en un porcentaje de 0%, 20%,50%,80% y 100%,
LSHH 106	Inspección y prueba funcional del switch LSHH 106	6 Meses	5 Horas	Técnico Instrumentista y Auxiliar	<ul style="list-style-type: none"> Desmontar el equipo. Verifique el estado de la rosca y el flotador Verifique las partes móviles y lubríquelas Verificar el accionamiento manual llevando el flotador hacia arriba y abajo verificando el cierre o apertura del contacto con el milímetro Verificar el funcionamiento del lazo de control conectando el switch eléctricamente y accionándolo para verificar la indicación sonora y visual en el PLC
LSLL 106	Inspección y prueba funcional del switch LSLL 106	6 Meses	5 Horas	Técnico Instrumentista y Auxiliar	<ul style="list-style-type: none"> Desmontar el equipo. Verifique el estado de la rosca y el flotador Verifique las partes móviles y lubríquelas Verificar el accionamiento manual llevando el flotador hacia arriba y abajo verificando el cierre o apertura del contacto con el milímetro Verificar el funcionamiento del lazo de control conectando el switch eléctricamente y accionándolo para verificar la indicación sonora y visual en el PLC