

INSPECCIÓN E INTEGRIDAD EN LÍNEAS DE TRANSPORTE Y BANCOS DE TUBERÍA

JAVIER MAURICIO SALAZAR RUIZ



Corporación para la investigación y desarrollo en ciencia de Materiales

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
BUCARAMANGA
2007**

**INSPECCIÓN E INTEGRIDAD EN LÍNEAS DE TRANSPORTE Y BANCOS DE
TUBERÍA**

JAVIER MAURICIO SALAZAR RUIZ

**Informe de Práctica Empresarial para optar al título de
Ingeniero Metalúrgico**

Tutor:

M.Sc. JOSE MARTIN LIZCANO CONTRERAS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA METALÚRGICA Y CIENCIA DE MATERIALES
BUCARAMANGA
2007**

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa sus agradecimientos a:

Dios

A mi madre (q.e.p.d) quien luchó de manera incansable para sacarme adelante, pero lamentablemente no le alcanzó la vida para verme alcanzar este triunfo.

A mi padre y mi hermano, por el gran apoyo que me han brindado durante todo el tiempo de mi carrera.

A mi novia, Diana Idalith, quien ha sido mi apoyo incondicional a lo largo de la carrera.

A la comunidad de educadores de la Universidad Industrial de Santander, por toda la colaboración prestada durante mi carrera, y en especial el profesor Darío Yesid Peña, quien me ayudó a conseguir la práctica.

A “CIMA” por brindarme la oportunidad de realizar la práctica.

M.Sc. José Martín Lizcano Contreras, tutor de la práctica, por su colaboración incondicional durante el proyecto.

Luis Carlos Mosquera, por acogerme en la Corporación y brindarme su apoyo, para continuar laborando en la Corporación CIMA.

Jaime Amaya, Ingeniero Mecánico - Máster, por su apoyo y actitud para la enseñanza.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN.....	17
1. AMBITO DE LA PRÁCTICA EMPRESARIAL	19
1.1 CORPORACIÓN PARA LA INVESTIGACIÓN Y EL DESARROLLO DE MATERIALES (CIMA).....	19
1.2 INDUCCIÓN AL ESTUDIANTE EN PRÁCTICA.....	20
1.2.1 Filosofía de cero accidentes	21
1.2.2 Condiciones Inseguras	21
1.2.3 Análisis de Riesgos	21
1.2.4 Matriz RAM	22
1.2.5 Aseguramiento del proceso	22
1.2.6 Permisos de trabajo	22
1.2.7 Elementos de Protección Personal EPP	23
1.3 PARTICIPACIÓN PROFESIONAL EN LA PRÁCTICA EMPRESARIAL.....	23
1.4 ESTADO DEL ARTE.....	23
2. OBJETIVOS DE LA PRÁCTICA	24
2.1 OBJETIVO GENERAL	24
2.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	24
3. MARCO TEORICO	25
3.1 CORROSIÓN ATMOSFÉRICA EN LA INDUSTRIA DEL PETROLEO:.....	25
3.2 METODOS DE CONTROL	29

3.2.1 Recubrimientos metálicos.....	30
3.2.2 Recubrimientos inorgánicos.....	30
3.2.3 Recubrimientos orgánicos.....	30
3.3 INSPECCION DE TUBERIAS.....	33
3.4 ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS (END).	35
3.5 CARACTERIZACIÓN DE LOS DEFECTOS SEGÚN ASME B 31G	37
3.5.1 Presión máxima de operación.....	38
3.5.2 Cálculo del Espesor de retiro según norma ASME B 31.8.....	40
4. EJECUCIÓN	42
4.1 PLAN DE INSPECCIÓN PARA EL BANCO DE TUBERIA No. 13 GCB.....	42
4.1.2 Objetivos	42
4.1.3 Alcance	43
4.1.4 Responsabilidades.....	43
4.2 EQUIPOS Y HERRAMIENTAS.....	45
4.3 ACTIVIDADES DEL PLAN DE INSPECCION.....	45
4.3.1 Inspección Visual	45
4.3.2 Prueba de martillo.....	51
4.3.3 UT de espesores.....	51
4.3.4 Ondas Guiadas.	55
4.3.5. Prueba de adherencia.....	69
4.3.6 Levantamiento de planos isométricos.....	69
4.4. ESTRUCTURACIÓN DEL PLAN DE INSPECCIÓN	69
5. RESULTADOS Y ANÁLISIS	71
5.1 PLANILLAS DE MEDICIÓN DE ESPERORES.....	71
5.2 PLANILLAS DE INSPECCIÓN VISUAL.....	83

5.3 ONDAS GUIADAS	94
6. CONCLUSIONES	100
7. BIBLIOGRAFIA	104

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Factor temperatura derating.....	40
Tabla 2. Factor de Diseño.....	41
Tabla 3. Plan de Inspección.....	70
Tabla 4. . Líneas en viaductos y pasos enterrados, ondas guiadas.....	94
Tabla 5. Resultado de Ondas Guiadas aplicadas en el Banco 13.	99

LISTA DE FIGURAS

	pág
Figura 1. Matriz RAM	22
Figura 2. Espesor de película de humedad Vs velocidad de corrosión.....	28
Figura 3. Protección catódica con ánodos de sacrificio	29
Figura 4. Parámetros usados en el análisis de la resistencia de áreas corroídas..	39
Figura 5. Organigrama del Proyecto	44
Figura 6. Zona de medición de espesores en tramos rectos	52
Figura 7. Zonas de medición de espesores en codos igual o menor a 6”	52
Figura 8. Zonas de medición de espesores en codos mayores a 6”	53
Figura 9. Zona de medición de espesores en tees menor o igual a 8”	53
Figura 10. Zona de medición de espesores en tees mayor a 8”	54
Figura 11. Inspección Ultrasónica convencional y con ondas guiadas	59
Figura 12. Calibración Equipo Teletest.....	63
Figura 13. Calibración de la amplitud de la distancia.....	64
Figura 14. Lectura de anomalías	65
Figura 15. Clasificación de anomalías	66
Figura 16. Espesores Línea 1	73
Figura 17. Espesores Línea 2.....	74
Figura 18. Espesores Línea 3.....	75
Figura 19. Espesores Línea 4.....	76
Figura 20. Espesores Línea 5.....	77

Figura 21. Espesores Línea 6.....	78
Figura 22. Espesores Línea 7.....	79
Figura 23. Espesores Línea 8.....	80
Figura 24. Espesores Línea 9.....	81
Figura 25. Espesores Línea 10.....	82
Figura 26. Inspección Visual Línea 1.....	84
Figura 27. Inspección Visual Línea 2.....	85
Figura 28. Inspección Visual Línea 3.....	86
Figura 29. Inspección Visual Línea 4.....	87
Figura 30. Inspección Visual Línea 5.....	88
Figura 31. Inspección Visual Línea 6.....	89
Figura 32. Inspección Visual Línea 7.....	90
Figura 33. Inspección Visual Línea 8.....	91
Figura 34. Inspección Visual Línea 9.....	92
Figura 35. Inspección Visual Línea 10.....	93
Figura 36. Ondas Guiadas Viaducto 1, (Línea No. 1 - Locación 1).....	95
Figura 37. Ondas Guiadas Viaducto 1, (Línea No. 2 - Locación 1).....	96

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. PLANOS ISOMÉTRICOS DE LAS LÍNEAS DEL BANCO 13	106
ANEXO B. REGISTRO FOTOGRAFICO PARA INSPECCIÓN VISUAL	117
ANEXO C. REGISTRO FOTOGRÁFICO PARA ONDAS GUÍADAS	121
ANEXO D. CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DEL BANCO 13	123

GLOSARIO

API: Sigla de American Petroleum Institute, que es una asociación estadounidense de la industria petrolera, que patrocina una división de la producción petrolera en la ciudad de Dallas, Texas.

El instituto fue fundado en 1920 y se constituyó en la organización de mayor autoridad normativa de los equipos de perforación y de producción petrolera.

Publica códigos que se aplican en distintas áreas petroleras y elabora indicadores, como el peso específico de los crudos que se denomina "grados API".

CRACKING Ó RUPTURA: Es el segundo proceso de descomposición del petróleo, que consiste en romper o descomponer hidrocarburos de elevado peso molecular, en compuestos de menor peso molecular .Existen dos tipos de cracking, el térmico y el catalítico. El primero se realiza mediante la aplicación de calor y alta presión; el segundo mediante la combinación de calor y un catalizador.

GRAVEDAD API: Una escala arbitraria, utilizada por el Instituto Americano del Petróleo que expresa la gravedad o la densidad de los productos de petróleo líquidos. La escala que mide está calibrada en términos de los grados API.

GRAVEDAD ESPECÍFICA (LÍQUIDOS): Razón entre el peso de un determinado volumen de un líquido con el peso de igual volumen de agua.

RBI: Risk Based Inspection (Inspección Basada en Riesgo). Se representa mediante la norma API 581, y se refiere a los aspectos de seguridad necesarios en una inspección a elementos activos en una planta petrolera.

BRIDA: Son accesorios para conectar tuberías con equipos (Bombas, intercambiadores de calor, calderas, tanques, etc.) o accesorios (codos, válvulas, etc.). La unión se hace por medio de dos bridas, en la cual una de ellas pertenece a la tubería y la otra al equipo o accesorio a ser conectado. Esta unión se hace por medio de pernos.

TRACING: Tubería de vapor (menor a 1" de diámetro), empleada para mantener una temperatura ideal en tuberías, bombas, bridas y tanques, según lo requiera el proceso en el que dicho activo participe.

TOPPING: Primer proceso de descomposición del petróleo. El crudo se calienta a 350°C y se envía a una torre de fraccionamiento, en donde de platos ubicados a convenientes alturas se extraen diversas fracciones de la materia prima.

TML: Thickness Measurement Location (Punto para Medición de espesores con ultrasonido).

COMBUSTOLEO: También conocido como fuel oil, es un combustible elaborado a partir de productos residuales que se obtienen de los procesos de refinación del petróleo crudo

NAFTA VIRGEN: Hidrocarburo del grupo de las gasolinas que se produce en la destilación atmosférica de las unidades de crudo.

NAFTA CRAQUEADA: Hidrocarburo del grupo de las gasolinas que se produce en las unidades de ruptura catalítica.

JET – A: El Jet Fuel A-1, también conocido como Turbo-combustible, Turbosina o JP-A1, es un destilado medio proveniente de la destilación atmosférica del petróleo crudo.

GLP: Es una mezcla de hidrocarburos livianos, principalmente compuesta por propano, C3"s (compuestos derivados del propano), butano y C4"s (compuesto derivados del butano), en proporciones variables. A condiciones normales es gaseoso y se licúa cuando se comprime, Se produce en plantas de procesamiento de gas natural y en refinerías, especialmente en plantas de ruptura catalítica.

HSE: Health Security and Enviroment (Salud, seguridad y medio ambiente).

LINEA: Se refiere a una sección de tubería utilizada para el transporte de un fluido ya sea líquido o gas.

BANCO: Se refiere a un conjunto de líneas de tubería situadas en una misma zona.

ISOMÉTRICOS: Se refiere a aquel dibujo tridimensional de cada línea de transporte, el cual se ha realizado con los ejes inclinados formando un ángulo de 30° con la horizontal,

RBI: Risk Based Inspection (Inspección basada en riesgos)

FFS: Fitness for service (aptitud para el servicio)

AFA: Análisis de Falla.

RESUMEN

TITULO: INSPECCIÓN E INTEGRIDAD EN LÍNEAS DE TRANSPORTE Y BANCOS DE TUBERÍA¹

AUTOR: JAVIER MAURICIO SALAZAR RUIZ²

PALABRAS CLAVES: INSPECCIÓN, BASE DE DATOS, INGENIERIAS, PREVENCIÓN, RIESGO.

CONTENIDO:

El objetivo de este informe es presentar de modo sucinto, la descripción de las actividades desempeñadas durante la ejecución de la práctica empresarial, en la Corporación para la Investigación y el desarrollo de Materiales (CIMA), con el ánimo de mostrar la relevancia de la Universidad Industrial de Santander en el desarrollo de todas las entidades, cuya finalidad es el beneficio de la comunidad que la sostiene.

Los conocimientos técnicos adquiridos durante el desarrollo de la carrera universitaria, fueron aplicados para lograr los objetivos que se fijaron, al momento de programar las diferentes actividades cuya ejecución acarrearán beneficios generales para la Corporación CIMA, y ECOPETROL S.A., entre las que se encuentran la inspección de las líneas de tubería correspondientes al banco 13, el análisis de integridad de los equipos (líneas de tubería) y la creación de una base de datos para establecer el archivo histórico

Es importante resaltar el valor agregado que se obtuvo en esta práctica empresarial, ya que además de aplicar directamente los conocimientos académicos, se pudo contar con el apoyo incondicional y oportuno de un grupo de profesionales altamente capacitados en el área de estudio, con excelentes valores éticos y morales, que motiva al estudiante en práctica en su experiencia profesional.

¹ Tesis

² Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Ingeniería Metalúrgica. Director: M.Sc. José Martín Lizcano C.

ABSTRACT

TITLE: ENTERPRISE REPORT PRATICE IN CIMA CORPORATION¹

AUTHOR: JAVIER MAURICIO SALAZAR RUIZ²

KEY WORDS: INSPECTION, DATABASE, ENGINEERINGS, PREVENTION, RISK

CONTENT:

The objective of this report is to present/display in a brief way, the description of the developed activities during the execution of practices in an enterprise, in the Corporation for Investigation (Research) and Development in Science of Materials (CIMA), with the animate to show the relevance of the Industrial University of Santander in the development of all the organizations, whose purpose is the benefit of the community that maintains it.

The acquired technical knowledge during the development of the university career, were applied to obtain the pointed objectives, at the time of programming the different activities whose execution, carried general benefits to CIMA Corporation and to ECOPETROL S.A.; between that is the inspection of the lines of pipeline corresponding to the 13th bank, analysis integrity of the equipment (pipe lines) and the creation of a database to establish the historical record

It is important to emphasize the added value that it was obtained in this practices enterprise, since in addition to apply the academic knowledge directly, could be added the unconditional support and timely of a group of highly enabled professionals in the study area, with excellent ethics and moral values, whose motivate the student practices in his professional experience.

¹ Tesis

² Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Ingeniería Metalúrgica. Director: M.Sc. José Martín Lizcano C.

INTRODUCCIÓN

Este documento representa el informe final de la práctica empresarial y se debe entender como el reporte de los resultados obtenidos durante el desarrollo de las actividades encomendadas.

En éste informe se hace énfasis en las competencias adquiridas con el desarrollo, análisis, supervisión, gestión y consecución de proyectos de ingeniería, otorgando al estudiante en práctica las habilidades y conocimientos necesarios para poner en ejecución un proyecto. Las competencias y comportamientos adquiridos netamente con la experiencia laboral, justifican la realización de la práctica empresarial en la corporación CIMA.

Dentro del proceso de formación del Ingeniero, reviste gran importancia el paso de lo netamente académico a la praxis de una profesión cuya esencia está en la práctica constante. Las practicas o experiencias de proyectos reales, garantizan la conformación de una eficaz asimilación de los conocimientos recibidos en el claustro universitario.

Los sectores productivos de ECOPETROL S.A., como lo son, las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, están en un proceso de modernización para lograr una mayor eficiencia, calidad, productividad, y seguridad en los procesos realizados, lo que refuerza aún más la participación de Ingenieros Metalúrgicos en el área de inspección en la empresa.

Con este propósito, la Corporación CIMA se comprometió a contribuir en la conformación de un archivo histórico relacionado con la integridad de las líneas de transporte correspondientes a los bancos de tubería N° 2,3,4,5,13 y 14 de la Gerencia Complejo Barrancabermeja, en adelante GCB.

Para ello se establece un plan de inspección el cual fue estudiado y aprobado por ECOPEPETROL S.A.

El objetivo general de la Práctica Empresarial es desarrollar las actividades dispuestas por el grupo de Inspección de la Corporación CIMA, dando respuesta inmediata a los requerimientos que impacten directamente en la seguridad de operación en los bancos inspeccionados.

En el tiempo de duración de la práctica se laboró en dicho grupo de Inspección bajo la directa tutoría de ingenieros Metalúrgicos, que sirvieron como ejemplo de ética profesional, dinamismo, efectividad, y responsabilidad en el desarrollo de las actividades propuestas.

Los trabajos realizados durante la práctica empresarial se enfocan principalmente con en la detección de defectos y el inicio de un archivo histórico para los bancos de tubería mencionados, que posteriormente serán analizados por ingenieros con experiencia en RBI (Inspección Basada en Riesgos) para la determinación de los próximos tiempos de inspección y las medidas a tomar para el mantenimiento de las tuberías inspeccionadas.

En este documento se describen a grandes rasgos, los antecedentes, de uno solo de los seis bancos a inspeccionar, dado el gran volumen de información por cada banco.

1. AMBITO DE LA PRÁCTICA EMPRESARIAL

1.1 Corporación para la Investigación y Desarrollo en ciencia de Materiales (CIMA)

La Corporación CIMA se encuentra certificada por el ICONTEC en su Sistema de Gestión de Calidad ISO 9001 para el alcance de Consultoría en Corrosión e Integridad de:

- Equipos
- Tanques de Almacenamiento
- Líneas de Transporte

Igualmente se tiene certificado el Sistema de Seguridad Ocupacional y Medio Ambiente por parte del Consejo Colombiano de Seguridad con la certificación del Registro Único de Contratistas del Sector Hidrocarburos RUC. Desde el mes de Octubre se cuenta con la Certificación OHSAS 18001:1999 por parte del Consejo Colombiano de Seguridad.

En el desarrollo de sus actividades, la CORPORACIÓN CIMA ha mantenido diversos contratos con el Instituto Colombiano del Petróleo (ECOPETROL-ICP) desde el año 2000, en el Área de Tecnología de Materiales en proyectos de Consultoría y aplicación tecnológica que involucran Programas de Integridad de Equipos, Gerenciamiento de Activos y de Corrosión en campos de producción, Refinerías y Estaciones de Bombeo; Aplicación de Metodologías de RBI, FFS y AFA, Monitoreo Interior de Corrosión en Líneas de Transporte y Gas, y en Plantas

de Crudo y Gas. Igualmente se ha prestado el servicio de Interventoría de los laboratorios de pruebas y ensayos de las áreas de refinación y transporte.

Durante los últimos seis años se ha prestado el servicio de Consultoría para la Evaluación mecánica y de corrosión de Tanques de almacenamiento, tuberías, vasijas a presión y estructuras en diversos contratos ejecutados en diferentes Distritos y Plantas de ECOPETROL S.A., como Barrancabermeja, El Centro, Provincia, Casabe, Villavicencio, Castilla, Puerto Salgar; al igual que el Monitoreo y Control de la Corrosión en las diferentes Plantas de la Refinería de Barrancabermeja.

Paralelamente se han realizado trabajos de soporte en las Áreas de Inspección y Análisis de Falla para empresas del sector industrial y petrolero como Weatherford, Camel, Transejes, entre otras.

La Corporación CIMA se encuentra inscrita en los Registros de Proponentes de empresas como PETROBRAS BRASPETRO B.V., Gas Natural E.S.P., Empresas Públicas de Medellín y ECOGAS. Además mantiene alianzas estratégicas con empresas del sector como ARCOMAT LTDA., MTE Ltda., que le permiten aunar fortalezas en el desarrollo de diversos proyectos.

En la actualidad existe un convenio CIMA-UIS para permitir que estudiantes de la universidad, relacionados con los campos de estudio tratados en la corporación, se vean beneficiados al poder realizar prácticas empresariales, consiguiendo así un beneficio mutuo.

1.2 INDUCCIÓN AL ESTUDIANTE EN PRÁCTICA

Durante las primeras 2 semanas de práctica empresarial en CIMA se realizó un seguimiento a las normas de seguridad y requisitos básicos para laborar dentro de

la refinería de Barrancabermeja. En las charlas dictadas se hizo énfasis en algunos puntos (distinción de colores, simbología empleada en la planta, utilización de los EPP, primeros auxilios), los cuales fueron parte fundamental del desarrollo de la práctica empresarial.

1.2.1 Filosofía de cero accidentes: Esta filosofía se intensifica a través de años creando un ambiente de sensibilización y seguridad en toda la empresa. Los accidentes o incidentes³ son archivados y detallados para definir la práctica segura de las labores a realizar. Se recalca que no se puede eliminar la accidentalidad, pero si reducirla con base en las lecciones aprendidas y de las situaciones a corregir. La reducción de la accidentalidad va enfocada a la seguridad de las personas, equipos, materia prima y productos de la empresa.

1.2.2 Condiciones Inseguras: El estado intrínseco de algún equipo de trabajo, elemento de protección personal, o en general la planta de operación que por su condición pueda presentar alguna eventualidad que perjudique las características normales y funcionales de la misma o a las personas que trabajen en el área. El reto para la empresa es identificar y dar respaldo inmediato con el fin de eliminar cualquier condición insegura para evitar incidentes o futuros accidentes.

1.2.3 Análisis de Riesgos: En la empresa se debe estar siempre alerta, y realizar un análisis de riesgos a todo proceso, planta y operación en particular, el análisis de riesgo no se presenta únicamente para los trabajos a realizar, sino que se desarrolla para evitar un daño general a partir de la observación del comportamiento de los procesos llevados a cabo.

³ Incidentes: evento o cadena de eventos no planeados que causaron (accidente) o que pudieron haber causado (casi accidente) lesiones, enfermedades, daño (o muerte) a las personas, a los bienes, al medio ambiente y/o a la imagen de la Empresa y/o la satisfacción del cliente.

1.2.4 Matriz RAM: Es una matriz de valoración de riesgos de la empresa, en ella se contemplan y valoran todas las condiciones inseguras que se tienen al realizar un trabajo en ECOPETROL S.A.

CONSECUENCIAS				PROBABILIDAD					
Personas	Económica	Ambiental	Imagen de la Empresa		No ha ocurrido en la industria	Ha ocurrido en la industria	Ha ocurrido en nuestra Empresa	Sucede varias veces por año en nuestra Empresa	Sucede varias veces por año en la Refinería
					Uno o más Fatalidades	Catastrófica > \$10M	Masivo	Internacional	5
Incapacidad Permanente	Grave \$1M a \$10M	Mayor	Nacional	4	L	M	M	H	H
Incapacidad Temporal >1 día	Severo	Localizado	Regional	3	N	L	M	M	H
Lesión Menor	Importante \$10k a \$100k	Menor	Local	2	N	N	L	L	M
Lesión leve (1ros Auxilios)	Marginal < \$10k	Leve	Interna	1	N	N	N	L	L
Ninguna Lesión	Ninguna	Ningún efecto	Ningún Impacto	0	N	N	N	N	N

Figura 1. Matriz RAM

En donde:

- VH** : Very High (Muy alto – En el que se encuentra la refinería)
- H** : High (Alto)
- M** : Medium (Medio)
- L** : Low (Bajo)
- N** : None (Ninguno)

1.2.5 Aseguramiento del proceso: El “área operativa” es la esencia de la empresa, por tal razón la prevención e identificación de situaciones a corregir en las plantas se hace fundamental en el trabajo diario de sus empleados.

1.2.6 Permisos de trabajo: Son formatos de la GCB desarrollados para la realización de un trabajo en un área específica. Existen formatos de permiso para

trabajo en frío (amarillos), en caliente (Rojos. Si el trabajo a realizar implica la producción de chispas o calentamiento).

1.2.7 Elementos de Protección Personal EPP: Son aquellos elementos que proveen la seguridad de los empleados en las áreas clasificadas dentro las zonas de riesgo laboral. La utilización de los EPP es obligatoria, de uso individual y no intercambiable. Los equipos y elementos de protección personal, son proporcionados a los trabajadores, una vez inician sus actividades profesionales en la GCB.

1.3 PARTICIPACIÓN PROFESIONAL EN LA PRÁCTICA EMPRESARIAL

Entre las necesidades generales de carácter metalúrgico, identificadas en CIMA y que hacen parte del desarrollo constante de la empresa se pueden mencionar las siguientes:

- Apoyo en la realización de inspección visual y medición de espesores para la detección defectos.
- Desarrollo de la base de datos para el posterior análisis de las líneas inspeccionadas.

1.4 ESTADO DEL ARTE

En la actualidad no existe un archivo histórico de las líneas de tubería correspondientes a los bancos de tubería que fueron inspeccionados por la Corporación CIMA, por esta razón no se reporta estado del arte.

2. OBJETIVOS DE LA PRÁCTICA

2.1 OBJETIVO GENERAL

Analizar y aplicar técnicas de inspección y metodología de integridad para líneas de transporte de la GCB

2.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS:

- Observar y evaluar por medio de técnicas de inspección e integridad el estado físico del banco 13 de la GCB
- Determinar las medidas a tomar para la prevención de riesgos de operación del banco 13 de la GCB
- Entregar información del estado de las líneas del banco inspeccionado, así como las sugerencias para la prevención de desastres ambientales y económicos, mediante el uso de planillas e informes.

3. MARCO TEORICO

3.1 CORROSIÓN ATMOSFÉRICA EN LA INDUSTRIA DEL PETROLEO:

La presencia de corrosión en las empresas petroleras, es cosa de todos los días, y continuamente está evolucionando. Pero no es solo cuestión de alarmarse sino de actuar a tiempo para evitar desastres.

El deterioro por corrosión en tanques, tuberías, y demás componentes metálicos que formen parte activa en los procesos de extracción, refinación, transporte, y almacenamiento de crudos, constituye una de las principales fuentes de riesgo en la industria del petróleo. Contribuyen al deterioro de dichos componentes, la presencia de altas temperaturas y presiones, así como las condiciones ambientales. Por esta razón es de esperar que en una inspección de tuberías se encuentre gran parte de ellas con un alto grado de deterioro superficial, pero, *¿Qué genera este tipo de deterioro?* Afecta la integridad y la confiabilidad de este tipo de elementos.

Generalmente el mecanismo de corrosión es de tipo electroquímico, pero solo es posible si la superficie está humedecida, en cuyo caso se considera que el electrolito es la capa de humedad que unas veces es extremadamente delgada e invisible y otras moja perceptiblemente el metal. La corrosión depende del tiempo en que esta capa permanece sobre la superficie metálica.

Como el mecanismo de corrosión es electroquímico, su característica principal es la presencia de un proceso anódico y otro catódico, con un electrolito de resistencia óhmica determinada. En el proceso anódico el metal se disuelve en la

capa del electrolito, en la cual la concentración se eleva hasta la precipitación de un compuesto poco soluble, mientras que en el proceso catódico, bajo la capa de humedad, la mayoría de los metales expuestos a la atmósfera se corroen por el proceso de reducción de oxígeno. Se establece entonces que la resistencia óhmica entre las zonas anódica y catódica de las minúsculas pilas de corrosión que se distribuyen sobre el metal es grande cuando el espesor de la capa de humedad es pequeño.

La corrosión atmosférica puede ser clasificada en:

a) **Corrosión seca.** Se produce en los metales que tienen una energía libre de formación de óxidos negativa.

b) **Corrosión húmeda.** Requiere de la humedad atmosférica, y aumenta cuando la humedad excede de un valor crítico, frecuentemente por encima del 70%.

c) **Corrosión por mojado.** Se origina cuando se expone el metal a la lluvia o a otras fuentes de agua.

Por otro lado, los contaminantes gaseosos y sólidos potencian el efecto corrosivo de los factores meteorológicos. Así, el proceso de corrosión depende fundamentalmente de la humedad relativa del aire y de los contaminantes presentes en el mismo. Es conocido que el cloruro de sodio (NaCl) y el dióxido de azufre (SO₂) son los principales contaminantes corrosivos en la atmósfera, en donde el primero es un contaminante "natural" y llega a la atmósfera proveniente del mar (atmósfera marina), y el SO₂ se encuentra en el aire, es originado principalmente por la combustión de combustibles fósiles. Los niveles más altos de

contaminación sulfurosa se registran en las áreas industriales (como la atmósfera industrial de la GCB) y en las grandes ciudades (atmósfera urbana). Por otro lado, el grado de contaminación salina depende de la distancia al mar; más allá de unos pocos cientos de metros del borde del mar, la salinidad y la velocidad de corrosión suelen decaer ostensiblemente.

Se considera además, que la humedad relativa es importante en el grado de corrosión atmosférica, ya que el acero desnudo no se corroe en zonas urbanas ni industriales con una humedad relativa (HR) ambiente menor de 70%. La humedad crítica está asociada con la naturaleza higroscópica del sólido contaminante presente, como la de los productos de corrosión. Sus valores oscilan entre el 50 y el 70% en el acero, cobre, níquel y zinc.

La figura 2. Muestra la relación que existe entre la corrosión atmosférica y el espesor de la capa del electrolito sobre la superficie metálica, allí se observa que en espesores pequeños la corrosión no existe, pues la resistencia óhmica de la capa del electrolito sobre la superficie metálica es muy grande y la disolución del metal es difícil. Al aumentar el espesor disminuyen la resistencia de la capa del electrolito y la polarización catódica, lo que origina un aumento en la velocidad de corrosión hasta que alcanza un nivel máximo, que disminuye después con el aumento del espesor. En esta zona, la reacción catódica es determinante en el proceso de corrosión; el factor óhmico y la polarización anódica pierden importancia, pues la difusión de oxígeno en la superficie metálica es muy lenta y por tanto determinante del proceso global.

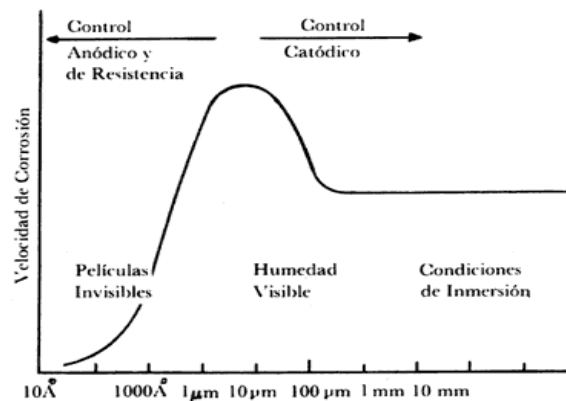


Figura 2. Espesor de película de humedad Vs velocidad de corrosión.

Esto permite comprobar la importancia del conocimiento de las causas y los factores que influyen en la formación de películas de humedad sobre la superficie metálica. La causa más importante es la precipitación atmosférica (en forma de lluvia o niebla espesa). Pero cuando las partículas de polvos en suspensión en la atmósfera, actúan en conjunto con la humedad, forman celdas de corrosión por aireación diferencial en la superficie, deteriorando más rápidamente el material.

A través de la absorción de SO_2 también se puede acelerar la corrosión en la zona de contacto con el metal. Por esto tanto la exposición directa como el resguardo de la lluvia pueden ser beneficiosos o perjudiciales, ya que el agua de lluvia puede lixiviar inhibidores solubles de revestimientos protectores, así como productos de corrosión con características similares.

Otro tipo de contaminantes que pueden estar presentes en ciertas atmósferas son los vapores de ácidos orgánicos de tipo alifático (fórmico, acético, propiónico, etc.), originados por degradación de algunas maderas, plásticos, gomas y pinturas, y constituyen otra fuente de corrosión atmosférica. En atmósferas húmedas concentraciones muy bajas de estos compuestos, hasta de 0.1 partes por millón (ppm) resultan agresivas para algunos metales.

Afortunadamente, la ingeniería de la corrosión, ha evolucionado de manera constante, buscando siempre una manera de atacar los daños producidos por la corrosión.

3.2 METODOS DE CONTROL

Por lo dicho hasta el momento, es evidente que la forma más efectiva de disminuir la corrosión atmosférica sería a través de la eliminación de las sustancias agresivas y en especial del SO₂. Como esto no puede realizarse en equipos y estructuras situados en zonas industriales, se requiere, por lo tanto, de técnicas de protección adecuadas.

Una técnica usada a menudo es la **PROTECCIÓN CATÓDICA** (figura 3), que ocurre cuando un metal es forzado a ser el cátodo de la celda corrosiva adhiriéndole (acoplándolo o recubriéndolo) de un metal que se corroe más fácilmente que él, de forma tal que esa capa de recubrimiento de metal se corroa antes que el metal que está siendo protegido y así se evite la reacción corrosiva. Una forma conocida de Protección Catódica es la galvanización, que consiste en cubrir un metal con Zinc para que éste se corroa primero. Lo que se hace es convertir al Zinc en un *ánodo de sacrificio*, porque él ha de corroerse antes que la pieza metálica protegida.

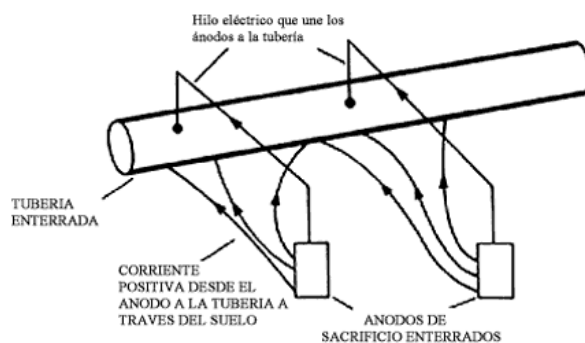


Figura 3. Protección catódica con ánodos de sacrificio

Por otro lado se encuentran los recubrimientos, dentro de los cuales encontramos:

3.2.1 Recubrimientos metálicos: Los recubrimientos se aplican mediante capas finas que separen el ambiente corrosivo del metal, es decir que puedan servir como ánodos sacrificables que puedan ser corroídos en lugar del metal subyacente. Los galvanizados son un buen ejemplo de este caso. Un recubrimiento continuo de zinc y estaño aísla el acero respecto al electrolito. A veces se presentan fallas con estos metales, cuando el riesgo de corrosión es muy elevado se recomienda hacer un recubrimiento con Alclad.

El Alclad es un producto forjado, compuesto formado por un núcleo de una aleación de aluminio y que tiene en una o dos superficies un recubrimiento de aluminio o aleación de aluminio que es anódico al núcleo y por lo tanto protege electroquímicamente al núcleo contra la corrosión.

3.2.2 Recubrimientos inorgánicos: En algunos casos es necesario hacer recubrimientos con material inorgánico, los más usados son el vidrio y los cerámicos, estos recubrimientos proporcionan acabados tersos y duraderos. Aunque si se expone un pequeño lugar anódico se experimenta una corrosión rápida pero fácil de localizar.

3.2.3 Recubrimientos orgánicos: El uso de pinturas, lacas, barnices y muchos materiales orgánicos poliméricos han dado muy buen resultado como protección contra la corrosión. Estos materiales proveen barreras finas tenaces y duraderas para proteger el sustrato metálico de medios corrosivos. El uso de capas orgánicas protege más el metal de la corrosión que muchos otros métodos.

Aunque debe escogerse muy bien, ya que hay procesos que incluyen tratamientos con alcoholes que en algún momento pueden disolver los materiales orgánicos.

Pero cabe resaltar que por encima de cualquier método de control, anteriormente mencionado, se considera al **Diseño**, quizá el método más efectivo para el control de la corrosión, ya que si hacemos un buen diseño y una buena planeación podemos evitar dicho fenómeno, a continuación se enumeraran algunas reglas generales que se deben seguir:

- Se debe tener en cuenta la acción penetrante de la corrosión junto con los requerimientos de la fuerza mecánica cuando se considere el espesor del metal utilizado. Esto se utiliza para tuberías y tanques que contengan líquidos.
- Son preferibles los recipientes soldados que los remachados para reducir la corrosión por grieta
- Se deben usar preferiblemente metales galvánicamente similares para prevenir la corrosión galvánica. Si se atornillan metales no similares galvánicamente se deben usar arandelas no metálicas para eliminar contactos eléctricos entre los materiales.
- Es preciso evitar tensión excesiva y concentraciones de tensión en entornos corrosivos, para prevenir la ruptura por corrosión por esfuerzos, especialmente en aceros inoxidable, latones y otros materiales susceptibles a este tipo de corrosión.
- Se deben evitar recodos agudos en sistemas de tuberías por donde circulan fluidos. En estas áreas donde cambia la dirección del fluido bruscamente se potencia la corrosión por erosión.
- Se deben diseñar los tanques y recipientes de una manera que sean fáciles de limpiar y desaguar, ya que el estancamiento de sustancias corrosivas provoca la aparición de celdas por concentración.

- Se debe hacer un diseño eficiente de aquellas piezas que se espera queden inservibles en poco tiempo, para que sean fáciles de reemplazar.
- Es importante también diseñar sistemas de calefacción que no den lugar a zonas puntuales calientes, los cambios de calor ocasionan corrosión.

Se considera también lo referente a la **Alteración por el entorno**, en donde las condiciones ambientales son muy importantes para el control de corrosión, algunos métodos usados son:

- Bajando la temperatura se consigue disminuir la velocidad de reacción, por ende se disminuye el riesgo de corrosión.
- Disminuyendo la velocidad de un fluido corrosivo se reduce la pérdida de material por erosión. Sin embargo, para metales y aleaciones que se pasivan, es más importante evitar las disoluciones estancadas.
- Eliminar el oxígeno de las soluciones acuosas reduce la corrosión especialmente en las calderas de agua.
- La reducción de la concentración de iones corrosivos en una solución que esta corroyendo un metal puede hacer que disminuya la velocidad de corrosión, se utiliza principalmente en aceros inoxidables.
- La adición de inhibidores que son principalmente catalizadores de retardo disminuye las probabilidades de corrosión. Los inhibidores son de varios tipos: los inhibidores de absorción que forman una película protectora, los inhibidores barrederos que eliminan oxígeno. En general, los inhibidores son agentes químicos, añadidos a la solución de electrolito, emigran preferentemente hacia la superficie del ánodo o del cátodo y producen una polarización por concentración o por resistencia.

Pero independiente del mecanismo de corrosión, y método de control, los daños serán revelados en la medición de espesores y otras técnicas que se llevan a cabo en la inspección.

3.3 INSPECCION DE TUBERIAS

En la inspección de tuberías se trabaja según lo indica el código de inspección de tuberías API 570⁴, soportado en ASNT (American Society for Non Destructive Testing), ASTM (American Society for Testing and Materials), ASME (American Society For Mechanical Engineering), NACE (National Association Corrosion Engineering), entre otras.

Este código está destinado para el uso de organizaciones que mantienen o tienen acceso a una agencia de inspección, una organización de reparación, ingenieros de tubería, técnicos calificados, inspectores y examinadores, todos están definidos en la sección 3 del código.

De la sección 5⁵ del código API 570, se destaca la realización de una inspección basada en riesgo, donde se considera que la identificación y evaluación de mecanismos de degradación potenciales, son pasos importantes en la valoración de la probabilidad de falla en una tubería. Sin embargo, los ajustes para la estrategia de inspección y las tácticas para aclarar las consecuencias de falla, también deben ser considerados. Combinar la valoración de la probabilidad de fallo y la consecuencia de fallo son elementos esenciales de la inspección basada en riesgo⁶. Cuando el propietario usuario decide realizar una valoración de RBI

⁴ API 570, Segunda Edición, Octubre de 1998 - Piping inspection code: inspection, repair, alteration, and rerating of in-service piping systems

⁵ Inspección y Prácticas de pruebas

⁶ API 580. Risk Based Inspection

debe incluir una evaluación sistemática tanto de la probabilidad de falla, como la consecuencia asociada con la falla. La valoración de la probabilidad debe estar basada en todas las formas de degradación esperadas que pueden afectar razonablemente cualquier circuito en cualquier tipo de servicio. Otros factores que deben ser considerados en una evaluación de RBI son: adecuación de los materiales de construcción, diseño de los circuitos de tubería comparándolo con las condiciones de operación; la adecuación de los códigos de diseño y normas utilizadas; efectividad de los programas de monitoreo de corrosión y la calidad del mantenimiento e inspección de programas de garantía de calidad y seguridad. Los datos e información de fallas en equipos serán también una información importante para esta evaluación. La evaluación de las consecuencias debe considerar los incidentes posibles que pueden ocurrir a causa del derramamiento del fluido incluyendo la explosión, fuego, la exposición tóxica, el impacto ambiental y otros efectos de salud relacionados con el fallo de la tubería.

Es esencial que todas las evaluaciones de RBI sean documentadas totalmente, definiendo todos los factores que participan tanto en la probabilidad como en la consecuencia de una falla en tubería.

Ya en la parte técnica de la inspección cada propietario-usuario debe prestar atención específica a la necesidad de inspección para los sistemas de tuberías que son susceptibles a los siguientes tipos específicos y áreas de deterioración:

- Puntos de inyección
- Zonas de flujo estancado
- Corrosión bajo aislamiento (CUI)
- Interfase suelo-aire
- Servicio específico y corrosión localizada
- Erosión y corrosión/erosión
- Agrietamiento debido al medio específico
- Corrosión entre los revestimientos y depósitos

- Agrietamiento por fatiga
- Agrietamiento por termofluencia
- Fractura frágil
- Daño por congelamiento.

Una vez establecidos las áreas a inspeccionar, es necesario implantar los tipos de inspección y vigilancia a realizar, considerándose los más apropiados:

- a. Inspección Visual Interna (solo para recipientes grandes como tanques)
- b. Inspección de medición de espesores
- c. Inspección Visual externa
- d. Inspección de vibración en tuberías
- e. Inspección suplemental (ultrasonido, ondas guiadas)

Una vez finalizada la inspección y recogida la información, se llevo a cabo una evaluación de los resultados de la inspección, para generar o enriquecer un registro, mediante el cual se toman las medidas adecuadas (reparación, alteración, y revaloración de sistemas de tubería) para la prevención de fallas, y se establecen fechas para próximas inspecciones.

3.4 ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS (END).

Como su nombre lo dice, se trata de pruebas o ensayos que se realizan a un material, sin afectar de manera perceptible las propiedades físicas, químicas, mecánicas o dimensionales del mismo, y que tiene como objetivo proporcionar información del estado en que se encuentra dicho material, y que en ocasiones buscan únicamente verificar la homogeneidad y continuidad del material analizado, por lo que se complementan con los datos provenientes de los ensayos destructivos.

La amplia aplicación de los métodos de ensayos no destructivos en materiales se encuentra resumida en los tres grupos siguientes:

Defectología. Permite la detección de discontinuidades, evaluación de la corrosión y deterioro por agentes ambientales; determinación de tensiones; y detección de fugas.

Caracterización. Evaluación de las características químicas, estructurales, mecánicas y tecnológicas de los materiales; propiedades físicas (elásticas, eléctricas y electromagnéticas); transferencias de calor y trazado de isotermas.

Metrología. Control de espesores; medidas de espesores por un solo lado, medidas de espesores de recubrimiento; niveles de llenado.

Para el campo específico de la práctica empresarial, se trabajaron principalmente en los siguientes END:

- **Inspección Visual:** Es la más económica de todas, pero a la vez una de las más importantes técnicas en el mantenimiento predictivo, para equipos de transporte y almacenamiento de crudos y productos del mismo.
- **Ultrasonido:** Conocido durante años, se considera el ensayo no destructivo más empleado en la inspección. Su funcionamiento⁷ se basa en la impedancia acústica, la que se manifiesta como el producto de la velocidad máxima de propagación del sonido entre la densidad del material. Cuando se inventó este procedimiento, se medía la disminución de intensidad de energía acústica cuando se hacían viajar ondas supersónicas en un material, requiriéndose el empleo de un emisor y un receptor. Actualmente se utiliza un único aparato que funciona como emisor y receptor, basándose en la propiedad característica del sonido de reflejarse al alcanzar una interfase acústica.

⁷ Wikipedia.org

- **Ondas Guiadas:** Técnica desarrollada con la finalidad de dirigir el haz ultrasónico y que nace de las ondas Lamb, conocidas como ondas superficiales, y la cual está basada en la relación de la longitud de Onda y la frecuencia. En el caso de las ondas guiadas de largo Alcance la geometría finita constriñe la propagación de las Ondas Elásticas y confina así el flujo de energía a su sección transversal que es el punto de interés para detectar perdida por área transversal. Para el caso específico de la práctica, se considera la aplicación de las ondas guiadas mediante el siguiente lineamiento:

3.5 CARACTERIZACIÓN DE LOS DEFECTOS SEGÚN ASME B 31G

Se debe utilizar el siguiente método para calcular la longitud máxima permisible del área corroída y aplicar sólo cuando la profundidad máxima de la picadura por corrosión es **mayor del 10% y menor del 80%** del espesor de pared nominal del tubo de acuerdo a la figura 9. Este método no es aplicable para corrosiones en la soldadura longitudinal y en la zona afectada térmicamente.

$$L = 1.12 * B(Dtm)^{\frac{1}{2}}$$

Esta fórmula se utiliza para valores de $B \leq 4$, donde B se obtiene de la siguiente expresión:

$$B = \sqrt{\left(\frac{c/t}{1.1c7t - 0.15}\right)^2 - 1}$$

Donde:

L = Máximo tamaño longitudinal permisible del área corroída. Como se muestra en la Fig. 4, en (pulg.)

D= Diámetro exterior nominal del tubo, en (pulg.)

t = Espesor de pared nominal del tubo, en (pulg.)

c = Máxima profundidad del área corroída, en (pulg.)

En caso de que B sea mayor que 4, se utilizará un valor de B = 4 en la ecuación.

Este valor también será aplicable, si la profundidad de corrosión se encuentra entre 10% y 17.5% del espesor de pared del tubo.

3.5.1 Presión máxima de operación.

Un ducto con corrosión localizada del tipo picadura o áreas reparadas por esmerilado, en donde el material remanente del tubo no reúne los límites de profundidad y longitud de acuerdo a lo indicado anteriormente, debe reducir su presión de operación a valores confiables en lugar de sustituirla o repararla.

El cálculo de la presión máxima de operación debe basarse en la consideración del espesor de pared remanente efectivo del tubo. La reducción de la presión de operación se debe determinar mediante el empleo de las siguientes ecuaciones:

a) Cálculo del factor adimensional, G:

$$G = 0.893 \frac{L}{\sqrt{Dt}}$$

Donde:

L = Longitud del área corroída (*pulg.*). Como se muestra en la Fig. 4.

D = Diámetro exterior (*pulg.*).

tn = Espesor nominal (*pulg.*).

b) Para valores de G menores o iguales a 4.0:

$$Pd = 1.1 * Pi \left[\frac{1 - \frac{2}{3} \left(\frac{c}{t} \right)}{1 - \frac{2}{3} \left(\frac{c}{t \sqrt{G^2 + 1}} \right)} \right]$$

Donde:

Pd= Presión interna manométrica reducida de diseño en (psi), en caso que Pd obtenido sea mayor que Pi se tomara el valor de Pi.

Pi = Presión interna manométrica de diseño original (psi), basada en el espesor de pared nominal especificado del tubo.

c = Máxima profundidad del área corroída (pulg.).

c) Para valores de **G** mayores de **4.0**:

$$Pd = 1.1 * Pi \left(1 - \frac{c}{t} \right)$$

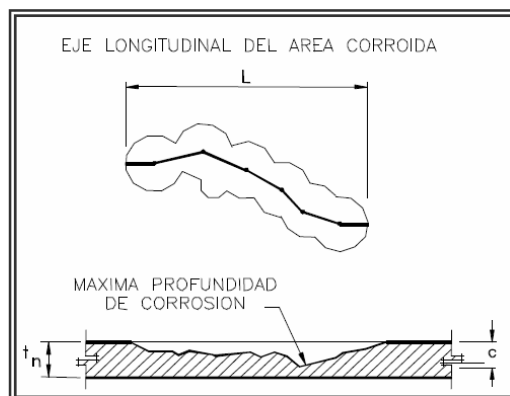


Figura 4. Parámetros usados en el análisis de la resistencia de áreas corroídas.

3.5.2 Cálculo del Espesor de retiro según norma ASME B 31.8:

Tubería de transporte de gas

El espesor de pared nominal dada la presión de diseño, puede ser determinado con la siguiente fórmula:

$$t = \frac{P * D}{2SFET}$$

Donde:

D= Diámetro exterior de la tubería, (in).

P= Presión de diseño. (psig).

S= Esfuerzo de Fluencia

T= Factor Temperatura derating. (Ver tabla 1.)

F= Factor de locación. (Ver tabla 2.)

E= Factor punto longitudinal (1.0 para tubería sin costura)

Temperatura, °F	Factor temperatura derating, T
Menor a 250	1.000
300	0.967
350	0.933
400	0.900
450	0.867

Tabla 1. Factor temperatura derating.

Locación	Factor de Diseño F
Clase 1, división 1 (max 10 casas por milla)	0.8
Clase 1, división 2	0.72
Clase 2 (max 46 casa por milla ²)	0.6
Clase 3 (+ 46 casa por milla ²)	0.5
Clase 4	0.4

Tabla 2. Factor de Diseño.

Tubería de transporte de líquido.

El espesor de retiro, puede ser determinado con la siguiente fórmula:

$$t_{ret} = \frac{t_{nom} + 10\%}{2}$$

Donde:

t_{ret} = Espesor de retiro.

t_{nom} = Espesor nominal.

4. EJECUCIÓN

4.1 PLAN DE INSPECCIÓN PARA EL BANCO DE TUBERIA No. 13 GCB.

ECOPETROL ha establecido un plan de manejo de integridad de los bancos de tubería 2,3,4,5,13 y 14 de la Gerencia Complejo Barrancabermeja, con el fin de obtener registros que permitan conocer el estado de estos bancos para lo cual ha montado un plan de inspección de líneas de proceso y sistemas de tuberías de servicios, basados en las mejores prácticas para la aplicación de la Inspección Basada en Riesgo (RBI) y Fitness For Service (FFS), buscando definir un plan de reposición y mantenimiento que permita mantener la confiabilidad operacional de las tuberías.

Este documento contiene el Plan de Inspección que se debe desarrollar para ejecutar todas las actividades de pruebas y ensayos sobre El Banco de Tubería 13

4.1.2 Objetivos

- Definir los ensayos a realizar sobre todas las tuberías del banco 13, basados en el plan de inspección entregado por ECOPETROL S.A en los documentos del proceso de selección del contrato 4014440.
- Establecer la metodología, guías y control a seguir para la ejecución de las actividades de inspección de las tuberías, de acuerdo con los planos, especificaciones de materiales y prácticas recomendadas.

4.1.3 Alcance

Este documento aplica para la ejecución de las actividades de inspección de las tuberías y accesorios que se encuentran ubicadas en el banco 13 de la GCB.

4.1.4 Responsabilidades

○ Coordinador:

El Ingeniero Coordinador Master del proyecto es responsable de:

- Elaboración del plan de inspección.
- Análisis de la información histórica de las tuberías.
- Planear, programar y controlar la ejecución de todas las actividades de inspección de las tuberías.
- Análisis e interpretación de Ensayos No Destructivos.
- Análisis e interpretación de resultados y apoyo de RBI, RCM, RCA.
- Verificar que el personal técnico que realiza las actividades de inspección de las tuberías, cumplan con las actividades asignadas con la calidad y seguridad definidas para cada una de ellas.
- Implementar las acciones correctivas y preventivas que se requieran durante la ejecución de las actividades.
- Elaborar las recomendaciones del DIA a DIA y las recomendaciones posteriores.
- Elaborar el reporte final.

○ Profesional HSE:

El ingeniero de HSE, es responsable de:

- Que los trabajos que se realicen tengan definidas sus actividades dentro de la normatividad de HSE de CIMA en concordancia con lo solicitado por ECOPETROL S.A.
- Verificar que el personal que realiza las actividades, cumpla con las normas de seguridad establecidas por ECOPETROL.
- Realizar auditorías de HSE al proyecto.
- Realizar visitas de HSE en los puestos de trabajo.
- Liderar las charlas de seguridad y salud ocupacional.
- Llevar los índices de gestión de HSE.
- Realizar los informes semanales, mensuales y final de HSE.

○ **Administrador**

Es responsable de suministrar todos los recursos necesarios para el bienestar de los trabajadores.

○ **Ejecución del proyecto**

A continuación se muestra el organigrama utilizado en el proyecto.

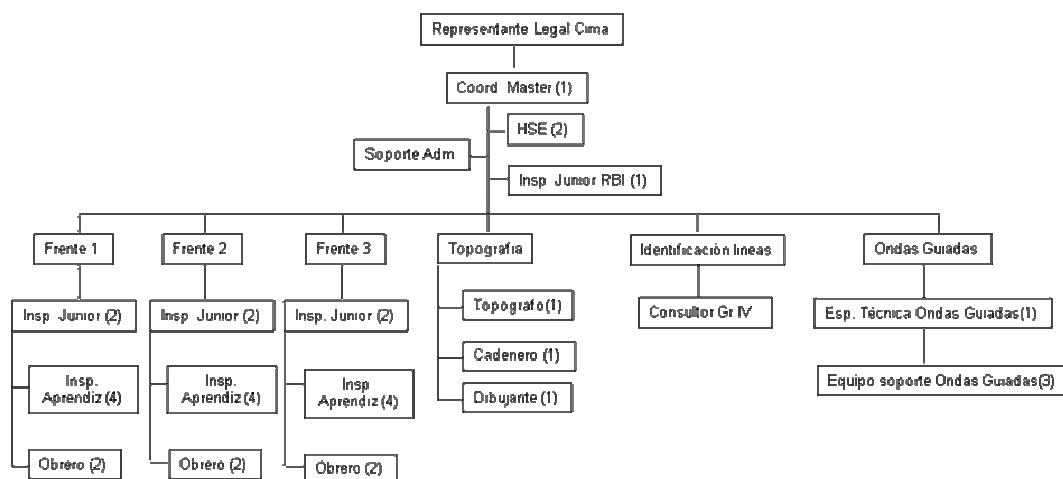


Figura 5. Organigrama del Proyecto

4.2 EQUIPOS Y HERRAMIENTAS

Los principales equipos y herramientas utilizados son:

- Cinco equipos de ultrasonido scan A/B. Dakota.
- Medidor portátil de adherencia.
- Tres (3) galgas de picadura, Thorpe
- Cintas métricas
- Calibradores vernier
- Equipo Teletest "Ondas Guiadas"
- Equipo de Topografía.
- 3 Kits herramientas mecánicas.
- 5 Kits de Herramientas para inspector
- Soporte diferencial 2 Ton.
- Eslinga de 12"
- 3 Pulidora de codo 3 H.P
- Barras de fuerza de 1 ½" y 2"
- Planta Eléctrica, 5 HP, 110 V-220 V
- 3 Computadores portátiles.
- 3 Cámaras digitales.

4.3 ACTIVIDADES DEL PLAN DE INSPECCION

Las principales actividades del Plan de Inspección son las siguientes:

4.3.1 Inspección Visual

La inspección visual debe cubrir 100% las superficies de las tuberías a inspeccionar, con todos sus accesorios y soportería que conforman el Banco. La cobertura de inspección debe detectar escapes por grietas o poros, nivel de

picadura incluyendo su profundidad, densidad y medición de zonas afectadas, estado de soldaduras, desgaste por rozamiento , áreas corroídas sobre las superficies, parches, grapas. En los soportes se deben evaluar las deformaciones, las pérdidas de verticalidad y horizontalidad, la linealidad, accesos, inmersión en agua o productos de proceso o enterramiento, sobre esfuerzos, estado del recubrimiento y cualquier otra ambigüedad que no corresponda con la tubería o el correcto funcionamiento de ellas. Se incluye además, la inspección de elementos acompañantes de las tuberías, como trampas de vapor, steam tracing, e instrumentación. Las tuberías aisladas se deben inspeccionar cada 20 metros y en los accesorios se debe retirar el aislamiento para su inspección.

La inspección visual se debe realizar en forma directa en todos los lugares de fácil acceso y en espacios reducidos o de difícil acceso se debe recurrir a ayudas visuales como espejos, telescopios, endoscopios, fibras ópticas, cámaras, etc., en donde se exige una capacidad de resolución, al menos equivalente a la del ojo humano.

Para ejecutar esta actividad se deben seguir los lineamientos del plan de calidad y las guías de inspección que forman parte del libro único de inspección Los datos deberán reflejarse en los cuadros de información de campo diseñados para este fin.

La inspección visual debe reportar en detalle lo siguiente:

- ◆ Escapes
 - Definición del área afectada
 - Diámetro equivalente del orificio y característica de la apertura (Lineal, Redonda u Ovalada)
 - Efectos sobre otras líneas o estructuras
 - Registro fotográfico

◆ Picadura

- Longitud y Ancho equivalente del área afectada
- Medición de la profundidad
- Densidad (Numero de picaduras por pulgada cuadrada)
- Registro fotográfico

◆ Escorias

- Verificar escorias en soldaduras
- Defectos de soldaduras como sobre montas, poros, entallas, socavaduras
- Registro fotográfico

◆ Desgaste

- Verificación del rozamiento con otras tuberías (la distancia entre tuberías o aislamiento de estas deberá ser superior a 75 mm)
- Desgaste en las superficies de asiento con los soportes
- Erosión por escapes de otras líneas
- Registro fotográfico

◆ Deformaciones

- Detección de pérdida de verticalidad
- Medición de la desviación (punto mas desviado)
- Medir longitud de desviación vertical
- Detección de pérdida de horizontalidad
- Medición de la desviación horizontal (punto más desviado)

- Medir longitud de desviación horizontal
- Detección de pérdida de linealidad
- Medición de la flecha de desviación en su punto más lejano
- Registro fotográfico

◆ Abolladuras

- Detección de áreas abolladas
- €Medición (Longitud x Ancho)
- Registro fotográfico

◆ Bridas

- No deben existir bridas en viaductos.
- Verificar estado mecánico e instalación de espárragos
- Verifique si en líneas de hidrogeno existe anillo de vapor para el control de fuego.
- Identifique si existe des-alineamiento visible.
- Observe (sin desacoplar) si el empaque se encuentra en buen estado.
- ¿Existe alguna válvula cuyo vástago este por debajo de la horizontal?

◆ Trampas de vapor y Tracing

- Verifique que la trampa no esté disparada permanentemente.
- Verifique que el tracing tenga una caída constante y su agarre sea adecuado.
- ¿El drenaje de la trampa de vapor es llevado a un sitio apropiado?
- Prueba con martillo de 8 onzas a la línea de tracing.

◆ Accesos, áreas de soporte y huella del banco

- Inspección de accesos al banco de tuberías
- Verificación del drenaje adecuado del terreno, ¿tiene pendiente adecuada?
- Contaminación y vegetación en área de soportes y huella del banco.
- Concentración de sedimentos.
- Deslizamientos, erosión y hundimientos.
- Evidencia de manantiales y/o drenajes en que afectan soportes y huella del banco
- Sectores inundados con productos (detalle del producto) y tuberías bajo inmersión
- Sectores que se encuentran enterrados
- Registro fotográfico

◆ Sobre Esfuerzos

- Inspección de elementos estructurales
- Elementos ajenos al banco que afecten la integridad de las líneas y los soportes.
- Válvulas o accesorios que causen sobreesfuerzos
- Registro fotográfico

◆ Concreto

- Grietas o separación incompleta en dos o más partes con una cierta profundidad o sobre la profundidad entera de una sección.
- Deterioro, generado por cambios adversos en las propiedades mecánicas, físicas y químicas, o cualquiera de ellas sobre la superficie, o en todo el cuerpo del concreto:

- Desintegración: Deterioro en pequeños fragmentos de partículas debidos a varias causa.
- Pop-out: El rompimiento a distancia de pequeñas porciones de una superficie de concreto, debido a presiones internas, las cuales dejan depresiones poco profundas, típicamente cónicas.
- Cascarilla: Peladuras o descascara miento local, porciones de concreto o mortero cercanas a la superficie.
- Desmolde: Adherencia del concreto al molde.
- Astillado: Un fragmento, usualmente en forma de cascara, separado de una gran masa por una explosión, por la acción del clima, fuego, o expansión dentro de la gran masa.
- Área silenciosa: Área de la superficie de concreto que suena hueco al ser golpeada.

- **Depósitos Superficial:**

- Exudación: Liquido o material viscoso descargado por un poro, grieta o apertura a la superficie.
- Incrustaciones: Corteza de revestimiento, generalmente duro, formado en la superficie del concreto.
- Estalactita: Formación puntiaguda hacia abajo, que cuelga desde la superficie del concreto.
- Manchas de corrosión/herrumbre: Desintegración o degradación de concreto o refuerzos, debido a ataque químico o electroquímico.

- ◆ **Recubrimiento o Aislamiento**

- Verificación del estado del recubrimiento.
- La mínima distancia entre el aislamiento de baja temperatura y otros objetos deberá ser 30 mm.
- Verificar la instalación del fonil de forma que no permita la entrada de líquidos.

- La mínima distancia entre una brida y el aislamiento de la línea deberá ser 30 mm.
- Zonas sin aislamiento (características del área sin aislamiento, codo, línea dimensiones)
- Registro fotográfico

4.3.2 Prueba de martillo

La prueba de martillo se debe realizar a las líneas de tracing y líneas menores a 2" de diámetro. Para las líneas de tracing se debe utilizar un martillo con un peso de 9 onzas, y para líneas menores de 2" un martillo con un peso de 12 onzas, se debe golpear la tubería teniendo la precaución de no causar deformaciones a las tuberías. Los accesorios que sean fundidos (codos y teas) no deben ser inspeccionados por este método. En la prueba se debe distinguir los diferentes sonidos que sean emitidos al momento de golpear la tubería para la realización del diagnóstico. Los resultados de la inspección, deben ser registrados en el formato diseñado para tal fin.

4.3.3 UT de espesores

La medición de espesores se debe realizar en todas las líneas mayores o iguales a 2" de diámetro, realizando mediciones cada 20 metros de la longitud del Banco de Tubería, tomando seis puntos por anillo de la siguiente forma; a las 12 (punto 1), 3 (punto 2), 5 (punto 3), 6 (punto4), 7 (punto5) y 9 (punto 6) haciendo énfasis en la zona inferior y sobre la dirección del flujo, de acuerdo a la Figura 6.

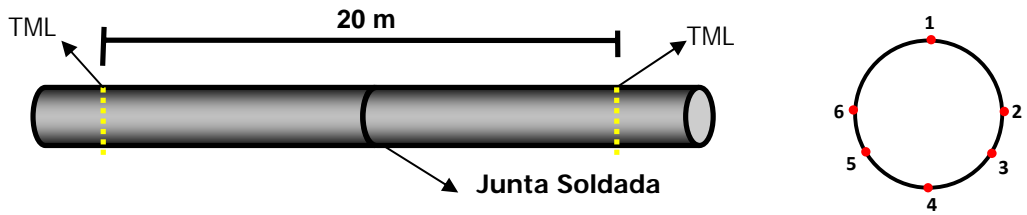


Figura 6. Zona de medición de espesores en tramos rectos

En codos de diámetro menor o igual a 6", se debe tomar 6 puntos, tres en el radio exterior, dos en el diámetro medio del codo, un punto en el radio interior. Adicionalmente, se debe realizar la toma de espesores antes y después de cada junta de unión codo con tubería (Figura 6), como se muestra en la Figura 7.

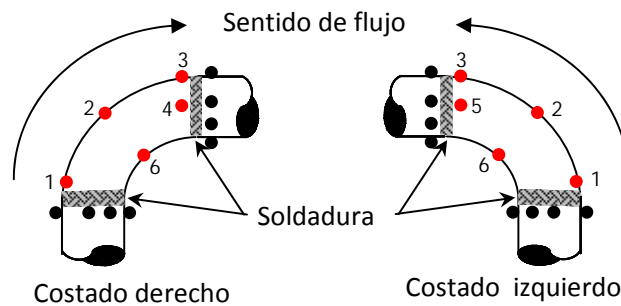


Figura 7. Zonas de medición de espesores en codos igual o menor a 6"

En codos de diámetro mayor a 6", se debe tomar 9 puntos, tres en el diámetro medio, cuatro en el exterior del codo, dos puntos en el radio interior. Adicionalmente, se debe realizar la toma de espesores antes y después de cada junta de unión codo con tubería (Figura 6), como se muestra en la Figura 8.

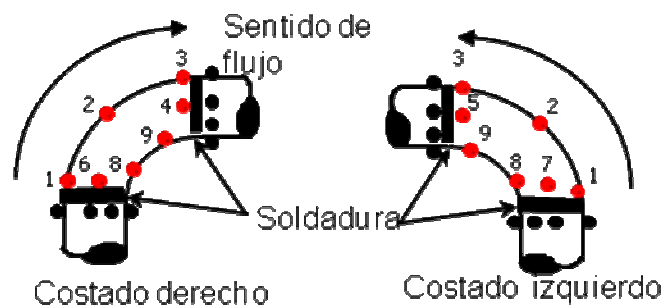


Figura 8. Zonas de medición de espesores en codos mayores a 6"

En Tees de diámetro menor o igual a 8", se deben tomar como mínimo 11 puntos de acuerdo a la Figura 9. Adicionalmente, se debe realizar la toma de espesores antes y después de cada junta de unión tee con tubería, como se muestra en la Figura 6.

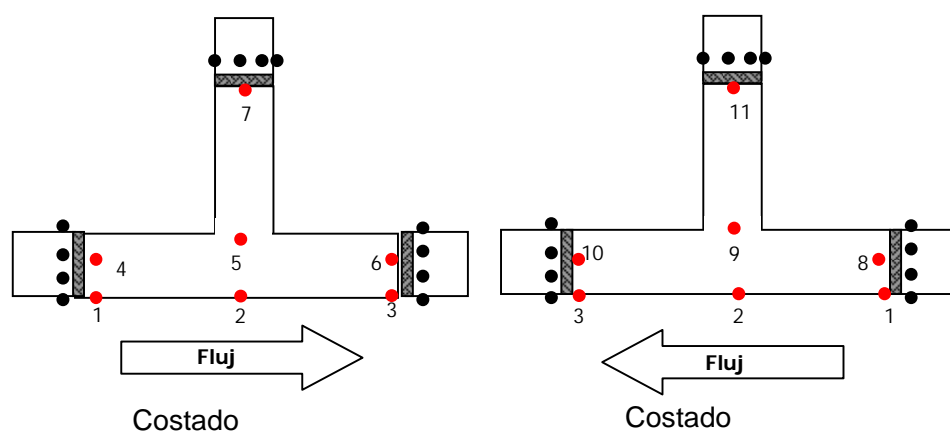


Figura 9. Zona de medición de espesores en tees menor o igual a 8"

En Tees de diámetro mayor a 8", se deben tomar como mínimo 13 puntos de acuerdo a la Figura 10. Adicionalmente, se debe realizar la toma de espesores antes y después de cada junta de unión tee con tubería, como se muestra en la Figura 6.

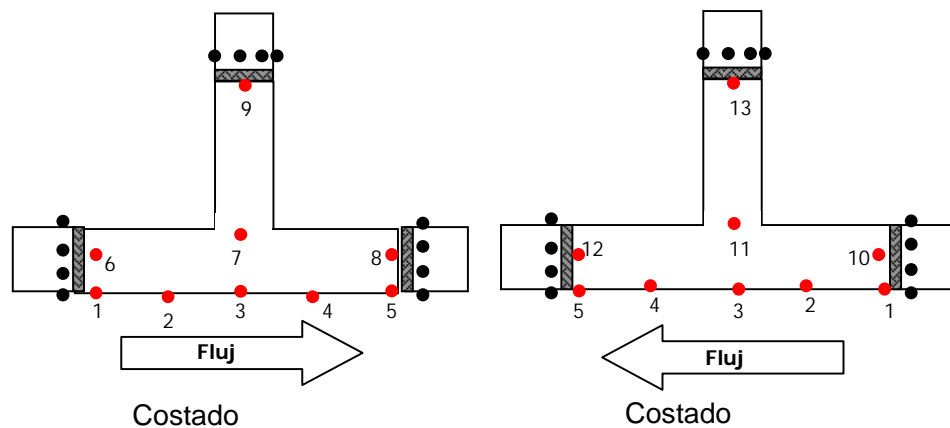


Figura 10. Zona de medición de espesores en tees mayor a 8"

En tubería aislada, se debe retirar el aislamiento y realizar toma de espesores cada 20 metros en tramos rectos, y en codos retirar aislamiento para su inspección.

En zonas donde exista rozamiento de la tubería con los soportes o haya evidencia de desgaste de la pared del tubo por rozamiento con otras tuberías, se debe realizar medición de espesores. Se debe utilizar herramienta mecánica para levantar la tubería que está en contacto con los soportes o con otras tuberías para realizar la inspección donde el acceso lo permita.

En el caso en que se encuentren espesores bajos, se realizarán tomas adicionales de tal manera que pueda encontrarse los puntos más bajos y definirse los defectos. Seguidamente se reportan estos resultados indicando también el porcentaje de desgaste.

- **UT Scan B.**

Se debe realizar inspección de las tuberías por la técnica de UT Scan B, en aquellas zonas de fácil acceso, en las que se encuentren indicaciones por la técnica de ondas guiadas, o cuando se hayan reportado indicaciones severas de

pérdida de espesor por UT de espesores. Se debe realizar un barrido en la zona afectada en forma circunferencial en 180° y en forma longitudinal, formando una cruz en el punto de la indicación.

Para ejecutar esta actividad se deben seguir los lineamientos de la guía para “Inspección Mediante Ultrasonido Espesores” y los datos resultados de la inspección, deben ser registrados en el formato diseñado para tal fin.

4.3.4 Ondas Guiadas.

La inspección por ondas guiadas se debe realizar en tramos de líneas de transporte de hidrocarburos y de gas, bajo viaductos con temperaturas menores a 200°C. Las líneas que se encuentren pegadas (apeñuscadas), se deben separar con herramienta mecánica para permitir el acople de los anillos donde el acceso lo permita. Solamente se podrán realizar las ondas guiadas a tuberías de fácil acceso.

- **Objetivo:**

Determinar, Localizar, cuantificar y evaluar las posibles pérdidas de material en la sección transversal de la tubería, causadas por corrosión o erosión tanto interna como externa, mediante la técnica de ondas guiadas de largo alcance **Teletest®** en tuberías de aceros al carbono que transportan fluidos, así como para conocer el grado de afectación de la línea, señalando los puntos mayores en amplitud de dB que sobrepasen la línea del 9% en las graficas de Teletest. y generar evidencia del rendimiento de la técnica.

- **Alcance**

La técnica de ondas guiadas de largo alcance es capaz de detectar la corrosión >30% de profundidad del espesor de pared y < 25% de la anchura circunferencial

en distancias hasta de 200 metros en ambos sentidos de la colocación del anillo transductor.

- **Materiales y Equipos:**

El equipo de inspección utilizado es marca Teletest, y está compuesto por los siguientes accesorios:

- Computadora portátil Laptop con Software Teletest para el Análisis de las Señales
- Caja Ultrasónica de Baja Frecuencia, con conexiones Lemo (permite la excitación de los palpadores)Caja Amarilla
- Medidor de espesor por ultrasonido (A – Scan).
- Extensión de 50 metros con conexiones Lemo-Lemo. Conecta la salida da la caja ultrasónica con la computadora
- Tester para el chequeo y verificar buena operación de los palpadores
- Palpadores, Fajas y portapalpadores para diámetros de 2” hasta 24”, y combinaciones esta para realizar diámetros hasta de 58”.
- Bomba neumática. Llaves, destornilladores tornillos. Cinta métrica.

- **Identificación de Riesgos:**

- Golpes y aprisionamiento.
- Caídas.
- Contactos con químicos
- Contacto con temperatura extrema.
- Ruido
- Vibración.

- Electricidad.
- Asfixia e intoxicación.
- Incendio o Explosión

- **Equipos de Seguridad:**

- Zapatos de seguridad
- Lentes de seguridad
- Braga (coverall)
- Protección auditiva
- Guantes de seguridad
- Casco de seguridad
- Arnés de seguridad (En caso de trabajos en altura)
- Mascarilla de seguridad

- **Normativas:**

- Antes de realizar la inspección se debe solicitar la información técnica necesaria, tal como condiciones operacionales, isométricas de la (s) línea(s), material de fabricación, norma de diseño.
- Una vez culminada la evaluación de la tubería se debe elaborar el informe de inspección, el cual incluye la información necesaria, como fotos, isométricos y análisis de graficas de Ondas Guiadas.
- Los trabajos de inspección deben estar respaldados por los Análisis de Riesgo en el Trabajo cuando aplique, y los inspectores deberán utilizar los implementos/equipos e protección personal requeridos para cada tipo de actividad.
- Debe dejarse un informe preliminar semanal donde se especifiquen las condiciones encontradas al momento de realizar la inspección y dejar

reseñado sobre la superficie del tubo o equipo inspeccionado estas condiciones.

- Disponer para el momento de la inspección de las normas vigentes de evaluación de tubería, así como aquellas relacionadas con la defectología y adecuación al servicio

- **Descripción del equipo:**

Teletest es la tecnología de inspección de nueva generación para evaluar largas secciones de tuberías con aislamiento, revestimiento o enterradas, disponible en la industria. Teletest utiliza bajas frecuencias de ultrasonido (Técnica Ondas Guiadas) la cual es inducida en la tubería para producir un largo rango de onda. Una vez que la onda ha sido inducida en la tubería, el sonido viajará a lo largo del tubo con 100% de cobertura circunferencial para distancias entre 30m y 150m en ambas direcciones desde el punto donde ha sido acoplado el anillo de transductores Teletest. Como el sonido se propaga a lo largo de la tubería, en donde exista una discontinuidad el sonido se reflejará en el punto de la tubería y regresará a la unidad de Teletest para dar su punto exacto sobre la misma (en metros o pies). Dependiendo de la relación entre la frecuencia y longitud de onda utilizada para el ensayo, se obtendrá una señal rectificadora en amplitud de dB la cual será clasificada en rangos de menor, moderada o severa

Teletest inspecciona 100% de la pared de la tubería en pocos minutos para largas distancias lo cual comparados con métodos tradicionales durarían meses. En la grafica se observa la diferencia entre la inspección convencional y finalmente como Teletest inspecciona 100% de la tubería.

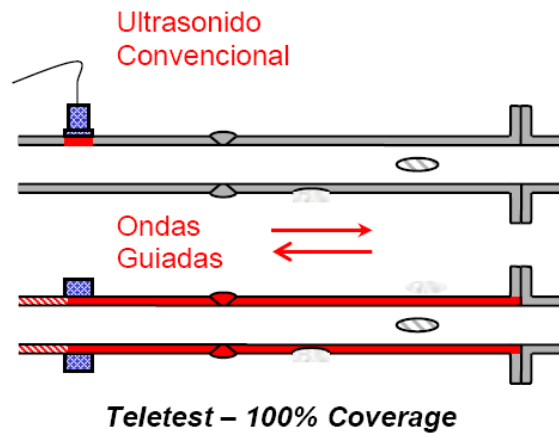


Figura 11. Inspección Ultrasónica convencional y con ondas guiadas

- **Procedimiento para la inspección con el equipo Teletest**

- **Limpieza o Preparación De La Superficie**

El punto seleccionado para la instalación del anillo transductor debe ser lijado en toda la circunferencia y limpiado con un trapo seco para retirar el exceso de corrosión de la superficial o porosidad que pueda influir en el acoplamiento de los transductores en la circunferencia del tubo. En el caso de poseer pintura solo se retirara un poco el brillo para lograr un buen acople entre el anillo de transductores y la tubería.

- **Armado Del Anillo Transductor**

El anillo de goma debe ser armado con palpadores en toda la longitud de la misma hasta cubrir toda la circunferencia. El número de palpadores dependerá del diámetro de la tubería seleccionada. Cada palpador debe ser probado individualmente antes de ser instalado, La forma de probar estos elementos es con un Tester para medir capacitancia y la respuesta de cada palpador debe ser de 1.3 nf aproximadamente. Al armar completamente la bobina de transductores

se deben conectar en serie todos los palpadores tomando en cuenta el punto medio, que será la entrada para la conexión de aire y los puntos extremos donde se conectarán los cables provenientes de la caja rectificadora (caja amarilla) para definir los cuadrantes de la tubería los cuales están señalados en la bobina con los colores Amarillo, naranja, azul y rojo por cuadrante. Para la comprobación del funcionamiento del anillo luego de armado y conectado en serie se deberá utilizar la caja gris identificada como caja de verificación de cuadrantes donde el operador deberá observar en la pantalla del multímetro si la capacitancia y continuidad en los cuadrantes identificados como A-B-C y D. son correctos, de acuerdo a la cantidad de transductores colocados por cuadrante.

- **Instalación Del Anillo Transductor Sobre La Superficie Del Tubo**

El anillo transductor deberá ser colocado sobre la superficie tratando de no arrastrar el anillo de transductores sobre la superficie del tubo, ya que esto ocasiona desgaste en los palpadores. Posteriormente se colocará una cinta de tela con cierre auto adhesivo (Cierre mágico) para ajustar el anillo y no se desplace sobre el tubo, luego se instalará la faja metálica ajustando con pernos sobre el anillo transductor para ajustar con firmeza los transductores y obtener la presión de acople adecuado de los palpadores sobre la superficie del tubo, tomando en cuenta que este sistema no utiliza ningún tipo de acoplante entre los palpadores y la superficie del tubo, se conectará una manguera roscada con un manómetro de 100 psi que suministrará aire con una bomba, hasta obtener 40 libras máxima de presión.

- **Conexión Del Anillo Transductor**

El anillo se conectará a la caja amarilla rectificadora a través de un cable identificado por un código de colores, en el anillo transductor se

conectaran los extremos rojo, azul, naranja y amarillo identificados en la parte posterior de la faja transductora con un punto representando cada color, en la caja amarilla se conectaran los extremos verde, azul y rojo, al mismo tiempo se conectará la caja amarilla con un cable gris umbilical de 10 o 30 metros de longitud que servirá de interconexión entre el computador portátil y el equipo Teletest®

- **Datos y procedimientos de inspección en campo**

La logística de la Inspección es la siguiente:

- Verificar la limpieza de la Tubería en el punto a colocar los palpadores.
- Realizar croquis o isométrico del área a inspeccionar ubicando el datum.
- Verificar el diámetro externo del tubo (con cinta métrica o compás OD)
- Chequear el armado del arreglo de los palpadores(bobina) para el diámetro a inspeccionar
- Verificar el espesor de pared con ultrasonido de Haz recto en el sitio de colocación del anillo de transductores. Realizar varias medidas y seleccionar la menor medición para seleccionar curvas de dispersión.
- Medir la distancia desde el Datum hasta la bobina o anillo de transductores.
- Comprobar con el Tester la continuidad de la señal colocando el equipo en 20fn
- Conectar el tester a la caja de verificación de cuadrantes de coordenadas (ABCD) y a su vez conectar a la bobina según código de colores (azul, rojo, amarillo y naranja)
- Colocar la bobina sobre el tubo con la superficie limpia a una distancia mínima de 2.5 m del punto más cercano DATUM (brida, soldadura, soporte, etc.) tratando de ubicar la bobina con el sentido del flujo tomando como referencia la manguera de presión (Sentido Forwards).

- Verificar el ajuste de la cinta adhesiva en el centro de la bobina o anillos de transductores a su alrededor debidamente ajustada.
 - Verificar la Instalación de la Faja metálica debidamente alineada y ajustada
 - Chequear en manómetro la presión de aire que debe estar entre a 30 0 45 psi máx.
 - Instalar el cableado entre el modulo Teletest® y la bobina del cable umbilical(azul, amarillo, verde y naranja)
 - Instalar cable desde modulo Teletest® hasta la bobina (rojo, azul, naranja y amarillo).
 - Instalar cable gris umbilical del Teletest® a la base
 - Instalar la tarjeta Teletest®. Interfase Card.
 - Encender el Computador
 - Entrar en el Icono de las Curvas de Dispersión y seleccionar la adecuada para el diámetro y espesor de la tubería a inspeccionar.
 - Observar los valores de atenuación en las curvas correspondientes de la prueba en sitio y sus amplitudes de los rings utilizando modo manual
 - Interpretar las gráficas incluyendo aplicación de líneas flexurales tanto horizontales como verticales.
 - Crear curvas DAC para ubicar las líneas de referencia aplicando la atenuación.
 - Realizar reporte según interpretación.
- **Guía para entender los datos obtenidos por ondas guiadas de largo alcance teletest®.**
 - **Calibración Electrónica:**

Esta calibración se realiza en función del tiempo y distancia para obtener datos confiables

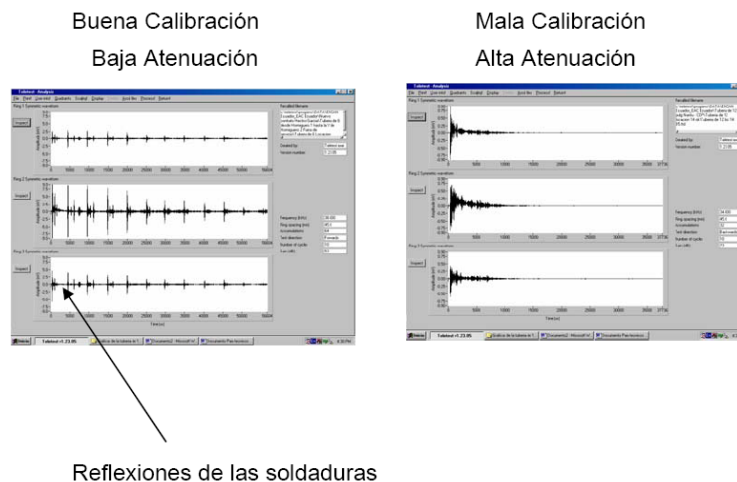


Figura 12. Calibración Equipo Teletest

Para obtener una buena calibración se recomienda realizar varios ensayos a diferentes frecuencias hasta obtener los mejores resultados como se muestra en la ilustración de la izquierda, una atenuación alta puede producir una mala calibración, para estos casos se debe modificar la frecuencia y disminuir el rango para obtener unos resultados confiables.

- **Curva de calibración de la amplitud de la distancia**

- **Calibración de la Amplitud de la distancia.** La Calibración de la Amplitud de la distancia es establecida para cada evaluación. Estas curvas son uno de los elementos claves en la evaluación de cualquier anomalía. Antes de la Calibración pueden ser establecidos los valores de la Atenuación para cada evaluación. Los valores de atenuación son obtenidos por comparación de las amplitudes de señales similares (soldaduras) a diferentes distancias de la localización de los transductores. Estos valores de atenuación son presentados en dB/m.

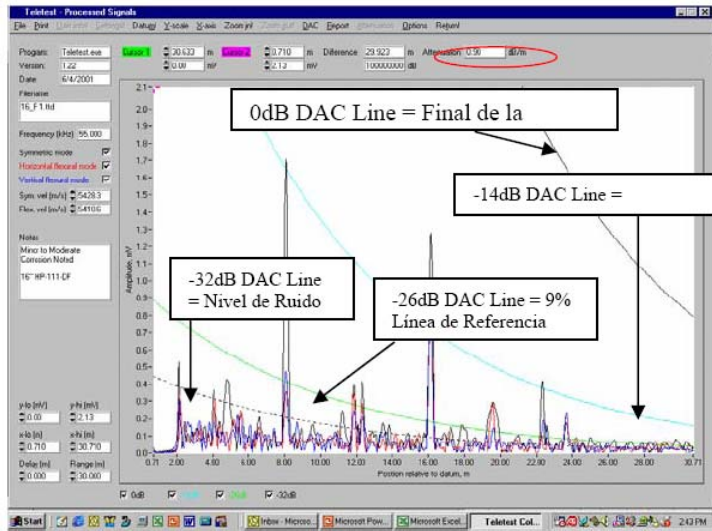


Figura 13. Calibración de la amplitud de la distancia

Una vez que los valores de atenuación han sido determinados el software utiliza los picos reflejados de las soldaduras, o niveles de ruidos para establecer la Curva de Calibración de la Amplitud Distancia (**DAC**).

Curvas DAC Dibujadas en el Computador.

Curva 0 dB: la curva de 0dB es equivalente a los extremos de la tubería (bridas, válvulas etc.) con una reflexión de la energía del sonido en 100%.

Curva -14 dB: la curva -14dB es equivalente a la amplitud de una soldadura. Diferencias Insignificantes pueden ser encontradas debido a las diferencias en el refuerzo de las soldaduras.

Curva - 26 dB: la curva -26dB es referida como la línea de nivel del reporte y es generalmente equivalente a un 9% de la pérdida de espesor de la sección transversal del área de la pared del tubo.

Curva -32 dB: la curva -32dB es referida como nivel de ruido. Bajo condiciones Ideales puede ser utilizada como referencia para el reporte (3%).

- **Clasificación de la anomalía**

Después de haber establecidos las Curvas de Corrección Distancia Amplitud los datos están listos para ser interpretados. La interpretación siempre comienza con una característica geométrica conocida continuando con la identificación y clasificación de significativos indicadores discreto o flexurales.

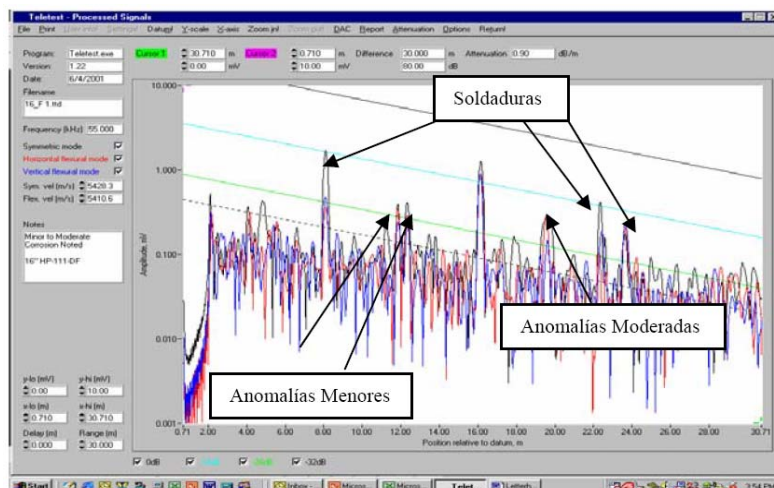


Figura 14. Lectura de anomalías

- **CLASIFICACION Y CARACTERIZACION DE LA SEÑAL.**

Caracterización de la Señal. El componente más crítico para una buena inspección de Teletest® es la caracterización de la señal para determinar la respuesta de ultrasonido de largo alcance. Debido a la complejidad de la interpretación de los Resultados **TechCorr** busca obtener la mayor

información acerca de la línea, tal como, servicio, historia, revestimiento, corrosión esperada, todo estos datos antes de comenzar la inspección.

Soldaduras. Generalmente Las Soldaduras son de alta amplitud y señales simétricas con rápidos crecimientos y caídas, generalmente ellas soportan señales de flexión.

Bridas. Las Bridas generan altas amplitudes de señales simétricas que son de base más ancha que las soldaduras y tienen una distinta caída en la energía de ultrasonido. La energía de ultrasonido es completamente parada por la interfase de aire.

Soportes. Los soportes pueden dar una respuesta basada en un método adjunto. Las respuestas que son esperadas dependen del tipo, servicio y método.

Anomalías. Las anomalías vienen en diferentes formas y tamaños pero generalmente son de naturaleza flexural y son basadas en señales multi – pico más que señales de geometría normal. Las indicaciones son clasificadas y basadas con respecto a su amplitud y relación con las curvas DAC que han sido establecidas. Estas indicaciones son clasificadas como de Menores Anomalías, Moderadas Anomalías o Severas Anomalías.

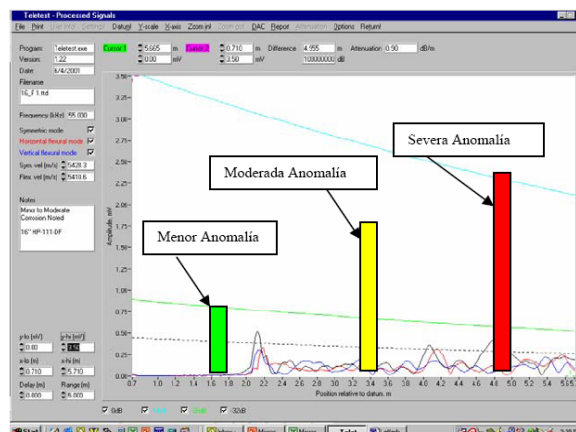


Figura 15. Clasificación de anomalías

- **REPORTE DE TELETTEST®**

El reporte de Teletest® genera muchos detalles importantes de la inspección, en un resumen de un reporte típico de Teletest® el cual incluye; identificación de la tubería, Detalles de la Tubería, Posición de Referencia DATUM, Dirección o sentido (Forwards o Backwards), Indicaciones y Comentarios entre otros.

Anomalías. Una lista de indicaciones claves son generadas con una posición relativas a la posición de referencia (Datum), también se presentan las amplitudes con respecto a la curva de referencia de reportes, respuesta (tipo de señal: Simétrica o Flexural) y una decisión de cuál es la causa de la indicación de la onda de ultrasonido. Indicaciones no simétricas son clasificadas como anomalías menores, moderadas o severas basadas en una amplitud relativa en dB con respecto a la curva DAC de referencia de reporte

- **DIBUJOS**

Dibujos, isométricos o fotografías son presentados para establecer el punto de referencia (datum) y proveer la dirección del disparo (dirección hacia delante o hacia atrás), grabar las dimensiones físicas para conocer la geometría de los reflectores y reconocer las anomalías. Las inconsistencias menores pueden ser conseguidas entre las dimensiones físicas del mapa y los datos de Teletest® debido a diferencias en velocidad de los diferentes materiales que pueden ser evaluados.

Punto de referencia Datum. Un punto de referencia (Datum) es seleccionado para cada sistema de tuberías que son inspeccionadas. Este punto por lo general es una característica geométrica que permanecerá depuse de dejar el sitio. El software nos permite la entrada de dimensiones

físicas desde el datum (cero) a la localización de los transductores y recalcular todas las dimensiones de Teletest®.

Dirección de la Inspección. Los datos de Teletest® son obtenidos en ambas direcciones hacia delante y hacia atrás desde la herramienta de Teletest® (transductores). Los datos que son obtenidos detrás del Datum localizado en 0 es en números negativos mientras los datos generados de frente del Datum localizado en la posición 0 son números positivos

Dimensiones Físicas Para Conocer la Geometría de los Reflectores. Las dimensiones para conocer la geometría de los reflectores son generalmente dadas. Cuando es posible estas dimensiones físicas son tomadas del campo como parte de un proceso de bosquejo.

Localización de las Anomalías. Las anomalías que son detectadas son presentadas en un dibujo con dimensiones relativas al datum (punto de referencia) tal como provienen del software de Teletest®. Algunas diferencias en las dimensiones entre el sistema de Teletest® y las medidas físicas pueden existir debido a la inexactitud en las diferencia de velocidades, variación de la impedancia. Para una mejor precisión en la posición de las discontinuidades supuestas de las mediciones físicas deberían ser realizadas desde un receptor de geometría verificable.

Es bien importante reflejar en el informe las condiciones de la línea para el momento de realizar la inspección y hacer referencia que los datos recopilados están asociados a dichas condiciones. En el cual se debe indicar claramente la fecha de realización, ya que la experiencia nos indica que cambios operacionales afectan los niveles de deterioro del sistema y por ende su integridad.

4.3.5. Prueba de adherencia

Una vez realizada la inspección visual a la pintura, se le realizará ensayo de adherencia en aquellas zonas donde se evidencie deterioro del recubrimiento.

4.3.6 Levantamiento de planos isométricos:

Se levantarán planos, isométricos (Tamaño B ISO 300x432mm), a cada una de las líneas perteneciente al banco de tubería; planos tamaño E, A0, 787x1118mm para cada banco de tubería; planos tamaño C, A2, 432x559 para cada viaducto.

4.4. ESTRUCTURACIÓN DEL PLAN DE INSPECCIÓN.

De acuerdo a los documentos del proceso de selección del contrato se cumplió con el siguiente plan de inspección:

BANCOS DE TUBERIA			
PARTE	MODO DE FALLA	ENSAYOS A REALIZAR	EXTENSIONES
Tubería aislada	Aislamiento deteriorado	Inspección Visual	Totalidad de las líneas
	Tracing en falla	Inspección Visual	Cada 20 m y en codos de las líneas componentes del tracing, válvulas, trampas.
		Prueba de martillo	Líneas del tracing
	Corrosión – pérdida de espesor	Inspección Visual	En tramos rectos cada 20m y en codos retirar aislamientos para inspección
		UT Espesores	En tramos rectos cada 20m y en codos retirar aislamientos para inspección
		Ondas Guiadas	Tramos líneas de HC bajo con viaductos con temperaturas menores de 200°C
	Desgaste en áreas de soporte	UT Scan B	Indicaciones severas por técnicas ondas guiadas y/o desgaste severo indicado por UT
		Inspección Visual	En cada área donde exista soporte
	Deformaciones	UT Espesores	En cada área donde exista soporte
		Inspección Visual	Totalidad de la línea
	Escapes	Inspección Visual	Totalidad de la línea (juntas bridadas, roscadas, grapas y parches)
	Aglomeraciones	Inspección Visual	Totalidad de la línea.
Juntas bridadas fuera de norma	Inspección Visual	Totalidad de la línea	

Tubería desnuda menor a 2" de diámetro	Corrosión	Inspección Visual	Totalidad de la línea
		Prueba de martillo	Cada 20m
	Deterioro pintura	Inspección Visual	Totalidad de la línea
		Prueba de adherencia	En forma manual realizando cuadrícula (bisturi)
	Desgaste en áreas de soportes	Inspección Visual	En cada área donde exista soporte
	Escapes	UT Espesores	En cada área donde exista soporte
	Juntas bridadas fuera de norma	Inspección Visual	Totalidad de la línea
	Aglomeraciones de las líneas	Inspección Visual	Totalidad de la línea
Deformaciones	Inspección Visual	Totalidad de la línea	
Tubería desnuda igual o mayor a 2" de diámetro	Corrosión – perdida espesor	Inspección Visual	En tramos rectos cada 20m y en codos
		UT Espesores	En tramos rectos cada 20m y en codos
		Ondas Guiadas	Tramos líneas de HC bajo con viaductos con temperaturas menores de 200°C
		UT Scan B	Indicaciones severas por técnicas ondas guiadas y/o desgaste severo indicado por UT
	Deterioro pintura	Inspección Visual	Totalidad de la línea
		Prueba de adherencia	En forma manual realizando cuadrícula (bisturi)
	Desgaste en áreas de soportes	Inspección Visual	En cada área donde exista soporte
		UT Espesores	En cada área donde exista soporte
	Escapes	UT Espesores	En cada área donde exista soporte
	Juntas bridadas fuera de norma	Inspección Visual	Totalidad de la línea
	Aglomeraciones de las líneas	Inspección Visual	Totalidad de la línea
Deformaciones	Inspección Visual	Totalidad de la línea	
Soportería	Corrosión	Inspección Visual	Totalidad de los soportes
	Deformaciones	Inspección Visual	Totalidad de los soportes
	Bases deterioradas	Inspección Visual	Todas las bases
	Diseño inadecuado	Inspección Visual	Todos los soportes
Terreno	Deformaciones - asentamientos	Inspección Visual	Toda el área bajo el banco y zona adyacente
	Empozamientos	Inspección Visual	Toda el área bajo el banco y zona adyacente
	Terreno cedido	Inspección Visual	Toda el área bajo el banco y zona adyacente

Tabla 3. Plan de Inspección

5. RESULTADOS Y ANÁLISIS

Para registrar los resultados obtenidos en campo, según el plan de inspección, se utilizaron plantillas, diseñadas por la Corporación CIMA y que fueron sometidas a evaluación por parte de los entes evaluadores del proyecto pertenecientes ECOPETROL S.A.

Entre los resultados reportados para la práctica se tuvo en cuenta solo una muestra representativa de las 33 líneas inspeccionadas en el banco de tuberías N° 13, por razones prácticas y por el grado de confidencialidad en la información recogida de ECOPETROL.

Referentes a estas líneas se encuentran:

5.1 PLANILLAS DE MEDICIÓN DE ESPESORES:

En estas planillas se encuentra la información referente a los datos recogidos en campo con el equipo de medición de espesores (DAKOTA), inspeccionado según lo mencionado en el plan de inspección en el numeral 4.3.3 de este informe.

En ella se encuentra:

- El TML (punto de medición de espesor) de la medición de espesores en SCAN A,
- La característica, en esta casilla se encuentra la descripción del accesorio inspeccionado (en forma abreviada, pero especificado en las convenciones de la misma planilla, en la parte superior). Este accesorio puede ser, un codo de 45 o de 90, una tee, un niple, una brida, un tramo recto de tubería, entre otros mencionados en las convenciones de la planilla.

- La longitud de tubería inspeccionada (acumulada), la cual se va midiendo entre TML's y se va sumando de manera sucesiva.
- El espesor nominal (T nominal) según el diámetro. (requerido para efectos de cálculo del espesor de retiro).
- El Schedule es requerido para información de la línea que será almacenada en el histórico.
- Los resultados de Scan A en los que se encuentra un formato condicional ilustrado en colores rojo, amarillo y verde, donde:
 - **Verde:** Si el espesor mínimo leído (T min leído) se encuentra entre por encima del espesor de retiro (T de retiro)
 - **Amarillo:** Si el espesor leído se encuentra entre el T de retiro y el T de diseño.
 - **Rojo:** Si el espesor mínimo leído se encuentra por debajo del T de diseño.

Estos datos son analizados y utilizados determinar que tan grave es el daño en la línea inspeccionada.




- El Concepto A/R (Aceptación ó Rechazo según sea el caso).
- Relación entre la máxima presión de operación permitida (MAWP) y la presión de operación actual.
- Máxima presión de operación permitida

		CONSULTORIA PARA LA ASESORIA TECNICA ESPECIALIZADA EN INSPECCION DE BANCOS DE TUBERÍA No 2, 3, 4, 5, 13 Y 14 DE LA GERENCIA BARRANCABERMEJA DE ECOPETROL S.A. CONTRATO 4014440					
Nombre de la línea : Banco13 - COMBUSTOLEO PESADO LINEA001				Inicia de la línea: BLENDING		fin de la Línea : K-927/929/936	
Años de Servicio: ND				Aislamiento : ND		Tracing: NA	
				Presion: 50		Temperatura: 150	
Inspector: NANCY JINETH ARDILA LUENGAS						Fecha Inspeccion: 2007-07-17	
<p>CONVENCIONES: B= BUEN ESTADO ; R= REGULAR ESTADO ; M= MAL ESTADO ; R= REDUCCION ; d= PROFUNDIDAD MÁXIMA MEDIDA DEL ÁREA CORROIDA ; L= MEDIDA LONGITUDINAL EXTENDIDA DEL ÁREA CORROIDA ; dp= PROFUNDIDAD DE LA ABOLLADURA ; lp= MEDIDA LONGITUDINAL EXTENDIDA DEL ÁREA DE LA ABOLLADURA ; TML=THICKNESS MEASUREMENT LOCATIONS A/R= ACEPTADA/RECHAZADA ; % RW= PORCENTAJE PERDIDA DE METAL ; % PF = PORCENTAJE DE PROFUNDIDAD DE PICADO ; Tnom= ESPESOR NOMINAL ; Tret= ESPESOR DE RETIRO ; L = LEVE ; M =MODERADA ; S = SEVERA ; NC= NO CUMPLE ; S=SI ; N=NO ; CARACTERÍSTICAS A: Antes , D: Despues , TR: Tramo recto , C: Codo , T: Tee , J: Junta , B: Brida , SP: Tubería Secundaria , W: Soldadura , R: Reduccion ; Espesores : Color verde espesores OK , Color Amarillo espesor entre T diseño y T retiro , Color Rojo espesor menor que T retiro .</p>							

MEDICION DE ESPESORES Y ANALISIS DE RESULTADOS

TML	CARACTERISTICA	DIAMETRO (pulg)	LONGITUD ACUMULADA (mts)	Tnom (pulg)	SCH	SCAN A													TMIN (pulg)	TD (pulg)	% PM	TRET (pulg)	A/R	RELACION MAWP/ PRESION	MAWP (PSI)
						POSICION																			
						1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13							
1	T	10	0.0	0.500	60	0.524	0.514	0.503	0.501	0.491	0.502	0.533	0.454	0.512	0.554	0.456	0.459	0.508	0.454	0.141	9.2	0.150	A	20.0	1003
2	DT	10	0.0	0.365	40	0.401	0.395	0.375	0.404	0.410	0.407								0.375	0.141	0	0.150	A	15.1	758
3	AT	10	0.2	0.365	40	0.397	0.393	0.387	0.401	0.412	0.407								0.387	0.141	0	0.150	A	15.9	795
4	T	10	0.2	0.500	60	0.515	0.516	0.518	0.503	0.541	0.516	0.473	0.484	0.508	0.526	0.519	0.475	0.519	0.484	0.141	13.2	0.150	A	18.8	941
5	DT	10	0.2	0.365	40	0.392	0.401	0.405	0.396	0.391	0.402								0.391	0.141	0	0.150	A	16.1	807
6	SP	10	6.5	0.365	40	0.404	0.406	0.406	0.408	0.384	0.384								0.384	0.141	0	0.150	A	15.7	766
7	SP	10	11.4	0.365	40	0.408	0.381	0.388	0.425	0.399	0.430								0.381	0.141	0	0.150	A	15.5	776
8	AC90	10	13.8	0.365	40	0.401	0.434	0.418	0.398	0.397	0.399								0.397	0.141	0	0.150	A	16.5	826
9	C90	10	13.8	0.365	40	0.449	0.408	0.381	0.443	0.422	0.466	0.456	0.485	0.500					0.381	0.141	0	0.150	A	15.5	776
10	DC90	10	13.8	0.365	40	0.388	0.425	0.472	0.411	0.403	0.388								0.388	0.141	0	0.150	A	15.9	798
11	AC90	10	13.8	0.365	40	0.395	0.427	0.412	0.392	0.391	0.393								0.391	0.141	0	0.150	A	16.1	807
12	C90	10	13.8	0.365	40	0.442	0.401	0.376	0.436	0.415	0.459	0.449	0.478	0.493					0.376	0.141	0	0.150	A	15.2	761
13	DC90	10	13.8	0.365	40	0.382	0.418	0.465	0.405	0.397	0.383								0.382	0.141	0	0.150	A	15.5	779
14	AC90	10	13.8	0.365	40	0.395	0.427	0.412	0.392	0.391	0.393								0.391	0.141	0	0.150	A	16.1	807
15	C90	10	13.8	0.365	40	0.442	0.401	0.376	0.436	0.415	0.459	0.449	0.478	0.493					0.376	0.141	0	0.150	A	15.2	761
16	DC90	10	13.8	0.365	40	0.382	0.418	0.465	0.405	0.397	0.383								0.382	0.141	0	0.150	A	15.5	779
17	AC90	10	13.8	0.365	40	0.383	0.365	0.351	0.349	0.351	0.382								0.349	0.141	4.3	0.150	A	13.5	678
18	C90	10	13.8	0.365	40	0.413	0.373	0.402	0.407	0.398	0.424	0.456	0.447	0.449					0.373	0.141	0	0.150	A	15.0	752
19	DC90	10	13.8	0.365	40	0.355	0.370	0.399	0.430	0.372	0.369								0.355	0.141	2.7	0.150	A	13.9	696
20	AC45	10	20.6	0.365	40	0.362	0.373	0.364	0.380	0.388	0.372								0.362	0.141	0.8	0.150	A	14.3	718
21	C45	10	20.6	0.365	40	0.398	0.383	0.404	0.392	0.477	0.380	0.407	0.424	0.427					0.380	0.141	0	0.150	A	15.4	773
22	DC45	10	20.6	0.365	40	0.371	0.359	0.370	0.385	0.378	0.363								0.359	0.141	1.6	0.150	A	14.1	708
23	AC90	10	24.0	0.365	40	0.394	0.344	0.365	0.391	0.367	0.360								0.344	0.141	5.7	0.150	A	13.2	662
24	C90	10	24.0	0.365	40	0.408	0.355	0.388	0.390	0.392	0.395	0.398	0.431	0.373					0.355	0.141	2.7	0.150	A	13.9	696
25	DC90	10	24.0	0.365	40	0.404	0.372	0.378	0.287	0.360	0.372								0.287	0.141	21.3	0.150	A	9.7	468

Figura 16. Espesores Línea 1

		CONSULTORIA PARA LA ASESORIA TECNICA ESPECIALIZADA EN INSPECCION DE BANCOS DE TUBERÍA No 2, 3, 4, 5, 13 Y 14 DE LA GERENCIA BARRANCABERMEJA DE ECOPETROL S.A. CONTRATO 4014440			 	
Nombre de la línea : Banco13 - COMBUSTOLEO LIVIANO LINEA002		Inicio de la línea : BLENDING		Fin de la Línea : K-935/946/948		
Años de Servicio: ND		Aislamiento : NO	Tracing: NA	Presion: 60	Temperatura : 150	
Inspector: NANCY JINETH ARDILA LUENGAS					Fecha Inspeccion: 2007-07-17	
<small>CONVENCIONES: B= BUEN ESTADO ; R= REGULAR ESTADO; M= MAL ESTADO; R= REDUCCION; d= PROFUNDIDAD MÁXIMA MEDIDA DEL ÁREA CORROIDA; L= MEDIDA LONGITUDINAL EXTENDIDA DEL ÁREA CORROIDA; dp= PROFUNDIDAD DE LA ABOLLADURA; lp= MEDIDA LONGITUDINAL EXTENDIDA DEL ÁREA DE LA ABOLLADURA; TML=THICKNESS MEASUREMENT LOCATIONS A/R= ACEPTADA/RECHAZADA; % RW= PORCENTAJE PERDIDA DE METAL; % PF = PORCENTAJE DE PROFUNDIDAD DE PICADO; Tnom= ESPESOR NOMINAL; Tret= ESPESOR DE RETIRO; L = LEVE; M =MODERADA; S = SEVERA; NC= NO CUMPLE; S=SI N=NO; CARACTERÍSTICAS A: Antes, D: Despues, TR: Tramo recto, C: Codo, T: Tee, J: Junta, B: Breda, SP: Tubería Secundaria, W: Soldadura, R: Reduccion; Espesores: Color verde espesores OK, Color Amarillo espesor entre T diseño y T retiro, Color Rojo espesor menor que T retiro.</small>						

MEDICION DE ESPESORES Y ANALISIS DE RESULTADOS

TML	CARACTERISTICA	DIAMETRO (pulg)	LONGITUD ACUMULADA (mts)	T NOM (pulg)	SCH	SCAN A													TWIN (pulg)	TD (pulg)	% PM	TRET (pulg)	A/R	RELACION MAWP/ PRESION	MAWP (PSI)
						POSICION																			
						1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13							
1	T	10	0.0	0.500	80	0.569	0.559	0.549	0.554	0.547	0.497	0.523	0.572	0.536	0.536	0.543	0.516	0.497	0.145	0.5	0.155	A	18.9	1138	
2	J	10	0.0	0.365	40	0.395	0.394	0.411	0.414	0.416	0.380							0.380	0.145	0	0.155	A	12.8	773	
3	J	10	0.0	0.365	40	0.399	0.399	0.405	0.396	0.403	0.384							0.384	0.145	0	0.155	A	13.1	786	
4	T	10	0.0	0.500	80	0.494	0.486	0.482	0.485	0.493	0.522	0.500	0.517	0.507	0.521	0.500	0.499	0.508	0.482	0.145	3.6	0.155	A	18.1	1091
5	J	10	0.0	0.365	40	0.403	0.390	0.413	0.409	0.406	0.409							0.390	0.145	0	0.155	A	13.4	804	
6	AC90	10	0.0	0.365	40	0.394	0.397	0.402	0.392	0.397	0.410							0.392	0.145	0	0.155	A	13.5	810	
7	C90	10	0.0	0.365	40	0.406	0.384	0.395	0.448	0.434	0.476	0.475	0.461	0.502				0.384	0.145	0	0.155	A	13.1	786	
8	DC90	10	5.8	0.365	40	0.417	0.439	0.405	0.404	0.403	0.400							0.400	0.145	0	0.155	A	13.9	835	
9	AC90	10	5.8	0.365	40	0.409	0.431	0.399	0.398	0.397	0.394							0.394	0.145	0	0.155	A	13.6	817	
10	C90	10	5.8	0.365	40	0.443	0.402	0.375	0.437	0.417	0.461	0.449	0.446	0.491				0.375	0.145	0	0.155	A	12.6	758	
11	DC90	10	17.9	0.365	40	0.392	0.376	0.362	0.388	0.389	0.375							0.362	0.145	0.8	0.155	A	11.9	718	
12	AC90	10	17.9	0.365	40	0.448	0.401	0.406	0.458	0.437	0.478							0.401	0.145	0	0.155	A	13.9	838	
13	C90	10	17.9	0.365	40	0.437	0.417	0.461	0.449	0.446	0.376	0.362	0.388	0.389				0.362	0.145	0.8	0.155	A	11.9	718	
14	DC90	10	19.7	0.365	40	0.409	0.431	0.399	0.398	0.397	0.394							0.394	0.145	0	0.155	A	13.6	817	
15	AC90	10	19.7	0.365	40	0.399	0.383	0.368	0.394	0.395	0.380							0.368	0.145	0	0.155	A	12.2	736	
16	C90	10	19.7	0.365	40	0.455	0.408	0.413	0.465	0.444	0.485	0.439	0.475	0.469				0.408	0.145	0	0.155	A	14.3	860	
17	DC90	10	24.2	0.365	40	0.396	0.415	0.402	0.400	0.403	0.408							0.396	0.145	0	0.155	A	13.7	823	
18	AC45	10	24.2	0.365	40	0.390	0.403	0.411	0.384	0.391	0.405							0.384	0.145	0	0.155	A	13.1	786	
19	C45	10	24.2	0.365	40	0.433	0.410	0.438	0.408	0.430	0.413	0.432	0.455	0.456				0.408	0.145	0	0.155	A	14.3	860	
20	DC45	10	24.2	0.365	40	0.379	0.405	0.392	0.389	0.402	0.410							0.379	0.145	0	0.155	A	12.8	770	
21	AC45	10	24.2	0.365	40	0.421	0.390	0.379	0.387	0.403	0.411							0.379	0.145	0	0.155	A	12.8	770	
22	C45	10	24.2	0.365	40	0.410	0.393	0.409	0.429	0.433	0.425	0.422	0.449	0.466				0.393	0.145	0	0.155	A	13.5	814	
23	DC45	10	24.2	0.365	40	0.385	0.394	0.414	0.385	0.372	0.375							0.372	0.145	0	0.155	A	12.4	749	
24	J	10	44.2	0.365	40	0.419	0.402	0.395	0.388	0.393	0.406							0.388	0.145	0	0.155	A	13.3	798	
25	J	10	44.2	0.365	40	0.395	0.414	0.395	0.410	0.396	0.381							0.381	0.145	0	0.155	A	12.9	776	
26	TR	10	64.2	0.365	40	0.385	0.407	0.395	0.407	0.402	0.397							0.385	0.145	0	0.155	A	13.1	789	

Figura 17. Espesores Línea 2

		CONSULTORIA PARA LA ASESORIA TECNICA ESPECIALIZADA EN INSPECCION DE BANCOS DE TUBERIA No 2, 3, 4, 5, 13 Y 14 DE LA GERENCIA BARRANCABERMEJA DE ECOPETROL S.A. CONTRATO 4014440					
Nombre de la línea : Banco13 - GASOLINA REGULAR LINEA003				Inicia de la línea: BLENDING		fin de la Línea : K-940/942	
Años de Servicio: ND				Aislamiento: NO		Tracing: NA	
				Presion: 60		Temperatura: 98	
Inspector: NANCY JNETH ARDILA LUENGAS						Fecha Inspeccion: 2007-07-16	
<small>CONVENCIONES: B= BUEN ESTADO ; R= REGULAR ESTADO ; M= MAL ESTADO ; R= REDUCCION ; d= PROFUNDIDAD MÁXIMA MEDIDA DEL ÁREA CORROIDA ; L= MEDIDA LONGITUDINAL EXTENDIDA DEL ÁREA CORROIDA ; dp= PROFUNDIDAD DE LA ABOLLADURA ; lp= MEDIDA LONGITUDINAL EXTENDIDA DEL ÁREA DE LA ABOLLADURA ; TML=THICKNESS MEASUREMENT LOCATIONS A/R= ACEPTADA/RECHAZADA ; % PW= PORCENTAJE PERDIDA DE METAL ; % PF = PORCENTAJE DE PROFUNDIDAD DE PICADO ; Tnom= ESPESOR NOMINAL ; Tret= ESPESOR DE RETIRO ; L = LEVE ; M=MODERADA ; S = SEVERA ; NC= NO CUMPLE ; S=SÍ;N=NO ; CARACTERISTICAS A:Antes, D:Despues, TR:Tramo recto, C:Codo, T: Tee, J: Junta, B:Brida, SP:Tubería Secundaria, W:Soldadura, R: Reduccion ; Espesores: Color verde espesores OK, Color Amarillo espesor entre T diseño y T retiro, Color Rojo espesor menor que T retiro.</small>							

MEDICION DE ESPESORES Y ANALISIS DE RESULTADOS

TML	CARACTERISTICA	DIAMETRO (pulg)	LONGITUD ACUMULADA (mts)	T NOM (pulg)	SCH	SCAN A													TWIN (pulg)	TD (pulg)	% PM	TRET (pulg)	A/R	RELACION MA WP/ PRESION	MA WP (PSI)							
						POSICION																										
						1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13														
1	DC90	16	0.0	0.375	30	0.335	0.344	0.367	0.364	0.352	0.352														0.335	0.154	10.6	0.169	A	7.0	424	
2	DC90	16	0.4	0.375	30	0.333	0.318	0.317	0.293	0.331	0.319															0.293	0.154	21.8	0.169	A	5.6	338
3	DM	16	13.0	0.375	30	0.338	0.305	0.319	0.348	0.341	0.346															0.305	0.154	18.6	0.169	A	6.0	363
4	C90	16	13.0	0.375	30	0.353	0.367	0.365	0.354	0.395	0.375	0.396	0.394													0.353	0.154	5.8	0.169	A	7.6	461
5	DC90	16	13.0	0.375	30	0.317	0.333	0.318	0.331	0.319	0.293															0.293	0.154	21.8	0.169	A	5.6	338
6	AC90	16	13.0	0.375	30	0.327	0.312	0.312	0.289	0.326	0.315															0.289	0.154	22.9	0.169	A	5.5	330
7	C90	16	13.0	0.375	30	0.347	0.361	0.359	0.349	0.389	0.370	0.361	0.389													0.347	0.154	7.4	0.169	A	7.4	448
8	DC90	16	13.0	0.375	30	0.347	0.361	0.359	0.349	0.389	0.370															0.347	0.154	7.4	0.169	A	7.4	448
9	AC90	16	13.0	0.375	30	0.312	0.328	0.313	0.326	0.314	0.289															0.289	0.154	22.9	0.169	A	5.5	330
10	C90	16	13.0	0.375	30	0.348	0.362	0.360	0.349	0.389	0.370	0.380	0.366													0.348	0.154	7.2	0.169	A	7.5	451
11	DC90	16	13.0	0.375	30	0.313	0.329	0.314	0.326	0.314	0.289															0.289	0.154	22.9	0.169	A	5.5	330
12	AC90	16	13.0	0.375	30	0.348	0.384	0.873	0.359	0.343	0.357															0.343	0.154	8.5	0.169	A	7.3	440
13	C90	16	13.0	0.375	30	0.444	0.451	0.445	0.432	0.420	0.473	0.418	0.414													0.414	0.154	0	0.169	A	9.7	586
14	DC90	16	13.0	0.375	30	0.344	0.360	0.354	0.353	0.384	0.351															0.344	0.154	8.2	0.169	A	7.3	442
15	AC90	16	19.0	0.375	30	0.333	0.352	0.364	0.347	0.344	0.342															0.333	0.154	11.2	0.169	A	7.0	420
16	C90	16	19.0	0.375	30	0.422	0.425	0.422	0.421	0.406	0.426	0.435	0.434													0.406	0.154	0	0.169	A	9.5	570
17	DC90	16	19.0	0.375	30	0.384	0.381	0.380	0.324	0.339	0.354															0.324	0.154	13.6	0.169	A	6.6	401
18	AC90	16	22.2	0.375	30	0.361	0.381	0.355	0.344	0.356	0.338															0.338	0.154	9.8	0.169	A	7.1	430
19	C90	16	22.2	0.375	30	0.434	0.475	0.430	0.409	0.480	0.386	0.494	0.384													0.384	0.154	0	0.169	A	8.7	524
20	DC90	16	22.2	0.375	30	0.349	0.340	0.339	0.315	0.359	0.384															0.315	0.154	16.0	0.169	A	6.3	383
21	TR	16	42.2	0.375	30	0.346	0.351	0.344	0.351	0.338	0.361															0.338	0.154	9.8	0.169	A	7.1	430
22	TR	16	62.2	0.375	30	0.343	0.343	0.345	0.346	0.348	0.352															0.343	0.154	8.5	0.169	A	7.3	440
23	TR	16	82.2	0.375	30	0.356	0.373	0.369	0.358	0.334	0.352															0.334	0.154	10.9	0.169	A	7.0	422
24	TR	16	102.2	0.375	30	0.350	0.353	0.390	0.367	0.353	0.366															0.350	0.154	6.6	0.169	A	7.5	455

Figura 18. Espesores Línea 3



CONSULTORIA PARA LA ASESORIA TECNICA ESPECIALIZADA EN INSPECCION DE BANCOS DE TUBERÍA No 2, 3, 4, 5, 13 Y 14 DE LA GERENCIA BARRANCABERMEJA DE ECOPEPETROL S.A. CONTRATO 4014440



Nombre de la línea :Banco13 - GASOLINA CRAQUEADA LINEA004		Inicio de la línea: K.902		Fin de la Línea : BLENDING	
Años de Servicio: ND		Aislamiento :ND	Tracing: NA	Presion: 100	Temperatura :98
Inspector: NANCY JINETH ARDILA LUENGAS				Fecha Inspeccion: 2007-07-13	

CONVENCIONES: B= BUEN ESTADO ; R= REGULAR ESTADO; M= MAL ESTADO; R = REDUCCION; d= PROFUNDIDAD MÁXIMA MEDIDA DEL ÁREA CORROIDA; L= MEDIDA LONGITUDINAL EXTENDIDA DEL ÁREA CORROIDA; dp= PROFUNDIDAD DE LA ABOLLADURA; lp= MEDIDA LONGITUDINAL EXTENDIDA DEL ÁREA DE LA ABOLLADURA; TML=THICKNESS MEASUREMENT LOCATIONS A/R= ACEPTADA/RECHAZADA; % PW= PORCENTAJE PERDIDA DE METAL; % PF = PORCENTAJE DE PROFUNDIDAD DE PICADO; Tnom= ESPESOR NOMINAL; Tret= ESPESOR DE RETIRO; L = LEVE; M =MODERADA; S = SEVERA; NC= NO CUMPLE; S=SI;N=NO; CARACTERISTICAS A: Antes, D: Despues, TR: Tramo recto, C: Codo, T: Tee, J: Junta, B: Brida, SP: Tubería Secundaria, W: Soldadura, R: Reduccion; Espesores: Color verde espesores OK, Color Amarillo espesor entre T diseño y T retiro, Color Rojo espesor menor que T retiro.

MEDICION DE ESPESORES Y ANALISIS DE RESULTADOS

TML	CARACTERISTICA	DIAMETRO (pulg)	LONGITUD ACUMULADA (mts)	Tnom (pulg)	SCH	SCAN A													TWIN (pulg)	TD (pulg)	% PA	TRET (pulg)	A/R	RELACION MA WP/ PRESION	MA WP (PSI)						
						POSICION																									
						1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13													
1	DC45	10	0.0	0.365	40	0.349	0.339	0.364	0.365	0.356	0.351													0.339	0.158	7.1	0.175	A	6.4	647	
2	AC45	10	1.8	0.365	40	0.365	0.337	0.352	0.361	0.359	0.341														0.337	0.158	7.6	0.175	A	6.4	641
3	C45	10	1.8	0.365	40	0.315	0.319	0.325	0.355	0.320	0.389	0.313	0.327	0.329											0.313	0.158	14.2	0.175	A	5.6	567
4	DC45	10	1.8	0.365	40	0.364	0.340	0.349	0.360	0.352	0.336														0.336	0.158	7.9	0.175	A	6.3	638
5	AC45	10	2.0	0.365	40	0.364	0.343	0.356	0.358	0.350	0.333														0.333	0.158	8.7	0.175	A	6.2	628
6	C45	10	2.0	0.365	40	0.321	0.325	0.330	0.331	0.349	0.311	0.358	0.304	0.325											0.304	0.158	16.7	0.175	A	5.4	540
7	DC45	10	2.0	0.365	40	0.355	0.356	0.354	0.336	0.337	0.358														0.336	0.158	7.9	0.175	A	6.3	638
8	AC90	10	10.4	0.365	40	0.348	0.350	0.349	0.333	0.335	0.349														0.333	0.158	8.7	0.175	A	6.2	628
9	C90	10	10.4	0.365	40	0.344	0.309	0.351	0.375	0.370	0.369	0.369	0.393	0.372											0.309	0.158	15.3	0.175	A	5.5	555
10	DC90	10	10.4	0.365	40	0.353	0.322	0.369	0.367	0.356	0.336														0.322	0.158	11.7	0.175	A	5.9	595
11	AC90	10	10.4	0.365	40	0.358	0.331	0.346	0.356	0.353	0.336														0.331	0.158	9.3	0.175	A	6.2	622
12	C90	10	10.4	0.365	40	0.310	0.314	0.320	0.350	0.315	0.354	0.300	0.304	0.323											0.300	0.158	17.8	0.175	A	5.2	527
13	DC90	10	10.4	0.365	40	0.358	0.335	0.343	0.355	0.346	0.331														0.331	0.158	9.3	0.175	A	6.2	622
14	AC90	10	10.4	0.365	40	0.359	0.338	0.350	0.353	0.344	0.328														0.328	0.158	10.1	0.175	A	6.1	613
15	C90	10	10.4	0.365	40	0.317	0.320	0.325	0.326	0.345	0.308	0.353	0.280	0.319											0.280	0.158	23.2	0.175	A	4.6	466
16	DC90	10	10.4	0.365	40	0.371	0.349	0.334	0.337	0.339	0.352														0.334	0.158	8.4	0.175	A	6.3	631
17	AC90	10	11.7	0.365	40	0.349	0.348	0.309	0.319	0.339	0.337														0.309	0.158	15.3	0.175	A	5.5	555
18	C90	10	11.7	0.365	40	0.348	0.314	0.352	0.375	0.377	0.375	0.347	0.351	0.361											0.314	0.158	13.9	0.175	A	5.7	570
19	DC90	10	11.7	0.365	40	0.337	0.342	0.325	0.336	0.342	0.325														0.325	0.158	10.9	0.175	A	6.0	604
20	AC45	10	17.9	0.365	40	0.342	0.356	0.356	0.339	0.355	0.353														0.339	0.158	7.1	0.175	A	6.4	647
21	C45	10	17.9	0.365	40	0.373	0.345	0.340	0.392	0.377	0.380	0.411	0.376	0.362											0.340	0.158	6.8	0.175	A	6.5	650
22	DC45	10	17.9	0.365	40	0.339	0.338	0.309	0.303	0.348	0.337														0.303	0.158	16.9	0.175	A	5.3	536

Figura 19. Espesores Línea 4

		CONSULTORIA PARA LA ASESORIA TECNICA ESPECIALIZADA EN INSPECCION DE BANCOS DE TUBERÍA No 2, 3, 4, 5, 13 Y 14 DE LA GERENCIA BARRANCABERMEJÁ DE ECOPETROL S.A. CONTRATO 4014440								
Nombre de la línea : Banco13 - GASOLINA LINEA005				Inicia de la línea : K-947		fin de la Línea : BLENDING				
Años de Servicio: ND				Aislamiento : ND		Tracing: NA		Presion: 150		Temperatura : 98
Inspector: NANCY JINETH ARDILA LUENGAS								Fecha Inspeccion: 2007-07-16		
<p>CONVENCIONES: B= BUEN ESTADO ; R= REGULAR ESTADO ; M= MAL ESTADO ; R= REDUCCION ; d= PROFUNDIDAD MÁXIMA MEDIDA DEL ÁREA CORROIDA ; L= MEDIDA LONGITUDINAL EXTENDIDA DEL ÁREA CORROIDA ; dp= PROFUNDIDAD DE LA ABOLLADURA ; lp= MEDIDA LONGITUDINAL EXTENDIDA DEL ÁREA DE LA ABOLLADURA ; TML=THICKNESS MEASUREMENT LOCATIONS A/R= ACEPTADA/RECHAZADA ; % PW= PORCENTAJE PERDIDA DE METAL ; % PF = PORCENTAJE DE PROFUNDIDAD DE PICADO ; Tnom= ESPESOR NOMINAL ; Tret= ESPESOR DE RETIRO ; L = LEVE ; M =MODERADA ; S = SEVERA ; NC= NO CUMPLE ; S=SI ; N=NO ; CARACTERISTICAS A:Antes , D:Despues , TR:Tramo recto , C:Codo , T:Tee , J:Junta , B:Brida , SP:Tubería Secundaria , W:Soldadura , R: Reduccion ; Espesores: Color verde espesores OK , Color Amarillo espesor entre T diseño y T retiro ,Color Rojo espesor menor que T retiro.</p>										

MEDICION DE ESPESORES Y ANALISIS DE RESULTADOS

TML	CARACTERISTICA	DIAMETRO (pulg)	LONGITUD ACUMULADA (mts)	Tnom (pulg)	SCH	SCAN A													TMIN (pulg)	TD (pulg)	% PM	TRET (pulg)	A/R	RELACION MAWP/ PRESION	MAWP (PSI)
						POSICION																			
						1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13							
1	DC90	10	0.0	0.365	40	0.384	0.404	0.418	0.415	0.381	0.386								0.381	0.175	0	0.200	A	5.1	776
2	AC90	10	6.9	0.365	40	0.393	0.421	0.403	0.399	0.388	0.404								0.388	0.175	0	0.200	A	5.3	798
3	C90	10	6.9	0.365	40	0.425	0.406	0.420	0.437	0.432	0.436	0.486	0.400	0.416					0.400	0.175	0	0.200	A	5.5	835
4	DC90	10	6.9	0.365	40	0.394	0.388	0.387	0.384	0.387	0.386								0.384	0.175	0	0.200	A	5.2	786
5	AC90	10	10.5	0.365	40	0.393	0.392	0.401	0.380	0.377	0.377								0.377	0.175	0	0.200	A	5.0	764
6	C90	10	10.5	0.365	40	0.415	0.385	0.401	0.435	0.431	0.449	0.498	0.443	0.427					0.385	0.175	0	0.200	A	5.2	789
7	DC90	10	10.5	0.365	40	0.385	0.403	0.405	0.394	0.402	0.381								0.381	0.175	0	0.200	A	5.1	776
8	AC90	10	10.6	0.365	40	0.383	0.404	0.411	0.404	0.401	0.388								0.383	0.175	0	0.200	A	5.2	783
9	C90	10	10.6	0.365	40	0.424	0.406	0.373	0.431	0.433	0.447	0.473	0.467	0.486					0.373	0.175	0	0.200	A	5.0	752
10	DC90	10	10.6	0.365	40	0.400	0.401	0.407	0.409	0.395	0.374								0.374	0.175	0	0.200	A	5.0	755
11	AC90	10	17.1	0.365	40	0.405	0.410	0.414	0.396	0.413	0.385								0.385	0.175	0	0.200	A	5.2	789
12	C90	10	17.1	0.365	40	0.406	0.374	0.394	0.456	0.440	0.438	0.430	0.477	0.489					0.374	0.175	0	0.200	A	5.0	755
13	DC90	10	17.1	0.365	40	0.406	0.411	0.400	0.395	0.416	0.434								0.395	0.175	0	0.200	A	5.4	820
14	AC90	10	17.1	0.365	40	0.378	0.396	0.399	0.388	0.396	0.376								0.376	0.175	0	0.200	A	5.0	761
15	C90	10	17.1	0.365	40	0.408	0.378	0.395	0.429	0.424	0.443	0.491	0.408	0.419					0.378	0.175	0	0.200	A	5.1	767
16	DC90	10	17.1	0.365	40	0.394	0.395	0.400	0.403	0.390	0.370								0.370	0.175	0	0.200	A	4.9	742
17	AC90	10	17.1	0.365	40	0.418	0.400	0.367	0.425	0.426	0.441	0.454	0.434	0.477					0.367	0.175	0	0.200	A	4.8	733
18	C90	10	17.1	0.365	40	0.394	0.395	0.400	0.403	0.390	0.370								0.370	0.175	0	0.200	A	4.9	742
19	DC90	10	17.1	0.365	40	0.371	0.349	0.334	0.337	0.339	0.352								0.334	0.175	8.4	0.200	A	4.2	631
20	AC90	10	17.1	0.365	40	0.396	0.395	0.369	0.364	0.375	0.393								0.364	0.175	0.2	0.200	A	4.8	724
21	C90	10	17.1	0.365	40	0.414	0.391	0.424	0.458	0.438	0.414	0.431	0.459	0.459					0.391	0.175	0	0.200	A	5.3	807
22	DC90	10	17.1	0.365	40	0.375	0.394	0.384	0.379	0.357	0.393								0.357	0.175	2.1	0.200	A	4.6	702
23	AC45	10	22.9	0.365	40	0.367	0.401	0.386	0.385	0.376	0.391								0.367	0.175	0	0.200	A	4.8	733

Figura 20. Espesores Línea 5

		CONSULTORIA PARA LA ASESORIA TÉCNICA ESPECIALIZADA EN INSPECCION DE BANCOS DE TUBERÍA No 2, 3, 4, 5, 13 Y 14 DE LA GERENCIA BARRANCABERMEJA DE ECOPETROL S.A. CONTRATO 4014440								
Nombre de la línea : Banco13 - AROMEZCLADOS LINEA006				Inicio de la línea : K-1812		Fin de la Línea : BLENDING				
Años de Servicio: ND				Aislamiento : NO		Tracing: NA		Presion: 120		Temperatura : 98
Inspector: NANCY JINETH ARDILA LUENGAS								Fecha Inspeccion: 2007-07-12		
<p>CONVENCIONES: B= BUEN ESTADO ; R= REGULAR ESTADO ; M= MAL ESTADO ; R = REDUCCION ; d= PROFUNDIDAD MÁXIMA MEDIDA DEL ÁREA CORROIDA ; L= MEDIDA LONGITUDINAL EXTENDIDA DEL ÁREA CORROIDA ; dp= PROFUNDIDAD DE LA ABOLLADURA ; lp= MEDIDA LONGITUDINAL EXTENDIDA DEL ÁREA DE LA ABOLLADURA ; TML=THICKNESS MEASUREMENT LOCATIONS A/R= ACEPTADA/RECHAZADA ; % PM= PORCENTAJE PERDIDA DE METAL ; % PF = PORCENTAJE DE PROFUNDIDAD DE PICADO ; Tnom= ESPESOR NOMINAL ; Tret= ESPESOR DE RETIRO ; L = LEVE ; M=MODERADA ; S = SEVERA ; NC= NO CUMPLE ; S=SI;N=NO ; CARACTERÍSTICAS A: Antes, D:Despues, TR:Tramo recto, C:Corbo, T:Tee, J: Junta, B:Brida, SP:Tubería Secundaria, W:Soldadura, R: Reduccion ; Espesores: Color verde espesores OK, Color Amarillo espesor entre T diseño y T retiro, Color Rojo espesor menor que T retiro.</p>										

MEDICION DE ESPESORES Y ANALISIS DE RESULTADOS

TML	CARACTERISTICA	DIAMETRO (pulg)	LONGITUD ACUMULADA (mts)	Tnom (pulg)	SCH	SCAN A													TMIN (pulg)	TD (pulg)	% PM	TRET (pulg)	A/R	RELACION MA WP/ PRESION	MA WP (PSI)
						POSICION																			
						1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13							
1	J	4	14.5	0.237	40	0.263	0.256	0.257	0.259	0.263	0.269								0.256	0.141	0	0.150	A	7.9	953
2	AC90	4	14.5	0.237	40	0.253	0.253	0.259	0.247	0.260	0.250								0.247	0.141	0	0.150	A	7.3	886
3	C90	4	14.5	0.237	40	0.230	0.215	0.232	0.239	0.250	0.246	0.255	0.295						0.215	0.141	9.2	0.150	A	5.4	650
4	DC90	4	14.5	0.237	40	0.278	0.274	0.276	0.284	0.282	0.275								0.274	0.141	0	0.150	A	9.0	1088
5	AC90	4	20.3	0.237	40	0.274	0.270	0.272	0.280	0.277	0.271								0.270	0.141	0	0.150	A	8.8	1058
6	C90	4	20.3	0.237	40	0.226	0.211	0.228	0.236	0.246	0.243	0.245	0.274						0.211	0.141	10.9	0.150	A	5.1	621
7	DC90	4	20.3	0.237	40	0.254	0.247	0.252	0.252	0.250	0.252								0.247	0.141	0	0.150	A	7.3	886
8	AC90	4	32.4	0.237	40	0.248	0.248	0.255	0.244	0.256	0.247								0.244	0.141	0	0.150	A	7.2	864
9	C90	4	32.4	0.237	40	0.264	0.258	0.256	0.296	0.303	0.297	0.292	0.256						0.256	0.141	0	0.150	A	7.9	953
10	DC90	4	37.2	0.237	40	0.248	0.248	0.255	0.244	0.256	0.247								0.244	0.141	0	0.150	A	7.2	864
11	AC90	4	37.2	0.237	40	0.244	0.266	0.257	0.266	0.258	0.242								0.242	0.141	0	0.150	A	7.0	849
12	C90	4	37.2	0.237	40	0.268	0.262	0.260	0.300	0.308	0.301	0.304	0.265						0.260	0.141	0	0.150	A	8.1	983
13	DC90	4	42.2	0.237	40	0.258	0.251	0.256	0.256	0.253	0.255								0.251	0.141	0	0.150	A	7.6	916
14	AC45	4	45.9	0.237	40	0.255	0.261	0.261	0.254	0.254	0.262								0.254	0.141	0	0.150	A	7.8	938
15	C45	4	45.9	0.237	40	0.264	0.257	0.263	0.267	0.244	0.269	0.305	0.254						0.244	0.141	0	0.150	A	7.2	864
16	DC45	4	45.9	0.237	40	0.251	0.251	0.250	0.259	0.249	0.256								0.249	0.141	0	0.150	A	7.5	901
17	AC45	4	45.9	0.237	40	0.253	0.255	0.259	0.247	0.258	0.254								0.247	0.141	0	0.150	A	7.3	886
18	C45	4	45.9	0.237	40	0.258	0.245	0.248	0.255	0.270	0.248	0.269	0.285						0.245	0.141	0	0.150	A	7.2	871
19	DC45	4	45.9	0.237	40	0.259	0.253	0.254	0.265	0.262	0.272	0.255	0.263						0.253	0.141	0	0.150	A	7.7	931
20		4	65.9	0.237	40	0.239	0.243	0.265	0.264	0.252	0.246								0.239	0.141	0	0.150	A	6.8	827
21	J	4	85.5	0.237	40	0.240	0.260	0.270	0.269	0.259	0.247								0.240	0.141	0	0.150	A	6.9	834
22	J	4	105.1	0.237	40	0.257	0.261	0.273	0.278	0.268	0.265								0.257	0.141	0	0.150	A	8.0	961
23		4	125.1	0.237	40	0.240	0.249	0.246	0.251	0.248	0.250								0.240	0.141	0	0.150	A	6.9	834
24	TR	4	145.1	0.237	40	0.246	0.242	0.254	0.260	0.255	0.254								0.242	0.141	0	0.150	A	7.0	849
25	J	4	165.1	0.237	40	0.247	0.240	0.263	0.251	0.247	0.256								0.240	0.141	0	0.150	A	6.9	834
26	J	4	185.1	0.237	40	0.262	0.256	0.259	0.256	0.264	0.263								0.256	0.141	0	0.150	A	7.9	953

Figura 21. Espesores Línea 6

		CONSULTORIA PARA LA ASESORIA TECNICA ESPECIALIZADA EN INSPECCION DE BANCOS DE TUBERIA No 2, 3, 4, 5, 13 Y 14 DE LA GERENCIA BARRANCABERMEJA DE ECOPETROL S.A. CONTRATO 4014440					
Nombre de la línea :Banco13 - ALC LINEA007				Inicio de la línea: K-826 /827		Fin de la Línea : BLENDING	
Años de Servicio:ND				Aislamiento :NO		Tracing: NA	
				Presion: 150		Temperatura :110	
Inspector: NANCY JINETH ARDILA LUENGAS						Fecha Inspeccion: 2007-07-12	
CONVENCIONES: B= BUEN ESTADO ; R= REGULAR ESTADO; M= MAL ESTADO; R= REDUCCION; d= PROFUNDIDAD MÁXIMA MEDIDA DEL ÁREA CORROIDA; L= MEDIDA LONGITUDINAL EXTENDIDA DEL ÁREA CORROIDA; dp= PROFUNDIDAD DE LA ABOLLADURA; Lp= MEDIDA LONGITUDINAL EXTENDIDA DEL AREA DE LA ABOLLADURA; TML=THICKNESS MEASUREMENT LOCATIONS A/R= ACEPTADA/RECHAZADA; % PM= PORCENTAJE PERDIDA DE METAL; % PF= PORCENTAJE DE PROFUNDIDAD DE PICADO; Tnom= ESPESOR NOMINAL; Tret= ESPESOR DE RETIRO; L = LEVE; M =MODERADA; S = SEVERA; NC= NO CUMPLE; S=SI;N=NO; CARACTERISTICAS A:Antes, D:Despues, TR:Tramo recto, C:Codo, T:Tee, J:Junta, B:Brida, SP:Tuberia Secundaria, W:Soldadura, R: Reduccion; Espesores: Color verde espesores OK, Color Amarillo espesor entre T diseño y T retiro, Color Rojo espesor menor que T retiro.							

MEDICION DE ESPESORES Y ANALISIS DE RESULTADOS

TML	CARACTERISTICA	DIAMETRO (pulg)	LONGITUD ACUMULADA (mts)	T NOM (pulg)	SCH	SCAN A													TMIN (pulg)	TD (pulg)	% PM	TRET (pulg)	A/R	RELACION MA WP/ PRESION	MA WP (PSI)	
						POSICION																				
						1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13								
1	DC90	6	0.0	0.280	40	0.319	0.312	0.308	0.283	0.270	0.298									0.270	0.155	3.5	0.171	A	4.7	712
2	AC90	6	15.0	0.280	40	0.301	0.297	0.323	0.324	0.340	0.336									0.297	0.155	0	0.171	A	5.6	848
3	C90	6	15.0	0.280	40	0.313	0.324	0.350	0.363	0.356	0.351	0.359	0.376	0.337						0.313	0.155	0	0.171	A	6.1	929
4	DC90	6	15.0	0.280	40	0.324	0.355	0.337	0.329	0.318	0.325									0.318	0.155	0	0.171	A	6.3	954
5	AC90	6	15.0	0.280	40	0.286	0.292	0.292	0.282	0.285	0.286									0.282	0.155	0	0.171	A	5.1	772
6	C90	6	15.0	0.280	40	0.255	0.257	0.277	0.286	0.290	0.291									0.255	0.155	8.9	0.171	A	4.2	637
7	DC90	6	15.0	0.280	40	0.258	0.261	0.282	0.290	0.296	0.296									0.258	0.155	7.8	0.171	A	4.3	652
8	AC90	6	15.0	0.280	40	0.282	0.288	0.291	0.272	0.269	0.274									0.269	0.155	3.9	0.171	A	4.7	707
9	C90	6	15.0	0.280	40	0.288	0.294	0.290	0.279	0.288	0.287									0.279	0.155	0.3	0.171	A	5.0	757
10	DC90	6	15.0	0.280	40	0.255	0.247	0.255	0.258	0.248	0.244									0.244	0.155	12.8	0.171	A	3.8	583
11	AC90	6	15.0	0.280	40	0.293	0.306	0.288	0.280	0.290	0.306									0.280	0.155	0	0.171	A	5.0	762
12	C90	6	15.0	0.280	40	0.285	0.277	0.276	0.306	0.316	0.320									0.276	0.155	1.4	0.171	A	4.9	742
13	DC90	6	15.0	0.280	40	0.286	0.289	0.301	0.293	0.304	0.296									0.286	0.155	0	0.171	A	5.2	793
14	AC45	6	20.7	0.280	40	0.282	0.283	0.292	0.294	0.315	0.310									0.282	0.155	0	0.171	A	5.1	772
15	C45	6	20.7	0.280	40	0.305	0.293	0.305	0.302	0.291	0.309									0.291	0.155	0	0.171	A	5.4	818
16	DC45	6	20.7	0.280	40	0.301	0.292	0.292	0.295	0.296	0.293									0.292	0.155	0	0.171	A	5.4	823
17	TR	6	24.2	0.280	40	0.300	0.303	0.310	0.296	0.293	0.300									0.293	0.155	0	0.171	A	5.5	828
18	TR	6	24.2	0.280	40	0.310	0.292	0.305	0.310	0.303	0.292									0.292	0.155	0	0.171	A	5.4	823
19	TR	6	24.2	0.280	40	0.306	0.285	0.290	0.297	0.299	0.296									0.285	0.155	0	0.171	A	5.2	788
20	TR	6	44.2	0.280	40	0.290	0.293	0.294	0.283	0.299	0.298									0.283	0.155	0	0.171	A	5.1	778
21	TR	6	64.2	0.280	40	0.287	0.290	0.309	0.296	0.293	0.290									0.287	0.155	0	0.171	A	5.3	798
22	TR	6	84.2	0.280	40	0.289	0.290	0.305	0.312	0.289	0.288									0.288	0.155	0	0.171	A	5.3	803
23	TR	6	104.2	0.280	40	0.300	0.298	0.290	0.282	0.284	0.298									0.282	0.155	0	0.171	A	5.1	772

Figura 22. Espesores Línea 7



CONSULTORIA PARA LA ASESORIA TECNICA ESPECIALIZADA EN INSPECCION DE
BANCOS DE TUBERÍA No 2, 3, 4, 5, 13 Y 14 DE LA GRENCIA
BARRANCABERMEJA DE ECOPETROL S.A.
CONTRATO 4014440






Nombre de la línea : Banco13 - COMBUSTOLEO PESADO LINEA008		Inicio de la línea: K-808/104/BCE			Fin de la Línea : BLENDING	
Años de Servicio: ND		Aislamiento :NO	Tracing: NA	Presion: 150		Temperatura : 120
Inspector: NANCY JNETH ARDILA LUENGAS					Fecha Inspeccion: 2007-07-13	

CONVENCIONES: B= BUEN ESTADO ; R= REGULAR ESTADO; M= MAL ESTADO; R = REDUCCION; d= PROFUNDIDAD MÁXIMA MEDIDA DEL ÁREA CORROIDA; L= MEDIDA LONGITUDINAL EXTENDIDA DEL ÁREA CORROIDA; dp= PROFUNDIDAD DE LA ABOLLADURA;lp= MEDIDA LONGITUDINAL EXTENDIDA DEL ÁREA DE LA ABOLLADURA; TML=THICKNESS MEASUREMENT LOCATIONS A/R= ACEPTADA/RECHAZADA; % PW= PORCENTAJE PERDA DE METAL; % PF = PORCENTAJE DE PROFUNDIDAD DE PICADO; Tnom= ESPESOR NOMNAL; Tret= ESPESOR DE RETIRO; L = LEVE; M =MODERADA; S = SEVERA; NC= NO CUMPLE; S=SI/N=NO; CARACTERISTICAS A: Antes, D: Despues, TR: Tramo recto, C:Codo, T:Tee, J: Junta, B:Brida, SP: Tubería Secundaria, W:Soldadura, R: Reduccion; Espesores: Color verde =espesores OK, Color Amarillo =espesor entre T diseño y T retiro,Color Rojo =espesor menor que T retiro.

MEDICION DE ESPESORES Y ANALISIS DE RESULTADOS

TML	CARACTERISTICA	DIAMETRO (pulg)	LONGITUD ACUMULADA (mts)	Tnom (pulg)	SCH	SCAN A													TMIN (pulg)	TD (pulg)	% PA	TRET (pulg)	A/R	RELACION MA WP/ PRESION	MA WP (PSI)	
						POSICION																				
						1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13								
1	AT	10	0.1	0.365	40	0.392	0.395	0.392	0.388	0.386	0.401									0.386	0.175	0	0.200	A	5.2	792
2	T	10	0.1	0.365	40	0.395	0.385	0.392	0.401	0.401	0.416	0.388	0.369	0.384	0.387	0.394	0.392	0.401	0.369	0.175	0	0.200	A	4.9	739	
3	DT	10	0.3	0.365	40	0.393	0.398	0.407	0.386	0.399	0.395								0.386	0.175	0	0.200	A	5.2	792	
4	T	10	0.3	0.365	40	0.385	0.405	0.392	0.401	0.392	0.406	0.382	0.381	0.384	0.386	0.398	0.401	0.406	0.381	0.175	0	0.200	A	5.1	776	
5	DT	10	10.3	0.365	40	0.388	0.392	0.409	0.387	0.390	0.397								0.387	0.175	0	0.200	A	5.3	795	
6	AC90	10	10.3	0.365	40	0.416	0.399	0.404	0.382	0.394	0.388								0.382	0.175	0	0.200	A	5.1	779	
7	C90	10	10.3	0.365	40	0.394	0.383	0.392	0.401	0.401	0.416	0.388	0.369	0.384					0.369	0.175	0	0.200	A	4.9	739	
8	DC90	10	10.3	0.365	40	0.384	0.387	0.387	0.388	0.382	0.387								0.382	0.175	0	0.200	A	5.1	779	
9	AC90	10	16.1	0.365	40	0.389	0.410	0.383	0.390	0.385	0.380								0.380	0.175	0	0.200	A	5.1	773	
10	C90	10	16.1	0.365	40	0.399	0.378	0.413	0.418	0.423	0.419	0.456	0.443	0.483					0.378	0.175	0	0.200	A	5.1	767	
11	DC90	10	16.1	0.365	40	0.398	0.407	0.386	0.399	0.395	0.388								0.386	0.175	0	0.200	A	5.2	792	
12	AC90	10	28.2	0.365	40	0.392	0.409	0.387	0.390	0.397	0.415								0.387	0.175	0	0.200	A	5.3	795	
13	C90	10	28.2	0.365	40	0.416	0.395	0.422	0.421	0.431	0.413	0.484	0.421	0.442					0.395	0.175	0	0.200	A	5.4	820	
14	DC90	10	28.2	0.365	40	0.387	0.387	0.388	0.382	0.387	0.434								0.382	0.175	0	0.200	A	5.1	779	
15	AC90	10	33.0	0.365	40	0.383	0.407	0.394	0.390	0.388	0.406								0.383	0.175	0	0.200	A	5.2	783	
16	C90	10	33.0	0.365	40	0.406	0.385	0.420	0.424	0.430	0.425	0.463	0.481	0.492					0.385	0.175	0	0.200	A	5.2	789	
17	DC90	10	33.0	0.365	40	0.401	0.390	0.398	0.407	0.408	0.422								0.390	0.175	0	0.200	A	5.3	804	
18	AC45	10	38.0	0.365	40	0.458	0.420	0.442	0.430	0.411	0.434								0.411	0.175	0	0.200	A	5.7	869	
19	C45	10	38.0	0.365	40	0.456	0.407	0.438	0.431	0.425	0.428	0.483	0.487	0.486					0.407	0.175	0	0.200	A	5.7	857	
20	DC45	10	38.0	0.365	40	0.383	0.398	0.414	0.410	0.387	0.388								0.383	0.175	0	0.200	A	5.2	783	
21	AC45	10	43.0	0.365	40	0.384	0.399	0.399	0.397	0.391	0.389								0.384	0.175	0	0.200	A	5.2	786	
22	C45	10	43.0	0.365	40	0.416	0.397	0.423	0.427	0.438	0.419	0.441	0.458	0.450					0.397	0.175	0	0.200	A	5.5	826	
23	DC45	10	43.0	0.365	40	0.414	0.411	0.399	0.395	0.395	0.389								0.389	0.175	0	0.200	A	5.3	801	

Figura 23. Espesores Línea 8

		CONSULTORIA PARA LA ASESORIA TECNICA ESPECIALIZADA EN INSPECCION DE BANCOS DE TUBERÍA No 2, 3, 4, 5, 13 Y 14 DE LA GERENCIA BARRANCABERMEJA DE ECOPETROL S.A. CONTRATO 4014440			 	
Nombre de la línea : Banco13 - GASOLINA LINEA009		Inicio de la línea: AROMATICOS			Fin de la Línea : K-956	
Años de Servicio: ND		Aislamiento :NO		Tracing: NA		Presion: 100
Inspector: NANCY JNETH ARDILA LUENGAS						Fecha Inspeccion: 2007-07-11
<small>CONVENCIONES: B= BUEN ESTADO ; R= REGULAR ESTADO; M= MAL ESTADO; R= REDUCCION; d= PROFUNDIDAD MÁXIMA MEDIDA DEL ÁREA CORROIDA; L= MEDIDA LONGITUDINAL EXTENDIDA DEL ÁREA CORROIDA ;dp= PROFUNDIDAD DE LA ABOLLADURA ;lp= MEDIDA LONGITUDINAL EXTENDIDA DEL ÁREA DE LA ABOLLADURA ; TML=THICKNESS MEASUREMENT LOCATIONS A/R= ACEPTADA/RECHAZADA; % PW= PORCENTAJE PERDIDA DE METAL; % PF = PORCENTAJE DE PROFUNDIDAD DE PICADO; Tnom= ESPESOR NOMINAL; Tret= ESPESOR DE RETIRO; L = LEVE; M =MODERADA; S = SEVERA; NC= NO CUAMPLE; S=SI N=NO; CARACTERISTICAS A:Antes, D:Despues, TR:Tramo recto, C:Codo, T:Tee, J:Junta, B:Brida, SP:Tubería Secundaria, W:Soldadura, R: Reduccion; Espesores: Color verde espesores OK, Color Amarillo espesor entre T diseño y T retiro, Color Rojo espesor menor que T retiro.</small>						

MEDICION DE ESPESORES Y ANALISIS DE RESULTADOS

TML	CARACTERISTICA	DIAMETRO (pulg)	LONGITUD ACUMULADA (mts)	Tnom (pulg)	SCH	SCAN A													TMIN (pulg)	TD (pulg)	% PA	TRET (pulg)	A/R	RELACION MA WP/ PRESION	MA WP (PSI)
						POSICION																			
						1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13							
1	DB	6	0.0	0.280	40	0.305	0.309	0.305	0.284	0.292	0.304								0.284	0.145	0	0.155	A	7.8	783
2	AC90	6	7.2	0.280	40	0.283	0.319	0.315	0.301	0.307	0.319								0.283	0.145	0	0.155	A	7.7	778
3	C90	6	7.2	0.280	40	0.329	0.325	0.318	0.336	0.318	0.329	0.323	0.339	0.349					0.318	0.145	0	0.155	A	9.5	954
4	DC90	6	7.2	0.280	40	0.311	0.316	0.303	0.300	0.325	0.298								0.298	0.145	0	0.155	A	8.5	853
5	AC90	6	13.0	0.280	40	0.283	0.318	0.314	0.297	0.302	0.315								0.283	0.145	0	0.155	A	7.7	778
6	C90	6	13.0	0.280	40	0.328	0.325	0.318	0.336	0.319	0.330	0.324	0.341	0.351					0.318	0.145	0	0.155	A	9.5	954
7	DC90	6	13.0	0.280	40	0.311	0.315	0.302	0.296	0.320	0.294								0.294	0.145	0	0.155	A	8.3	833
8	AC90	6	25.2	0.280	40	0.278	0.313	0.309	0.293	0.297	0.311								0.278	0.145	0.7	0.155	A	7.5	752
9	C90	6	25.2	0.280	40	0.328	0.324	0.317	0.331	0.314	0.325	0.319	0.314	0.345					0.314	0.145	0	0.155	A	9.3	934
10	DC90	6	25.2	0.280	40	0.310	0.315	0.302	0.296	0.321	0.295								0.295	0.145	0	0.155	A	8.3	838
11	AC90	6	26.6	0.280	40	0.287	0.298	0.304	0.300	0.486	0.290								0.287	0.145	0	0.155	A	7.9	798
12	C90	6	26.6	0.280	40	0.280	0.276	0.280	0.288	0.273	0.310								0.273	0.145	2.5	0.155	A	7.2	727
13	DC90	6	26.6	0.280	40	0.278	0.287	0.300	0.306	0.293	0.298								0.278	0.145	0.7	0.155	A	7.5	752
14	AC45	6	31.9	0.280	40	0.303	0.286	0.274	0.286	0.280	0.304								0.274	0.145	2.1	0.155	A	7.3	732
15	C45	6	31.9	0.280	40	0.280	0.274	0.280	0.304	0.327	0.324								0.274	0.145	2.1	0.155	A	7.3	732
16	DC45	6	31.9	0.280	40	0.286	0.294	0.286	0.262	0.289	0.298								0.262	0.145	6.4	0.155	A	6.7	672
17	AC45	6	35.7	0.280	40	0.296	0.296	0.281	0.282	0.292	0.304								0.281	0.145	0	0.155	A	7.6	767
18	C45	6	35.7	0.280	40	0.275	0.282	0.292	0.310	0.329	0.317								0.275	0.145	1.7	0.155	A	7.3	737
19	DC45	6	35.7	0.280	40	0.289	0.304	0.297	0.298	0.298	0.288								0.288	0.145	0	0.155	A	8.0	803
20	TR	6	55.7	0.280	40	0.274	0.283	0.286	0.289	0.292	0.298								0.274	0.145	2.1	0.155	A	7.3	732
21	TR	6	75.7	0.280	40	0.291	0.306	0.296	0.297	0.288	0.285								0.285	0.145	0	0.155	A	7.8	788
22	TR	6	95.7	0.280	40	0.287	0.288	0.294	0.294	0.298	0.305								0.287	0.145	0	0.155	A	7.9	798
23	TR	6	115.7	0.280	40	0.300	0.299	0.304	0.296	0.288	0.287								0.287	0.145	0	0.155	A	7.9	798
24	TR	6	135.7	0.280	40	0.292	0.289	0.281	0.277	0.282	0.292								0.277	0.145	1.0	0.155	A	7.4	747

Figura 24. Espesores Línea 9

		CONSULTORIA PARA LA ASESORIA TECNICA ESPECIALIZADA EN INSPECCION DE BANCOS DE TUBERÍA No 2, 3, 4, 5, 13 Y 14 DE LA GRENCIA BARRANCABERMEJA DE ECOPETROL S.A. CONTRATO 4014440									
Nombre de la línea : Banco13 - COMBUSTOLEO LIVIANO LNEA010				Inicia de la línea : K-7				Fin de la Línea : BLENDING			
Años de Servicio: ND				Aislamiento : ND		Tracing: NA		Presion: 180		Temperatura: 135	
Inspector: NANCY JINETH ARDILA LUENGAS								Fecha Inspeccion: 2007-07-11			
<p>CONVENCIONES: B= BUEN ESTADO ; R= REGULAR ESTADO ; M= MAL ESTADO ; R= REDUCCION ; d= PROFUNDIDAD MÁXIMA MEDIDA DEL ÁREA CORROIDA ; L= MEDIDA LONGITUDINAL EXTENDIDA DEL ÁREA CORROIDA ;dp= PROFUNDIDAD DE LA ABOLLADURA ;lp= MEDIDA LONGITUDINAL EXTENDIDA DEL AREA DE LA ABOLLADURA ; TML=THICKNESS MEASUREMENT LOCATIONS A/R= ACEPTADA/RECHAZADA ; % PW= PORCENTAJE PERDIDA DE METAL ; % PF = PORCENTAJE DE PROFUNDIDAD DE PICADO ; Tnom= ESPESOR NOMINAL ; Tret= ESPESOR DE RETIRO ; L = LEVE ; M =MODERADA ; S = SEVERA ; NC= NO CUJMPLE ; S=SI ;N=NO ; CARACTERISTICAS A: Antes, D: Despues, TR: Tramo recto, C: Codo, T: Tee, J: Junta, B: Brida, SP: Tubería Secundaria, W: Soldadura, R: Reduccion ; Espesores: Color verde espesores OK, Color Amarillo espesor entre T diseño y T retiro, Color Rojo espesor menor que T retiro.</p>											

MEDICION DE ESPESORES Y ANALISIS DE RESULTADOS

TML	CARACTERISTICA	DIAMETRO (pulg)	LONGITUD ACUMULADA (mts)	T NOM (pulg)	SCH	SCAN A													TML (pulg)	TD (pulg)	% PA	TRET (pulg)	A/R	RELACION MA WP/ PRESION	MA WP (PSI)
						POSICION																			
						1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13							
1	AT	10	0.0	0.365	.40	0.392	0.393	0.402	0.399	0.390	0.381							0.381	0.185	0	0.215	A	4.3	776	
2	T	10	0.0	0.500	.60	0.461	0.497	0.507	0.540	0.510	0.477	0.463	0.478	0.484	0.449	0.481	0.499	0.495	0.449	0.185	10.2	0.215	A	5.4	388
3	DT	10	0.1	0.365	.40	0.393	0.380	0.389	0.411	0.385	0.381							0.380	0.185	0	0.215	A	4.2	773	
4	T	10	0.1	0.500	.60	0.535	0.523	0.512	0.532	0.534	0.515	0.576	0.538	0.553	0.525	0.591	0.552	0.590	0.512	0.185	0	0.215	A	6.5	1186
5	DT	10	0.1	0.365	.40	0.405	0.385	0.399	0.414	0.392	0.398							0.385	0.185	0	0.215	A	4.3	789	
6	AC90	10	6.9	0.365	.40	0.385	0.385	0.392	0.395	0.408	0.414							0.385	0.185	0	0.215	A	4.3	789	
7	C90	10	6.9	0.365	.40	0.392	0.395	0.392	0.388	0.386	0.401	0.456	0.443	0.483				0.386	0.185	0	0.215	A	4.4	792	
8	DC90	10	6.9	0.365	.40	0.388	0.376	0.400	0.396	0.395	0.406							0.376	0.185	0	0.215	A	4.2	761	
9	AC90	10	6.9	0.365	.40	0.395	0.383	0.406	0.402	0.401	0.412							0.383	0.185	0	0.215	A	4.3	783	
10	C90	10	6.9	0.365	.40	0.430	0.389	0.435	0.443	0.431	0.463	0.475	0.474	0.471				0.389	0.185	0	0.215	A	4.4	801	
11	DC90	10	6.9	0.365	.40	0.412	0.412	0.395	0.392	0.398	0.391							0.391	0.185	0	0.215	A	4.4	807	
12	AC90	10	6.9	0.365	.40	0.336	0.329	0.335	0.328	0.335	0.324							0.324	0.185	11.2	0.215	A	3.3	601	
13	C90	10	6.9	0.365	.40	0.423	0.382	0.428	0.437	0.424	0.457	0.456	0.441	0.462				0.382	0.185	0	0.215	A	4.3	779	
14	DC90	10	6.9	0.365	.40	0.412	0.410	0.394	0.387	0.392	0.386							0.386	0.185	0	0.215	A	4.4	792	
15	AC90	10	6.9	0.365	.40	0.391	0.414	0.395	0.395	0.380	0.420							0.380	0.185	0	0.215	A	4.2	773	
16	C90	10	6.9	0.365	.40	0.431	0.393	0.419	0.427	0.420	0.520	0.497	0.440	0.446				0.393	0.185	0	0.215	A	4.5	814	
17	DC90	10	6.9	0.365	.40	0.396	0.399	0.389	0.370	0.376	0.408							0.370	0.185	0	0.215	A	4.1	742	
18	AC45	10	11.4	0.365	.40	0.403	0.412	0.399	0.390	0.387	0.397							0.387	0.185	0	0.215	A	4.4	795	
19	C45	10	11.4	0.365	.40	0.447	0.420	0.430	0.417	0.416	0.463	0.465	0.426	0.426				0.416	0.185	0	0.215	A	4.9	885	
20	DC45	10	11.4	0.365	.40	0.407	0.403	0.383	0.395	0.401	0.397							0.383	0.185	0	0.215	A	4.3	783	
21	AC45	10	14.8	0.365	.40	0.407	0.410	0.397	0.406	0.403	0.412							0.397	0.185	0	0.215	A	4.5	826	
22	C45	10	14.8	0.365	.40	0.407	0.402	0.409	0.416	0.416	0.457	0.463	0.425	0.422				0.402	0.185	0	0.215	A	4.6	841	
23	DC45	10	14.8	0.365	.40	0.400	0.416	0.415	0.401	0.401	0.414							0.400	0.185	0	0.215	A	4.6	835	

Figura 25. Espesores Línea 10

5.2 PLANILLAS DE INSPECCIÓN VISUAL:

En estas planillas se encuentra la información referente a los datos recogidos en campo mediante inspección visual, reportando picaduras, abolladuras, estado del recubrimiento o del aislamiento según el caso correspondiente, observaciones de corrosión leve (con pérdida de material entre el 10 y el 30%), corrosión severa según (con pérdida de material entre el 30 y el 50%), corrosión severa (con pérdida de material > 50%), amontonamiento con otras líneas (separación menor o igual a 75mm), existencia de fugas, entre otras observaciones que serán descritas en cada una de las.

Para determinar la aceptación o rechazo de las áreas con picadura en todas las zonas de la tubería excepto en la soldadura longitudinal y en la zona afectada térmicamente se tuvo en cuenta lo siguiente:

Porcentaje de profundidad de picado = %PF = $100 \cdot d/t$, en donde:

d= máxima profundidad de la picadura en el área corroída.

t= espesor nominal del tubo.

Se acepta la picadura si %PF < 10%

Se rechaza la picadura si %PF > 80% caso en el cual se recomienda la forma para recuperar la aptitud para el servicio de la línea.

A manera de soporte o respaldo a las observaciones consideradas más relevantes según el inspector de campo, se lleva a cabo un registro fotográfico a medida que se realiza la inspección visual (*este registro fotográfico se encuentra en el anexo 2 de este informe*).

		CONSULTORIA PARA LA ASESORIA TECNICA ESPECIALIZADA EN INSPECCION DE BANCOS DE TUBERÍA No 2, 3, 4, 5, 13 Y 14 DE LA GERENCIA BARRANCABERMEJA DE ECOPETROL S.A. CONTRATO 4014440									
Nombre de la línea : Banco 13 - COMBUSTOLEO PESADO LINEA001				Inicia de la línea: BLENDING		Fin de la Línea : K-927/929/936					
Aislamiento en línea : NO			Años de Servicio: ND		Tracing: NA		Presion: 50		Temperatura : 150		
Inspector : NANCY JINETH ARDILA LUENGAS								Fecha Inspeccion : 2007-07-17			
<p>CONVENCIONES: d= PROFUNDIDAD MÁXIMA MEDIDA DEL ÁREA CORROIDA ; L= MEDIDA LONGITUDINAL EXTENDIDA DEL ÁREA CORROIDA ; dp ABO=PROFUNDIDAD DE LA ABOLLADURA ; Lp ABO= MEDIDA LONGITUDINAL EXTENDIDA DEL ÁREA DE LA ABOLLADURA ; dp PIC=PROFUNDIDAD DE LA PICADURA ; Lp PIC= MEDIDA LONGITUDINAL EXTENDIDA DEL ÁREA DE LA PICADURA ; TML= THICKNESS MEASUREMENT LOCATIONS A/R PICA= ACEPTADA/RECHAZADA por picadura ; A/R ABO= ACEPTADA/RECHAZADA por abolladura ; % PM= PORCENTAJE PERDIDA DE METAL ; % PF = PORCENTAJE DE PROFUNDIDAD DE PICADO ; Tnom= ESPESOR NOMINAL ; Tret= ESPESOR DE RETIRO ; NC= NO CUMPLE ; CARACTERÍSTICAS: A: Antes, D: Despues, T.R: Tramo recto, C: Codo, T: Tee, J: Junta, B: Brida, SP: Tubería Secundaria, W: Soldadura, R: Reduccion ; AMTO = Amontonamiento, CAR= Características, JB = Juntas Bridadas.</p>											

INSPECCION VISUAL

TML	CAR.	DIAM (pulg)	LONG ACUM (mts)	SCH	AMTO	dp PIC (m.m)	Lp PIC (m.m)	% PF	A/R PIC	DEFOR EN LIN	dp ABO (m.m)	Lp ABO (m.m)	A/R ABO	FUGAS	J.B	AISLAM	ESTADO RECUB O AISLAM	TIPO DE MATERIAL	ADHERENCIA (PSI)	FOTOS	OBSERVACIONES GENERALES
1	T	10	0.0	60	ND				A				A	NO	NO	NO	BUENO	A-106 GR B			
2	DT	10	0.0	40	ND				A				A	NO	NO	NO	BUENO	A-106 GR B			
3	AT	10	0.2	40	ND				A				A	NO	NO	NO	BUENO	A-106 GR B			
4	T	10	0.2	60	ND				A				A	NO	NO	NO	BUENO	A-106 GR B			
5	DT	10	0.2	40	ND				A				A	NO	NO	NO	BUENO	A-106 GR B			
6	SP	10	6.5	40	ND				A				A	NO	NO	NO	BUENO	A-106 GR B			
7	SP	10	11.4	40	ND				A				A	NO	NO	NO	BUENO	A-106 GR B			
8	AC90	10	13.8	40	ND				A				A	NO	NO	NO	BUENO	A-106 GR B			
9	C90	10	13.8	40	ND				A				A	NO	NO	NO	BUENO	A-106 GR B			
10	DC90	10	13.8	40	ND				A				A	NO	NO	NO	BUENO	A-106 GR B			
11	AC90	10	13.8	40	ND				A				A	NO	NO	NO	MALO	A-106 GR B			
12	C90	10	13.8	40	ND				A				A	NO	NO	NO	MALO	A-106 GR B			
13	DC90	10	13.8	40	ND				A				A	NO	NO	NO	MALO	A-106 GR B			
14	AC90	10	13.8	40	ND				A				A	NO	NO	NO	MALO	A-106 GR B			
15	C90	10	13.8	40	ND				A				A	NO	NO	NO	MALO	A-106 GR B			
16	DC90	10	13.8	40	ND				A				A	NO	NO	NO	MALO	A-106 GR B			
17	AC90	10	13.8	40	ND				A				A	NO	NO	NO	MALO	A-106 GR B			

Figura 26. Inspección Visual Línea 1

		CONSULTORIA PARA LA ASESORIA TECNICA ESPECIALIZADA EN INSPECCION DE BANCOS DE TUBERÍA No 2, 3, 4, 5, 13 Y 14 DE LA GERENCIA BARRANCABERMEJA DE ECOPETROL S. A. CONTRATO 4014440									
Nombre de la línea : Banco 13 - COMBUSTOLEO LIVIANO LINEA002				Inicia de la línea: BLENDING		Fin de la Línea : K-935/946/948					
Aislamiento en línea : ND			Años de Servicio: ND		Tracing: NA		Presion: 60		Temperatura : 150		
Inspector : NANCY JINETH ARDILA LUENGAS								Fecha Inspeccion: 2007-07-17			
<p>CONVENCIONES: d= PROFUNDIDAD MÁXIMA MEDIDA DEL ÁREA CORROIDA; L= MEDIDA LONGITUDINAL EXTENDIDA DEL ÁREA CORROIDA; dp ABO=PROFUNDIDAD DE LA ABOLLADURA; Lp ABO= MEDIDA LONGITUDINAL EXTENDIDA DEL ÁREA DE LA ABOLLADURA; dp PIC=PROFUNDIDAD DE LA PICADURA ;Lp PIC= MEDIDA LONGITUDINAL EXTENDIDA DEL ÁREA DE LA PICADURA; TML= THICKNESS MEASUREMENT LOCATIONS A/R PICA= ACEPTADA/RECHAZADA por picadura ;A/R ABO= ACEPTADA/RECHAZADA por abolladura ;% PM= PORCENTAJE PERDIDA DE METAL ;% PF = PORCENTAJE DE PROFUNDIDAD DE PICADO ; Tnom= ESPESOR NOMINAL ; Tret= ESPESOR DE RETIRO; NC= NO CUMPLE ; CARACTERISTICAS: A: Antes, D: Despues, TR: Tramo recto, C: Codo, T: Tee, J: Junta, B: Brida, SP: Tubería Secundaria, W: Soldadura, R: Reduccion; AMTO = Amontonamiento, CAR= Características, JB = Juntas Bridadas.</p>											

INSPECCION VISUAL

TML	CAR.	DIAM (pulg)	LONG ACUM (mts)	SCH	AMTO	φ PIC (m.m)	Lp PIC (m.m)	% PF	A/R PIC	DEFOR EN LIN	φ ABO (m.m)	Lp ABO (m.m)	A/R ABO	FUGAS	J.B	AISLAM	ESTADO RECUB o AISLAM	TIPO DE MATERIAL	ADHERENCIA (PSI)	FOTOS	OBSERVACIONES GENERALES
1	T	10	0.0	80	NO				A				A	NO	NO	BUENO	A-106 GR B				
2	J	10	0.0	40	NO				A				A	NO	NO	BUENO	A-106 GR B				
3	J	10	0.0	40	NO				A				A	NO	NO	BUENO	A-106 GR B				
4	T	10	0.0	80	NO				A				A	NO	NO	BUENO	A-106 GR B				
5	J	10	0.0	40	NO				A				A	NO	NO	BUENO	A-106 GR B				
6	AC90	10	0.0	40	NO				A				A	NO	NO	BUENO	A-106 GR B				
7	C90	10	0.0	40	NO				A				A	NO	NO	BUENO	A-106 GR B				
8	DC90	10	5.8	40	NO				A				A	NO	NO	BUENO	A-106 GR B				
9	AC90	10	5.8	40	NO				A				A	NO	NO	BUENO	A-106 GR B				
10	C90	10	5.8	40	NO				A				A	NO	NO	BUENO	A-106 GR B				
11	DC90	10	17.9	40	NO				A				A	NO	NO	BUENO	A-106 GR B				
12	AC90	10	17.9	40	NO				A				A	NO	NO	BUENO	A-106 GR B				
13	C90	10	17.9	40	NO				A				A	NO	NO	BUENO	A-106 GR B				
14	DC90	10	19.7	40	NO				A				A	NO	NO	BUENO	A-106 GR B				
15	AC90	10	19.7	40	NO				A				A	NO	NO	BUENO	A-106 GR B				
16	C90	10	19.7	40	NO				A				A	NO	NO	BUENO	A-106 GR B				
17	DC90	10	24.2	40	NO				A				A	NO	NO	BUENO	A-106 GR B				



Figura 27. Inspección Visual Línea 2

		CONSULTORIA PARA LA ASESORIA TECNICA ESPECIALIZADA EN INSPECCION DE BANCOS DE TUBERÍA No 2, 3, 4, 5, 13 Y 14 DE LA GERENCIA BARRANCABERMEJA DE ECOPETROL S.A. CONTRATO 4014440							
Nombre de la línea : Banco 13 - GASOLINA REGULAR LINEA003				Inicia de la línea: BLENDING		Fin de la Línea : K-940/942			
Aislamiento en línea : NO			Años de Servicio: NO		Tracing: NA		Presion: 60		Temperatura : 98
Inspector : NANCY JINETH ARDILA LUENGAS								Fecha Inspeccion : 2007-07-16	
<p>CONVENCIONES: d= PROFUNDIDAD MÁXIMA MEDIDA DEL ÁREA CORROIDA; L= MEDIDA LONGITUDINAL EXTENDIDA DEL ÁREA CORROIDA; dp ABO=PROFUNDIDAD DE LA ABOLLADURA; Lp ABO= MEDIDA LONGITUDINAL EXTENDIDA DEL AREA DE LA ABOLLADURA; dp PIC=PROFUNDIDAD DE LA PICADURA ;Lp PIC= MEDIDA LONGITUDINAL EXTENDIDA DEL AREA DE LA PICADURA; TML= THICKNESS MEASUREMENT LOCATIONS A/R PICA= ACEPTADA/RECHAZADA por picadura ;A/R ABO= ACEPTADA/RECHAZADA por abolladura ; % PW= PORCENTAJE PERDIDA DE METAL ; % PF = PORCENTAJE DE PROFUNDIDAD DE PICADO ; Tnom= ESPESOR NOMINAL ; Tret= ESPESOR DE RETIRO; NC= NO CUMPLE ; CARACTERISTICAS: A:Antes, D:Despues, TR:Tramo recto, C:Codo, T:Tee, J:Junta, B:Brida, SP:Tuberia Secundaria, W:Soldadura, R: Reduccion ; AMTO = Amontonamiento, CAR= Características, JB = Juntas Bridadas.</p>									

INSPECCION VISUAL

TML	CAR.	DIAM (pulg)	LONG ACUM (mts)	SCH	AMTO	dp PIC (m.m)	Lp PIC (m.m)	% PF	A/R PIC	DEFOR EN LIN	dp ABO (m.m)	Lp ABO (m.m)	A/R ABO	FUGAS	J.B	AISLAM	ESTADO RECUB o AISLAM	TIPO DE MATERIAL	ADHERENCIA (PSI)	FOTOS	OBSERVACIONES GENERALES
1	DC90	16	0.0	30	NO			1	A				A	NO	NO		BUENO	A-106 GR B			
2	DC90	16	0.4	30	NO			2	A				A	NO	NO		BUENO	A-106 GR B			
3	DW	16	13.0	30	NO			3	A				A	NO	NO		BUENO	A-106 GR B			
4	C90	16	13.0	30	NO			4	A				A	NO	NO		BUENO	A-106 GR B			
5	DC90	16	13.0	30	NO			5	A				A	NO	NO		BUENO	A-106 GR B			
6	AC90	16	13.0	30	NO			6	A				A	NO	NO		BUENO	A-106 GR B			
7	C90	16	13.0	30	NO			7	A				A	NO	NO		BUENO	A-106 GR B			
8	DC90	16	13.0	30	NO			8	A				A	NO	NO		BUENO	A-106 GR B			
9	AC90	16	13.0	30	NO			9	A				A	NO	NO		BUENO	A-106 GR B			
10	C90	16	13.0	30	NO			10	A				A	NO	NO		BUENO	A-106 GR B			
11	DC90	16	13.0	30	NO			11	A				A	NO	NO		BUENO	A-106 GR B			
12	AC90	16	13.0	30	NO			12	A				A	NO	NO		BUENO	A-106 GR B			
13	C90	16	13.0	30	NO			13	A				A	NO	NO		BUENO	A-106 GR B			
14	DC90	16	13.0	30	NO			14	A				A	NO	NO		BUENO	A-106 GR B			
15	AC90	16	19.0	30	NO			15	A				A	NO	NO		BUENO	A-106 GR B			
16	C90	16	19.0	30	NO			16	A				A	NO	NO		BUENO	A-106 GR B			
17	DC90	16	19.0	30	NO			17	A				A	NO	NO		BUENO	A-106 GR B			

Figura 28. Inspección Visual Línea 3

		CONSULTORIA PARA LA ASESORIA TECNICA ESPECIALIZADA EN INSPECCION DE BANCOS DE TUBERÍA No 2, 3, 4, 5, 13 Y 14 DE LA GERENCIA BARRANCABERMEJA DE ECOPETROL S.A. CONTRATO 4014440			 	
Nombre de la línea : Banco 13 - GASOLINA CRAQUEADA LINEA004			Inicia de la línea : K-902		Fin de la Línea : BLENDING	
Aislamiento en línea : NO		Años de Servicio: ND		Tracing: NA		Presion: 100
Inspector : NANCY JINETH ARDILA LUENGAS						Fecha Inspeccion: 2007-07-13
<small>CONVENCIONES: d= PROFUNDIDAD MÁXIMA MEDIDA DEL ÁREA CORROIDA; L= MEDIDA LONGITUDINAL EXTENDIDA DEL ÁREA CORROIDA; dp ABO=PROFUNDIDAD DE LA ABOLLADURA; Lp ABO= MEDIDA LONGITUDINAL EXTENDIDA DEL AREA DE LA ABOLLADURA; dp PIC=PROFUNDIDAD DE LA PICADURA ;Lp PIC= MEDIDA LONGITUDINAL EXTENDIDA DEL AREA DE LA PICADURA; TML= THICKNESS MEASUREMENT LOCATIONS A/R PICA= ACEPTADA/RECHAZADA por picadura; A/R ABO= ACEPTADA/RECHAZADA por abolladura; % PW= PORCENTAJE PERDIDA DE METAL; % PF = PORCENTAJE DE PROFUNDIDAD DE PICADO; Thom= ESPESOR NOMINAL; Tret= ESPESOR DE RETIRO; NC= NO CUMPLE; CARACTERISTICAS: A: Antes, D: Despues, TR: Tramo recto, C: Codo, T: Tee, J: Junta, B: Brida, SP: Tubería Secundaria, W: Soldadura, R: Reduccion; AMTD = Amontonamiento, CAR= Características, B = Juntas Bridadas.</small>						

INSPECCION VISUAL

TML	CAR.	DIAM (pulg)	LONG ACUM (mts)	SCH	AMTD	φ PIC (m.m)	Lp PIC (m.m)	% PF	A/R PIC	DEFOR EN LIN	φ ABO (m.m)	Lp ABO (m.m)	A/R ABO	FUGAS	J.B	ASL/AM	ESTADO RECUB o ASL/AM	TIPO DE MATERIAL	ADHERENCIA (PSI)	FOTOS	OBSERVACIONES GENERALES
1	DC45	10	0.0	40	ND				A				A	NO	NO	NA	NA	A-106 GR B			
2	AC45	10	1.8	40	ND				A				A	NO	NO	NA	NA	A-106 GR B			
3	C45	10	1.8	40	ND				A				A	NO	NO	NA	NA	A-106 GR B			
4	DC45	10	1.8	40	ND				A				A	NO	NO	NA	NA	A-106 GR B			
5	AC45	10	2.0	40	ND				A				A	NO	NO	NA	NA	A-106 GR B			
6	C45	10	2.0	40	ND				A				A	NO	NO	NA	NA	A-106 GR B			
7	DC45	10	2.0	40	ND				A				A	NO	NO	NA	NA	A-106 GR B			
8	AC90	10	10.4	40	ND				A				A	NO	NO	NA	NA	A-106 GR B			
9	C90	10	10.4	40	ND				A				A	NO	NO	NA	NA	A-106 GR B			
10	DC90	10	10.4	40	ND				A				A	NO	NO	NA	NA	A-106 GR B			
11	AC90	10	10.4	40	ND				A				A	NO	NO	NA	NA	A-106 GR B			
12	C90	10	10.4	40	ND				A				A	NO	NO	NA	NA	A-106 GR B			
13	DC90	10	10.4	40	ND				A				A	NO	NO	NA	NA	A-106 GR B			
14	AC90	10	10.4	40	ND				A				A	NO	NO	NA	NA	A-106 GR B			
15	C90	10	10.4	40	ND				A				A	NO	NO	NA	NA	A-106 GR B			
16	DC90	10	10.4	40	ND				A				A	NO	NO	NA	NA	A-106 GR B			
17	AC90	10	11.7	40	ND				A				A	NO	NO	NA	NA	A-106 GR B			




Figura 29. Inspección Visual Línea 4

		CONSULTORIA PARA LA ASESORIA TECNICA ESPECIALIZADA EN INSPECCION DE BANCOS DE TUBERÍA No 2, 3, 4, 5, 13 Y 14 DE LA GERENCIA BARRANCABERMEJA DE ECOPETROL S. A. CONTRATO 4014440									
Nombre de la línea : Banco13 - GASOLINA LINEA005				Inicia de la línea : K-947		fin de la Línea : BLENDING					
Aislamiento en línea : NO			Años de Servicio : ND		Tracing : NA		Presion : 150		Temperatura : 98		
Inspector : NANCY JINETH ARDILA LUENGAS								Fecha Inspeccion : 2007-07-16			
<p>CONVENCIONES: d= PROFUNDIDAD MÁXIMA MEDIDA DEL ÁREA CORROIDA; L= MEDIDA LONGITUDINAL EXTENDIDA DEL ÁREA CORROIDA; dp ABO=PROFUNDIDAD DE LA ABOLLADURA; Lp ABO= MEDIDA LONGITUDINAL EXTENDIDA DEL ÁREA DE LA ABOLLADURA; dp PIC=PROFUNDIDAD DE LA PICADURA ;Lp PIC= MEDIDA LONGITUDINAL EXTENDIDA DEL ÁREA DE LA PICADURA; TML=THICKNESS MEASUREMENT LOCATIONS A/R PICA= ACEPTADA/RECHAZADA por picadura;A/R ABO= ACEPTADA/RECHAZADA por abolladura; % PW= PORCENTAJE PERDIDA DE METAL; % PF = PORCENTAJE DE PROFUNDIDAD DE PICADO; Tnom= ESPESOR NOMINAL; Tret= ESPESOR DE RETIRO; NC= NO CUMPLE; CARACTERÍSTICAS: A: Antes, D:Despues, TR:Tramo recto, C:Codo, T:Tee, J: Junta, B:Brida, SP:Tubería Secundaria, W:Soldadura, R: Reduccion; AMTD = Amontonamiento, CAR= Características, JB = Juntas Bridadas.</p>											

INSPECCION VISUAL

TML	CAR.	DIAM (pulg)	LON G ACUM (mts)	SCH	AMTO	Φ PIC (m.m)	Lp PIC (m.m)	% PF	A/R PIC	DEFOR EN LIN	Φ ABO (m.m)	Lp ABO (m.m)	A/R ABO	FUGAS	J.B	AISLAM	ESTADO RECUB o AISLAM	TIPO DE MATERIAL	ADHERENCIA (PSI)	FOTOS	OBSERVACIONES GENERALES
1	DC90	10	0.0	40	ND				A				A	NO	NO	NO	MALO	A-106 GR B			
2	AC90	10	6.9	40	ND				A				A	NO	NO	NO	MALO	A-106 GR B			
3	C90	10	6.9	40	ND				A				A	NO	NO	NO	MALO	A-106 GR B			
4	DC90	10	6.9	40	ND				A				A	NO	NO	NO	MALO	A-106 GR B			
5	AC90	10	10.5	40	ND				A				A	NO	NO	NO	MALO	A-106 GR B			
6	C90	10	10.5	40	ND				A				A	NO	NO	NO	MALO	A-106 GR B			
7	DC90	10	10.5	40	ND				A				A	NO	NO	NO	MALO	A-106 GR B			
8	AC90	10	10.6	40	ND				A				A	NO	NO	NO	MALO	A-106 GR B			
9	C90	10	10.6	40	ND				A				A	NO	NO	NO	MALO	A-106 GR B			
10	DC90	10	10.6	40	ND				A				A	NO	NO	NO	MALO	A-106 GR B			
11	AC90	10	17.1	40	ND				A				A	NO	NO	NO	MALO	A-106 GR B			
12	C90	10	17.1	40	ND				A				A	NO	NO	NO	MALO	A-106 GR B			
13	DC90	10	17.1	40	ND				A				A	NO	NO	NO	MALO	A-106 GR B			
14	AC90	10	17.1	40	ND				A				A	NO	NO	NO	MALO	A-106 GR B			
15	C90	10	17.1	40	ND				A				A	NO	NO	NO	MALO	A-106 GR B			
16	DC90	10	17.1	40	ND				A				A	NO	NO	NO	MALO	A-106 GR B			
17	AC90	10	17.1	40	ND				A				A	NO	NO	NO	MALO	A-106 GR B			

Figura 30. Inspección Visual Línea 5

		CONSULTORIA PARA LA ASESORIA TECNICA ESPECIALIZADA EN INSPECCION DE BANCOS DE TUBERÍA No 2, 3, 4, 5, 13 Y 14 DE LA GERENCIA BARRANCABERMEJA DE ECOPETROL S. A. CONTRATO 4014440			 				
Nombre de la línea : Banco13 - AROMEZCLADOS L1N EA006			Inicia de la línea : K-1812		Fin de la Línea : BLENDING				
Aislamiento en línea : NO		Años de Servicio: ND		Tracing: NA		Presion: 120		Temperatura : 98	
Inspector : NANCY JINETH ARDILA LUENGAS						Fecha Inspeccion : 2007-07-12			
<small>CONVENCIONES: d= PROFUNDIDAD MÁXIMA MEDIDA DEL ÁREA CORROIDA; L= MEDIDA LONGITUDINAL EXTENDIDA DEL ÁREA CORROIDA ;dp ABO=PROFUNDIDAD DE LA ABOLLADURA; Lp ABO= MEDIDA LONGITUDINAL EXTENDIDA DEL AREA DE LA ABOLLADURA ;dp PIC=PROFUNDIDAD DE LA PICADURA ;Lp PIC= MEDIDA LONGITUDINAL EXTENDIDA DEL AREA DE LA PICADURA ; TML= THICKNESS MEASUREMENT LOCATIONS A/R PICA= ACEPTADA/RECHAZADA por picadura ;A/R ABO= ACEPTADA/RECHAZADA por abolladura ; % PM= PORCENTAJE PERDIDA DE METAL ; % PF = PORCENTAJE DE PROFUNDIDAD DE PICADO ; Tnom= ESPESOR NOMINAL ; Tret= ESPESOR DE RETIRO ; NC= NO CUMPLE ; CARACTERISTICAS : A: Antes , D: Despues , TR: Tramo recto , C: Codo , T: Tee , J: Junta , B: Brida , SP: Tubería Secundaria , W: Soldadura , R: Reduccion ; AMTD = Amontonamiento , CAR= Características , JB = Juntas Bridadas.</small>									

INSPECCION VISUAL

TML	CAR.	DIAM (pulg)	LONG ACUM (mts)	SCH	AMTD	dP PIC (m.m)	Lp PIC (m.m)	% PF	A/R PIC	DEFOR EN LIN	dP ABO (m.m)	Lp ABO (m.m)	A/R ABO	FUGAS	J.B	AISLAM	ESTADO RECUB o AISLAM	TIPO DE MATERIAL	ADHERENCIA (PSI)	FOTOS	OBSERVACIONES GENERALES
1	J	4	14.5	40	ND				A				A	NO	NO	BUENO	A-106 GR B				
2	AC90	4	14.5	40	ND				A				A	NO	NO	BUENO	A-106 GR B				
3	C90	4	14.5	40	ND				A				A	NO	NO	BUENO	A-106 GR B				
4	DC90	4	14.5	40	ND				A				A	NO	NO	BUENO	A-106 GR B				
5	AC90	4	20.3	40	ND				A				A	NO	NO	BUENO	A-106 GR B				
6	C90	4	20.3	40	ND				A				A	NO	NO	BUENO	A-106 GR B				
7	DC90	4	20.3	40	ND				A				A	NO	NO	BUENO	A-106 GR B				
8	AC90	4	32.4	40	ND				A				A	NO	NO	BUENO	A-106 GR B				
9	C90	4	32.4	40	ND				A				A	NO	NO	BUENO	A-106 GR B				
10	DC90	4	37.2	40	ND				A				A	NO	NO	BUENO	A-106 GR B				
11	AC90	4	37.2	40	ND				A				A	NO	NO	BUENO	A-106 GR B				
12	C90	4	37.2	40	ND				A				A	NO	NO	BUENO	A-106 GR B				
13	DC90	4	42.2	40	ND				A				A	NO	NO	BUENO	A-106 GR B				
14	AC45	4	45.9	40	ND				A				A	NO	NO	BUENO	A-106 GR B				
15	C45	4	45.9	40	ND				A				A	NO	NO	BUENO	A-106 GR B				
16	DC45	4	45.9	40	ND				A				A	NO	NO	BUENO	A-106 GR B				
17	AC45	4	45.9	40	ND				A				A	NO	NO	BUENO	A-106 GR B				

Figura 31. Inspección Visual Línea 6

		CONSULTORIA PARA LA ASESORIA TECNICA ESPECIALIZADA EN INSPECCION DE BANCOS DE TUBERÍA No 2, 3, 4, 5, 13 Y 14 DE LA GERENCIA BARRANCABERMEJA DE ECOPETROL S. A. CONTRATO 4014440			 				
Nombre de la línea : Banco13 - ALC LINEA007			Inicia de la línea: K-826/827		Fin de la Línea : BLENDING				
Aislamiento en línea : NO		Años de Servicio: ND		Tracing: NA		Presion: 150		Temperatura : 110	
Inspector : NANCY JINETH ARDILA LUENGAS						Fecha Inspeccion: 2007-07-12			
<small>CONVENCIONES: d= PROFUNDIDAD MÁXIMA MEDIDA DEL ÁREA CORROIDA; L= MEDIDA LONGITUDINAL EXTENDIDA DEL ÁREA CORROIDA ;dp ABO=PROFUNDIDAD DE LA ABOLLADURA; Lp ABO= MEDIDA LONGITUDINAL EXTENDIDA DEL AREA DE LA ABOLLADURA ;dp PIC=PROFUNDIDAD DE LA PICADURA ;Lp PIC= MEDIDA LONGITUDINAL EXTENDIDA DEL AREA DE LA PICADURA; TML= THICKNESS MEASUREMENT LOCATIONS A/R PICA= ACEPTADA/RECHAZADA por picadura ;A/R ABO= ACEPTADA/RECHAZADA por abolladura ; % PW= PORCENTAJE PERDIDA DE METAL ; % PF = PORCENTAJE DE PROFUNDIDAD DE PICADO; Tnom= ESPESOR NOMINAL; Tret= ESPESOR DE RETIRO; NC= NO CUMPLE ; CARACTERISTICAS: A: Antes, D: Despues, TR: Tramo recto, C: Codo, T: Tee, J: Junta, B: Brida, SP: Tuberia Secundaria, W: Soldadura, R: Reduccion; AMTO = Amontonamiento, CAR= Características, JB = Juntas Bridadas.</small>									

INSPECCION VISUAL

TML	CAR.	DIAM (pulg)	LONG ACUM (mts)	SCH	AMTO	dp PIC (m.m)	Lp PIC (m.m)	% PF	A/R PIC	DEFOR EN LIN	dp ABO (m.m)	Lp ABO (m.m)	A/R ABO	FUGAS	J.B	ASLAM	ESTADO RECUB o AISLAM	TIPO DE MATERIAL	ADHERENCIA (PSI)	FOTOS	OBSERVACIONES GENERALES
1	DC90	6	0.0	40	ND				A				A	NO	NO		BUENO	A-106 GR B			
2	AC90	6	15.0	40	ND				A				A	NO	NO		BUENO	A-106 GR B			
3	C90	6	15.0	40	ND				A				A	NO	NO		BUENO	A-106 GR B			
4	DC90	6	15.0	40	ND				A				A	NO	NO		BUENO	A-106 GR B			
5	AC90	6	15.0	40	ND				A				A	NO	NO		BUENO	A-106 GR B			
6	C90	6	15.0	40	ND				A				A	NO	NO		BUENO	A-106 GR B			
7	DC90	6	15.0	40	ND				A				A	NO	NO		BUENO	A-106 GR B			
8	AC90	6	15.0	40	ND				A				A	NO	NO		BUENO	A-106 GR B			
9	C90	6	15.0	40	ND				A				A	NO	NO		BUENO	A-106 GR B			
10	DC90	6	15.0	40	ND				A				A	NO	NO		BUENO	A-106 GR B			
11	AC90	6	15.0	40	ND				A				A	NO	NO		BUENO	A-106 GR B			
12	C90	6	15.0	40	ND				A				A	NO	NO		BUENO	A-106 GR B			
13	DC90	6	15.0	40	ND				A				A	NO	NO		BUENO	A-106 GR B	395		MAL AGARRE DE IMPRIMANTE Y PINTURA DE ACABADO
14	AC45	6	20.7	40	ND				A				A	NO	NO		BUENO	A-106 GR B			
15	C45	6	20.7	40	ND				A				A	NO	NO		BUENO	A-106 GR B			
16	DC45	6	20.7	40	ND				A				A	NO	NO		BUENO	A-106 GR B			
17	TR	6	24.2	40	ND				A				A	NO	NO		BUENO	A-106 GR B			

Figura 32. Inspección Visual Línea 7

		CONSULTORIA PARA LA ASESORIA TECNICA ESPECIALIZADA EN INSPECCION DE BANCOS DE TUBERÍA No 2, 3, 4, 5, 13 Y 14 DE LA GERENCIA BARRANCABERMEJA DE ECOPETROL S. A. CONTRATO 4014440			 	
Nombre de la línea : Banco 13 - COMBUSTOLEO PESADO LINEA008			Inicia de la línea : K-808/104/BCE		Fin de la Línea : BLENDING	
Aislamiento en línea : NO		Años de Servicio : ND		Tracing : NA		Presion : 150
Inspector : NANCY JINETH ARDILA LUENGAS						Fecha Inspeccion : 2007-07-13
<small>CONVENCIONES: d= PROFUNDIDAD MÁXIMA MEDIDA DEL ÁREA CORROIDA; L= MEDIDA LONGITUDINAL EXTENDIDA DEL ÁREA CORROIDA; dp ABO=PROFUNDIDAD DE LA ABOLLADURA; Lp ABO= MEDIDA LONGITUDINAL EXTENDIDA DEL ÁREA DE LA ABOLLADURA; dp PIC=PROFUNDIDAD DE LA PICADURA ;Lp PIC= MEDIDA LONGITUDINAL EXTENDIDA DEL ÁREA DE LA PICADURA; TML=THICKNESS MEASUREMENT LOCATIONS A/R PICA= ACEPTADA/RECHAZADA por picadura; A/R ABO= ACEPTADA/RECHAZADA por abolladura; % PW= PORCENTAJE PERDIDA DE METAL; % PF = PORCENTAJE DE PROFUNDIDAD DE PICADO; Tnom= ESPESOR NOMINAL; Tret= ESPESOR DE RETIRO; NC= NO CUMPLE; CARACTERÍSTICAS: A: Antes, D: Despues, TR:Tramo recto, C:Codo, T:Tee, J: Junta, B: Brida, SP:Tubería Secundaria, W: Soldadura, R: Reduccion; AMTO = Amontonamiento, CAR= Características, JB = Juntas Bridadas.</small>						

INSPECCION VISUAL

TML	CAR.	DIAM (pulg)	LONG ACUM (mts)	SCH	AMTO	dp PIC (m.m)	Lp PIC (m.m)	% PF	A/R PIC	DEFOR EN LIN	dp ABO (m.m)	Lp ABO (m.m)	A/R ABO	FUGAS	J.B	AI SLAM	ESTADO RECUB o AI SLAM	TIPO DE MATERIAL	ADHERENCIA (PSI)	FOTOS	OBSERVACIONES GENERALES
1	AT	10	0.1	40	NO				A				A	NO	NO	BUENO	A-106 GR B				
2	T	10	0.1	40	NO				A				A	NO	NO	BUENO	A-106 GR B				
3	DT	10	0.3	40	NO				A				A	NO	NO	BUENO	A-106 GR B				
4	T	10	0.3	40	NO				A				A	NO	NO	BUENO	A-106 GR B				
5	DT	10	10.3	40	NO				A				A	NO	NO	BUENO	A-106 GR B				
6	AC90	10	10.3	40	NO				A				A	NO	NO	BUENO	A-106 GR B				
7	C90	10	10.3	40	NO				A				A	NO	NO	BUENO	A-106 GR B				
8	DC90	10	10.3	40	NO				A				A	NO	NO	BUENO	A-106 GR B				
9	AC90	10	16.1	40	NO				A				A	NO	NO	BUENO	A-106 GR B				
10	C90	10	16.1	40	NO				A				A	NO	NO	BUENO	A-106 GR B				
11	DC90	10	16.1	40	NO				A				A	NO	NO	BUENO	A-106 GR B				
12	AC90	10	28.2	40	NO				A				A	NO	NO	BUENO	A-106 GR B				
13	C90	10	28.2	40	NO				A				A	NO	NO	BUENO	A-106 GR B				
14	DC90	10	28.2	40	NO				A				A	NO	NO	BUENO	A-106 GR B				
15	AC90	10	33.0	40	NO				A				A	NO	NO	BUENO	A-106 GR B				
16	C90	10	33.0	40	NO				A				A	NO	NO	BUENO	A-106 GR B				
17	DC90	10	33.0	40	NO				A				A	NO	NO	BUENO	A-106 GR B				



Figura 33. Inspección Visual Línea 8

		CONSULTORIA PARA LA ASESORIA TECNICA ESPECIALIZADA EN INSPECCION DE BANCOS DE TUBERIA No 2, 3, 4, 5, 13 Y 14 DE LA GERENCIA BARRANCABERMEJA DE ECOPETROL S.A. CONTRATO 4014440			 <small>INSTITUTO VENEZOLANO DE METROLOGIA Y CONTROL DE CALIDAD</small>		 <small>ISO 9001:2008</small>				
Nombre de la línea : Banco 13 - GASOLINA LINEA009				Inicia de la línea: AROMATICOS		Fin de la Línea : K-956					
Aislamiento en línea : NO			Años de Servicio: NO		Tracing: NA		Presion: 100		Temperatura : 98		
Inspector : NANCY JINETH ARDILA LUENGAS								Fecha Inspeccion: 2007-07-11			
<p>CONVENCIONES: d= PROFUNDIDAD MÁXIMA MEDIDA DEL ÁREA CORROIDA; L= MEDIDA LONGITUDINAL EXTENDIDA DEL ÁREA CORROIDA; dp ABO=PROFUNDIDAD DE LA ABOLLADURA; Lp ABO= MEDIDA LONGITUDINAL EXTENDIDA DEL AREA DE LA ABOLLADURA; dp PIC=PROFUNDIDAD DE LA PICADURA ;Lp PIC= MEDIDA LONGITUDINAL EXTENDIDA DEL AREA DE LA PICADURA; TML= THICKNESS MEASUREMENT LOCATIONS A/R PICA= ACEPTADA/RECHAZADA por picadura; A/R ABO= ACEPTADA/RECHAZADA por abolladura; % PF= PORCENTAJE PERDIDA DE METAL; % PF = PORCENTAJE DE PROFUNDIDAD DE PICADO; Tnom= ESPESOR NOMINAL; Tret= ESPESOR DE RETIRO; NC= NO CUMPLE; CARACTERISTICAS: A: Antes, D: Despues, TR: Tramo recto, C: Codo, T: Tee, J: Junta, B: Brida, SP: Tubería Secundaria, W: Soldadura, R: Reduccion; AMTO = Amontonamiento, CAR= Características, JB = Juntas Bridadas.</p>											

INSPECCION VISUAL

TML	CAR.	DIAM (pulg)	LONG ACUM (mts)	SCH	AMTO	dp PIC (m.m)	Lp PIC (m.m)	% PF	A/R PIC	DEFOR. EN LIN	dp ABO (m.m)	Lp ABO (m.m)	A/R ABO	FUGAS	J.B	AISLAM	ESTADO RECUB o AISLAM	TIPO DE MATERIAL	ADHERENCIA (PSI)	FOTOS	OBSERVACIONES GENERALES
1	DB	6	0.0	40	NO				A				A	NO	NC	NO	MALO	A-106 GR B			
2	AC90	6	7.2	40	NO				A				A	NO	NO	NO	MALO	A-106 GR B			
3	C90	6	7.2	40	NO				A				A	NO	NO	NO	MALO	A-106 GR B			
4	DC90	6	7.2	40	NO				A				A	NO	NO	NO	MALO	A-106 GR B			
5	AC90	6	13.0	40	NO				A				A	NO	NO	NO	MALO	A-106 GR B			
6	C90	6	13.0	40	NO				A				A	NO	NO	NO	MALO	A-106 GR B			
7	DC90	6	13.0	40	NO				A				A	NO	NO	NO	MALO	A-106 GR B			
8	AC90	6	25.2	40	NO				A				A	NO	NO	NO	MALO	A-106 GR B			
9	C90	6	25.2	40	NO				A				A	NO	NO	NO	MALO	A-106 GR B			
10	DC90	6	25.2	40	NO				A				A	NO	NO	NO	MALO	A-106 GR B			
11	AC90	6	26.6	40	NO				A				A	NO	NO	NO	MALO	A-106 GR B			
12	C90	6	26.6	40	NO				A				A	NO	NO	NO	MALO	A-106 GR B			
13	DC90	6	26.6	40	NO				A				A	NO	NO	NO	MALO	A-106 GR B			
14	AC45	6	31.9	40	NO				A				A	NO	NO	NO	MALO	A-106 GR B			
15	C45	6	31.9	40	NO				A				A	NO	NO	NO	MALO	A-106 GR B			
16	DC45	6	31.9	40	NO				A				A	NO	NO	NO	MALO	A-106 GR B			
17	AC45	6	35.7	40	NO				A				A	NO	NO	NO	MALO	A-106 GR B			

Figura 34. Inspección Visual Línea 9

		CONSULTORIA PARA LA ASESORIA TECNICA ESPECIALIZADA EN INSPECCION DE BANCOS DE TUBERÍA No 2, 3, 4, 5, 13 Y 14 DE LA GERENCIA BARRANCABERMEJA DE ECOPETROL S. A. CONTRATO 4014440									
Nombre de la línea : Banco13 - COMBUSTOLEO LIVIANO LINEA010				Inicia de la línea : K-7		Fin de la Línea : BLENDING					
Aislamiento en línea : NO			Años de Servicio: ND		Tracing: NA		Presion: 180		Temperatura : 135		
Inspector : NANCY JINETH ARDILA LUENGAS								Fecha Inspeccion: 2007-07-11			
<p>CONVENCIONES: d= PROFUNDIDAD MÁXIMA MEDIDA DEL ÁREA CORROIDA ; L= MEDIDA LONGITUDINAL EXTENDIDA DEL ÁREA CORROIDA ; dp ABO=PROFUNDIDAD DE LA ABOLLADURA ; Lp ABO= MEDIDA LONGITUDINAL EXTENDIDA DEL ÁREA DE LA ABOLLADURA ;dp PIC=PROFUNDIDAD DE LA PICADURA ;lp PIC= MEDIDA LONGITUDINAL EXTENDIDA DEL ÁREA DE LA PICADURA ; TML=THICKNESS MEASUREMENT LOCATIONS A/R PICA= ACEPTADA/RECHAZADA por picadura ;A/R ABO= ACEPTADA/RECHAZADA por abolladura ; % PW= PORCENTAJE PERDIDA DE METAL ; % PF = PORCENTAJE DE PROFUNDIDAD DE PICADO ; Tnom= ESPESOR NOMINAL ; Tret= ESPESOR DE RETIRO ; NC= NO CUMPLE ; CARACTERISTICAS: A:Antes, D:Despues, TR:Tramo recto, C:Codo, T:Tee, J:Junta, B:Brida, SP:Tubería Secundaria, W:Soldadura, R: Reduccion ; AMTO = Amontonamiento, CAR= Características, JB = Juntas Bridadas.</p>											

INSPECCION VISUAL

TML	CAR.	DIAM (pulg)	LONG ACUM (mts)	SCH	AMTO	φ PIC (m.m)	Lp PIC (m.m)	% PF	A/R PIC	DEFOR EN LIN	φ ABO (m.m)	Lp ABO (m.m)	A/R ABO	FUGAS	J.B	AISLAM	ESTADO RECUB o AISLAM	TIPO DE MATERIAL	ADHERENCIA (PSI)	FOTOS	OBSERVACIONES GENERALES
1	AT	10	0.0	40	NO				A				A	NO	NO		MALO	A-106 GR B			
2	T	10	0.0	60	NO				A				A	NO	NO		MALO	A-106 GR B			
3	DT	10	0.1	40	NO				A				A	NO	NO		MALO	A-106 GR B			
4	T	10	0.1	60	NO				A				A	NO	NO		MALO	A-106 GR B			
5	DT	10	0.1	40	NO				A				A	NO	NO		MALO	A-106 GR B			
6	AC90	10	6.9	40	NO				A				A	NO	NO		MALO	A-106 GR B			
7	C90	10	6.9	40	NO				A				A	NO	NO		MALO	A-106 GR B			
8	DC90	10	6.9	40	NO				A				A	NO	NO		MALO	A-106 GR B			
9	AC90	10	6.9	40	NO				A				A	NO	NO		MALO	A-106 GR B			
10	C90	10	6.9	40	NO				A				A	NO	NO		MALO	A-106 GR B			
11	DC90	10	6.9	40	NO				A				A	NO	NO		MALO	A-106 GR B			
12	AC90	10	6.9	40	NO				A				A	NO	NO		MALO	A-106 GR B			
13	C90	10	6.9	40	NO				A				A	NO	NO		MALO	A-106 GR B			
14	DC90	10	6.9	40	NO				A				A	NO	NO		MALO	A-106 GR B			
15	AC90	10	6.9	40	NO				A				A	NO	NO		MALO	A-106 GR B			
16	C90	10	6.9	40	NO				A				A	NO	NO		MALO	A-106 GR B			
17	DC90	10	6.9	40	NO				A				A	NO	NO		MALO	A-106 GR B			

Figura 35. Inspección Visual Línea 10

5.3 ONDAS GUIADAS:

A continuación se muestran las líneas, que pasan por Viaductos (V) y/o pasos enterrados (P) indicando, si o no se les hizo Ensayo de Ondas guiadas.

LIN. Nº	DIAM. (in)	PRODUCTO	V1	V2	V3	P1	P2	P3
1	10	COMBUSTOLEO PESADO	SI	SI				
2	10	COMBUSTOLEO LIVIANO	SI	SI				
3	16	GASOLINA REGULAR	SI	SI				
4	8	GASOLINA CRAQUEADA	SI	SI				
5	10	GASOLINA	SI	SI				
6	4	AROMEZCLADOS	SI	SI				
7	6	ALC	SI	SI				
8	10	COMBUSTOLEO PESADO	SI	SI	SI			
9	6	GASOLINA	SI	SI				
10	10	COMBUSTOLEO LIVIANO	SI	SI	SI			
11	10	GASOLINA CRAQUEADAS	SI	SI	SI			
12	10	NAFTA VIRGEN	SI	SI				
13	10	GASOLINA EXTRA	SI	SI				
14	4	GASOLINA REGULAR	SI	SI				
15	4	AIRE INDUSTRIAL						
16	3	VAPOR						
22	3	GASOLINA			SI	SI	SI	
23	6	GASOLINA			SI			SI
29	20	GASOLINA			SI			
30	20	GASOLINA CRAQUEADAS			SI			
31	20	NAFTA VIRGEN			SI			

Tabla 4. Líneas en viaductos y pasos enterrados, ondas guiadas

Como complemento se muestran los resultados obtenidos graficamente:

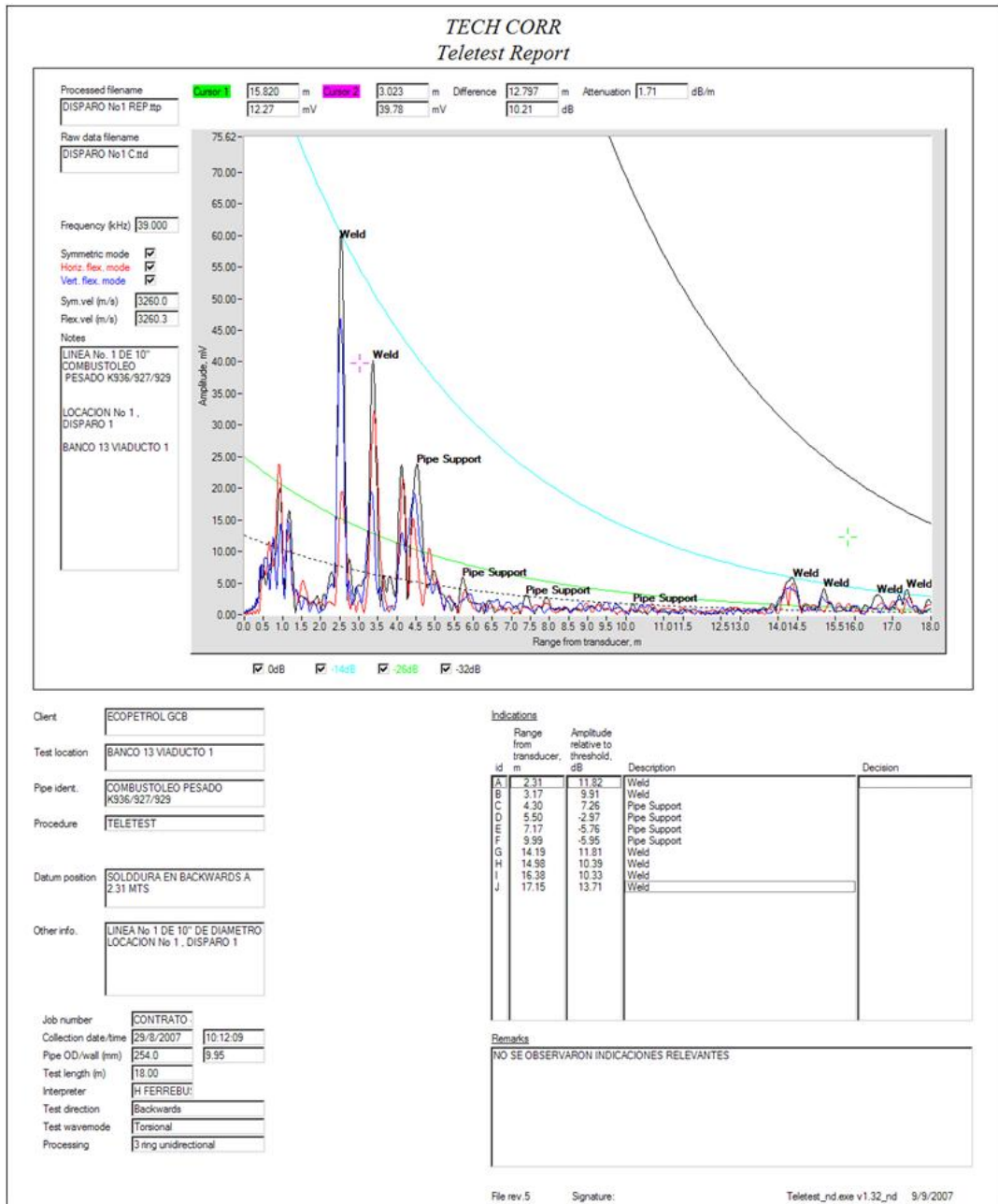
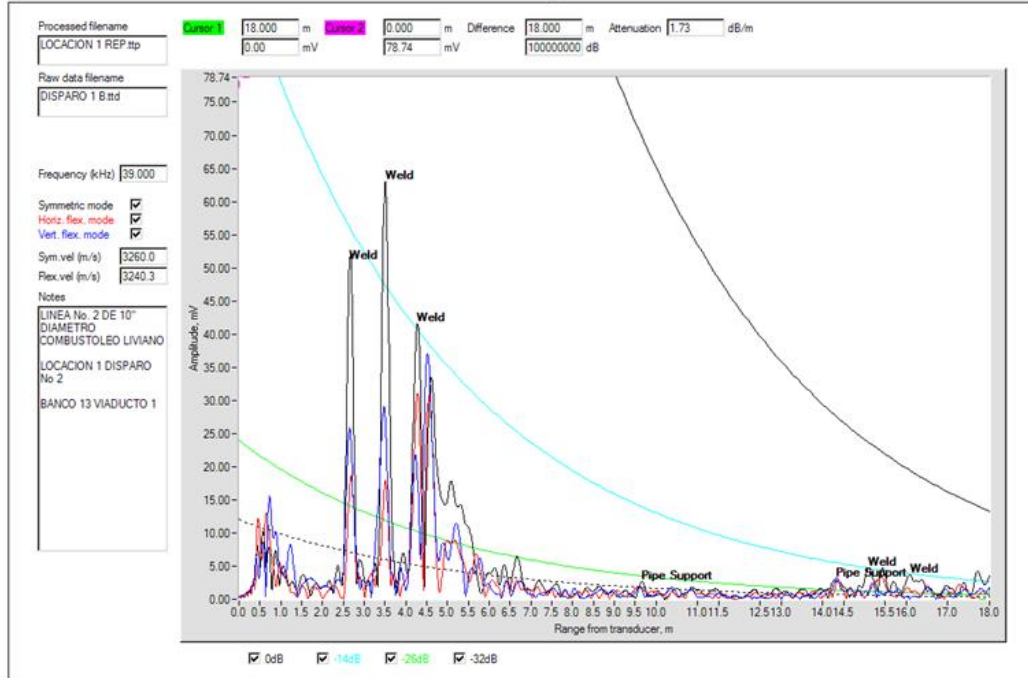


Figura 36. Ondas Guiadas Viaducto 1, (Línea No. 1 - Locación 1)

TECH CORR
Teletest Report



Client:

Test location:

Pipe ident.:

Procedure:

Datum position:

Other info.:

Job number:

Collection date/time:

Pipe OD/wall (mm):

Test length (m):

Interpreter:

Test direction:

Test wavemode:

Processing:

Indications

ID	Range from transducer, m	Amplitude relative to threshold, dB	Description	Decision
A	2.44	11.15	Weld	
B	3.30	14.48	Weld	
C	4.07	12.18	Weld	
D	9.45	-2.27	Pipe Support	
E	14.10	7.03	Pipe Support	
F	14.88	11.89	Weld	
G	15.88	11.66	Weld	

Remarks
 NO SE DETECTARON INDICACIONES RELEVANTES

Figura 37. Ondas Guiadas Viaducto 1, (Línea No. 2 - Locación 1)

De manera similar se realizó ensayo de ondas guiadas a las líneas relacionadas en la Tabla 4.

Esta actividad se ejecutó entre las fechas 29/08/2007 hasta el 03/09/2007. En estas fechas se realizaron 40 Locaciones de control (Punto de colocación de la bobina Teletest). Las locaciones de control están debidamente marcadas en sitio en orden, lo cual servirá de referencia para la localización y evaluación de indicaciones relevantes detectadas por esta técnica.

Los resultados de las evaluaciones realizadas en cada uno de los pases de vía o viaductos así como algunos puntos de atención descritos a continuación:

- Se realizó la evaluación de 40 Locaciones de Referencia (Puntos de colocación de la Bobina Teletest) que corresponden a 824.28 metros de longitud, esta longitud total es la suma de los avances de la onda en los sentidos a la colocación de la bobina, de ahora en adelante identificados como Backward y Forward.
- Se detectaron y ubicaron sobre las longitudes de las tuberías inspeccionadas un total de 30 indicaciones las cuales están descritas como; 16 Menores, 7 Moderadas, y 7 Severas, estas indicaciones están descritas en la tabla de resultado anexa, señalando, diámetro de la tubería, pase de vía, etc. y descritas con su posición y dirección (Backward y Forward) según la posición física del anillo de transductores (No Locación de control) con su amplitud en dB, y criticidad en las graficas obtenidas (como las de las figuras 29 y 30).

DISPARO	FECHA	No. DE LINEA	LOCACION/ VIADUCTO	DIAMETRO	SENTIDO DEL DISPARO	DATUM (MTS)	LONGITUD (MTS)	ANOMALIAS MENORES	ANOMALIAS MODERADAS	ANOMALIAS SEVERAS	TOTAL ANOMALIAS
1	29-08-2007	1	LOC 1- VIAD 1	10	BW	2.31 BW	18	0	0	0	0
2	29-08-2007	2	LOC 1- VIAD 1	10	BW	2.44 BW	18	0	0	0	0
3	29-08-2007	5	LOC 1- VIAD 1	10	BW	2.47 BW	16	1	0	0	1
4	29-08-2007	8	LOC 1- VIAD 1	10	FW	2.33 FW	21	0	1	0	1
5	29-08-2007	10	LOC 1- VIAD 1	10	FW	2.28 FW	18,5	0	1	0	1
6	29-08-2007	11	LOC 1- VIAD 1	10	FW	2.38 FW	16,99	0	0	0	0
7	29-08-2007	12	LOC 1- VIAD 1	10	FW	2.43 FW	18	0	0	1	1
8	29-08-2007	13	LOC 1- VIAD 1	10	FW	2.53 FW	17	0	0	0	0
9	29-08-2007	1	LOC 2- VIAD 2	10	BW	2.31 BW	20	0	2	0	2
10	29-08-2007	2	LOC 2- VIAD 2	10	BW	1.52 BW	18	2	0	0	2
11	29-08-2007	5	LOC 2- VIAD 2	10	BW	1.50 BW	18	0	0	0	0
12	29-08-2007	8	LOC 2- VIAD 2	10	FW	1.47 FW	19	1	0	0	1
13	30-08-2007	10	LOC 2- VIAD 2	10	FW	1.32 FW	19,99	0	1	0	1
14	30-08-2007	11	LOC 2- VIAD 2	10	FW	1.33 FW	19	0	0	0	0
15	30-08-2007	12	LOC 2- VIAD 2	10	FW	1.30 FW	21	0	0	0	0
16	30-08-2007	13	LOC 2- VIAD 2	10	BW	1.29 BW	19,99	0	0	0	0
17	30-08-2007	11	LOC 3- VIAD 3	10	BW	1.96 BW	19	0	0	0	0
18	30-08-2007	12	LOC 3- VIAD 3	10	BW	1.99 BW	24,99	1	0	1	2
19	30-08-2007	9	LOC 3- VIAD 3	10	FW	1.92 BW	24,99	0	0	0	0
20	30-08-2007	23	LOC 1- VIAD 3	6	FW	1.97 FW	23,99	1	0	0	1
21	30-08-2007	7	LOC 1- VIAD 1	6	FW	2.76 FW	24,99	0	0	0	0
22	30-08-2007	9	LOC 1- VIAD 1	6	BW	2.67 BW	18,99	0	1	0	1
23	31-08-2007	7	LOC 2- VIAD 2	6	FW	1.61 FW	20	0	1	0	1
24	31-08-2007	9	LOC 2- VIAD 2	6	FW	1.51 FW	20	0	0	2	2

DISPARO	FECHA	No. DE LINEA	LOCACION/ VIADUCTO	DIAMETRO	SENTIDO DEL DISPARO	DATUM (MTS)	LONGITUD (MTS)	ANOMALIAS MENORES	ANOMALIAS MODERADAS	ANOMALIAS SEVERAS	TOTAL ANOMALIAS
25	31-08-2007	6	LOC 2 - VIAD 2	4	FW	1.69 FW	20,65	0	0	0	0
26	31-08-2007	14	LOC 2 - VIAD 2	4	FW	1.49 FW	18,65	1	0	0	1
27	31-08-2007	6	LOC 1 - VIAD 1	4	FW	2.88 FW	23	1	0	0	1
28	31-08-2007	14	LOC 1 - VIAD 1	4	FW	2.83 FW	20,62	1	0	0	1
29	31-08-2007	23	LOC 2 - VIAD 4	6	BW	0.60 BW	26,99	0	0	0	0
30	31-08-2007	22	LOC 2 -VIAD 5	3	BW	0.57 BW	23,8	0	0	0	0
31	31-08-2007	22	LOC 3 -VIAD 6	3	FW	0.50 FW	25,53	3	0	0	3
32	31-08-2007	22	LOC 1 -VIAD 5	3	FW	0.77 FW	27,8	0	0	0	0
33	01/09/2008	22	LOC 1-VIAD 4	3	BW	1.76 BW	16,83	3	0	0	3
34	09/01/2007	4	LOC 1 -VIAD 1	8	FW	2.62 FW	19	0	0	0	0
35	09/01/2007	4	LOC 1 -VIAD 2	8	FW	1.59 FW	21	0	0	0	0
36	09/01/2007	3	LOC 2 -VIAD 2	16	BW	1.3 BW	28	0	0	1	1
37	09/01/2007	3	LOC 1 -VIAD 1	16	BW	2.41 BW	18	1	0	0	1
38	09/03/2007	31	LOC 1 -VIAD 3	20	FW	1.63 FW	18,99	0	0	1	1
39	09/03/2007	30	LOC 1 -VIAD 3	20	FW	1.62 FW	20	0	0	1	1
40	09/03/2007	29	LOC 1 -VIAD 3	20	FW	1.66 FW	20	0	0	0	0
						TOTAL MTS	824,28				
								16	7	7	30

Tabla 5. Resultado de Ondas Guiadas aplicadas en el Banco 13.

6. CONCLUSIONES

Generales:

- En la industria, la inspección hace parte esencial para el control y seguridad de procesos, es por esta razón que el mantenimiento, ajuste o mejora de un equipo inspeccionado es fundamental para mejorar el desempeño y evitar pérdidas económicas.

En el desarrollo de la práctica empresarial se tuvo la oportunidad de realizar inspección visual, medición de espesores y organización de documentos para la creación del archivo histórico de los bancos inspeccionados. Observando y analizando así un proceso que no solo pertenece a ECOPETROL S.A. sino a toda la industria en general, y en donde los ingenieros metalúrgicos son los encargados de realizar la inspección y análisis de los resultados para prever posibles mejoras.

- Durante el transcurso de la práctica empresarial y el adelanto de este informe, se ha puesto especial hincapié en la importancia de la seguridad en los procesos que se llevan a cabo en la industria petrolera, pues no solo acarrea daños económicos sino ambientales y sociales, tanto a nivel nacional como internacional, siendo esta una de las razones por las que se ha puesto especial atención en el manejo de los riesgos y la participación de la inspección en la prevención de los mismos.
- La experiencia del trabajo desarrollado sugiere que en general en la industria, los procesos y equipos requieren una constante renovación y optimización, en

donde el desarrollo de especificaciones es primordial en la sustentación de propuestas y contratación de los trabajos requeridos.

- Se puede decir que la importancia de la práctica empresarial no solo radica en la adquisición de competencias técnicas, sino también al valor agregado que soportan las aptitudes que se aseguran al estar completamente soportado por un grupo de personas de alta experiencia laboral, destacados por su responsabilidad y ética.
- El ingeniero Metalúrgico de la Universidad Industrial de Santander, debe ser un profesional que sintetice toda una serie de conocimientos científicos, tecnológicos y técnicos para la solución de los problemas de la sociedad en el campo de la Inspección. Además del conocimiento básico adquirido en la academia, debe adquirir una serie de elementos que son proporcionados fielmente por el ejercicio de la práctica empresarial, como lo son conocimientos económicos, legales, administrativos y de contratación, junto con toda una serie de conocimientos adquiridos con el ejercicio constante, como son el desarrollo de labores técnicas y desarrollo de instructivos.
- La práctica empresarial es un complemento de la educación universitaria, en donde los estudiantes aumentan la capacidad de autogestión de su conocimiento, de ser autónomos, complementan su capacidad de análisis y síntesis, demuestran su habilidad para el trabajo interdisciplinario, capacidad de liderazgo para innovar utilizando la responsabilidad personal y social, visión y compromiso organizacional, en concordancia con la misión institucional de la Universidad Industrial de Santander que tiene como propósito la formación de personas de alta calidad ética, política y profesional; la generación y adecuación de conocimientos; la conservación y reinterpretación de la cultura y la participación activa liderando procesos de cambio por el progreso y mejor calidad de vida de la comunidad.

Sobre las actividades desarrolladas:

- Las indicaciones de carácter Moderada y Severas en las líneas de viaductos fueron evaluadas por ultrasonido convencional de barrido, (Scan B) para determinar su pérdida real de espesor de pared, ya que estas indicaciones están comprendidas entre pérdida de área transversal de $>9\%$ y $<26\%$, lo cual indica que este tipo de indicaciones son representativas de corrosión en el sistema; en la evaluación se determinó la no pérdida de espesor en los puntos analizados, determinando que las indicaciones coinciden con los puntos de soporte de las líneas.
- No hay daños severos detectados tanto a nivel superficial (inspección visual) como a nivel interno (medición de espesores) en las líneas inspeccionadas, como para recomendar que se realice un cambio o desmantelamiento de las mismas, por esta razón las líneas correspondientes al banco de tuberías N° 13 pueden seguir operando normalmente, sin que se vea afectada la seguridad de la planta.
- Durante el desarrollo de las actividades relacionadas al proyecto de inspección se pudieron asimilar los siguientes logros de gran importancia:
 - Manejo de equipos de inspección
 - Interpretación de Resultados de Inspección
 - Criterios de aceptación y rechazo
 - Interacción con diferentes Ingenieros de gran experiencia
 - Organización de información
 - Experiencia de campo a nivel ingenieril
- Durante los seis meses de práctica empresarial, se pudo constatar lo importante que es la inspección y las pruebas no destructivas en la detección de defectos para equipos activos que intervienen en los procesos industriales dentro de la refinería. Las labores desempeñadas, tales como las calibraciones de los equipos de medición, la especificación para el reemplazo de equipos, la

detección de fallas u observaciones relevantes, entre otras, dejan entrever un promisorio futuro para los ingenieros Metalúrgicos que se especialicen en esta área de trabajo.

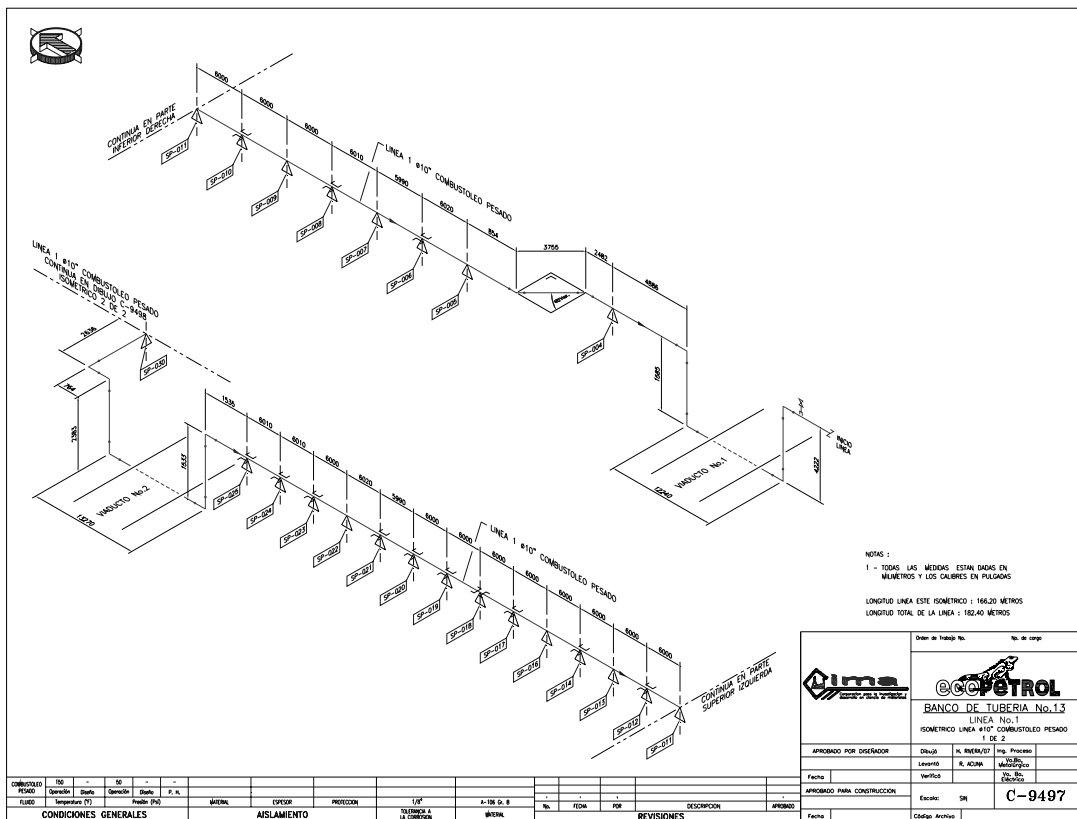
7. BIBLIOGRAFIA

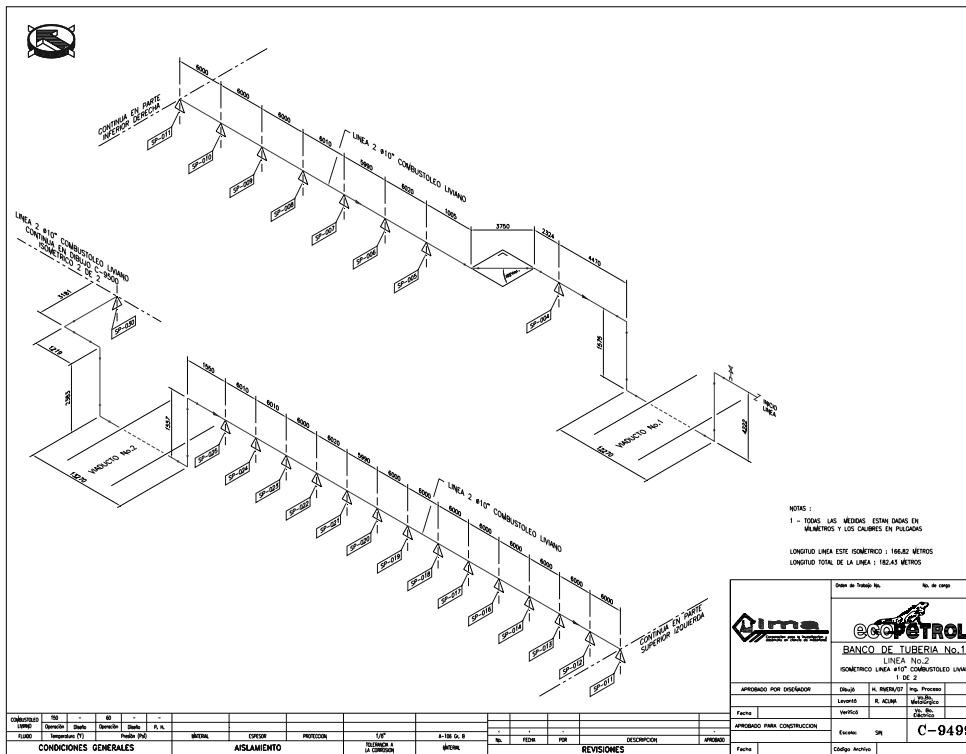
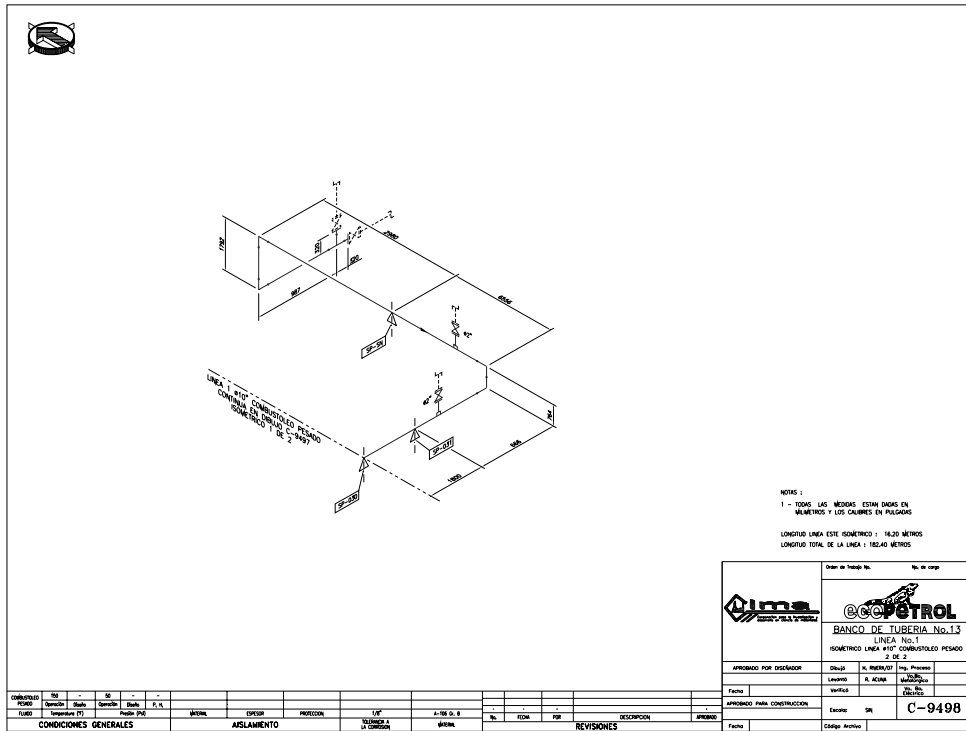
- www.omega.ilce.edu
- www.textoscientificos.com
- ASME B31G-1991. Manual for determining the remaining strength of corroded pipelines.
- ASME B31.4 – 2002. Pipeline transportation systems for liquid hydrocarbons and other liquids.
- ASME B31.8 – 2003. Gas transmission and distribution piping systems.
- API 570. Inspection, repair, alteration, and rerating of in service piping systems.
- API 571. Damage mechanisms affecting fixed equipment in the refining industry.
- API 580. Risk-Based Inspection
- API 581. RBI – Base Resource Document

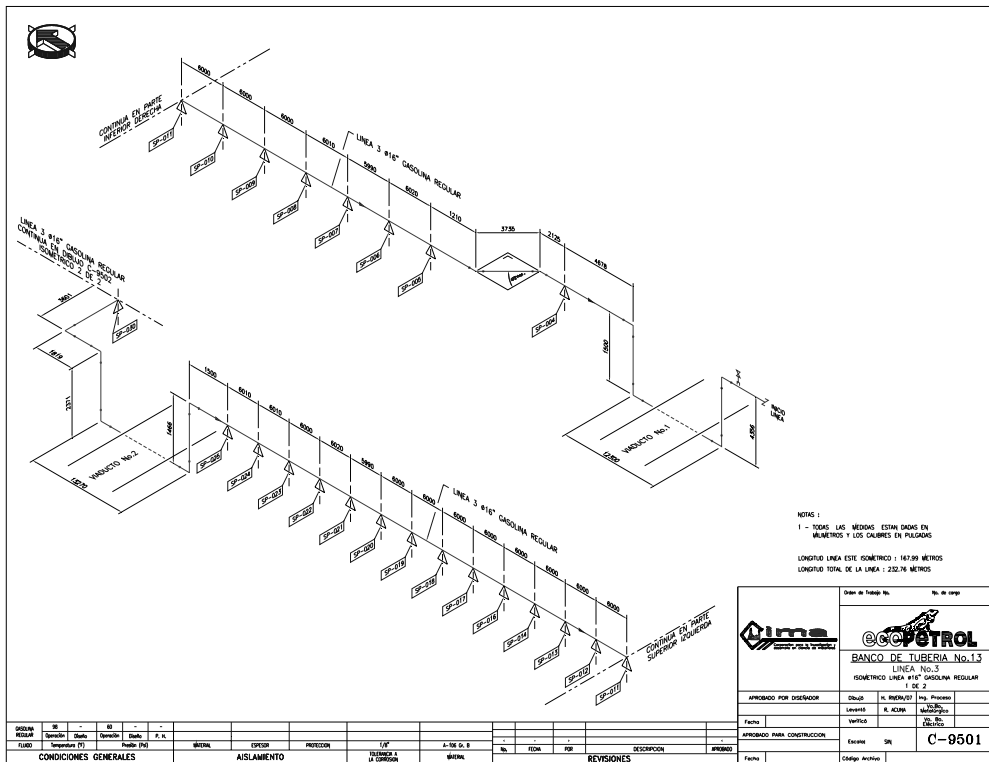
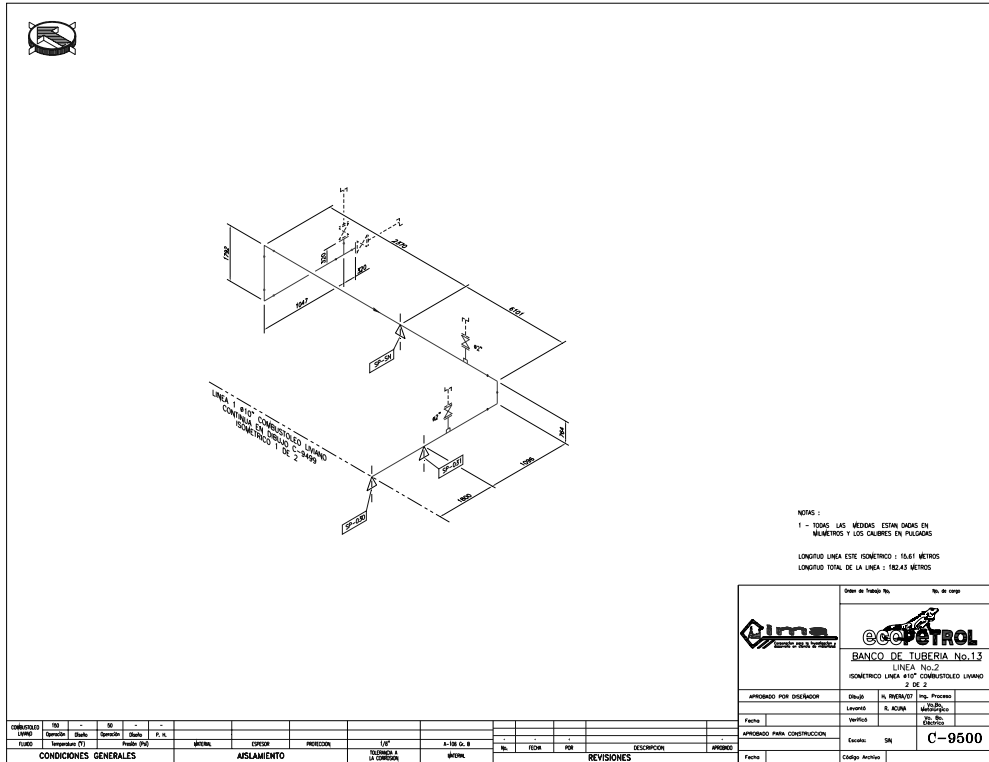
ANEXOS

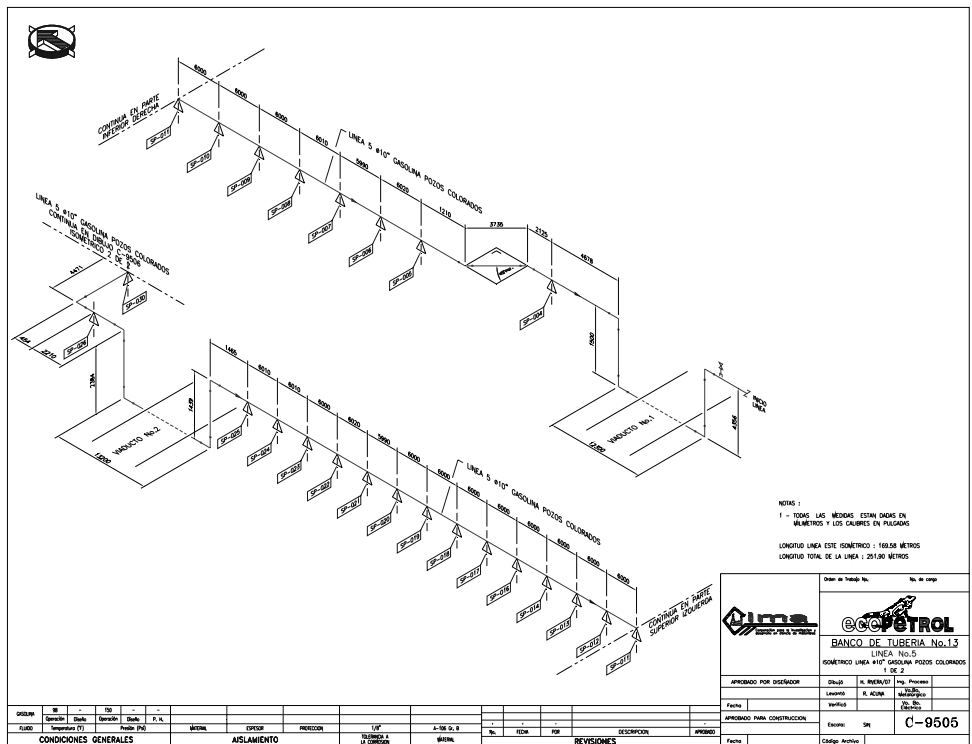
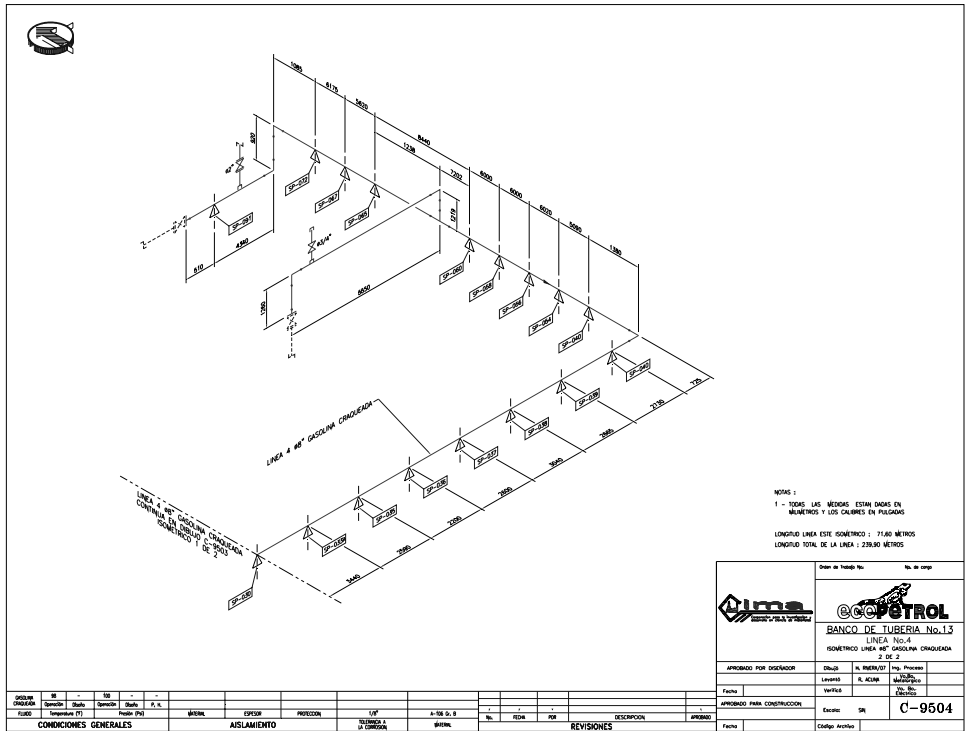
ANEXO A. PLANOS ISOMÉTRICOS DE LAS LÍNEAS DEL BANCO 13

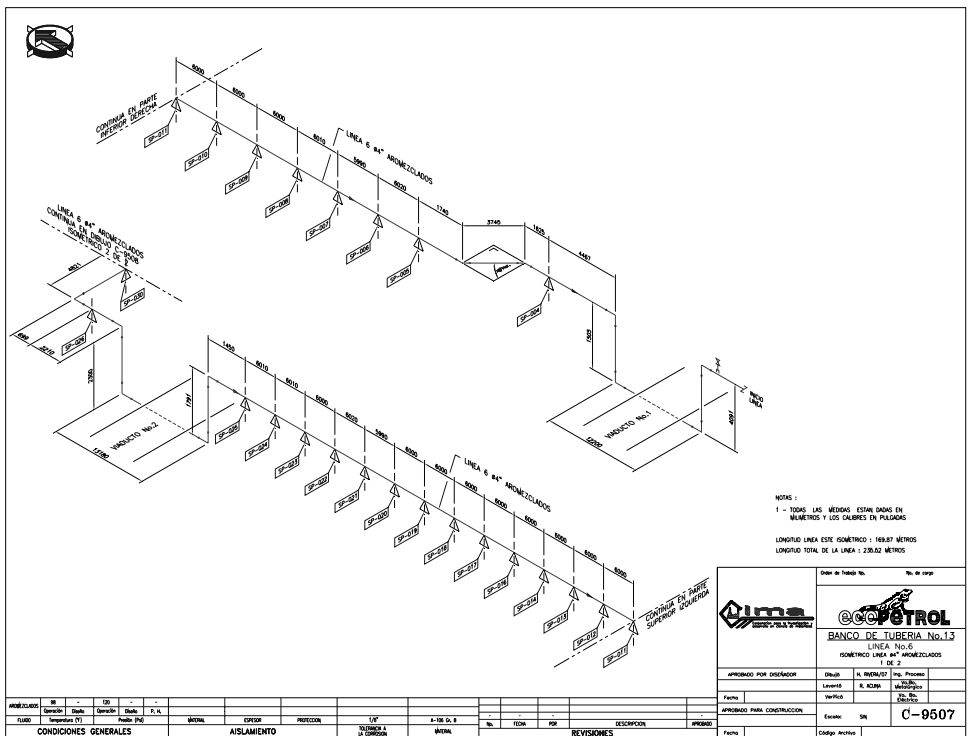
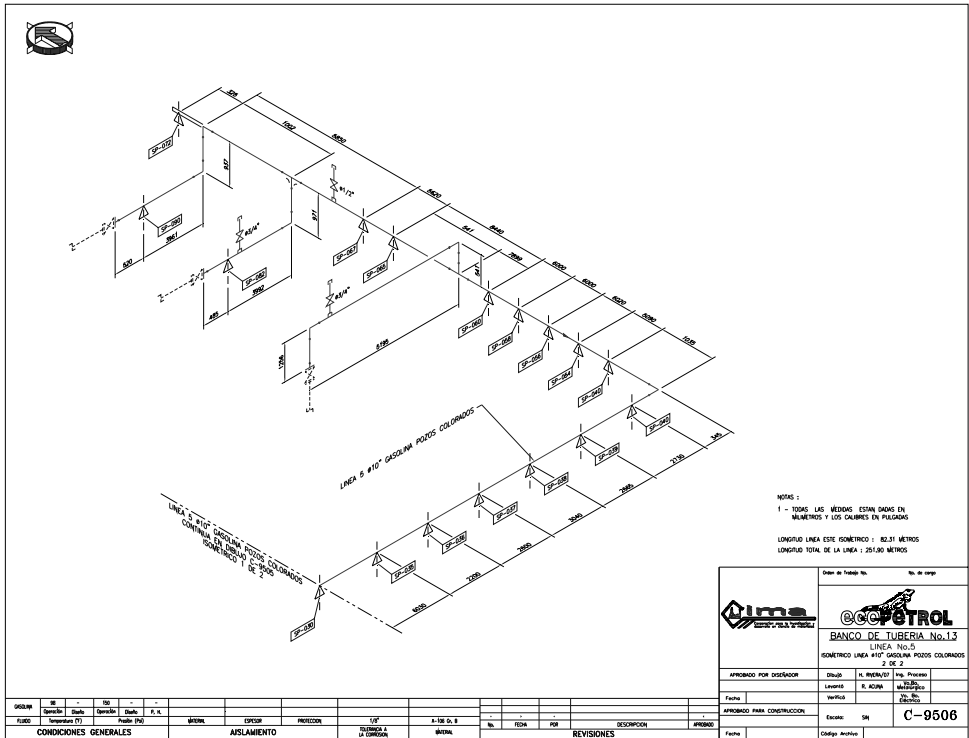
Los planos isométricos anexados corresponden a las líneas del banco de tuberías N° 13 de la GCB. En ellos se puede observar la geometría de las líneas, así como la información referente a condiciones generales de operación (fluido, temperaturas, presiones), aislamiento (si lo tiene), tolerancia a la corrosión (determinado en pulgadas del material que se puede deteriorar o desgastar). Adicionalmente se incluye la longitud y los nombres de cada isométrico (situados en la esquina inferior izquierda del plano) para su identificación.

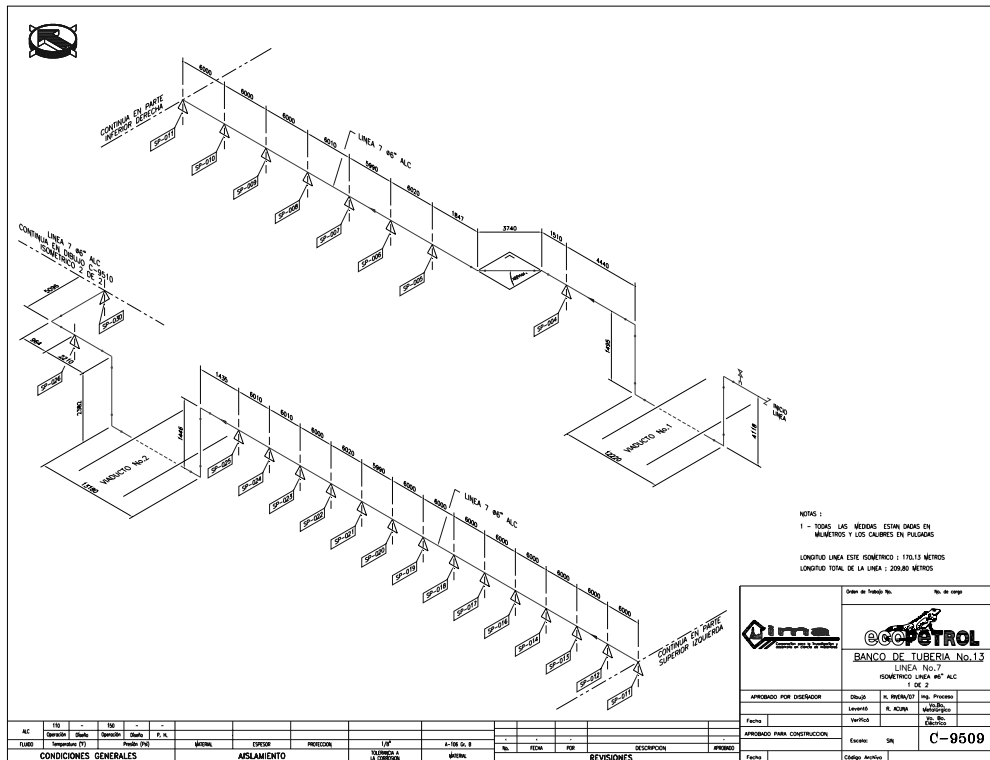
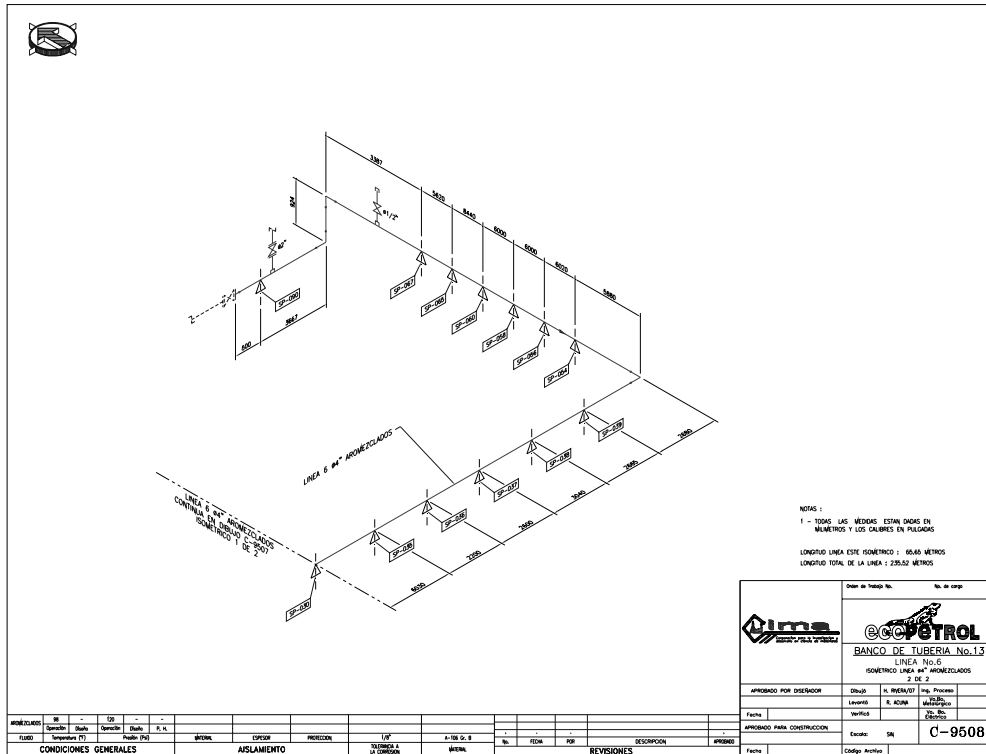


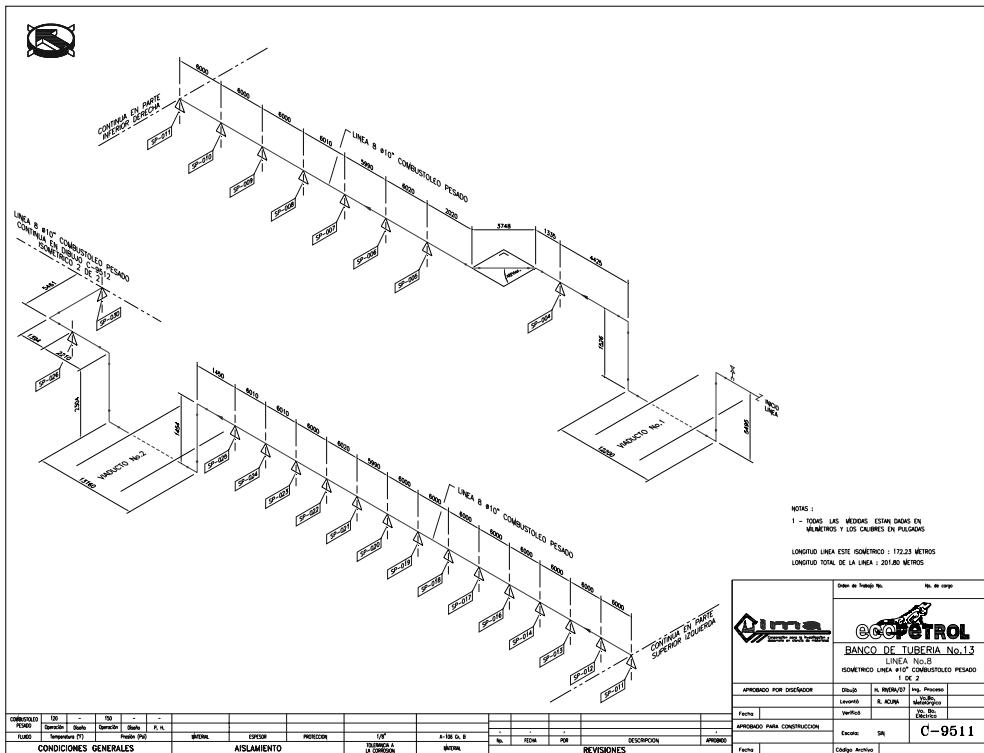
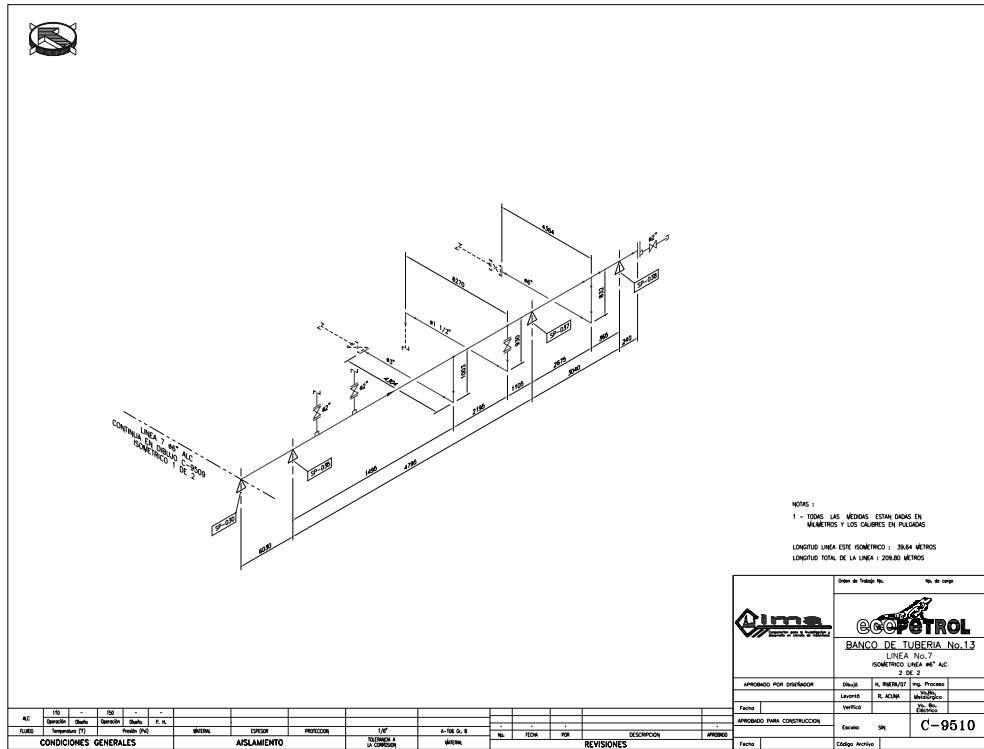


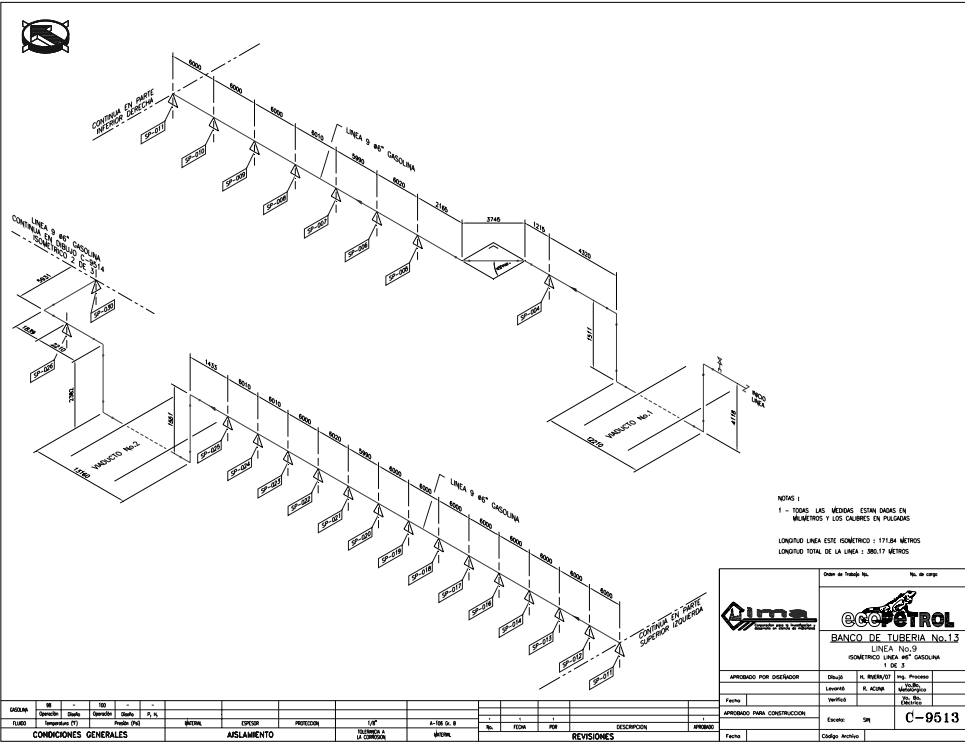
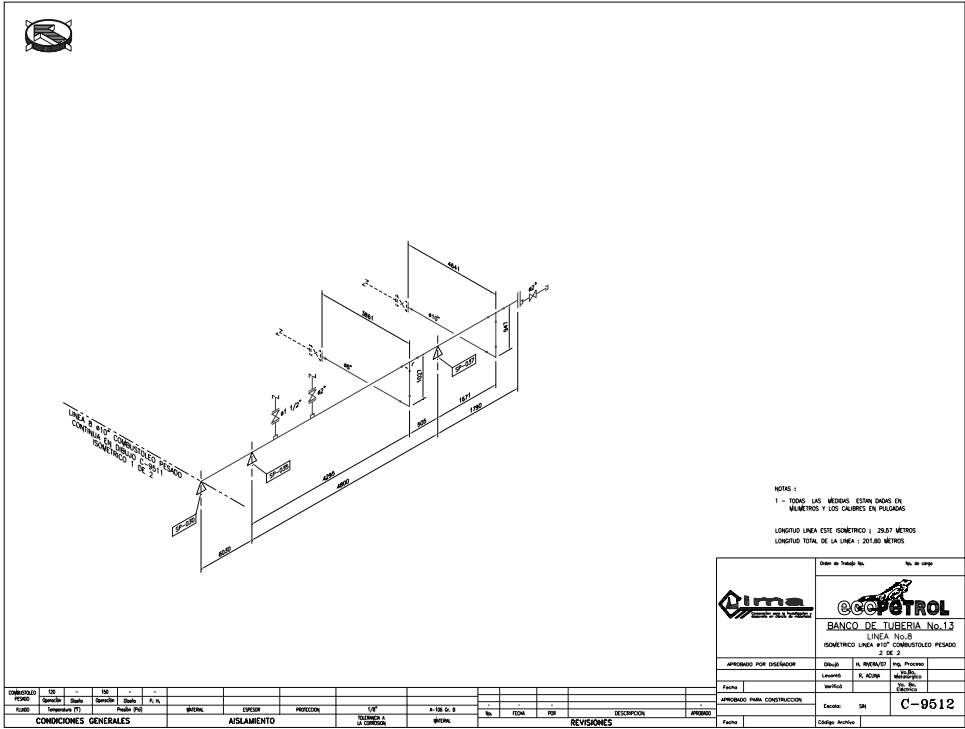


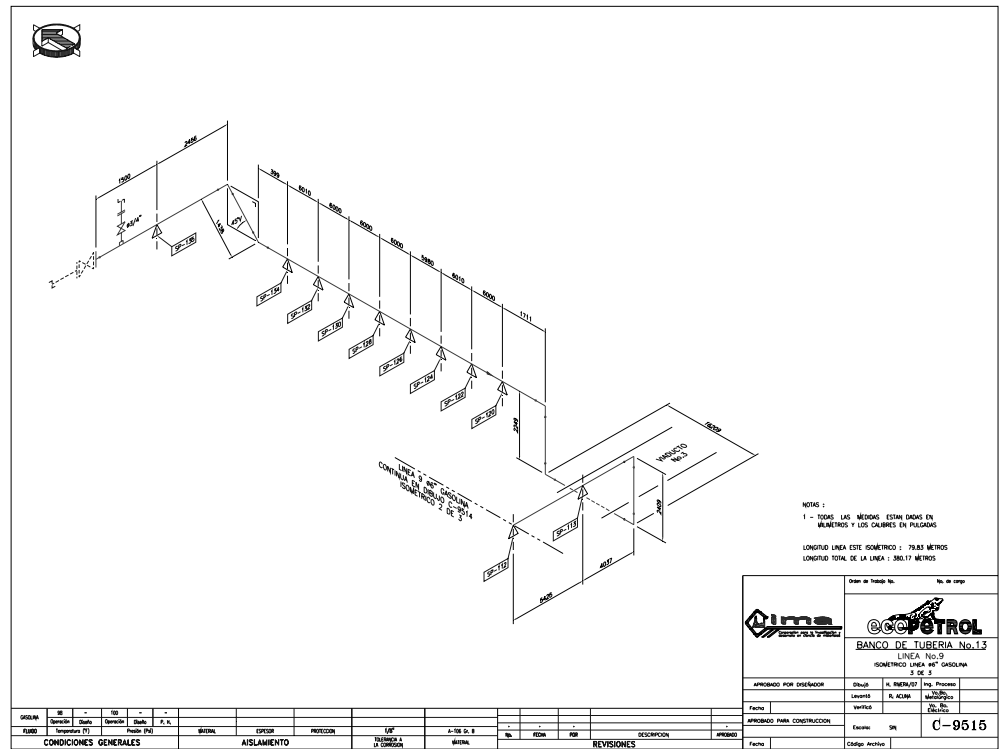
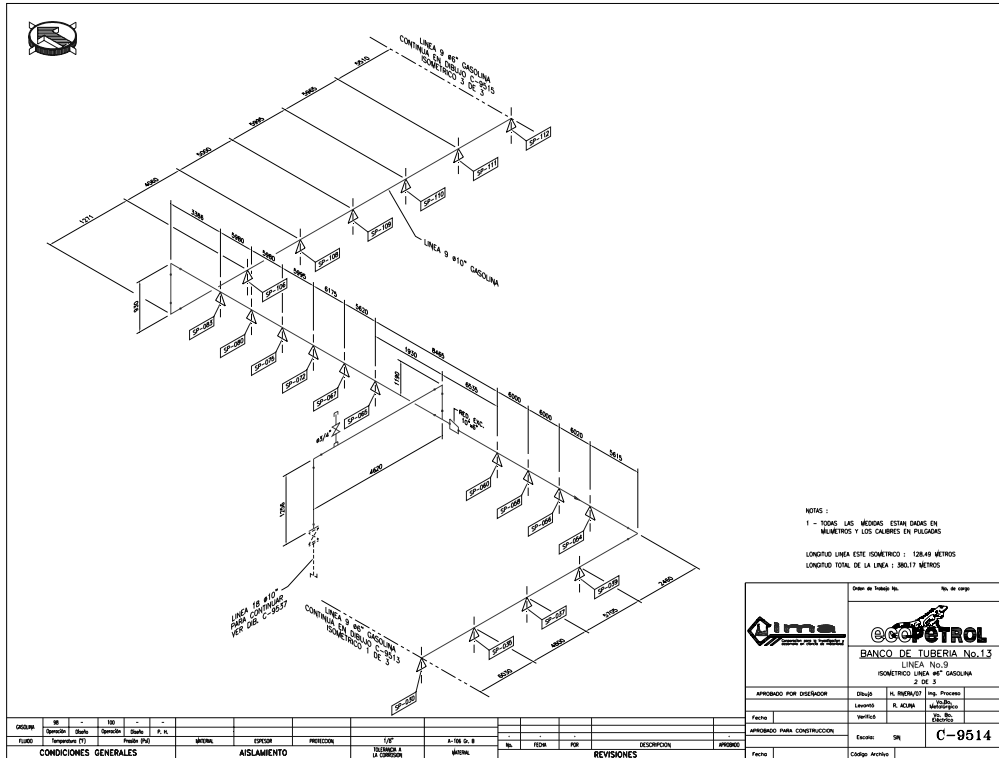


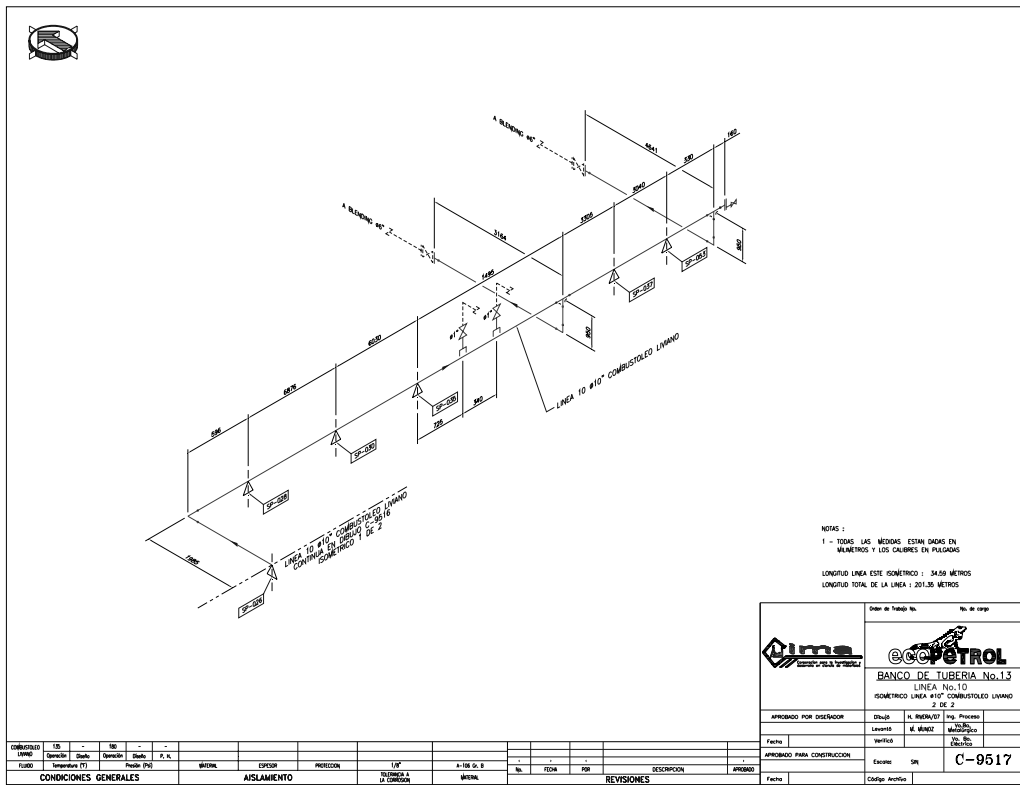
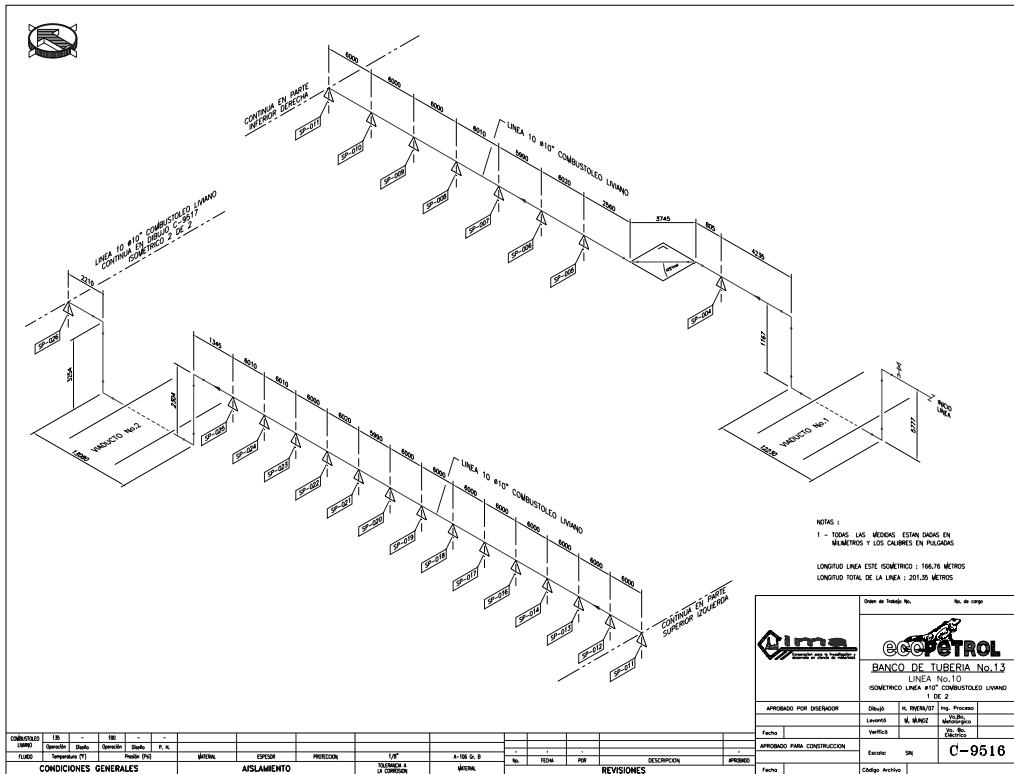












ANEXO B. REGISTRO FOTOGRAFICO PARA INSPECCIÓN VISUAL

Este registro contiene algunas fotografías de las 860 tomadas para el banco 13, en ellas se aprecian algunos defectos encontrados en la inspección visual realizada al banco de tuberías N° 13 de ECOPETROL S.A.

Este registro fotográfico, tiene la siguiente identificación:

Código de la fotografía: B13-LXXX-YYY-Z

En donde:

XXX: Es el numero de la línea

YYY: es el número del TML, o “000” para fotografías que aplican a la línea en general

Z: El numero consecutivo de la foto para el caso en que existan varias fotos para el mismo TML.

Ejemplo: B13-L2-046 (corresponde a la fotografía del TML 46 para la línea 2 del banco 13)



B13-L3-026



B13-L3-053



B13-L5-055



B13-L7-020



B13-L9-006



B13-L9-007



B13-L10D-003-3



B13-L10D-003-3



B13-L15A-027



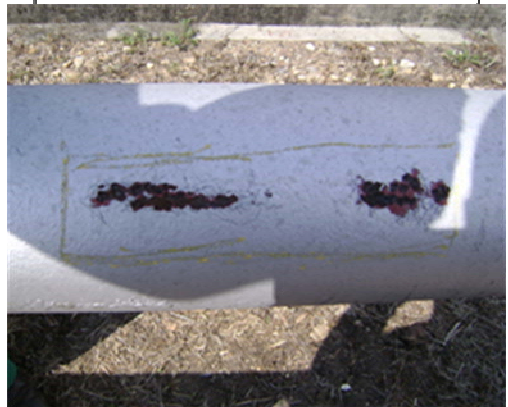
B13-L16-000



B13-L23-035



B13-L23-038-1



B13-L27E-003-1



B13-L27E-003-2



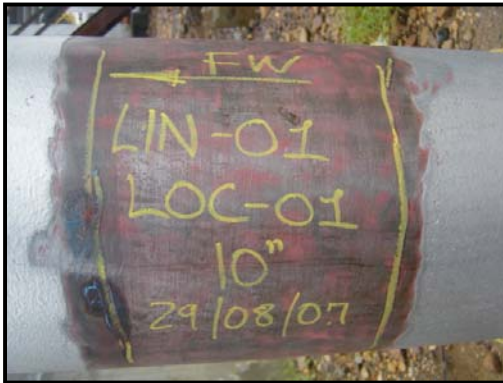
B13-L29-010



B13-L29A-005



ANEXO C. REGISTRO FOTOGRÁFICO PARA ONDAS GUÍADAS



Viaducto 1, (Línea No. 1 - Locación 1) - DISPARO – 01



Viaducto 1, (Línea No. 2 - Locación 1) - DISPARO – 01



Viaducto 1, (Línea No. 5 - Locación 1) - DISPARO – 03



Viaducto 1, (Línea No. 8 - Locación 1) - DISPARO – 03

ANEXO D. CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DEL BANCO 13

CONDICIONES OPERACIONALES						RECORRIDO		CARACTERÍSTICAS	
LIN Nº	DIAM (IN)	PRODUCTO	PRES.(PSI)	TEMP. (°F)	OPER.CONT. (SI / NO)	INICIO	FINAL	AISLADO (SI / NO)	MATERIAL
001	10	COMBUSTOLEO PESADO	50	150	NO	BLENDING	K-927/929/936	NO	A-106 GR B
001A	1,5	COMBUSTOLEO PESADO	50	150	NO	BLENDING	K-927/929/937	NO	A-185 GR F304
001B	1,5	COMBUSTOLEO PESADO	50	150	NO	BLENDING	K-927/929/938	NO	A-185 GR F304
002	10	COMBUSTOLEO LIVIANO	60	150	NO	BLENDING	K-935/946/948	NO	A-106 GR B
002A	1,5	COMBUSTOLEO LIVIANO	60	150	NO	BLENDING	K-935/946/949	NO	A-185 GR F304
002B	1	COMBUSTOLEO LIVIANO	60	150	NO	BLENDING	K-935/946/950	NO	A-185 GR F304
003	16	GASOLINA REGULAR	60	98	NO	BLENDING	K-940/942	NO	A-106 GR B
004	10/8	GASOLINA CRAQUEADA	100	98	NO	K-902	BLENDING	NO	A-106 GR B
004A	8	GASOLINA CRAQUEADA	100	98	NO	K-903	BLENDING	NO	A-106 GR B
005	10	GASOLINA	150	98	NO	K-947	BLENDING	NO	A-106 GR B
005A	10	GASOLINA	150	98	NO	K-948	BLENDING	NO	A-106 GR B
005B	3	GASOLINA	150	98	NO	K-949	BLENDING	NO	A-106 GR B
006	4	AROMEZCLADOS	120	98	NO	K-1812	BLENDING	NO	A-106 GR B
007	6	ALC	150	110	NO	K-826/827	BLENDING	NO	A-106 GR B
007A	1	ALC	150	110	NO	K-826/828	BLENDING	NO	A-106 GR B
007B	1	ALC	150	110	NO	K-826/829	BLENDING	NO	A-106 GR B
007C	3	ALC	150	110	NO	K-826/830	BLENDING	NO	A-106 GR B
007D	1,5	ALC	150	110	NO	K-826/831	BLENDING	NO	A-106 GR B
007E	6	ALC	150	110	NO	K-826/832	BLENDING	NO	A-106 GR B
008	10	COMBUSTOLEO PESADO	150	120	NO	K-808/104/BCE	BLENDING	NO	A-106 GR B
008A	1,5	COMBUSTOLEO PESADO	150	120	NO	K-808/104/BCE	BLENDING	NO	A-185 GR F304

008B	1,5	COMBUSTOLEO PESADO	150	120	NO	K-808/104/BCE	BLENDING	NO	A-185 GR F304
008C	8	COMBUSTOLEO PESADO	150	120	NO	K-808/104/BCE	BLENDING	NO	A-106 GR B
008D	10	COMBUSTOLEO PESADO	150	120	NO	K-808/104/BCE	BLENDING	NO	A-106 GR B
009	6	GASOLINA	100	98	NO	AROMATICOS	K-956	NO	A-106 GR B
009A	10	GASOLINA	100	98	NO	AROMATICOS	K-957	NO	A-106 GR B
010	10	COMBUSTOLEO LIVIANO	180	135	NO	K-7	BLENDING	NO	A-106 GR B
010A	1	COMBUSTOLEO LIVIANO	180	135	NO	K-8	BLENDING	NO	A-185 GR F304
010B	1	COMBUSTOLEO LIVIANO	180	135	NO	K-9	BLENDING	NO	A-185 GR F304
010C	6	COMBUSTOLEO LIVIANO	180	135	NO	K-10	BLENDING	NO	A-106 GR B
010D	6	COMBUSTOLEO LIVIANO	180	135	NO	K-11	BLENDING	NO	A-106 GR B
011	10	GASOLINA CRAQUEADAS	125	98	NO	CASA BOMBAS 4	BLENDING	NO	A-106 GR B
011A	2	GASOLINA CRAQUEADAS	125	98	NO	CASA BOMBAS 5	BLENDING	NO	A-106 GR B
011B	10	GASOLINA CRAQUEADAS	125	98	NO	CASA BOMBAS 6	BLENDING	NO	A-106 GR B
012	10	NAFTA VIRGEN	125	98	NO	CASA BOMBAS 4	BLENDING	NO	A-106 GR B
012B	10	NAFTA VIRGEN	125	98	NO	CASA BOMBAS 5	BLENDING	NO	A-106 GR B
013	10	GASOLINA EXTRA	60	98	NO	BLENDING	K-3/947	NO	A-106 GR B
014	4	GASOLINA REGULAR	100	98	NO	BLENDING	C.B.1	NO	A-106 GR B
015	4	AIRE INDUSTRIAL	80	90	SI	CABEZAL AIRE	DRUM AIRE	NO	A-106 GR B
015A	2	AIRE INDUSTRIAL	80	90	SI	CABEZAL AIRE	SUMINISTRO	NO	A-106 GR B
016	3	VAPOR	150	550	SI	CABEZAL	SUMINISTRO	SI	A-106 GR B
016C	1	VAPOR	150	550	SI	CABEZAL	SUMINISTRO	SI	A-106 GR B
016D	1	VAPOR	150	550	SI	CABEZAL	SUMINISTRO	SI	A-106 GR B
016E	1	VAPOR	150	550	SI	CABEZAL	SUMINISTRO	SI	A-106 GR B
016F	2	VAPOR	150	550	SI	CABEZAL	SUMINISTRO	SI	A-106 GR B
017	2	AIRE DE INSTRUMENTOS	80	90	SI	DRUM AIRE	INSTRUMENTOS	NO	A-106 GR B
017A	2	AIRE DE INSTRUMENTOS	80	90	SI	DRUM AIRE	INSTRUMENTOS	NO	A-106 GR B
017B	2	AIRE DE INSTRUMENTOS	80	90	SI	DRUM AIRE	INSTRUMENTOS	NO	A-106 GR B
018	10	GASOLINA	80	98	NO	CABEZAL	DISTRIBUIDOR	NO	A-106 GR B

019	3	AGUA DE ENFRIAMIENTO	80	90	SI	CABEZAL	SUMINISTRO	NO	A-106 GR B
019A	1	AGUA DE ENFRIAMIENTO	80	90	SI	CABEZAL	SUMINISTRO	NO	A-106 GR B
020	3	AGUA DE ENFRIAMIENTO	80	90	SI	CABEZAL	BOMBAS	NO	A-106 GR B
021	6	GASOLINA	80	98	NO	CBZAL L/23	DIST. CB1/K-15	NO	A-106 GR B
022	3	GASOLINA	80	98	NO	P-3504	K-15	NO	A-106 GR B
023	6	GASOLINA	80	98	NO	P-3504	C.B.1	NO	A-106 GR B
024	2	AIRE INDUSTRIAL	100	90	NO	C-3951	ANALIZADORES	NO	A-106 GR B
025	3	AGUA DE ENFRIAMIENTO	80	90	SI	CABEZAL	BLENDING	NO	A-106 GR B
026	6	GASOLINA	80	98	NO	P-3951	BLENDING	NO	A-106 GR B
026A	6	GASOLINA	80	98	NO	P-3952	BLENDING	NO	A-106 GR B
026B	6	GASOLINA	80	98	NO	P-3953	BLENDING	NO	A-106 GR B
026C	6	GASOLINA	80	98	NO	P-3954	BLENDING	NO	A-106 GR B
026D	8	GASOLINA	80	98	NO	P-3955	BLENDING	NO	A-106 GR B
026E	4	GASOLINA	80	98	NO	P-3956	BLENDING	NO	A-106 GR B
027	12	GASOLINA CRAQUEADA	90	98	NO	P-3952	BLENDING	NO	A-106 GR B
027A	8	GASOLINA CRAQUEADA	90	98	NO	P-3953	BLENDING	NO	A-106 GR B
027B	8	GASOLINA CRAQUEADA	90	98	NO	P-3954	BLENDING	NO	A-106 GR B
027C	8	GASOLINA CRAQUEADA	90	98	NO	P-3955	BLENDING	NO	A-106 GR B
027D	12	GASOLINA CRAQUEADA	90	98	NO	P-3956	BLENDING	NO	A-106 GR B
027E	4	GASOLINA CRAQUEADA	90	98	NO	P-3957	BLENDING	NO	A-106 GR B
027F	8	GASOLINA CRAQUEADA	90	98	NO	P-3958	BLENDING	NO	A-106 GR B
028	12	GASOLINA	80	98	NO	P-3953	BLENDING	NO	A-106 GR B
028A	10	GASOLINA	80	98	NO	P-3954	BLENDING	NO	A-106 GR B
028B	10	GASOLINA	80	98	NO	P-3955	BLENDING	NO	A-106 GR B
028C	3	GASOLINA	80	98	NO	P-3956	BLENDING	NO	A-106 GR B
028D	8	GASOLINA	80	98	NO	P-3957	BLENDING	NO	A-106 GR B
028E	6	GASOLINA	80	98	NO	P-3958	BLENDING	NO	A-106 GR B
028F	8	GASOLINA	80	98	NO	P-3959	BLENDING	NO	A-106 GR B

029	20	GASOLINA	5	98	NO	K-956	P-3951	NO	A-106 GR B
029A	8	GASOLINA	5	98	NO	K-957	P-3952	NO	A-106 GR B
029B	1	GASOLINA	5	98	NO	K-958	P-3953	NO	A-106 GR B
029C	8	GASOLINA	5	98	NO	K-959	P-3954	NO	A-106 GR B
029D	8	GASOLINA	5	98	NO	K-960	P-3955	NO	A-106 GR B
029E	20	GASOLINA	5	98	NO	K-961	P-3956	NO	A-106 GR B
030	20	GASOLINA CRAQUEADAS	5	98	NO	K-954	P-3952	NO	A-106 GR B
030A	12	GASOLINA CRAQUEADAS	5	98	NO	K-955	P-3953	NO	A-106 GR B
030B	12	GASOLINA CRAQUEADAS	5	98	NO	K-956	P-3954	NO	A-106 GR B
030C	12	GASOLINA CRAQUEADAS	5	98	NO	K-957	P-3955	NO	A-106 GR B
030D	8	GASOLINA CRAQUEADAS	5	98	NO	K-958	P-3956	NO	A-106 GR B
030E	20	GASOLINA CRAQUEADAS	5	98	NO	K-959	P-3957	NO	A-106 GR B
031	20	NAFTA VIRGEN	100	98	NO	P-3953	BLENDING	NO	A-106 GR B
031A	12	NAFTA VIRGEN	100	98	NO	P-3954	BLENDING	NO	A-106 GR B
031B	12	NAFTA VIRGEN	100	98	NO	P-3955	BLENDING	NO	A-106 GR B
031C	6	NAFTA VIRGEN	100	98	NO	P-3956	BLENDING	NO	A-106 GR B
031D	12	NAFTA VIRGEN	100	98	NO	P-3957	BLENDING	NO	A-106 GR B
031E	20	NAFTA VIRGEN	100	98	NO	P-3958	BLENDING	NO	A-106 GR B
032	20	GASOLINA	80	98	NO	DISTRIBUIDOR	DISTRIBUIDOR	NO	A-106 GR B
033	2	EXPNSION TERMICA	80	98	NO	BLENDING	K-950	NO	A-106 GR B
033A	1	EXPNSION TERMICA	80	98	NO	BLENDING	K-951	NO	A-106 GR B
033B	1	EXPNSION TERMICA	80	98	NO	BLENDING	K-952	NO	A-106 GR B
033C	1	EXPNSION TERMICA	80	98	NO	BLENDING	K-953	NO	A-106 GR B
033D	1	EXPNSION TERMICA	80	98	NO	BLENDING	K-954	NO	A-106 GR B
033E	1	EXPNSION TERMICA	80	98	NO	BLENDING	K-955	NO	A-106 GR B
033F	2	EXPNSION TERMICA	80	98	NO	BLENDING	K-956	NO	A-106 GR B
033G	1	EXPNSION TERMICA	80	98	NO	BLENDING	K-957	NO	A-106 GR B
033H	1	EXPNSION TERMICA	80	98	NO	BLENDING	K-958	NO	A-106 GR B

033J	1	EXPNSION TERMICA	80	98	NO	BLENDING	K-959	NO	A-106 GR B
033K	1	EXPNSION TERMICA	80	98	NO	BLENDING	K-960	NO	A-106 GR B
033L	1	EXPNSION TERMICA	80	98	NO	BLENDING	K-961	NO	A-106 GR B
033I	2	EXPNSION TERMICA	80	98	NO	BLENDING	K-962	NO	A-106 GR B
033I1	2	EXPNSION TERMICA	80	98	NO	BLENDING	K-963	NO	A-106 GR B
033IA	2	EXPNSION TERMICA	80	98	NO	BLENDING	K-964	NO	A-106 GR B
033I2A	1	EXPNSION TERMICA	80	98	NO	BLENDING	K-967	NO	A-106 GR B
033I2B	2	EXPNSION TERMICA	80	98	NO	BLENDING	K-968	NO	A-106 GR B
33I2T	2	EXPNSION TERMICA	80	98	NO	BLENDING	K-969	NO	A-106 GR B
033I3	1	EXPNSION TERMICA	80	98	NO	BLENDING	K-970	NO	A-106 GR B
033I4	1	EXPNSION TERMICA	80	98	NO	BLENDING	K-971	NO	A-106 GR B
033I5	1	EXPNSION TERMICA	80	98	NO	BLENDING	K-972	NO	A-106 GR B