



**PRÁCTICA INDUSTRIAL EN APOYO TÉCNICO A LA PRODUCCIÓN PARA
LA CONFIABILIDAD DE EQUIPOS ESTÁTICOS.**

ECOPETROL S.A. – UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA

RAMIRO GUTIÉRREZ JIMÉNEZ
Cod. 000073877

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA
BUCARAMANGA
2008**

**PRÁCTICA INDUSTRIAL EN APOYO TÉCNICO A LA PRODUCCIÓN PARA
LA CONFIABILIDAD DE EQUIPOS ESTÁTICOS.**

ECOPETROL S.A. – UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA

COORDINACIÓN DE INSPECCIÓN E INTEGRIDAD DE EQUIPOS

**RAMIRO GUTIÉRREZ JIMÉNEZ
ID. 000073877**

Informe para optar como Ingeniero Mecánico

Tutor (es)

**ARTURO SALDARRIAGA CORRALES
Ingeniero de Confiabilidad**

**MIGUEL ANGEL REYES OROZCO
Ingeniero Mecánico**

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA
BUCARAMANGA
2008**

Nota de aceptación:

El documento presentado a continuación fue calificado y aprobado por los jurados nombrados por el comité académico, bajo las normas vigentes de la universidad.

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Bucaramanga, 2008

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, agradezco a Dios quien me brindó la oportunidad de prepararme integralmente como profesional, ya que estos conocimientos sumados a los valores morales serán base fundamental para la vida, logrando cumplir metas propuestas y sobrellevar los obstáculos que se presenten.

A mis padres, quienes han sido los que se han esforzado por darme una buena educación, en una excelente universidad como lo es la Pontificia Bolivariana y a mi familia que siempre estuvo apoyándome y guiándome para que el día de mi grado, sea un orgullo y satisfacción compartida.

También agradezco a mis profesores quienes compartieron desinteresadamente su conocimiento demostrando ser unas personas muy preparadas cada uno en su respectiva área, logrando así adquirir las herramientas adecuadas para consolidar mi perfil profesional y ser competitivo en el campo de la ingeniería mecánica enfocado siempre al desarrollo de mi país.

Finalmente, agradezco a mis compañeros con los que compartí mi vida universitaria haciendo de ella una etapa inolvidable, donde juntos logramos superar los obstáculos, fortalecer lazos de amistad y principalmente cumplir la meta que hace cinco años nos propusimos, graduarnos.

DEDICATORIA

Este trabajo lo dedico a mi padre Ramiro Gutiérrez Gutiérrez quien me apoyo desde el día que decidí estudiar ingeniería mecánica, me guió y me dio las pautas para ser un excelente universitario y mejor aun ser una gran persona gracias a su ejemplo; a mi madre Maria del Carmen Jiménez de Gutiérrez quien fue la persona que siempre estuvo aconsejándome y enseñándome a sobrellevar los momentos difíciles; a mis hermanos Milena Gutiérrez Jiménez y Johan Gutiérrez Jiménez con quienes aprendimos juntos a vivir lejos de nuestros padres en una ciudad diferente de la de ellos y por su ayuda hoy en día puedo decir que soy un mejor ser humano y profesional integro.

A todas aquellas personas que han estado a mi lado y al de mi familia, encomendándonos a Dios en sus oraciones para que él guíe nuestros pasos y nos ayudara a superar adversidades.

A mis tutores de la práctica empresarial quienes con su experiencia hicieron que realizara y construyera mi propio criterio ante las situaciones que se presentaron en la vida laboral.

Finalmente, a Marcelita quien ha visto cumplir y ha compartido a mi lado varios de mis sueños, ha sido siempre mi apoyo personal, para verle el lado positivo a las situaciones difíciles y tener en el momento justo palabras de amor y aliento para hacer realidad mi proyecto de vida.

TABLA DE CONTENIDO

GLOSARIO	12
RESUMEN	14
INTRODUCCIÓN	16
OBJETIVO GENERAL	18
OBJETIVOS ESPECIFICOS	19
1. GENERALIDADES DE LA EMPRESA	20
1.1 NOMBRE, DIRECCION Y UBICACIÓN	20
1.2 RESEÑA HISTORICA	20
1.3 MISIÓN	21
1.4 VISIÓN	21
1.5 GERENCIA COMPLEJO BARRANCABERMEJA	21
1.6 ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL	23
2. MARCO TEÓRICO	24
2.1. EL MANTENIMIENTO EN LAS PLANTAS PETROQUÍMICAS	24
2.2 CORROSIÓN EN LA INDUSTRIA PETROQUIMICA	24
2.3 INSPECCIÓN EN LA INDUSTRIA DEL PETROLEO	25
2.4 METODOLOGÍA RBI	25
2.5 BENEFICIOS DE LA METODOLOGÍA RBI	28
2.5.1 Facilitar la planificación del mantenimiento	28
2.5.2 Aumentar la seguridad de la instalación	28
2.5.3 Reducir los costos directos e indirectos	28

3. DOCUMENTACIÓN DE LA BASE DE DATOS REQUERIDA PARA REALIZACIÓN DEL TALLER RBI EN LA UNIDAD DE DESTILACIÓN PRIMARIA U130/150	30
3.1 RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN NECESARIA PARA EL TALLER RBI	30
3.2 CONFORMACIÓN DE LOS CUADROS RESUMEN	32
3.2.1 Formato para la actualización de la Ficha Técnica del Equipo	33
3.2.2 Formato para la recopilación de históricos	33
3.2.3 Formato histórico de calibraciones de espesor	33
3.3 CALCULO DE LAS VELOCIDADES DE CORROSIÓN	33
3.4 ENTREGABLES	35
4. RIESGO DE FALLA EN LÍNEAS DE PROCESO DE LAS UNIDADES TOPPING CON BASE EN LOS CRITERIOS DE LA METODOLOGIA RBI	36
4.1 MODIFICACIONES REALIZADAS	36
4.2 DIAGRAMAS DE PROCESO E INSTRUMENTACIÓN (P&ID)	37
4.3 IDENTIFICACIÓN DE LÍNEAS CRÍTICAS DE LAS UNIDADES TOPPING USANDO LOS CRITERIOS PRESENTADOS EN LA METODOLOGÍA RBI	38
4.4 ENTREGABLES	41
4.5 RECOMENDACIONES	41
5. PROGRAMA DE INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO PARA LOS EQUIPOS ESTACIONARIOS QUE PUEDEN INTERVENIRSE EN EL MANTENIMIENTO DEL DÍA A DÍA DE LAS UNIDADES DE REFINACIÓN	42
5.1 LISTADO DE EQUIPOS DE CADA UNIDAD	42
5.2 CLASIFICACIÓN DE LOS EQUIPOS SEGÚN MANTENIMIENTO	42
5.3 CONFORMACIÓN DE LOS PROGRAMAS DE MDD	43
5.4 ENTREGABLES	45

5.5 RECOMENDACIONES	45
6. ENTRENAMIENTO COMO INSPECTOR EN LA COORDINACIÓN DE INSPECCIÓN E INTEGRIDAD DE EQUIPO ESTÁTICO	46
7. CONCLUSIONES	48
8. BIBLIOGRAFIA	49

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1. Metodología Shell para Inspección Basada en Riesgo	27
FIGURA 2. Distribución de equipos estáticos en la Unidad de Destilación U130/150	32
FIGURA 3. Velocidad de corrosión según API 510	34
FIGURA 4. Matriz de Criticidad de la metodología RBI	40
FIGURA 5. Programación del programa con 1 año de atraso	44

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. Carta de las políticas de ECOPETROL S.A.	50
ANEXO B. Formato de actualización de ficha técnica	51
ANEXO C. Formato de recopilación de históricos	52
ANEXO D. Formato recopilación de históricos para haces de tubos	53
ANEXO E. Formato RBI de resumen de históricos por tag de intercambiadores	54
ANEXO F. Formato calibración de espesores y velocidades de corrosión	55
ANEXO G. Formato Inspección de 1990	56
ANEXO H. Formato de inspección actualizado de 2003	57
ANEXO I. Certificado de la gerencia técnica	65
ANEXO J. Ejemplo de P&ID	66
ANEXO K. Formato líneas críticas U-130/150	67
ANEXO L. Formato líneas de mayor criticidad U-130/150	68
ANEXO M. Imágenes de RRM para aplicación RBI	69
ANEXO N. Listado de Equipos U-130/150	70
ANEXO O. Formato de clasificación según mantenimiento equipos U-130/150	71
ANEXO P. Programa MDD U-130/150	72
ANEXO Q. Imágenes software RMM para RBI de MDD	73
ANEXO R. Programas MDD de 2008	74
ANEXO S. Curso de las Normas API-510	75
ANEXO T. Curso de primeros auxilios y contraincendio	76

ANEXO U. Charla técnica, interpretación radiográfica y formatos de Inspección	77
ANEXO V. Charla técnica, Norma ASME PCC-1 – Torques	78
ANEXO W. Charla técnica, aspectos generales de la parada de planta U-2000	79
ANEXO X. Fotos en planta del estudiante en práctica	80

GLOSARIO

- **Bypass:** Es una desviación que se le realiza a fluido obstruyendo el paso en algunos punto con válvulas para poder aislar un equipo sin afectar la libre circulación del fluido en el resto proceso.
- **Control Supervisorio:** Manejar la operación de las plantas desde una pantalla en donde se logre identificar las áreas de alto riesgo.
- **Corrosión:** Es el deterioro de un material a consecuencia de un ataque electroquímico por su entorno.
- **ELLIPSE:** Es un software creado por la compañía MINCOM y actualmente es la principal herramienta de consulta y almacenamiento de la información sobre mantenimiento y recomendaciones de equipos. En él se detallan las actividades realizadas y programadas de mantenimiento, Ordenes de Trabajo (OT), Inventarios, etc. Agrupadas a partir de 1998, año en el cual se realizó la primera migración de datos a este programa.
- **Entregables:** Son los documentos realizados por el estudiante en práctica que hoy hacen parte de la coordinación de inspección e integridad de equipos de la GCB.
- **EPI:** Estudiante en Práctica Industrial.
- **GCB:** Gerencia Complejo Barrancabermeja.
- **Haz de Tubos:** Es una parte del intercambiador de calor y esta conformado por un conjunto de tuberías que forman una sola pieza y es por donde circula uno de los fluidos que hace parte del intercambio de calor.
- **Intercambiador de Calor:** Son equipos diseñados para transferir de un fluido a otro.
- **Lazo de corrosión:** Es una forma práctica de describir, entender y controlar los mecanismos de degradación en una planta. Es la sección de una planta sujeta a las mismas condiciones de proceso, los mismos mecanismos de falla y el mismo criterio de selección de materiales (metalurgia).
- **Líneas de Proceso:** Son las tuberías que conectan los equipos y transportan los fluidos en sus diferentes fases.
- **MDD:** Mantenimiento del día a día.

- **MPP:** Mantenimiento en parada de planta
- **Modo de Falla:** son las diferentes formas que puede por las que puede fallar un equipo por ejemplo corrosión interna.
- **Parada de Planta:** Es una parada temporal programada de la planta para la realización de ingenierías, inspecciones y mantenimiento de los equipos.
- **P&ID:** Piping and Instrumentation Diagram (Diagramas de Proceso e Instrumentación).
- **RBI:** Risk Based Inspection (Inspección Basada en el Riesgo).
- **Revamping:** Modernización o Actualización de una Planta. Optimización de Equipos y Procesos.
- **Riesgo:** Es el peligro de que alguna cosa suceda y pueda impactar sobre algún objetivo. También se define como el producto de la probabilidad de ocurrencia de una falla por la consecuencia de la falla (económica, seguridad, salud y medio ambiente), integrando en la probabilidad de falla la exposición al riesgo.
- **SHELL:** Empresa desarrolladora de la metodología RBI.
- **Tag de equipo:** Es una parte específica del equipo por ejemplo el casco de un intercambiador de calor.
- **Unidades de Topping:** Cumplen el proceso de la destilación atmosférica del crudo donde se obtiene GLP, nafta, keroseno, gasoleo y gases de cima que pasan a la destilación en vacío obteniendo gasoleo de vacío y residuos.
- **Velocidad de corrosión:** Es la rata de degradación uniforme ó pérdida de espesor que ocurre a través del tiempo en recipientes y tuberías de proceso debido a las condiciones corrosivas del fluido que maneja.
- **Ventanas Operativas:** Son los rangos de operación en los cuales puede trabajar un equipo, por ejemplo las temperatura de un fluido en la salida de un intercambiador tienen una ventana operativa de 356 – 400° F. En caso que la temperatura se salga de la ventana operativa se visualizan en el cuarto de control alarmas indicando el incremento o decremento de la temperatura.

RESUMEN

PRÁCTICA INDUSTRIAL EN APOYO TÉCNICO A LA PRODUCCIÓN PARA LA CONFIABILIDAD DE EQUIPOS ESTÁTICOS.

RAMIRO GUTIÉRREZ JIMÉNEZ

INGENIERÍA MECÁNICA

MIGUEL ANGEL REYES OROZCO

PALABRAS CLAVES: INSPECCIÓN, MANTENIMIENTO, CORROSIÓN, CONFIABILIDAD, RIESGO, LÍNEAS DE PROCESO.

En el documento se informará sobre las actividades que el estudiante en práctica industrial realizó durante seis meses en ECOPETROL S.A. para la coordinación de inspección e integridad de equipos, guiado por la metodología inspección basada en el riesgo (RBI) encargada de producir una estrategia de inspección que establezca claramente que equipo necesita ser inspeccionado, el intervalo óptimo entre inspecciones y definir la correcta herramienta a usar para detectar los defectos por corrosión que está desarrollando una subparte en un equipo. Siendo el estudiante el encargado de recopilar la información de los equipos tales como los intercambiadores de calor para el taller RBI, documentando los formatos históricos de los intercambiadores, haces de tubos, calibración de espesores y calculando la velocidad de corrosión de todos los intercambiadores que están en servicio en la unidad de destilación primaria referenciada como U-130/150. Se documentó una base de datos visual sobre los diagramas de proceso de las unidades Topping que incluye material de construcción, temperatura de operación, servicio que maneja y su año de instalación. Posteriormente se crearon formatos donde se indican las líneas críticas de proceso de cada unidad basada en la metodología RBI. Se realizó el programa de mantenimiento e inspección de equipos que pueden intervenir en el día a día y se menciona el entrenamiento teórico-práctico que obtuvo el estudiante por medio de los ingenieros de confiabilidad de la coordinación, mencionando las actividades y curso-talleres que realizó en la refinería de Barrancabermeja. Todas estas actividades cumplidas en un 100%, fortalecieron el mantenimiento preventivo de la empresa, redujeron costos directos e indirectos y generaron el aumento del número de recomendaciones para inspección de líneas de proceso.

SUMMARY

INDUSTRIAL PRACTICE IN TECHNICAL SUPPORT TO THE PRODUCTION FOR THE RELIABILITY OF STATIC EQUIPMENTS

**RAMIRO GUTIÉRREZ JIMÉNEZ
MECHANICAL ENGINEERING.**

MIGUEL ANGEL REYES OROZCO

KEY WORDS: INSPECTION, MAINTENANCE, CORROSION, RELIABILITY, RISK, PROCESS LINES.

In the document it will report on the activities that the student in industrial practice did for six months in ECOPETROL S.A. for the coordination of inspection and integrity of equipments, guided by the risk-based inspection (RBI) methodology entrusted to produce a strategy of inspection that establishes clearly which equipment needs to be inspected, the ideal interval between inspections and to define the correct tool to use to detect the faults for corrosion that is developing a subpart in an equipment. Being the student the manager of compiling the information of the equipments such as the heat interchangers for the workshop RBI, the historical formats of the interchangers, bundles tubes, calibration of thicknesses and calculating the rate of corrosion of all the interchangers that are in service in the unit of primary distillation indexed like U-130/150. A visual database was documented on the process graphs of the units Topping that include material of construction, temperature of operation, service and its year of installation. Later formats were created where are indicated the critical lines of process of every unit based on the RBI methodology. It was realized the program of maintenance and inspection of equipments that can be controlled in day after day and is mentioned the theoretical - practical training that the student obtained by means of the engineers of reliability of the coordination, mentioning the activities and course-workshops that he realized in Barrancabermeja's refinery. All these activities fulfilled in 100 %, strengthened the preventive maintenance of the company, reduced direct and indirect costs and generated the increase of the number of recommendations for inspection of process lines.

INTRODUCCIÓN

En la práctica industrial realizada en la Gerencia Complejo Barrancabermeja (GCB) se alcanzaron tres objetivos con porcentajes de tiempo diferentes. Primero, la recopilación de información técnica para el estudio de RBI en la unidad de destilación U130-150 con un 20% de tiempo durante seis meses como EPI, donde se realizaron resúmenes en hojas de cálculo de los históricos, espesores obtenidos en la calibración a través de los años desde su puesta en marcha hasta la última inspección realizada, los cálculos de velocidad de corrosión y la participación en la segunda fase del estudio de RBI en la U-130/150. Siendo esto un requisito previo e indispensable para la realización del taller RBI.

El segundo objetivo fue documentar y clasificar el riesgo de falla de las líneas de proceso de las unidades Topping¹ referenciadas por ECOPETROL con: U-130/150, U-200 & Viscosreductora I, U-250, U-2000, U-2100; siendo este el que ocupó un 45% del tiempo dedicado en la práctica debido a que se trabajó en la clasificación de las líneas por edades, materiales, servicio y temperaturas de operación y diseño. Todo lo mencionado anteriormente fue realizado sobre los diagramas de proceso e instrumentación (P&ID's) de cada unidad (aproximadamente 20 P&ID's por unidad). Luego con una serie de consideraciones determinadas por la coordinación de inspección en integridad de equipos, se determinaron las líneas más críticas de cada unidad. Basados en una evaluación detallada línea por línea del riesgo de falla las consecuencias económicas y tiempo de reparación, según la metodología de RBI. La realización de este objetivo conlleva a próximas tareas por parte de los ingenieros de confiabilidad de la coordinación, como es la inspección de estas líneas críticas y el diagnóstico de las otras unidades de la refinería de Barrancabermeja.

El tercer y último objetivo general, fue realizar y documentar el programa de inspección y mantenimiento para los equipos estacionarios que pueden intervenir en el mantenimiento del día a día de las unidades de refinación, abarcando un 35% del total de la práctica. La metodología adoptada para la realización de este objetivo, fue la consulta directa con el personal de mayor conocimiento de cada unidad: operadores, supervisores, ingenieros inspectores y de procesos. También se consultaron los software S-RBI y ELLIPSE para finalmente hacer los planes de inspección de los años 2008, 2009 y 2010, en ellos encontramos el método a aplicar, el equipo, la última intervención y la frecuencia con que se realiza. Anexando en el programa de 2008 las tareas de inspección que hasta la fecha se encontraban atrasadas.

¹ UNIDADES TOPPING: Son unidades de destilación primaria de crudo.

Siendo proactivo, el estudiante aprovechó los seis meses de práctica para recibir entrenamiento como inspector de equipo estático, paralelo al cumplimiento de los objetivos, conociendo las diferentes pruebas destructivas y no destructivas realizadas en paradas de planta y en el día a día, los mecanismos de degradación que los afectan, el estudio y aplicación de las diferentes normas técnicas que respaldan estos procedimientos.

OBJETIVO GENERAL

Apoyar a la coordinación de inspección e integridad de equipos de la Gerencia Complejo Barrancabermeja (GCB) durante seis meses, documentando la base de datos requerida de los intercambiadores de calor para el taller de inspección basada en el riesgo (RBI por sus siglas en inglés) en la unidad de destilación primaria denominada U130/150, clasificando el riesgo de falla de las líneas de proceso de las unidades Topping U130/150, U200, U250, U2000, U2100, con base en los criterios de la metodología RBI y realizando el programa de inspección y mantenimiento para los equipos estacionarios que pueden intervenir en el mantenimiento del día a día de las unidades identificadas como: U130-150, U200, U250, U650, U2000, U2100, U2500, U2600, U2650, U2800.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Documentar y organizar en los formatos de actualización de las fichas técnicas para los 45 intercambiadores de calor, que conformaban la unidad de destilación primaria referenciada como U-130/150.
- Registrar la información de los históricos de los 45 intercambiadores de calor de la Unidad 130/150, de los haces de tubos y de la calibración de espesores en los formatos de recopilación de cada uno de ellos.
- Calcular las velocidades de corrosión de los 45 intercambiadores de la Unidad 130/150 (primera fase del taller RBI).
- Realizar una base de datos visual sobre los diagramas de proceso (P&ID) de las unidades Topping referenciadas con U-130/150, U200, U250, U2000, U2100, documentando en cada P&ID el material, servicio, edad y temperatura de operación o diseño de cada una de las líneas de proceso.
- Clasificar y documentar las líneas de proceso críticas de cada unidad Topping bajo los criterios de la metodología RBI, generando los respectivos formatos.
- Clasificar los equipos estacionarios que pueden intervenir en el mantenimiento del día a día y los de parada de planta de las unidades de refinación referenciados en la GCB: U130-150, U200, U250, U650, U2000, U2100, U2500, U2600, U2650, U2800.
- Recolectar los datos para la realización del mantenimiento de los equipos de las unidades de refinación, tomados de los talleres RBI realizados en cada unidad y de las consultas técnicas hechas a los profesionales de la GCB.
- Realizar un programa en Visual Basic que genere una advertencia en los formatos de Microsoft Excel referentes al mantenimiento de los equipos del día a día que tengan más de un año sin ser inspeccionados.
- Generar listados sobre los programas de mantenimiento del día a día para los años 2008, 2009 y 2010 de cada una de las unidades de refinación de la GCB.

1. GENERALIDADES DE LA EMPRESA.

1.1 NOMBRE, DIRECCION Y UBICACIÓN.

Nombre: ECOPETROL S.A.

Dirección: Gerencia Complejo Barrancabermeja, Cr. 3 Calles 10 y 10A

Conmutador: (57)(7) 6209000

Telefax: (57)(7) 6224631

Página Web: www.ecopetrol.com.co

Barrancabermeja - Colombia.

1.2 RESEÑA HISTORICA.

La reversión al Estado Colombiano de la Concesión De Mares, el 25 de agosto de 1951, dio origen a la Empresa Colombiana de Petróleos, que había sido creada en 1948 mediante la Ley 165 de ese año. La naciente empresa asumió los activos revertidos de la Tropical Oil Company que en 1921 inició la actividad petrolera en Colombia con la puesta en producción del Campo La Cira-Infantas en el Valle Medio del Río Magdalena, localizado a unos 300 kilómetros al nororiente de Bogotá.

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

En 1961 asumió el manejo directo de la refinería de Barrancabermeja. Trece años después compró la Refinería de Cartagena, construida por INTERPOL en 1956.

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

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

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

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

En 2003 el gobierno colombiano reestructuró la Empresa Colombiana de Petróleos, con el objetivo de internacionalizarla y hacerla más competitiva en el marco de la industria mundial de hidrocarburos.

Con la expedición del Decreto 1760 del 26 de Junio de 2003 modificó la estructura orgánica de la Empresa Colombiana de Petróleos y la convirtió en ECOPETROL S.A., una sociedad pública por acciones, ciento por ciento estatal, vinculada al Ministerio de Minas y Energía y regida por sus estatutos protocolizados en la Escritura Pública número 2931 del 7 de julio de 2003, otorgada en la Notaría Segunda del Circuito Notarial de Bogotá. D.C.

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

Actualmente, ECOPETROL S.A. es la empresa más grande del país con una utilidad neta de \$3,25 billones registrada en 2005 y la principal compañía petrolera en Colombia. Por su tamaño, pertenece al grupo de las 35 petroleras más grandes del mundo y es una de las cinco principales de Latinoamérica.

1.3 MISIÓN.

Crear riqueza y bienestar para todos los colombianos.

1.4 VISIÓN.

ECOPETROL será una empresa internacional de petróleo y gas, altamente competitiva, con talento humano de clase mundial y socialmente responsable.

1.5 GERENCIA COMPLEJO BARRANCABERMEJA.

El Complejo Industrial de Barrancabermeja está localizado en la ciudad del mismo nombre, en la región central de Colombia, a orillas del río Magdalena, la principal arteria fluvial del país.

Ubicado en una región histórica, por ser uno de las primeras zonas en las que se inició la explotación petrolera a principios del siglo XX, inició las operaciones de refinación con unos alambiques traídos en 1922 desde Talara en el Perú.

A partir de una capacidad instalada inicial de 1.500 barriles por día se inició la construcción de esta inmensa infraestructura conocida hoy como la Gerencia Complejo Barrancabermeja de ECOPETROL.

El Complejo se extiende en un área de 254 hectáreas, en las que se distribuyen más de cincuenta modernas plantas y unidades de proceso, tratamiento, servicios y control ambiental.

Entre ellas están cinco unidades topping, cuatro unidades de ruptura catalítica, dos plantas de polietileno y plantas de alquilación, ácido sulfúrico, parafinas, aromáticos y plantas para el procesamiento de residuos.

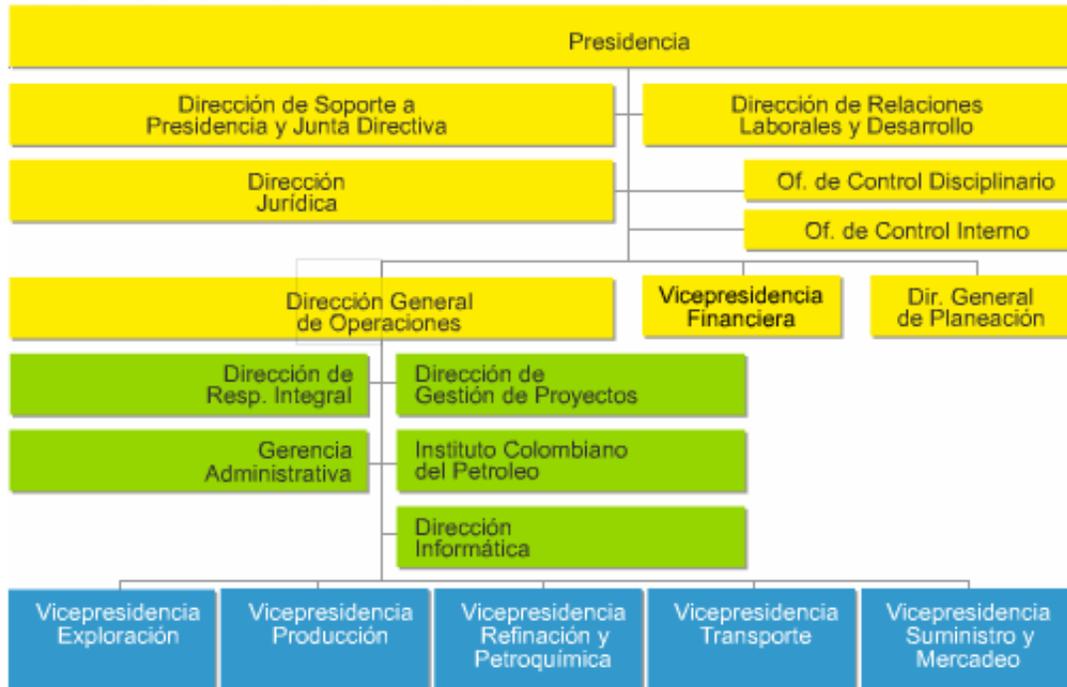
Cuenta además con facilidades auxiliares que son equipos y procedimientos no directamente involucrados con la refinación pero que adelantan funciones vitales para su operación.

Tal es el caso de las calderas, la planta de hidrógeno, los sistemas de enfriamiento, los sistemas de recuperación de azufre y los sistemas de tratamiento de residuos o de control de la contaminación.

La Gerencia Complejo Barrancabermeja (GCB) tiene la responsabilidad de generar el 75 por ciento de la gasolina, combustóleo, ACPM y demás combustibles que el país requiere, así como el 70 por ciento de los productos petroquímicos que circulan en el mercado nacional.

En el 2006, se adjudicaron los contratos para ejecutar el proyecto de hidrotratamiento de la refinería de Barrancabermeja con inversiones estimadas en más de US\$420 millones, que permitirán cumplir los estándares de calidad en los combustibles producidos en ese complejo industrial, entre los que se cuentan un diesel para transporte masivo con un máximo de 50 partes por millón de azufre en 2010.

1.6 ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL.



(Las generalidades de la empresa fueron tomadas de la pagina Web <<http://www.ecopetrol.com.co/>>).

2. MARCO TEÓRICO.

El ámbito de este trabajo se encuentra enmarcado en el mantenimiento de una planta de producción de hidrocarburos y en las acciones que tiendan a minimizar los daños que causen las paradas de las mismas. Existen diversas metodologías y enfoques sobre como realizar un adecuado mantenimiento. En el desarrollo de este informe se trabajara con metodologías aplicadas por ECOPETROL S.A.

2.1. EL MANTENIMIENTO EN LAS PLANTAS PETROQUÍMICAS.

Hoy en día el mantenimiento en una planta petroquímica es uno de los temas más importantes para su correcto funcionamiento, influyendo directamente en factores como la confiabilidad, seguridad, medio ambiente, calidad y productividad, así como en otros no menos importantes como la disponibilidad, el costo-eficacia y el uso racional de la energía, haciendo que su buena práctica disminuya los costos y aumente los ingresos de una planta en la industria del petróleo.

Anteriormente el mantenimiento era visto como una tarea obligada cuando los equipos fallaban, pero en la actualidad, se está manejando el mantenimiento como una herramienta que evita que los equipos presenten problemas, utilizando software y nuevas metodologías que se han creado para fortalecer la industria petroquímica.

Uno de los puntos claves que enfrenta el mantenimiento en la industria del petróleo es la corrosión, porque disminuye la vida útil de los materiales, por esto es monitoreada y controlada por medio de la inspección que realizan los ingenieros, quienes determinan reparaciones o cambios para disminuir el riesgo de falla de los procesos.

2.2 CORROSIÓN EN LA INDUSTRIA PETROQUÍMICA.

Todas las refinerías del mundo a lo largo de su historia han descubierto que la corrosión es un problema para controlar, debido a que ocasiona grietas, escapes, contamina los productos y puede desencadenar en desastres naturales, económicos y de vidas humanas.

Según el especialista de la unidad Iztapalapa de la Universidad Autónoma Metropolitana (UAM-I), doctor Ignacio González Martínez, quien realiza investigaciones en la industria del petróleo, define a la corrosión como “un proceso espontáneo que se presenta en los metales al entrar en contacto con el aire, agua u otros elementos. *Lo que hace el óxido es volver al estado*

*natural a los metales; por ejemplo, al acero lo transforma en óxido ferroso, que es como se encuentra en estado mineral*²

En pro de mantener la vida útil de los materiales atacados por la corrosión, las industrias petroquímicas optaron por desarrollar métodos de inspecciones a los equipos y tuberías.

2.3 INSPECCIÓN DE EQUIPOS EN LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO.

La inspección puede entenderse como un examen minucioso que se le realiza a un equipo o componente para determinar si está funcionando correctamente o tiene fallas que generen riesgo para las personas, la naturaleza o la economía de la empresa.

En la industria del petróleo la inspección juega un papel importante, porque aparte de cumplir con lo mencionado en el párrafo anterior, determina el mantenimiento y reparaciones que se le deben realizar. Igualmente controla la corrosión y define la vida útil de los equipos o materiales que lo componen, independientemente del estipulado por el fabricante, aclarando que si el fabricante propone una vida útil para un equipo, esta puede cambiar por las condiciones de operación y servicio que presta el equipo. Esta inspección en la industria petroquímica se conoce como inspección visual.

Toda la información recopilada en las inspecciones realizadas a través de los años, era archivada en carpetas y mucha de esa información se perdía, haciendo más complicado el trabajo de los inspectores a la hora de tomar decisiones de reparación, cambio de equipos o partes, porque no podían observar que había ocurrido con el equipo en inspecciones anteriores. Hoy en día muchas refinerías del mundo han optado por acompañar la inspección visual con la metodología RBI, para fortalecer sus programas de inspección, asegurar la información de todas las inspecciones y disminuir el riesgo de falla de los equipos por medio de la inspección basada en el riesgo.

2.4 METODOLOGIA RBI.

De acuerdo con los lineamientos trazados para el Gerenciamiento del Riesgo y la Confiabilidad (RRM) como consecuencia de la Evaluación MERIT realizada por la SHELL desde el año 2002, se buscaba implementar metodologías para el manejo del riesgo y la confiabilidad, procedimiento que permitió implementar en la GCB una importante herramienta llamada Risk Based Inspection (RBI) (Inspección Basada en Riesgo), la cuál es una metodología desarrollada a partir del año 1.993 por las más grandes compañías petroleras a nivel mundial, basada en el código API-581 – Risk-Based Inspection y utilizada para realizar un análisis profundo de plantas industriales de Refinerías y Petroquímicas, cuyo objetivo es el de producir una estrategia de inspección que establezca claramente: Qué equipo necesita ser inspeccionado, el intervalo óptimo entre

² Tomado del artículo La lesiva corrosión en la industria petroquímica
<www.invdes.com.mx/antiores/Julio2001/htm/corrosion.html - 8k>

inspecciones y definir la correcta herramienta a usar para detectar los defectos que está desarrollando una subparte de un equipo.

Los propósitos del programa de RBI pueden resumirse en:

- Control supervisorio.
- Estimación y evaluación del riesgo asociado con la operación de cada equipo estático de una Refinería o Planta Química basado en una metodología consistente.
- Priorización de los equipos basados en la medición del riesgo.
- Diseñar programas apropiados de inspección.
- Manejo sistemático del riesgo por fallas en los equipos.

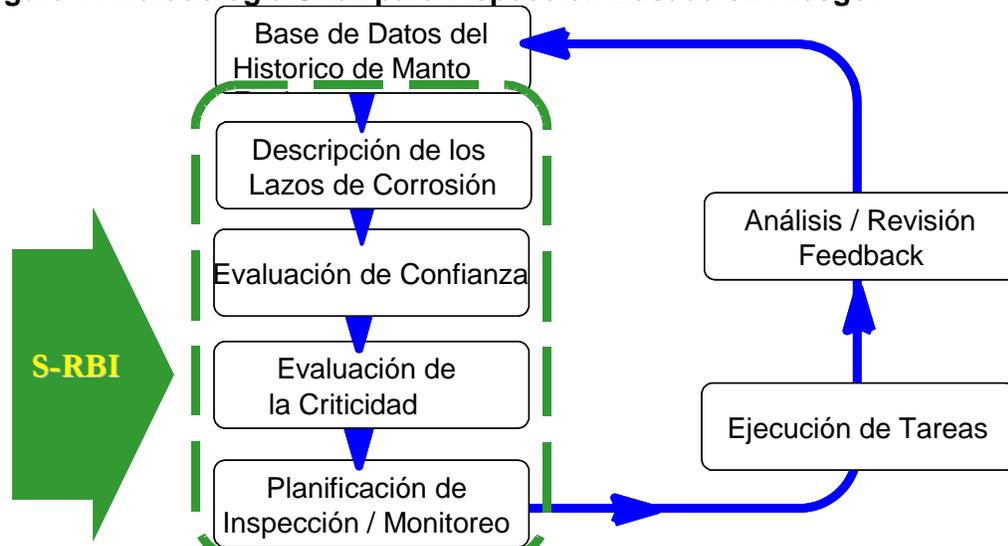
La metodología también permite fijar las ventanas operativas y analizar las diferentes metalurgias, que faciliten el control de los mecanismos de daño. Al igual, permite analizar la criticidad y el nivel de confianza de los equipos para poder obtener los intervalos y planes de inspección más idóneos y precisos, teniendo presente el nivel de riesgo, el cual se determina como el producto de la probabilidad de la falla por las consecuencias de dichas fallas que puedan afectar la salud, la seguridad industrial, el medio ambiente y el impacto económico.

El equipo multidisciplinario encargado de la realización del taller RBI, esta compuesto por:

- Facilitador (Ingeniero de Confiabilidad)
- Ingeniero de Inspección
 - Asistente del ingeniero de inspección (Estudiante en práctica)
- Ingeniero de Procesos
- Ingeniero de Corrosión
- Supervisor de Operaciones

Cada miembro del equipo núcleo lleva al taller RBI toda la información de su especialidad, para apoyar técnicamente las discusiones y toma de decisiones que se realizan dentro del taller, siendo vital la participación de todos. El ingeniero de inspección apoyado en su asistente -el estudiante en práctica- conoce la historia de los equipos, los mecanismos de daños más frecuentes y las inspecciones que se le han realizado a los mismos; documenta toda la información de las inspecciones realizadas a través de los años a todos los equipos de la unidad a la cual se le realizará el taller. El ingeniero de procesos conoce sobre los productos que se manejan, los niveles de contaminación que pueden sufrir, los costos de producción y los procesos químicos utilizados. El ingeniero de corrosión es el especialista en el comportamiento de los diferentes materiales utilizados en el negocio de la petroquímica. El supervisor de operaciones, conoce lo realizado a los equipos y procesos en el día a día, es la persona del grupo núcleo que esta más cerca de los equipos en trabajo rutinario. Finalmente, el ingeniero de confiabilidad es el que organiza este grupo de profesionales y aprueba la confiabilidad de lo decidido en el taller RBI.

Figura 1. Metodología Shell para Inspección Basada en Riesgo.



Informe final del taller U-250 GCB ECOPETROL S.A.

La metodología del RBI consiste en un paso a paso para determinar plan de inspección y monitoreo, vida útil remanente, frecuencias de inspección y recomendaciones de mejoras tal y como se presenta en la **Figura 1**. Una vez ejecutado el plan se debe realizar una etapa de revisión y análisis de resultados, con el fin de retroalimentar el estudio y mantenerlo activo y dinámico.

En la realización del taller RBI, se desarrollan 3 fases, que son:

- **Fase I:** Levantamiento de riesgos e identificación de modos de falla. En esta fase se realiza la recopilación de información, identificación de fallas potenciales y posibles efectos de ocurrencia, finalmente se busca la definición de la línea de aceptabilidad de riesgo. Esto permitirá que la organización defina a través de un registro documentado, la criticidad en la operación y el bajo riesgo de la misma, para posteriormente definir el alcance del programa RBI.
- **Fase II:** Planificación del Sistema RBI. Esta fase realiza la incorporación de datos de reingeniería, elaboración de programas de inversiones, revisión de procedimientos de inspección existentes, reingeniería de los programas de inspección (técnicas, periodicidad), definición de requerimientos y soporte para la operación del sistema planificado, descarga del programa RBI a la planificación del sistema y finalmente el establecimiento de los procedimientos de gestión. Esto permitirá a la organización planificar programas de inversiones, inspección, rediseño, asignación de recursos, entre otros.

- **Fase III:** Implementación programa RBI. Es la implementación del programa en donde se ejecutan los métodos de control sobre los programas establecidos.

2.5 BENEFICIOS DE LA METODOLOGÍA RBI.

La aplicación de esta metodología permite a la empresa gestionar de forma óptima el mantenimiento e inspección de sus instalaciones, consiguiendo los siguientes beneficios:

2.5.1 Facilitar la planificación del mantenimiento. La planificación de las actividades de mantenimiento de los equipos e instalaciones se fundamenta en la aplicación de una metodología sistemática, basada en la utilización de criterios objetivos.

Esta metodología permite identificar los componentes que más influyen en el riesgo de la instalación, sobre los cuales habrá que focalizar los esfuerzos de inspección, y definir, para cada caso, el alcance, la periodicidad y los métodos óptimos para su mantenimiento.

2.5.2 Aumentar la seguridad de la instalación. La aplicación de la metodología RBI permite aumentar la seguridad de las instalaciones, garantizando un alto nivel de integridad mecánica de los equipos y una reducción de los mecanismos de fallo posibles. Esto se consigue tras la identificación de los equipos que poseen un mayor riesgo, a cuyo mantenimiento se destinan mayores esfuerzos y recursos.

Adicionalmente, la RBI permite conseguir una reducción del riesgo sobre el personal de la instalación o contratistas que realicen la inspección, si tras su aplicación se identifica la posibilidad de ampliar el periodo de inspección en aquellos lugares que pueden resultar más peligrosos o en lugares de difícil acceso.

2.5.3 Reducir los costos directos e indirectos. Uno de los mayores atractivos que presenta la metodología RBI es que permite aumentar la seguridad de las instalaciones reduciendo los costos, tanto directos como indirectos, asociados al fallo de equipos, y que se pueden resumir en los siguientes:

- Costos asociados a la pérdida de producción por parada de la instalación: En este sentido, la aplicación de la metodología RBI permite adecuar el número de paradas de la instalación a las necesidades reales de inspección, y reducir el número de paradas no programadas que tienen su origen en fallos inesperados de sistemas o componentes.
- Costos de mantenimiento e inspección: La metodología RBI permite optimizar los recursos necesarios de mantenimiento e inspección, destinando los mayores esfuerzos a aquellos equipos que presentan un mayor nivel de riesgo.

- Costos derivados de accidentes: El conseguir mayores cotas de seguridad en la instalación permite reducir los costos asociados a reparar los daños que un posible accidente puede originar sobre las personas, los bienes y el medio ambiente.
- Costos de seguros: Existe gran aceptación por parte de las aseguradoras de la utilización de este tipo de técnica, lo cual puede redundar en la obtención de importantes beneficios económicos para la instalación.

3. DOCUMENTACIÓN DE LA BASE DE DATOS REQUERIDA PARA REALIZACIÓN DEL TALLER RBI EN LA UNIDAD DE DESTILACIÓN PRIMARIA U130/150.

Antes de implementarse la metodología RBI para la inspección y mantenimiento, o valoración de la condición de los equipos de las refinerías de ECOPETROL, era necesario realizar paradas de planta programadas con intervalos fijos, dependiendo de las características de la planta y las corridas establecidas, esperando que todos los equipos se comportaran por igual, independiente de sus mecanismos de daños asociados o los materiales que estaba compuesto; de modo que se intervenían e inspeccionaban la totalidad de los equipos (o la gran mayoría), lo que demandaba tiempos largos de parada, costos de mano de obra elevados y pérdidas económicas mayores por parar la producción durante más días.

Actualmente, con la metodología RBI se dedica un mayor tiempo a la confección detallada y dirigida de los planes de inspección, planeando la intervención únicamente de los equipos más críticos en un periodo de tiempo determinado mediante el cálculo de velocidades de corrosión; así se priorizan los recursos, se minimiza el tiempo de parada y disminuye el riesgo de parada no programada por falla de equipos, es decir se logra aumentar la disponibilidad y confiabilidad de los procesos.

3.1 RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN NECESARIA PARA EL TALLER RBI.

La primera fase de la metodología RBI consiste en la recopilación de la información necesaria para la realización del taller, como son datos de diseño, históricos de mantenimiento y de calibraciones de los equipos; igualmente, las recomendaciones realizadas durante su vida en servicio. Dicha tarea la realizó el EPI con el fin de establecer el desempeño de los mismos e instaurar un lineamiento continuo de los principales factores que generan riesgo y disminuyen la confiabilidad de su funcionamiento.

La documentación del taller RBI define el resultado que se obtiene del mismo, porque sí este procedimiento se realiza de forma incorrecta, el trabajo realizado a partir de este punto y la información resultante de los equipos será errónea, evidenciándose la importancia del trabajo realizado por estudiante en práctica.

La información de la unidad de destilación U-130/150 no estaba archivada correctamente y se encontraba dispersa en diferentes fuentes de consulta porque la GCB no contaba con un plan de aseguramiento de la información necesaria para los talleres RBI. Motivo por el cual, el estudiante recopiló la información en las diferentes fuentes disponibles.

- *Archivo Técnico*: En él se consulta la información técnica y de diseño, como catálogos mecánicos originales o de revampings realizados, planos generales proceso (P&ID), planos generales de las plantas (Plot Plan), planos mecánicos y fichas técnicas de la gran mayoría de los equipos, al igual que las carpetas de diseño de cada uno de ellos con sus data sheets y reportes de inspección, etc.
- *Centro de Información Técnica (CIT)*: En él se encuentran los manuales de operación, libros de ingeniería, catálogos mecánicos y planos de construcción.
- *Archivo de ATP*: Es un pequeño archivo donde están las carpetas que contienen la “hoja de vida” (reportes de inspección y mantenimiento) de la gran mayoría de equipos de refinería, al igual que algunos manuales técnicos de plantas y catálogos mecánicos.
- *Ellipse*: Es un software creado por la compañía MINCOM y actualmente es la principal herramienta de consulta y almacenamiento de la información sobre mantenimiento y recomendaciones de equipos. En él se detallan las actividades realizadas y programadas de mantenimiento, Ordenes de Trabajo (OT), Inventarios, etc. Agrupadas a partir de 1998, año en el cual se realizó la primera migración de datos a este programa.
- *Disco de almacenamiento de información W*: En esta carpeta se almacena, una buena cantidad de recomendaciones emitidas por el departamento de Apoyo técnico, principalmente de las paradas realizadas en la refinería. Se puede tener acceso desde un computador conectado a la red de ECOPETROL mediante ruta W: GMM/Pim/Recomend/Recposteriores. En esta ruta se encuentran las recomendaciones posteriores realizadas después de las paradas programadas a partir de 1998. Otra ruta de gran utilidad fue: W: GMM/Pim/Reportes de inspecciones, en la cuál se está almacenando los reportes día a día y bitácora de mantenimiento de las paradas de planta realizadas anteriormente y el alcance de las futuras.

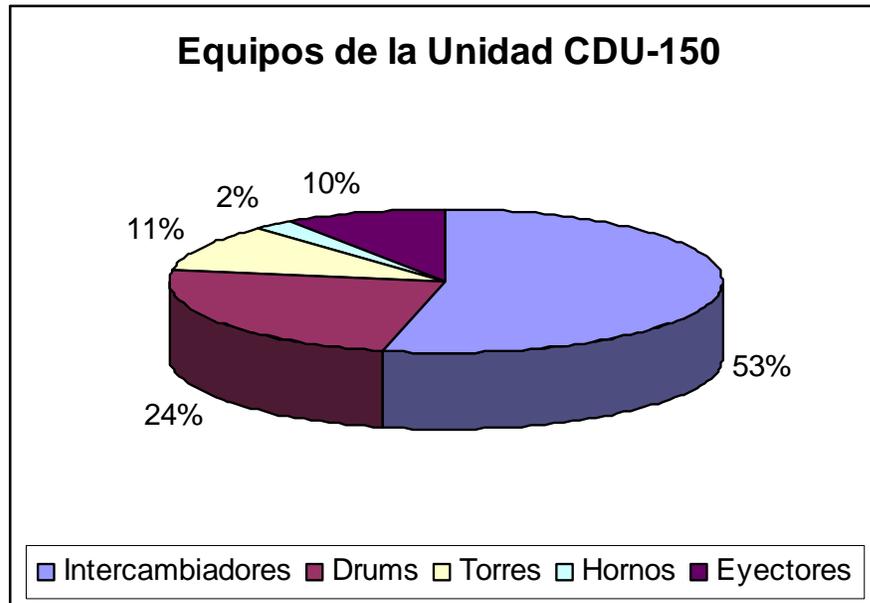
Según las normas API 580: Risk Based Inspection y API 581: Risk Based Inspection. Base Resource Document; los equipos tenidos en cuenta para la realización del estudio de RBI son los recipientes sometidos a presión, que para este caso son:

- Intercambiadores.
- Drums.
- Torres.
- Hornos.
- Eyectores.

El trabajo realizado por el estudiante en práctica abarcó solamente los intercambiadores de calor, debido al tiempo de duración de la práctica y son

estos los equipos estáticos de la unidad, que operan en mayor cantidad como puede verse porcentualmente en la **Figura 2**. Igualmente al resto de equipos se les realiza el mismo trabajo tarea que debe realizar el ingeniero de inspección como parte de sus compromisos ante el equipo núcleo.

Figura 2. Distribución de equipos estáticos en la Unidad de Destilación U130/150.



GUTIÉRREZ, Ramiro. 2007

Ubicadas las fuentes de información y conociendo los equipos a los cuales se les desarrollaría dichas tareas, se recopila y organiza toda la información encontrada para pasar al siguiente punto.

3.2 CONFORMACIÓN DE LOS CUADROS RESUMEN.

Los cuadros resumen son una serie de formatos que fueron definidos bajo el lineamiento de facilitadores participantes de talleres RBI. Estos formatos los realizó el practicante para los 45 intercambiadores de la U130/150, esclareciendo que a cada equipo se le realizaron los tres formatos que se explican a continuación.

Para este informe se mostraran en los anexos, únicamente los formatos realizados a un intercambiador de calor como evidencia y sustentación del trabajo realizado, debido a que las políticas de la empresa no permiten divulgar toda la información realizada y entregada por el EPI.³

³ Véase Anexo A. Carta Políticas de la Empresa.

3.2.1 Formato para la actualización de la ficha técnica del equipo. Se consignaron en él datos de cada equipo suministrados por el fabricante en los catálogos y tomados de las recomendaciones hechas en los revampings durante su vida en servicio⁴. Este formato lo conforman:

- Nombre del Equipo.
- Servicio que presta.
- Dimensiones establecidas en los planos de diseño y construcción.
- Modificaciones destacadas en Revamping.
- Aislamiento y pintura, incluyendo el estado actual de la misma.
- Radiografía y alivio térmico posterior.
- Condiciones de operación y diseño (presión y temperatura).
- Corrosión permitida para las diferentes partes de los equipos (CA).
- Especificaciones de materiales para cada una de sus partes tanto internas como externas.
- Espesores de diseño (THK).

3.2.2 Formato para la recopilación de históricos. En este formato el EPI incluyó las inspecciones, mantenimiento, recomendaciones y los trabajos realizados en el equipo, en orden cronológico desde la instalación de éste hasta el inicio del taller RBI, incluyendo los mecanismos de falla identificados y/o comprobados en cada inspección junto con la ubicación y el grado de severidad de las grietas, ampollas, deformaciones, corrosión y picaduras.⁵

Como parte de la recopilación de históricos esta un formato único para los haces de tubos de los intercambiadores de calor que incluyen igualmente lo mencionado en el párrafo anterior.⁶

3.2.3 Formato histórico de calibraciones de espesor. En este formato se documentaron las calibraciones de espesores de pared realizadas a los equipos en sus diferentes componentes durante el transcurso de vida, con el fin de establecer el cálculo de las velocidades de corrosión (CR) para cada uno de ellos.

Finalmente se realizó el formato RBI de resumen de históricos por componentes del intercambiador, el cuál es importado directamente al software S-RBI.⁷

3.3 CALCULO DE LAS VELOCIDADES DE CORROSIÓN.

La intención del proceso de recopilación de información de históricos de calibración de espesores es la determinación de las velocidades de corrosión (CR) para cada uno de los equipos, en este caso para cada intercambiador.

⁴ Véase Anexo B. Formato Actualización de Ficha Técnica.

⁵ Véase Anexo C. Formato Recopilación de Históricos.

⁶ Véase Anexo D. Formato Recopilación de Históricos para Haz de Tubos.

⁷ Véase Anexo E. Formato RBI de resumen de históricos por tag de intercambiadores.

Estos datos son requeridos para alimentación del software S-RBI, y constituye además una herramienta de juicio en el momento de valorar el estado de los equipos.

Para estos cálculos se tiene como referencia lo establecido por la norma *API 510 Pressure Vessel Inspection Code: Maintenance Inspection, Rating, Repair, and Alteration*, (Curso realizado por el estudiante como entrenamiento teórico)⁸ donde se precisan las expresiones matemáticas (**Figura 3**) que posteriormente el practicante programó en la hoja de cálculo de Microsoft Excel correspondiente a los espesores de las calibraciones obtenidas de los reportes de inspección.

Figura 3. Velocidad de corrosión según API 510.

$$\text{Rata de corrosion} = \frac{\text{Thk}_{\text{inicial}} - \text{Thk}_{\text{actual}}}{\text{Años entre Thk}_{\text{inicial}} - \text{Thk}_{\text{actual}}}$$

UHLIG, Herbert H. Corrosión y control de corrosión.

Este valor suele darse en milésimas de pulgada por año (mpy) o en milímetros por año (mm/year). La velocidad de corrosión así calculada es de especial importancia como criterio de análisis y no debe ser tomada como un valor estrictamente real. El principio de este método de cálculo utilizado para la realización de esta tarea, es tomar como referencia el valor más reciente de espesor medido y compararlo con los de cada una de las fechas anteriores e incluso con el espesor original, hasta establecer la mayor velocidad representativa.⁹

Es importante resaltar que los formatos de inspección con más de diez años de antigüedad¹⁰, no suministraban la información detallada de los formatos actuales, siendo esto un inconveniente a la hora de ubicar el punto exacto de la calibración en el equipo. Sí las mediciones tomadas a través de los años se hubieran hecho en los mismos puntos de calibración, el resultado de la vida remanente del equipo sería más confiable. Por esto los ingenieros de inspección se han puesto en la tarea de actualizar los formatos y actualmente en ellos se encuentra toda la información requerida para realizar recomendaciones, calibrar los equipos en puntos exactos y obtener los datos que ayudan al desarrollo de metodología como RBI.¹¹

La falta de información en los formatos antiguos, sustenta la ausencia de datos de calibración de espesores del anexo F, disminuyendo el número resultados de velocidades de corrosión y afectando el dato más representativo para utilizarse en el taller RBI, porque El porcentaje de error de la rata de corrosión

⁸Véase Anexo S. Curso API-510

⁹Véase Anexo F. Formato Calibración de Espesores y Velocidades de Corrosión.

¹⁰ Véase Anexo G. Formato Inspección de 1990.

¹¹ Véase Anexo H. Formato Inspección Actuales.

es inversamente proporcional al número de inspecciones y para reducir este porcentaje de error, los ingenieros de confiabilidad con su alta competencia y experticia en el tema, determinan la velocidad de corrosión adecuada con las inspecciones más confiables de cada equipo.

Frente a esta situación se determinó una velocidad de corrosión generalizada para el casco y otra para el canal del intercambiador de calor; se puede observar detalladamente en el Anexo H.

3.4 ENTREGABLES.

- Todos los formatos mencionados anteriormente fueron los entregables propuestos en el plan de trabajo y dejados al ingeniero Arturo Saldarriaga Corrales tutor de la práctica en la Coordinación de Inspección e Integridad de equipos y lo certifica la GCB por medio de la Gerencia Técnica.¹²

¹² Véase Anexo I. Certificado de la Gerencia Técnica.

4. RIESGO DE FALLA EN LÍNEAS DE PROCESO DE LAS UNIDADES TOPPING CON BASE EN LOS CRITERIOS DE LA METODOLOGÍA RBI.

La realización de este objetivo involucró varias tareas que se mostrarán a medida que se vaya desarrollando el tema siendo esta una metodología adoptada por la coordinación de inspección e integridad de equipos para los próximos estudiantes que lleguen a realizar su práctica empresarial.

El tiempo dedicado a las líneas de proceso por parte de la coordinación para su análisis preventivo, no había sido el adecuado y el estudiante dentro de los seis meses de práctica, hizo que su trabajo fuera un aporte importante para la confiabilidad de los procesos y de los equipos, debido a que si falla una línea puede ocasionar una parada de planta que acarrearía consecuencias económicas, ambientales y de salud.

Las unidades Topping de la Gerencia Complejo Barrancabermeja son cinco (5), las cuales son llamadas:

- U-130/150
- U-200 & VISCORREDUCTORA I
- U-250
- U-2000
- U-2100

La metodología expuesta a continuación fue realizada para todas las unidades topping, siendo un objetivo extenso pero logrado en el tiempo propuesto.

4.1 MODIFICACIONES REALIZADAS.

Las unidades Topping han sufrido una serie de modificaciones representativas (Revamping) principalmente para aumentar su capacidad de carga. En estas, luego de las ingenierías necesarias, se han modificado, agregado o quitado equipos; también se han instalado nuevos procesos los cuales involucran instrumentación, equipos, servicios y líneas de proceso, con el objetivo de modernizar las plantas y aumentar la producción de barriles por día (BPD) (Unidad de medida en las empresas de hidrocarburos del mundo).

Cuando ocurre un revamping la empresa contratista encargada de realizarlo, entrega a la empresa una serie de documentos donde está la planeación, diseño, montaje y ejecución de todos los trabajos realizados.

En relación con las líneas de proceso que es el tema desarrollado en este objetivo, los documentos consultados por el EPI (Estudiante en Práctica Industrial) para cada unidad fueron:

Line List: En estos libros encontramos principalmente:

- Nombre de línea.
- Desde y hasta donde va.
- Temperatura operación y diseño.
- Presión operación y diseño.
- Material.
- Rating.
- Servicio.
- Corrosion allowance.
- Diámetros.
- Espesores de tubería.
- Presión de prueba hidrostática o neumática.
- Espesores de aislamiento.

Piping Class: Anteriormente cuando se hacían las modificaciones, los line list solo muestran el nombre de la línea y un código, este se encuentra en el piping class y generaliza según el material, todos los datos relacionados con líneas de proceso y equipos, siendo menos específicos que los line list actuales.

De estos documentos no se puede mostrar ejemplos por políticas de la empresa.¹³

4.2 DIAGRAMAS DE PROCESO E INSTRUMENTACIÓN (P&ID).

Un diagrama de proceso e instrumentación “es una representación esquemática de las relaciones funcionales de equipos de proceso, tuberías e instrumentación. Muestra todas las tuberías incluyendo derivaciones y recirculaciones. Un P&ID debe incluir: equipos de proceso con su identificación, instrumentos con su identificación; tuberías de proceso con su identificación; servicios industriales; válvulas; indicación de aislamientos; venteos y drenajes; señales de entrada y salida de instrumentos; notas explicativas, referencias de dibujos y un título adecuado con la parte del proceso que representa.”¹⁴

Cada unidad Topping cuenta con sus respectivos P&ID's, el practicante solicitó la impresión en tamaño (700 x 1000 mm) con la respectiva autorización del Jefe de Coordinación, Ingeniero Edgar Castiblanco Fajardo, siendo esta información clasificada.

Son alrededor de 20 planos por unidad, aproximadamente 100 P&ID's por todas las unidades topping y fueron solicitados en el archivo técnico de la GCB. Por políticas de la empresa no se pueden anexar ninguno de los P&ID's que el estudiante trabajó y dejó como entregables.¹⁵

¹³ Véase Anexo A. Carta Políticas de la Empresa.

¹⁴ Párrafo tomado de <http://www.soloingenieria.com/Tema.asp?idElemento=108>

¹⁵ Véase Anexo I. Certificado de la Gerencia Técnica.

Importante recordar que en este objetivo se determina el riesgo de falla de las líneas de proceso y para esto se comienza por identificar en cada uno de los P&ID:

- Las edades de las líneas: Fueron representadas por colores sobre las líneas de proceso, utilizando la clasificación por edades de instalación.

Rojo	Líneas de Proceso de 1952.
Azul	Líneas de Proceso de 1976.
Verde	Líneas de Proceso de 1989.
[Sin Color]	Líneas de Proceso de 2004.

Este ejemplo es de la unidad de destilación primaria U-130/150 siendo esta una de las mas antiguas plantas de la Gerencia Complejo Barrancabermeja (GCB) que desde su inicio en 1952 ha sufrido tres revamping y hoy en día, gracias al trabajo realizado por el EPI se puede visualizar que hay líneas de proceso instaladas en los diferentes años de estos años y aun en servicio.

- Material, servicio y temperaturas de operación y diseño de las líneas de proceso: datos tomados de los line list y piping class que se escribieron sobre las líneas en los P&ID como parte importante para el desarrollo de este objetivo. Igualmente estos diagramas conforman una base de datos visual útil a los ingenieros inspectores en caso de necesitar la consulta de alguno de estos, hacer una recomendación, una modificación o verificar si los materiales para el cambio de un tramo de tubería es el adecuado y aplica a las condiciones operacionales que se están trabajando; Reduciendo el tiempo de consulta y agilizando las tareas rutinarias.

De manera didáctica y para mostrar la forma como fueron realizados los P&ID's se anexa un ejemplo simplificado de un P&ID genérico descargado de Internet.¹⁶

4.3 IDENTIFICACIÓN DE LÍNEAS CRÍTICAS DE LAS UNIDADES TOPPING USANDO LOS CRITERIOS PRESENTADOS EN LA METODOLOGÍA RBI.

Luego de haber culminado el trabajo con los P&ID's de las cinco unidades topping se procedió a realizar una reunión con los ingenieros encargados de dichas unidades: Arturo Saldarriaga, líder de refinación; Arvey Quilindo y Carlos Patiño, Ingenieros de Confiabilidad de Topping.

En esta reunión se tomaron unas consideraciones según la metodología RBI como son los modos de fallas que afectan tanto a equipos, como a líneas de proceso y se dividen en dos grupos:

- Los que están relacionados con la edad. Entre ellos están la corrosión externa, corrosión interna y Creep (Falla por fluencia del material).

¹⁶ Véase Anexo J. Ejemplo P&ID.

- Los que no están relacionados con la edad. Lo conforman la fatiga por vibración / ciclos térmicos, fragilización por alta y baja temperatura, SCC (stress craking corrosion), HIC (Hydrogen Induced Cracking) y Erosión.

Cada uno de estos modos de falla asociados a las condiciones operacionales de las líneas de proceso, el material en el cual pueden afectar y el servicio que manejan dichas tuberías, arrojaron unas consideraciones que son la pauta para la selección de las líneas de proceso críticas.

- Los servicios considerados fueron: Crudo, Gasoleo, ACPM, Nafta, Reflujo inferior, Reflujo medio, reflujo de cima, recicló, asfalto, destilado liviano, destilado medio o cilindro, destilado pesado.

Luego de estos servicios se consideró que:

- Si la metalurgia de la línea era de Acero Carbono (C.S.), con temperaturas de operación mayores a 450°F y su edad mayor a 10 años de instalada, entonces hacia parte de esta selección de líneas.
- Sí, independientemente de la metalurgia, la línea tenía una edad mayor a 10 años de servicio o instalada en planta entonces hacia parte de esta selección de líneas.

Dejando como resultado una lista de líneas en un formato que contiene:¹⁷

- La unidad a la que pertenece.
- Servicio.
- Nombre de línea.
- La referencia del P&ID que se encuentra.
- Temperatura.
- Metalurgia.
- El año de instalación.
- Los equipos asociados.

Como cada lista estaba conformada por aproximadamente 80 líneas de proceso, se determinó en una segunda reunión con los ingenieros, un filtro de criticidad agregado en una casilla adicional en el mismo formato de líneas críticas.¹⁸ Para cada unidad se manejó la evaluación de criticidad según la metodología RBI que contempla las probabilidades de falla por las consecuencias económicas de salud, seguridad y consecuencias ambientales, guiados por la matriz de criticidad que se muestra a continuación en la **Figura 4** y determinando numéricamente las líneas más críticas de cada unidad donde 1 y 2 son las líneas de proceso más críticas; 3, 4, 5 tienen una criticidad media; 6 y 7 son de criticidad baja.

¹⁷ Véase Anexo K. Formato Líneas Críticas U130/150

¹⁸ Véase Anexo K. Formato Líneas Críticas U130/150

Figura 4. Matriz de Criticidad de la metodología RBI.

PROBABILIDAD	SUSCEPTIBILIDAD A FALLAR	RRM CLASE DE CRITICIDAD				
	4	ALTA	L	H	E	X
3	MEDIA	L	M	H	E	X
2	BAJA	N	L	M	H	E
1	INSIGNIFICANTE	N	N	L	M	H
CATEGORIA DE CONSECUENCIA	ECONOMIA (USD)	DAÑO LIGERO <10K	DAÑO MENOR 10-100K	DAÑO LOCAL 0.1-1M	DAÑO MAYOR 1-10M	DAÑO EXTENSO >10M
	SALUD Y SEGURIDAD	HERIDA LIGERA	HERIDA MENOR	HERIDA MAYOR	UNA VICTIMA	MULTIPLES VICTIMAS
	AMBIENTE	EFECTO LIGERO	EFECTO MENOR	EFECTO LOCAL	EFECTO MAYOR	EFECTO ENORME
CONSECUENCIA		INSIGNIFICANTE 1	BAJA 2	MEDIA 3	ALTA 4	EXTREMA 5

Informe del taller RBI de la Unidad U-250 de la GCB de ECOPETROL S.A.

El resultado de la segunda reunión, determinó que en otra hoja de cálculo, fueran separadas las consideradas de mayor criticidad y a cada una de las líneas de proceso se les agregó los datos proporcionados por los talleres RBI¹⁹ como son:

- Lazo de corrosión al que pertenece la línea.
- Riesgo dado por RBI del SK (tuberías asociadas al lazo de corrosión) más crítico.
- Consecuencias económicas si fallara la línea de proceso que abarca:
 - Costos asociados a la pérdida de producción por parada de los equipos asociados.
 - Costos asociados a la reparación.

En el ANEXO M se muestra un ejemplo de la torre destiladora con referencia T-132A, siendo su modo de falla la corrosión interna y muestra que si la torre esta 88 horas fuera de servicio la perdida es de 791.648 dólares mas el costo de reparación de aproximadamente 10 mil dólares, la consecuencia económica total si llegara a fallar la torre seria de 801.648 dólares.

Similar a este ejemplo se hizo el trabajo con las líneas de proceso determinando con el apoyo del Ingeniero Arvey Quilindo²⁰ y la experiencia tiene en reparaciones de líneas como ingeniero de inspección, se consideró que si alguna de estas líneas fallaba el tiempo gastado para la puesta en marcha del sistema asociado tomaba 52 horas repartidas de la siguiente manera:

¹⁹ Véase Anexo L. Formato de Mayor Criticidad U130/150

²⁰ Ingeniero mecánico de la coordinación de inspección e integridad de equipos de ECOPETROL-GCB.

- 4 horas de desocupación.
 - 8 horas de vaporización.
 - 8 horas en montaje de ciegos.
 - 16 horas de reparación.
 - 4 horas de inspección.
 - 8 horas en desmontaje de ciegos.
 - 4 horas de arrancada.
- Comentarios sobre las consecuencias de falla.

Estos datos fueron tomados directamente del Software S-RBI.²¹

Es importante recordar que el trabajo se realizó para cinco unidades y cada una de ellas cuenta con todos los formatos y tareas realizadas anteriormente.

4.4 ENTREGABLES.

- Conjunto de diagramas de proceso (P&ID's) de las unidades de destilación primaria U-130/150, U-200, U-250, U-2000 y U-2100 con su respectiva edad, material, servicio y temperatura de cada línea. Entregados a el ingeniero líder de refinación y tutor de la practica Arturo Saldarriaga Corrales.²²
- Para cada unidad se creó un archivo de Microsoft Excel que contiene tres hojas de cálculo llamadas líneas críticas, líneas de mayor criticidad y consideraciones, respectivamente. Todos los archivos están en la carpeta "Estado de líneas Topping" en la unidad (L), a la cual puede tener acceso con un computador conectado a la red de ECOPETROL y con previa autorización. Igualmente en propiedad de los ingenieros de las unidades topping.

4.5 RECOMENDACIONES.

- Se recomienda la calibración de todas las líneas de mayor criticidad por unidad quedando a cargo del ingeniero de confiabilidad, con seguimiento del ingeniero líder de refinación, hacer las recomendaciones necesarias para las inspecciones.
- Se recomienda el diagnostico del riesgo de falla en líneas de proceso de las unidades de la GCB con base en los criterios de la metodología RBI, guiándose de este informe y con los objetivos específicos y entregables que contiene.
- Se recomienda digitalizar los P&ID`s hechos con el estado de líneas de proceso y complementarlos con el material y las edades de las bombas, válvulas de control y seguridad, para fortalecer la base de datos creada y aumentar la confiabilidad de los procesos de las unidades de la GCB.

²¹ Véase Anexo M Imagen de RRM para RBI

²² Véase Anexo A. Carta Políticas de la Empresa.

5. PROGRAMA DE INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO PARA LOS EQUIPOS ESTACIONARIOS QUE PUEDEN INTERVENIRSE EN EL MANTENIMIENTO DEL DÍA A DÍA DE LAS UNIDADES DE REFINACIÓN.

Las unidades de refinación en la GCB están conformadas por las unidades topping, planta de soda (U-4600), especialidades (U-650/680) y fondos donde se encuentran DEMEX (U-2500), planta de Hidrogeno (U-2600), UNIBON (U-2650) y Viscorreductora II (U-2800). Sobre ellas, el estudiante trabajó durante su práctica empresarial y en cumplimiento de las tareas específicas paso por paso, hizo que este objetivo se realizara en su totalidad. Quedando constancia en la Gerencia Técnica de la GCB.²³

5.1 LISTADO DE EQUIPOS DE CADA UNIDAD.

La primera tarea para este objetivo fue el listado de equipos de cada unidad, buscado en bases de datos existentes, principalmente en el software de S-RBI y otras listas con los ingenieros de proceso o coordinadores de las plantas.

A cada lista se le verificó si contenía todos los equipos estáticos que están instalados en planta y esta tarea se llevó a cabo haciendo visitas a todas las unidades para consultarles a los operadores y supervisores quienes son las personas que conocen detalladamente de los procesos y los equipos. Posteriormente los ingenieros de la coordinación encargados de las unidades, aprobaron el trabajo realizado para pasar a la siguiente tarea.²⁴

En estas listas se encontraron equipos Fuera de Servicio (F/S), retirados de la planta y equipos nuevos. Para dejar en lista únicamente los equipos que están instalados y en servicio, siendo los de interés para la continuación de las tareas.

5.2 CLASIFICACIÓN DE LOS EQUIPOS SEGÚN SU MANTENIMIENTO.

Luego de tener las listas plenamente actualizadas se continuó en la clasificación de los equipos entre mantenimiento e inspección en el día a día (MDD) o mantenimiento e inspección en parada de planta (MPP).

Esta tarea fue posible gracias a diferentes fuentes de consulta como es personal de la GCB y los alcance de las paradas de planta, que son documentos donde se hace un estudio equipo por equipo y se determinan los trabajos a realizar, decidiendo también, cual de estos se puede intervenir en el día a día, para así reducir las horas-hombre y los costos de las paradas²⁵.

²³ Véase Anexo I. Certificado de la Gerencia Técnica.

²⁴ Véase Anexo N. Lista de Equipos U-130/150

²⁵ Véase Anexo O. Formato de Clasificación según Mantenimiento Equipos U-130/150

En este formato se encuentra el equipo, el servicio que presta, si es de MDD o MPP y notas referentes a los equipos de MDD como son: en cuanto se puede reducir la carga si se interviniera el equipo o que acciones se deberían tomar al sacarlo para mantenimiento, un ejemplo sería el cambio de corrida de Cusiana a Cupiagua, entendiéndose estos como pozos petroleros que proporcionan la materia prima para los diferentes procesos que realizan cada una de las plantas de la refinería de Barrancabermeja.

5.3 CONFORMACIÓN DE LOS PROGRAMAS DE MDD.

En esta parte del objetivo se conformaron los programas de los equipos de Mantenimiento del Día a Día (MDD), mostrando en el formato las tareas que salieron del estudio RBI para cada componente que hace parte de equipo.

En el programa de inspección y mantenimiento se incluyeron los datos necesarios para que los ingenieros hagan las recomendaciones pertinentes en caso de cumplirse la fecha para la inspección y/o mantenimiento.²⁶

Los datos son:

- Tag del Equipo: Es la subparte del equipo a la cual se le hará la inspección.
- El modo de falla: Es el tipo de degradación que puede sufrir la subparte.
- Ubicación: Localización en el equipo de la subparte y donde se realizará la inspección.
- Frecuencia: Es la periodicidad determinada en RBI con la que se debe realizar inspección y/o mantenimiento a un equipo sin que este falle.
- Fecha de Ultima Inspección: Es el dato más importante del programa porque con el se conoce cuando fue la ultima intervención que tuvo cada subparte del equipo.
- Fecha de Próxima Inspección Programada: Muestra la fecha en la cual se debe hacer la inspección y esta directamente relacionada con la última fecha de inspección y la frecuencia.

Estos datos los suministra el software S-RBI que fue trabajado como soporte técnico y de consulta para cada unidad, en algunos casos se consulto el Software ELLIPSE cuando algún equipo aun no había sido incluido en el RBI.²⁷

A esta hoja de cálculo se le incorporó un programa en Visual Basic que consiste en colorear de rojo la fecha de las inspecciones programadas (Próxima Inspección Programada), sí esta tiene más de un año sin ser intervenida. Solo con clickear un botón el programa muestra todos los tag de los equipos que tienen atraso.

²⁶ Véase Anexo P. Programa MDD U-130/150

²⁷ Véase Anexo Q. Imágenes software RMM para RBI de MDD

El programa fue diseñado con la fecha actualizada con el objetivo de que sí se realiza una tarea, el ingeniero actualice la fecha de la última inspección, la de la próxima según la frecuencia dada en el formato y vuelva a correr el programa modificando el formato y ocasionando que dicha tarea no aparezca coloreada de rojo indicando que no está en retraso. Igualmente si por algún motivo se olvido hacer una inspección programada y transcurre un año, cuando se corra el programa este mostrará las tareas sin realizar.²⁸

Como los equipos de MDD pueden aumentar en cantidad al colocar facilidades en campo para aislarlos por medio de un bypass, el programa de Visual Basic puede ser modificado aumentando el número de celdas analizadas como se explica a continuación con la **Figura 5**.

Figura 5. Programación del programa con 1 año de atraso.

```
Dim g As Date

y = Date

For i = 1 To 220
Cells(8 + i, 8).Select
Selection.Interior.ColorIndex = xlNone
g = Cells(8 + i, 8).Value
f = (y - g)

If f > 365 Then

Cells(8 + i, 8).Select

With Selection.Interior
.ColorIndex = 3
.Pattern = xlSolid
End With

End If
Next i
End Sub
```

GUTIÉRREZ, Ramiro. 2007.

El dato encerrado en azul es la cantidad de filas que el programa lee para hacer la evaluación, en caso de aumentar el número de filas por lo comentado en el párrafo anterior de debe agregar la cantidad de estas al dato para tener una evaluación completa de las tareas.

²⁸ Véase Anexo P. Programa MDD U-130/150

Para finalizar este objetivo se hicieron en hojas de cálculo separadas los programas de inspección de los años 2008, 2009 y 2010 dejando en el programa del 2008 todas las tareas que no han realizado hasta la fecha, para que cada ingeniero responsable de planta quedara con los programas de los siguientes tres años de los equipos de mantenimiento del día a día.²⁹

5.4 ENTREGABLES.

- Listado de equipos estacionarios para el mantenimiento del día a día o de parada de planta de todas las unidades de refinación.
- Programa de intervención para mantenimiento y/o inspección para cada unidad de proceso en refinación de 2008, 2009 y 2010 que debe implementarse sin parada de planta.
- Programa interactivo de mantenimiento y/o inspección con atraso de un año para cada unidad de proceso en refinación.
- Todos los entregables quedan en la carpeta “Equipos de MDD en Refinación” en la unidad (L) que se puede tener acceso con un computador conectado a la red de ECOPETROL y con previa autorización. También en propiedad de los ingenieros Arturo Saldarriaga tutor de la practica certificado por la Gerencia Técnica y el Coordinador de inspección e integridad de equipo estático, jefe directo del Ingeniero Arturo Saldarriaga tutor de la práctica.³⁰

5.5 RECOMENDACIONES.

Programa Mantenimiento del Día a Día (Visual Basic).

- Se recomienda integrar ese programa a la principal base de datos para el mantenimiento de equipos de ECOPETROL (ELLIPSE), logrando agrupar todas las herramientas necesarias para facilitar el desarrollo de las actividades de los ingenieros de confiabilidad.
- Se recomienda actualizar la fecha de la última inspección teniendo en cuenta si ya fue realizada y la fecha de la próxima inspección programada para que así se vayan creando los programas anuales de los años siguientes al 2010.
- En las casillas de última fecha de inspección que se encuentran vacías por tener una frecuencia de oportunidad, verificar si ya se realizó y documentar la fecha en que se hizo.
- Se recomienda que después de cada actualización de fechas volver a correr la macro para actualizar el programa con un año de atraso.

Programa 2008, 2009 Y 2010.

- Se recomienda realizar las tareas durante el año del programa y es responsabilidad del Inspector de cada coordinación hacer las recomendaciones necesarias para que se ejecuten en la fecha estipulada.

²⁹ Véase Anexo R. Programas 2008, 2009 y 2010.

³⁰ Véase Anexo I. Certificado de la Gerencia Técnica.

6. ENTRENAMIENTO COMO INSPECTOR EN LA COORDINACIÓN DE INSPECCIÓN E INTEGRIDAD DE EQUIPO ESTÁTICO.

La coordinación de inspección e integridad de equipo estático cuenta con un gran grupo de profesionales como son ingenieros mecánicos, ingenieros metalúrgicos y técnicos. Todos son inspectores de equipo estático y el estudiante en práctica empresarial recibió un entrenamiento teórico-práctico que ayudó a la realización de sus objetivos principales y al fortalecimiento de lo aprendido en la formación pregrado.

En la parte teórica el practicante recibió unas charlas técnicas y cursos importantes donde se aprendió y realmente se pondrá en práctica en campo con el entrenamiento práctico.

- Curso Preparación para Certificación de Inspectores de Vasijas a Presión (*API 510 Certified Pressure Vessel Inspector*), Ing. Marcos Prol – NATIONALTC.³¹
- Curso primeros auxilios y contraincendio, Coordinación de desarrollo humano y organizacional – GCB.³²
- Charla Técnica, Interpretación radiográfica y formatos de inspección, Ing. Liseth Zamudio – GCB.³³
- Charla Técnica, Norma ASME PCC-1 Torques, Ing. Carlos Africano – GCB.³⁴
- Charla Técnica, Charlas de seguridad industrial, salud ocupacional y aspectos generales de las T/A U-2000 y ORTHOFLOW, Profesionales HSE y Líderes de parada – GCB.³⁵

Estas capacitaciones fueron complementadas con la visualización y/o realización de inspecciones destructivas y no destructivas, conociendo, utilizando e interpretando los equipos adecuados para tareas y la metodología que rigen por las normas para el desarrollo de cada inspección.

Entrenamiento que fue dirigido por los diferentes ingenieros de la coordinación en sus trabajos rutinarios y en las paradas de planta de las unidades U-2000 y ORTHOFLOW.

³¹ Véase Anexo S. Curso API – 510

³² Véase Anexo T. Curso Primeros Auxilios y Contraincendio.

³³ Véase Anexo U. Charla Técnica Interpretación Radiográfica.

³⁴ Véase Anexo V. Charla Técnica Norma ASME PCC-1 Torques.

³⁵ Véase Anexo W. Charla Técnica Aspectos Generales T/A U-2000

Entre los métodos de inspección de los cuales se recibió entrenamiento están:

Cañuelas
Inspección Visual (IV)
Prueba Hidrostática
Prueba de Líquidos Penetrantes (PLP)
Prueba de Dureza
Prueba de partículas Magnéticas (PM)
Prueba Neumática
Termografía (TG)
UT Espesores: Toma de espesores por ultrasonido.

El entrenamiento práctico se llevó a cabo acompañando a los ingenieros encargados de las diferentes pruebas y complementando lo aprendido en las charlas técnicas y cursos.

La Gerencia Complejo Barrancabermeja cuenta con un grupo de inspección que día a día están realizando pruebas y métodos de inspección en los equipos para aumentar su confiabilidad, el entrenamiento se recibió cada vez que había la oportunidad de acompañar a los ingenieros a dichas pruebas, sin desmeritar el libre desplazamiento del practicante por todas las unidades de la GCB en caso de necesitarlo y por esto también se recibió un entrenamiento por parte de un ingeniero de la coordinación de equipo rotativo en la toma de vibraciones a motores recibiendo antes una inducción técnica sobre el equipo y la metodología a realizar. Como evidencia se anexan un par de fotos tomadas en campo del practicante.³⁶

³⁶ Véase Anexo X. Fotos en Campo del practicante en entrenamiento.

CONCLUSIONES

1. Realizada la base de datos visual sobre los diagramas P&ID se redujo el tiempo de consulta de 20 minutos que tardaban los ingenieros en dirigirse al archivo técnico, buscar los planos de las líneas de proceso y los documentos line list y piping class donde se encuentran las edades, materiales, temperaturas de operación y diseño, a aproximadamente 5 minutos que se utilizan hoy en día al consultar los planos P&ID's que contienen los datos mencionados anteriormente.
2. La ventaja de este tipo de talleres RBI se evidencia en que para la unidad U-130/150, se programó la limpieza y mantenimiento, en la parada de planta en el segundo semestre de 2008, de 17 intercambiadores de calor debido a que su última inspección fue realizada 5 años atrás y 4 intercambiadores de calor por manejar productos altamente corrosivos. Disminuyendo así los días de parada de planta que estaban programados en 47 días interviniendo 33 de los 45 intercambiadores que conforman la unidad, a 36 días interviniendo solo los determinados en el taller RBI.
3. Con las listas de líneas críticas de las unidades topping entregadas por el estudiante en práctica se aumentó aproximadamente en un 25% el número de recomendaciones emitidas por los ingenieros de la coordinación de inspección e integridad de equipos, porque en ellas se demuestra la falta de inspección a líneas de proceso que presentan un alto grado de criticidad y fueron programadas para las paradas de planta de 2008.

BIBLIOGRAFÍA

ARTHUR G. MCKEE & CO, Crude distillation unit, 1976.

GENERALIDADES ECOPETROL S.A. [en línea] URL:
<<http://www.ecopetrol.com.co>> (Consulta: 4 Diciembre, 2007)

INSTITUTE OF PETROLEUM. Pressure piping systems inspection safety code. Norma IP/78. HEYDEN. 1978.

MATTHEWS. Clifford, Handbook of Mechanical In-Service Inspection: Pressure Systems. John Wiley and Sons, 2004.

NORMA API 510. Pressure Vessel Inspection Code: Maintenance Inspection, Rating, Repair, and Alteration.

NORMA API 580/581 Base Resource Document on Risk-Based Inspection.

TIPIEL S.A, Ampliación capacidad de procesamiento de crudos - API-284-062 - libro de especificaciones, 1989.

UHLIG, Herbert H. Corrosión y control de corrosión. Urmo, 1979.

ANEXO A
Carta de las Políticas de ECOPETROL S.A.



COORDINACIÓN DE INSPECCIÓN E INTEGRIDAD DE EQUIPOS

HACE CONSTAR

Que por políticas de la Empresa Colombiana de Petróleos, algunos de los documentos entregados por el Estudiante en Practica Industrial **RAMIRO GUTIÉRREZ JIMÉNEZ**, no pueden ser copiados, reproducidos y/o circulados, siendo de propiedad y uso exclusivo de ECOPETROL S.A.

Se expide la presente constancia en Barrancabermeja a los treinta (30) días del mes de Noviembre de 2007, a solicitud del interesado.

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Edgar Castiblanco Fajardo".

EDGAR CASTIBLANCO FAJARDO
Coordinador de Inspección e Integridad de Equipos

PLANTAU - 130



REVAMP: —

EQUIPO	E-131 A
SERVI:	Gasoleo y Ref. de Cima T131 / Agua

LADO CASCO		LADO TUBOS	
Fluido	Gasoleo Ref. de Cima T131	Fluido	Agua
Temp Oper (FF) (Entrada/Salida)	330/120	Temp Oper (FF)	90/120
Temp Dis (FF)	375	Temp Dis (FF)	150
Presión Oper (psig)	180	Presión Oper (psig)	70
Presión Dis (psig)	180	Presión Dis (psig)	75
Radiografía	SPOT(ASME SB div1) a casco, tapa casco, canal		
Aliviotómico de esfuerzos	NO		

Material de construcción	ESPESOR ORIGINAL	CA
Casco	SA-515 Gr 70 7/16"	0.125"
Tapa casco	A-285 Gr C 1/2"	0.125"
Canal	SA-515 Gr 70 7/16"	0.125"
Tapa canal	SA-515 Gr 60 3.00"	0.125"
Tapa cabezal flotante	SA-515 Gr 60 3/4"	0.125"
Tubos	SB-111-130 ADM INH 700 tubos x 3/4" O.D. 16 BANGX 192" LG, Tubos alfilerados. 0.066"	

ANEXO B Formato de Actualización de Ficha Técnica

ANEXO C

Formato de Recopilación de Históricos

HISTORIA DE INSPECCIÓN INTERCAMBIADORES	
--	--

EQUIPO	E-131 A
SERV.:	Gasoleo y Ref. de Cima T131 / Agua

Fecha	Casco / Boquilla	Tapa Casco	Canal y Boquilla	Tapa Cabezal flotante	Otros	Trabajo Realizado / Observaciones
May-63	Inicia operaciones					
Nov-64	No fue posible su inspección el haz no había sido sacado.	Ligera corrosión. Thk. 0.49".	C.M con picadura. Thk: 0.48". Boquilla superior. 0.55".	C.M con ligera picadura. Thk. 0.79".	FDC con espesor de 0.55".	
May-72	BC. Thk. 0.5".	BC.Thk 0.5".	BC. Thk: 0.55". Bqllas OK. Thks: 0.5".	BC.	Las platinas desviadoras se encuentran corroídas en su área central, puede instalarse así. Thk. 0.46"	
Jun-73	BC. Thk. 0.5".	BC.Thk 0.44".	BC, Thk: 0.46". Bqlla: 0.47" y 0.46".	Corrosión + picadura sin peligrosidad. Thk: 0.75".	FDC con espesor de 0.5".	
Ago-74	Picadura interna de 1/64". Thk 0.49".	Oxidación general.		Picadura general interna de 3/32". Thk: 0.7".	Platina divisoria canal con picadura en extremo de 1/8". Thk. 0.36".	
Abr-77	BC. Thk. 0.43".	B.C. Thk 0.51"	Presenta corrosión tipo Pitting (Picadura de 1/16"). Thk. 0.44". Renovar pintura.	Presenta corrosión tipo Pitting (Picadura de 1/16"). Renovar pintura.	FDC con Thk: 0.43".	Renovar pintura en canal y tapa cabezal flotante.
Feb-79	No presenta corrosión BC. Thk. 0.42".	B.C. Thk 0.42"	Pintura dañada por corrosión, esta buena en un 80% presenta picadura de 1/16" de prof Thk 0.42".	Presenta picadura de 1/16" de prof. Pintura en malas condiciones. Thk: 0.65".	FDC con Picadura interna de 1/16". Thk: 0.3"	
Abr-80	BC. Thk: 0.41".	BC. Thk 0.45".	Canal con Corrosión general severa y picadura de 3/32", Thk. 0.4". En las boquillas presenta corrosión general moderada y picadura de 1/16". Thk. 0.4" y 0.45".	Corrosión general severa y picadura severa localizada de 3/32". Thk: 0.75".	FDC con CGS y picadura de 3/32". Thk: 0.45"	
Jun-81		BC. Ensuciamiento leve. Thk. 0.44".		Corrosión general severa y picadura de 1/16". Rellenar las áreas de sello. Thk. 0.68"		
Jul-82	Corrosión general leve, con picadura de 1/32" en área inferior. Thk: 0.42". Boquillas en B.C. Thk's: 0.82" y 0.86".	BC. Thk 0.47".	Canal con corrosión severa con picadura de 1/16". Thk. 0.43". Las boquillas presentan corrosión severa con picadura de 1/16". Esp. Boquillas: 0.5".	Corrosión general moderada. Picadura general hasta de 1/32". Thk: 0.62".	En la platina divisoria picadura de 1/8". Thk: 0.5".	
May-85	Corrosión general moderada con picadura leve. Thk: 0.42" a 0.45". Bqlls: Thk: 0.96", 0.87".	BC. Tapón con escape. Thk: 0.45".	Picadura moderada hasta 1/8", Thk: 0.36". Las boquillas presentan corrosión moderada y picadura muy leve. Thk's: 0.5"	Picadura de 1/8" de prof por corrosión de agua. Thk: 0.7".	Cambiar 6" superiores de las pl. divisorias por presentar excesivo delgazamiento.	
Mar-86	BC. Thk's: 0.44" - 0.5". Boquillas: 0.48" - 0.45".	BC. Thk's: 0.42" - 0.45".	CGM Thk: 0.4" - 0.45". Boquillas: 0.5" - 0.5".	BC	FDC ligeramente golpeada. Thk: 0.5".	
Oct-87	CGL. BC. Thk. 0.43".	B.C. Thk 0.46".	Canal con CGS y picadura de 1/8". Thk. 0.36".			
May-87	Corrosión general leve, BC	BC	Corrosión general severa con picadura de 1/8". Corrosión pronunciada en la boquilla de entrada se requiere rellenar con soldadura. Thk's: 0.5" - 0.5".	Corrosión general severa. Thk: 0.5".	FDC con CGS y picadura de 1/8". Thk: 0.45"	
Ago-89	BC. Thk. 46".	B.C. Thk 0.59".	Presenta corrosión severa con picadura de 1/8", y corrosión moderada en sus boquillas, Rec 422 para rellenar con E-6013.	Corrosión severa con picadura de 1/8". Thk: 0.62".	FDC con con CS. Thk: 0.33".	
Oct-90	Pintura externa en mal estado. Interior con C.U. Thk. 0.46".	B.C. Thk 0.49".	Presenta corrosión severa. Thk: 0.36".	Presenta corrosión severa. Thk. 0.47"	P.D.C con C.S.	
May-94	BC. Thk: 0.44".	_____	Canal con Corrosión severa. Thk: 0.42".	Corrosión severa y socavaduras que ha atacado el área de sello Rec. 366 para esmerilar y rellenar en 360°	Se recomendó cambiar las 8" superiores de la platina divisoria.	

ANEXO D
Formato Recopilación de Históricos para Haces de Tubos.

PLANTA U-130/150
HISTORIAL DE HACES INTERCAMBIABLES



HAZ DE TUBOS:	E-131-1
EQUIPOS ASOCIADOS:	E-131-A/B

Haces de intercambiadores						
Fecha	Ubicación Pre-inspección	Comentarios estado del haz	TT	Rec N°	Ubicación Post-inspección	Vida/Tiempo servicio (años)
May-63		EMPEZÓ A OPERAR EL EQUIPO				
Nov-64		No se sacó haz de tubos.				
May-72		BC				
Jun-73		BC. Aparece marcado E-317-1				
Ago-74		Tubos al interior con corrosión leve y ensuciamiento moderado. Tubos al exterior con corrosión leve y ensuciamiento moderado.				
Abr-76		BC. Interior y exterior de tubos con Corrosión leve. Golpe leve en extremos y exteriormente.				
Abr-77		Haz de repuesto 03.BC. Leve daño mecánico.				
Feb-79		Los baffles se encuentran con corrosión general y picaduras leves. Tubos en B.C.	1			
Jul-82		El cabezal fijo lado tubos presenta corrosión leve. Los tubos en la parte interna presentan ensuciamiento leve. Al exterior presentan B.C.				
May-85		Retirar el tubo marcado que presenta en su mitad una picadura de 1/8". Seccionarlo en dos mitades y entregarlo para cañuela. En los cabezales fijos y flotantes presenta corrosión general leve BC. Hay un tubo roto con picadura de 1/16", se cambian 2 tubos.	12			
Ene-86		Reentubar los haces del E-131A/B utilizando 700 tubos en material B-111-B de 3/4" O.D, BWG 16.				
Mar-86		Reentubado 100%				
May-87		Ensuciamiento general en los tubos, BC				
Ago-89		Tubos al interior y al exterior, varillas, baffles, Plat Imp, Cab fijo y float, todo en BC.				
Oct-90		Tubos al interior y al exterior, varillas, baffles, Plat Imp, Cab fijo y float, todo en BC.				
Ene-92		Salió de servicio intercambiador por tener tubos rotos. Quedó con 5.TT.	5			
May-94	E-131A	Exterior tubos en B.C. Interior tubos con depósitos de difícil remoción, picadura de 0.2 mm de prof y coloración roja. Recomendación de retirar 4 tubos para cañuelas y recuperar tuercas de las varillas. Este haz fue instalado en el E-134. En el E-131 A quedó instalado haz reentubado (que había sido removido del E-131B en Abril del 94) pero no entró el haz en el casco, finalmente se instaló en el E 131A.	1		E-134	
Sep-00		PIM-Z2-1323. Sacar a limpieza e inspección general en la parada del 02, sin retiro de tubos para cañuelas.				
Jul-03		Salió de servicio intercambiador por contaminación con destilado. Se encontró que este haz presenta CS en el hombro que conforma el área de sello con la T.C.F. Se recomienda realizar reparaciones con soldadura, maquinado y recuperar planitud.				

ANEXO E
Formato RBI de resumen de históricos por tag de
intercambiadores.

Número del Tag	Fecha de Inspección	Resultados Importantes	Notas
E-131A SH	May-63	INICIA OPERACIONES	Casco / boquillas
	Nov-64	No fue posible su inspección el haz no había sido sacado.	Casco / boquillas
	May-72	BC. Thk: 0.5"	Casco / boquillas
	Jun-73	BC. Thk: 0.5"	Casco / boquillas
	Ago-74	Picadura interna de 1/64". Thk: 0.48".	Casco / boquillas
	Abr-76	Presenta picadura de 1/64" en la parte interna y 1/32" en la parte externa. Corrosión general leve en la parte inferior. Thk: 0.44"	Casco / boquillas
	Abr-77	BC. Thk: 0.43"	Casco / boquillas
	Feb-79	No presenta corrosión BC. Thk: 0.42"	Casco / boquillas
	Abr-80	BC. Thk: 0.41"	Casco / boquillas
	Jul-82	Corrosión general leve, con picadura de 1/32" en área inferior. Thk: 0.42". Boquillas en B.C. Thk's: 0.82" y 0.86".	Casco / boquillas
	May-85	Corrosión general moderada con picadura leve. Thk: 0.42" a 0.45". Bqlls: Thk: 0.96", 0.87".	Casco / boquillas
	Mar-86	BC. Thk's: 0.44" - 0.5". Boquillas: 0.48" - 0.45".	Casco / boquillas
	Oct-87	CGL. B.C. Thk: 0.43"	Casco / boquillas
	May-87	Corrosión general leve, BC	Casco / boquillas
	Ago-89	BC. Thk: .46"	Casco / boquillas
	Oct-90	Pintura externa en mal estado. Interior con C.U. Thk: 0.46"	Casco / boquillas
	May-94	BC. Thk: 0.44"	Casco / boquillas
Sep-97	BC. Thk: 0.37"	Casco / boquillas	
E-131A HE	May-63	INICIA OPERACIONES	Canal / boquillas
	Nov-64	C.M con picadura. Thk: 0.48". Boquilla superior. 0.55"	Canal / boquillas
	May-72	BC. Thk: 0.55". Bqlls OK. Thks: 0.5"	Canal / boquillas
	Jun-73	BC. Thk: 0.46". Bqlla: 0.47" y 0.48"	Canal / boquillas
	Abr-76	Cambiar sección de platina divisoria del canal	Canal / boquillas
	Abr-77	Presenta corrosión tipo Pitting (Picadura de 1/16"). Thk: 0.44". Renovar pintura.	Canal / boquillas
	Feb-79	Pintura dañada por corrosión, esta buena en un 80%. presenta picadura de 1/16" de prof. Thk: 0.42".	Canal / boquillas
	Abr-80	Canal con Corrosión general severa y picadura de 3/32". Thk: 0.4". En las boquillas presenta corrosión general moderada y picadura de 1/16". Thk: 0.4" y 0.45".	Canal / boquillas
	Jul-82	Canal con corrosión severa con picadura de 1/16". Thk: 0.43". Las boquillas presentan corrosión severa con picadura de 1/16". Esp. Boquillas: 0.5"	Canal / boquillas
	May-85	Picadura moderada hasta 1/8". Thk: 0.36". Las boquillas presentan corrosión moderada y picadura muy leve. Thk's: 0.5"	Canal / boquillas
	Mar-86	CGM. Thk: 0.4" - 0.45". Boquillas: 0.5" - 0.5".	Canal / boquillas
	Oct-87	Canal con CGS y picadura de 1/8". Thk: 0.38"	Canal / boquillas
	May-87	Corrosión general severa con picadura de 1/8". Corrosión pronunciada en la boquilla de entrada se requiere rellenar con soldadura. Thks: 0.5" - 0.5".	Canal / boquillas
	Ago-89	Presenta corrosión severa con picadura de 1/8". y corrosión moderada en sus boquillas, Rec 422 para rellenar con E-6013.	Canal / boquillas
	Oct-90	Presenta corrosión severa. Thk: 0.38"	Canal / boquillas
	May-94	Canal con Corrosión severa. Thk: 0.42"	Canal / boquillas
	Sep-97	Corrosión general moderada y pérdida del área de sello de la PL divisoria por adelgazamiento, se recomienda cambiar la 6" últimas de la PL. Se le cambiaron los couplings de las boquillas. Thk: 0.38"	Canal / boquillas

EQUIPO
SERV:

E-131 A
Gasoleo y Ref. de Cima T131 / Agua

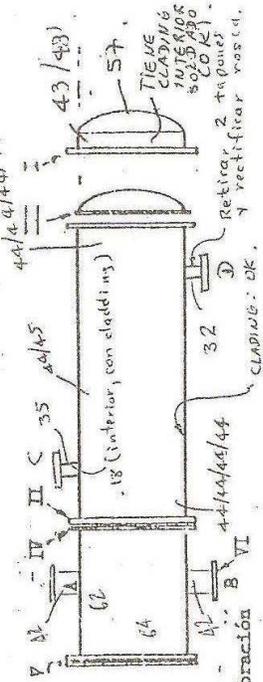
ANEXO F

Formato Calibración de Espesores y Velocidades de Corrosión.

Datos en milímetros de pulgada

Intervalo en años	1994-1997		1990-1997		1989 - 1997		1989 - 1997		1994-1997	
	mm	mm	mm	mm	mm	mm	mm	mm	mm	mm
TAPA CASCO	M1	480	480	480	480	480	480	480	480	480
	M2	480	480	480	480	480	480	480	480	480
	M3	480	480	480	480	480	480	480	480	480
	M4	480	480	480	480	480	480	480	480	480
	M5	480	480	480	480	480	480	480	480	480
	M6	480	480	480	480	480	480	480	480	480
	M7	480	480	480	480	480	480	480	480	480
	M8	480	480	480	480	480	480	480	480	480
	M9	480	480	480	480	480	480	480	480	480
	M10	480	480	480	480	480	480	480	480	480
	M11	480	480	480	480	480	480	480	480	480
	M12	480	480	480	480	480	480	480	480	480
Tapa Cabeza Flotante	M1	480	480	480	480	480	480	480	480	480
	M2	480	480	480	480	480	480	480	480	480
	M3	480	480	480	480	480	480	480	480	480
	M4	480	480	480	480	480	480	480	480	480
	M5	480	480	480	480	480	480	480	480	480
	M6	480	480	480	480	480	480	480	480	480
	M7	480	480	480	480	480	480	480	480	480
	M8	480	480	480	480	480	480	480	480	480
	M9	480	480	480	480	480	480	480	480	480
	M10	480	480	480	480	480	480	480	480	480
	M11	480	480	480	480	480	480	480	480	480
	M12	480	480	480	480	480	480	480	480	480
Carnal	M1	480	480	480	480	480	480	480	480	480
	M2	480	480	480	480	480	480	480	480	480
	M3	480	480	480	480	480	480	480	480	480
	M4	480	480	480	480	480	480	480	480	480
	M5	480	480	480	480	480	480	480	480	480
	M6	480	480	480	480	480	480	480	480	480
	M7	480	480	480	480	480	480	480	480	480
	M8	480	480	480	480	480	480	480	480	480
	M9	480	480	480	480	480	480	480	480	480
	M10	480	480	480	480	480	480	480	480	480
	M11	480	480	480	480	480	480	480	480	480
	M12	480	480	480	480	480	480	480	480	480
Casco	M1	480	480	480	480	480	480	480	480	480
	M2	480	480	480	480	480	480	480	480	480
	M3	480	480	480	480	480	480	480	480	480
	M4	480	480	480	480	480	480	480	480	480
	M5	480	480	480	480	480	480	480	480	480
	M6	480	480	480	480	480	480	480	480	480
	M7	480	480	480	480	480	480	480	480	480
	M8	480	480	480	480	480	480	480	480	480
	M9	480	480	480	480	480	480	480	480	480
	M10	480	480	480	480	480	480	480	480	480
	M11	480	480	480	480	480	480	480	480	480
	M12	480	480	480	480	480	480	480	480	480
Conexiones	M1	480	480	480	480	480	480	480	480	480
	M2	480	480	480	480	480	480	480	480	480
	M3	480	480	480	480	480	480	480	480	480
	M4	480	480	480	480	480	480	480	480	480
	M5	480	480	480	480	480	480	480	480	480
	M6	480	480	480	480	480	480	480	480	480
	M7	480	480	480	480	480	480	480	480	480
	M8	480	480	480	480	480	480	480	480	480
	M9	480	480	480	480	480	480	480	480	480
	M10	480	480	480	480	480	480	480	480	480
	M11	480	480	480	480	480	480	480	480	480
	M12	480	480	480	480	480	480	480	480	480

ANEXO G
Formato Inspección de 1990.



RE SITE DE INSPECCION
INTERCAMBIADORES.

Tipo: APS Equipo: E 152-B Fecha: _____

BC: Buenas Condiciones.
CA: Corrosión Moderada.
CS: Corrosión Severa.
P: Paredura.
E: Encrustamiento.
Tipos: L: Limpio, M: Moderado, S: Severo.
Notas: - Registrar datos de calibración en el dibujo.
- Toda inspección debe llevar la firma del Inspector.

Boquilla	
A	w
B	w
C	w
D	w

BC	CA	CS	P	M	Sell	E	FIRMA
Int	X					Fijo	
abot	X						
varillas	X						
ab. Flot	X					Flot.	

Inter	X	Fijo
Enter	X	OK
Ancla	X	OK
Base	X	Flot
Tierce	X	(VER NOTA A)
BoqEnt	X	
BoqSel	X	

CANAL	X	
ca. Can	X	
at. Div	X	
q. Entr	X	
o. Sel.	X	

seCab.F	X	OK
at. Div	X	
ca. Lom	X	
llos	NQ	TIENE.

se Casc	X	OK
---------	---	----

seques	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
--------	---	----	-----	----	---	----	-----	------

NOTAS: (1) RECOMENDACION N° 574 PARA CAMBIAR 2 TAPONES DE ESCAPE (O RECTIFICAR ROTCA): YA QUE PRESENTAN SIGNOS DE ESCAPE EN OPERACION.
 (2) Se solicitó cambiar impaque en la tapa ceniz. oct 12.90 por presentar fugas en operacion.
 PHX TUBOS OK. X-24190

ANEXO H
Formato de Inspección Actualizado de 2003.

REPORTE DE INSPECCIÓN INFORMACION GENERAL

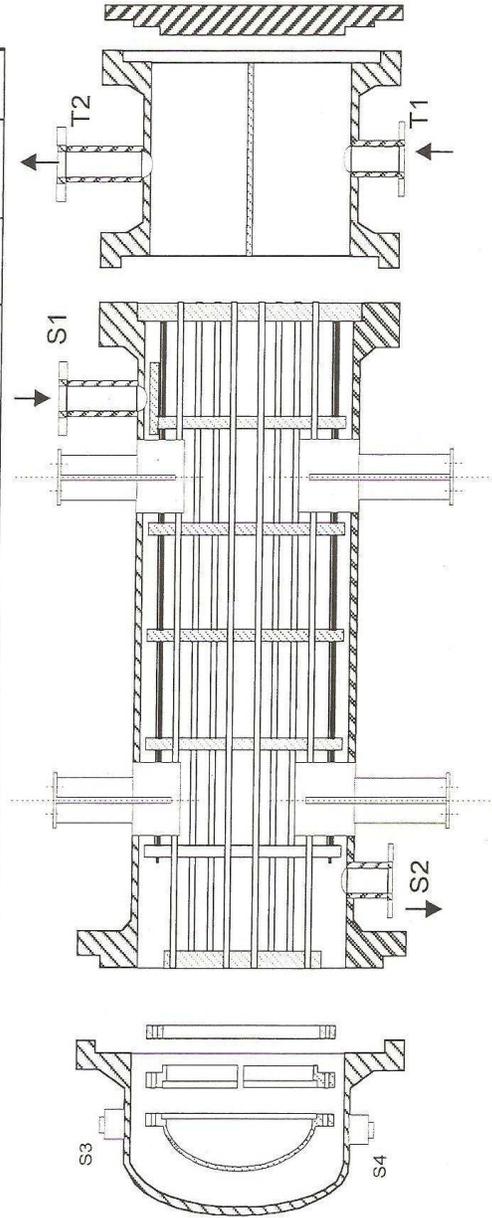
EQUIPO: SE-152 B	TIPO: AES	PREPARADO PARA: T/A JUL-2003
SERVICIO: CRUDO - GASOLEO	OT. 97385 REC. PIM-22-1348	

Fluido que maneja	Diseño	PRUEBA
TUBOS: CRUDO/LT	3/5" F 400 PSI	600 PSI
CASCO: GASOLEO	7/8" F 1.5 PSI	250 PSI

N°	SERVICIO:	SERIES
T1	inlet	ANSI 3000 WNLRF
T2	outlet	ANSI 3000 WNLRF
S1	inlet	ANSI 3000 WNLRF
S2	outlet	ANSI 3000 WNLRF
S3	VERTICAL	MARZ-AISI 304/304 RTF TAP
S4	drainage	MARZ-AISI 304/304 RTF TAP

MATERIALES COMPONENTES DEL INTERCAMBIADOR											
EQUIPO	CASCO	T. CASCO (1)	CANAL	T. CANAL	TCF	TUBERIA	CANTIDAD	DIAM.	LONG.	BWG	CABEZALES
E152B	SA-515-60 Clad410s	SA-516-60 Clad410s	A-516-60	A-515-70	SA-182F6 C11	SA-213-T5	321	3/4"	20'	14	SA182-F6

ESPESORES ORIGINALES Y CORROSION ALLOWANCE											
EQUIPO	CASCO			TAPA CASCO			CANAL			TCF	CORR. ALLOW
	CILINDRO	BOQ. SUP	BOQ. INF	CILINDRO	CAP	CILINDRO	BOQ. SUP	BOQ. INF	TAPA CAN.		
E152B	0.375	0.337	0.337	0.375	0.375	0.669	0.432	0.432	2.688	2.188	1/8CA, 1/8TU
FECHA	CILINDRO	BOQ. SUP	BOQ. INF	CILINDRO	CAP	CILINDRO	BOQ. SUP	BOQ. INF	TAPA C.	TCF	
May-94	0.42	0.32	0.32	0.42	0.42	0.67	0.44	0.43			



OBSERVACIONES: Ultimo espesor calibrado Cap Tapa Casco: 0.570" (Oct-90)

PLAN DE INSPECCIÓN

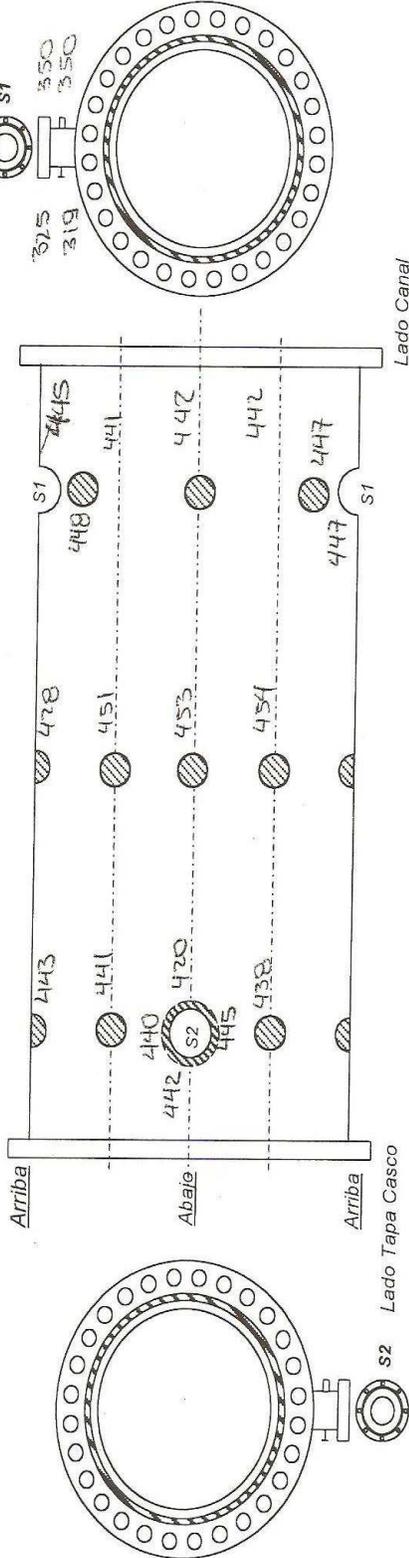
EQUIPO: **SE-152 B** TIPO: **AES** PREPARADO PARA: **T/A JUL-2003**
 SERVICIO: **CRUDO - GASOLEO** OT: **97385 REC. PIM-22-1348**

PLAN DE INSPECCION T/A Jul - 2003			
EQUIPO PARTE	MODO DE FALLA	ENSAYOS A REALIZAR	EXTENSIONES
Haz	Corrosión Exterior	Inspección Visual Calibración dimensional	Todo el Haz
	Corrosión Interior	Inspección Visual Inspección Cartuchos	OD en 10 sitios, Pandeo cabezales 4 Tubos Todo el Haz 4 Tubos
	Corrosión Interior	Inspección Visual	Todo el Haz
	Corrosión Interior	UT Espesores	Todo el Haz
Casco y Tapas	Picadura	UT Espesores	Todo las partes del Intercambiador Casco: 9 áreas, Boquillas (2); 2 áreas/boquilla Canal: 5 áreas, Boquillas (2); 2 áreas/boq. P.L. Divisional (D): 2 puntas/platina T.Casco: 2 áreas en cilindro; 3 áreas en cap T.C.Platina: 3 áreas
	Deformación	Dimensio namiento	De acuerdo con resultado Insp. Visual
	Corrosión Exterior	Dimensio namiento Inspección Visual	Pandeo de: Bridas Casco, Tapa Casco y Canal Ovalo de :casco Bajo aislamiento en: 100% Canal
Sillas y Anclajes Tierra		Inspección Visual Inspección Visual	Inspección Dos Sillas y sus anclajes 1 Conexión
OBSERVACIONES ESPECIALES: (1) Ubicar y dimensionar en los dibujos, las áreas con corrosión localizada y/o cualquier otro mecanismo de degradación. (2) Casco: Establecer Modo y Cauca de Falla de la boquilla interior. (3) HAZ: Equipo instalado nuevo en el montaje de la U50 en PR86. En general se ha encontrado en muy buen estado con un grado de corrosión leve. No ha presentado fallas.			
			Yo Bo Ejecuc. REPORTE REQUERIDO (1) Limpieza e inspección general (2) Refino de 4 tubos xa cañuelas

Para mas información detallada de los comentarios de la tabla hacer referencia al archivo (**Planes de Inspección CDU Julio 2003**)
 Ubicado en W:\GMM\Pim\Recomend\Reposteriores\CDU\gestion\EQUIPOS INTERVENIDOS 2003\UNIDAD 130\Intercambiadores

REPORTE DE INSPECCIÓN CASCO

EQUIPO: SE-152 B	TIPO: AES	VEL. CALIB.: FECHA: 03-07-20
SERVICIO: CRUDO - GASOLEO	INSPECTOR: D. TOLOSA / M. ESTUDIANAN	



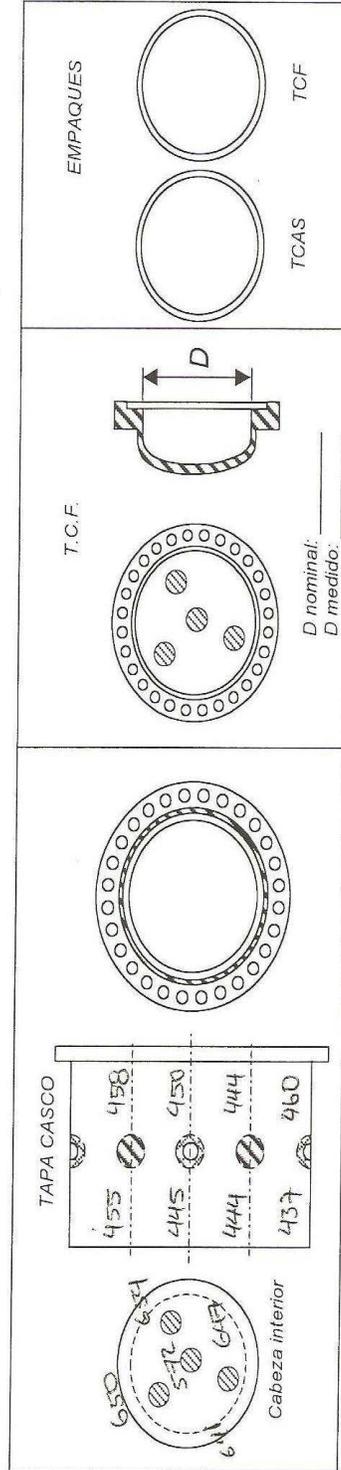
NOTAS: ① se observa. Interiormente Oxx B.C.

② La boquilla lado T.C. no se calibra por que en reporte figura para cambio. La soldadura interna de la Boquilla lado T.C. a cambiar presenta grieta Circunferencia de $\pm 1.5"$ permitiendo que el prodc TO viajara en el interior del cladding, presentando Posteriormente la falla por rotura.

LISTADO DE INSPECCIÓN - CASCO.	
PARTE	OK # NOTA
Cuerpo int.	①
Cuerpo ext.	②
Bornillos int.	
Bornillos ext.	
Counting boquillas.	
Bornillos auxiliares.	
Brida lado tapa casco.	
Brida lado canal.	
Pintura/ Aislamiento.	
Sillas.	
Arandelas.	
Flanges.	
Tierra.	
Tuberia anexo.	
Tubo de expansión.	
Traslape.	
Boya.	
L.C.N.	

REPORTE DE INSPECCIÓN TAPA CASCO / TCF

EQUIPO: SE-152 B	TIPO: AES	VEL. CALIB.: _____	FECHA: 03-07-20
SERVICIO: CRUDO - GASOLEO	INSPECTOR: A. Estopiñán / D. Tolosa		



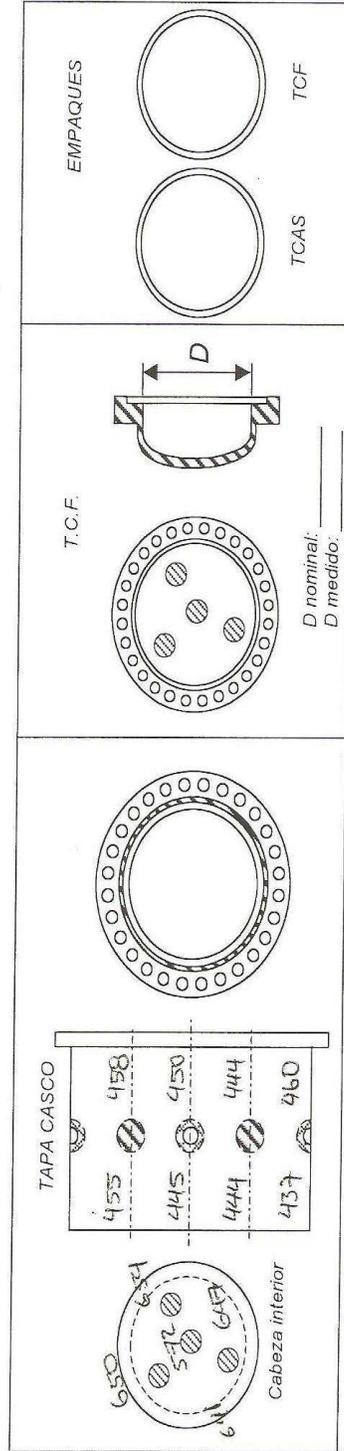
LISTADO DE INSPECCIÓN - T.Casco.	
PARTE	# NOTA
Cuerpo int.	✓
Cuerpo ext.	✓
Cabeza	✓
Brida	①
Esquella	NO
Esparragos	
Ventico	
Drenaje	
Pintura/Ablandamiento	✓
Linning	
Junta de expansión	

LISTADO DE INSPECCIÓN - T.C.F.	
PARTE	# NOTA
Cuerpo int.	
Cuerpo ext.	
Platina divisoria	
Brida	
Medias lunas	
Amillos	
Esparragos	
Empaque	
Linning	
Anodo de sacrificio	

NOTAS:
 T. casco ① area de sello en inoxidable OK - Pen-
 diente retirar Tapones, se observa escape por
 Tapas superior

REPORTE DE INSPECCIÓN TAPA CASCO / TCF

EQUIPO: SE-152 B	TIPO: AES	VEL. CALIB.: _____	FECHA: 03-07-20
SERVICIO: CRUDO - GASOLEO	INSPECTOR: M. Estopiñán / D. Tolosa		

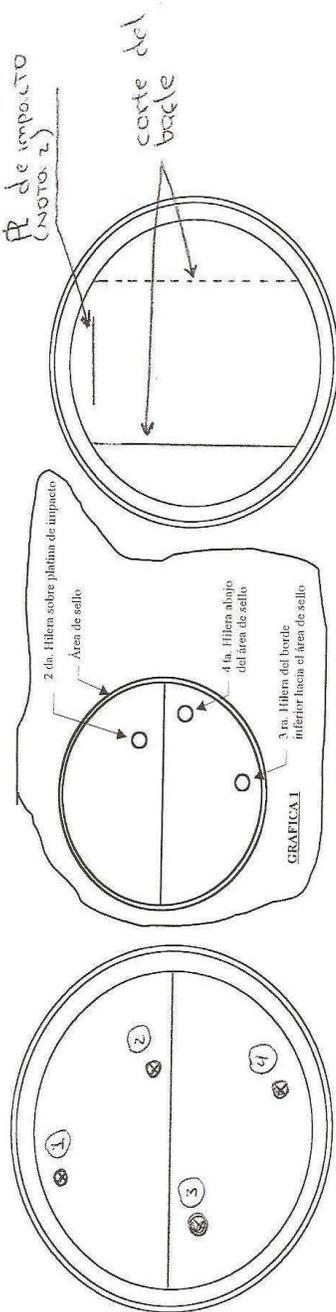


LISTADO DE INSPECCIÓN - T.Casco.	
PARTE	# NOTA
Cuerpo int.	OK
Cuerpo ext.	✓
Cabeza	✓
Brida	✓
Resquilla	NO
Esparragos	NO
Venteo	✓
Drenaje	✓
Pintura/Aislamiento	✓
Llaminj	✓
Junta de expansión	✓
LISTADO DE INSPECCIÓN - T.C.F.	
PARTE	# NOTA
Cuerpo int.	
Cuerpo ext.	
Platina divisoria	
Brida	
Medias lunas	
Anillos	
Esparragos	
Empaque	
Llaminj	
Anodo de sacrificio	

NOTAS:
 T. casco (I) área de sello en inoxidable OK - Per-
 diente retirar Tapones, se observo escape por
 Tapas superior

REPORTE DE INSPECCIÓN HAZ DE TUBOS

EQUIPO: SE-152 B	TIPO: AES	VEL. CALIB.: _____	FECHA: _____
SERVICIO: CRUDO - GASOLEO		INSPECTOR: _____	



ÁREA DE SELLO	INTERIOR	EXTERIOR	NOTA No.
CABEZAL FIJO	B.C.	B.C.	1

Superficies lisas sin defectos relevantes.

Cantidad de Tubos Taponados: Marcar con
 Cantidad de Tubos Obstruidos: Marcar con
 Tubos para Cañuelas: No Sí Marcar con

OBSERVACIONES:

1. Cabezales en buenas condiciones, sin corrosión, área de sello en buen estado, tubería en buenas condiciones, no corrosión exterior, no pandeo, baffles y tensores en buenas condiciones, no corrosión en general, el haz se encuentra en buenas condiciones, no tiene tubos taponados. Se marcaron 4 tubos para extraer cañuelas. Como se aprecia en la grafica 1
2. Según el dibujo la entrada del fluido lado casco se hace desde arriba por el lado cabezal fijo, pero la platina de impacto esta en el parte superior lado cabezal flotante.
3. Nota A: corrosión uniforme generalizada moderada con picadura distribuida a lo largo de los tubos superiores, la picadura se hace mas severa, en el lado cabezal flotante. 0.2mm Prof. y 1mm dia. Con formación de cintura.
 Nota B: corrosión uniforme generalizada leve con picadura distribuida, pero en menor proporción que en la parte superior.
 Nota C: en la parte inferior del haz solo se observa corrosión uniforme generalizada.

ÁREA DE SELLO	INTERIOR	EXTERIOR	NOTA No.
CABEZAL FLOTANTE	B.C.	B.C.	0.C

Superficies lisas, sin defectos relevantes.

CHECKLIST	METALURGIA	Vo.Bo.	NOTA No.
CAB. Fijo Lado tubos	A 182 F6A	OK	1
CAB. Fijo Lado Casco	A 182 F6A	OK	
CAB. FTE Lado Tubos	A 182 F6A	OK	
CAB. FTE Lado Casco	A 182 F6A	OK	
Tubería Interior		OK/BC	
Tubería Exterior		OK	3
Baffles Lamina		OK/BC	
Baffles Huecos		OK/BC	
Platina de Impacto		OK	2
Platinas espaciadoras		N/A	
Tubos Espaciadores		OK	BC
Varillas Tensoras		BC	

EQUIPO: E-152B		INSPECTOR: Carlos Hernando Patiño		FECHA: 08-08-2003	
LADO CABEZALES		SECTOR BAFLES			
OTROS					
A	NO	E	NO	K	NO
B	NO	F	NO	L	NO
C	NO	G	NO	M	NO
D	NO	H	SI	J	NO
I	SI	I	SI	V. SUPERIOR	NO
V. FRONTAL	Profundidad máxima J	V. SUPERIOR	NO	V. FRONTAL	Profundidad máxima J

NOTAS:

Exteriormente: (1) Casquetes: Zonas dentro de los cabezales casi originales, sin ataque corrosivo apreciable. CGU leve, con rugosidad aproximada a lija 400. Picadura uniformemente distribuida de 1 mm de diámetro máx, y de 0.1 prof máx. (2) Zonas intermedias: CGU de aspecto lija 400. Picadura generalizada moderada en el 30% de las cañuelas. Diámetro máx= 2mm. Prof máx: 0.25 mm. Resto de tubos con picadura tipo punta de aguja, de diámetro máx: 0.8 mm y Prof: 0.1 mm máx.

Interiormente: (1) Casquetes: CGU moderada, con aspecto similar a lija 200, con picadura moderada generalizada, no uniforme; pequeñas agrupaciones de picaduras de diámetro máximo= 2mm y Prof= 0.5 mm máx, espaciadas aproximadamente dada 3.5 cms en promedio. (2) En zonas intermedias de los tubos: CGU con rugosidad similar a lija 50 en el peor de los casos. Esta rugosidad permanece en aproximadamente en el 40% de las cañuelas. En las demás, la rugosidad disminuye a un aspecto lija 300. Además, se encontró picadura generalizada uniformemente distribuida. Diámetro Máx= 3 mm. Prof máx: 0.6 mm. Las cañuelas con picadura más profundas corresponden a las que tienen menor rugosidad producto de la CGU. En las superficies más rugosas, la picadura es tipo punta de aguja. Diámetro = 0.8 mm máx; Prof= 0.2 mm máx. Nota: La CUG interior es más severa que la interior.

FECHA PROXIMA INSPECCION DEL HAZ: _____

ANEXO I
Certificado de la Gerencia Técnica.

GERENCIA COMPLEJO BARRANCABERMEJA



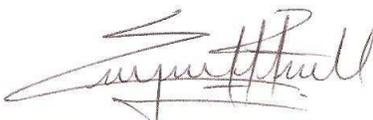
CERTIFICO

Que **RAMIRO GUTIERREZ JIMENEZ**, identificado con la cedula de ciudadanía No. 91.538.914 expedida en Bucaramanga y registro interno Z-2241, realizó su etapa productiva, en la Gerencia Complejo Barrancabermeja, en la Coordinación de Inspección e Integridad de Equipos, como ESTUDIANTE EN PRACTICA INDUSTRIAL, el 06 de Junio de 2007 hasta el 12 de Diciembre de 2007.

Siendo sus principales labores la documentación de la base de datos requerida para el estudio de RBI en la unidad de destilación U-130/150, el diagnostico del riesgo de falla de las líneas de proceso de las unidades topping con base en los criterios de la metodología RBI, desarrollo del programa de inspección y mantenimiento para los equipos estacionarios que pueden intervenir en el mantenimiento del día a día en las unidades de Refinación y el entrenamiento básico como inspector de equipos.

Se expide la siguiente constancia en Barrancabermeja a los veintitrés (23) días del mes de Noviembre de 2007, a solicitud del interesado.

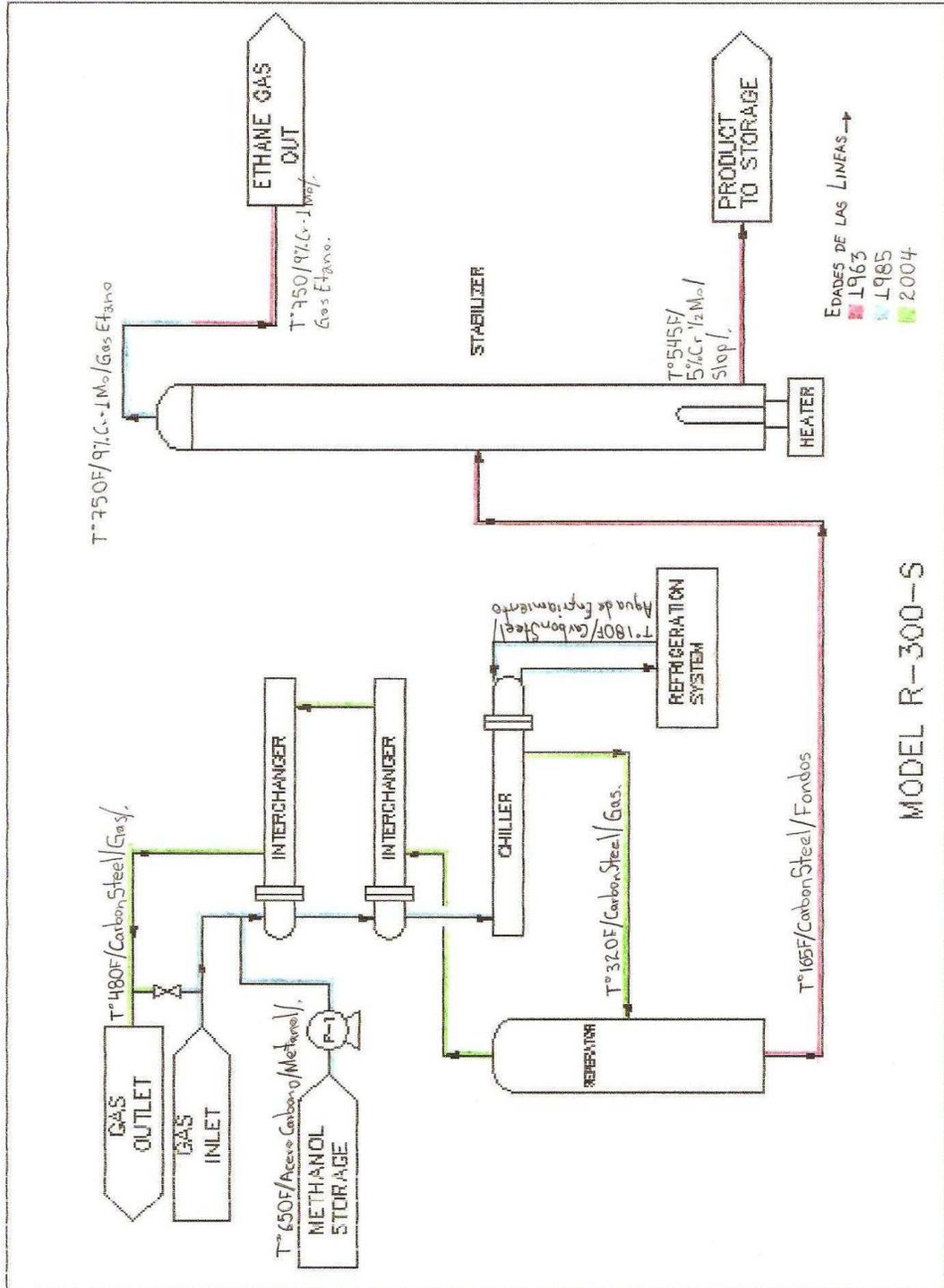

JOSE URIEL CAMACHO MENDOZA
Gerente Técnico (E) GCB


EDGAR CASTIBLANCO FAJARDO
Coordinador de Inspección e Integridad de Equipos

ANEXO J

Ejemplo de P&ID

(Tomado de http://www.petrogas.org/_borders/R-300-S_PID.jpg)



ANEXO K
Formato Líneas Críticas U130/150

	LISTADO DE LINEAS CRITICAS					30/10/2007
	U - 130/150					Realizó: Ramiro Gutiérrez J. Estudiante en Practica
COORDINACION INTEGRIDAD E INSPECCION DE EQUIPO						

SERVICIO	LINEAS	P&ID EE	TEMP	METALURGI ^a	EDAD	EQUIPO REFERENCIA DE UBICACIÓN EN P&IDs	NOTA	CIRCUITOS
CRUDO	8"-CRD-406-006	406	444 OP	C.S	2003	E-140 / E-146		7
CRUDO	8"-CRD-406-006	406	450 OP	C.S	2003	E-146 / E-144		7
CRUDO	8"-CRD-403-003	406	508 OP	C.S	1990	E-146 / E-144		4
CRUDO	4"-CRD-406-034	406	466 OP	C.S	2003	E-144 / PSV-10037		7
CRUDO	8"-CRD-403-004	406	515 OP	C.S	1990	E-144 HE		4
ACPM	6"-KER-404-014	407	500 OP	C.S	1990	T-150 / P-157A/B		4
ACPM	6"-KER-404-018	407	500 OP	C.S	1990	DESCARGA P-157A/B		4
ACPM	6"-PRO-001-150-152	497-495	530 OP	H3-2(9% Cr)	1985	P-167 A/B - E-163A	Al parecer el nombre correcto es 6"- PRO-011-150-152	4
ACPM	8"-DSO-497-006	407	483 OP	C.S	2003	T-150 / T-151B		7
ACPM	6"-PRO-012-150-138	498-497	530 OP	H1-2(C.S)	1985	T-151B / T-150		3
ACPM	6"-DSO-404-013	407	530 OP	C.S	1990	T-150		4
ACPM	6"-DSO-404-033	408	500 OP	C.S	1990	P-163C/D		4
ACPM	4"-PRO-013-150-146	498-494	480 OP	H3-2(9% Cr)	1985	P-163 C/D / E-151A/B		4
ACPM	2"-DSO-404-040	404	476 OP	C.S	2003	E-151A / PSV15040		7
ACPM	4"-DSO-401-024	404	500 OP	C.S	1990	E-151A		4
ACPM	6"-DSO-401-028	407	500 OP	C.S	1990	E-160		4
ACPM	6"-DSO-404-028	407	460 OP	C.S	1990	E-160/T-150		4
ACPM	6"-DSO-404-007	407	460 OP	C.S	1990	E-160/T-150		4
ACPM	8"-DSO-406-014	406	470 OP	C.S	2003	E-140 / E-146		7
GAS OIL	10"-PRO-015-150-160	497 - 498	640 OP	9% Cr	1985	T-150 / T-151A	Al parecer el nombre correcto es 4"- PRO-015-150-167	5
GAS OIL	6"-PRO-015-150-162	498-497	640 OP	5% Cr	1985	T-151C / T-150		3
GAS OIL	4"-PRO-016-150-167	498	600 OP	9% Cr	1985	FONDO T-151C / P-166C/D		5
GAS OIL	3"-PRO-016-150-168	498	600 OP	H3-2(9% Cr)	1985	P-166C/D		4
GAS OIL	6"-DSO-401-028	402	500 OP	C.S	1990	E-152B		4
GAS OIL	2"-DSO-401-037	492-498	484 OP	C.S	1990	E-152B		4
CRUDO REDUCIDO Y CARGA H-130	V-1301-3"	501	577 OP	C.S	1983	D-131		1
CRUDO REDUCIDO Y CARGA H-130	3"PRO-017-150-180	501-497	650 OP	5% Cr	1985	D-131		3
CRUDO REDUCIDO Y CARGA H-130	6"PRO-018-150-189	501	710 OP	9% Cr	1985	D-131		5
CRUDO REDUCIDO Y CARGA H-130	4"-AS P-501-006	501	550 OP	C.S	2003	LV-1301		6
DESTILADO LMANO	0-1400-4"	503-504	760 DIS	C.S	1983	T-131/T-132A		1
DESTILADO LMANO	0-1401-8"	504-503	760 DIS	C.S	1983	T-132CMA		1
DESTILADO LMANO	8"-GLS-503-023	503	580 DIS	C.S	2003	T-131		7
DESTILADO LMANO	3"-LDI-406-029	504-493	493 OP	C.S	1990	P-134 A/B		4
DESTILADO LMANO	3"-GLS-493-021	493	472 OP	C.S	2003	E-162 SH		7
DESTILADO LMANO	0-1405-3"	505	575 OP	C.S	1983	E-163 SH		1
DESTILADO PESADO	0-1368-8"	504-503	760 DIS	C.S	1983	T-132B/T-131		1
DESTILADO PESADO	3"-HDI-406-026	504-496	620 OP	C.S	1990	P-135 A/B - E-145HE		3
DESTILADO PESADO	3"-GLS-495-017	495-494	460 OP	C.S	2003	E-145HE		6
DESTILADO CILINDRO	0-1370-4"	503-504	760 DIS	C.S	1983	T-131/T-132C		1
DESTILADO CILINDRO	0-1371-8"	504-503	760 DIS	C.S	1983	T-132C/T-131		1
DESTILADO CILINDRO	0-1378-2 1/2"	504-505	730 OP	5% Cr	1983	P-136A/B / E-135		2
FONDOS T-131	0-1320-6"	503	760 DIS	5% Cr	1983	D-133		2
FONDOS T-131	0-1322-4"	503	760 DIS	5% Cr	1983	D-133		2
FONDOS T-131	4"-PLR-403-010	495	565 OP	C.S	1990	E-144SH		4
FONDOS T-131	4"-PLR-402-007	495-494	565 OP	C.S	1990	E-144SH/E-132SH		4
FONDOS T-131	4"-AS P-494-025	494	460 OP	C.S	2003	E-132SH		6
FONDOS T-131	4"-AS P-494-026	494	600 DIS	C.S	2003	E-132SH		6
RECICLO T-131	0-1360-4"	503	760 DIS	5% Cr	1983	D-135		2



**LISTADO DE LINEAS CRITICAS
U - 130/150**

COORDINACION INTEGRIDAD E INSPECCION DE EQUIPO

30/10/2007

Realizó:
Ramiro Gutiérrez J.
Estudiante en
Práctica

ANEXO L

Formato Líneas de Mayor Criticidad U130/150

SERVICIO	LINEAS	PID EF-	TEMP	METALURGIA	EDAD	EQUIPO REFERENCIA DE UBICACION EN P&ID'S	NOTA	CRITICIDAD	LAZO DE CORROSION	RIESGO	S-RBI		COMENTARIO
											CONSECUENCIA ECONOMICA DE FALLA (Kd dolars)	TIEMPO FUERA DE SERVICIO (Horas)	
CRUDO REDUCIDO Y CARGA H-130	V-1301-3"	501	577 OP	C.S	1983	D-131 /T-150	EQUALIZING LINE	1	LC-150-05	N	10	52	COSTO DE OPERACION
DESTILADO LIVIANO	O-1400-4"	503-504	750 DIS	C.S	1983	T-131/T-132A		1	LC-150-05	L	44,892	52	U-130 FFS
DESTILADO LIVIANO	O-1401-8"	504-503	750 DIS	C.S	1983	T-132A /T-131		1	LC-150-05	L	44,892	52	U-130 FFS
DESTILADO LIVIANO	O-1405-3"	505	575 OP	C.S	1983	E-162 /E-133 SH		1	LC-150-06	M	44,892	52	U-130 FFS
DESTILADO PESADO	O-1368-8"	504-503	750 DIS	C.S	1983	T-132B/T-131		1	LC-150-05	L	44,892	52	U-130 FFS
DESTILADO CLINDRO	O-1370-4"	503-504	750 DIS	C.S	1983	T-131/T-132C		1	LC-150-05	L	44,892	52	U-130 FFS
DESTILADO CLINDRO	O-1371-18"	504-503	750 DIS	C.S	1983	T-132C/T-131		1	LC-150-05	L	44,892	52	U-130 FFS
DESTILADO CLINDRO	O-1378-2.1/2"	504-505	730 OP	5%Cr	1983	P-136AB /E-135		2	LC-150-05	L	44,892	52	U-130 FFS
FONDOS T-131	O-1320-6"	503	750 DIS	5%Cr	1983	T-131 /D-133		2	LC-150-05	L	143,1303	52	U-130 FFS Y 21% REDUCCION DE CARGA EN U-150
FONDOS T-131	O-1322-4"	503	750 DIS	5%Cr	1983	D-133 /T-131		2	LC-150-05	L	143,1303	52	U-130 FFS Y 21% REDUCCION DE CARGA EN U-150
RECICLO T-131	O-1350-4"	503	750 DIS	5%Cr	1983	T-131 /D-135		2	LC-150-05	L	44,892	52	U-130 FFS
RECICLO T-131	O-1355-6"	503	750 DIS	5%Cr	1983	D-135P-138B/C		2	LC-150-05	L	10	52	D-133 SE PUEDE BYPASSER COSTOS DE REPARACION
RECICLO T-131	O-1360-1.1/2"	503-501	1000 DIS	5%Cr	1983	P-188B/C /D-131		2	LC-150-05	L	10	52	D-133 SE PUEDE BYPASSER COSTOS DE REPARACION
RECICLO T-131	O-1359-1.1/2"	503	1000 DIS	5%Cr	1983	P-188B/C /T-131		2	LC-150-05	L	10	52	D-133 SE PUEDE BYPASSER COSTOS DE REPARACION
GASOIL LIVIANO REFLUJO CIMA	O-1430-8"	503	750 DIS	C.S	1983	T-131 /P-133AB		1	LC-150-08	H	161,91	52	REDUCCION DE CARGA 21% PARADA LADO VACIO
GASOIL LIVIANO REFLUJO CIMA	O-1434-3"	503	750 DIS	C.S	1983	P-133AB /T-131		1	LC-150-08	H	161,91	52	REDUCCION DE CARGA 21% PARADA LADO VACIO
GASOIL LIVIANO REFLUJO CIMA	O-1433-6"	503-492-505	350 OP	C.S	1983	P-133AB /E-138 /E-131AB		1	LC-150-08	H	161,91	52	REDUCCION DE CARGA 21% PARADA LADO VACIO
GASOIL LIVIANO REFLUJO CIMA	O-1436-6"	505	120 OP	C.S	1983	E-181B SH /T-131		1	LC-150-08	H	161,91	52	REDUCCION DE CARGA 21% PARADA LADO VACIO
REFLUJO MEDIO T-131	O-1417-6"	503	750 DIS	C.S	1983	T-131 /P-139C/D		1	LC-150-05	L	161,91	52	REDUCCION DE CARGA 21% PARADA LADO VACIO
REFLUJO MEDIO T-131	O-1422-4"	505-503	465 OP	C.S	1983	E-141A /T-131		1	LC-150-05	L	161,91	52	REDUCCION DE CARGA 21% PARADA LADO VACIO

ANEXO M

Imágenes de RRM para aplicación RBI

Criticality Matrix - RBI

Analysis type: Tag
 Item: T-132A
 Failure mode: Internal corrosion

Notes:

Shell standard matrix

		SIF	RRM Criticality Class				
Probability Class	H	High	L	H	E	X	X
	M	Medium	L	M	H	E	X
	L	Low	N	L	M	H	E
	N	Negligible	N	N	L	M	H
Economics (USD)			Slight Damage <10k	Minor Damage 10-100k	Local Damage 0,1 - 1M	Major Damage 1-10M	Extensive Damage >10M
Health and Safety			Slight injury	Minor injury	Major injury	Single Fatality	Multiple Fatalities
Environment			Slight Effect	Minor Effect	Localised Effect	Major Effect	Massive Effect
Consequence Classes			N	L	M	H	E

All criticalities of tags for this loop

View History

Close

Consequence of Failure Questionnaires; Economic Damage

Direct Simple Detailed

Analysis type: Tag
 Item: T-132A
 Failure mode: Internal corrosion

Shell standard matrix

Economics (USD)

Health and Safety

Environment

Consequence Classes

All criticalities of tags for this loop

View History

Close

Production losses

Down time: 88 hr = 791.648 k

Reduced throughput: 0 hr @ 0 % red. = 0.00 k

Miscellaneous: = 0 k

Total production losses using PLE: Ecuacion de per = 791.648 k

Repair costs

Materials / Equipment = 10 k

Fixed contractor costs = 0 k

Miscellaneous: = 0 k

Total repair costs: 10 k

Labour

Craftsmen: 0 mhrs = 0 k

Operator: 0 min = 0 k

Staff: 0 mhrs = 0 k

Contractor: 0 mhrs = 0 k

Total labour: 0 k

Total economic consequence: 801.648 k

Economic consequence class: M

Currency: Dollar

Labour Rate: TARIFAS

Analysed = Detailed

Cancel

OK

Close

ANEXO N
Listado de Equipos U-130/150

U-130/150							
EQUIPO	FECHA INSTALACION	FECHA INSPECCIONES				OBSERVACIONES	
INTERCAMBIADORES							
E131A	May-83						
E131B	May-83						
E132	May-83						
E133	May-83						
E134	May-83						
E135	May-83						
E136C	May-83						
E137	Jun-03						
E138	Jun-03						
E139A	Jun-03					Antiguo E206B	
E139B	Jun-03					Antiguo E206C	
E140	May-83						
E141	May-83						
E141A	1990					tipo doble tubo	
E142	1990						
E143	1990						
E144	1990						
E145	1990					Antiguo E255	
E146	1990						
E147	1990					Antiguo E139 (original 1985)	
E148A	1990					Antiguo E2001	
E148B	1990					Antiguo E2003	
E149	Jun-03						
E150C	Jun-03					Reemplazo el E150A	
E150D	Jun-03					Reemplazo el E150B	
E151A	Nov-85						
E151B	Nov-85						
E152A	Nov-85						
E152B	Nov-85						
E153A	Nov-85						
E153B	Nov-85						
E154	Nov-85						
E155A	Nov-85						
E155B	Nov-85						
E156	Nov-85					Aerorefrigeradores	
E157	Nov-85					Aerorefrigeradores	
E158	Nov-85					Aerorefrigeradores	
E159	Nov-85						
E160	Nov-85						
E161A	Nov-85						
E161B	Nov-85						
E162	Jun-03					Nuevo de 1990	
E163							
E164							
E165	1990					Antiguo E253	
E166	1990						
E167	Jun-03					Antiguo E203	
E168	Jun-03					Antiguo E202	
E169A	Jun-03					Aerorefrigeradores	
E169B	Jun-03					Aerorefrigeradores	
E169C	Jun-03					Aerorefrigeradores	
E170A	Jun-03					Aerorefrigeradores	
E170B	Jun-03					Aerorefrigeradores	
TAMBORES							
D115							
D131	May-83						
D133	May-83						
D134	May-83						
D135	May-83						
D139							
D150	Nov-85						
D151	Nov-85						
D152	Nov-85						
D153	Nov-85						
D154	Nov-85						
D155	Nov-85						
D156	Nov-85						
D157	Nov-85						
D158	Nov-85						
D159	Nov-85						
D160	Nov-85						
D161							
D161A							
D162	Jun-03					acumulador cima T152	
TORRES							
T150	Nov-85						
T151A	Nov-85						
T151B	Nov-85						
T151C	Nov-85						
T152	Jun-03					Torre pre-flash	
T131	May-83						
T132A	May-83						
T132B	May-83						
T132C	May-83						
HORNOS							
H150	Nov-85						
H130	Jun-03					Reemplazo H131 con diseño similar	
EYECTORES							
SJ130	1990						
SJ131A	1990						
SJ131B	1990						
SJ131C	1990						
SJ132A	1990						
SJ132B	1990						
SJ132C	1990						
SJ133	1990						

ANEXO O

Formato de Clasificación según Mantenimiento Equipos U-130/150

ECC PETROL		LISTADO DE EQUIPOS U-130/150		31/10/2007
COORDINACION INTEGRIDAD E INSPECCION DE EQUIPO				Realizó: Ramiro Gutierrez J. Estudiante en Practica
EQUIPO	SERVICIO	MANTENIMIENTO		NOTA
		DIA A DIA	PARADA DE PLANTA	
TORRES				
T-131	Torre de vacío		PARADA DE PLANTA	
T-150	Torre atmosférica		PARADA DE PLANTA	
T-151A	Torre despojadora Jet		PARADA DE PLANTA	
T-151B	Torre despojadora ACPM		PARADA DE PLANTA	
T-151C	Torre despojadora GOA		PARADA DE PLANTA	
T-152	Torre Preflash		DIA A DIA	Con D-162 y E-169A/B/C, en corrida Naftenico mezclado por mínimo 15 días para ejecución de trabajos.
DRUMS				
D-115	Tambor aire instrumentos lado vacío		PARADA DE PLANTA	
D-131	Tambor crudo reducido carga H130		PARADA DE PLANTA	
D-133	Tambor acumulador fondos vacío T131		PARADA DE PLANTA	
D-134	Acumulador de Cima		PARADA DE PLANTA	
D-135	Acumulador de Reciclo T131		PARADA DE PLANTA	
D-139	Decoquizador		DIA A DIA	Actualmente F/S
D-150	Acumulador de cima T150		PARADA DE PLANTA	
D-151	Tambor agua al desalador		PARADA DE PLANTA	
D-152	Desalador		PARADA DE PLANTA	
D-153	Tambor desgasificador agua del desalador		PARADA DE PLANTA	
D-154	Tambor gas combustible		PARADA DE PLANTA	
D-155	Tambor aire instrumentos		PARADA DE PLANTA	
D-156	Tambor circulación soda		PARADA DE PLANTA	
D-159	Separador descarga válvulas seguridad		PARADA DE PLANTA	
D-161	tambor Vapor sello bombas		PARADA DE PLANTA	
D-161A	Tambor de vapor de sello		PARADA DE PLANTA	
D-162	Acumulador cima T152		DIA A DIA	Con la T152 y E-169A/B/C, en corrida Naftenico mezclado por mínimo 15 días para ejecución de trabajos.
INTERCAMBIADORES				
E-131A	Enfriador de Gasoleo T131		PARADA DE PLANTA	
E-131B	Reflujo de Cima T131- agua enfriamiento		PARADA DE PLANTA	
E-132	Asfalto - crudo		DIA A DIA	E-141 debe estar disponible y hacerle manto antes de la parada
E-133	Destilado Liviano T131 - Agua Enfriam		DIA A DIA	
E-134	Destilado Pesado - Agua Enfriam		DIA A DIA	
E-136C	Asfalto - Crudo		DIA A DIA	E-141 debe estar disponible y hacerle manto antes de la parada para que trabaje en arrancada. Tener en cuenta en soar el E-136C y E132 juntos, mejor época comida de Cupiagua
E-137	crudo - Destilado Medio parafinico		DIA A DIA	En corrida Cupiagua y en operación E-145
E-138	Reflujo Sup. T131- crudo		PARADA DE PLANTA	
E-139A	Crudo - reflujo inferior T131		PARADA DE PLANTA	
E-139B	Crudo - reflujo inferior T132		PARADA DE PLANTA	
E-140	Vapores cima T-131- agua enfriam		PARADA DE PLANTA	
E-141	Fondos Vacío - Agua Enfriam		DIA A DIA	Debe ejecutarse el MDD antes de T/A para garantizar que el E-132 se haga despues de T/A
E-141A	Reflujo Medio T-131 - Agua Enfriam		PARADA DE PLANTA	
E-142	Vapores cima T131 - Agua Enfriam		PARADA DE PLANTA	
E-143	Vapores cima T131 - Agua Enfriam		PARADA DE PLANTA	
E-144	Crudo - Fondos Vacío		DIA A DIA	En corrida Cupiagua y disponibles E-141, E-136C y E132.
E-145	Crudo - Destilado Medio		DIA A DIA	En corrida Cupiagua y disponibles E-134, E-137
E-146	Reflujo Inferior T150- crudo		PARADA DE PLANTA	
E-149	Reflujo Inferior T150- crudo		PARADA DE PLANTA	
E-150C	Crudo - Gases de Cima T150		DIA A DIA	En corrida Naftenica
E-150D	Crudo - Gases de Cima T150		DIA A DIA	En corrida Naftenica
E-151A	Crudo - ACPM		PARADA DE PLANTA	
E-151B	Crudo - ACPM		PARADA DE PLANTA	
E-152A	Crudo - Gasoleo		PARADA DE PLANTA	
E-152B	Crudo - Gasoleo		PARADA DE PLANTA	
E-153A	Crudo - Reflujo Medio T150		DIA A DIA	En corrida Cupiagua y disponibles E-156 y E-168
E-153B	Crudo - Reflujo Medio T150		DIA A DIA	
E-156	Enfriador de Queroseno		PARADA DE PLANTA	
E-157	Enfriador de ACPM		PARADA DE PLANTA	
E-158	Enfriador de Gasoleo		PARADA DE PLANTA	
E-159	Enfriador Reflujo Medio T150		DIA A DIA	
E-160	Enfriador Reflujo Inferior T150		DIA A DIA	
E-161A	Agua afluente - Agua efluente D152		PARADA DE PLANTA	
E-161B	Agua afluente - Agua efluente D152		PARADA DE PLANTA	
E-162	Destilado Liviano - Agua Afluente al Desalador		DIA A DIA	En corrida Cupiagua y disponibles E-161 A/B y limpios
E-163	Jet - Agua Enfriam		DIA A DIA	Disponibles los Aeroenfriadores
E-164	ACPM - Agua Enfriam		PARADA DE PLANTA	
E-165	Reflujo medio T150 - Agua Enfriam		DIA A DIA	Actualmente F/S fue intervenido en 2007 esta limpio
E-167	Jet A - crudo		DIA A DIA	En corrida Cupiagua y disponibles E-156 y 153
E-168	Reflujo medio atmosferico - crudo		DIA A DIA	disponibles E-163 A/B
E-169A	Condensador gases cima T152		DIA A DIA	En corrida Naftenica para no sobrecargar T150
E-169B	Condensador gases cima T152		DIA A DIA	En corrida Naftenica para no sobrecargar T150
E-169C	Condensador gases cima T152		DIA A DIA	En corrida Naftenica para no sobrecargar T150
E-170A	Condensador gases cima T150		DIA A DIA	En corrida Naftenica y disponibles E-150C/D
E-170B	Condensador gases cima T150		DIA A DIA	En corrida Naftenica y disponibles E-150C/D
HORNOS				
H-150	Horno Atmosferico		PARADA DE PLANTA	
H-130	Horno de vacío		PARADA DE PLANTA	
EYECTORES				
J-130	Elector primario		PARADA DE PLANTA	
J-131A	Elector secundario		PARADA DE PLANTA	
J-131B	Elector secundario		PARADA DE PLANTA	
J-131C	Elector secundario		PARADA DE PLANTA	
J-132A	Elector terciario		PARADA DE PLANTA	
J-132B	Elector terciario		PARADA DE PLANTA	
J-132C	Elector terciario		PARADA DE PLANTA	
J-133	Elector booster		PARADA DE PLANTA	

Se consultó a: ARVEY QUILINDO - Ing. Confiabilidad
ALCANCE T/A U-130/150 DE 2008

ANEXO P
Programa MDD U-130/150

	LISTADO DE EQUIPOS U - 130/150	30/10/2007 Realizó: Ramiro Gutiérrez J. Estudiante en Practica
	COORDINACION INTEGRIDAD E INSPECCION DE EQUIPO	

PROGRAMA CON 1 AÑO DE ATRASO

Tag	Modo de Falla	Ubicación	Método de Inspección	Detalle	Frecuencia	Próxima Inspección	Última Inspección
E-132 HE	Internal corrosion	Canales	IV		twelve years	Ago-2015	Jul-2003
E-132 HE	Internal corrosion	Canales	UT espesores		twelve years	Ago-2015	Jul-2003
E-132 HE	External corrosion	Canales	IV	Estrategia 3	twelve years	Ago-2015	Jul-2003
E-132 HE	External corrosion	Canales	UT espesores		twelve years	Ago-2015	Jul-2003
E-132 TI	Internal corrosion	Tubos	IV		Six year	Jul-2009	Jul-2003
E-132 TI	Internal corrosion	Tubos	cañuelas		Six year	Jul-2009	Jul-2003
E-132 SH	Internal corrosion	Casco interior	IV		six years	O ct-2009	Jul-2003
E-132 SH	Internal corrosion	Casco interior	UT espesores		six years	O ct-2009	Jul-2003
E-132 TO	Internal corrosion	Tubos	IV	Durante limpieza programada del haz	three years	Jul-2006	Jul-2003
E-132 TO	Internal corrosion	Tubos	cañuelas		Once every ten years	Jul-2013	Jul-2003
E-133 SH	Internal corrosion	Casco interior	IV	Calibración zona parchada	three years	Jul-2006	Jul-2003
E-133 SH	Internal corrosion	Casco interior	UT espesores	Calibración zona parchada	three years	Jul-2006	Jul-2003
E-133 SH	External corrosion	Casco ext.	IV	Estrategia 1	Once per year	Jul-2004	Jul-2003
E-133 SH	External corrosion	Casco ext.	UT espesores	Estrategia 1	Once per year	Jul-2004	Jul-2003
E-133 TO	Internal corrosion	Tubos	IV		three years	Jul-2006	Jul-2003
E-133 TO	Internal corrosion	Tubos	cañuelas		three years	Jul-2006	Jul-2003
E-133 TO	Internal corrosion	Tubos	Corrientes Inducidas		three years	Jul-2006	Jul-2003
E-133 HE	Internal corrosion	Canales	IV		twelve years	Ago-2015	Jul-2003
E-133 HE	Internal corrosion	Canales	UT espesores		twelve years	Ago-2015	Jul-2003
E-133 TI	Internal corrosion	Tubos	IV		three years	Jul-2006	Jul-2003
E-133 TI	Internal corrosion	Tubos	Corrientes Inducidas		three years	Jul-2006	Jul-2003
E-133 TI	Internal corrosion	Tubos	cañuelas	En indicaciones detectadas por EC	three years	Jul-2006	Jul-2003
E-134 SH	Internal corrosion	Casco interior	IV		twelve years	Ago-2019	Jul-2003
E-134 TO	Internal corrosion	Tubos	IV	Buscar evidencia de daño por fatiga térmica	six years	O ct-2009	Jul-2003
E-134 TO	Internal corrosion	Tubos	cañuelas	Buscar evidencia de daño por fatiga térmica	six years	O ct-2009	Jul-2003
E-134 SH	Internal corrosion	Casco interior	UT espesores		twelve years	Ago-2019	Jul-2003
E-134 SH	External corrosion	Casco ext.	IV	Estrategia 2	six years	O ct-2013	Jul-2003
E-134 SH	External corrosion	Casco ext.	UT espesores	Estrategia 2	six years	O ct-2013	Jul-2003
E-134 TO	Internal corrosion	Tubos	Corrientes Inducidas	Buscar evidencia de daño por fatiga térmica	six years	O ct-2009	Jul-2003
E-134 TI	Internal corrosion	Tubos	IV		six years	O ct-2009	Jul-2003

ANEXO Q

Imágenes software RMM para RBI de MDD

Corrosion Loop Analysis (S-RBI) Unit: U-150

Corrosion loop Data

Number of the loop: Drawings

Name of the loop:

Loop Description:
El crudo proveniente de los tanques de almacenamiento es bombeado mediante las P150E/F. En este lazo el crudo incrementa su temperatura de 90°F a 350°F promedio. También se incluye la etapa de desalado y el fraccionamiento de nafta liviana.

Process description:
Después de pasar por la PICV-15004, el crudo (38.000 BPD en corrida Cupiagua y 32.000 BPD en corrida Nafténica) a cargar intercambia calor con el GLV (Gasoleo liviano vacío) de la T-131 en el intercambiador E-138 (TO), en donde el GLV fluye por lado casco y el crudo por el lado tubos. Posteriormente el crudo intercambia calor con los vapores de cima de la T-150 en los intercambiadores E-150C/D (TI), dispuestos en paralelo, en

Corrosion Description:
El material de construcción de este lazo es Acero al Carbono con excepción de los tubos de los intercambiadores E152A/B y E132 que son de 5%Cr. Las líneas de proceso en su mayoría fueron instaladas nuevas en 1986 e igualmente se tienen líneas de 1990 y 2003. El crudo cargado

Reference Drawings Browse Delete

12 Operating Parameters

Operating Parameters	Min/Max
Temperatura (°F)	90/350
Presion (psi)	15/400
TAN (mgKOH/g)	<2.0
S (%w)	<1.2
BSW in (%v)	<0.5
BSW out (%v)	<0.2
Water [% V]	4/6
Carga (KBDP)	32/38

* = to be monitored

35 Tags/ Tag Groups

Tags

- D-152 SUP
- D-159
- E-132 HE
- E-132 TI
- E-136C HE
- E-136C TI
- E-137 SH
- E-137 TO
- E-138 HE
- E-138 TI
- E-150C HE
- E-150C TI
- F-150D HF

Registro: 1 de 22

Drawing
Add parameters
Select Tag
Failure Modes
Equipment History
Confidence Rating
Criticality Analysis
Inspection Interval
Task Planning
Recommendations
Close

Corrosion Loop Analysis (S-RBI) Unit: U-150

Inspection / Monitoring Scope

Tag / Group:

Failure Mode:

SIF L Remnant life [y]: **33**

CoF L Max. Interval [y]: **19.8**

Crit L Last Insp.: **Sep-1997**

Inspection/Monitoring Scope:

Location	Insp. method	Frequency	Next Insp. Date:	Details/Ref.	Requirer
Casco interior	IV	2T/A CDL	Oct-2009		SD Intrusive
Casco interior	UT espesores	2T/A CDL	Oct-2009		SD Intrusive

Registro: 1 de 2

All Items previously defined (View Only):

Tag/Group	Failure Mode	Location	Insp./Monit. method
E-151B SH	Internal corrosion	Casco interior	IV
E-151B SH	Internal corrosion	Casco interior	UT espesores
E-151B SH	External corrosion	Casco ext.	IV
E-151B SH	External corrosion	Casco interior	UT espesores

Registro: 1 de 64

Edit default values Recomm. View History Close

Registro: 6 de 22

ANEXO R
Programas MDD de 2008

		LISTADO DE EQUIPOS U - 130/150				30/10/2007	
		COORDINACION INTEGRIDAD E INSPECCION DE EQUIPO				Realizó: Ramiro Gutiérrez J. Estudiante en Practica	
Tag	Modo de Falla	Ubicación	Método de Inspección	Detalle	Frecuencia	Próxima Inspección Programada	Última Inspección
E-132 TO	Internal corrosion	Tubos	IV	Durante limpieza programada del haz	three years	Jul-2006	Jul-2003
E-133 SH	Internal corrosion	Casco interior	IV	Calibración zona parchada	three years	Jul-2006	Jul-2003
E-133 SH	Internal corrosion	Casco interior	UT espesores	Calibración zona parchada	three years	Jul-2006	Jul-2003
E-133 SH	External corrosion	Casco ext.	IV	Estrategia 1	Once per year	Jul-2004	Jul-2003
E-133 SH	External corrosion	Casco ext.	UT espesores	Estrategia 1	Once per year	Jul-2004	Jul-2003
E-133 TO	Internal corrosion	Tubos	IV		three years	Jul-2006	Jul-2003
E-133 TO	Internal corrosion	Tubos	cañuelas		three years	Jul-2006	Jul-2003
E-133 TO	Internal corrosion	Tubos	Corrientes Inducidas		three years	Jul-2006	Jul-2003
E-133 TI	Internal corrosion	Tubos	IV		three years	Jul-2006	Jul-2003
E-133 TI	Internal corrosion	Tubos	Corrientes Inducidas		three years	Jul-2006	Jul-2003
E-133 TI	Internal corrosion	Tubos	cañuelas	En indicaciones detectadas por EC	three years	Jul-2006	Jul-2003
E-136C TO	Internal corrosion	Tubos	IV		three years	Jul-2006	Jul-2003
E-136C TO	Internal corrosion	Tubos	cañuelas	Reemplazo del haz	three years	Jul-2006	Jul-2003
E-137 TO	Internal corrosion	Tubos	IV		three years	Ago-2006	Ago-2003
E-137 TO	Internal corrosion	Tubos	cañuelas		three years	Ago-2006	Ago-2003
E-137 TI	Internal corrosion	Tubos	IV		three years	Ago-2006	Ago-2003
E-137 TI	Internal corrosion	Tubos	cañuelas		three years	Ago-2006	Ago-2003
E-141 HE	Internal corrosion	Canales	IV	Sin espesor remanente	Six year	Sep-2003	Sep-1997
E-141 HE	Internal corrosion	Canales	UT espesores	Calibración exhaustiva	Six year	Sep-2003	Sep-1997
E-141 TI	Internal corrosion	Tubos	IV		three years	Jul-2006	Jul-2003
E-141 TI	Internal corrosion	Tubos	Corrientes Inducidas		three years	Jul-2006	Jul-2003



Certifica

Que RAMIRO GUTIERREZ JIMENEZ

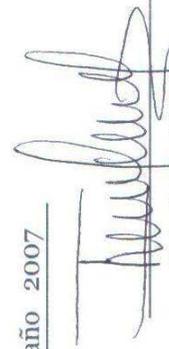
Cc 91538914

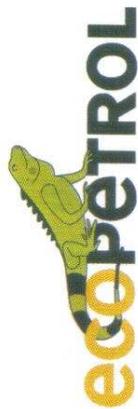
CURSO
PREPARACION PARA CERTIFICACION DE
INSPECTORES DE VASIJAS A PRESION
(API 510 Certified Pressure Vessel Inspector)

Intensidad: 40 horas Realizado en: Barrancabermeja, UIS

Los días: Julio 09 al 13 del año 2007


Marcos José Prol
Instructor
National Training Center


Ivan Darío Morales
General Manager
Experticia Ltda



GERENCIA COMPLEJO BARRANCABERMEJA

CERTIFICA QUÉ:

RAMIRO GUTIÉRREZ JIMÉNEZ

Asistió al curso:

PRIMEROS AUXILIOS Y CONTRAINCENDIO

En cumplimiento de los Programas de Desarrollo de Personal establecidos por la Empresa, tendientes al mejoramiento de sus Recursos Humanos y la Productividad.

Duración: 27 Horas:

Fecha: 28 - 09 - 2007

Instructor(es)/Director(es)

Coordinación de Desarrollo Humano y Organizacional

Gerencia GCB

ANEXO U

Charla Técnica, Interpretación Radiográfica y Formatos de Inspección

	REGIONAL GESTIÓN HUMANA MAGDALENA MEDIO	GCB-DLD-F-004
	COORDINACIÓN DE DESARROLLO HUMANO Y ORGANIZACIONAL	
	REPORTE DE ASISTENCIA A REUNIONES	FECHA: 21/08/07 PÁGINA

DEPARTAMENTO: 232210

COORDINACIÓN: 232210-4

EXPOSITOR(ES): <i>Leoth Zamudio Pardo</i>	HORA INICIO: <i>7:00</i>	DURACION:
TEMA: <i>Interpretación Radiográfica Formatos de Inspección</i>	HORA FINAL: <i>8:00</i>	LUGAR: <i>Sala de Gerencia Prodeco</i>
OBJETIVO:		

ASISTENTES			
NOMBRE	REGISTRO	DEPENDENCIA	FIRMA
1. <i>V. Amador Gonzalez Jimenez</i>	<i>2 2241</i>	<i>232210</i>	<i>[Signature]</i>
2. <i>José Ricardo / Josa</i>	<i>2 8430</i>	<i>232210</i>	<i>[Signature]</i>
3. <i>José Edg. Alvarez</i>	<i>2 8430</i>	<i>232210</i>	<i>[Signature]</i>
4. <i>Diego V. ...</i>	<i>2 8430</i>	<i>232210</i>	<i>[Signature]</i>
5. <i>Roberto ...</i>	<i>2 8430</i>	<i>232210</i>	<i>[Signature]</i>
6. <i>Jorge Echeverri S.</i>	<i>27807</i>	<i>232210</i>	<i>[Signature]</i>
7. <i>Callisto ...</i>	<i>28100</i>	<i>232210</i>	<i>[Signature]</i>
8. <i>Fabian Pedro ...</i>	<i>2-9313</i>	<i>232210</i>	<i>[Signature]</i>
9. <i>Carlos ...</i>	<i>2-1449</i>	<i>232210</i>	<i>[Signature]</i>
10. <i>Carlos ...</i>	<i>29759</i>	<i>232210</i>	<i>[Signature]</i>
11. FABIAN REYES	26982	232210	<i>[Signature]</i>
12. <i>...</i>	<i>...</i>	<i>232210</i>	<i>[Signature]</i>
13. <i>...</i>	<i>...</i>	<i>232210</i>	<i>[Signature]</i>
14. <i>...</i>	<i>...</i>	<i>232210</i>	<i>[Signature]</i>
15.			

RESUMEN DEL TEMA:	
EXPOSITOR: <i>Carly 27 2 6998</i>	CONTRATISTA:
SUPERVISOR DE TURNO:	

ANEXO V
Charla Técnica, Norma ASME PCC-1 – Torques

	GERENCIA TECNICA - GCB	GCB-DLD-F-004	
	REPORTE DE ASISTENCIA A REUNIONES	FECHA: 31/08/2007	PAGINA 1/1

DEPARTAMENTO:

COORDINACIÓN:

EXPOSITOR(ES): <i>CARLOS AFRICANO</i>	HORA INICIO: 12:00	DURACION:
	HORA FINAL: 1:00 AM	1 H
TEMA: <i>NORMA ASME PCC-1 - TORQUES</i>	LUGAR: <i>Salon Gerencia Produccion</i>	
OBJETIVO: <i>CHARLAS TECNICAS</i>		

ASISTENTES

NOMBRE	REGISTRO	DEPENDENCIA	FIRMA
1. <i>LUIS E. LOAIZA AMELL</i>	<i>2-8979</i>	<i>232210</i>	<i>[Signature]</i>
2. <i>Jose Ricardo Neria</i>	<i>00049</i>	<i>232210</i>	<i>[Signature]</i>
3. <i>Jose Luis Rangel Moran</i>	<i>2-6347</i>	<i>232210</i>	<i>[Signature]</i>
→ 4. <i>RAMIRO GUTIERREZ JIMENEZ</i>	<i>2-2241</i>	<i>232210</i>	<i>[Signature]</i>
5. <i>Martin Suesum</i>	<i>2-7209</i>	<i>232210</i>	<i>[Signature]</i>
6. <i>Walter Riano</i>	<i>2-6861</i>	<i>232210</i>	<i>[Signature]</i>
7. <i>LUIS E. LOAIZA AMELL</i>	<i>2-8979</i>	<i>232210</i>	<i>[Signature]</i>
8. <i>José Luis Ruiz Segura</i>	<i>2-3656</i>	<i>232365</i>	<i>[Signature]</i>
9. <i>JR Buitrago</i>	<i>28140</i>	<i>232210</i>	<i>[Signature]</i>
10. <i>FABIAN REYES</i>	<i>26792</i>	<i>111</i>	<i>[Signature]</i>
11. <i>Cesar Valenzuela</i>	<i>27703</i>	<i>232210</i>	<i>[Signature]</i>
12. <i>HERNAN PABLO DIAZ P</i>	<i>27405</i>	<i>232210</i>	<i>[Signature]</i>
13. <i>GILBERNO VILLAMIL VELA</i>	<i>28106</i>	<i>232210</i>	<i>[Signature]</i>
14. <i>DIEGO DUARTE H</i>	<i>09155730</i>	<i>232210</i>	<i>[Signature]</i>
15. <i>LUIS SOLANO</i>	<i>2-2730</i>	<i>232210</i>	<i>[Signature]</i>

RESUMEN DEL TEMA:

EXPOSITOR: *Carlos Africano 2-7449*

CONTRATISTA:

SUPERVISOR DE TURNO:

ANEXO W

Charla Técnica, Aspectos Generales de la Parada de Planta U-2000

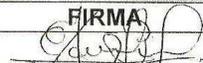
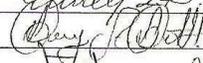
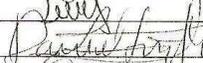
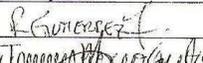
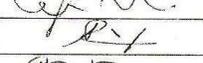
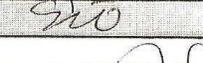
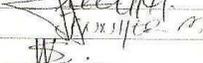
	GERENCIA COMPLEJO BARRANCABERMEJA	PSD-00-F-013
	REPORTE DE ASISTENCIA	FECHA: 23/08/2007 PÁGINA 1-1

DEPARTAMENTO: Coordinación Inspección COORDINACIÓN: 232214

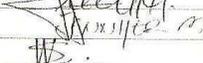
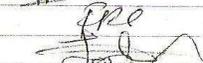
EXPOSITOR(ES): <u>Luis Eduardo Loaiza</u>	HORA INICIO: <u>1:30</u>	DURACION:
	HORA FINAL: <u>3:00</u>	
TEMA: <u>Aspectos Generales Parada U-2000.</u>	LUGAR: <u>Salón Reuniones ATP.</u>	

OBJETIVO:

ASISTENTES

NOMBRE	REGISTRO	DEPENDENCIA	FIRMA
1. José Buitrago	28440	232210	
2. Luis Edo. Alvarez	28430	232210	
3. Liseth Zamudio Rubio	26998	232210	
4. DIEGO A. QUARTE HERRERA	09153730	232210	
5. IVAN EDO. PEÑA G.	27240	232210	
6. DANIEL SUPELANO O.	93175	232210	
7. Omaira Bravo Bohada	27580	232210	
8. Nelson Kiro	2-6861	232210	
9. Ramiro Gutierrez Jiménez	2-2241	232210	
10. Jenny Rocío Gutierrez Pittu	06351672	232210	
11. Luis Salgado	2-2730	232210	
12. Cesar P. Valenzuela	22703	232210	
13. Raul Nino Romero	2-8798	232210	
14. Guillermo Villavicencio VELA	28106	232210	
15. HERMAN DARIO DIAZ PUERTO	27405	232210	
16. Gilberto Camargo O	28101	232210	

RESUMEN DEL TEMA:

17. Peaid (Aruxiu) Nino	26995	232210	
18. Jesus Augusto Machuca Martinez	08820311		
19. JENNIFER MALDONADO GOMEZ	06352726	232210	
20. Waldo Serrano	2-9158	232210	
21. Fernando Palomino	2-9353	232210	
22. JOSE LUIS RANGEL M	2-6747	232210	
23. Juan Ricardo Rojas	0009	232210	
EXPOSITOR: <u>H. Luis Saldarriaga C.</u>	CONTRATISTA:		
SUPERVISOR DE TURNO:			

ANEXO X
Fotos en Planta del Estudiante en Práctica

