



T  
6218672  
OLVg

**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**  
**Facultad de Ingeniería en Mecánica y Ciencias de la**  
**Producción**

**"Gestión para la Inspección Ultrasónica de 8 Líneas Submarinas  
en el Terminal Petrolero Esmeraldas"**

**TESIS DE GRADO**

Previo a la obtención del Título de:

**INGENIERO INDUSTRIAL**

Presentada por:

**Maribel Idalina Olvera Rendón**

**GUAYAQUIL – ECUADOR**

**Año: 2003**

## AGRADECIMIENTO

Agradezco a todas las personas que de una u otra manera colaboraron en la realización de este trabajo, especialmente al Ing. Paul Estrella y al Ing. Julián Peña Director de la Tesis, por su invaluable ayuda.

DEDICATORIA

A MI HIJO

A MIS PADRES

A MI ESPOSO

A MIS HERMANOS

*[Faint, illegible text or stamp in the bottom right corner]*

## TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



---

Ing. Marcos Tapia Q.  
SUBDECANO (E) DE LA FIMCP  
PRESIDENTE



---

Ing. Julián Peña E.  
DIRECTOR DE LA TESIS



---

Ing. Jorge Abad M.  
VOCAL

## DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, me corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”



Maribel Idalina Olvera Rendón



## RESUMEN

La compañía ecuatoriana Petroindustrial, en conjunto con uno de sus operadores, la Refinería Estatal de Esmeraldas, decidió contratar la inspección interna de 8 líneas submarinas de despacho de productos derivados de petróleo, con el objetivo de determinar el estado actual de las líneas, niveles actuales de corrosión y tasas de reducción de espesor de paredes.

En el presente trabajo se realiza el desarrollo de la gestión de este proyecto. Con el objetivo de establecer los fundamentos teóricos necesarios, en el capítulo 1 se estudian los antecedentes del transporte de petróleo a través de líneas y los diferentes servicios y tecnologías de inspección interna de líneas. En el capítulo 2 se describe la gestión del proyecto, realizando una planificación de las actividades a ser realizadas y determinando las situaciones presentadas en el momento de la ejecución. Para la gestión del proyecto se consideran las siguientes fases:

- Fase de Identificación y Factibilidad

- Fase de Determinación y Diseño
- Fase de Realización y Transmisión
- Fase de Utilización y Mutación

Las líneas a ser inspeccionadas se definen como:

- Línea 1, 20" de Fuel Oil
- Línea 2, 14" de Fuel Oil
- Línea 3, 8" de Kerex
- Línea 4, 12" de Diluyente
- Línea 5, 12" de Nafta
- Línea 6, 10" de Nafta
- Línea 7, 20" de Deslastre
- Línea 8, 10" de LPG

Para la inspección, se determinó una velocidad ideal de 5 m/min, utilizándose los siguientes equipos:

- Herramienta de Inspección Ultrasonica PipeScan con Pulling PIG
- Computadoras y Paneles de Control

✦ Wincha con Cable Umbilical

Para el desarrollo de las operaciones se han establecido los siguientes procedimientos:

- ✦ Procedimiento de Operaciones Previas a Inspección
- ✦ Procedimiento de Inspección
- ✦ Procedimiento de Operaciones de Inspección en Retorno
- ✦ Procedimiento de Operaciones Posteriores de Corrida de Inspección

En la fase de diseño, se han definido las siguientes actividades a ser realizadas, con sus respectivas duraciones:

ACTIVIDADES	DURACIÓN (días)	PORCENTAJE	PORCENTAJE EFECTIVO
<b>PROYECTO TOTAL</b>	<b>188</b>	<b>100 %</b>	<b>100 %</b>
<b>DETERMINACIÓN - DISEÑO</b>	<b>52.75</b>	<b>28 %</b>	<b>28 %</b>
Aspectos Preliminares	29	15 %	15 %
Reconocimiento de Sitio	19.75	10.5 %	10.50 %
<b>REALIZACIÓN - EJECUCIÓN</b>	<b>91</b>	<b>48 %</b>	<b>48 %</b>
Preparaciones Técnicas	20.25	10.75 %	10.75 %
Activades a ser realizadas por el cliente	28	15 %	0 %
Mobilización de Personal y Equipo	38	12 %	13.75 %
Operaciones en Sitio	49	26 %	26 %
<b>TRANSMISION - REPORTE</b>	<b>46</b>	<b>24 %</b>	<b>24 %</b>

El capítulo 3 incluye un análisis de los resultados operacionales y económicos obtenidos.

Se planificó que el proyecto tendría una duración de 188 días, la duración total alcanzó los 399 días, a continuación se puede observar un cuadro comparativo de lo planificado y lo ejecutado en el ámbito operacional.

ACTIVIDADES	PLANIFICADO (días)	EJECUTADO (días)	VARIACIÓN (días)	%
PROYECTO TOTAL	188	399	211	112 %
DETERMINACIÓN - DISEÑO	52.75	52.75	-	0 %
Aspectos Preliminares	29	29	-	0 %
Reconocimiento de Sitio	19.75	19.8	-	0 %
REALIZACIÓN - EJECUCIÓN (sin pausas)	91	211	120	132 %
Preparaciones Técnicas	20.25	20.25	-	0 %
Actividades a ser realizadas por el cliente	28	63	35	125 %
Movilización y Operaciones en Sitio	38	206	168	443 %
Pausas	0	104	104	
TRANSMISIÓN - REPORTE	46	66.25	20	44 %

De donde se puede concluir que el proyecto se extendió en un 112% con respecto a lo planificado. Esto debido principalmente a los tiempos de stand-by ocurridos durante la realización del proyecto.

En este proyecto se reconocen dos tiempos de stand-by bajo la responsabilidad del cliente:

- 15 días en la etapa de ejecución inicial, debido a las demoras en el suministro de agua
- 14 días en la etapa de ejecución intermedia, debido a las demoras para lograr la conexión submarina necesaria para iniciar las operaciones

Se reconoce de igual manera, un tiempo de stand-by bajo la responsabilidad del contratista:

- 13 días en la etapa de ejecución final, debido a las fallas eléctricas de la wincha

Otro factor importante a ser considerado son los costos del proyecto, inicialmente se planificaron de acuerdo a la siguiente tabla:

CONCEPTO	VALOR
A Costos de Movilización y Desmovilización	\$156 832.80
B Costos de Inspección de cada Línea	\$512 772.30
C Costos Varios	\$1 170.00
<i>Subtotal</i>	<i>\$670 775.10</i>
Contingencia (5%)	\$33 538.76
<b>TOTAL D</b>	<b>\$704 313.86</b>

Mientras que los costos reales fueron:

CONCEPTO	VALOR
A Costos de Movilización y Desmovilización	\$156 832.80
G Costos de Inspección Reales	\$880 928.30
C Costos Varios	\$1 170.00
<i>Subtotal</i>	<i>\$1 038 931.10</i>
Contingencia (5%)	\$51 946.56
<b>TOTAL H</b>	<b>\$1 090 877.66</b>

De donde se concluye que los costos se incrementaron en un 55%.

El capítulo 4 consiste en conclusiones y recomendaciones que ayuden en la gestión de futuros proyectos.

CONCEPTO	VALOR
A Costos de Movilización y Desmovilización	\$156 832.80
G Costos de Inspección Reales	\$880 928.30
C Costos Varios	\$1 170.00
<i>Subtotal</i>	<i>\$1 038 931.10</i>
Contingencia (5%)	\$51 946.56
<b>TOTAL H</b>	<b>\$1 090 877.66</b>

De donde se concluye que los costos se incrementaron en un 55%.

El capítulo 4 consiste en conclusiones y recomendaciones que ayuden en la gestión de futuros proyectos.

## ÍNDICE GENERAL

	Pág.
RESUMEN.....	II
ÍNDICE GENERAL.....	VIII
ABREVIATURAS.....	XI
SIMBOLOGÍA.....	XIII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XIV
ÍNDICE DE TABLAS.....	XVI
ÍNDICE DE PLANOS.....	XVIII
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPITULO 1	
1. INSPECCIÓN INTERNA DE LÍNEAS SUBMARINAS.....	3
1.1 Transporte de Petróleo a través de Tuberías.....	5
1.2 Gestión Integrada de Líneas basada en Riesgos.....	23
1.3 Servicios y Tecnologías de Inspección Interna de Líneas.....	36



1.4	Especificaciones para la Inspección de Líneas con PIGs Inteligentes.....	55
1.5	Sistema de Inspección Interna Ultrasónica PipeScan.....	73

## CAPITULO 2

2.	GESTIÓN DE UN PROYECTO DE INSPECCIÓN INTERNA DE LÍNEAS SUBMARINAS.....	94
2.1	Concepción del Proyecto.- Identificación y Factibilidad.....	98
2.2	Determinación y Diseño.....	108
2.3	Realización y Transmisión.....	152
2.4	Utilización y Mutación del Proyecto.....	203

## CAPITULO 3

3.	ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	217
3.1	Resultados Operacionales del Proyecto.....	219
3.2	Resultados Económicos del Proyecto.....	246

CAPITULO 4

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....255

APÉNDICES

BIBLIOGRAFÍA

## ABREVIATURAS

Am	Amperio
ANSI	Instituto Americano de Estándares y Normas
API	Instituto del Petróleo Americano
ASME	Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos
C	Centígrados
DAC	Curva Distancia Amplitud
d/m	Despachos por mes
EB&R	Estación de Bombeo y Reducción
F	Fahrenheit
ft/seg	Pies por Segundo
h	Hora
HIC	Agrietamiento Inducido por Hidrógeno
Hz	Hertz
Kg	Kilogramos
Kg/cm <sup>2</sup>	Kilogramos por centímetro cuadrado
Km	Kilómetros
LPG	Gas Licuado de Petróleo
m	Metros
MFL	Filtración de Flujo Magnético
MHz	Megahertz
mm	Milímetros
MOP	Máxima Presión Operativa
m <sup>3</sup>	Metros Cúbicos
m <sup>3</sup> /h	Metros Cúbicos por Hora
m/min	Metros por Minuto
m/seg	Metros por Segundo
Mb/seg	Megabytes por Segundo
NDE	Examinación No Destructiva
OD	Diámetro Externo
OSHA	Administración de Seguridad y Salud Ocupacional
PIG	Pipeline Internal Gauging

PLEM	Manifold al Final de la Línea
POD	Probabilidad de Detección
POI	Probabilidad de Identificación
psi	Pies por Libras Cuadradas
RBI	Inspección Basada en Riesgos
REE	Refinería Estatal Esmeraldas
SCC	Grietas por Stress de Corrosión
TEPRE	Terminal Petrolero Esmeraldas
UT	Ultrasonido
V	Voltio

## SIMBOLOGÍA

A	Parámetro Geométrico
d	Profundidad
D	Diámetro
H	Campo Magnético
L	Longitud
t	Espesor de Pared
W	Ancho
#	Número
<	Menor que
>	Mayor que
\$	Dólares
°	Grados
"	Pulgadas
%	Por ciento

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1	Defectos de Líneas.....	14
Figura 1.2	Curva de Probabilidad de Fallas de Líneas.....	24
Figura 1.3	Rol de RBI en los Planes de Inspección y Mantenimiento.....	26
Figura 1.4	Metodología de Priorización de Líneas.....	29
Figura 1.5	Aplicación de la Metodología de Intervalos de Inspección.....	31
Figura 1.6	Relación Número de Fallas Tiempo.....	32
Figura 1.7	Relación entre la Probabilidad de Falla y el Tiempo.....	33
Figura 1.8	Análisis Costo Beneficio sobre Decisión de Inspección.....	34
Figura 1.9	Principio de Filtración de Flujo Magnético.....	41
Figura 1.10	Principio de Ultrasonido .....	44
Figura 1.11	Medición de Espesor de Pared con Ultrasonido.....	45
Figura 1.12	Lanzador con Sello para Cable Umbilical.....	49
Figura 1.13	Decisiones Posteriores a la Inspección Interna de Líneas.....	53
Figura 1.14	Ubicación y Dimensiones de Hallazgos de Pérdidas de Metal.....	60
Figura 1.15	Representación Gráfica de Tipos de Pérdidas de Metal.....	63
Figura 1.16	Representación de Punto Cero en Línea.....	70
Figura 1.17	Scanner para Línea de 25 centímetros.....	74
Figura 1.18	Anillo de Sensores para Línea de 30 centímetros.....	77
Figura 1.19	Odómetro para PIG Umbilical de Inspección.....	79
Figura 1.20	Principio de Medición Utilizado por PipeScan.....	83
Figura 1.21	Wincha con Cable de Fibra Óptica.....	84
Figura 1.22	Áreas de Scan C, D y B.....	91
Figura 1.23	Modo de Medición de Espesores.....	93
Figura 1.24	Modo de Medición de Superficie Interna.....	93
Figura 2.1	Metodología del Proceso de Gestión de Proyectos.....	97
Figura 2.2	Esquema General de la Trayectoria de las Líneas, Vista Lateral.....	112
Figura 2.3	Esquema General de la Trayectoria de las Líneas, Vista Superior.....	113
Figura 2.4	Lanzador y Receptor de PIG.....	114

Figura 2.5	Carretes para PIGs.....	114
Figura 2.6	Lanzador / Receptor de PIG Inteligente.....	115
Figura 2.7	Distribución de la Líneas del TEPRE.....	116
Figura 2.8	Principio de Instalación del Sistema de Inspección.....	124
Figura 2.9	Sistema Pulling PIG – Herramienta de Inspección.....	129
Figura 2.10	Esquema de Bloques de la Instalación de Equipos en el Sitio.....	131
Figura 2.11	Esquema de Conexión de las Líneas para Inspección.....	134
Figura 2.12	Container para Taller.....	153
Figura 2.13	Carretes y Válvulas Instaladas.....	154
Figura 2.14	Sistema de Bombeo Instalado.....	157
Figura 2.15	Vista Superior de Líneas en PLEM.....	159
Figura 2.16	Colocación de Wincha en Plataforma.....	160
Figura 2.17	Piscinas de Slop de Oleoducto.....	162
Figura 2.18	Tubería de 15 cm para Suministro de Agua.....	163
Figura 2.19	Tanque de sedimentación.....	164
Figura 2.20	Sistema Tanques – Bombas.....	165
Figura 2.21	Sistema de Bombeo a Nivel de Playa.....	168
Figura 2.22	Conexión de Mangueras en Barcaza.....	172
Figura 2.23	Procedimiento de Operaciones Previas a Inspección (1).....	173
Figura 2.24	Colocación de Herramienta en Lanzador.....	174
Figura 2.25	Colocación de Lanzador en Línea.....	174
Figura 2.26	Procedimiento de Inspección (2).....	175
Figura 2.27	Procedimiento de Inspección - Retorno.....	176
Figura 2.28	Punto de unión Pulling Pig – Herramienta.....	176
Figura 2.29	Procedimiento de Operaciones Posteriores a Corrida de Inspección (4).....	177
Figura 3.1	Relación de Actividades Planificadas.....	238
Figura 3.2	Relación de Actividades Ejecutadas.....	238
Figura 3.3	Comparación Planificado – Ejecutado.....	240
Figura 3.4	Comparación Costos Planificados – Ejecutados.....	254

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1	Definición de Defectos de Línea.....	11
Tabla 2	Métodos de Inspección y Monitoreo de Línea.....	28
Tabla 3	Descripción de Servicios y Tecnologías de Inspección Interna.....	39
Tabla 4	Tipos de Pérdidas de Metal.....	62
Tabla 5	Resolución de Parámetros de Medición.....	65
Tabla 6	Identificación de las Líneas del TEPRE.....	101
Tabla 7	Identificación de Octava Línea.....	101
Tabla 8	Actores del Sistema del Proyecto.....	103
Tabla 9	Actividades de Aspectos Preliminares.....	109
Tabla 10	Actividades de Reconocimiento de Sitio.....	110
Tabla 11	Espesores de Líneas.....	122
Tabla 12	Actividades de Preparaciones Técnicas.....	137
Tabla 13	Actividades a ser Realizadas por el Cliente.....	139
Tabla 14	Actividades de Movilización de Personal y Equipo.....	141
Tabla 15	Utilización Mensual de las Líneas.....	143
Tabla 16	Configuración de Inspección de Líneas.....	147
Tabla 17	Tiempos Parciales de Inspección.....	147
Tabla 18	Tiempos Totales de Inspección.....	148
Tabla 19	Actividades de Operaciones en Sitio.....	149
Tabla 20	Actividades de Transmisión - Reporte.....	151
Tabla 21	Relación Porcentual de Actividades Planificadas.....	151
Tabla 22	Libro de Línea.....	205
Tabla 23	Lista de Hallazgos.....	206
Tabla 24	Caudales Requeridos para Operaciones de Inspección.....	222
Tabla 25	Resultados Operativos de Actividades de Inspección.....	236
Tabla 26	Relación Porcentual de Actividades Ejecutadas.....	239
Tabla 27	Comparación de Actividades Planificadas y Ejecutadas.....	240
Tabla 28	Utilización de Personal.....	243
Tabla 29	Utilización de Equipo.....	245
Tabla 30	Costos de Movilización y Desmovilización.....	247

Tabla 31	Costos de Inspección de Cada Línea Planificados.....	250
Tabla 32	Costos Varios (C).....	251
Tabla 33	Costos Totales Planificados (D).....	251
Tabla 34	Costos de Inspección Reales (G).....	253
Tabla 35	Costos Totales Reales del Proyecto (H).....	253



## ÍNDICE DE PLANOS

Plano 1	Lanzador de 20.32 cm (8")
Plano 2	Lanzador de 25.4 cm (10")
Plano 3	Lanzador de 30.48 cm (12")
Plano 4	Lanzador de 35.56 cm (14")
Plano 5	Lanzador de 50.8 cm (20")
Plano 6	Conexión de Mangueras y Sistema de Bombas

## INTRODUCCIÓN

Durante los últimos tres siglos, las tuberías o líneas han demostrado ser la alternativa de transporte más eficiente y económica para la industria petrolera. Debido a las condiciones bajo las que son operadas, son sujetos constantes de defectos y corrosión, a tal punto que estos pueden provocar la paralización de una línea. Los costos provocados por paradas de operación y necesidad de reparaciones, sumado a las constantes regulaciones políticas y medio ambientales desarrolladas en los últimos 20 años, han conducido a que las compañías operadoras de petróleo y productos derivados desarrollen planes de gestión de inspección de sus líneas con el objetivo de predecir y prevenir estas fallas y extender la vida útil de sus principales activos.

La compañía ecuatoriana Petroindustrial es propietaria de ocho líneas submarinas de despacho de productos derivados de petróleo operadas por la Refinería Estatal de Esmeraldas. Estas líneas tienen una antigüedad de 27 años, durante los cuales se habían realizado en ellas exclusivamente inspecciones externas mediante equipos de buzos profesionales. Las mediciones habían sido obtenidas en los puntos submarinos donde la tubería es visible, y donde ha ocurrido desgaste del hormigón que las recubre; pero



nunca se había realizado una inspección de la longitud total de las líneas. Es por esto que la propietaria determinó la necesidad de conocer el estado de las líneas: determinar el espesor remanente en las paredes y las tasas de corrosión existentes. Para esto, a finales del año 2000 realizó la contratación de la inspección ultrasónica interna umbilical de estas.

Esta inspección consiste en la introducción de una herramienta conocida como PIG de inspección o scanner dentro la línea, la herramienta contiene una serie de sensores localizados perpendicularmente a la pared de la tubería, estos emiten un pulso electrónico que viaja entre un medio de acople y la pared de la línea, permitiendo conocer el espesor de esta última.

# CAPÍTULO 1

## 1. INSPECCIÓN INTERNA DE LÍNEAS SUBMARINAS

En el presente capítulo se realizará una descripción del transporte a través de líneas petroleras. Se incluirá una reseña histórica del uso de las líneas, los problemas que las afectan y las principales alternativas existentes para su rehabilitación.

Se realizará un análisis de la gestión integrada de líneas basada en riesgos, la cual es una técnica moderna que analiza probabilidades de fallas que puedan ocurrir, dando de esta manera un mejor direccionamiento a un proceso de inspección, que realizan las empresas en este tipo de estructuras.

Se describirán las herramientas de inspección interna existentes, sus fortalezas y debilidades. Se explica además el funcionamiento del sistema de inspección ultrasónico PipeScan.

## 1.1 Transporte de Petróleo a través de Tuberías

Consumidores finales, residencias, fábricas, plantas, refinerías, y pozos alrededor del mundo están conectados por una red de tuberías inmensurable, gas y petróleo son transportados desde fuentes terrestres y de ultramar, desde selvas y ciudades, desde el productor hasta el consumidor final, por medio de tuberías.

Las tuberías son eficientes al hablar del consumo de energía, y son más económicas en construcción y operación al ser comparadas con buques y camiones tanqueros. Adicionalmente presentan una relación entre tamaño, capacidad y costos de construcción y operación notablemente favorable económicamente, al incrementar la extensión de la tubería se reduce el costo por kilómetro.

1879 fue el año de la instalación de la primera tubería en los Estados Unidos, siendo inicialmente tuberías enroscadas, a partir de 1920, debido al crecimiento del mercado petrolero, nuevas técnicas para la instalación de las tuberías fueron desarrolladas, utilizándose así la soldadura eléctrica. 1950 marcó la expansión de los sistemas de tuberías, Rusia, Canadá, el Golfo Pérsico y el

Mar Mediterráneo, desarrollaron extensas líneas petroleras. En 1960, con el descubrimiento de petróleo y gas en el Mar del Norte, quedaron demostrados los beneficios de los sistemas de tuberías no solo a nivel económico y de eficiencia, sino que permitían el acceso a zonas remotas y hostiles.

Los buques tanqueros son necesarios al momento del transporte marítimo, para distancias largas, pero son considerados únicamente como un vínculo entre tuberías, un vínculo entre productor y consumidor.

1980 marcó el inicio de la evolución de regulaciones políticas y medio ambientales, lo que sumado a las tendencias actuales de globalización, el creciente precio del petróleo, materiales y mano de obra, obliga a las compañías petroleras a nivel mundial a incrementar la eficiencia de sus sistemas de transporte: las tuberías. Los operadores petroleros deben hacer de sus tuberías, métodos de transporte óptimos, que aseguren la integridad del producto y la seguridad del ambiente adyacente a éstas.

Internacionalmente, la mayor parte de las tuberías transportadoras de petróleo son poseídas por compañías operadoras de líneas, las cuales tienen nombres similares, o son subsidiarias de las productoras de petróleo, pero son legalmente entidades independientes, usualmente refinerías. Esta separación de la producción y el transporte ha permitido que la industria se vuelva más competitiva.

La construcción de las líneas, es usualmente realizada por terceras compañías especializadas en ésta actividad. El requerimiento de equipos y personal especializado para estas actividades resulta demasiado costoso para el propietario de la línea, lo que obliga a la tercerización. Lo mismo ocurre con otras actividades como recubrimiento (coating), mantenimiento, diseño de instalaciones e inspección. Existe de igual manera un sinnúmero de fábricas y distribuidores de accesorios y equipos para las líneas, tales como válvulas, compresores, bombas, instrumentos de medición, sistemas de control y herramientas de mantenimiento.

Dentro de una red de líneas, existen diferentes clasificaciones de acuerdo al objetivo de la línea, es así como se encuentran:

- Líneas de agrupación
- Líneas de transmisión
- Líneas de distribución

Las líneas de agrupación están compuestas por tuberías con diámetros entre 5 y 20 centímetros (2 y 8 pulgadas) y son utilizadas para la conducción del petróleo desde los pozos hasta un punto central para tratamiento y almacenamiento conocido como Tanque Batería donde el petróleo es separado del agua y del gas. Estas líneas son usualmente de acero, las secciones pueden ser unidas mediante soldadura o acoples roscados; generalmente son livianas y cuentan con recubrimiento interno para protegerlas de la corrosión ocasionada por el petróleo; si son enterradas, contarán con recubrimiento externo adicionalmente.

Las líneas de transmisión conducen el petróleo desde el Tanque Batería hacia la refinería, tienen extensiones considerables y los

diámetros más comunes están dentro del rango de 20 a 121 centímetros (8 a 48 pulgadas). Debido a la pérdida de presión sufrida por la fricción y elevaciones, deben estar conectadas a estaciones de bombeo. Generalmente son enterradas, y requieren de recubrimiento externo contra la corrosión.

Las líneas de distribución son construidas en acero, con diámetros entre 20 y 40 centímetros (8 y 16 pulgadas), son utilizadas para el transporte del petróleo desde las refinerías hasta los centros de distribución, almacenamiento, o buques tanques. Se utilizan generalmente para el transporte de productos derivados, y debido a que éstos últimos tienen densidades menores a la del crudo, se incrementa el requerimiento de sistemas de bombeo para mantener la presión operativa. Usualmente se encuentran bajo tierra o son submarinas, en este último caso son enterradas bajo concreto, por esto deben contar con recubrimiento anticorrosivo interior y exterior.

## Defectos de Línea

Los defectos en una línea se encuentran en dos grandes categorías: defectos que ocurren en la línea previo a su instalación (Pre-servicio), y defectos que ocurren en la línea durante su operación (En-servicio), como se observa en la Tabla 1.

Los defectos de pre-servicio tienen diversas características importantes:

- Su severidad generalmente permanece estática, el defecto generalmente no crece o se deteriora;
- Los defectos más críticos son generalmente removidos durante las pruebas hidrostáticas durante el pre-servicio;
- Defectos críticos que permanecen posterior a la pruebas hidrostáticas, serán descubiertos, inevitablemente, durante los primeros tres años de operación

TABLA 1  
DEFINICIÓN DE DEFECTOS DE LÍNEA

CATEGORIA	TIPO DE DEFECTO	FACTORES QUE LO AFECTAN
Pre-Servicio	Defectos de Material	Manchas duras
		Falta de redondeo
		Laminaciones
		Defectos de costura longitudinal
		Defectos de transportación
		Fallas de recubrimiento
		Grietas
		Manufactura pobre
	Tubería Dañada	Daños al recubrimiento
		Rasgaduras
		Escopleado
		Abolladura
		Defectos de soldadura circunferencial
		Trabajo manual deficiente
En-servicio	Corrosión Interna	Historial pobre
		Calidad de la inspección
		Composición del producto
		Presión y temperatura operativa
		Geometría de línea
		Recubrimiento interno
	Corrosión Externa	Composición y tratamiento de soldadura
		C. Microbiológica
		C. Mecánica
		Corrosividad del suelo
	Grietas (SCC)	Falta de integridad de recubrimiento
		Protección catódica inadecuada
		Interferencia eléctrica
		Cruce de vías y ferrovías
		Carbonatos y ácidos en el suelo
		Temperatura
Presión operativa		
Efectos de pulsación		
Protección catódica inadecuada		
Falta de integridad de recubrimiento		
Daños por terceros	Antigüedad	
	Composición de tubería	
	Daños físicos al recubrimiento	
	Daños físicos a la línea	
	Excavaciones	
	Labranza	
	Labranza profunda	
	Profundidad de línea	

Los defectos de pre-servicio ocurren usualmente en la manufactura, transporte o instalación de la línea; los defectos de manufactura se presentan cuando la tubería no es construida de acuerdo a las especificaciones, estos pueden ser defectos de costura, falta de redondeo, laminaciones, y defectos en el recubrimiento. Los puntos duros generalmente se desarrollan durante la manufactura o transporte. Mala manipulación de la tubería durante la transportación o instalación puede resultar en abolladuras, escopleado, rasgaduras y daños en el recubrimiento. Adicionalmente, soldaduras deficientes, e inspecciones inadecuadas pueden traer como consecuencias soldaduras circunferenciales que no cumplen las especificaciones.

Los defectos en-servicio difieren de los anteriores en dos características:

- El defecto generalmente crece, deteriorándose e incrementando su severidad, la tasa de deterioración depende de la naturaleza del defecto y de las condiciones ambientales y de operación.

- Si no es detectado, y permanece sin reparación, conducirá eventualmente a la falla de la línea.

Tres tipos de defectos en-servicio pueden ocurrir: daños por terceros, corrosión y grietas por stress de corrosión (SCC). Los daños por terceros se caracterizan por daños a la línea o al recubrimiento por actividades cercanas a la línea, por ejemplo excavaciones, labranza y perforaciones. La corrosión puede ser interna o externa; corrosión interna es afectada por la línea y la composición del producto, presión y temperatura operativa, procesos microbiológicos, gradientes de línea, cantidades de líquido y fluido estancado. La corrosión externa es afectada por un sistema de protección catódica inadecuado, interferencia eléctrica, corrosividad y ph de suelo y recubrimiento despegado. SCC es el resultado de cambios de presión y temperatura, efectos de pulsación, química del suelo y ciertos sistemas de protección catódica que forman un ambiente que favorece SCC en determinados aceros.

A continuación se observan algunos de los diferentes tipos de defectos que se presentan en las tuberías.

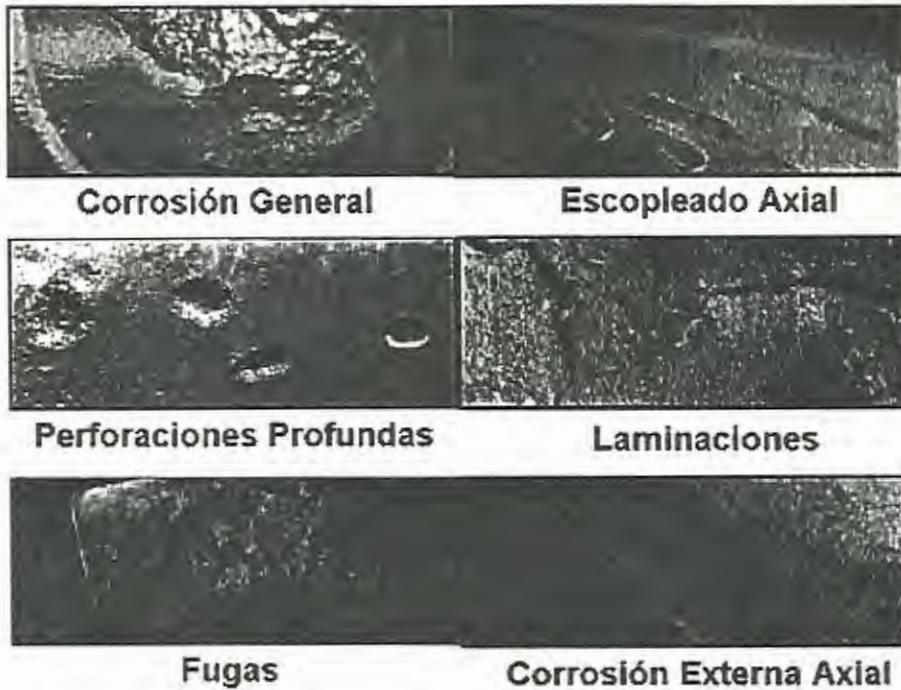


FIGURA 1.1. DEFECTOS DE LÍNEAS

### Mantenimiento de líneas

Los altos niveles de inversión económica que se requieren para la construcción de un sistema de líneas, y el desarrollo residencial y comercial en zonas cercanas a éstas, hacen que el mantenimiento de líneas sea críticamente importante. Programas de mantenimiento preventivo para los equipos y métodos de detección de fallas, se integran con las habilidades necesarias

durante el diseño e instalación, sistemas de protección catódica, inspecciones frecuentes y la selección del acero adecuado, para hacer del transporte por líneas, una de las operaciones industriales más seguras.

La corrosión de líneas es costosa; puede resultar en daño a la línea que requiere de reparaciones o reemplazo de la línea, pérdida del producto por medio de fugas, daño a la propiedad privada, y tiempo fuera de operación.

#### Protección Catódica

Una manera muy importante de alcanzar confiabilidad en una línea es la protección catódica, esta protección anti-corrosión ha sido extensamente utilizada para proteger líneas enterradas de daños.

En un sistema de protección catódica, los ánodos son instalados, y se hace fluir una corriente eléctrica entre éstos y la línea a través del suelo. La línea se convierte en el cátodo del sistema y

su corrosión decrece. Los ánodos, la parte del sistema que es corroída, son sacrificados.

El diseño de un sistema de protección catódica incluye un reconocimiento de los requerimientos de corriente, la selección y dimensionamiento de los puntos de corriente, y el diseño detallado de la cama de ánodos.

La magnitud de las corrientes de corrosión para una diferencia de potencial entre dos electrodos depende de diversos factores como:

- Resistividad del suelo
- Constituyentes químicos del suelo
- Separación entre ánodo y cátodo
- Polarización de ánodo y cátodo
- Área superficial relativa de ánodo y cátodo

Dado que los requerimientos de energía para los sistemas de protección catódica son relativamente bajos, pueden ser

satisfechos por sistemas de energía solar, lo que facilita su aplicación en áreas remotas donde otras fuentes de poder son difíciles de instalar y operar.

### Detección de Fugas

Al hablar de fugas, las líneas petroleras cuentan con un alto historial de existencias. Tradicionalmente las líneas han sido inspeccionadas visualmente al recorrer la ruta terrestre o mediante patrullaje aéreo. La inspección área es todavía realizada, pero actualmente se pone énfasis en el desarrollo de instrumentos y equipos de monitoreo capaces de proveer una localización más rápida y precisa de fugas y de fugas potenciales. Este desarrollo ha sido impulsado prioritariamente por una creciente tendencia hacia seguridad y protección ambiental

Los métodos actuales permiten detectar fugas muy pequeñas, entre más pequeña es ésta, más difícil es su detección. El tamaño mínimo de fuga que puede ser detectado depende de diversos factores:



- Tipo de fluido en la línea
- Precisión del sistema de medición y precisión de los transmisores de temperatura y presión
- Diámetro de la línea
- Espesor de pared
- Longitud de la línea
- Condición transiente de la línea (Steady-state)
- Equipo analítico
- Experiencia del personal involucrado

La precisión de los sistemas de medición juegan un rol vital en la detección de fugas, puesto que una manera importante de determinar que éstas existen es en la observación directa de caída de presión y pérdida de volumen, basado en la comparación del flujo que entra en un segmento de línea con el flujo que sale de éste. Un factor clave al usar la comparación de flujos es Line fill (Volumen requerido para el llenado de la línea bajo condiciones específicas). Line fill debe permanecer constante para que este método sea efectivo. Line fill es determinado basado en la presión del fluido en la línea, su densidad, y la expansión de la

línea bajo la presión del fluido. El tipo de fluido influencia el método de selección a ser utilizado.

Adicionalmente a ésta técnica, otros sistemas para detección de fugas son los Sistemas de Inspección por Emisión Acústica, PIGs Instrumentales y Métodos Ultrasonicos.

Los sistemas de emisión acústica usan el sonido generado por las fugas en una línea presurizada para poder localizarlas. Este sistema es capaz de proveer detección de fugas constante mediante la instalación de detectores y un sistema de transmisión de información, equipo portable puede ser utilizado también para inspecciones periódicas. Las emisiones acústicas son transmitidas por la línea y son recogidas por sensores colocados en intervalos en la pared de línea. Las señales son conducidas a través de un cable hasta un procesador que las compara con los sonidos ambientales típicos.

Los PIGs instrumentales son también utilizados para la detección de fugas, para esto un PIG puede ser desplazado a varias posiciones de la línea mediante un fluido; al detenerse en un

punto de prueba, la presión es igualada en los segmentos de prueba, si existe fuga, el fluido se desplazará a través del PIG en la dirección del segmento que está filtrando. Un sistema electrónico transmite información a través de la pared de la línea y el suelo hasta un receptor en la superficie, donde es analizada por un microcomputador.

Los equipos ultrasónicos para la detección de fugas incluyen un sensor portable que es colocado en contacto con la pared desnuda de la línea en intervalos predeterminados. La información recolectada es amplificada por un receptor, y puede ser analizada audiblemente en un metro.

Los requerimientos para cualquier método de detección de fugas son: presión y temperatura constantes y repetibles, e instrumentos de medición de flujo.

### **Rehabilitación de Línea**

El requerimiento de la sustitución de tramos de una línea, no siempre es el resultado de una inspección. La rehabilitación

puede ser apropiada cuando existen daños al recubrimiento anticorrosivo externo, corrosión de línea, u otros daños que ponen a la línea en condiciones de operación inseguras. Las secciones dañadas pueden ser removidas y reemplazadas; daños por corrosión externa usualmente pueden repararse mediante la aplicación de un nuevo recubrimiento en la línea.

La rehabilitación de una línea puede ser necesaria por diversas razones, incluyendo protección a la seguridad pública, evasión de paras de operación, y la necesidad de cumplir con nuevas regulaciones e inspecciones de agencias regulatorias.

Un análisis de los riesgos involucrados en la operación continua de una línea debe incluir una revisión de las características físicas y la historia operativa. El objetivo es evaluar problemas potenciales como corrosión, daños por terceros, y producto fuera de las especificaciones. Se debe considerar además la necesidad de reducir las operaciones si la presión operativa máxima debe ser reducida debido a una corrosión en la pared de la línea.

El análisis económico del proyecto, y las acciones alternativas son herramientas de decisión básicas. Existe un límite, por ejemplo en los números de hallazgos de corrosión que pueden ser excavados y reparados sin exceder los costos de la construcción de una nueva línea.

Un plan de rehabilitación debe incluir nuevas regulaciones que no existían cuando la línea fue instalada originalmente. Las nuevas regulaciones son más estrictas, y las agencias que las aplican se enfocan cada día más en las líneas más antiguas.

Las restricciones económicas y físicas de una rehabilitación deben ser profundamente analizadas, pero en general, rehabilitar líneas antiguas es más económico que reemplazarlas.

## 1.2 Gestión Integrada de Líneas basada en Riesgos

El diseño de las líneas petroleras debe ser efectuado de tal manera que garantice una operación segura y una larga vida útil. Sin embargo, durante el servicio, las líneas son expuestas a condiciones operativas que pueden no haber sido anticipadas en la etapa de diseño y que causarán un impacto en el riesgo de falla de la línea.

Las líneas, al igual que muchas estructuras de ingeniería, tienen una curva de probabilidad de falla de "Bath Tub" como la que se observa en la Figura 1.2. Los operadores de líneas han observado históricamente, que estas tienen altas tasas de falla en su vida temprana, por ejemplo pre-servicio o pruebas hidrostáticas; y nuevamente tarde en su vida, debido a daños relacionados con el tiempo, corrosión, fatiga.

Sin lugar a dudas, todo riesgo potencial para una línea puede ser prevenido, pero los costos asociados de diseño, construcción y mantenimiento, hacen que esta decisión sea inaceptable.

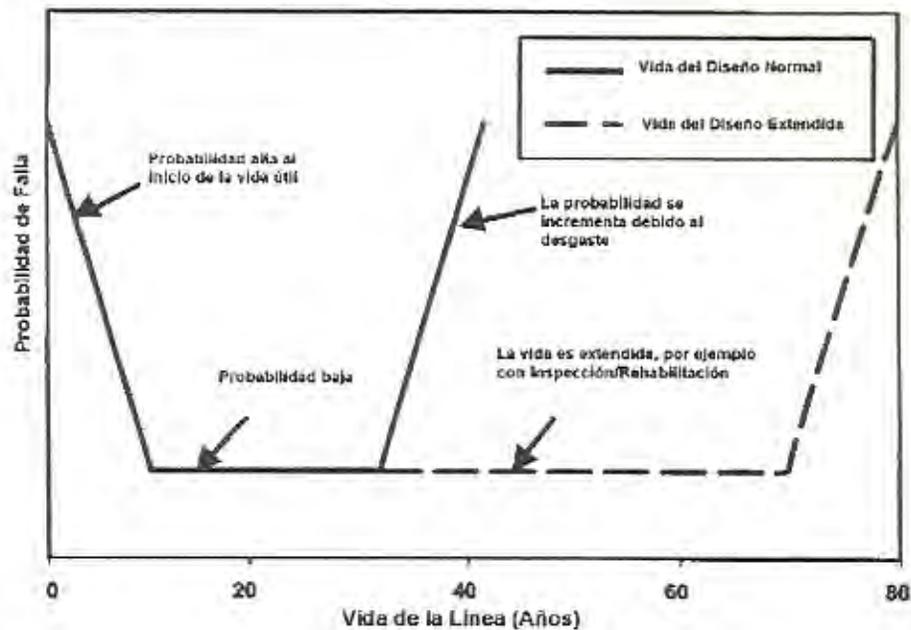


FIGURA 1.2 CURVA DE PROBABILIDAD DE FALLA DE LÍNEAS

Con el objetivo de minimizar y mitigar el riesgo potencial de una falla en la línea, y sus consecuentes efectos económicos y ambientales, los operadores de líneas deben implementar un programa de inspección, mantenimiento y reparación que asegure la integridad de las líneas.

La Administración de Seguridad y Salud Ocupacional OSHA exige, desde 1992, como se establece en la sección de Gestión de Seguridad de Procesos y Químicos de Alto Riesgos, que inspecciones y pruebas deben ser realizadas en equipos y partes

de los procesos; las inspecciones, los listados de procedimientos y la frecuencia de las inspecciones deben estar en concordancia con el concepto generalmente aceptado de "Buena Ingeniería".

El concepto de Buena Ingeniería es definido por el Instituto del Petróleo Americano como Inspección Basada en Riesgos RBI, este organismo ha generado las normas API 580 y API 581 que comprenden el desarrollo de programas de RBI. La Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos, ha elaborado también la norma ASME RBI dentro de esta misma área.

La inspección basada en riesgos (RBI) es una metodología que ayuda a los operadores a enfocarse en las áreas de mayor riesgo e identificar las acciones para reducir la exposición a éstas. Esto permite reducir la extensión y costos de los programas de inspección y mantenimiento. Riesgo es definido como el producto entre la probabilidad de falla y la consecuencia de la falla. El definir cuáles son los factores que afectan a la línea y entender la interacción entre estos es la clave para comprender el riesgo total. La valoración de riesgos puede ser realizada de forma cualitativa o cuantitativa.

El rol de RBI se observa a continuación.

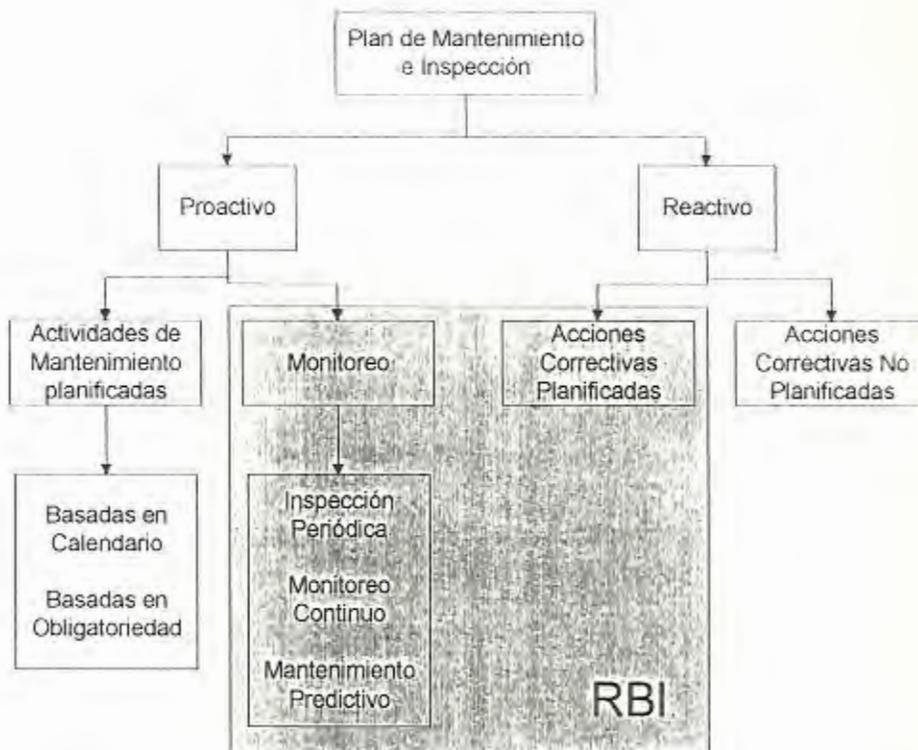


FIGURA 1.3. ROL DE RBI EN LOS PLANES DE INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO

Las estrategias basadas en riesgo pueden ser aplicadas en las líneas en todas las etapas de su vida, desde el diseño, hasta la decomisión. La aplicación de RBI permite al operador:

- Jerarquizar las líneas en término de riesgo, probabilidad de falla y consecuencias.

- Priorizar y optimizar actividades de inspección, mantenimiento y reparación, definiendo las necesidades y las actividades
- Definir una frecuencia apropiada para conducir las actividades.

### Aplicación de RBI

Las líneas pueden y son generalmente inspeccionadas y monitoreadas usando diferentes técnicas que aseguran que:

- La línea no sea perjudicada, métodos proactivos
- Los daños o defectos sean detectados antes de que produzcan consecuencias serias, métodos reactivos.

El operador debe determinar el mayor riesgo de daño o defectos para su línea, y luego seleccionar un método de monitoreo o inspección como los que se aprecian en la siguiente tabla para reducir ese riesgo.

TABLA 2

## MÉTODOS DE INSPECCIÓN Y MONITOREO DE LÍNEAS

DEFECTO - DAÑO	MONITOREO / METODO DE INSPECCION P= MÉTODO PROACTIVO, R= REACTIVO						
	Patrullaje	Pigs inteligentes	Calidad del Producto	Inspección de fuga	Inspección Geológica	Inspección de CP y Recub.	Prueba Hidrostática
Daños por terceros	P	R					R
Corrosión Externa		R				P	R
Corrosión Interna		R	P				R
Fatigas, grietas		R					R
Recubrimiento						P	
Material/Construcción		R					R
Movimientos de Tierra					R		
Fugas	R	P		R			R
Sabotaje/Hurto	P						

Como se observa, los métodos de inspección interna con PIGs inteligentes son capaces de detectar la mayor parte de daños que se encuentran en las líneas, teniendo como ventaja que son un método proactivo en la detección de fugas, lo que convierte esta técnica en una herramienta poderosa que ayuda a prevenir fallas mayores en las líneas y con esto a prevenir paralizaciones en la operación.

Uno de los métodos para determinar qué técnica utilizar es el Esquema de Priorización como el que se observa en la Figura 1.4 Este esquema considera la probabilidad y consecuencias de una falla dentro de un grupo de líneas o secciones de una línea

mediante la evaluación sistemática del diseño, operación e historial de falla y la asignación de puntos.

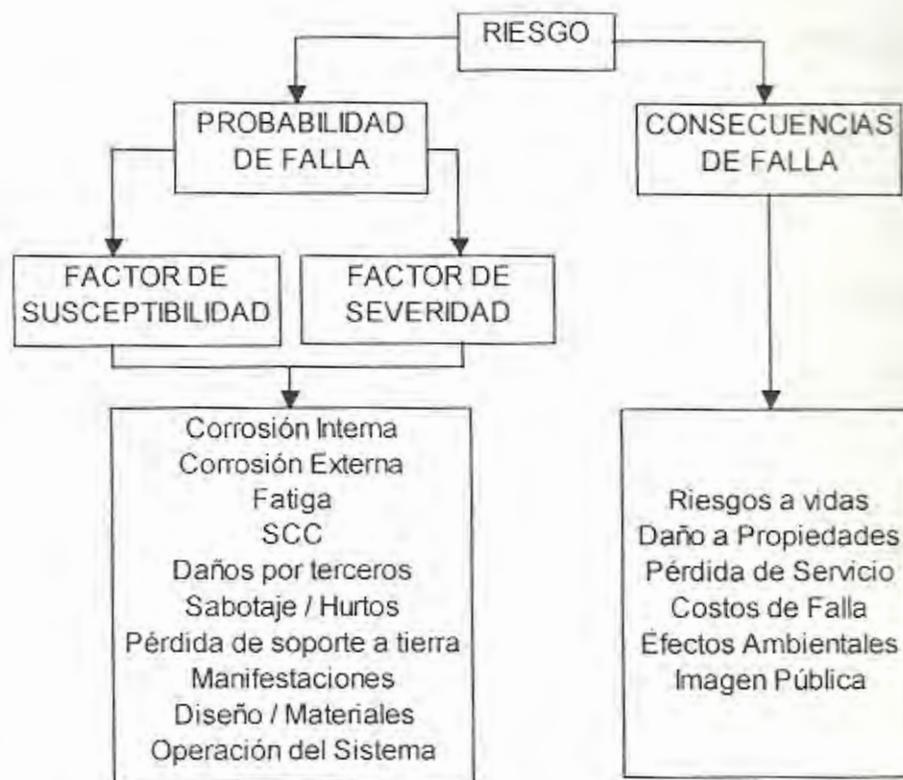


FIGURA 1.4. METODOLOGÍA DE PRIORITIZACIÓN DE LÍNEAS

Puntos altos indican riesgos altos. Por ejemplo, la probabilidad de falla debido a corrosión externa es evaluada mediante la consideración de la calidad del recubrimiento de línea, la efectividad del sistema de protección catódica, las condiciones de suelo, los niveles operativos de la línea; mientras que las

consecuencias de falla son consideradas mediante la estimación de la densidad de población en áreas circundantes, el volumen de producto liberado, el riesgo a la población y estructuras cercanas, la seguridad de abastecimiento, el impacto ambiental, entre otros. La ventaja de este sistema es que permite:

- Jerarquizar todas las líneas dentro de un grupo (o secciones de una línea) en términos de la probabilidad de falla y las consecuencias de falla
- Determinar qué línea (o sección de línea) tiene mayor necesidad de cierto tipo de mantenimiento.
- Identificar las medidas de mantenimiento más apropiadas a utilizar.

La experiencia de los operadores de línea indican que la falla más importante que afecta a las líneas es la corrosión, sea esta interna o externa. El esquema de priorización descrito, es basado en valoración cualitativa de riesgos, y su aplicación es altamente útil particularmente cuando la información existente sobre un sistema de líneas es limitada. Sin embargo, una vez que se obtiene información sobre el estado de la línea, por

A pesar de que las inspecciones con PIGs inteligentes detectan más que daños por corrosión, la principal razón para su utilización es usualmente el monitoreo de la ocurrencia y crecimiento de corrosión interna y externa para prevenir fallas postremas. La tasa de corrosión puede ser determinada mediante inspecciones repetidas. Estos datos, junto a información sobre prevención de corrosión y actividades de control pueden ser utilizadas para desarrollar modelos de patrones de corrosión futuros; esto permite establecer una relación entre el número de reparaciones y/o fallas y el tiempo pronosticado.

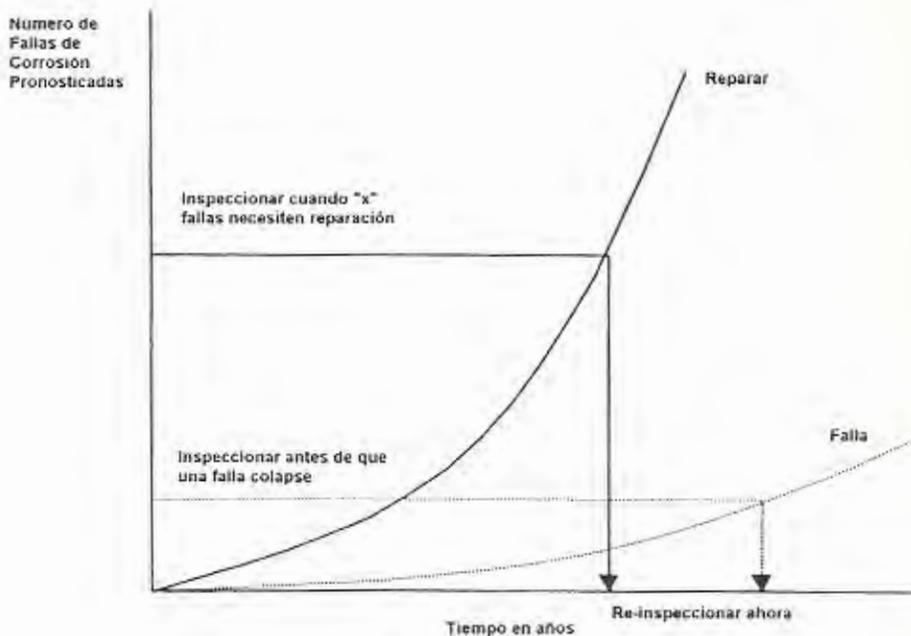


FIGURA 1.6. RELACIÓN NÚMERO DE FALLAS - TIEMPO



Adicionalmente, se pueden utilizar métodos probabilísticos para modelar la variación asociada a la geometría de la línea, propiedades de los materiales, tolerancias de inspección de dimensionamiento y ratas de corrosión y se puede determinar la relación entre la probabilidad de falla de la línea y el tiempo.

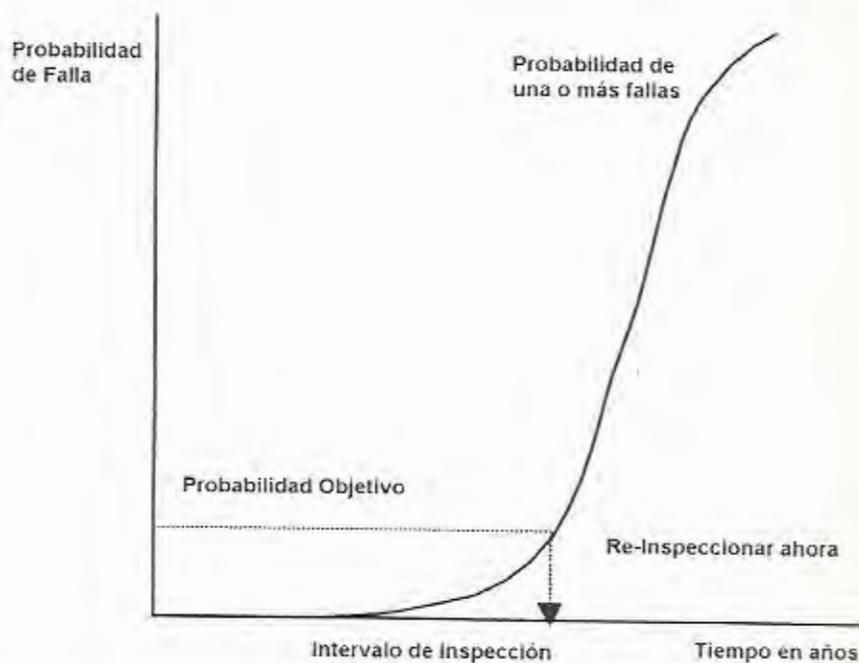


FIGURA 1.7. RELACIÓN ENTRE LA PROBABILIDAD DE FALLA Y EL TIEMPO

De esta manera, basándose en los dos criterios observados se puede determinar el tiempo óptimo para la siguiente inspección.

El tiempo entre inspecciones puede ser determinado también mediante análisis costo-beneficio; por ejemplo, el costo de falla como función de tiempo puede ser predeterminado, basado en la frecuencia de falla, costos de pérdida de suministro y costos de reparaciones, y puede ser comparado con el costo de realizar inspecciones en un rango de diferentes intervalos de tiempo. De esta manera, se puede determinar el calendario de inspección más efectivo a nivel de costos.



FIGURA 1.8. ANÁLISIS COSTO BENEFICIO SOBRE DECISIÓN DE INSPECCIÓN

Se puede establecer que los beneficios de la aplicación de un método RBI incluyen:



- Mejor direccionamiento de los recursos de inspección, mantenimiento y reparación.
- Implementación de una estrategia para proteger a largo plazo la integridad del sistema de líneas.
- Reducción en el riesgo de pérdidas de ingresos por causa de una paralización o fallas en la línea.
- Valor del activo incrementado



### 1.3 Servicios y Tecnologías de Inspección Interna de Líneas

El final de la década de los 80 marcó el inicio del desarrollo de tendencias por la seguridad y las condiciones ambientales, esto, sumado a que innumerables redes de líneas petroleras cumplían su vida útil, creó un extenso mercado para modernas tecnologías de inspección, lo que provocó un marcado crecimiento en las investigaciones para el desarrollo de dispositivos de inspección interna, o PIGs inteligentes, que existen desde 1965.

Los PIGs inteligentes son dispositivos instrumentales que al desplazarse a través de la línea determinan la existencia de defectos como grietas, corrosión, variación de diámetro, entre otros.

Los PIGs evolucionaron de ser simples herramientas de limpieza, de eliminación de agua o de separación, a ser complejos sistemas electrónicos capaces de proveer información precisa sobre el estado de una línea. Esta característica, los hace indispensables a la hora de tomar la decisión de detectar el estado de una línea.

- Pérdidas de metal, incluyendo corrosión
- Medición Geométrica

Adicionalmente, se puede utilizar PIGs inteligentes para:

- Detección de grietas
- Mapeo o Monitoreo
- Detección de Fugas
- Medición de ángulos
- Inspección fotográfica y de video
- Muestreo de producto
- Medición de depósitos de cera
- Recubrimiento de línea

Las tecnologías utilizadas para la aplicación de estos servicios pueden ser observadas a continuación.

investigaciones han llegado a niveles tan altos que se han desarrollado métodos que permiten medir las pérdidas de metal mientras la línea continúa en operación.

Se deben considerar los dos principios más relevantes: Filtración de Flujo Magnético (MFL) y Ultrasonido (UT). Las técnicas básicas son simples, pero han demostrado ser un problema al ponerlas en práctica.

Cada técnica tiene sus fortalezas y debilidades, MFL puede ser usado tanto en líquidos como en gases, y puede medir pérdidas de metal incluso en líneas con pared relativamente delgadas, lo que puede resultar difícil con UT. Mientras que UT puede ser usado sólo en líquidos homogéneos, pero son capaces de medir líneas con paredes más gruesas, lo que no es posible con MFL.

#### Filtración de Flujo Magnético

Las herramientas de filtración de flujo magnético, pertenecen a las técnicas de inspección no destructiva, localizan pérdidas de metal ocasionadas por corrosión o por averías. La herramienta



cercanos a la pared. Esto ha demostrado ser un factor limitante en lo que refiere el uso de MFL en líneas pesadas y en el desarrollo de herramientas más pequeñas. El máximo espesor para este tipo de herramientas depende del diámetro de la línea y de la velocidad, pero en herramientas estándares, se localiza en la región de 25 mm (1").

El campo magnético viaja en una especie de nube que sigue la herramienta, y se debilita a medida que la herramienta se desplaza lejos de ésta, este efecto limita notablemente la velocidad de operación máxima, usualmente alrededor de 4 m/seg (13ft/seg). Para paredes de mayor espesor, la velocidad debe ser reducida notablemente para permitir al flujo saturar la pared.

Estas herramientas están disponibles para líneas con diámetros entre 15 y 121 centímetros (6 y 48 pulgadas) y pueden ser utilizadas tanto para líneas de gases como de líquidos.

El desarrollo continuo de magnetos, sensores, análisis computarizado y sistemas de reporte, ha conducido a lo que se

conoce como herramientas de baja y de alta resolución. Los PIGs de flujo magnético convencional, o de baja resolución, proveen un nivel de información poco exacto, y puede resultar en la toma de decisión de excavaciones innecesarias; mientras que los PIGs de flujo magnético avanzado o de alta resolución, proveen interpretación computarizada de los hallazgos, lo que permite un diagnóstico más exacto.

#### Ultrasonido

Los PIGs de inspección por ultrasonido fueron desarrollados inicialmente en 1980, utilizan una técnica de eco para medir las pérdidas de metal por corrosión o averías. A medida que la herramienta se desplaza dentro de la línea, con una serie de sensores localizados a una distancia determinada, y perpendicularmente a la pared, un pulso ultrasónico de velocidad conocida es emitido por la herramienta, éste viaja a través de un líquido de acople hacia la pared de la línea.

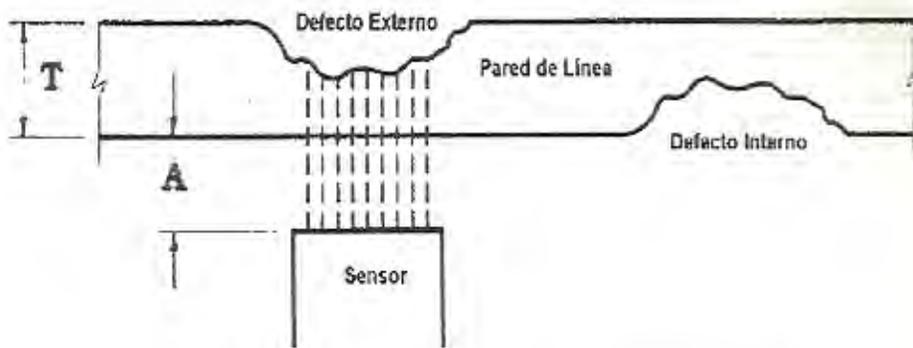


FIGURA 1.10. PRINCIPIO DE ULTRASONIDO

El tiempo transcurrido entre ecos, o señales de retorno, son registrados e indican el espesor de la pared de la línea. Dos ecos relevantes indican el interior o el exterior de la pared de la línea, si el primer eco llega retrasado se indica corrosión interna, si el segundo eco llega adelantado se indica pérdida de metal en el exterior de la línea, la observación de los ecos se puede apreciar en la siguiente figura.

Las herramientas UT pueden ser utilizadas en líneas con espesor de pared mayor a 5 mm (2"). Los sensores son disparados individualmente en una secuencia que permite un 100% de cobertura de la pared, a una velocidad de 1 m/seg (3ft/seg). Incrementos en la velocidad reducen la cobertura, aunque

actualmente existen técnicas que relacionan la velocidad de disparo con la velocidad del PIG.

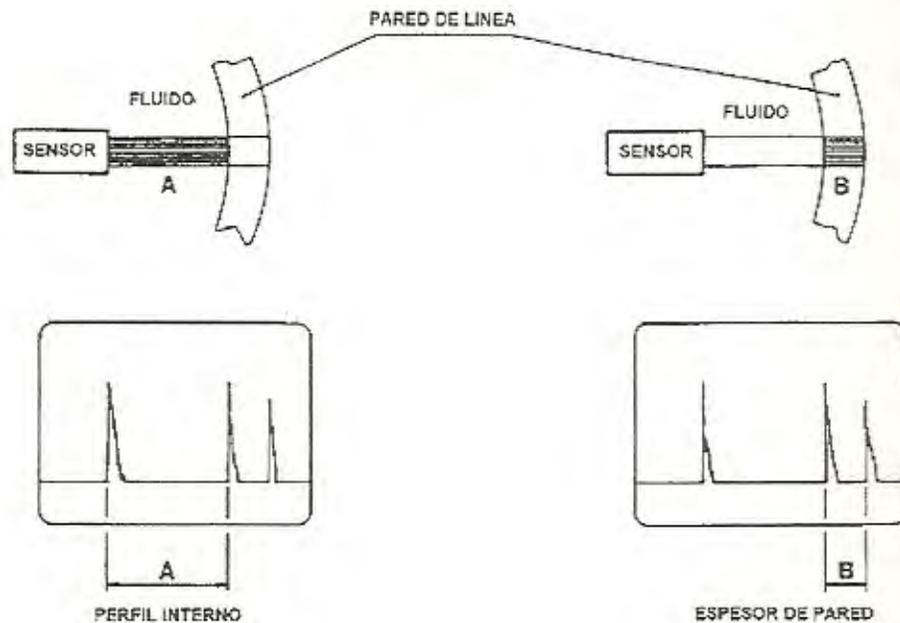


FIGURA 1.11. MEDICIÓN DE ESPESOR DE PARED CON ULTRASONIDO

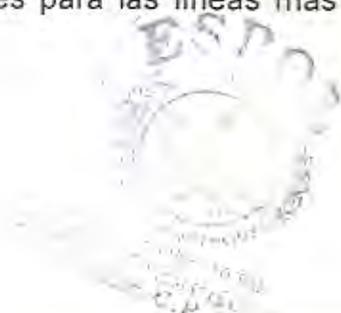
Estas herramientas deben ser usadas en líneas para líquidos, o si van a usarse en líneas para gases, la herramienta debe estar contenida en un slug o empaque de líquido, con PIGs de sellado al frente y detrás de la herramienta. Están disponibles para líneas con diámetros entre 10 y 121 centímetros (4 y 48 pulgadas).

Avances continuos en la técnica de los sensores, han permitido el mejoramiento de estos, al colocar el sensor cercano a la pared se reducen los problemas que se pueden presentar por una falta de homogeneidad en el fluido conductor, esto también mejora el ángulo de retorno del eco, lo que permite una correcta inspección en ángulos y curvas.

Debido a que UT es esencialmente un método de no contacto, los PIGs ultrasónicos tienen generalmente un uso bi-direccional, lo que resulta útil cuando se deben inspeccionar líneas de ultramar, de carga o descarga, en las que es difícil proveer facilidades de recepción.

### Corrientes de Eddy

Durantes muchos años, las Corrientes de Eddy han sido utilizadas en herramientas geométricas, pero sólo recientemente están siendo de utilidad para la detección y medición de pérdidas de metal. La simplicidad de esta técnica permite que las herramientas que la utilizan sean extremadamente pequeñas y ligeras, por esto han demostrado ser útiles para las líneas más



pequeñas y complejas como las que se encuentran en los sistemas submarinos, refinerías, y plantas industriales

Las corrientes de Eddy consisten en corrientes eléctricas que ocurren cuando un campo magnético alterno es inducido en la pared de la línea. Estas corrientes son afectadas por cualquier cambio en las características físicas del material o de su geometría. La frecuencia del campo alterno determinará cuán profundo las corrientes penetrarán, pero es generalmente aceptado que la frecuencia requerida para penetrar el espesor completo de la pared de una línea típica será tan bajo que la velocidad de desplazamiento requerida para el PIG se vuelve inaceptable. Sin embargo ciertas frecuencias altas pueden ser utilizadas para la detección de defectos superficiales como corrosión interna, por lo tanto es posible aplicar esta técnica para este propósito.

La mayoría de los PIGs que detectan pérdidas de metal, son capaces de diferenciar entre corrosión interna y externa, pitting, fallas mecánicas, laminaciones, abolladuras, y otras deformaciones como agrietamiento inducido por hidrógeno (HIC),

agrietamiento por corrosión de fatiga (SCC) no puede ser detectado por este tipo de herramientas.

### **Herramientas Umbilicales**

Existen un sinnúmero de herramientas diseñadas para operar dentro de una línea que no son de desplazamiento libre, sino que están conectadas al exterior mediante un cable o umbilical. Estas, a pesar de no clasificar dentro del concepto de PIG, debido a que no son de desplazamiento libre, son conocidas en el mercado como PIGs umbilicales o herramientas umbilicales.

Cuando se puede paralizar la producción en una línea, se cuenta con acceso a un extremo de la línea, y considerando que la línea no tenga longitudes extremas ni un elevado número de ángulos, los PIGs umbilicales presentan notables ventajas. En general, la mayoría de las operaciones efectuadas por los PIGs de desplazamiento libre, pueden ser realizadas de igual forma, y usualmente mejor por los PIGs umbilicales, dadas las condiciones previamente mencionadas.

La mayoría de los PIGs umbilicales son llevados a su posición de inicio o punto cero, en el punto de ingreso a la línea, bien mediante ruedas, o mediante un PIG tradicional conocido como pulling PIG. El cable umbilical es deslizado dentro de la línea detrás del PIG, si la línea contiene un producto, el umbilical es alimentado mediante un sello especial instalado en el extremo abierto de la línea, como el que se observa.

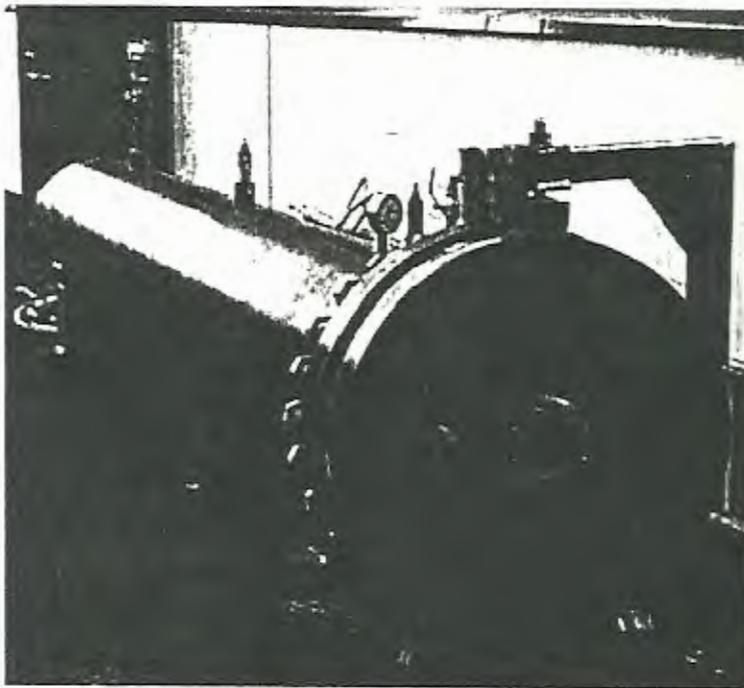


FIGURA 1.12. LANZADOR CON SELLO PARA CABLE  
UMBILICAL

El cable umbilical no solo alimenta la energía hidráulica, neumática y eléctrica necesaria para la herramienta, sino que contiene un cableado para instrumentación y retroalimentación de información, además puede incluir un cable altamente extensible utilizado en la recuperación de la herramienta una vez que el trabajo ha sido completado. El umbilical es usualmente marcado en intervalos, con lo que se convierte en un dispositivo de medición, permitiendo conocer la posición de la herramienta con una alta exactitud.

Algunos de los sistemas en los que se vuelve indispensable el uso de PIGs umbilicales son:

- Líneas de alimentación desde buques tanques a tierra, donde no existen sistemas de lanzamientos de ultramar. Pueden ser también líneas flexibles o de diámetro reducido en el extremo marino.
- Sistemas de tuberías marinas como elevadores en plataformas que pueden contener variaciones abruptas en los diámetros internos u otros cambios físicos que van más allá de las capacidades de los PIGs inteligentes tradicionales.

- Tuberías de plantas que son inaccesibles debido a su localización, o debido a que son aisladas, o a lo mejor secciones de línea desnudas que simplemente requieren demasiada mano de obra para realizar una inspección con métodos manuales.

Los servicios que pueden ser realizados con PIGs umbilicales son:

- Detección de Pérdidas de Metal
- Inspección Fotográfica y Video
- Aislamiento de líneas
- Alineación Interna de Línea
- Limpieza de Línea

La detección de pérdidas de metal con PIGs umbilicales puede realizarse mediante la aplicación de las siguientes tecnologías:

- Ultrasonido

- Corrientes de Eddy
- Filtración de Flujo Magnético

### Resultados de la Inspección

El análisis de la información registrada es tan importante como la recolección de ésta. Se han desarrollado modelos para evaluar los resultados de la inspección; una vez que los defectos han sido analizados, el próximo paso es la determinación de la necesidad de reparación, o de cambios en los programas de mantenimiento. El análisis de los defectos puede ayudar en la elaboración de planes de mantenimiento y calendarios de reparación, para esto, se determina la resistencia remanente de la línea corroída. Los códigos de diseño de líneas establecen cuál es la presión de operación basada en la cantidad y distribución de la corrosión y el material de la línea. Si la presión calculada es mayor a la presión operativa requerida, el segmento corroído puede continuar en servicio, caso contrario, debe ser reparado o reemplazado.



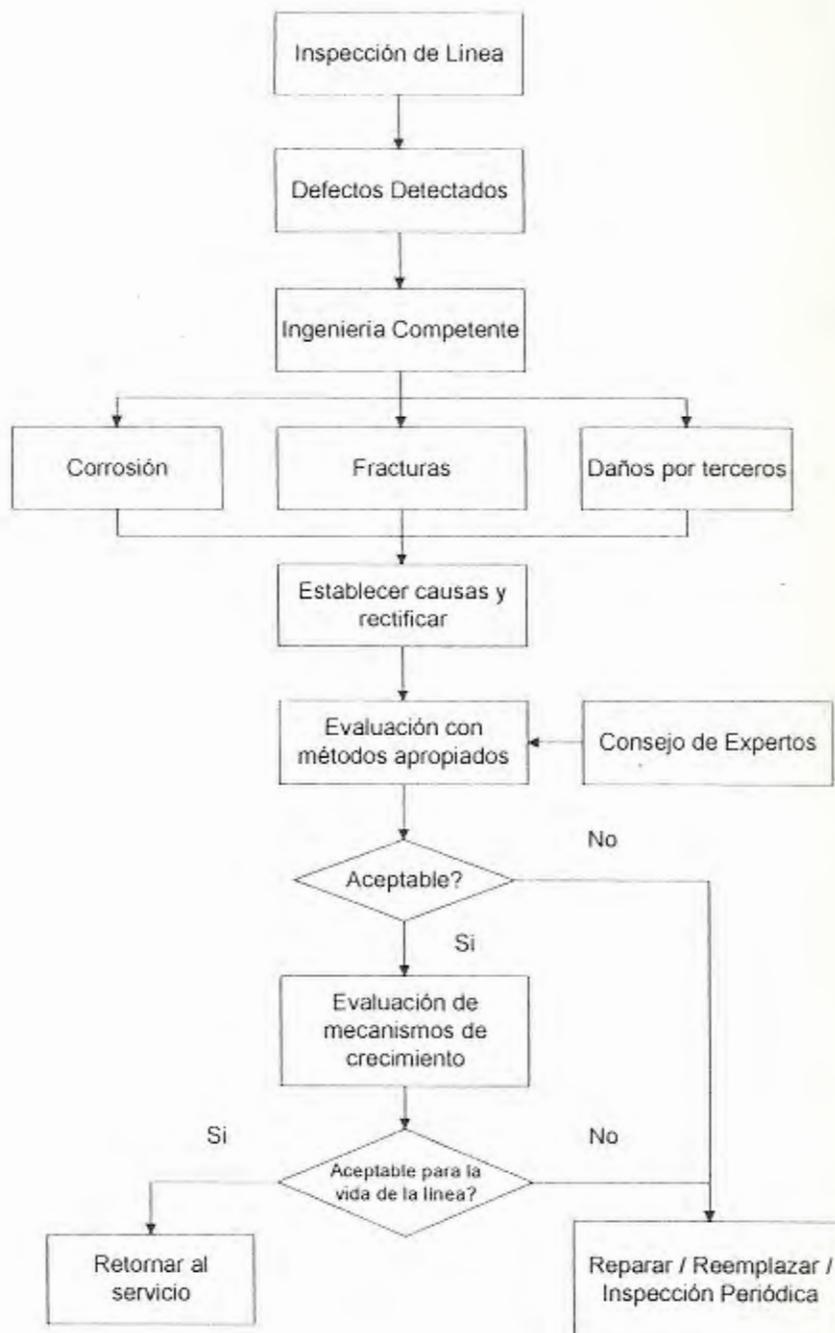


FIGURA 1.13. DECISIONES POSTERIORES A LA INSPECCIÓN INTERNA DE LÍNEAS

Los resultados de la inspección deben ser producidos de tal manera que permitan al operador de la línea:

- Determinar la condición general de la línea.
- Evaluar el efecto de la condición de la línea en su integridad operativa.
- Determinar una curva de reducción para la línea basada en inspecciones subsecuentes.

#### 1.4 Especificaciones para la Inspección de Líneas con PIGs Inteligentes

A continuación se describen las convenciones internacionales más relevantes en referencia a la nomenclatura y definiciones en la inspección de líneas por PIGs inteligentes.

##### Definiciones

- **Abolladura:** Distorsión de la pared de la tubería resultante en cambios del diámetro interno, pero no necesariamente resultante en reducción localizada del espesor de pared.
- **Anomalía:** Señal generada por una examinación no destructiva de una irregularidad o desviación del sonido en la tubería, que puede o no ser una imperfección.
- **Astillado:** Desgaste de la superficie de la tubería resultante en tramos de superficie poco profundos y posible endurecimiento del material bajo éste.
- **Corrosión:** Reacción electroquímica de la pared de la tubería con sus alrededores, produciendo pérdida de metal.

- Devastado: Reducción del espesor de pared mediante la remoción del material con lijado manual o devastadora de disco.
- Escopleado: Pérdida de metal inducida mecánicamente, la cual causa surcos y cavidades alongadas localizadas.
- Espesor de Pared Nominal: Espesor de pared requerido por la especificación para la manufactura de la tubería.
- Espesor de Pared Referencial: Espesor de pared no mermado circundante a un hallazgo.
- Golpe de Arco: También conocidos como Puntos Calientes, son puntos localizados de fundición de superficie provocado por un arco eléctrico.
- Grieta: Hallazgo planar, doble dimensional con desplazamiento de las superficies fracturadas.
- Hallazgo: Señal generada por examinación no destructiva, de una anomalía, cambio en el espesor nominal de pared, camisa, magneto referencial, accesorios de la tubería, incluyendo tees, escapes, válvulas, ánodos, soportes externos, conexiones a tierra, conchas de reparación y conexiones CP.

- Hallazgo de Construcción: Rasgo desarrollado durante la manufactura, transporte o construcción de la tubería, puede incluir anomalías en la soldadura, golpes de arco o abolladuras.
- Hallazgo de Pared Media: Cualquier hallazgo que no llega ni a la superficie interna ni externa de la tubería.
- Hallazgo de Pérdida de Metal: Área de la tubería con una reducción de espesor medible.
- Hallazgo de procesamiento de tubería: Rasgo desarrollado durante la manufactura de la tubería, por ejemplo un trecho, laminación, astillado inclusión no metálica, marca de enrollado y anomalías en la soldadura.
- Hallazgo de Soldadura: Hallazgo en el cuerpo o la zona afectada de una soldadura.
- Línea: Sistema de tuberías y otros compuestos utilizados para la transportación de fluidos entre (pero excluyendo) plantas. Una línea se extiende desde la trampa de PIG (incluyendo esta última) o, si no existe trampa de PIG, hasta la primera válvula de aislamiento dentro de los límites de la planta.
- PIG: Dispositivo conducido a través de una línea de tubería por el flujo de un fluido, para realizar diversas actividades

internas (dependiendo del tipo de PIG) tales como separación de fluidos, limpieza o inspección de la línea.

- PIG Inteligente: PIG capaz de desarrollar una inspección no destructiva.
- Precisión de Medición: Es dada por el intervalo dentro del cual un porcentaje de todas las pérdidas de metal será medido. Este porcentaje es tomado como un nivel de confianza.
- Probabilidad de Detección: Probabilidad de que un hallazgo sea detectado por el PIG inteligente
- Trampa de PIG: Conocida también como trampa de rascadores es un elemento subordinado a los equipos de línea, compuesto de tuberías y válvulas, cuya utilidad es la introducción o remoción de PIG en una línea.
- Umbral de Detección: Mínima pérdida de metal detectable.
- Umbral de Medición: Profundidad de la pérdida de metal o espesor de pared remanente del cual el ancho "W" y la longitud "L" del defecto son medidas.
- Umbral de Reporte: Parámetro que define si una pérdida de metal es o no reportada. El parámetro puede ser un valor limitante en la profundidad de la pérdida de metal, o puede

ser una función de profundidad – ancho – longitud del hallazgo de pérdida de metal.

- Zona afectada por calor: Área alrededor de una soldadura en donde las características metalúrgicas son alteradas por el incremento en la temperatura que se presenta en el proceso de soldadura. Es considerado dentro de  $3A$  de la línea central de soldadura, donde "A" es el parámetro geométrico relacionado con el espesor de pared.

#### Parámetros Geométricos

Los parámetros geométricos de los hallazgos de pérdida de metal son: longitud "L", ancho "W", profundidad "d" y el espesor de pared referencial. Los puntos de inicio y de final de un hallazgo de pérdida de metal son determinados por el umbral de medición, como se indica en la siguiente figura.

La longitud "L" de un hallazgo de pérdida de metal está dada por su longitud proyectada en el eje longitudinal de la tubería. El espesor "W" está dado por la longitud proyectada en la circunferencia de la tubería. El umbral de medición puede ser

ubicado al mismo nivel del umbral de detección o a otro nivel independiente, variando esto de acuerdo a las características de la tubería.

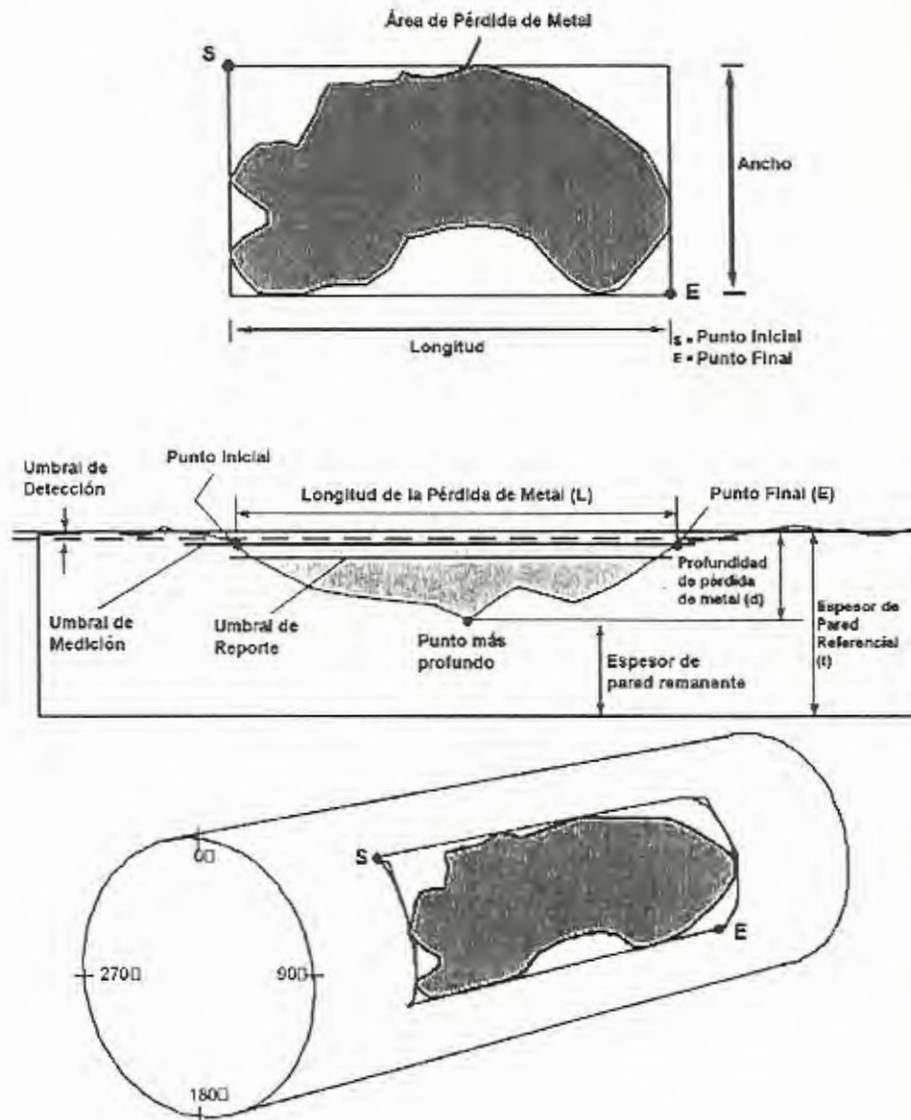


FIGURA 1.14. UBICACIÓN Y DIMENSIONES DE HALLAZGOS DE PÉRDIDA DE METAL

La profundidad de la pérdida de metal "d" es determinada como la máxima pérdida de pared en un hallazgo de pérdida de metal y puede ser presentado como una profundidad desde, o como un porcentaje del espesor de pared referencial.

El parámetro geométrico "A" esta relacionado con los métodos NDE de la siguiente manera:

Si  $t < 10$  mm entonces  $A = 10$  mm

Si  $t \geq 10$  mm entonces  $A = t$

#### Categorización de Hallazgos de Pérdida de Metal

Los hallazgos de pérdida de metal están clasificados en:

- Hallazgos de Procesado
- Hallazgos de Construcción
- Escopleado (Gouging)
- Corrosión

Las capacidades de medición de las técnicas NDE dependen de la geometría de la pérdida de metal. Las clases geométricas de pérdidas de metal se definen como se observa en la siguiente tabla y figura, para permitir una propia especificación de las capacidades de medición del PIG inteligente. Cada clase de hallazgos permite un amplio rango de configuraciones. Dentro de cada configuración es definido un punto de referencia con un POD específico.

TABLA 4  
TIPOS DE PÉRDIDAS DE METAL

Tipo de Pérdida de Metal	Definición	Punto Referencial para POD en términos de L x W
General	$\{[W \geq 3A] \text{ y } [L \geq 3A]\}$	4A X 4A
Agujamiento	$\{([1A \leq W < 6A] \text{ y } [1A \leq L < 6A] \text{ y } [0.5 < LW < 2]) \text{ y no } ([W \geq 3A] \text{ y } [L \geq 3A])\}$	2A x 2A
Estriamiento axial	$\{[1A \leq W < 3A] \text{ y } [L/W \geq 2]\}$	4A x 2A
Estriamiento Circunferencial	$\{[L/W \leq 0.5] \text{ y } [1A \leq L < 3A]\}$	2A x 4A
Agujero Mínimo	$\{[0 < W < 1A] \text{ y } [0 < L < 1A]\}$	$\frac{1}{2}A \times \frac{1}{2}A$
Acanalamiento Axial	$\{[0 < W < 1A] \text{ y } [L \geq 1A]\}$	2A x $\frac{1}{2}A$
Acanalamiento Circunferencial	$\{[W \geq 1A] \text{ y } [0 < L < 1A]\}$	$\frac{1}{2}A \times 2A$

El cliente puede requerir que el POD sea especificado como una curva de POD constante y L en un gráfico en el cual los ejes son d y W. Valores recomendados para POD son 90% y ( $L=A$  y/o  $L=3A$ ).

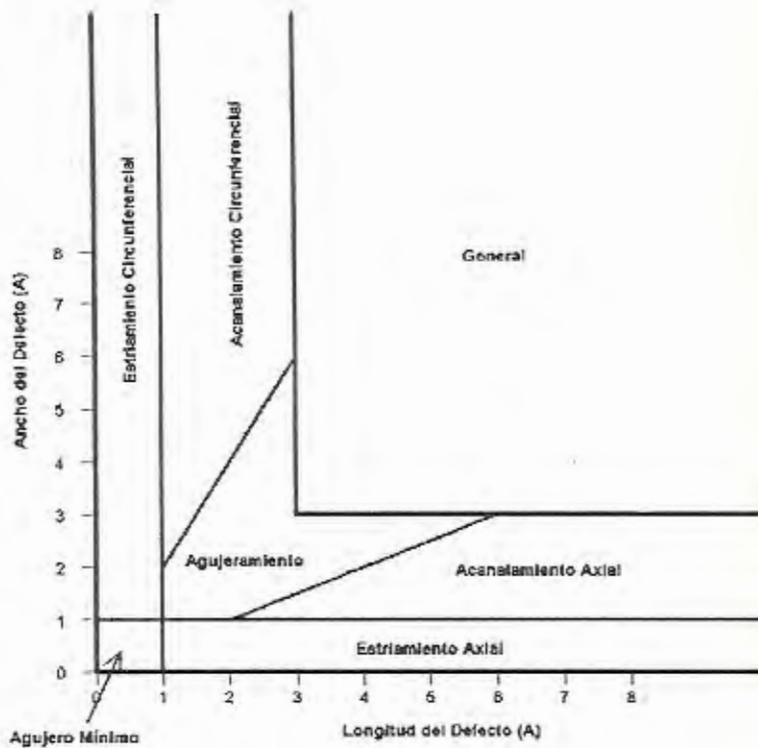


FIGURA 1.15. REPRESENTACIÓN GRÁFICA DE TIPOS DE HALLAZGOS DE PÉRDIDA DE METAL

Para obtener una representación estadística de las mediciones, se deberá asumir una distribución uniforme de longitud, ancho y

profundidad para cada tipo de pérdida de metal. El punto de referencia es aquel en el cual la POD es especificada.

#### Categorización de hallazgos de grietas

En algunos casos, el alcance del trabajo de inspección puede incluir la detección de agrietamiento adicionalmente a la detección de pérdida de metal. Al ser éste el caso, el agrietamiento debe ser categorizado:

- Agrietamiento en la circunferencia de la soldadura
- Agrietamiento en la costura longitudinal de la soldadura
- Agrietamiento por corrosión de fatiga (SCC)
- Agrietamiento inducido por hidrógeno (HIC)

Resolución de Parámetros de Medición

TABLA 5

RESOLUCIÓN DE PARÁMETROS DE MEDICIÓN

Definición	Unidades Métricas	Unidades Imperiales
Distancia Logarítmica	0.001 m	pies y pulgadas
Longitud y Ancho del hallazgo	1 mm	0.1 pulgada
Profundidad del Hallazgo	0.1 mm o 1%	0.01" o 1%
Espesor de pared referencial	0.1 mm o 1%	0.01" o 1%
Orientación	1° or 15 minutos	15 minutos
ERF	0.01	0.01
Campo Magnético H	1 Am <sup>-1</sup>	Oersted
Distancia de muestreo axial	0.1 mm	0.01 pulgadas
Espaciamiento del sensor circunferencial	0.1 mm	0.01 pulgadas
Velocidad de la herramienta	0.1 m/seg	0.1 ft/seg
Temperatura	1 °C	°F
Presión	0.01 MPa	Psi

### Factor Estimado de Reparación

El factor Estimado de Reparación es definido:

$$\text{ERF} = \text{MOP} / P_{\text{seguridad}}$$

Donde MOP es la máxima presión operativa y  $P_{\text{seguridad}}$  es la presión operativa de seguridad determinada mediante un método de valoración de hallazgos de pérdida de metal

### Especificaciones de la Herramienta

Las especificaciones de la herramienta deben incluir:

- Rango de espesor de pared
- Campo Magnético H en  $\text{Am}^{-1}$  como función del espesor de pared (solo para MFL PIGs)
- Rango de velocidad
- Rango de temperatura

- Presión Máxima
- Presión Máxima para líneas de gas
- Mínimo Radio de Curvatura
- Mínimo Diámetro Interno
- Longitud, peso y número de cuerpos de la herramienta
- Mínima longitud de tubería que puede ser inspeccionada en una corrida
- Frecuencia o distancia del muestreo axial
- Espaciamiento Nominal Circunferencial del sensor
- Precisión de localización de los hallazgos con respecto a la soldadura anterior, al marcador anterior, y la orientación en la línea.

Si la herramienta es capaz de detectar grietas, la siguiente información debe ser proveída:

- Profundidad y Longitud Mínima para la detección de una grieta.
- Nivel de Confianza para la mínima grieta a ser detectada.

- Precisión del dimensionamiento de la longitud y profundidad de grietas.
- Nivel de Confianza para las funciones de dimensionamiento.

### Requerimientos de Reporte

El reporte de campo deberá contener una declaración del contratista referente a la calidad de la corrida de inspección. Se deberá incluir la siguiente información:

- Información Operacional de la Herramienta
- Libro de Linea
- Lista de Hallazgos
- Sumario e Información Estadística
- Hojas de Defectos Valorizados (Hard Copy)
- Método de Valoración de Defectos



### Información Operacional de la Herramienta

Adicionalmente a las especificaciones de la herramienta de debe proveer los siguientes datos operacionales:

- Frecuencia o distancia de recolección de información
- Umbral de Detección
- Umbral de Reporte, usualmente considerado como 90% POD.
- Ploteo de la velocidad de la herramienta a través de la línea
- En caso de PIG MFL, campo magnético
- En caso de PIG ultrasónico, estadísticas de pérdidas de eco

Se debe incluir además si la herramienta ha funcionado de acuerdo a las especificaciones. De debe detallar los puntos en los que las especificaciones de medición no han sido alcanzadas.

SPOM

### Libro de Línea

- Numeración de todos los acoples y listado de soldaduras circunferenciales en distancia absoluta
- Listado de la longitud de cada acoplamiento
- Listado de todas las instalaciones de la línea: aditamentos, válvulas, tees, marcadores, puntos de protección de catódica, etc.

La numeración de acoples debe empezar en el primer acople luego de la primera válvula de línea. La posición cero de la distancia absoluta debe ser el punto cero de la primera válvula.

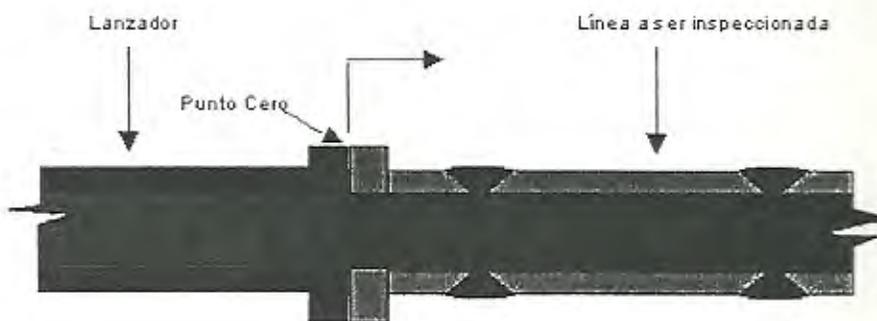


FIGURA 1.16. REPRESENTACIÓN DE PUNTO CERO EN  
LÍNEA

Adicionalmente, se debe incluir:

- Distancia Absoluta en metros.
- Número de Acople con distancia absoluta.
- Longitud del Acople en metros.
- Descripción de la Instalación.

#### Lista de Hallazgos

Todos los hallazgos con dimensiones sobre el umbral de reporte en 90% POD, deben ser reportados en una Lista de Hallazgos conteniendo los siguientes campos:

- Distancia Absoluta
- Número de Acople
- Espesor de Pared Nominal, o Referencial
- Descripción del Hallazgo
- Distancia Relativa
- Orientación

- Longitud del Hallazgo
- Ancho del Hallazgo
- Profundidad del Hallazgo
- Localización Interna / Externa

La información sumariada y estadística requerida debe ser determinada en acuerdo con el cliente.

Se deben elaborar hojas de defectos valorizados o Hard Copies, para los 10 hallazgos más relevantes de cada línea inspeccionada, incluyendo la impresión del software de análisis, y la información incluida en la lista de hallazgos para cada uno.



## 1.5 Sistema de Inspección Interna Ultrasónica PipeScan

PipeScan es un sistema de inspección modular que puede contener herramientas de inspección visuales y ultrasónicas. Durante la inspección, la herramienta es conectada mediante un umbilical a una computadora para la recolección y control de información. Al ejecutarse la inspección, la información recibida es presentada en formatos de scan C, D y B para análisis simultáneo, estos formatos de scan serán detallados más adelante. El cliente puede entonces preparar acciones inmediatas que podrán ser iniciadas al terminar la inspección. El sistema puede ser usado en diversos tamaños de tuberías, en costa y ultramar, bajo el agua, o subterráneo, dentro de un rango de 10 a 121 centímetros (4 a 48 pulgadas). La extensión de tubería que puede ser inspeccionada depende de la longitud del umbilical y del número de ángulos por los que se deba recorrer

La herramienta ultrasónica consiste de varios módulos, el primero alberga el suministro de energía y los componentes electrónicos, que decodifican las señales desde la computadora y devuelve la señal preprocesada y digitalizada de cada sensor. Los otros

módulos contienen bien los componentes electrónicos de transmisión y recepción, o los sensores en el módulo portador de éstos (anillo).

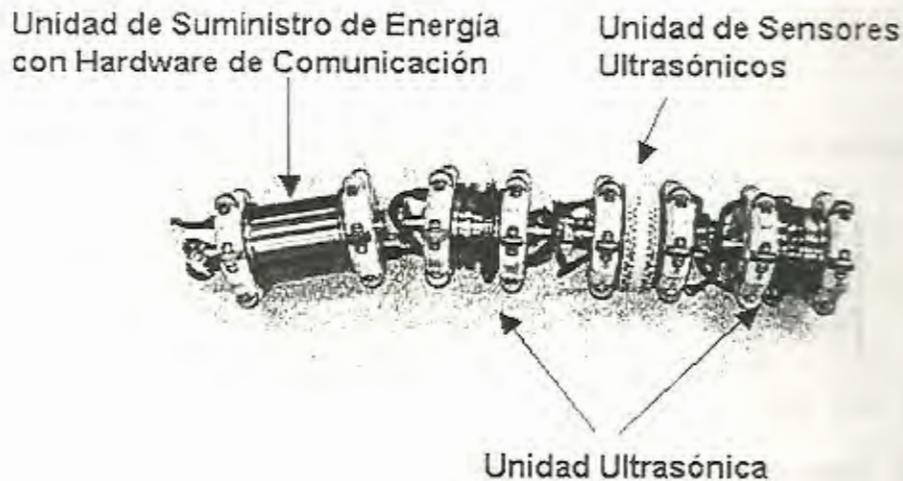


FIGURA 1.17. SCANNER PARA LÍNEA DE 25 CENTÍMETROS

Para utilizar la técnica ultrasónica, un medio líquido como el agua es requerido para el desplazamiento de la señal desde el sensor hacia la pared y de regreso.

El umbilical cubre la comunicación lógica y computarizada, funciones de inspección (en formato digital) y suministro de energía. La estación remota incluye los sistemas de control y almacenamiento de información, procesamiento y visualización.

La información de la inspección es presentada en línea, a colores y es almacenada para análisis posterior.

### Propulsión

Para la propulsión de la herramienta PipeScan, se puede utilizar uno de los siguientes tres métodos:

- El primer método está basado en el bombeo de la herramienta usando PIGs tradicionales, de tipo mandril, de espuma, o una combinación de PIGs y flujo-presión de un fluido para la propulsión.
- El segundo método es un PIG motorizado diferencial. Una bomba es montada en el PIG, la cual bombea fluido desde el frente del PIG hacia la parte posterior para establecer un diferencial de presión, y viceversa.
- El tercer método consiste en una oruga de aire (air driven crawler), que tira de la herramienta dentro de la línea. Para la recuperación de la herramienta, el umbilical y la oruga trabajan conjuntamente.



### Módulo Ultrasónico

El módulo ultrasónico es el elemento principal de la herramienta de inspección. Los diferentes módulos albergan la electrónica del arreglo de sensores ultrasónicos.

El número de sensores, diámetro, frecuencia y enfoque de éstos es determinado de acuerdo al diámetro de la línea y la velocidad axial requerida. La secuencia de disparo de cada sensor, en combinación con la velocidad ultrasónica del medio de contacto, metal de la línea y la resolución axial requerida, determinan la velocidad axial a ser empleada.

### Sensores

Los sensores transmiten pulsos ultrasónicos a través del fluido de acople y a través de la pared de la línea, en donde son reflejados tanto a la pared interna como a la pared externa. La reflexión de discontinuidades hace posible la recolección de mediciones de distancias del fluido de acople o reserva (stand-off) para establecer diámetro interno y condición de la superficie interna.

Permite adicionalmente mediciones residuales de espesor de pared y medición de la extensión de cualquier defecto volumétrico y laminaciones.

Para los diámetros entre 40 y 121 centímetros (16 y 48"), el sistema puede contener hasta 256 sensores ultrasónicos, en bloques de 64, en uno o dos anillos, donde los sensores son equitativamente distribuidos alrededor de la circunferencia. Para los diámetros entre 25 y 40 centímetros (10 y 16"), el sistema puede contener hasta 128 sensores. Las herramientas de 4, 6 y 8 pulgadas contienen 64 sensores.

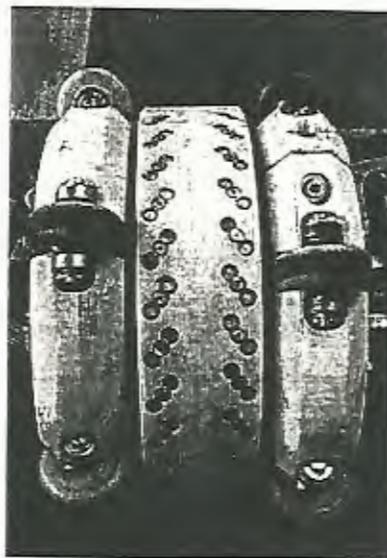


FIGURA 1.18. ANILLO DE SENSORES PARA LÍNEA DE 25  
CENTÍMETROS

### Enfoque

Las caras de los sensores son localizadas aproximadamente a 25 mm de la pared interna de la línea. Los sensores tienen una distancia de enfoque entre 20 y 35 mm en agua, esto, con una abertura de agua de 30 mm permite un punto de enfoque de 7.5 mm en acero, lo que significa que el punto de enfoque es cercano a la pared posterior y ligeramente dependiente del espesor de pared de la línea y que tan bien sea colocada la herramienta en la línea.

### Distancia de muestreo

Los sensores son disparados secuencialmente. La frecuencia de esta secuencia es regulable dentro del rango de 0 a 9999 disparos por segundo para obtener una cobertura óptima. Con el propósito de limitar la cantidad de información, un filtro axial es colocado. Este filtro selecciona la menor lectura de espesor de pared de cada canal dentro de una distancia axial predeterminada, el filtro puede también determinar la distancia promedio dentro de una distancia predeterminada, esta distancia,



con un mínimo de 1 mm, es establecida por la computadora remota y es basado en las lecturas del odómetro que tiene la herramienta. Un odómetro mide la longitud axial, la cual permite conocer la posición de la información recopilada.

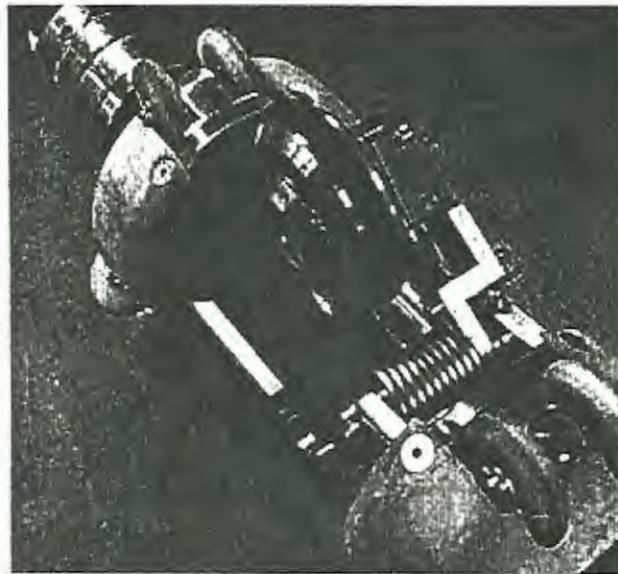


FIGURA 1.19. ODÓMETRO PARA PIG UMBILICAL DE INSPECCIÓN

Las señales de los sensores son amplificadas y transmitidas de regreso a la computadora de inspección por medio del cable umbilical, donde las señales de cada canal son analizadas individualmente, y las lecturas finales de espesor son entonces presentadas en la pantalla de la computadora en términos de

scan C, B y D. Al mismo tiempo, las lecturas son almacenadas en conjunto con la información de posición y la configuración.

#### Interpretación de la señal

El software, llamado TDScan es basado en Windows, y realiza un doble chequeo de toda la información recibida. Para las lecturas de espesores, tres amplitudes son grabadas, la señal de interfase, la primera señal de pared y la segunda señal de pared. Un máximo de 16 amplitudes dentro de un puerto determinado pueden ser almacenadas. Esto permite que el operador al momento del análisis pueda filtrar amplitudes no relevantes. El tiempo que le toma al haz de sonido viajar en el agua antes de golpear la interfase, permite conocer la distancia desde el sensor a la pared interna de la línea, esta es usada para determinar la diferencia entre corrosión interna y corrosión externa.

#### Técnica de Medición

Tres diferentes técnicas pueden ser utilizadas para la medición de espesor:

- Medición de espesor en modo TX.
- Medición de espesor usando disparador de interfase.
- Medición de espesor usando disparador de interfase y medición entre el eco de la primera y segunda pared.

La primera técnica utiliza un puerto electrónico que detecta la señal de interfase. La longitud de ésta es dada en mm, asumiendo que el fluido de acople es agua, esta debe ser indicada de acuerdo a la distancia nominal entre la cara del sensor y la superficie interna de la línea. Un puerto de defectos (flaw gate) es también instalado. La posición inicial de éste está relacionada con la señal de interfase, mientras que la longitud se determina de acuerdo al espesor de pared esperado y la velocidad del sonido en acero.

Al usar la técnica número 2, un puerto es colocado dentro del área donde se espera detectar la señal de interfase. Cualquier señal que aparezca dentro de esta ventana, con amplitud mayor a la barrera, será detectada como el pulso de la superficie interna. Un puerto de defectos es instalado de igual forma que en la técnica 1.

La técnica número 3 requiere que el espesor de pared sea determinado basado en la distancia desde el primer al segundo eco de pared. Aparte de esto, la técnica funciona de manera similar a la anterior.

En cada una de las técnicas, una curva distancia – amplitud DAC, filtros, y puertos de defectos pueden ser instalados para cada sensor individual.

En algunos casos puede ser interesante medir el calibre de la tubería. PipeScan tiene la opción de medir la distancia desde la cara de cada sensor hasta la pared interna de la línea. Teniendo en consideración que los sensores están montados en un anillo, el calibre puede ser reconstruido en términos del intervalo de medición de agua para cada sensor.

Utilizar esta técnica en conjunto con cualquiera de las técnicas anteriores, puede simplificar la evaluación de cualquier hallazgo cuando se requiere determinar si el hallazgo está localizado en la pared interna o externa de la línea. A continuación se puede observar el principio utilizado por PipeScan.

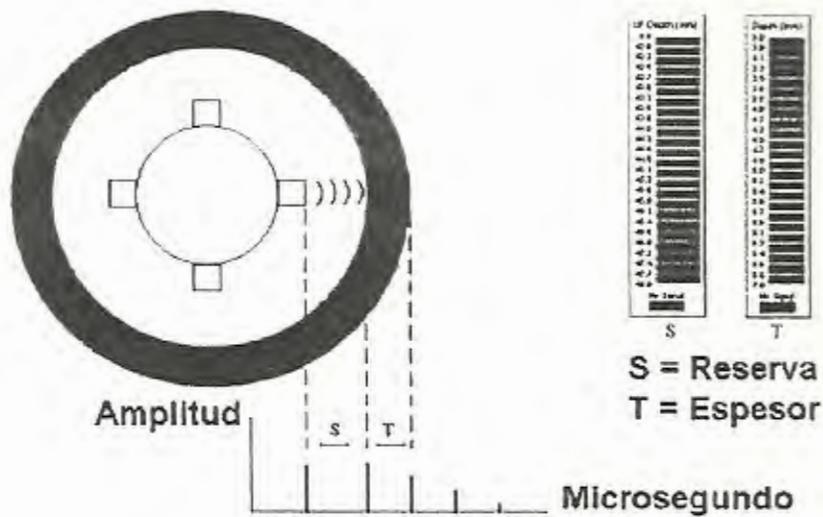


FIGURA 1.20. PRINCIPIO DE MEDICIÓN UTILIZADO POR PIPESCAN

### Umbilical

El umbilical consiste de dos hasta cuatro cables de fibra óptica para transmisión de información y dos o más cables de cobre para suministro de energía. La información digital transferida vía fibra óptica no es influenciada por ruidos, lo que permite la utilización de cables más extensos. La velocidad de la información a través de la fibra óptica es tan alta, 2,5 Mb/seg que permitiría que la herramienta inspeccione a la misma velocidad

que un PIG inteligente de desplazamiento libre, si no existieran limitaciones como la velocidad del propulsor.

Los umbilicales para PipeScan tienen una extensión de hasta 6 Km. En la siguiente figura se observa una wincha con umbilical típica para este sistema.

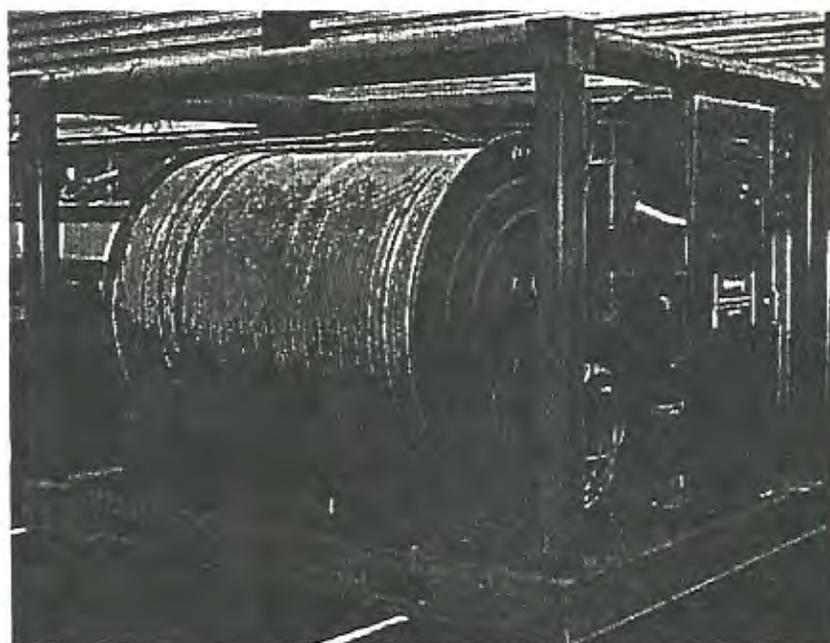


FIGURA 1.21. WINCHA CON CABLE DE FIBRA ÓPTICA

Información Técnica

- |                                |  |
|--------------------------------|--|
| 1. Longitud de la herramienta  | Hasta 6 metros incluyendo el PIG de propulsión   |
| 2. Peso                        | Desde 50 hasta 500Kg dependiendo del sistema de propulsión   |
| 3. Velocidad de operación      | 1 – 10 m/min dependiendo del sistema de propulsión, número de canales y requerimientos de resolución |
| 4. Máxima profundidad del agua | Hasta 350 m  |
| 5. Radios de giro              | Mínimo 1.5D  |
| 6. Constricción                | Hasta 10% del OD diámetro externo nominal  |
| 7. Temperatura                 | Máximo 45 grados Celsius   |



8. Condiciones de operación	de	Miembros sumergidos
9. Rangos de inspección	de	Umbilical de 300 m Umbilical de 1000 m Umbilical de 2000 m Umbilical de 3000 m Umbilical de 4500 m Umbilical de 6000 m
10. Espesor de pared de línea		> 2 mm espesor
11. Exactitud en la medición de espesor	en la	+/- 0,3 mm (teórica +/-0,1 mm)
12. Exactitud en el posicionamiento axial	en el	< 0,5 %
13. Exactitud en el dimensionamiento	en el	+/- 0,5 tamaño de incremento de pasos en la dirección axial

		+/- 0,5 distancia de separación de sensores fijos en la dirección circunferencial
		+/- 0,5 tamaño de incremento de pasos en los sensores giratorios en la dirección circunferencial
14. Detalles del decodificador: resolución	del	Mínimo 1 mm
15. Detección de corrosión	de	Corrosión Interna y Externa
16. Cobertura de inspección	de	Hasta 100% del área proyectada
17. Mínima perforación detectable		4 mm sistema normal, 1 mm en alta resolución
18. Rango de calibre de línea		De 10 a 121 cm (4 a 48")

19. Número de sensores	10 – 20 centímetros, 64 sensores
	25 – 40 centímetros, hasta 128 sensores en módulos de 32 o 64 canales
	30 – 86 centímetros hasta 256 sensores en módulos de 32, 64 y 128 canales
	91 – 121 centímetros, 256 sensores en módulos de 128 canales
20. Frecuencia ultrasónica operativa	5 – 7.5 MHz (Teórica 2 – 20 MHz)
21. Frecuencia de repetición de pulsos	0 – 9999 (39 Hz por sensor en 256 canales)

### Resultados de la Inspección por PipeScan

Como se indicó previamente, mediante la utilización de PipeScan, la obtención de la información es en tiempo real, es decir, que de manera simultánea, mientras la herramienta realiza la inspección, el operador recibe la información, de esta manera se pueden tomar acciones inmediatas. Una vez finalizada la inspección, se realiza un análisis más profundo, para establecer los datos específicos de cada hallazgo.

Durante el análisis de la información recolectada, cada hallazgo recibe un número de identificación; cada sección entre dos hallazgos es analizada independientemente; todos los hallazgos relevantes son descritos detalladamente. Se elabora un reporte conocido como Libro de Línea o Pipe Book con la siguiente información:

- Número de Soldadura
- Número de Objeto
- Número de Defecto

- Distancia Relativa, entre dos hallazgos
- Distancia Absoluta, desde el punto de lanzamiento
- Comentarios, descripción del objeto o defecto
- Localización Interna / Externa del defecto
- Espesor de Pared Mínimo
- Espesor de Pared General, dentro de una sección
- Ancho del Defecto, longitud radial
- Longitud del Defecto, longitud axial

#### Hojas de Defectos

Adicionalmente a la tabla con las especificaciones de los resultados, se generan imágenes del software de análisis, el propósito de estas es identificar los defectos más relevantes en cada línea inspeccionada. Los resultados son presentados en términos de Scan C, D y B, como se explica a continuación:

### Interpretación Gráfica Scan C, D y B

- Scan C muestra todas las mediciones en dos ejes, vertical y horizontal. El vertical representa la posición longitudinal dentro de la línea, y el horizontal representa los grados alrededor de la circunferencia.

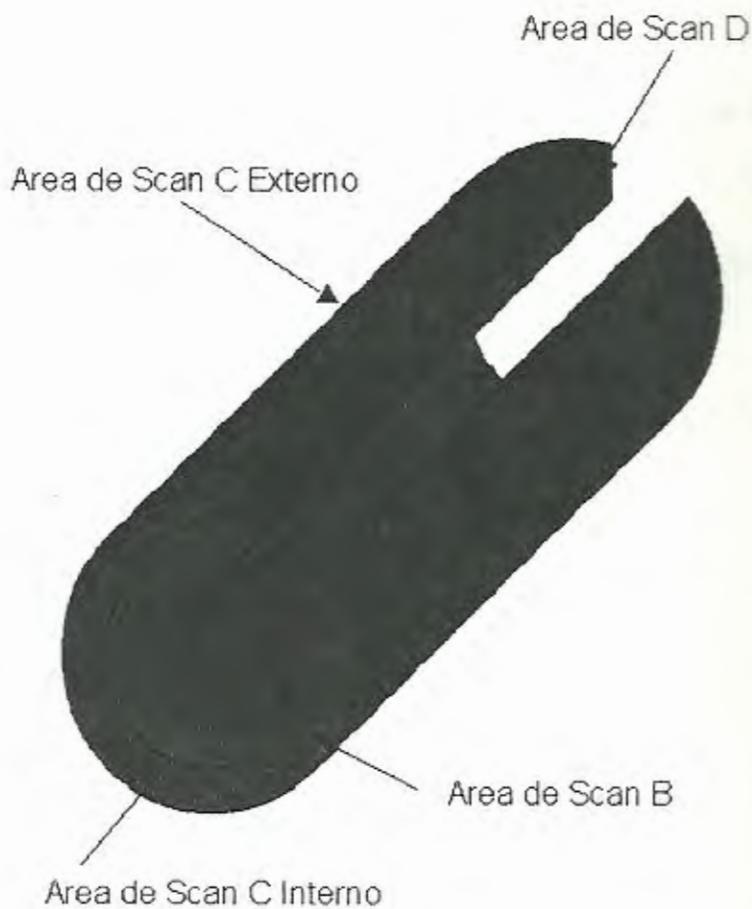


FIGURA 1.22. AREAS DE SCAN C, D Y B

- Scan B muestra todas las lecturas alrededor de la circunferencia para un posición axial específica.
- Scan D muestra todas las lecturas para un trazo particular a lo largo de los ejes

### Interpretación Gráfica de Áreas Externas

- Scan C, en el modo de espesor de pared muestra la distancia entre la reflexión desde la pared interna y desde la pared externa. En este modo, todas las áreas que representan adelgazamiento de la línea, serán detectadas.
- Scan B, en el modo de espesor de pared muestra todas las lecturas de espesor alrededor de la circunferencia.
- Scan D, es la reunión de varios píxeles donde cada píxel tiene asignado un color de acuerdo al espesor medido en esa área específica.

En las siguientes figuras, las áreas coloreadas de rojo y amarillo representan corrosión. Usando Scan C, B y D, y la ventana del cursor, el operador puede medir la extensión de la corrosión.

## CAPÍTULO 2

### 2. GESTIÓN DE UN PROYECTO DE INSPECCIÓN INTERNA DE LÍNEAS SUBMARINAS

En el presente capítulo se realizará el desarrollo de la gestión de un proyecto de inspección interna realizado por la compañía noruega PSL: la inspección ultrasónica interna de las líneas submarinas del Terminal Petrolero Esmeraldas de Petroindustrial.

Existen a nivel mundial alrededor de 60 compañías que ofrecen servicios de limpieza y/o inspección interna para líneas, el 75% de estas se limita a la limpieza, de las 15 restantes, 10 prestan servicios de inspección exclusivamente para "Piggable Lines" (líneas con características para ser inspeccionadas). Pero solo 5 compañías ofrecen una nueva alternativa para todas aquellas líneas que no cumplen con las condiciones requeridas para efectuar en ellas una inspección con PIGs inteligentes, "non-piggable pipelines", aquellas que son de longitudes relativamente cortas, que no cuentan con sistemas de lanzadores o que carecen de sistemas de recepción, líneas de ultramar, entre otras. Estas compañías prestan servicios de inspección interna a aquellas líneas para las que hasta hace 15 años no existían posibilidades de inspección.

Un operador de líneas en cualquier lugar del mundo, determina mediante un sistema de inspección basada en riesgos la necesidad de realizar una inspección interna de su línea para determinar el estado de esta, si la línea es piggable, el operador contactará con una compañía de servicios de inspección tradicional, si la línea es non-piggable, el operador debe contactar con empresas en capacidad de ofrecer una alternativa de inspección.

PSL es una compañía que trabaja dentro del concepto Pipeline Integrity, o Integridad de Línea para "non-piggable pipelines". Su especialidad es el servicio de inspección ultrasónica interna umbilical mediante la herramienta PipeScan.

PSL está clasificada dentro de las empresas proveedoras de servicios, el servicio que realiza es la inspección interna de líneas y este tiene como objeto tangible la entrega de un reporte con la información obtenida de las líneas, a partir de este reporte, el cliente determinará acciones a ser realizadas.

Cada propuesta de trabajo recibida en PSL es un proyecto diferente, cada uno tiene características especiales, los requerimientos para cada línea a ser inspeccionada varían de extremo a extremo, el resultado final es para todas el reporte, pero las metodologías y herramientas a ser utilizadas para el desarrollo de cada trabajo varían en cada ocasión.

Para la gestión de los proyectos se recomienda que PSL desarrolle una metodología como la que se observa a continuación

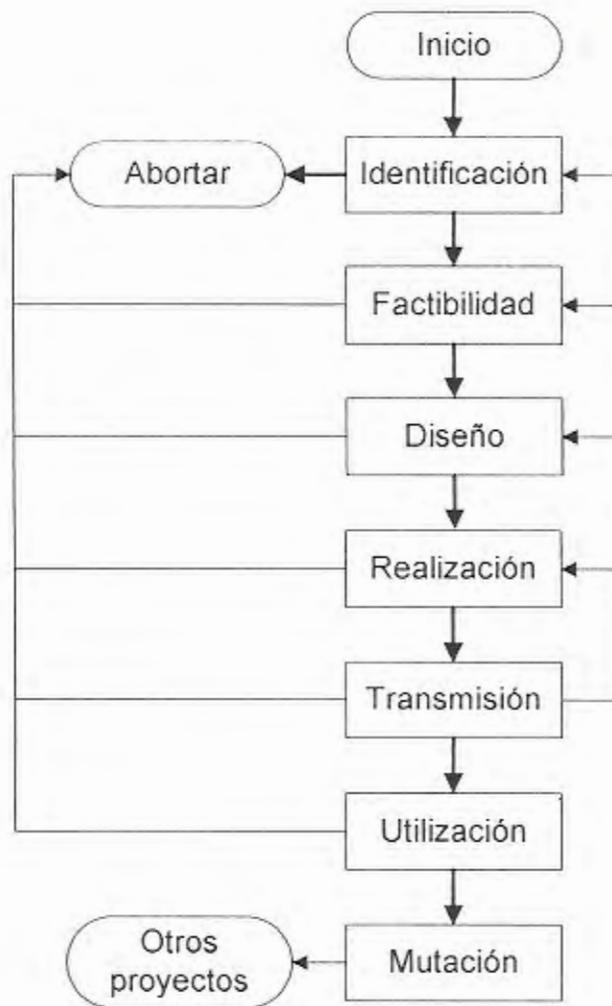


FIGURA 2.1. METODOLOGÍA DEL PROCESO DE GESTIÓN DE PROYECTOS

A continuación se desarrollará la gestión del proyecto de inspección ultrasónica interna de 8 líneas submarinas del Terminal Petrolero Esmeraldas en Ecuador.

## 2.1 Concepción del Proyecto.- Identificación y Factibilidad

En noviembre del año 2000, la contratista fue contactada por el cliente con el propósito de considerar la inspección interna de 7 líneas submarinas de despacho del Terminal Petrolero Esmeraldas (TEPRE) pertenecientes a la Refinería Estatal de Esmeraldas (REE).

Las líneas fueron instaladas hace 27 años por Petroindustrial, filial de Petroecuador, parten desde REE en el Recinto de Trampa de Rascadores, llegan hasta la Estación de Bombeo y Reductora de Presión (EB&R), desde donde se extienden hasta del PLEM submarino, en este punto las líneas son reemplazadas por mangueras que permiten su conexión a los buques tanques, que entregan y/o reciben los diferentes productos derivados de petróleo, al posicionarse en un cuadrilátero ubicado en la superficie.

Se debe mencionar que el sistema de líneas es único para el operador, éste no cuenta con líneas alternativas para el despacho y recepción de los derivados dentro de esta área del



país, lo que las convierte en un punto crítico dentro de sus operaciones.

Durante su vida operativa, en las líneas no se han efectuado operaciones de limpieza interna ni han sido inspeccionadas internamente, por lo que se desconocen los niveles de corrosión existentes y no existe estimación alguna de tasas de crecimiento. A esto se suma el hecho de que el sistema de protección catódica que existía en las líneas, no se encuentra operativo.

Debido a que las líneas han sido expuestas a altas condiciones corrosivas, y con el afán de determinar el estado actual de éstas, los niveles de corrosión, el tiempo de vida remanente, y las posibles condiciones operativas futuras, el operador decidió realizar una inspección interna de las líneas.

Se decidió para esto, la utilización de una metodología que permitiera la mayor cobertura, con los resultados más fiables de acuerdo al tipo de líneas, seleccionándose para esto, de acuerdo a lo descrito en la sección 1.3, la inspección interna por ultrasonido.

Dado que las líneas son submarinas y no existen en el PLEM receptores de PIGs, se decidió la utilización de PIGs umbilicales, lo que presenta una ventaja adicional, que es la posibilidad de la inspección y recolección de información en los dos sentidos, en el viaje del PIG desde el TEPRE hacia el PLEM, y desde el PLEM hacia el TEPRE; lo que permite una mejor observación y análisis de las fallas detectadas.

El operador contrató para este efecto y otros trabajos adicionales a la compañía cliente, la cual estableció el contacto con PSL para determinar el tipo de herramienta a ser utilizada para la inspección, y los requerimientos para ésta operación.

Se decidió utilizar la herramienta umbilical PipeScan, y como medio de propulsión PIGs tradicionales de tipo mandril.

Debido a las características de la herramienta a ser utilizada, las líneas deben ser limpiadas y empaquetadas con agua para lograr la inspección. De acuerdo a la información proporcionada por el cliente, las líneas se definen de la siguiente manera:

TABLA 6

## IDENTIFICACIÓN DE LAS LÍNEAS DEL TEPRE

ID LÍNEA	DIÁMETRO (") (cm)	CEDULA	PRODUCTO TRANSPORTADO	LONGITUD (m)
1	20 (50.8)	40	FUEL OIL	4300
2	14 (35.5)	40	FUEL OIL	4300
3	8 (20.3)	40	KEREX	4300
4	12 (30.5)	40 S	DILUYENTE	4300
5	12 (30.5)	40 S	NAFTA	4300
6	10 (25.4)	40	NAFTA	4300
7	20 (50.8)	40	DESLASTRE	4000

Durante la realización del proyecto, se debió regresar a esta fase de identificación para la consideración de la inspección de la siguiente línea:

TABLA 7

## IDENTIFICACIÓN DE OCTAVA LÍNEA

ID LÍNEA	DIÁMETRO (") (cm)	CEDULA	PRODUCTO TRANSPORTADO	LONGITUD (m)
8	10 (25.4)	40	LPG	4000

En esta fase, se debe considerar si el proyecto encaja dentro de la definición SMART: específico, medible, alcanzable, orientado a los resultados y definido en el tiempo.

**Específico:** Realizar la inspección ultrasónica interna umbilical de las líneas submarinas del TEPRE.

**Medible:** Inspeccionar 8 líneas submarinas de diferentes diámetros con la herramienta PipeScan, de tal manera que se logren conocer los espesores de estas y así determinar el nivel de corrosión existente.

**Alcanzable:** Mediante la creación de sistemas de conexión temporal entre las líneas que permitan la limpieza e inspección de éstas procurando un mínimo de paras al operador y evitando contaminación al ambiente.

**Resultados:** Permitir al operador conocer el estado de las líneas y planificar de estas manera el futuro de sus operaciones.

**Tiempo:** Desde la fase de identificación hasta la utilización, aproximadamente 6 meses.

Es importante además definir los actores del sistema del proyecto:

TABLA 8

## ACTORES DEL SISTEMA DEL PROYECTO

ELEMENTOS	ACTORES
Propietario	Petroindustrial - Petroecuador
Gerente	Gerencia General Petroindustrial
Campeón	Superintendencia General de REE - Petroindustrial
Equipo Técnico	Contratista
Sub-Contratistas	Servicio de Limpieza, Bombeo, Grúas

El alcance del trabajo, por parte del contratista, definido en término de actividades es el siguiente:

- Reconocimiento de Sitio (Site Visit)
- Planificación detallada con el cliente
- Pruebas y preparaciones mecánicas de los equipos
- Pruebas de Calificación de Equipos (con la presencia del cliente si es requerido)
- Transporte del equipo al sitio
- Movilización de personal
- Limpieza de líneas

- Todos los impuestos y tasas relacionadas con el trabajo.
- Trámite de internación temporal de equipos.
- Provisión de visas en Ecuador para el personal del contratista, si fuera requerido.
- Provisión de permisos de trabajo para el personal del contratista.
- Provisión de los dibujos de construcción y as-built de las líneas.
- Provisión de sistemas de radio, teléfono e internet en todas las fases de la operación.
- Preparación del sistema de líneas para la limpieza e inspección, incluyendo la provisión de lanzadores definidos y especificados por el contratista.
- Suministro de agua para las operaciones de limpieza e inspección
- Abastecimiento de agua para la limpieza de las herramientas.
- Trabajo de buzos, y provisión de conexiones entre las líneas en el fondo marino.
- Suministro de energía eléctrica 220V/440V para los equipos.

- Área de oficina en el sitio, para computadoras y equipo de análisis de datos.
- Área de almacenamiento segura con espacio suficiente para los equipos durante las operaciones.
- Servicio de grúa y elevación para los equipos en el punto de entrada a la línea, con capacidad mínima de 10 toneladas.
- Acomodación y alimentación para el personal de la contratista durante el desarrollo de las operaciones.

Cabe destacar que debido a que este tipo de proyecto es bastante intensivo, especialmente en la ejecución en sitio, la disponibilidad y flexibilidad de todas las partes es indispensable durante la operación.

En el Apéndice 1 se observa el cronograma de actividades planificadas para este proyecto, obteniéndose una duración total de 188 días.

## 2.2 Determinación y Diseño

Por la naturaleza del proyecto, existe una imperiosa necesidad de planificación. Un mínimo error en términos de partes faltantes, fallas de equipos, falla en papeles de importación y otros, pueden causar retrasos, incidentes e incluso accidentes, las fallas deben ser evitadas en todos los aspectos, y estudiadas con antelación.

Esta fase está comprendida de dos actividades fundamentales que darán paso al desarrollo del diseño del proyecto en sí:

- Aspectos Preliminares
- Reconocimiento de Sitio

Dentro de aspectos preliminares se encuentran las actividades iniciales de negociación, información de actividades a realizarse y requerimientos. El tiempo a utilizarse en esta fase es para este caso 29 días, 15% de la duración estimada del proyecto, teniendo como tangible la firma del contrato.

TABLA 9

## ACTIVIDADES DE ASPECTOS PRELIMINARES

ACTIVIDAD	DURACION (DIAS)
<b>DETERMINACIÓN - DISEÑO</b>	<b>52.75</b>
<b>Aspectos Preliminares</b>	<b>29</b>
Desarrollar y enviar propuesta a cliente	3
Aceptar propuesta por cliente	4
Desarrollar contrato	7
Aceptación / Firma de contrato	4
Preparar borrador de listado de equipos	2
Preparar borrador de procedimientos	2
Preparar borrador de cronograma	2

El reconocimiento de sitio comprende un grupo de actividades realizadas en conjunto entre el contratista, el cliente y el operador, permite a las partes conocer en mayor grado la realidad de las líneas, infraestructura existente, posibles disminuciones de diámetro, interferencias, alternativas de solución, características de los equipos, alternativas de instalación, entre otros. El reconocimiento de sitio tiene características administrativas y técnicas, por esto se requiere la presencia del siguiente personal por parte de la contratista:

PLEM nuevo, 301 m; es decir, que desde el TEPRE hasta el PLEM nuevo, las líneas tienen una longitud aproximada de 4380 m.

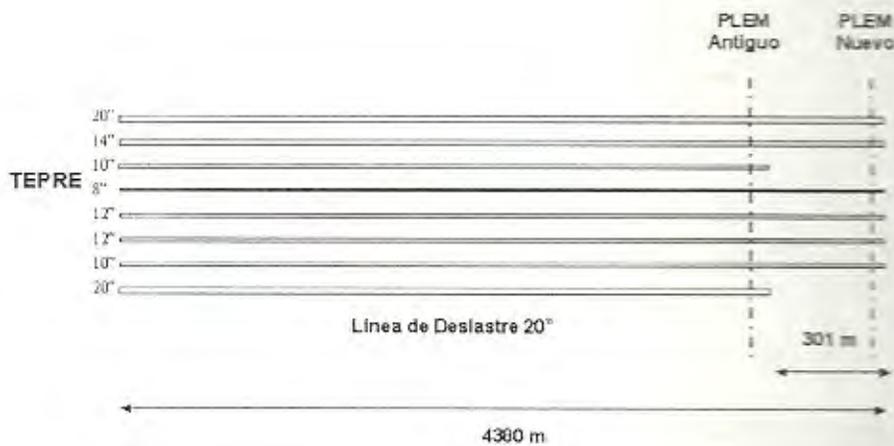


FIGURA 2.3. ESQUEMA GENERAL DE LA TRAYECTORIA DE LAS LÍNEAS, VISTA SUPERIOR

Para la inspección se requiere la existencia de trampas de rascadores; idealmente, los sistemas de líneas a ser inspeccionados deberían contar con lanzadores receptores como el mostrado a continuación, desafortunadamente estos no se encuentran siempre, especialmente cuando se solicita la inspección de un tramo, y no toda la extensión de la línea.

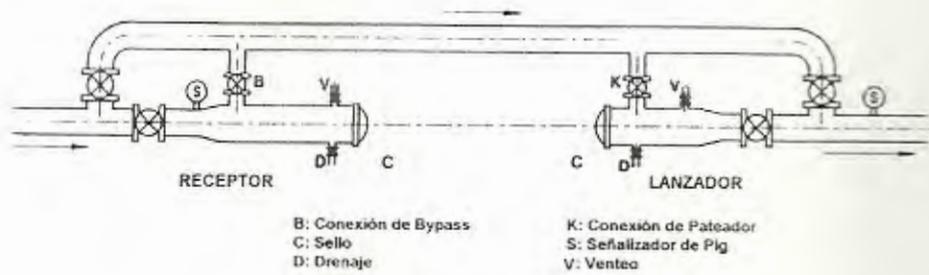


FIGURA 2.4. LANZADOR Y RECEPTOR DE PIG

En el caso actual, las líneas cuentan con trampas de rascadores en la REE, pero el tramo a ser inspeccionado es el submarino, por lo que se descarta el uso de las trampas existentes, por esto es necesario el uso de lanzadores de construcción propia. Para este efecto, el contratista cuenta con lanzadores y carretes propios como los observados a continuación:



FIGURA 2.5. CARRETES PARA PIGS

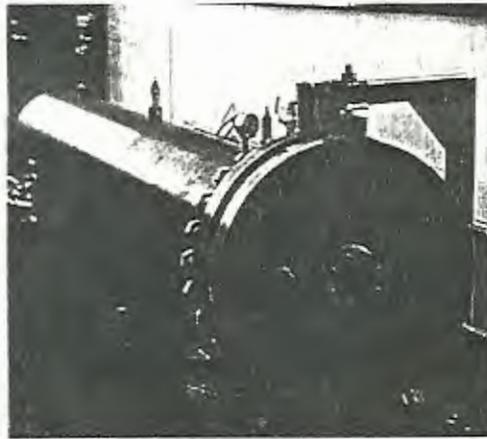


FIGURA 2.6. LANZADOR / RECEPTOR DE PIG INTELIGENTE

En esta ocasión, debido a la distancia entre la ubicación actual de los lanzadores y el sitio donde son requeridos, Noruega – Ecuador, los costos de movilización hacen que la transportación de los lanzadores ser prohibitiva, es por esto que en acuerdo con el cliente, se decide realizar la construcción de los lanzadores en sitio, delegándose esta actividad al cliente, quien subcontratará el personal necesario para la construcción e instalación de los mismos, de acuerdo a planos proveídos por el contratista.

Se pudo observar que las líneas se encuentran distribuidas como se observa a continuación:

considerada como un proyecto independiente, por lo que no será detallada en el presente trabajo. Su relevancia se limita al grado de limpieza requerido en las líneas previo al inicio de las actividades de inspección.

En esta fase la siguiente información es conocida:

#### Línea No. 1

Su nombre oficial es Fuel Oil, el producto transportado es Fuel Oil, la dirección de bombeo es desde el TEPRE hacia buque tanque. Tiene un diámetro de 50.8 cm (20") con cédula 40, grado ANSI B31.3/4, se extiende desde la REE hasta el PLEM nuevo, a ser inspeccionada desde el TEPRE hasta el PLEM nuevo, extensión aproximada 4380 m con secciones de 12 m de longitud, con costura. No existen codos ni ángulos.

#### Línea No. 2

Su nombre oficial es Return Fuel Oil, no operativa posterior a un accidente en 1997. Tiene un diámetro de 35.5 cm (14") con

cédula 40, grado ANSI B31.3/4, se extiende desde la REE hasta el PLEM nuevo, donde termina en una brida ciega de 14", se estima que la línea se encuentra empaquetada con fuel oil. Se extiende desde REE hasta el TEPRE, a ser inspeccionada desde el TEPRE hasta el PLEM nuevo, extensión aproximada 4380 m con secciones de 12 m de longitud, con costura. No existen codos ni ángulos. Previo a la inspección, se requiere la remoción del producto sedimentado sin provocar derrames en el ambiente circundante, agua marina.

### Línea No. 3

Su nombre oficial es Jet Fuel 1, el producto transportado es Kerex, diesel o diluyente de acuerdo a las necesidades operativas, la dirección de bombeo es desde buque tanque hacia el TEPRE. Trabaja en forma paralela con la línea 4. Tiene un diámetro de 20.3 cm (8") con cédula 40, grado ANSI B31.3/4. se extiende desde la REE hasta el PLEM nuevo, a ser inspeccionada desde el TEPRE hasta el PLEM nuevo, extensión

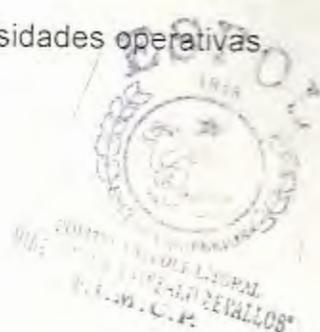
aproximada 4380 m con secciones de 12 m de longitud, sin costura. No existen codos ni ángulos.

#### Línea No. 4

Su nombre oficial es Kerosén - Diesel 2, el producto transportado es diluyente o diesel de acuerdo a las necesidades operativas. la dirección de bombeo es desde buque tanque hacia el TEPRE. Trabaja en forma paralela con la línea 3. Tiene un diámetro de 30.5 cm (12") con cédula 40S, grado ANSI B31.3/4, se extiende desde la REE hasta el PLEM nuevo, a ser inspeccionada desde el TEPRE hasta el PLEM nuevo, extensión aproximada 4380 m con secciones de 12 m de longitud, sin costura. No existen codos ni ángulos.

#### Línea No. 5

Su nombre oficial es Gasolina Extra, el producto transportado es nafta, diesel y diluyente de acuerdo a las necesidades operativas.



la dirección de bombeo es desde buque tanque hacia el TEPRE y desde el TEPRE hacia el buque tanque. Trabaja en forma paralela con la línea 6, o en forma individual. Tiene un diámetro de 30.5 cm (12") con cédula 40S, grado ANSI B31.3/4, se extiende desde la REE hasta el PLEM nuevo, a ser inspeccionada desde el TEPRE hasta el PLEM nuevo, extensión aproximada 4380 m con secciones de 12 m de longitud, sin costura. No existen codos ni ángulos.

#### Línea No. 6

Su nombre oficial es Retorno Productos Blancos, el producto transportado es nafta, diesel y diluyente de acuerdo a las necesidades operativas, la dirección de bombeo es desde buque tanque hacia el TEPRE y desde el TEPRE hacia el buque tanque. Trabaja en forma paralela con la línea 5, o en forma individual. Tiene un diámetro de 25.4 cm (10") con cédula 40, grado ANSI B31.3/4, se extiende desde la REE hasta el PLEM nuevo, a ser inspeccionada desde el TEPRE hasta el PLEM

TABLA 11  
 ESPESORES DE LÍNEAS

ID LÍNEA	DIÁMETRO NOMINAL ( " ) (mm)	DIAMETRO EXTERNO (mm)	DIAMETRO INTERNO (mm)	ESPEJOR (mm)
1	20 (508)	507	493	14
2	14 (355)	358	349	10
3	8 (203)	221	213	8
4	12 (305)	325	316	9
5	12 (305)	325	316	9
6	10 (254)	275	266	9
7	20 (508)	508	494	14

La herramienta de inspección requiere como medio de transporte agua, con una velocidad del sonido de 1400 m/seg; de esta manera las condiciones de operación serán determinadas de acuerdo a las necesidades del contratista, por lo que la información operativa del producto en la línea es irrelevante.

## Fase de Diseño

Una vez que se ha realizado el reconocimiento de sitio, se debe tener acceso a toda la información preliminar que permite el diseño de las operaciones. Durante la fase anterior, el contratista, cliente y operador deben acordar un esquema general de como se realizarán las actividades, y quién hará qué en qué tiempo. Esta fase se divide en:

- Diseño Preliminar de Operación
- Planificación de Actividades

### Diseño Preliminar de Operación

Para la inspección son tres los equipos principales: herramienta o scanner de inspección, wincha con umbilical y panel de control o computadora de inspección, estos son montados de acuerdo al siguiente esquema:

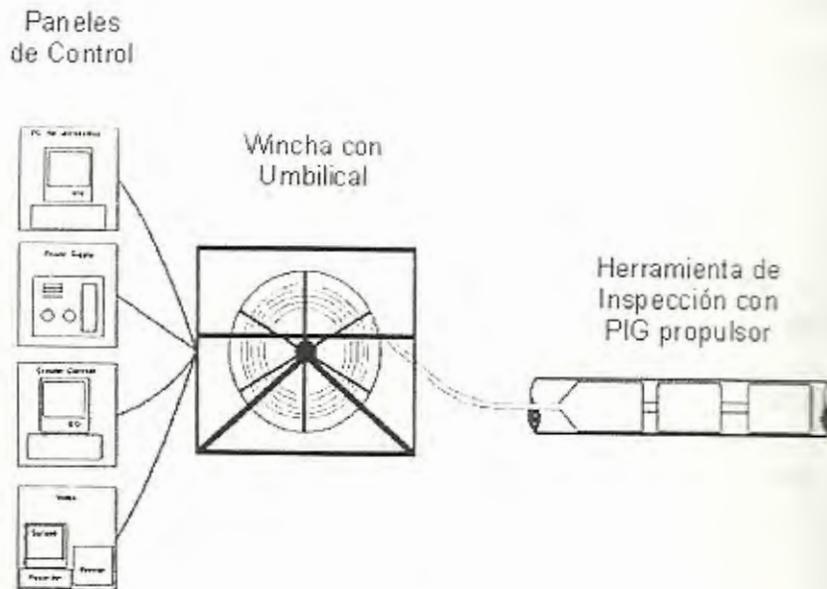


FIGURA 2.8 PRINCIPIO DE INSTALACIÓN DEL SISTEMA DE INSPECCIÓN

Los mismos que tienen las siguientes características:

- Herramienta de Inspección Interna Ultrasónica PipeScan, descrito en la sección 1.5:

Frecuencia de Muestreo: 100 MHz

PRF Sistema: 10 kHz

Número de Sensores: 4 & 128



Posicionamiento:	Axial por decodificador, circunferencial por número de canal
Resolución en los ejes:	> 1 milímetro
Detección de defectos:	Internos / Externos, perforación y corrosión, abolladuras, laminaciones y ovalidad
Energía:	220V/16A, 50-60Hz

- Panel de Control: Computadora de Inspección

Main card:	MSI DUAL 694DProAI
Memoria:	4 de 256 MB Ram units (SDRAM PC133)
Floppy:	3,5"
Gabinete:	Cooler Master de Aluminio
CD-'burner':	Plextor 12/4/32 SCSI
CD-ROM:	Plextor 40X SCSI
CPU:	2 de PII 800 Mhz

Posicionamiento:	Axial por decodificador, circunferencial por número de canal
Resolución en los ejes:	> 1 milímetro
Detección de defectos:	Internos / Externos, perforación y corrosión, abolladuras, laminaciones y ovalidad
Energía:	220V/16A, 50-60Hz

- Panel de Control: Computadora de Inspección

Main card:	MSI DUAL 694DProAI
Memoria:	4 de 256 MB Ram units (SDRAM PC133)
Floppy:	3,5"
Gabinete:	Cooler Master de Aluminio
CD-'burner':	Plextor 12/4/32 SCSI
CD-ROM:	Plextor 40X SCSI
CPU:	2 de PII 800 Mhz

Tarjeta Monitor: Ati All In Wonder 32MB Video IN / OUT

Tarjeta SCSI: Tekram SCSI 68 pin DC-390F PCI  
UltraW

Discos Duros: 3 de ATA100 75 GB

Disco Duro: (System) ATA100 20 GB

- Wincha con Umbilical

Peso: 5.6 toneladas

Tamaño: 3.5\*2.5\*2.5 metros

Fuerza de Tracción: 2 modos – 1500 kilos modo normal,  
4000 kilos in modo de seguridad

Carga Umbilical: 5 toneladas

Longitud cable: 4.5 Km.

Transmisión de Señal: Fibra óptica

Energía: 380-440V/32A 3 fases de 50-60Hz

El panel de control y la wincha con umbilical serán utilizados para todas las líneas. Con respecto a la herramienta de inspección, para su selección, se deben tomar en cuenta el diámetro de la línea, la resolución esperada, el número de líneas a inspeccionar y el tiempo disponible. Se planea utilizar tres herramientas:

- 1 scanner de inspección de 4 sensores rotatorios para línea de 8".
- 2 scanner de 128 sensores fijos arreglados en dos módulos de 64 sensores cada uno, con capacidad de ser reconstruidos para inspeccionar líneas con diámetros dentro del rango de 10" a 20".

A medida que la herramienta de inspección se desplaza en la línea, las mediciones de espesores serán recolectadas continuamente. La resolución circunferencial es determinada por el número de sensores que la herramienta contiene, mientras que la resolución axial es determinada entre el operador y el cliente.

El panel de control y la wincha con umbilical serán utilizados para todas las líneas. Con respecto a la herramienta de inspección, para su selección, se deben tomar en cuenta el diámetro de la línea, la resolución esperada, el número de líneas a inspeccionar y el tiempo disponible. Se planea utilizar tres herramientas:

- 1 scanner de inspección de 4 sensores rotatorios para línea de 8".
- 2 scanner de 128 sensores fijos arreglados en dos módulos de 64 sensores cada uno, con capacidad de ser reconstruidos para inspeccionar líneas con diámetros dentro del rango de 10" a 20".

A medida que la herramienta de inspección se desplaza en la línea, las mediciones de espesores serán recolectadas continuamente. La resolución circunferencial es determinada por el número de sensores que la herramienta contiene, mientras que la resolución axial es determinada entre el operador y el cliente.

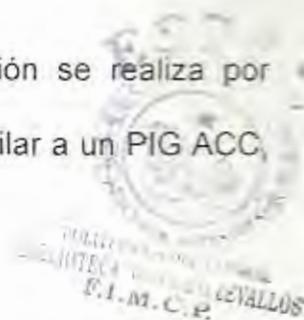
A menos que se especifique algún requerimiento particular, la resolución axial será establecida entre 5 y 10 milímetros, mientras que la resolución circunferencial está dada por los 128 sensores.

La velocidad de inspección será establecida entre 1 y 10 metros / minuto, considerando 5 m/min como la mejor velocidad.

Toda la información es procesada y presentada en la pantalla durante la inspección, esto permite al operador de la herramienta determinar si existen defectos presentes, adicionalmente podrá determinar si alguna área debe ser reinspeccionada al retomar la herramienta.

Dado que toda la información será analizada una vez más posterior a la inspección, se podrá tener una idea bastante acertada de la condición de la línea previo a la desmovilización del sitio.

La propulsión de la herramienta de inspección se realiza por medio de un Pulling PIG. Este chancho es similar a un PIG ACC,



con la diferencia que en sus extremos posee placas circulares de metal con tuercas. Una de estas tuercas (no importa cual de ellas), va conectada al scanner por medio de un perno o junta.

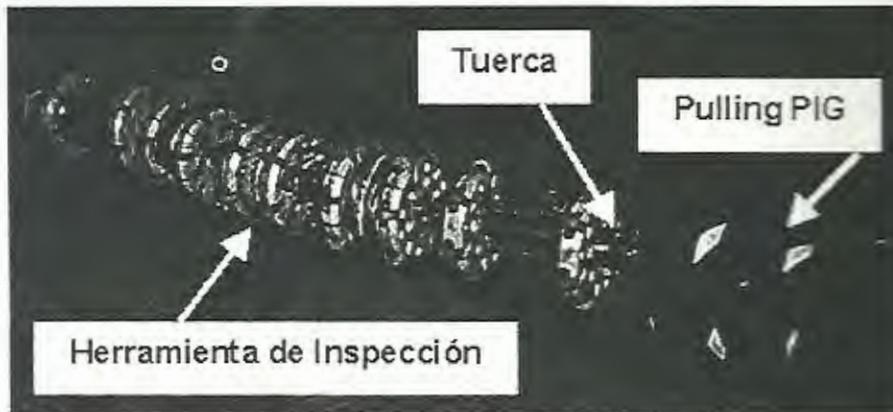


FIGURA 2.9. SISTEMA PULLING PIG – HERRAMIENTA DE INSPECCIÓN

De esta manera se bombea agua en la línea desplazando el pulling pig que a su vez hala a la herramienta de inspección. Una vez que la herramienta llega hasta el punto de retorno, se ejerce una fuerza de tensión a través del cable umbilical conectado al scanner, de tal manera que la unión entre scanner y pulling pig se rompe, permitiendo que la herramienta retorne únicamente por efecto la recuperación del cable a través de la wincha.

### Personal

El cliente ha manifestado la necesidad de realizar las operaciones de inspección en cada línea en el menor tiempo posible, debido a la alta frecuencia de utilización que tienen las líneas por parte del operador, se ha decidido trabajar las 24 horas del día, para esto, se establecerán dos turnos, de 12 horas cada uno, para lo que se requerirá el siguiente personal en sitio:

- 2 Inspectores Ultrasónicos Senior
- 2 Operadores Mecánicos Senior
- 2 Operadores Electrónicos Senior
- 1 Operador de Pigging Senior
- 1 Mecánico de Bomba

### Preparaciones previas a la Inspección

Los siguientes ítem deben ser ubicados en el área de trabajo:

- Wincha con umbilical
- Container para oficina
- Container para taller
- Bombas

Para prevenir desorganización en el sitio, se recomienda que sean ubicados de acuerdo al siguiente esquema:

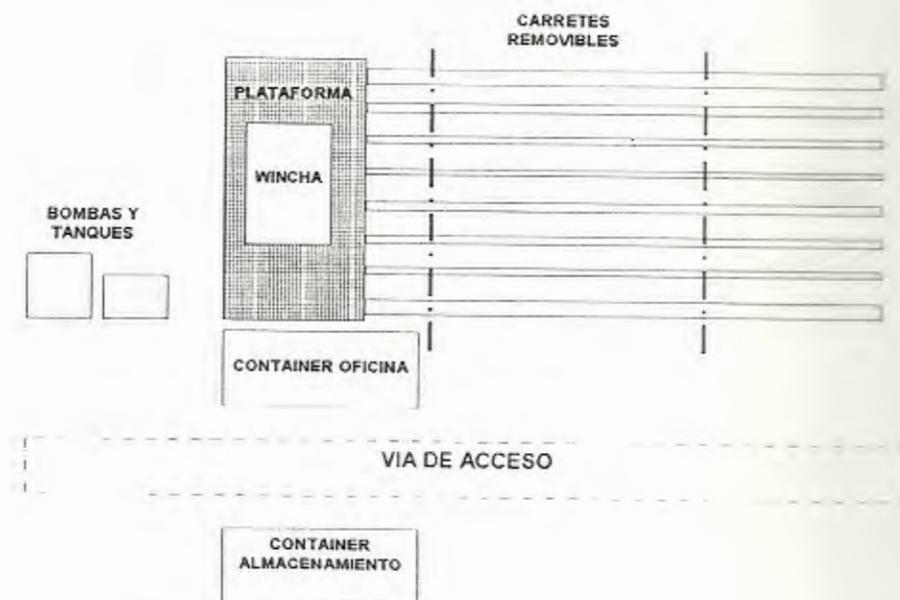


FIGURA 2.10. ESQUEMA DE BLOQUES DE LA INSTALACIÓN DE EQUIPOS EN EL SITIO

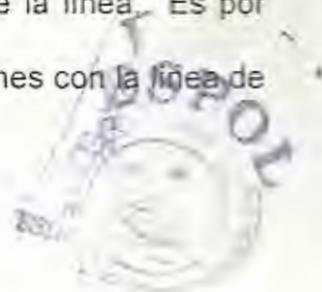
Como se observa en la figura, existen varias actividades a realizarse previo al inicio de las operaciones de inspección. Estas incluyen el corte de las líneas a nivel del sitio de lanzamiento, se deberá realizar cortes de secciones de 7 metros, las mismas que serán reemplazadas por carretes con bridas. Durante las operaciones de inspección, se requiere que la wincha esté colocada frente a la entrada de las líneas, por lo que el cliente debe construir una plataforma sobre el tramo previo, para permitir una propia ubicación de la wincha.

Al iniciar las operaciones de inspección, los carretes deben ser reemplazados por lanzadores contruidos por el cliente, de acuerdo a las especificaciones observadas en el Apéndice 3.

- 1 Lanzador de 8" (20.3 cm)
- 1 Lanzador de 10" (25.4 cm)
- 1 Lanzador de 12" (30.5 cm)
- 1 Lanzador de 14" (35.5 cm)
- 1 Lanzador de 20" (50.8 cm)

La herramienta PipeScan utiliza la técnica ultrasónica de inmersión. El principio de esta es que un sensor ultrasónico es inmerso en agua, generando así ondas de sonido que viajan a través del agua y dentro de la pared de la tubería. Esto es posible, debido a que las impedancias acústicas del agua y el acero están dentro del mismo rango. Por esto, parte de la energía del sonido tiene la posibilidad de viajar de un medio al otro. Si existen sedimentos entre el agua y el acero, una nueva impedancia acústica es introducida. La impedancia que la barrera del sonido detecta en este caso será dramáticamente diferente a la del agua, y por esto, la energía del sonido será completamente reflejada. Adicionalmente, los sedimentos o suciedades pueden tener características similares al acero, lo que significaría que se puede leer el espesor de esta capa en lugar del espesor del acero. Subsecuentemente, y para prevenir fallas en las lecturas, el ambiente preferido para esta técnica es cuando existe una transmisión directa del agua al acero, es decir, sin sedimentos presentes.

Con el objetivo de eliminar los sedimentos, se debe preparar una secuencia de PIGs de limpieza, y enjuague de la línea. Es por esto que se debe decidir empezar las operaciones con la línea de



mayor diámetro, de tal manera que las operaciones subsecuentes se puedan realizar utilizando esta línea como línea de retorno de agua. Esto se debe a que todas las otras líneas tendrán un rata de flujo mayor a la de esta línea, lo que significa que permitirá que los sedimentos de otras líneas se depositen en ésta posteriormente. Una vez que cada línea ha sido limpiada y enjuagada, permanecerá empaquetada con agua, en un loop con la línea de deslastre, para esto, se utilizará una conexión submarina con mangueras a nivel de PLEM, y otra conexión de mangueras entre el lanzador de la línea a ser inspeccionada y una brida o lanzador de la línea de deslastre, atravesando por un sistema de bombeo

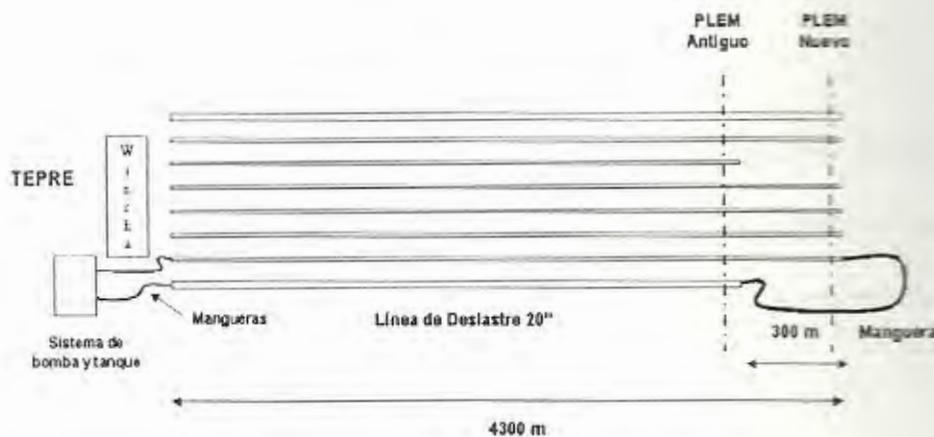


FIGURA 2.11. ESQUEMA DE CONEXIÓN DE LAS LÍNEAS PARA INSPECCIÓN



## Diseño de Actividades

El diseño de la realización o ejecución del proyecto incluye 4 actividades principales:

- Preparaciones Técnicas
- Actividades a ser realizadas por el Cliente
- Movilización de Personal y Equipo
- Operaciones en Sitio

Finalmente se debe considerar la fase de Transmisión y Reporte.

Las preparaciones técnicas incluyen pruebas realizadas a los equipos en forma individual como sistema, incluyen pruebas de presión para asegurar que no ocurran fugas durante la operación y son:

Para la herramienta de inspección o scanner:

- Ensamblaje
- Pruebas de funcionamiento en ambiente seco
- Pruebas de funcionamiento sumergido en agua
- Pruebas de calibración
- Operación en un carrito de prueba.

Para el umbilical:

- Mediciones de continuidad
- Mediciones de impedancia

Para el sistema

- Mediciones de continuidad
- Ensamblaje del sistema y pruebas de funcionamiento
- Pruebas de funcionamiento en un tanque de presión, con presión equivalente a 1.5 veces la presión nominal de operación.

Previo al envío de los equipos, los listados con los costos asociados serán enviados al cliente junto a los papeles de

aduana, de esta manera el cliente puede preparar la internación temporal de estos.

De igual manera, se enviará al cliente el listado del personal para que este pueda gestionar los permisos de trabajo requeridos previo al arribo.

TABLA 12

ACTIVIDADES DE PREPARACIONES TÉCNICAS

ACTIVIDAD	DURACION (DIAS)
REALIZACIÓN - EJECUCIÓN	91
<b>Preparaciones Técnicas</b>	<b>20.25</b>
Enviar Factura 1 a cliente	0.25
Preparar wincha con umbilical	4
Preparar herramienta de 8"	5
Preparar herramienta de 10 - 20"	4
Preparar paneles de control y computadoras	3
Preparar listado final de equipos	1
Gestionar movilización de equipo	1
Preparar listado y cronograma de personal	2
Enviar listados al cliente	0.25

Esta fase tiene una duración de 20.25 días, equivalente a un 10.75% de la duración total estimada del proyecto.



Como ya se mencionó, en este proyecto, debido a los elevados costos de transporte, algunos de los ítem deben ser manufacturados en Ecuador por el cliente, o sus subcontratistas:

- Lanzadores de acuerdo a planos entregados en la fase de reconocimiento de sitio.
- Conexión entre líneas a nivel submarino, incluidas bridas ciegas.
- Conexión entre lanzador y línea de deslastre para eliminación de desechos.
- Plataforma para la instalación de la wincha.

Además, el cliente deberá asegurar el suministro de diferentes servicios básicos como los mencionados a continuación.

TABLA 13

## ACTIVIDADES A SER REALIZADAS POR EL CLIENTE

ACTIVIDAD	DURACION (DIAS)
REALIZACIÓN - EJECUCIÓN	91
Actividades a ser realizadas por el cliente	28
Contruir lanzadores	28
Proveer conexiones, bridas ciegas	28
Construir plataforma para la wincha en sitio	28
Disponer acceso a fax, teléfono e internet en sitio	28
Disponer suministro de agua en sitio	28
Disponer suministro de energía en sitio	28
Disponer container para oficina y taller	28
Disponer iluminación en sitio	28
Disponer asistencia médica para personal	28
Disponer telefonía celular	28
Establecer procedimientos de seguridad para personal	28
Disponer facilidades para eliminación de agua residual	28

Esta fase tiene una duración de 28 días, equivalente a un 15% de la duración total estimada del proyecto, pero las actividades son realizadas por el cliente en forma simultánea a las actividades de preparaciones técnicas y movilización realizadas por el contratista, por lo que no deben incidir en la duración del proyecto. Si se presentara el caso de que el cliente no ha concluido las actividades de su responsabilidad, y esto impide al

contratista iniciar las actividades de la siguiente fase, se consideraría una variación en la duración total del proyecto.

A medida que las preparaciones técnicas van siendo ejecutadas, se debe iniciar con las actividades de movilización. Se ha seleccionado utilizar diferentes métodos de movilización, considerando peso, costo y tiempo de transporte, es así como se decide transportar la wincha por medio marítimo, y su movilización se efectuará inmediatamente las pruebas hayan sido realizadas, se estima un tiempo de 27 días hasta la desaduanización.

En el caso de las herramientas de inspección, computadoras, paneles de control, herramientas auxiliares, repuestos y otros equipos, serán enviados vía aérea, estimando para esto 11 días hasta la desaduanización.

Estos dos ítem son considerados hasta un puerto / aeropuerto internacional en Ecuador, adicionalmente se debe considerar 2 días para transporte terrestre de la wincha y un día para los otros equipos.



La movilización del personal se realiza en dos etapas, primero se envía al líder de sitio, quien para este proyecto también desempeña las funciones de inspector senior, éste tiene un plazo de dos días para comprobar los entregables del proyecto por parte del cliente.

Una vez aprobados los entregables del cliente, se procederá a la movilización del resto del personal, vía aérea. En total, esta fase tiene una duración de 38 días, pero las actividades se traslapan con las preparaciones técnicas, por lo que equivale a un 13,25% del proyecto.

TABLA 14

## ACTIVIDADES DE MOVILIZACIÓN DE PERSONAL Y EQUIPO

ACTIVIDAD	DURACION (DIAS)
REALIZACIÓN - EJECUCIÓN	91
Mobilización de Personal y Equipo	38
Embarcar equipo (wincha) hasta Guayaquil	27
Transportar equipo hasta Esmeraldas	2
Flete aéreo Bergen - Quito	11
Flete aéreo Quito - Esmeraldas	1
Movilización del líder del proyecto en sitio	2
Comprobar los entregables del cliente	2
Movilización de personal	2

### Operaciones en Sitio

En esta fase se debe decidir el orden de inspección de las líneas, para esto se deben considerar los siguientes factores:

- Debido a las condiciones requeridas para la limpieza, se desea iniciar las actividades con una línea que tenga un flujo menor que las demás de tal manera que los sedimentos no se depositen en la línea a ser inspeccionada. El mayor diámetro existente es de 20", pudiendo ser la línea 1 de 20" Fuel Oil, o la línea 7 de 20" Deslastre.
- Para procurar una mínima interrupción en las actividades del operador, se debe considerar la frecuencia de uso de las líneas, la línea estrella del operador es la línea 1, 20" Fuel Oil. En un mes promedio, se realizan aproximadamente 8 despachos, esta línea es exclusiva para este producto, debido a las características del Fuel Oil, este no puede ser transportado por líneas en las que se transporten otros productos, si estas no han sido limpiadas. Se debe recordar

que históricamente, el operador no ha realizado operaciones de limpieza en las líneas.

TABLA 15

## UTILIZACIÓN MENSUAL DE LAS LÍNEAS

ID LÍNEA	LÍNEA	DESPACHOS AL MES
1	20" FUEL OIL	8 d / m
2	14" FUEL OIL	NO
3	8" KEREX	2 d / m
4	12" DILUYENTE	2 d / m
5	12" NAFTA	1 d / m
6	10" NAFTA	1 d / m
7	20" DESLASTRE	NO

Al considerar esto, se debe descartar la línea de 20" Fuel Oil como alternativa para realizar las conexiones, de esta manera se establece que la línea con la que se iniciarán las operaciones es la línea 7, 20" de Deslastre.

- La línea 2, 14" Fuel Oil, ha estado empaquetada con este producto durante años, por lo que se estima la existencia de

sedimentación, tiene un tramo dañado a nivel submarino, el mismo que debe ser reemplazado por el cliente previo a que el contratista inicie operaciones en esta.

De esta manera, esta será la última línea a ser inspeccionada.

- Como ya se determinó en las especificaciones de los equipos a ser utilizados, se cuenta para este proyecto con tres herramientas de inspección, de estas, dos tienen la capacidad de ser reconstruidas para inspeccionar líneas con diámetros entre 10" a 20", al haber determinado que la primera línea a ser inspeccionada es la de 20" Deslastre, se establece que uno de los equipos debe salir del origen con la configuración necesaria para este diámetro. Para lograr optimizar el tiempo, se debe procurar que la siguiente línea a ser inspeccionada tenga el mismo diámetro.

Es por esto que se decide inspeccionar en segundo lugar la línea 2, 20" Fuel Oil.



- Posterior al uso de la herramienta en una línea, si la siguiente línea a ser inspeccionada tiene un diámetro diferente, la herramienta debe ser reconstruida, para esta actividad se establece una duración de 1 día, pero la experiencia indica que pueden existir fallas o imprevistos que extiendan este lapso, por lo que es preferible planificar la inspección de la siguiente línea con otra herramienta.
- La herramienta a ser utilizada para la inspección de la línea 3, 8" Kerex, es única para el contratista, tiene una configuración especial, que la hace más económica, por lo que tiene un alto factor de utilización, se prefiere que la herramienta sea utilizada a la brevedad posible, de tal manera que este disponible para los siguientes proyectos.

Por esto, se decide inspeccionar en tercer lugar la línea 3, 8" Kerex.

- La tercera herramienta de inspección asignada, es un scanner como el descrito previamente, con capacidad de ser reconstruido para diámetros entre 10" a 20", este debe salir

TABLA 16

## CONFIGURACIÓN DE INSPECCIÓN DE LÍNEAS

ORDEN DE INSPECCIÓN	ID LÍNEA	LÍNEA
1	7	20" DESLASTRE
2	1	20" FUEL OIL
3	3	8" KEREX
4	4	12" DILUYENTE
5	5	12" NAFTA
6	6	10" NAFTA
7	2	14" FUEL OIL

El cálculo del tiempo de inspección se realiza a continuación:

TABLA 17

## TIEMPOS PARCIALES DE INSPECCIÓN

ID LÍNEA	LONGITUD (m)	CORRIDA DE IDA Factor de Seguridad = 2			CORRIDA DE RETORNO Factor de Seguridad = 1.5		
		VELOCIDAD HERRAMIENTA (m/min)	TIEMPO (h)	Tiempo Ida (h)	VELOCIDAD HERRAMIENTA (m/min)	TIEMPO (h)	Tiempo Retorno (h)
1	4380	5	14.60	29.20	5	14.60	21.90
2	4380	5	14.60	29.20	5	14.60	21.90
3	4380	5	14.60	29.20	5	14.60	21.90
4	4380	5	14.60	29.20	5	14.60	21.90
5	4380	5	14.60	29.20	5	14.60	21.90
6	4380	5	14.60	29.20	5	14.60	21.90
7	4079	5	13.60	27.19	5	13.60	20.40



TABLA 18

## TIEMPOS TOTALES DE INSPECCIÓN

ID LÍNEA	Preparación de Línea (h)	Tiempo de Ida (h)	Tiempo de Retorno (h)	Entrega de Línea (h)	Tiempo Total (h)
1	6	29.20	21.90	10	67.10
2	4	29.20	21.90	7	62.10
3	4	29.20	21.90	7	62.10
4	4	29.20	21.90	7	62.10
5	4	29.20	21.90	7	62.10
6	4	29.20	21.90	7	62.10
7	6	27.19	20.40	10	63.59

Una vez completado el alcance del trabajo, el sitio deberá ser reorganizado de tal manera que refleje las condiciones en las que se encontraba previo al inicio del proyecto. Se deben entregar al cliente los reportes preliminares de cada línea, se deben tener listos los reportes diarios con la firma de aceptación del cliente, y las hojas con detalle de tiempos y actividades del personal deben ser llenadas, ver el formato sugerido en el Apéndice 2. Los papeles de aduana deben ser preparados con el cliente, y un representante de la contratista debe permanecer en sitio hasta asegurar que todo el equipo ha sido embarcado en avión / barco para su desmovilización. Esto es con el objetivo de evitar que cosas sean olvidadas en el sitio, en puertos o aeropuertos, y de esa manera, evitar retrasos en el inicio de futuros proyectos.

TABLA 19

## ACTIVIDADES DE OPERACIONES EN SITIO

ACTIVIDAD	DURACION (DIAS)
REALIZACIÓN - EJECUCIÓN	91
Operaciones en Sitio	49
Enviar factura 2 a cliente	0.25
Empaquetar línea 7 de 20" Deslastre con agua	1
Preparar equipos	1
Limpieza de línea 7	1
Inspección de línea 7	3
Elaborar reporte preliminar línea 7	1
Empaquetar línea 1 de 20" Fuel oil con agua	1
Preparar equipos	1
Limpieza de línea 1	1
Inspección de línea 1	3
Elaborar reporte preliminar línea 1	1
Preparar equipos	1
Limpieza de línea 3 de 8" Kerex	1
Inspección de línea 3	3
Elaborar reporte preliminar línea 3	1
Preparar equipos	1
Limpieza de línea 4 de 12" Diluyente	1
Inspección de línea 4	3
Elaborar reporte preliminar línea 4	1
Preparar equipos	1
Limpieza de línea 5 de 12" Nafta	1
Inspección de línea 5	3
Elaborar reporte preliminar línea 5	1
Preparar equipos	1
Limpieza de línea 6 de 10" Nafta	1
Inspección de línea 6	3
Elaborar reporte preliminar línea 6	1
Revisión y limpieza de equipos	1
Enviar oruga en línea 2 de 14" Fuel Oil	3
Establecer empaque	1
Instalar tramo submarino	0.5
Liberar oruga del empaque	0.25
Recuperar oruga	2
Limpieza de línea 2	1
Inspección de línea 2	3
Elaborar reporte preliminar línea 2	1
Revisión y empaque de equipos	1
Presentación de reportes preliminares	1
Desmovilización del sitio	2
Enviar facturas 3 y 4 a cliente	1

La fase de operaciones en sitio tienen una duración de 49 días, equivalente a un 26% de la duración total del proyecto.

Una vez concluidas las operaciones en sitio, inicia la fase de Transmisión.

Cuando el personal haya arribado al país de origen, reciben 8 días de descanso previo al inicio de la elaboración del reporte final, para lo cual se ha establecido un plazo de 30 días.

Esta fase tiene una duración de 46 días, equivalente a 24% de la duración total estimada del proyecto.

Se debe destacar que de todos los entregables en el proyecto, el reporte es el único tangible, es la presentación de la información ultrasónica en un lenguaje que permita al cliente tomar decisiones futuras con respecto al estado de las líneas.

TABLA 20

## ACTIVIDADES DE TRANSMISIÓN - REPORTE

ACTIVIDAD	DURACION (DIAS)
TRANSMISION - REPORTE	46
Elaborar reporte final	30
Enviar reporte a cliente para comentarios	10
Finalizar reporte	4
Emitir reporte final	1
Enviar factura 5 a cliente	1

Resumiendo, se observa que cada fase del proyecto tiene la siguiente relación con la duración final del mismo:

TABLA 21

## RELACIÓN PORCENTUAL DE ACTIVIDADES PLANIFICADAS

ACTIVIDADES	DURACIÓN (días)	PORCENTAJE	PORCENTAJE EFECTIVO
PROYECTO TOTAL	188	100 %	100 %
DETERMINACIÓN - DISEÑO	52.75	28 %	28 %
Aspectos Preliminares	29	15 %	15 %
Reconocimiento de Sitio	19.75	10.5 %	10.50 %
REALIZACIÓN - EJECUCIÓN	91	48 %	48 %
Preparaciones Técnicas	20.25	10.75 %	10.75 %
Activades a ser realizadas por el cliente	28	15 %	0 %
Mobilización de Personal y Equipo	38	12 %	13.75 %
Operaciones en Sitio	49	26 %	26 %
TRANSMISION - REPORTE	46	24 %	24 %



## 2.3 Realización y Transmisión

Esta fase inicia una vez que se ha firmado el contrato y se ha entregado el reporte del reconocimiento de sitio al cliente.

### Preparaciones técnicas

Las actividades de preparaciones técnicas a ser realizadas por el contratista han sido iniciadas y concluidas en concordancia con los tiempos planificados.

### Movilización de Personal y Equipo

Las actividades de movilización han sido iniciadas en las fechas planificadas, la wincha y los equipos han sido embarcados a tiempo, pero hasta el momento de realizar la movilización del líder de sitio, no se ha confirmado el arribo de los equipos, ni su desaduanización, pero se estima que esto debe suceder en un tiempo mínimo, por lo que se decide autorizar el viaje del líder de sitio con el objetivo de iniciar la comprobación de los entregables

del cliente. La movilización del resto del personal mantiene la fecha establecida inicialmente.

### **Actividades a ser realizadas por el cliente**

El cliente ha informado que las actividades acordadas bajo su responsabilidad han sido iniciadas, y se encuentran en su mayoría concluidas, la plataforma para colocar la wincha no ha sido terminada, pero su construcción no retrasará el inicio de las actividades por parte del contratista. Los lanzadores y conexiones se encuentran listos. Los servicios básicos y de comunicación han sido preparados



FIGURA 2.12. CONTAINER PARA TALLER



FIGURA 2.13. CARRETES Y VÁLVULAS INSTALADAS

## Operaciones en Sitio

### Semana 1

Una vez que el líder de sitio se encuentra presente, las partes involucradas inician las preparaciones necesarias para iniciar las operaciones. Durante las conversaciones, se descubre que el operador tiene reducidas posibilidades de entregar las líneas empaquetadas con agua, debido a que pocos de los buques tanqueros cuentan con el sistema necesario para la remoción del producto presente en las líneas, además las ventanas



disponibles con los buques que cuentan con este tipo de sistema son mínimas, lo que complica la planificación.

El cliente ha realizado una inspección externa de las líneas con buzos, el reporte de estos informa que la línea de 20" Deslastre no cuenta con brida en el extremo submarino, se encuentra abierta, y han podido palpar y extraer vida marina y corrosión presente en este extremo, por esto se debe reconsiderar la limpieza de esta línea, se planifica realizarla con extremo abierto al mar, para lo que se necesita un elevado suministro de agua. El cliente ha acordado proveer este suministro al inicio de la semana 2.

Se procede a la movilización del resto del personal del contratista, 5 arriban con la fecha establecida, dos sufren 1 día de retraso, pero este margen está cubierto dentro de la planificación.

Se confirma el arribo en sitio de los equipos de inspección enviados vía aérea, pero aún no se confirma la desaduanización de la wincha.



## Semana 2

El personal se encuentra en sitio, se inicia el desempaque, montaje y pruebas de los equipos por parte de los operadores mecánicos, electrónicos y ultrasónicos

El cliente ha planificado el montaje de un sistema de extracción de agua marina por medio de un sistema de mangueras contra incendio de 10 cm (4") para suministrar agua para las operaciones. En conversaciones con el contratista, se señala el alto riesgo de falla en este sistema, por lo que debe ser descartado como factible. El inicio de las operaciones en la línea de 20" deslastre debe ser pospuesto

Han arribado al sitio dos bombas y un tanque de almacenamiento de agua para las operaciones de bombeo, el operador de pigging y el mecánico de bomba realizan los controles pertinentes y descubren que las salidas y entradas del tanque no corresponden a lo solicitado, el tanque cuenta con una salida de 10 cm, y se necesita salida y entrada de 15 cm, por lo que se

deben iniciar actividades de reconstrucción con personal soldador del cliente.

- Tanque de almacenamiento de agua de 15 m<sup>3</sup>
- Bomba de 60 m<sup>3</sup>/h de caudal a 35 bares.
- Bomba de 120 m<sup>3</sup>/h de caudal a 8 bares.

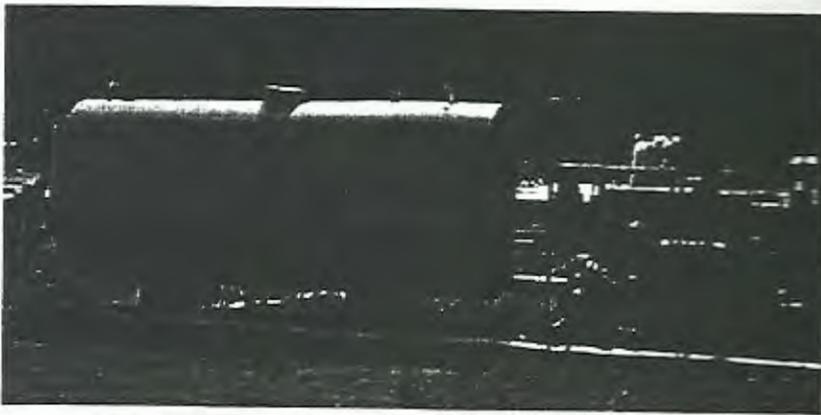


FIGURA 2.14. SISTEMA DE BOMBEO INSTALADO

La plataforma para la colocación de la wincha ha sido construida, y el cliente ha proveído de electricidad, 440 voltios y 220 voltios.



El operador hace conocer que el buque esperado para iniciar las operaciones en la línea de 20" Fuel Oil y 8" Kerex ha sufrido un retraso y no estará disponible hasta la semana 3, en cuanto que se ha adelantado la recepción de gasolina para esta semana, por lo que se decide iniciar las operaciones con la líneas 10" y 12" Nafta.

Se presentan demoras en el suministro de agua y diesel para realizar las pruebas necesarias en el sistema de bombeo montado.

El operador informa que las líneas de 10" y 12" Nafta se encuentran libres de producto y listas para iniciar las operaciones.

En conversaciones entre las partes, se conoce nueva información sobre el PLEM: está a una profundidad máxima de 20 metros y a una profundidad mínima de 16.3 metros, tiene una estructura metálica formada por vigas de acero que forman un rectángulo de 8 metros de ancho y 10 metros de largo. En este rectángulo se asientan las líneas y sus válvulas, respectivas.

Cada una de las líneas termina en una válvula, a continuación se encuentra un carrete de 1 metro, el cual termina en una brida del cuello soldable # 150 de 25 cm (10"). A partir del carrete están conectados 8 tramos de manguera de 10 metros de longitud y 25 cm de diámetro de 10.54 Kg/cm<sup>2</sup>. Previo a las válvulas, las líneas no cuentan con ningún sistema de detención de PIGs.

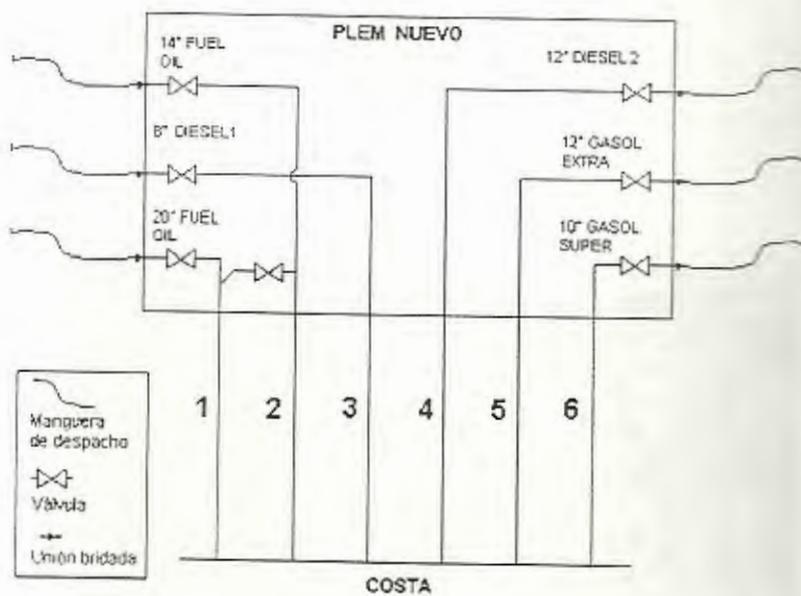


FIGURA 2.15. VISTA SUPERIOR DE LÍNEAS EN PLEM

Con el objetivo de evitar que la herramienta ingrese, y se quede prisionera en los codos, válvulas o reductores en el PLEM, se

acuerda con el cliente detener la inspección a una distancia de seguridad de 200 m previo a las válvulas.

Se inician las operaciones en la línea 12" Nafta, pero ocurren inconvenientes en la limpieza que obligan a paralizarla. La wincha con umbilical ha sido retirada de aduana y ha arribado al sitio, mediante una grúa proveída por el cliente, es colocada en la plataforma construida para este efecto.

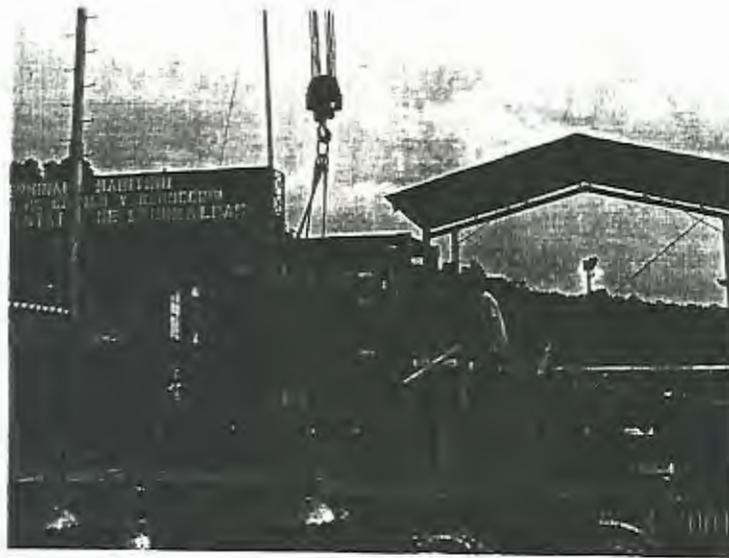


FIGURA 2.16. COLOCACIÓN DE WINCHA EN PLATAFORMA

El personal del contratista realiza la instalación y las pruebas pertinentes en el equipo que ha arribado.



### Semana 3

Las partes involucradas continúan las conversaciones referentes al suministro de agua necesario para iniciar las operaciones y la necesidad de un lugar para realizar el descargue de los sedimentos. El operador plantea la posibilidad de suministrar agua desde las piscinas de incendio que posee, para esta alternativa, el cliente deberá proveer de las bombas requeridas por el contratista, debido a que las bombas del operador tienen capacidades muy elevadas y no pueden ser controladas para este tipo de operaciones. Esta es la Alternativa de Suministro de Agua 1.

Debido a la falta de agua para iniciar las operaciones, el personal de la contratista se encuentra en stand-by, por lo que se debe considerar la desmovilización de parte del personal:

- 2 Inspector Ultrasónico
- 1 Operador Mecánico
- 1 Operador Electrónico

Permanecen en sitio un inspector ultrasónico y líder de sitio, un operador mecánico, el operador de pigging y el mecánico de bombas.

El cliente ha gestionado la colaboración de una compañía hermana del operador, Oleoducto, que opera en la misma área, esta permitirá el uso de sus piscinas de slop. La línea de deslastre de 20" del operador tiene un by-pass que la conecta con una línea de deslastre de Oleoducto. Se habilitará el by-pass, de tal manera que se pueda dirigir los desechos hacia estas piscinas.



FIGURA 2.17. PISCINAS DE SLOP DE OLEODUCTO

Sin embargo, a nivel de las piscinas, existe una válvula de seguridad de presión de 10 cm (4") conectada a una línea de 15 cm (6"), esta válvula puede interrumpir el flujo del descargue al momento de las operaciones, por lo que se recomienda al cliente sustituirla por un codo de 15 cm, o retirar el interior de la válvula.

El cliente maneja una segunda alternativa para el suministro de agua, que es mediante una barcaza con propio sistema de bombeo, la cual sería colocada en la playa Balao, desde donde bombearía el agua requerida a través de una línea de 15 cm (6") que esta siendo construida por el cliente para este efecto.

Alternativa de Suministro de Agua 2.



FIGURA 2.18. TUBERÍA DE 15 CM PARA SUMINISTRO DE  
AGUA

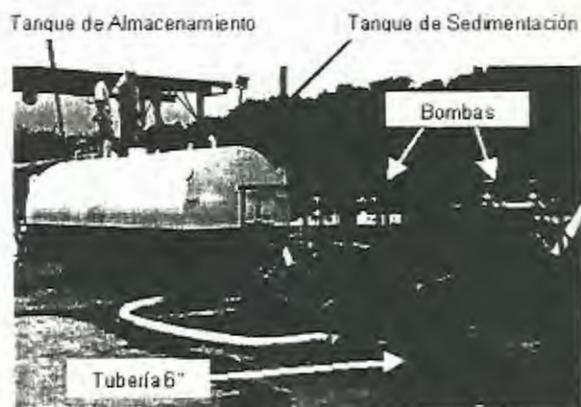


FIGURA 2.20. SISTEMA TANQUES - BOMBAS

#### Semana 4

Con respecto a la alternativa de suministro de agua 1, ha arribado la bomba solicitada por el cliente para realizar el bombeo desde las piscinas de incendio del operador, pero esta no tiene la capacidad para vencer los 200 m de cabezal estático entre la Refinería y el TEPRE, por lo que deben ser retornadas al proveedor. Por decisión del cliente, esta alternativa ha sido eliminada, y no volverá a ser considerada como factible, por lo que no se invertirá en esta más tiempo ni esfuerzos.

ESP

En compensación, el cliente ha iniciado la planificación de un sistema para proveer agua desde un muelle en playa Balao, mediante la instalación de bombas en este punto, desde donde se dirigiría agua hasta el sistema de bombas tanque instalado en el TEPRE. Esta será llamada Alternativa de Suministro de Agua 3.

Alternativa de suministro de agua 2: Personal del contratista realiza pruebas con las bombas de la barcaza, se determina que a 6 bares de presión, la bomba puede bombear un máximo de 31 m<sup>3</sup>/h, lo que no será suficiente para bombear agua a través de los 500 m de tubería de 6" instalados. Se descarta esta alternativa.

#### Semana 5

El cliente, en compañía del operador de pigging del contratista, viajan a Guayaquil para realizar la compra de una nueva bomba, esta gestión resulta exitosa, la bomba cumple los requisitos de 120 m<sup>3</sup>/h a 6 bares de presión, y estará en sitio en el transcurso

de la semana, será instalada como parte de la alternativa de suministro de agua 3.

Debido a que el personal del contratista trabaja fuera de su país de origen, y las condiciones de stress que esto genera, la compañía tiene establecido un acuerdo con el personal de que su máximo tiempo de permanencia en sitio es de 28 días, una vez cumplido este periodo, el personal puede permanecer en sitio, si esa es su voluntad, o debe ser reemplazado por otro equipo. En la situación actual, se decide reemplazar al operador mecánico por un operador electrónico. El inspector ultrasónico – líder de sitio, debido a sus funciones de gestión, y a que tiene pleno conocimiento de la situación actual, permanecerá en sitio.

El cliente ha finalizado la instalación de la alternativa de suministro de agua 3:

Aprovechando un rompeolas artificial que se encuentra en playa Balao, se instala una bomba centrífuga de alto caudal y baja presión en el extremo del mismo. La capacidad de la bomba es de 143 m<sup>3</sup>/h y 14 bares de presión.

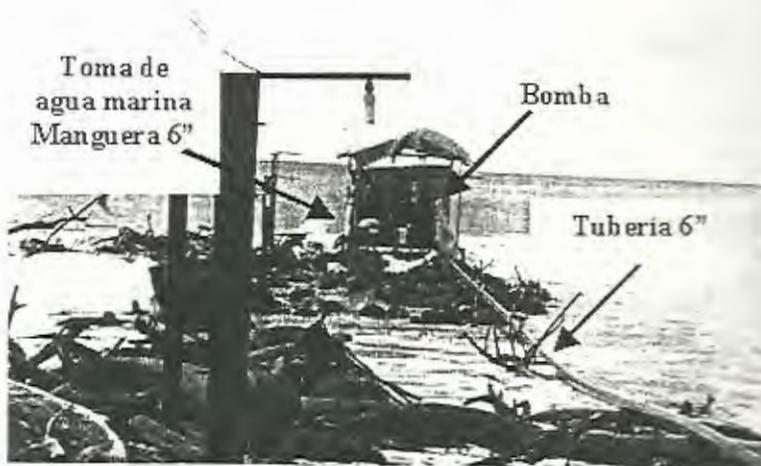


FIGURA 2.21. SISTEMA DE BOMBEO A NIVEL DE PLAYA

De la bomba, 50 metros hacia el mar, se extienden tramos de manguera flexible de 15 cm (6"). Esta línea está conectada a una válvula check (de flujo unidireccional) colocada en una piscina artificial construida con planchas de acero perforado de 1.5 mm de espesor.

Desde la bomba hasta la estación de bombeo y reducción, se extiende una tubería de 15 cm de cédula 40. Esta línea ha sido soldada en tramos de 6 metros con una extensión total de 400 m y una cota de 15 m, entre la succión de agua y la estación. La línea se conecta al sistema de bombas y tanques instalado en el

TEPRE mediante mangueras hidráulicas de 4". Un detalle del sistema se puede observar en el plano del Apéndice 3

El sistema tiene un limitante, el suministro de agua depende del nivel de la marea, por lo que se deben intensificar las actividades de planificación, de tal manera que se aprovechen las horas con marea alta.

Una vez que el suministro de agua ha sido solucionado, se debe esperar la autorización del operador para iniciar las operaciones mediante conexión con la línea de 20" Deslastre, pues en el actual momento se encuentra en uso. Una vez que el operador autoriza el uso de esta línea, continúan las operaciones de limpieza de la línea 5, 12" Nafta.

### Semana 6

Una vez concluida la limpieza de la línea 5, se inicia la limpieza de la línea de 20" Deslastre.



Se inician actividades de inspección en línea 5, 12" Nafta, mediante loop hidráulico establecido con la línea 6, 10" Nafta.

Para establecer el circuito hidráulico, se utiliza una configuración del tipo: 2 o más líneas con conexión temporal

En esta configuración se realiza una conexión entre dos líneas utilizando algún dispositivo que lo permita. Generalmente, se utilizan las mangueras de despacho para este efecto.

Por efectos logísticos, es común que las mangueras entre las dos líneas tengan dimensiones y características similares. En este proyecto, las líneas en el PLEM terminan en mangueras de 10".

Se conecta la boca de cada manguera una junto a la otra procurando el mejor ajuste posible, por cuanto una mal sello en este conjunto generaría una caída de presión que puede afectar las operaciones de bombeo.

Este método presenta como ventaja principal la no necesidad de buque alguno para la recepción de fluidos, ya que la línea que no esta siendo limpiada es utilizada para la conducción de los residuos o fluidos hacia la estación de bombeo, desde donde serán trasladados a tanques o a piscinas de slop.

Aunque la operación de conexión de mangueras es complicada y requiere de equipos y personal calificado, es una alternativa viable si el cliente tiene mas de dos líneas, ya que esto significa la posibilidad de continuar realizando operaciones de despacho independientemente de que se realicen operaciones de limpieza.

A continuación se puede observar la conexión de las mangueras de 25 cm (10") de las líneas de 10" y 12" de Nafta, estas han sido levantadas desde el PLEM hacia una barcaza en el cuadrilátero, donde son conectadas para luego ser regresadas al PLEM mediante el uso de una pluma o grúa.



FIGURA 2.22. CONEXIÓN DE MANGUERAS EN BARCAZA

La inspección de cada línea es efectuada de manera diferente, dependiendo de diversas situaciones presentadas, pero en general, se deben seguir los siguientes procedimientos.

1. Procedimiento de Operaciones Previas a Inspección
2. Procedimiento de Inspección
3. Procedimiento de Operaciones de Inspección en Retorno
4. Procedimiento de Operaciones Posteriores de Corrida de Inspección



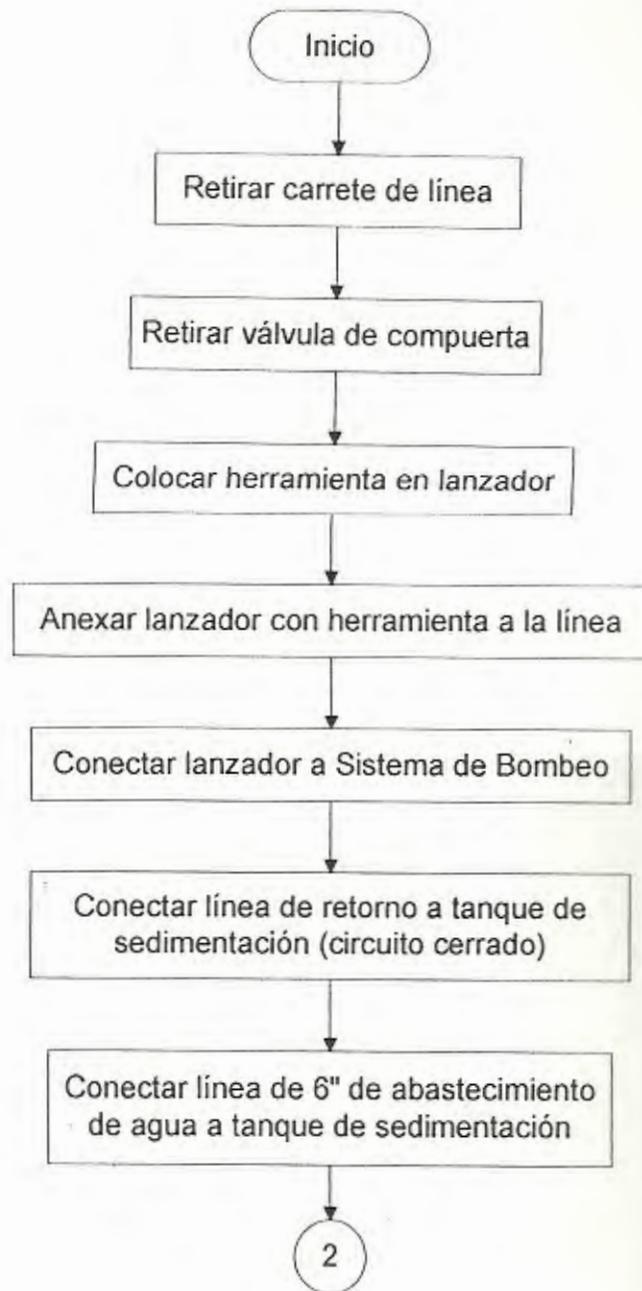


FIGURA 2.23. PROCEDIMIENTO DE OPERACIONES PREVIAS  
A INSPECCIÓN (1)



FIGURA 2.24. COLOCACIÓN DE HERRAMIENTA EN  
LANZADOR



FIGURA 2.25. COLOCACIÓN DE LANZADOR EN LÍNEA

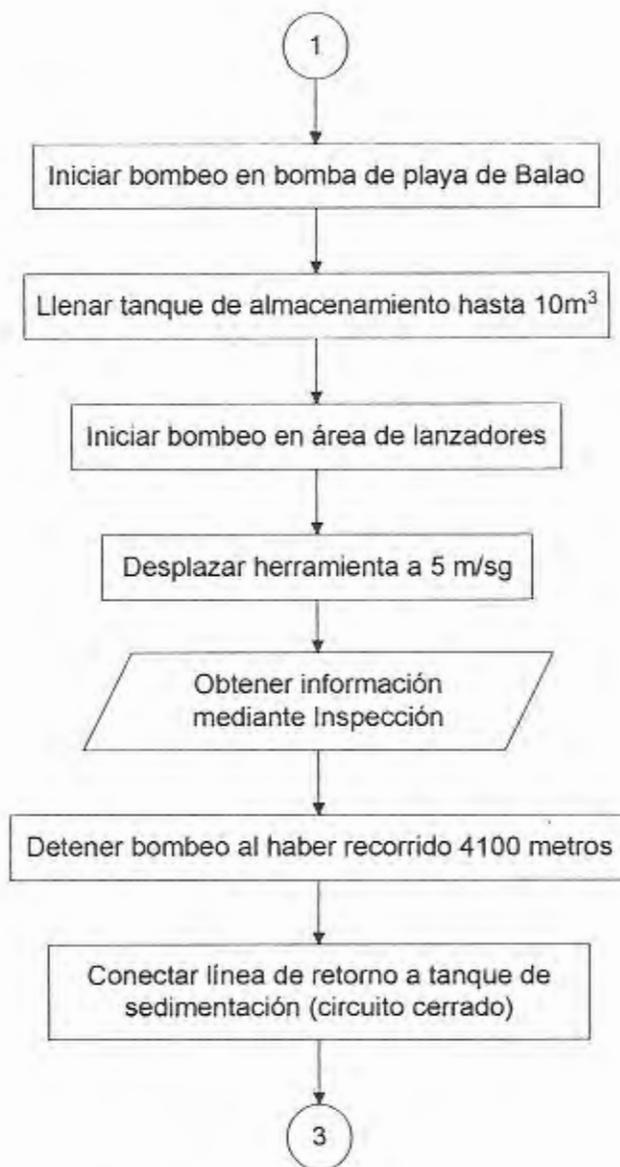
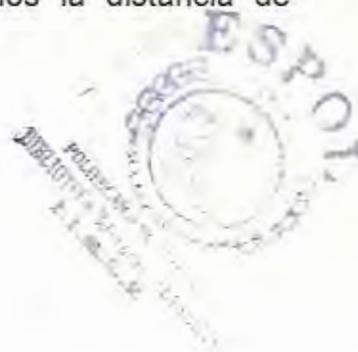


FIGURA 2.26. PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN (2)

La distancia de 4100 metros de inspección corresponde a la distancia total de la líneas (4300 m) menos la distancia de seguridad (200 m).



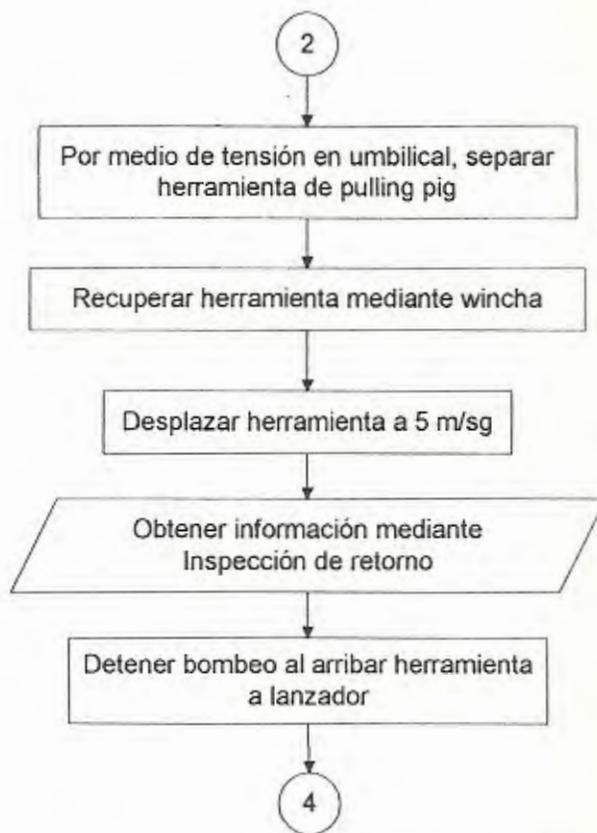
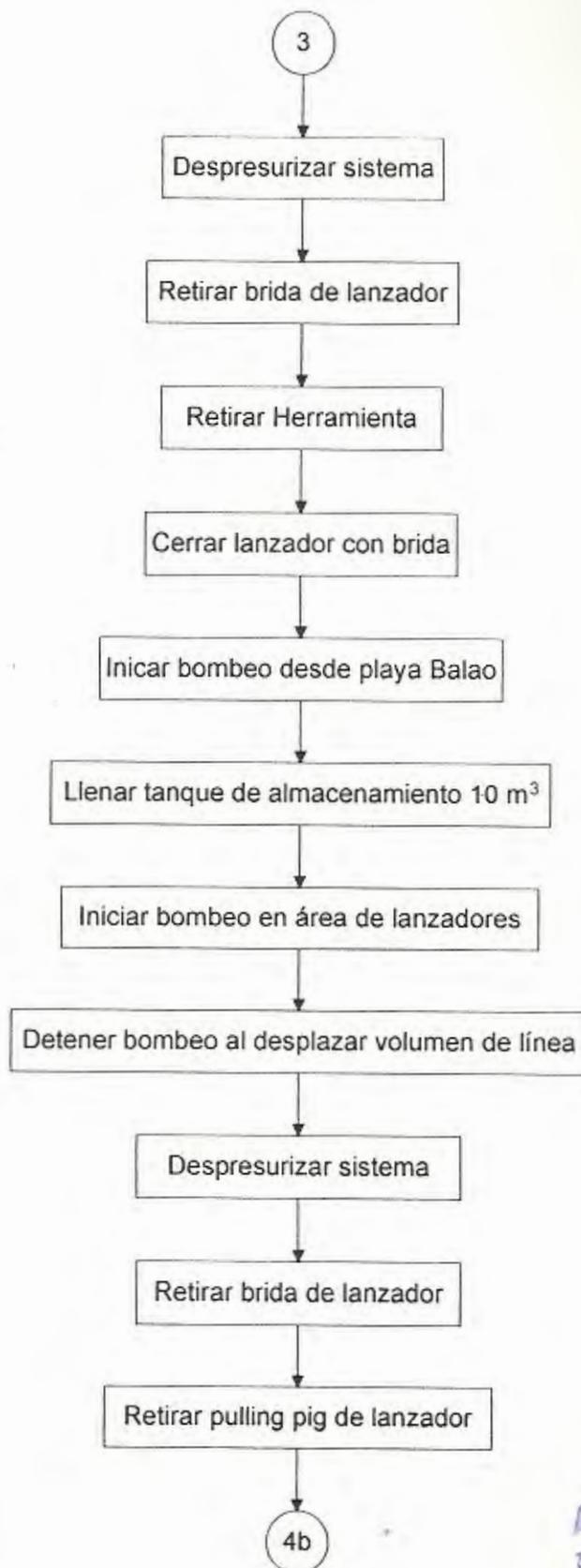
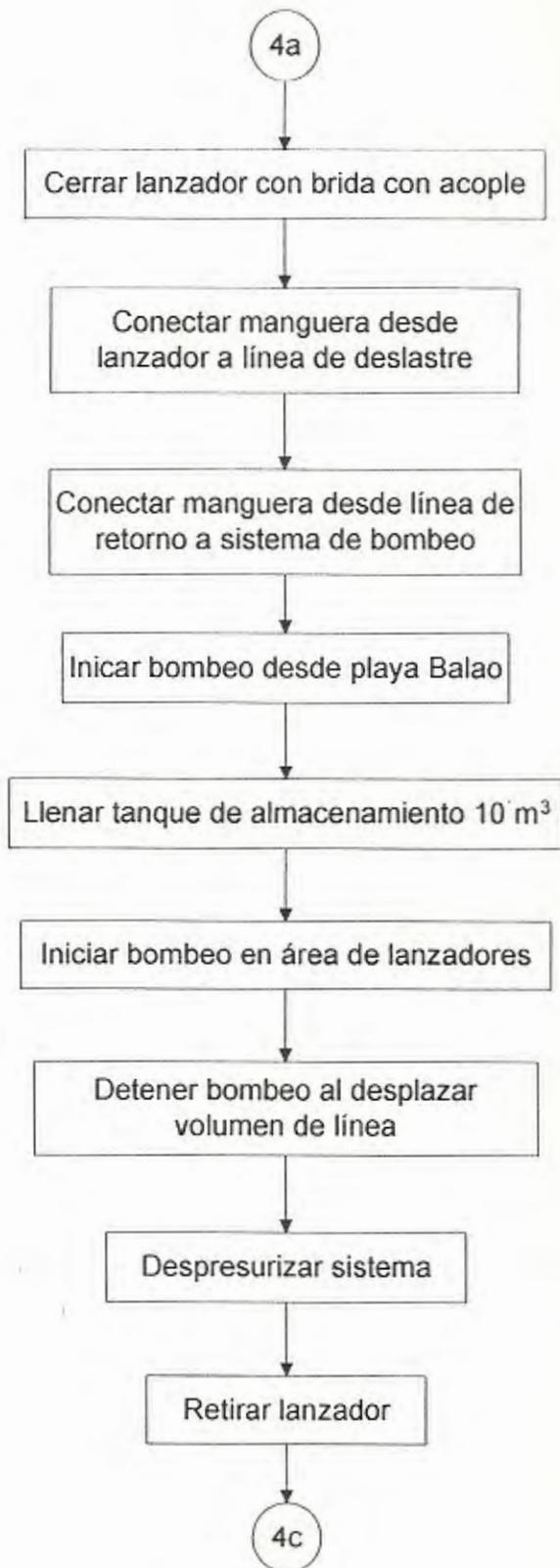


FIGURA 2.27. PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN - RETORNO



FIGURA 2.28. PUNTO DE UNIÓN PULLING PIG-HERRAMIENTA





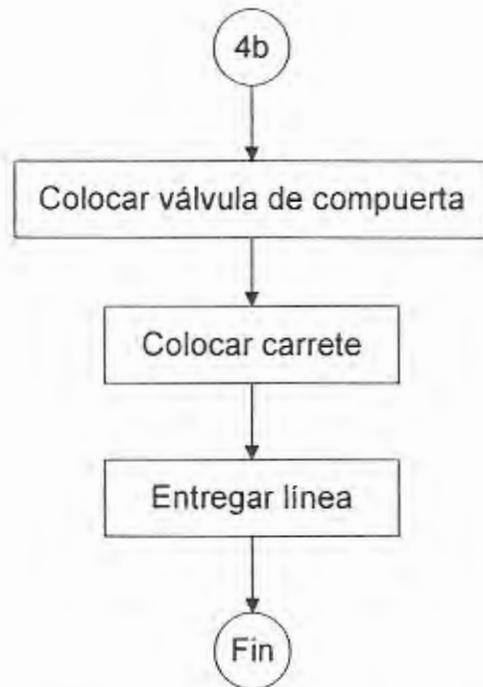


FIGURA 2.29. PROCEDIMIENTO DE OPERACIONES  
POSTERIORES A CORRIDAS DE INSPECCIÓN (4)

En el transcurso de la presente semana, se inició y concluyó la inspección de la línea 5, 12" Nafta, esta actividad tuvo ciertas demoras debido a fallas en el decodificador de la herramienta de inspección, el mismo que fue reparado, y debido a que solo se contaba con personal para un turno. Se realizó la limpieza de la línea 6, 10" Nafta. A mediados de la semana, arribó el siguiente personal:

- Inspector Ultrasónico
- Operador Electrónico

Los que deben trabajar en el turno de noche en conjunto con el mecánico de bomba, quien tiene en este caso funciones de operador de pigging.

Se han inspeccionado 4200 metros de la línea, en cada corrida, en el siguiente tiempo:

- Inspección de ida: 26,5 horas
- Inspección de retorno: 28 horas

Una vez retirada la herramienta de la línea, se iniciaron las operaciones de limpieza y mantenimiento. La herramienta es reconstruida de 12" a 10", debido a que se ha planificado continuar con la inspección de la línea 6, 10" Nafta. La reconstrucción, mantenimiento y reparación del decodificador tiene una duración de 2 días.

### Semana 7

Se inicia la limpieza de la línea 8, 20" Deslastre, se realiza análisis de datos de la línea inspeccionada la semana anterior, y se realiza la inspección de la línea 6, 10" Nafta, mediante el circuito hidráulico establecido con la línea 5, 12" Nafta. Se trabaja en dos turnos.

Se han inspeccionado 4200 metros de la línea, en cada corrida, en el siguiente tiempo:

- Inspección de ida: 24 horas
- Inspección de retorno: 38 horas

La inspección de retorno tiene demoras debido a que se programa una inspección de demostración para ejecutivos del operador de las líneas.



Una vez removida la herramienta, se inicia su reconstrucción de 10" a 12", debido a que es el único diámetro de línea restante a ser inspeccionado con esta herramienta.

### Semana 8

Se realiza análisis de la información, se inician pruebas en la herramienta para inspección de línea de 8". Continúa la limpieza de la línea de 20" Deslastre. Se inicia la limpieza de la línea 3, 8" Kerex.

Se inicia la inspección de la línea 3, presentándose demoras por falta de archivos para la configuración del software para la herramienta. La inspección se realiza durante 19,5 horas, en una longitud de 816 metros, pero se pierde comunicación con la herramienta, por lo que se la debe retornar. Se realizan pruebas y se decide ordenar el suministro de una tarjeta electrónica para el scanner desde Inglaterra.

### Semana 9

La gerencia de proyectos del contratista decide suspender las operaciones en la línea de 8" Kerex, la herramienta debe ser enviada de regreso a origen, para reparar las fallas. Se retomará su planificación a segunda orden.

Se ha paralizado la limpieza de la línea de 20" Deslastre, y el personal se encuentra en stand by hasta que se encuentre otra línea disponible para continuar las operaciones.

Se inicia la limpieza de la línea 4, 12" Diluyente,

El cliente, por requerimientos del operador, ha solicitado la inspección de una línea adicional, esta será conocida como la octava línea:

### Línea No. 8

Su nombre oficial es LPG, el producto transportado era LPG, no se encuentra en operación. Tiene un diámetro de 10" con cédula

40, grado ANSI B31.3/4, se extiende desde la REE hasta el PLEM antiguo, a ser inspeccionada desde el TEPRE hasta el PLEM antiguo, extensión aproximada 4079 m con secciones de 12 m de longitud, sin costura. No existen codos ni ángulos.

El contratista inicia la planificación de las actividades de limpieza e inspección de esta línea.

Una vez concluida la limpieza de la línea 12" Diluyente, se decide iniciar su inspección, mediante circuito cerrado con la línea 6, 10" Nafta. Se presentan dos demoras, primero, la falta de herramientas para la instalación del lanzador, y una vez iniciada la inspección, a 47 metros se decide regresar la herramienta debido a sobrecalentamiento en el motor eléctrico de la wincha.

Se solicita el suministro de un tacómetro / decodificador para la reparación del motor, las partes son ordenadas a Noruega.

Se desmoviliza un operador electrónico, el cual será reemplazado.

## Semana 10

El personal ultrasónico realiza análisis de información y reportes. Arriba el operador electrónico con las partes solicitadas, se repara la wincha, y se reinicia la inspección de la línea 4, 12" Diluyente.

Luego de inspeccionar por 13 horas, se observa que los datos obtenidos son de baja calidad, debido a la acumulación de suciedad frente a la herramienta, por lo que se decide regresarla a mayor velocidad, sin transmisión de información. Se revisa la herramienta, y se realizan ajustes en el decodificador. Posteriormente se continua la inspección sin inconvenientes.

Se han inspeccionado 4200 metros de la línea, en cada corrida, en el siguiente tiempo:

- Inspección de ida: 61 horas
- Inspección de retorno: 21 horas



*Un operador electrónico ha cumplido 28 días en sitio, por lo que es desmovilizado y reemplazado por un operador mecánico.*

Se decide reconstruir la herramienta de 12" a la configuración de 14", de esta manera, se tienen disponibles una herramienta para inspección de 20" y una para 14". No se conoce cual es la siguiente línea a inspeccionar.

#### Semana 11

Se finaliza la limpieza de la línea 7, 20" Deslastre. El personal ultrasónico realiza análisis de información y reporte, el personal electrónico y mecánico realiza mantenimiento de herramientas y wincha.

El cliente reemplaza el tramo submarino de la línea 2, 14" Fuel Oil, por lo que esta queda habilitada para el operador. A la espera de que el operador entregue la línea al cliente.

## Semana 12

Se inicia inspección de línea 8, 20" Deslastre, mediante circuito cerrado con la línea 8, 10" LPG. Luego de 1 hora de inspección, se debe regresar la herramienta, debido a pérdida de comunicación con ésta. Se detecta que la falla es un fuga en el cable que conecta el decodificador a la interfase. Esta es reparada y se continua la inspección.

Se han inspeccionado 4000 metros de la línea, en cada comida en el siguiente tiempo:

- Inspección de ida: 24 horas
- Inspección de retorno: 19 horas

Para realizar el retorno de la herramienta en esta ocasión se necesitó las operaciones de buzos del cliente, estos abrieron el circuito submarino, retiraron el pulling PIG y reestablecieron la conexión. De esta manera, la herramienta fue retornada con la wincha, y el pulling pig no necesitó ser bombeado de regreso.

Se realizan las operaciones de limpieza de la línea 8, 10" LPG. No se conoce cuando estará disponible la línea de 14" Fuel Oil, por lo que se decide reconstruir la herramienta de 14" a 10" con el propósito de inspeccionar la línea de 10" LPG.

Se inicia inspección de línea 8, 10" LPG, mediante circuito cerrado con la línea 7, 20" Deslastre. La inspección es retrasada debido a la ausencia de una grúa para la instalación del lanzador.

Se han inspeccionado 4000 metros de la línea, en cada corrida, en el siguiente tiempo:

- Inspección de Ida: 21 horas
- Inspección de retorno: 16 horas

El retorno de la herramienta es realizado usando los buzos y el procedimiento de la línea 7, 20" Deslastre.

Con respecto a la información ultrasónica obtenida en esta línea, se debe mencionar que, a diferencia de las demás líneas

inspeccionadas, en esta línea se encuentran extensas áreas de corrosión al inicio y final. En algunas áreas, esta corrosión no ha podido ser eliminada por los PIGs de limpieza, por lo que no se ha obtenido información útil en ciertas secciones.

### Semana 13

Se realiza la limpieza de la línea 2, 14" Fuel Oil. Esta operación toma un tiempo prolongado, debido a que la línea ha estado empaquetada con producto durante varios años, y este debe ser disuelto con diesel.

Ocurren fallas en los sistemas de bombeo, por lo que se paralizan las operaciones, el personal del contratista elabora reportes y análisis de datos.



### Semana 14

Inician las operaciones de inspección de la línea 2, 14" Fuel Oil, en circuito establecido con la línea de 12" Nafta, mediante un carrete construido por el cliente.

Se han inspeccionado 4200 metros de la línea, en cada corrida, en el siguiente tiempo:

- Inspección de Ida: 18 horas
- Inspección de retorno: 16 horas

No se presentaron demoras en la inspección de esta línea.

El cliente y el contratista han acordado que una vez finalizada esta inspección, el personal del contratista sea desmovilizado, y se establezca una pausa de 2 semanas previo a la continuación de las operaciones. Las herramientas y equipos permanecen en sitio. La etapa concluida se conocerá como Etapa de Ejecución Inicial.

Durante las semanas 15, 16, 17, 18, el cliente realiza operaciones en el sitio, no se cuenta con ninguna de las líneas disponibles para inspección.

### Semana 19

Esta etapa se conoce como Etapa de Ejecución Intermedia del proyecto. Se moviliza el siguiente personal al sitio:

- Inspector Ultrasónico – Líder de Sitio
- Operador Electrónico
- Operador de Pigging

El objetivo es realizar la inspección de la línea 3, 8" de Kerex, la misma que fue limpiada en la primera etapa del proyecto. Al arribo del personal al sitio, no existe disponibilidad de línea.

### Semana 20

Durante esta semana no existe disponibilidad de línea, el cliente tiene inconvenientes para lograr la conexión submarina de las mangueras, primero, el equipo de buzos detecta que estas se encuentran enredadas, luego, no existe disponibilidad del cuadrilátero para realizar la conexión, finalmente, ocurre un mal dimensionamiento del carrete construido para unir las mangueras.

### Semana 21 y Semana 22

El cliente logra establecer el circuito entre la línea 8" de Kerex y la de 10" Nafta, se decide limpiar la línea por segunda ocasión, pues esta, luego de haber sido limpiada en la primera fase, ha sido utilizada por el cliente, y tiene producto dentro.

Cuando se inician las operaciones de inspección, se presentan dos fallas, en la primera hora de inspección, se rompe el perno



que conecta el pulling PIG con la herramienta, por lo que se debe regresar a los lanzadores. Una vez armado el sistema nuevamente, a los 962 metros inspeccionados, se pierde la señal, se debe retornar la herramienta al lanzador, y realizar un chequeo, se detecta una falla en el cable entre el decodificador y la unidad de energía, este es reemplazado, y se continúa la inspección.

Se han inspeccionado 4200 metros de la línea, en cada corrida, en el siguiente tiempo:

- Inspección de ida: 28 horas
- Inspección de retorno: 27 horas

En la inspección de retorno, se presentó una caída de fase en el sistema eléctrico del operador, lo que provocó la pérdida de información y para de las operaciones durante 1 hora.

Se conoce que por el momento, el operador no tiene la posibilidad de facilitar la liberación de la última línea a ser

inspeccionada, por esto, se decide desmovilizar al personal y equipo, hasta que se conozca la posible fecha para reiniciar las actividades. La wincha con umbilical, permanece en sitio.

Durante las semanas 23, 24, 25, 26, 27 y 28, no se realizan operaciones de limpieza ni de inspección.

Durante la semana 29 el cliente realiza la limpieza de la línea 1, 20" Fuel Oil, con equipo proporcionado por el contratista.

### Semana 30

Se inicia la Etapa de Ejecución Final del proyecto. Se moviliza el siguiente personal al sitio:

- Inspector Ultrasónico – Líder de Sitio
- Operador Electrónico
- Operador Mecánico

Los equipos de inspección, paneles y computadoras han sido movilizados previamente. Al arribo del personal, el cliente informa que en las aduanas se ha detectado, por la diferencia de peso, un robo en el contenido del envío, se reporta la pérdida de una computadora de inspección. Se asume que con la computadora, haber sido extraídos adicionalmente diversas tarjetas y decodificadores que se encontraban en el mismo embalaje. Se solicita a las oficinas del contratista que realicen un envío urgente con reemplazo para todas las partes extraviadas.

El nuevo envío sufre una desviación en su trayectoria, es desembarcado accidentalmente en Curazao, por lo que su arribo se retrasa un día más.

Al arribar las partes, se inician las pruebas de los equipos, pero no existe comunicación entre la herramienta y la wincha, una de las tarjetas de comunicación se encuentra averiada, por lo que solicita un reemplazo a las oficinas del contratista.

El cliente realiza las operaciones necesarias para establecer el circuito entre la línea de 20" Fuel Oil y la línea de 10" Nafta.

### Semana 31

Durante esta semana, el personal del contratista trabaja en reparar la falla en la wincha, sin éxito. El personal del cliente procura la reparación del sistema de bombeo de agua desde la playa.

### Semana 32

Continúan los trabajos de reparación en la wincha. Se decide solicitar la movilización de un perito electrónico del contratista, este arriba con un nuevo set completo de repuestos para las partes, y una unidad de poder extra para la wincha.

Mediante el uso de un osciloscopio, el perito observa, luego de varias horas de medición, que existe fuga de energía en el motor de la wincha, debido a humedad presente, esto ha provocado una falla en el motor y en la tarjeta de comunicación. Se realizan las reparaciones necesarias.

Se inicia la inspección de la línea 1, 20" Fuel Oil. En esta ocasión, se requiere el envío de un PIG de espuma 50 metros previo al sistema pulling PIG – herramienta de inspección, esto con el propósito de que el primer PIG arrastre cualquier sedimento remanente que pudiera interferir la inspección.

Existe una falla en la comunicación entre el personal del contratista y el personal del cliente, por lo que el segundo, al enviar el primer PIG, deja una distancia de 50 metros cúbicos previo al envío del sistema de inspección, lo que equivale a una distancia lineal de 300 metros. Esto provoca que el PIG se detenga en el PLEM, sin lograr la inspección de los últimos 300 metros, por esto, se decide regresar la herramienta al lanzador, retirar el PIG, y reanudar la inspección desde el punto donde se detuvo.

Se han inspeccionado 4300 metros de la línea, en cada comida, en el siguiente tiempo:

- Inspección de Ida: 28,5 horas
- Inspección de retorno: 17 horas

### Semana 33

Una vez concluida la inspección, se realizan las operaciones de limpieza y empaque de equipos para su desmovilización, las herramientas de inspección serán enviadas vía aérea, la wincha será empacada para ser enviada vía marítima.

Los operadores son desmovilizados, el líder de sitio permanece para realizar la firma de los reportes diarios.

El análisis de las operaciones realizadas en la fase de realización, la comparación de lo planificado y ejecutado y los resultados obtenidos, será presentado en el capítulo 3 del presente trabajo



### Semana 33

Una vez concluida la inspección, se realizan las operaciones de limpieza y empaque de equipos para su desmovilización, las herramientas de inspección serán enviadas vía aérea, la wincha será empacada para ser enviada vía marítima.

Los operadores son desmovilizados, el líder de sitio permanece para realizar la firma de los reportes diarios.

El análisis de las operaciones realizadas en la fase de realización, la comparación de lo planificado y ejecutado y los resultados obtenidos, será presentado en el capítulo 3 del presente trabajo



### Fase de Transmisión

Una vez finalizadas las operaciones de ejecución, se debe empezar la fase de transmisión de la información, o reporte.

Inicialmente se había planificado la entrega de reportes preliminares de cada línea previo a la desmovilización del personal del sitio, pero el cliente especificó que no era necesario la entrega de estos, debido a que la información contenida en ellos, no era lo suficientemente profunda como para ser entregada al operador. Esto se dio, debido a que en ninguna de las líneas se detectó algún hallazgo capaz de provocar una falla en las actividades del operador. Es por esto que se omite este paso, y se procede a la elaboración del reporte final.

Luego de las operaciones en sitio, se había planificado que el personal reciba 8 días de descanso previo al inicio del análisis de la información y reporte. Desafortunadamente, el personal asignado a esta actividad, inspector ultrasónico, es reportado en descanso por razones médicas, por lo que se debe asignar la actividad a un segundo inspector. Al momento, no existe

inspector disponible, todos se encuentran trabajando en proyectos.

Durante las semanas 34, 35, 36 y 37 no se realizan actividades de reporte.

Las semanas 38, 39, 40, 41 y 42 se dedican a la elaboración de los reportes de las ocho líneas inspeccionadas. Este reporte es enviado por escrito al cliente la semana 43 para sus comentarios. Los comentarios del cliente son recibidos en la semana 45, con la solicitud de elaborar histogramas que reflejen la información del Libro de Línea.

La información extra, con el reporte final corregido, es enviado al cliente durante la semana 47, este es aceptado.

El reporte final incluye lo siguiente:

- Sumario
- Introducción

- Descripción de la Herramienta de Inspección
  - General
  - Técnica de Medición
  - Información Técnica
- Desarrollo
  - Preparaciones de Equipos
  - Preparaciones de Línea
- Criterio de Evaluación
  - Criterios de Evaluación
  - Tabla de Abreviaturas
- Resultados de Inspección (Por cada Línea)
  - Lista de Hallazgos
  - Libro de Línea
  - Hoja de reporte de defectos críticos
  - Interpretación de Hard Copies
  - Conclusiones
- Apéndices
  - Procedimientos

- Reportes Diarios
- Hojas de Datos en Excel
- Record de Archivo de Información
- Histogramas

## 2.4 Utilización y Mutación

Una vez concluido el proyecto es importante analizar los resultados obtenidos, los beneficios producidos para cada una de las partes, y cómo permite el proyecto la generación de nuevas oportunidades.

### Fase Utilización

Como se ha mencionado, el tangible final del proyecto es un reporte, los beneficios de este recaen directamente en el operador, quien es el consumidor final; es importante especificar la manera como la información ha sido presentada, de tal manera que pueda ser aprovechada al máximo.

Durante el análisis de la información recopilada, se asigna una identificación a cada soldadura, cada carrete de tubería posterior a una soldadura mantiene la identificación, y es mencionada, si contiene algún hallazgo o defecto. Por ejemplo, si una soldadura

recibe la identificación 2500, el carrete que le sigue se conocerá como 250.

Todos los hallazgos relevantes son examinados, y el espesor de pared remanente es también indicado en las tablas con información. La posición de acuerdo a 360 grados, o posición de reloj es incluida junto con la indicación de si la falla es interna o externa.

Todas las instalaciones en la línea son mencionadas en el libro de línea con su respectiva localización.

Los hallazgos son medidos y analizados de acuerdo al espesor de pared general del tramo o sección en el que se encuentran. Esto se debe a que la mayoría de las líneas están compuestas por diferentes tipos de carretes de tuberías, por lo que sería equivocado utilizar una medida nominal general para todos los tramos. Esto significa que únicamente, los hallazgos con una medición menor al 12.5% del espesor de pared general, serán dimensionados e identificados. En la línea de 8" Kerex, este valor será de 25%.

La información es presentada como se indica a continuación:

TABLA 22  
LIBRO DE LÍNEA

Soldadura	Objeto	Distancia Absoluta	Distancia Relativa	Espesor General	Orientación	Comentario
	Inicio					
10	Soldadura	80				
1	Carrete			8.7		
20	Soldadura	9513	9433			
2	Carrete			8.7		
30	Soldadura	11952	2439			

Donde:

- Soldadura: Indica la identificación única de cada soldadura / carrete
- Objeto: Indica la identificación de cada hallazgo
- Distancia Absoluta: Indica la distancia absoluta desde el punto cero en mm.
- Distancia Relativa: Indica la distancia entre dos hallazgos en mm.
- Espesor General: Indica el espesor medido dentro de un carrete

- Orientación: Indica la orientación del hallazgo de acuerdo a una posición de reloj.
- Comentarios: Descripción del hallazgo

TABLA 23

## LISTA DE HALLAZGOS

Soldadura	Objeto	Distancia Absoluta	Distancia Relativa	Espesor General	Espesor Mínimo	Posición	Longitud	Ancho	Espesor < 12,5%	Espesor < 25%	Orientación
	Inicio										
10	Soldadura	80									
1	Carrete			8.7							
20	Soldadura	9513	9433								
2	Carrete			8.7							
30	Soldadura	11952	2439								

Donde:

- Espesor Mínimo: Indica la mínima medición registrada dentro de un carrete.
- Posición: Indica la posición axial del hallazgo dentro de la línea.
- Longitud: Longitud axial del hallazgo
- Ancho: Longitud Radial del Hallazgo

- Espesor < 12.5%: Tamaño del hallazgo o pérdida de metal mayor a 12.5% y menor a 25%
- Espesor < 25%: Tamaño del hallazgo o pérdida de metal mayor a 25%

Adicionalmente, se presenta un Hard Copy, o impresión del scaneado de cada uno de los defectos más relevantes, con su respectivo análisis, como se ha indicado en la sección 1.5.

Una apreciación general de los resultados obtenidos por la inspección es:

#### Línea 5, 12" Nafta

- Longitud total inspeccionada, de acuerdo a odómetro: 4288 metros.
- Espesor de pared general nominal: 8.4 mm.
- 12.5% de Pérdida de Pared: menor a 7.4 mm.

- 25% de Pérdida de Pared: menor a 6.3 mm.

La información obtenida es de muy buena calidad. En general, el espesor de pared varía en 1 mm, la línea tiene principalmente costura axial. Se han detectado 2 áreas con espesores menores a 12.5 % y una abolladura, las cuales han sido reportadas.

#### Línea 6, 10" Nafta

- Longitud total inspeccionada, de acuerdo a odómetro: 4286 metros.
- Espesor de pared general nominal: 7.8 mm.
- 12.5% de Pérdida de Pared: menor a 6.7 mm.
- 25% de Pérdida de Pared: menor a 5.9 mm.

La información obtenida es de muy buena calidad. En general, el espesor de pared varía en 1 mm, la línea tiene principalmente costura axial. Se han detectado 7 áreas con espesores menores a 12.5 % y una abolladura, las cuales han sido reportadas.

#### Línea 4, 12" Diluyente

- Longitud total inspeccionada, de acuerdo a odómetro: 4300 metros.
- Espesor de pared general nominal: 8.4 mm.
- 12.5% de Pérdida de Pared: menor a 7.3 mm.
- 25% de Pérdida de Pared: menor a 6.3 mm.

La información obtenida es de muy buena calidad. En general, el espesor de pared varía en 3 mm debido a que la línea ha sido construida con carretes de diferentes espesores, la línea tiene principalmente costura axial. Se han detectado 8 áreas con espesores menores a 12.5 % y una abolladura, las cuales han sido reportadas.

#### Línea 7, 20" Deslastre

- Longitud total inspeccionada, de acuerdo a odómetro: 4109.7 metros.



- Espesor de pared general nominal: 12.7 mm.
- 12.5% de Pérdida de Pared: menor a 11.1 mm.
- 25% de Pérdida de Pared: menor a 9.5 mm.

La información obtenida varía de acuerdo al nivel de corrosión encontrado, aproximadamente un 10% de la longitud total de la línea tiene altos niveles de corrosión, los cuales impidieron la obtención de información, se asume niveles preocupantes de disminución de espesor en estos tramos. Con respecto al otro 90%, en general el espesor de pared varía en 3 mm, la línea tiene tramos con costura, y tramos sin costura.

Se recomienda que esta línea sea limpiada con herramientas hidromecánicas y reinspeccionada en las áreas de interés.

#### Línea 8, 10" LPG

- Longitud total inspeccionada, de acuerdo a odómetro: 4074,9 metros.

- Espesor de pared general nominal: 7.8 mm.
- 12.5% de Pérdida de Pared: menor a 6.7 mm.
- 25% de Pérdida de Pared: menor a 5.9 mm.

La información obtenida es de muy buena calidad. En general, el espesor de pared varía en 1,5 mm, la línea tiene principalmente costura axial. Se han detectado 15 áreas con espesores menores a 12.5 % y una abolladura, las cuales han sido reportadas.

Se recomienda que esta línea sea limpiada con herramientas hidromecánicas y reinspeccionada en las áreas de interés.

#### Línea 2, 14" Fuel Oil

- Longitud total inspeccionada, de acuerdo a odómetro: 4288 metros.
- Espesor de pared general nominal: 8.4 mm.

- 12.5% de Pérdida de Pared: menor a 7.3 mm.
- 25% de Pérdida de Pared: menor a 6.3 mm.

La información obtenida es de muy buena calidad. En general, el espesor de pared varía en 1 mm, la línea tiene principalmente costura axial, se han detectado 8 áreas con espesor menores a 12.5 % y una abolladura, las cuales han sido reportadas.

Adicionalmente, los primeros 200 metros de inspección tienen elevados niveles de corrosión externa, algo similar, pero en menor grado, ocurre al final de la línea. En estos tramos, la reducción supera el 25% del espesor de pared. Se recomienda que el tramo inicial se descubierta, y reciba tratamiento para extender su vida útil.

#### Línea 3, 8" Kerex

- Longitud total inspeccionada, de acuerdo a odómetro: 4375 metros.

- 12.5% de Pérdida de Pared: menor a 7.3 mm.
- 25% de Pérdida de Pared: menor a 6.3 mm.

La información obtenida es de muy buena calidad. En general, el espesor de pared varía en 1 mm, la línea tiene principalmente costura axial, se han detectado 8 áreas con espesor menores a 12.5 % y una abolladura, las cuales han sido reportadas.

Adicionalmente, los primeros 200 metros de inspección tienen elevados niveles de corrosión externa, algo similar, pero en menor grado, ocurre al final de la línea. En estos tramos, la reducción supera el 25% del espesor de pared. Se recomienda que el tramo inicial se descubierta, y reciba tratamiento para extender su vida útil.

#### Línea 3, 8" Kerex

- Longitud total inspeccionada, de acuerdo a odómetro: 4375 metros.

- Espesor de pared general nominal: 8.3 mm.
- 12.5% de Pérdida de Pared: menor a 7.2 mm.
- 25% de Pérdida de Pared: menor a 6.1 mm.

La información obtenida es de muy buena calidad. En general, el espesor de pared varía en 1,5 mm, la línea tiene principalmente costura axial. Se han detectado múltiples áreas con corrosión interna y espesores menores a 25 %, las cuales han sido reportadas. Ha sido detectado un carrete con espesor menor a 4.5 mm, por lo que se recomienda sea reemplazado..

#### Línea 1, 20" Fuel Oil

- Longitud total inspeccionada, de acuerdo a odómetro: 4380 metros.
- Espesor de pared general nominal: 12.7 mm.
- 12.5% de Pérdida de Pared: menor a 11.1 mm.
- 25% de Pérdida de Pared: menor a 9.5 mm.

La información obtenida es de muy buena calidad. En general, el espesor de pared varía en 1,5 mm, la línea tiene principalmente costura axial. Se han detectado 5 áreas con espesores menores a 12.5 % y una abolladura, las cuales han sido reportadas.

### Fase de Mutación

La mutación consiste en nuevos proyectos en los que se pueda incursionar; en este caso, existen las alternativas:

- Refinería Estatal de Esmeraldas, reinspección ultrasónica interna de las ocho líneas submarinas inspeccionadas en el presente proyecto, extensión aproximada 4300 m. El objetivo de esta inspección sería el establecer tasas de corrosión que permitan establecer un patrón en el comportamiento de las líneas, esta reinspección debería ser realizada dentro de un lapso máximo de 5 años.

- Petroindustrial, Libertad, inspección ultrasónica interna de una línea submarina de despacho de Fuel Oil, 35 cm (14") con una extensión de 4200 metros. El sitio ha sido visitado por el contratista y se han analizado las posibles metodologías para las operaciones. El proyecto se considera factible, el operador requiere su realización dentro de un plazo máximo de 1 año.
- Oleoducto, Esmeraldas, inspección ultrasónica interna de tres líneas submarinas de despacho de crudo y deslastre. Los diámetros son 76 cm (30"), 91 cm (36") y 101 cm (40"), tienen una extensión de 8300 m. El sitio ha sido visitado por el contratista, y se han analizado las posibles metodologías para las operaciones. El proyecto se considera factible, el operador requiere su realización dentro de un plazo máximo de 1 año.
- Oleoducto, inspección ultrasónica interna de una línea terrestre de transporte de crudo, dividida en dos secciones. La primera tiene un diámetro de 50 cm (20"), y una extensión total de 34.27 kilómetros, desde San Juan hasta La Palma; la



segunda tiene un diámetro de 66 cm (26") y una extensión de 167,08 kilómetros, desde Lago Agrio hasta Baeza.

- Oleoducto, inspección ultrasónica interna de una línea terrestre de transporte de crudo Shushufinde - Quito, dividida en dos secciones. La primera tiene un diámetro de 15 cm (6") y una extensión de 270 kilómetros, la segunda tiene un diámetro de 10 cm (4") y una extensión de 17 kilómetros.

## CAPÍTULO 3

### ANÁLISIS DE RESULTADOS

Hasta la presente, la gestión del proyecto ha tenido como elementos principales la planeación con la fase de ejecución que se ha desarrollado en los diversos escenarios actores del mismo; por lo que se pretende realizar un análisis que contraste la planeación con lo ejecutado, con el fin de observar si se cumplieron los objetivos propuestos en la fase inicial del mismo.

Por supuesto es de entender que como en todo proyecto han ocurrido diversos cambios que son propios de la fase de ejecución, lo que servirá para hacer futuras retroalimentaciones en el diagrama lógico de toma de decisiones y poder optimizar nuevos proyectos.

El análisis será realizado en términos de actividades y en términos de costos; utilizando para ambos como unidad básica la inspección por línea, estableciendo los factores que incidieron en las demoras y elevación de costos de las operaciones.

### 3.1 Resultados Operacionales del Proyecto

Durante la ejecución del presente proyecto se han presentado diversos factores que han significado nuevos desafíos para las partes; cada uno de los participantes ha trabajado de tal manera que estos retos sean sorteados, logrando de esta manera que el objetivo del proyecto sea alcanzado. Se planificó la inspección interna bi-direccional de ocho líneas submarinas, con una extensión aproximada 68,000 metros, esto fue cumplido.

Este proyecto ha marcado un hito en la historia de las partes involucradas: para el cliente y el operador es la primera ocasión que este tipo de inspección es realizada en el país, para el contratista, es la primera ocasión que se inspecciona tal longitud de líneas en un solo proyecto.

Pese a que el proyecto ha sido considerado un éxito para los participantes, se debe realizar un análisis de cuáles fueron los factores que afectaron su duración.

Se planificó que el proyecto tendría una duración de 188 días, la duración total alcanzó los 399 días, como se puede observar en el Cronograma 2 del Apéndice 1.

A continuación se presentará un breve análisis de las fases dentro de la gestión que involucra la planeación del proyecto, mencionando lo logrado en cada una de ellas.

#### **Fase de Determinación y Diseño**

Las actividades incluidas dentro de aspectos preliminares y reconocimiento de sitio fueron cumplidas de acuerdo a lo planificado.

#### **Fase de Realización – Ejecución**

Las actividades incluidas dentro de preparaciones técnicas fueron cumplidas de acuerdo a lo planificado.

Las actividades a ser realizadas por el cliente fueron cumplidas en su totalidad, de 12 actividades, 10 tuvieron un 50% de retraso, pero esto no afectó las operaciones. Las actividades críticas en esta etapa fueron:

- Disponer suministro de agua en sitio
- Disponer facilidades para eliminación de agua residual

Ambas actividades fueron planificadas con una duración de 28 días. Con respecto a primera, el cliente procuró 3 alternativas para el suministro de agua, pero las dos primeras no alcanzaban un caudal de  $120 \text{ m}^3/\text{h}$  a 6 bares de presión, pese a que este no es el caudal necesario para las operaciones de inspección como se observa en la tabla 24, es el requerido para las operaciones previas de limpieza. Por la extensión de esta actividad a 63 días, el proyecto tuvo un retraso de 35 días.

Los arreglos necesarios para lograr la eliminación de agua residual tomaron 48 días, 20 días más de lo planificado, pero este lapso es menor al retraso provocado por el suministro de agua, por lo que no es considerado como retraso al proyecto.

TABLA 24  
CAUDALES REQUERIDOS PARA OPERACIONES DE  
INSPECCIÓN

ID LÍNEA	DIAMETRO NOMINAL ( " ) (cm)	VOLUMEN DE LÍNEA (m3)	CAUDAL (m3/h)
1	20 (50.8)	836	57
2	14 (35.5)	419	29
3	8 (20.3)	156	11
4	12 (30.5)	344	24
5	12 (30.5)	344	24
6	10 (25.4)	243	17
7	20 (50.8)	782	57
8	10 (25.4)	227	17

El origen de estas fallas se encuentra en el reconocimiento de sitio, el contratista no consideró la falta de experiencia del operador y del cliente en este tipo de operaciones, por lo que la presentación de los requerimientos de bombeo no fue lo suficientemente clara. Se debe considerar, para evitar este tipo de situaciones, que el operador de la compañía de limpieza se encuentre presente en el reconocimiento de sitio y trabaje en conjunto con el cliente y el operador de las líneas en busca de alternativas de bombeo y descargue.

Inicialmente se consideró realizar las siguientes actividades:

- Movilización de Personal y Equipo
- Operaciones en Sitio

Se esperaba realizar estas actividades en un lapso de 38 días la primera y 49 días la segunda. Durante la ejecución se debió realizar estas actividades en tres etapas, con dos periodos de pausa entre ellas y una duración total de 267 días. De esta manera, se cuenta con tres etapas, cada una ellas incluye actividades de movilización de personal y equipo y operaciones en sitio.

El detalle de ejecución se ha considerado en tres etapas:

- Etapa de Ejecución Inicial
- Pausa
- Etapa de Ejecución Intermedia
- Pausa
- Etapa de Ejecución Final



## Etapa de Ejecución Inicial

Esta etapa tuvo una duración de 133,25 días. Durante las actividades de movilización se presentaron las siguientes demoras:

El transporte de la wincha hasta Guayaquil se planificó para 27 días de acuerdo a la oferta de la compañía naviera; la duración total fue de 44 días. La demora no fue exclusivamente de transporte, sino de retiro del equipo de la aduana en destino. Durante el desarrollo de este proyecto, se han presentado constantes retrasos provocados por las fallas del sistema aduanero ecuatoriano. El transporte aéreo del resto de los equipos fue ejecutado dentro de lo planificado, 11 días. El transporte del personal fue realizado dentro de lo planificado, 2 días.

Las actividades de movilización en esta etapa tuvieron una duración de 46 días, 8 días más de lo planificado; pero este retraso se traslapa con el provocado por la falta de suministro de agua, por lo que no afecta la duración total del proyecto.

Durante las operaciones en sitio, las actividades debieron ser re-planificadas en su totalidad. Una vez que el cliente estableció el suministro de agua que cumpliera las necesidades de inspección y limpieza, y las facilidades para eliminación de desechos, se debió iniciar las actividades de limpieza e inspección. Estas habían sido planificadas de acuerdo a la secuencia establecida en la Tabla 16, pero las actividades del operador obligaron a realizar modificaciones, obteniéndose finalmente la siguiente secuencia de inspección:

- Inspección 1: Línea 5, 12" Nafta
- Inspección 2: Línea 6, 10" Nafta
- Inspección 3: Línea 4, 12" Diluyente
- Inspección 4: Línea 7, 20" Deslastre
- Inspección 5: Línea 8, 10" LPG
- Inspección 6: Línea 2, 14" Fuel Oil
- Inspección 7: Línea 3, 8" Kerex
- Inspección 8: Línea 1, 20" Fuel Oil

### Inspección de línea 5, 12" Nafta

Actividades.- El operador entregó la línea empaquetada con agua, el cliente realizó la conexión submarina entre esta línea, y la línea 6, 10" Nafta utilizando la barcaza del operador. La limpieza se realizó en 4 días.

Una vez aceptado el nivel de limpieza, se realizaron las actividades de inspección con una duración de 3 días. La herramienta de inspección fue separada del pulling PIG mediante presión ejercida en el umbilical.

Personal.- Se contó con un turno de 4 personas en la corrida de ida, y dos turnos de 3 personas cada uno en la corrida de retorno.

Demoras.- Se presentó una falla en el decodificador de la herramienta de inspección, este fue solucionado sin mayores inconvenientes.

### Inspección de línea 6, 10" Nafta

Actividades.- El operador entregó la línea empaquetada con agua, el cliente realizó la conexión submarina entre esta línea, y la línea 5, 12" Nafta utilizando la barcaza del operador. La limpieza se realizó en 3 días. Una vez aceptado el nivel de limpieza, se realizaron las actividades de inspección con una duración de 3 días. La herramienta de inspección fue separada del pulling PIG mediante presión ejercida en el umbilical.

Personal.- Se contó con dos turnos de 3 personas cada uno en ambas corridas.

Demoras.- Se realizó una presentación del software y metodología de inspección a ejecutivos del operador.

### Inspección de línea 4, 12" Diluyente

Actividades.- El operador entregó la línea empaquetada con agua, el cliente realizó la conexión submarina entre esta línea, y

P.S.T.

Elaborado por:  
Fecha:

la línea 6, 10" Nafta utilizando la barcaza del operador. La limpieza se realizó en 4 días. Una vez aceptado el nivel de limpieza, se realizaron las actividades de inspección con una duración de 7 días. La herramienta de inspección fue separada del pulling PIG mediante presión ejercida en el umbilical.

Personal.- Se contó con dos turnos de 3 personas cada uno en ambas corridas. Se debió realizar un cambio de personal entre las operaciones.

Demoras.- Sobrecalentamiento en el motor eléctrico de la wincha. Acumulación de sedimentos frente a la herramienta obligan a retornarla para efectuar una limpieza en esta.

#### Inspección de línea 7, 20" Deslastre

Actividades.- El operador entregó la línea empaquetada con agua, el cliente realizó la conexión submarina entre esta línea, y la línea 8, 10" LPG utilizando el personal de buzos. La limpieza se

inspección con una duración de 3 días. La herramienta de inspección fue separada del pulling PIG mediante la ayuda del equipo de buzos del cliente.

Personal.- Se contó con dos turnos de 3 personas cada uno en ambas corridas.

Demoras.- Ausencia de grúa para instalación de lanzador.

#### Inspección de línea 2, 14" Fuel Oil

Actividades.- El operador entregó la línea empaquetada con agua, el cliente realizó la conexión submarina entre esta línea, y la línea 6, 10" Nafta utilizando el personal de buzos. La limpieza se realizó en 10 días. Una vez aceptado el nivel de limpieza, se realizaron las actividades de inspección con una duración de 3 días. La herramienta de inspección fue separada del pulling PIG mediante presión ejercida en el umbilical.

Personal.- Se contó con dos turnos de 3 personas cada uno en ambas corridas.

Demoras.- No se presentaron demoras.”

### PAUSA

Una vez finalizada la Etapa de Ejecución Inicial, se realizó la desmovilización del personal, y se paralizaron las actividades durante 28 días.

### **Etapa de Ejecución Intermedia**

Esta etapa tiene una duración de 32 días. Previo al inicio de las actividades por el contratista, el cliente tiene demoras para establecer una conexión submarina para iniciar las actividades, 14 días.

### Inspección de línea 3, 8" Kerex

Las actividades en esta línea fueron iniciadas en la etapa de ejecución inicial, la línea fue entregada por el operador empaquetada con agua, el cliente realizó la conexión submarina entre esta línea, y la línea 5, 12" Nafta utilizando la barcaza del operador. La limpieza se realizó en 3 días. Una vez aceptado el nivel de limpieza, se realizaron las actividades de inspección durante 1, posterior a lo cual fueron suspendidas para reiniciarlas posteriormente con una nueva herramienta.

Inconvenientes - Ausencia de configuración del software para la herramienta. Fallas en la tarjeta electrónica decodificadora de la herramienta .

Durante la etapa de ejecución intermedia, el cliente estableció una conexión submarina con la línea 6, 10" Nafta, con la ayuda del equipo de buzos. Se realizó la limpieza de la línea por un día más. Una vez aceptado el nivel de limpieza, se realizaron las actividades de inspección durante 5 días con un scanner de 128

canales. La herramienta de inspección fue separada del pulling  
PIG mediante presión ejercida en el umbilical.

Personal.- Se contó con un turno de 3 personas cada uno en  
ambas corridas.

Demoras.- Ruptura en el perno de unión de pulling PIG con  
herramienta de inspección, fuga en el cable que conecta el  
decodificador con la unidad de energía de la herramienta, caída  
de fase en el sistema eléctrico del operador.

### PAUSA

Una vez finalizada la Fase 2, se realizó la desmovilización del  
personal y equipo, excepto la wincha, y se paralizaron las  
actividades durante 47 días.

## Etapa de Ejecución Final

Esta etapa tiene una duración de 41 días. Previo al inicio de las actividades, el contratista experimenta retrasos en la desaduanización de los equipos de inspección, así como la pérdida de parte de estos, tiempo total de retraso 13 días.

### Inspección de línea 1, 20" Fuel Oil

Actividades.- El operador entregó la línea empaquetada con agua, el cliente realizó la conexión submarina entre esta línea, y la línea 6, 10" Nafta utilizando la barcaza del operador. La limpieza fue realizada por el cliente en un lapso de 26 días. Una vez aceptado el nivel de limpieza, se realizaron las actividades de inspección con una duración de 4 días. La herramienta de inspección fue separada del pulling PIG mediante presión ejercida en el umbilical.

Personal.- Se contó con un turno de 3 personas. Se requirió la presencia de un perito electrónico.

Demoras.- Retrasos en la internación de equipos de inspección.  
Fuga de energía en el motor de la wincha debido a humedad presente. Fallas al colocar un batch de agua de  $50 \text{ m}^3$  en lugar de 50 m entre un PIG de espuma y el pulling PIG con el sistema de inspección.

Los resultados operativos de las actividades de inspección se observan en la Tabla 25.

En donde:

- A. Tiempo de Inspección en Corrida de Ida
- B. Tiempo de Inspección en Corrida de Retorno
- C. Longitud de Inspección Planificada
- D. Longitud de Inspección Alcanzada
- E. Velocidad Planificada
- F. Máxima Velocidad Alcanzada
- G. Espesor de Pared Teórico
- H. Espesor de Pared Real

TABLA 25  
RESULTADOS OPERATIVOS DE ACTIVIDADES DE  
INSPECCIÓN

LÍNEA	A (h)	B (h)	C (m)	D (m)	E (m/min)	F (m/min)	G (mm)	H (mm)
1. 20" FUEL OIL	28,5	17	4180	4380	5	5,2	14	12,7
2. 14" FUEL OIL	18	16	4180	4288	5	6,8	10	8,4
3. 8" KEREX	28	27	4180	4375	5	5,3	8	8,3
4. 12" DILUYENTE	61	21	4180	4300	5	6,2	9	8,4
5. 12" NAFTA	26,5	28	4180	4288	5	5,5	9	8,4
6. 10" NAFTA	24	38	4180	4286	5	5	9	7,8
7. 20" DESLASTRE	24	19	3879	4109	5	5,8	14	12,7
8. 10" LPG	21	16	3879	4074	5	6,6	9	8,1

### PAUSA

Una vez finalizada la etapa de ejecución final, se realizó la desmovilización del personal y equipo, y se paralizaron las actividades durante 29 días debido a falta de personal para análisis de información y elaboración de reporte

En total, la fase de realización incluidas las pausas, duró 198 días más de lo planificado.

### Fase de Transmisión - Reporte

Esta etapa tenía una duración planificada de 46 días, se presentaron las siguientes demoras:

- Elaboración del reporte final, se habían planificado 30 días, esta actividad se extendió 4 días adicionales
- Envío de reporte al cliente para comentarios, pasó de 10 días a 17 días.
- La finalización del reporte, debido a nuevos requerimientos por parte del cliente, se extendió de 4 días a 13 días

En total, esta fase tuvo un retraso de 20.25 días

Considerando la totalidad del proyecto, debemos observar que durante la fase de planificación, las actividades mantuvieron la siguiente relación porcentual:

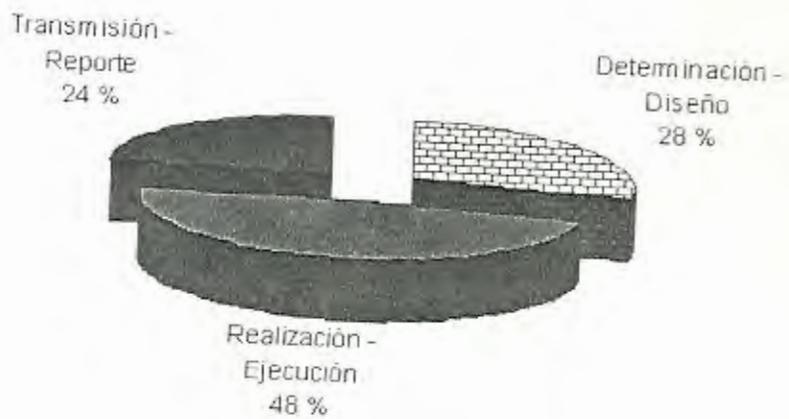


FIGURA 3.1 RELACIÓN DE ACTIVIDADES PLANIFICADAS

Mientras que en la fase de ejecución, se observa el siguiente comportamiento:

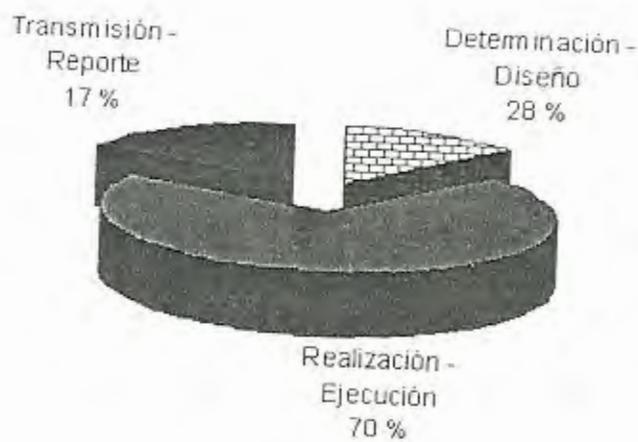


FIGURA 3.2 RELACIÓN DE ACTIVIDADES EJECUTADAS

Una vez que se ha analizado lo que ocurrió durante la ejecución, en comparación con lo planificado, podemos observar en la Tabla 26 que existen las siguientes relaciones porcentuales entre las diferentes actividades con la duración total del proyecto ejecutado. Estos valores deben ser comparados con los observados en la Tabla 21 del capítulo 2.

TABLA 26

## RELACIÓN PORCENTUAL DE ACTIVIDADES EJECUTADAS

ACTIVIDADES	DURACIÓN (días)	PORCENTAJE	PORCENTAJE EFECTIVO
PROYECTO TOTAL	399	100 %	100 %
DETERMINACIÓN - DISEÑO	52.75	13 %	13 %
Aspectos Preliminares	29	7 %	7 %
Reconocimiento de Sitio	19.75	5 %	5 %
REALIZACIÓN - EJECUCIÓN	289	72 %	70 %
Preparaciones Técnicas	20.25	5 %	4 %
Activades a ser realizadas por el cliente	63	16 %	6 %
Fase 1	133.25	33 %	17 %
Pausa	28	7 %	7 %
Fase 2	32	8 %	8 %
Pausa	47	12 %	12 %
Fase 3	41	10 %	10 %
Pausa	29	7 %	7 %
TRANSMISION - REPORTE	66.25	17 %	17 %

TABLA 27

## COMPARACIÓN ACTIVIDADES PLANIFICADAS-EJECUTADAS

ACTIVIDADES	PLANIFICADO (días)	EJECUTADO (días)	VARIACIÓN (días)	%
PROYECTO TOTAL	188	399	211	112 %
DETERMINACIÓN - DISEÑO	52.75	52.75	-	0 %
Aspectos Preliminares	29	29	-	0 %
Reconocimiento de Sitio	19.75	19.8	-	0 %
REALIZACIÓN - EJECUCIÓN (sin pausas)	91	211	120	132 %
Preparaciones Técnicas	20.25	20.25	-	0 %
Actividades a ser realizadas por el cliente	28	63	35	125 %
Movilización y Operaciones en Sitio	38	206	168	443 %
Pausas	0	104	104	
TRANSMISIÓN - REPORTE	46	66.25	20	44 %

En el siguiente diagrama de barras se puede apreciar la variación en las duraciones, considerando para este efecto las pausas dentro de la fase de realización.

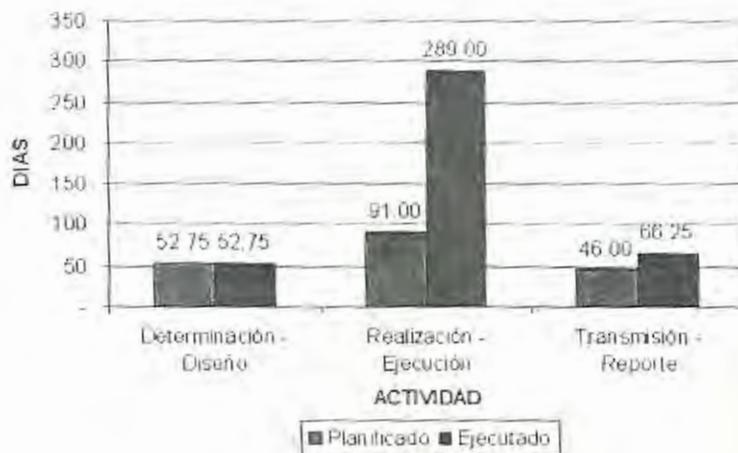


FIGURA 3.3 COMPARACIÓN PLANIFICADO - EJECUTADO

Es importante destacar que la duración de las actividades generales no equivale a la suma de las actividades parciales, esto se debe a que en muchas de las actividades son ejecutadas simultáneamente, por lo que su afectación real al proyecto varía. Adicionalmente, al considerar su peso efectivo en el proyecto, se debe determinar si la demora en esta actividad retrasa el inicio de otra. La relación entre las actividades y su ubicación en el tiempo pueden ser observadas en los cronogramas del Apéndice 1.

De la Tabla 27 podemos concluir que el proyecto se extendió en un 112% con respecto a lo planificado.

Es importante definir que dentro del proyecto, existieron periodos en los que se realizaron operaciones, y periodos en los que no se pudieron efectuar las operaciones planificadas, este último es conocido como stand-by. El stand - by puede ser responsabilidad de cualquiera de las dos partes.

En este proyecto se reconocen dos tiempos de stand-by bajo la responsabilidad del cliente:

- 15 días en la etapa de ejecución inicial, debido a las demoras en el suministro de agua
- 14 días en la etapa de ejecución intermedia, debido a las demoras para lograr la conexión submarina necesaria para iniciar las operaciones.

Se reconoce de igual manera, un tiempo de stand-by bajo la responsabilidad del contratista:

- 13 días en la etapa de ejecución final, debido a las fallas eléctricas de la wincha

Debido a que este periodo es responsabilidad del contratista, este los considera dentro de sus costos; para efecto de diferenciación, llamaremos a estos Pausa.

Así, podemos observar que se produjeron:

- Días en Stand – by: 29
- Días en Pausa: 13

Se debe considerar la utilización de personal y equipo en la fase de realización; dado que las actividades de preparaciones técnicas ocurrieron de acuerdo a lo planificado, estas no serán consideradas. De esta manera, durante la fase de movilización y operaciones en sitio, el siguiente personal debe ser considerado bajo tres situaciones: operación, stand by, y pausa, con los tiempos observados en la Tabla 28.

TABLA 28

## UTILIZACIÓN DE PERSONAL

PERSONAL	DIAS EN SITIO	DIAS EN OPERACIÓN	DIAS EN STANB BY	DIAS EN PAUSA
Lider de Sitio / Insp. Ultras. 1	143	114	29	13
Inspector Ultrasónico 2	114	100	14	13
Operador Mecánico Senior 1	86	72	14	13
Operador Mecánico Senior 2	10	10	0	0
Operador Electrónico Senior 1	74	74	0	0
Operador Electrónico Senior 2	10	10	0	0
Operador de Pigging	113	84	29	0
Mecánico de Bomba	90	75	15	0

Como días en sitio se conoce el total de días que el personal permaneció en Ecuador, sin incluir los días de movilización. Los días en stand by son los días que el personal no realizó operaciones debido a que el cliente no tenía listo el sistema para iniciar las actividades, y los días en pausa son los días que el personal no realizó operaciones de inspección debido a que se encontraba realizando reparaciones de equipos, o en espera de partes o repuestos.

Se realizaron tres movilizaciones completas de personal, una para cada fase, 3 movilizaciones extras para cambio de personal, y una movilización de un perito.

Con respecto a los equipos, los días en sitio, los días en operación y los días en stand-by tienen la misma referencia que en el caso del personal. No así los días en pausa: como se conoce, en este proyecto las partes acordaron que los equipos permanecieran en el sitio hasta la finalización de la etapa de realización, incluso en los periodos en que el personal no se encontraba en Ecuador, esto con el fin de evitar los costos de movilización de equipos. Dado que esta fue una decisión

sugerida por el contratista, y favorable para éste, los días incurridos en estos periodos son considerados como días en pausa, a estos se debe agregar los días en pausa producidos por fallas del contratista, como se describe en la utilización de personal. Así tenemos:

TABLA 29  
UTILIZACIÓN DE EQUIPO

Equipo	DIAS EN SITIO	DIAS EN OPERACIÓN	DIAS EN STANB BY	DIAS EN PAUSA
Wincha con umbilical	208	91	29	88
Sistema de Inspección de 8"	57	57	0	0
Sistema de Inspección de 10" - 20"	149	79	29	41
Sistema de Inspección de 10" - 20"	96	81	15	0
Computadoras y Paneles de Control	168	98	29	41

Existen días en los que los equipos no necesariamente se encontraban operativos, por ejemplo el sistema de inspección de 8" no fue utilizado mientras se utilizaba el sistema de inspección de 10" - 20", pero estos tiempos son asumidos por el contratista desde la planificación, y son considerados como días en operación. Cuando nos referimos a los sistemas de inspección, se incluye las herramientas de inspección y los pulling PIG.

### 3.2 Resultados Económicos del Proyecto

#### Costos Planificados

El costeo es dividido en dos conceptos principales:

- Costos de movilización y desmovilización general. (A)
- Costos de inspección de cada línea. (B)
- Costos Varios. (C)

A menos que surja nueva información que complique las operaciones, o que las operaciones sean retrasadas debido a razones fuera del control del contratista, los siguientes son los costos:

#### A. Costos de movilización y desmovilización general

Incluyen la preparación administrativa del proyecto, las preparaciones técnicas de los equipos de inspección, y la

movilización y desmovilización de equipos y personal Noruega – Ecuador – Noruega, más el reconocimiento de sitio en la etapa de diseño.

Las preparaciones técnicas incluyen ensamblaje de las herramientas, ensamblaje del sistema, calibraciones, pruebas del sistema, pruebas de presión, preparaciones para embarque, entre otros.

En la siguiente tabla se puede observar el resumen de estos costos, mientras que en la Tabla A del Apéndice 4 se pueden observar los detalles.

TABLA 30

COSTOS DE MOVILIZACIÓN Y DESMOVILIZACIÓN GENERAL

CONCEPTO	VALOR
A1 Gerencia de Proyectos	\$2 480.00
A2 Pre-Contractuales	\$8 680.00
A3 Reconocimiento de Sitio	\$14 825.60
A4 Pre-Movilización	\$86 444.00
A5 Movilización y Desmovilización	\$44 403.20
<b>TOTAL A</b>	<b>\$156 832.80</b>



## B. Costos de Inspección de cada línea

Para la estimación de los costos de inspección, se consideran tres conceptos:

- Personal
- Equipos
- Reporte

En el caso del personal, como se observa en la planificación, se han calculado 7 días de actividades para cada línea, 12 horas diarias, equivale a un total de 84 horas por línea. Los viáticos son considerados por día. Se debe destacar que el Operador de Pigging y el Mecánico de Bomba no son considerados en este costeo, por cuanto los costos representados por estos son atribuidos al proyecto de limpieza de las líneas.

Para el equipo, se considera un día de preparaciones y 3 de inspección, en total 4 días de operación. Los días preparación de línea y limpieza (3), no deben ser considerados.



En la siguiente tabla se puede observar el resumen de los costos planificados, mientras que en la Tabla B del Apéndice 4 se pueden observar los detalles.

TABLA 31

## COSTOS DE INSPECCIÓN DE CADA LÍNEA PLANIFICADOS

CONCEPTO	VALOR
B1 Inspección y Reporte de Línea 1, 20" Fuel Oil	\$73 738.90
B2 Inspección y Reporte de Línea 2, 14" Fuel Oil	\$73 738.90
B3 Inspección y Reporte de Línea 3, 8" Kerex	\$70 538.90
B4 Inspección y Reporte de Línea 4, 12" Diluyente	\$73 738.90
B5 Inspección y Reporte de Línea 5, 12" Nafta	\$73 738.90
B6 Inspección y Reporte de Línea 6, 10" Nafta	\$73 738.90
B7 Inspección y Reporte de Línea 7, 20" Deslastre	\$73 538.90
<b>TOTAL B</b>	<b>\$512 772.30</b>

En las tablas A y B del Apéndice 5 se puede observar que para cada uno de los valores se ha agregado un porcentaje de encarecimiento o utilidad, este varía de acuerdo a si el concepto es personal, equipo, los costos de seguro, los riesgos de daños y enfermedades.

C. Costos Varios

Finalmente, se deben considerar los costos por cierre de proyecto, y garantía como se observa a continuación

TABLA 32

COSTOS VARIOS (C)

CONCEPTO	VALOR
C1 Cierre	\$620.00
C2 Miscelaneos	\$550.00
<b>TOTAL C</b>	<b>\$1 170.00</b>

Para obtener el costo total D del proyecto se deben sumar los costos A, B y C más un 5% por contingencia.

TABLA 33

COSTOS TOTALES PLANIFICADOS (D)

CONCEPTO	VALOR
A Costos de Movilización y Desmovilización	\$156 832.80
B Costos de Inspección de cada Línea	\$512 772.30
C Costos Varios	\$1 170.00
<i>Subtotal</i>	<i>\$670 775.10</i>
Contingencia (5%)	\$33 538.76
<b>TOTAL D</b>	<b>\$704 313.86</b>



## Costos Reales

Para obtener los costos reales, se debe analizar los costos planificados:

- Costos de movilización y desmovilización general. (A)
- Costos de inspección de cada línea. (B)
- Costos Varios. (C)

Los costos de movilización y desmovilización, que incluyen el reconocimiento de sitio y las preparaciones técnicas previas al inicio de la ejecución, no son afectados, por lo que se mantiene el valor de US \$ 156,832.80

Los costos de inspección de cada línea planificados se mantienen, pero se deben adicionar los costos generados por el stand-by (E), equivalentes a US \$ 294,617.10; el detalle de estos se puede observar en la Tabla E del Apéndice 5. Adicionalmente se debe considerar el valor de la inspección de la octava línea, 10" LPG (F), equivalente a US \$ 73,538.90

TABLA 34

## COSTOS DE INSPECCIÓN REALES (G)

CONCEPTO	VALOR
B Costos de Inspección Planificados	\$512 772.30
F Costos de Inspección de Octava Línea	\$73 538.90
E Costos de Stand - by	\$294 617.10
<b>TOTAL G</b>	<b>\$880 928.30</b>

Con lo que podemos obtener el nuevo valor total del proyecto:

TABLA 35

## COSTOS TOTALES REALES DEL PROYECTO (H)

CONCEPTO	VALOR
A Costos de Movilización y Desmovilización	\$156 832.80
G Costos de Inspección Reales	\$880 928.30
C Costos Varios	\$1 170.00
<i>Subtotal</i>	<i>\$1 038 931.10</i>
Contingencia (5%)	\$51 946.56
<b>TOTAL H</b>	<b>\$1 090 877.66</b>

Comparando los valores D y H, costo planificado y costo real respectivamente, se obtiene un incremento del 55%.

A continuación se puede observar gráficamente la diferencia en los costos parciales.

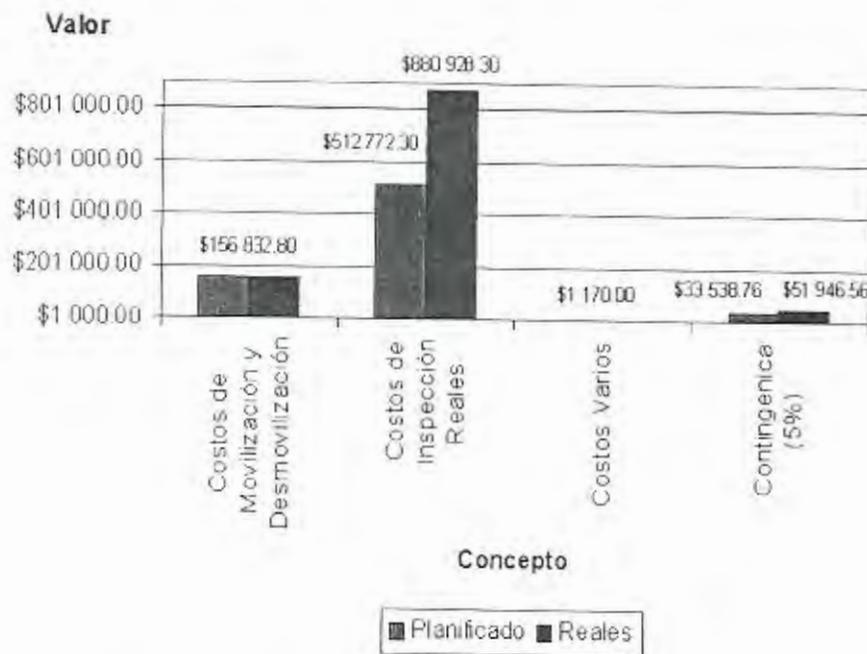


FIGURA 3.4 COMPARACIÓN COSTOS PLANIFICADOS - EJECUTADOS

## CAPÍTULO 4

### 4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### CONCLUSIONES

1. Los objetivos planteados en la fase de identificación del proyecto han sido alcanzados: se ha logrado la inspección de 68,000 metros de líneas submarinas, superando los inconvenientes que provocaron la extensión de la duración del proyecto en un 112% y la elevación de los costos en un 55%.
2. Durante la fase de decisión, los requerimientos exactos para las operaciones de pigging e inspección no fueron adecuadamente conocidas por parte del cliente, lo cual incidió en el retraso de la

instalación de un sistema de bombeo adecuado, lo que provocó un retraso en el inicio de las operaciones.

3. En la fase de diseño existió una pobre planificación en el suministro de partes y repuestos para los equipos de inspección por parte del contratista, generándose retrasos en la fase de realización.
4. Durante la fase de realización, la inspección de las líneas que se encontraban fuera de operación, 14" Fuel Oil y 10" LPG, permitió la rehabilitación de estas, siendo entregadas operativas al propietario, quien logró con esto prescindir la inversión aproximada de 20 millones de dólares en la construcción de líneas para su reemplazo.
5. Durante la fase de mutación se desarrollaron nuevas posibilidades de proyectos en el área, concretándose la inspección de una línea de despacho de 35.5 cm (14") de 4200 metros de longitud en La Libertad, y la presentación del contratista para los proyectos de Tumaco y Oleoducto.
6. La falta de conocimiento por parte del contratista, de las regulaciones políticas, administrativas, laborales, aduaneras e idiosincrasia del país donde fue desarrollado el proyecto provocaron considerables demoras por fallas en la comunicación y otros como la internación temporal de equipos, afectando esto el desarrollo de las actividades.



## RECOMENDACIONES

1. Al realizar proyectos intercontinentales, donde los factores culturales, idiomáticos, políticos y administrativos son diferentes, se recomienda al contratista la contratación de un asesor local en gestión de proyectos, quien pueda servir de conexión entre las partes en las etapas de planificación y ejecución.
2. El contratista debe realizar la gestión de futuros proyectos basado en riesgos, determinado de esta manera los factores críticos para el desarrollo de la gestión del proyecto dependiendo del país donde este sea realizado.
3. La aplicación de las normas API RBI 580 y API RBI 581 es recomendada al operador de las líneas, de tal manera que este pueda alcanzar un nivel de preparación superior para futuras actividades de inspección, incluyendo capacitación de personal y diseño de líneas futuras con sistemas de lanzadores, captación de agua y piscinas de slop.
4. En la etapa de identificación del proyecto, se debe lograr un compromiso escrito con el operador respecto a las ventanas de liberación de líneas, estableciendo fechas y lapsos, de esta manera,

- las operaciones del cliente y el contratista logran mayor independencia de las actividades del operador.
5. El operador debe implementar un sistema de gestión integrada de líneas basada en riesgos, incluyendo programas proactivos como la limpieza e inspección periódica de las líneas, establecer las tasas de corrosión y disminución de espesor de las líneas, logrando de esta manera una mejor utilización de sus recursos.



APÉNDICE 1

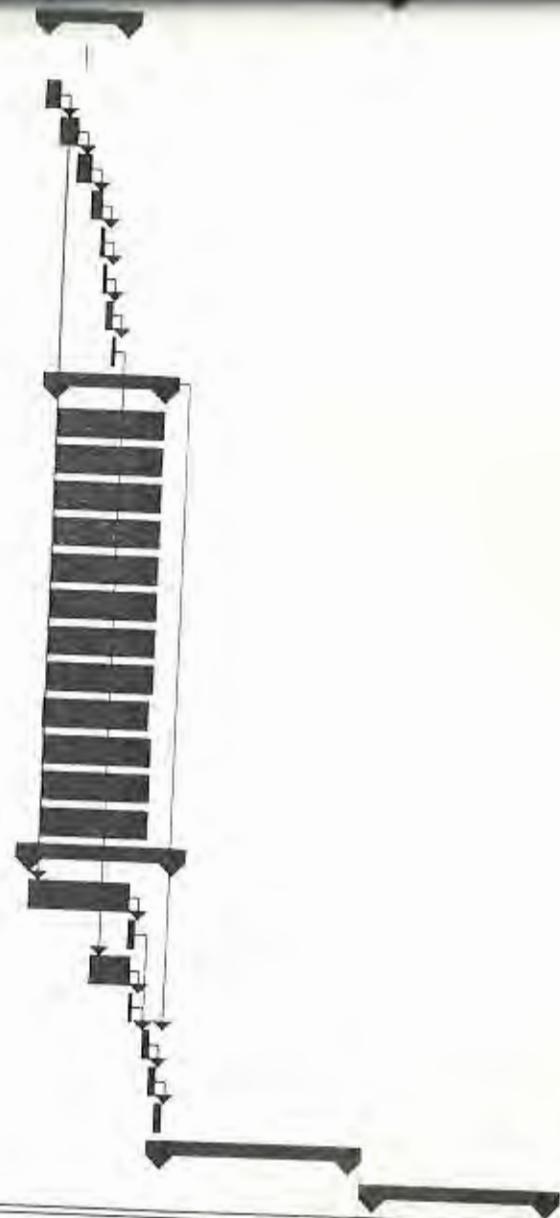
CRONOGRAMAS

		8 días	18/12/00	18/12/00
6	Demarcar el terreno	7 días	18/12/00	26/12/00
7	Aceptación / Firma de contrato	4 días	26/12/00	30/12/00
8	Preparar borrador de listado de equipos	2 días	05/01/01	07/01/01
9	Preparar borrador de procedimientos	2 días	07/01/01	09/01/01
10	Preparar borrador de cronograma	2 días	09/01/01	11/01/01
11	<b>Reconocimiento de Sitio</b>	<b>19.75 días</b>	<b>15/01/01</b>	<b>04/02/01</b>
12	Mobilización al sitio	2 días	15/01/01	17/01/01
13	Visita al área de trabajo	1 día	18/01/01	19/01/01
14	Entregar planos de lanzadores a cliente	0.5 días	19/01/01	19/01/01
15	Establecer plan de instalación de equipos	0.5 días	19/01/01	20/01/01
16	Establecer acuerdos en procedimientos	0.5 días	20/01/01	20/01/01
17	Establecer acuerdos en cronograma	0.5 días	20/01/01	21/01/01
18	Establecer fecha de movilización	0.5 días	21/01/01	21/01/01
19	Desmovilización del Sitio	2 días	21/01/01	23/01/01
20	Preparar reporte de reconocimiento de sitio	3 días	31/01/01	03/02/01
21	Enviar reporte al cliente	0.25 días	03/02/01	04/02/01
22	<b>REALIZACIÓN - EJECUCIÓN (Ver siguiente página)</b>	<b>91.33 días</b>	<b>26/01/01</b>	<b>27/04/01</b>
95	<b>TRANSMISION - REPORTE</b>	<b>46 días</b>	<b>04/05/01</b>	<b>19/06/01</b>
96	Elaborar reporte final	30 días	04/05/01	03/06/01
97	Enviar reporte a cliente para comentarios	10 días	03/06/01	13/06/01
98	Finalizar reporte	4 días	13/06/01	17/06/01
99	Emitir reporte final	1 día	17/06/01	18/06/01
100	Enviar factura 5 a cliente	1 día	18/06/01	19/06/01



CRONOGRAMA PLANIFICADO VISTA 1 DE 3

24	Enviar Factura 1 a cliente	0.25 días	04/02/01
25	Preparar wincha con umbilical	4 días	26/01/01
26	Preparar herramienta de 8"	5 días	30/01/01
27	Preparar herramienta de 10 - 20"	4 días	04/02/01
28	Preparar paneles de control y computadoras	3 días	08/02/01
29	Preparar listado final de equipos	1 día	11/02/01
30	Gestionar movilización de equipo	1 día	12/02/01
31	Preparar listado y cronograma de personal	2 días	13/02/01
32	Enviar listados al cliente	0.25 días	15/02/01
33	<b>Actividades a ser realizadas por el cliente</b>	<b>28.33 días</b>	<b>01/02/01</b>
34	Construir lanzadores	28 días	01/02/01
35	Proveer conexiones, bridas ciegas	28 días	01/02/01
36	Construir plataforma para la wincha en sitio	28 días	01/02/01
37	Disponer acceso a fax, teléfono e internet en sitio	28 días	01/02/01
38	Disponer suministro de agua en sitio	28 días	01/02/01
39	Disponer suministro de energía en sitio	28 días	01/02/01
40	Disponer container para oficina y taller	28 días	01/02/01
41	Disponer iluminación en sitio	28 días	01/02/01
42	Disponer asistencia médica para personal	28 días	01/02/01
43	Disponer telefonía celular	28 días	01/02/01
44	Establecer procedimientos de seguridad para personal	28 días	01/02/01
45	Disponer facilidades para eliminación de agua residual	28 días	01/02/01
46	<b>Movilización de Personal y Equipo</b>	<b>38 días</b>	<b>30/01/01</b>
47	Transportar equipo (wincha) hasta Guayaquil	27 días	30/01/01
48	Transportar equipo hasta Esmeraldas	2 días	26/02/01
49	Flete aéreo Bergen - Quito	11 días	15/02/01
50	Flete aéreo Quito - Esmeraldas	1 día	26/02/01
51	Movilización del líder del proyecto en sitio	2 días	03/03/01
52	Comprobar los entregables del cliente	2 días	05/03/01
53	Movilización de personal	2 días	07/03/01
54	<b>Operaciones en Sitio (Ver siguiente página)</b>	<b>49.33 días</b>	<b>09/03/01</b>
95	<b>TRANSMISION - REPORTE</b>	<b>46 días</b>	<b>04/05/01</b>



CRONOGRAMA PLANIFICADO VISTA 2 DE 3

Actividad a ser realizadas por el cliente	Inicio	Fin	Duración	Inicio	Fin
48. Movilización de Personal y Equipo	28.33 días	31/02/01	1 día	01/03/01	01/03/01
54. Operaciones en Sitio	38 días	30/01/01	1 día	09/03/01	09/03/01
55. Enviar factura 2 a cliente	49.33 días	09/03/01	1 día	09/03/01	09/03/01
56. Enjuagar línea 7 de 20" Desasta'a con agua	0.25 días	09/03/01	1 día	11/03/01	12/03/01
57. Preparar equipos	1 día	11/03/01	1 día	11/03/01	12/03/01
58. Limpieza de línea 7	1 día	11/03/01	1 día	12/03/01	13/03/01
59. Inspección de línea 7	1 día	12/03/01	3 días	13/03/01	16/03/01
60. Elaborar reporte preliminar línea 7	3 días	13/03/01	1 día	17/03/01	18/03/01
61. Empaquetar línea 1 de 20" Fuelle con agua	1 día	16/03/01	1 día	17/03/01	18/03/01
62. Preparar equipos	1 día	17/03/01	1 día	18/03/01	19/03/01
63. Limpieza de línea 1	1 día	18/03/01	1 día	19/03/01	20/03/01
64. Inspección de línea 1	1 día	19/03/01	3 días	20/03/01	23/03/01
65. Elaborar reporte preliminar línea 1	3 días	20/03/01	1 día	23/03/01	24/03/01
66. Preparar equipos	1 día	23/03/01	1 día	24/03/01	25/03/01
67. Limpieza de línea 3 de 8" Kerox	1 día	23/03/01	3 días	26/03/01	29/03/01
68. Inspección de línea 3	1 día	23/03/01	1 día	24/03/01	25/03/01
69. Elaborar reporte preliminar línea 3	3 días	26/03/01	1 día	27/03/01	28/03/01
70. Preparar equipos	1 día	27/03/01	1 día	28/03/01	29/03/01
71. Limpieza de línea 4 de 12" Duynrite	1 día	27/03/01	3 días	29/03/01	31/03/01
72. Inspección de línea 4	1 día	28/03/01	1 día	29/03/01	30/03/01
73. Elaborar reporte preliminar línea 4	3 días	29/03/01	1 día	01/04/01	02/04/01
74. Preparar equipos	1 día	01/04/01	1 día	02/04/01	03/04/01
75. Limpieza de línea 5 de 12" Natia	1 día	01/04/01	3 días	03/04/01	06/04/01
76. Inspección de línea 5	1 día	02/04/01	1 día	03/04/01	04/04/01
77. Elaborar reporte preliminar línea 5	3 días	03/04/01	1 día	06/04/01	07/04/01
78. Preparar equipos	1 día	06/04/01	1 día	07/04/01	08/04/01
79. Limpieza de línea 6 de 10" Natia	1 día	06/04/01	3 días	08/04/01	11/04/01
80. Inspección de línea 6	1 día	07/04/01	1 día	08/04/01	09/04/01
81. Elaborar reporte preliminar línea 6	3 días	08/04/01	1 día	11/04/01	12/04/01
82. Revisión y limpieza de equipos	1 día	11/04/01	3 días	12/04/01	15/04/01
83. Enviar agua en línea 2 de 14" Fuel Oil	1 día	11/04/01	0.5 días	15/04/01	16/04/01
84. Establecer empaque	3 días	12/04/01	0.25 días	16/04/01	17/04/01
85. Instalar tramo submarino	1 día	15/04/01	2 días	17/04/01	19/04/01
86. Liberar ojiva del empaque	0.5 días	16/04/01	1 día	19/04/01	20/04/01
87. Recuperar agua	0.25 días	16/04/01	3 días	20/04/01	23/04/01
88. Limpieza de línea 2	2 días	17/04/01	1 día	23/04/01	24/04/01
89. Inspección de línea 2	1 día	19/04/01	1 día	20/04/01	21/04/01
90. Elaborar reporte preliminar línea 2	3 días	20/04/01	1 día	23/04/01	24/04/01
91. Revisión y empaque de equipos	1 día	23/04/01	1 día	24/04/01	25/04/01
92. Presentación de reportes preliminares	1 día	23/04/01	2 días	24/04/01	26/04/01
93. Desmovilización del sitio	1 día	24/04/01	1 día	25/04/01	26/04/01
94. Enviar facturas 3 y 4 a cliente	2 días	24/04/01	1 día	26/04/01	27/04/01
95. TRANSMISION - REPORTE	46 días	04/05/01	46 días	19/05/01	19/05/01

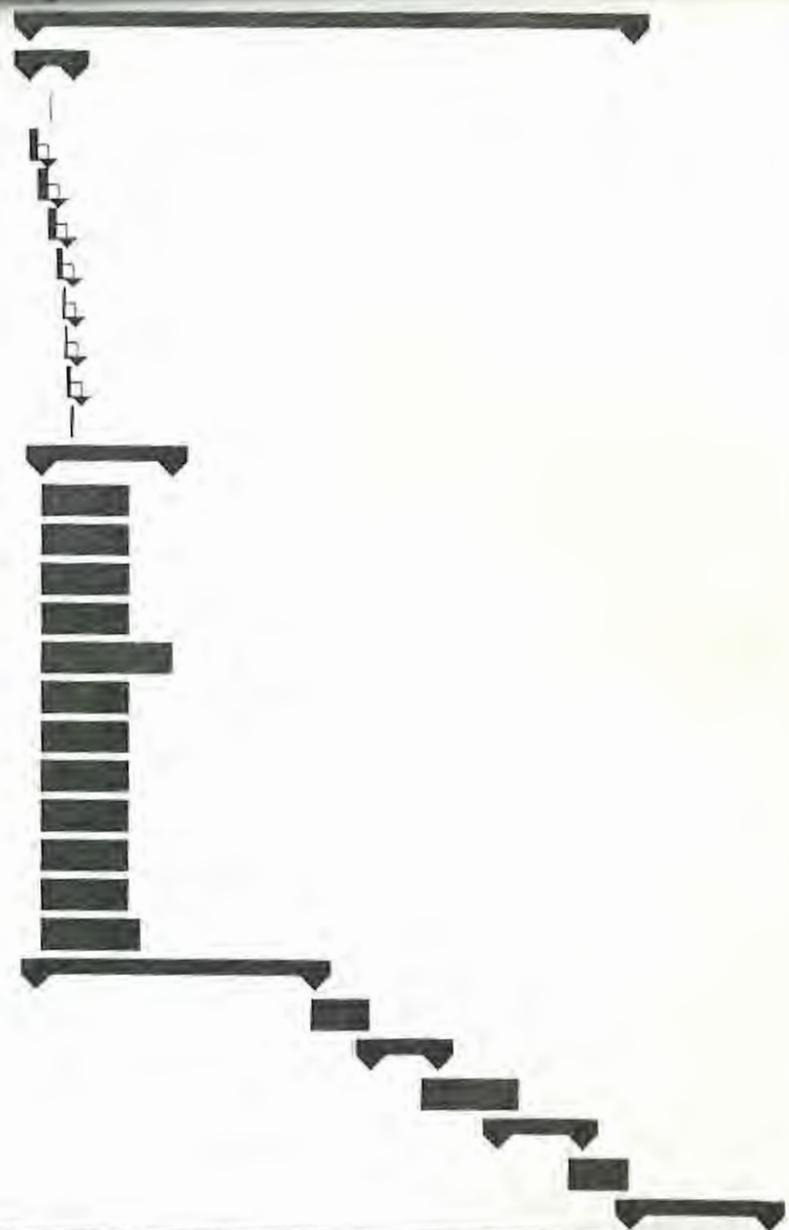
CRONOGRAMA PLANIFICADO VISTA 3 DE 3

4	Desarrollar y enviar propuesta a cliente	11/12/00	11/01/01
5	Aceptar propuesta por cliente	14/12/00	18/12/00
6	Desarrollar contrato	18/12/00	26/12/00
7	Aceptación / Firma de contrato	26/12/00	30/12/00
8	Preparar borrador de listado de equipos	05/01/01	07/01/01
9	Preparar borrador de procedimientos	07/01/01	09/01/01
10	Preparar borrador de cronograma	09/01/01	11/01/01
11	<b>Reconocimiento de Sitio</b>	<b>15/01/01</b>	<b>04/02/01</b>
12	Mobilización al sitio	15/01/01	17/01/01
13	Visita al área de trabajo	18/01/01	19/01/01
14	Entregar planos de lanzadores a cliente	19/01/01	19/01/01
15	Establecer plan de instalación de equipos	19/01/01	20/01/01
16	Establecer acuerdos en procedimientos	20/01/01	20/01/01
17	Establecer acuerdos en cronograma	20/01/01	21/01/01
18	Establecer fecha de movilización	21/01/01	21/01/01
19	Desmovilización del Sitio	21/01/01	23/01/01
20	Preparar reporte de reconocimiento de sitio	31/01/01	03/02/01
21	Enviar reporte al cliente	03/02/01	04/02/01
22	<b>REALIZACIÓN - EJECUCIÓN (Ver siguiente página)</b>	<b>26/01/01</b>	<b>11/11/01</b>
101	<b>TRANSMISION - REPORTE</b>	<b>12/11/01</b>	<b>17/01/02</b>
102	Elaborar reporte final	12/11/01	16/12/01
103	Enviar reporte a cliente para comentarios	17/12/01	03/01/02
104	Finalizar reporte	03/01/02	16/01/02
105	Emitir reporte final	16/01/02	17/01/02
106	Enviar factura 5 a cliente	17/01/02	17/01/02



CRONOGRAMA EJECUTADO VISTA 1 DE 4

23	Preparaciones Técnicas	26/01/01	11/11/01
24	Enviar Factura 1 a cliente	04/02/01	04/02/01
25	Preparar wincha con umbilical	26/01/01	30/01/01
26	Preparar herramienta de 8"	30/01/01	04/02/01
27	Preparar herramienta de 10 - 20"	04/02/01	08/02/01
28	Preparar paneles de control y computadoras	08/02/01	11/02/01
29	Preparar listado final de equipos	11/02/01	12/02/01
30	Gestionar movilización de equipo	12/02/01	13/02/01
31	Preparar listado y cronograma de personal	13/02/01	15/02/01
32	Enviar listados al cliente	15/02/01	15/02/01
33	<b>Actividades a ser realizadas por el cliente</b>	<b>01/02/01</b>	<b>05/04/01</b>
34	Construir lanzadores	01/02/01	15/03/01
35	Proveer conexiones, bridas ciegas	01/02/01	15/03/01
36	Construir plataforma para la wincha en sitio	01/02/01	15/03/01
37	Disponer acceso a fax, teléfono e internet en sitio	01/02/01	15/03/01
38	Disponer suministro de agua en sitio	01/02/01	05/04/01
39	Disponer suministro de energía en sitio	01/02/01	15/03/01
40	Disponer container para oficina y taller	01/02/01	15/03/01
41	Disponer iluminación en sitio	01/02/01	15/03/01
42	Disponer asistencia médica para personal	01/02/01	15/03/01
43	Disponer telefonía celular	01/02/01	15/03/01
44	Establecer procedimientos de seguridad para pers	01/02/01	15/03/01
45	Disponer facilidades para eliminación de agua res	01/02/01	21/03/01
46	<b>Fase 1 (Ver siguiente página)</b>	<b>30/01/01</b>	<b>12/06/01</b>
82	PAUSA	11/06/01	09/07/01
83	<b>Fase 2</b>	<b>10/07/01</b>	<b>11/08/01</b>
91	PAUSA	03/08/01	19/09/01
92	<b>Fase 3</b>	<b>09/09/01</b>	<b>20/10/01</b>
100	PAUSA	13/10/01	11/11/01
101	<b>TRANSMISION - REPORTE</b>	<b>12/11/01</b>	<b>17/01/02</b>



CRONOGRAMA EJECUTADO VISTA 2 DE 4

ID	Actividad	Inicio	Fin
48	Movilización de Personal y Equipo	30/01/01	17/03/01
48	Inspeccionar equipo (winch) hasta Guayaquil	30/01/01	15/03/01
49	Transportar equipo hasta Esmeraldas	15/03/01	17/03/01
50	Flete aéreo Bergen - Guano	15/02/01	26/02/01
51	Flete aéreo Quito - Esmeraldas	26/02/01	27/02/01
52	Movilización del líder del proyecto en sitio	03/03/01	05/03/01
53	Comprobar los entregables del cliente	05/03/01	08/03/01
54	Movilización de personal (7)	08/03/01	10/03/01
55	Operaciones en Sitio	10/03/01	12/06/01
56	Enviar factura 2 a cliente	10/03/01	10/03/01
57	Pruebas y Preparaciones	10/03/01	19/03/01
58	Limpieza de línea 5 de 12" Nafta	19/03/01	16/03/01
59	Desmovilización personal (4)	20/03/01	21/03/01
60	Stand - by	21/03/01	05/04/01
61	Cambio de personal (1-1)	03/04/01	04/04/01
62	Limpieza de línea 5 (Continuación)	08/04/01	09/04/01
63	Inspección de línea 5	11/04/01	13/04/01
64	Movilización de personal (2)	11/04/01	12/04/01
65	Limpieza de línea 7 de 20" Desajuste	10/04/01	19/05/01
66	Limpieza de línea 6, 10" Nafta	14/04/01	16/04/01
67	Inspección de línea 6	19/04/01	20/04/01
68	Limpieza de línea 3 de 8" Kerok	25/04/01	27/04/01
69	Inspección de línea 3 (No concluida)	27/04/01	28/04/01
70	Limpieza de línea 4, 12" Diluyente	01/05/01	04/05/01
71	Inspección de línea 4	05/05/01	11/05/01
72	Cambio de personal (1-1)	06/05/01	07/05/01
73	Cambio de personal (1-1)	10/05/01	11/05/01
74	Inspección de línea 7	20/05/01	27/05/01
75	Limpieza de línea 8 de 10" LPG	23/05/01	24/05/01
76	Inspección de línea 8	25/05/01	27/05/01
77	Limpieza de línea 2 de 12" Fuel Oil	27/05/01	05/06/01
78	Inspección de línea 2	06/06/01	08/06/01
79	Revisión y empaque de equipos	08/06/01	09/06/01
80	Desmovilización de personal (6)	10/06/01	11/06/01
81	Enviar factura 3	12/06/01	12/06/01
82	PAUSA	11/06/01	09/07/01
83	Fase 2 (Ver siguiente página)	10/07/01	11/08/01
91	PAUSA	03/08/01	19/09/01
92	Fase 3 (Ver siguiente página)	09/09/01	20/10/01
100	PAUSA	13/10/01	11/11/01
101	TRANSMISION - REPORTE	12/11/01	17/01/02

23	Preparaciones Técnicas	26/01/01	11/11/01
33	Actividades a ser realizadas por el cliente	26/01/01	15/02/01
46	Fase 1	01/02/01	05/04/01
47	Movilización de Personal y Equipo	30/01/01	12/06/01
55	Operaciones en Sitio	30/01/01	17/03/01
82	PAUSA	10/03/01	12/06/01
83	Fase 2	11/06/01	09/07/01
84	Movilización de Personal (4)	10/07/01	11/08/01
85	Stand - by	10/07/01	11/07/01
86	Limpieza de línea 3 de 8" Kerox (Continuación)	12/07/01	26/07/01
87	Inspección de línea 3	26/07/01	27/07/01
88	Desmovilización de Personal (4)	28/07/01	01/08/01
89	Desmovilización de Equipo	02/08/01	03/08/01
90	Enviar factura 4	01/08/01	11/08/01
91	PAUSA	03/08/01	03/08/01
92	Fase 3	03/08/01	19/09/01
93	Movilización de Equipo	09/09/01	20/10/01
94	Movilización de Personal (3)	10/09/01	20/09/01
95	Stand - by	19/09/01	20/09/01
96	Limpieza de línea 1 de 20" Fuel Oil (Cliente)	21/09/01	04/10/01
97	Inspección de línea 1	09/09/01	04/10/01
98	Desmovilización de Personal (3)	05/10/01	10/10/01
99	Desmovilización de Equipo	11/10/01	12/10/01
100	PAUSA	10/10/01	20/10/01
101	TRANSMISION - REPORTE	13/10/01	11/11/01
		12/11/01	17/01/02

CRONOGRAMA EJECUTADO VISTA 4 DE 4

APÉNDICE 2

FORMATOS

# DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA LÍNEA

(si difiere): \_\_\_\_\_  
Regulador: \_\_\_\_\_

- Tipo de Trabajo:  Inspección PipeScan  
 Inspección Video  
 Limpieza

Antigüedad: \_\_\_\_\_ Producto: \_\_\_\_\_  
Diámetro Nominal: \_\_\_\_\_ Longitud de secciones: \_\_\_\_\_  
Longitud Total: \_\_\_\_\_ Longitud ultramar: \_\_\_\_\_  
Longitud en tierra: \_\_\_\_\_ Lanzadores:  en tierra,  ultramar  
Lanzadores:  en tierra,  ultramar  
Ruta disponible:  si,  no

## Condiciones del Producto durante la Inspección

Producto utilizado para la inspección: \_\_\_\_\_  
Velocidad del sonido (dependiente de presión-temperatura) disponible:  si,  no  
Producto max: \_\_\_\_\_ min: \_\_\_\_\_ Controlable:  si,  no  
(m/s): \_\_\_\_\_  
Presión: max: \_\_\_\_\_ min: \_\_\_\_\_ Temperatura: max: \_\_\_\_\_ min: \_\_\_\_\_  
% or ppm Vol. parafina: \_\_\_\_\_ % Agua salada: \_\_\_\_\_ %

## Estado de la Línea

Frecuencia de Limpieza: \_\_\_\_\_ Tipo de PIG \_\_\_\_\_  
Residuos Removidos: \_\_\_\_\_  
Recubrimiento Interno: \_\_\_\_\_ Externo: \_\_\_\_\_  
Inspección de Diámetro: \_\_\_\_\_ Resultados  si,  no  
Inspección de corrosión: \_\_\_\_\_ Disponibles: \_\_\_\_\_  
Corrosión esperada: Interna  Perforaciones  Resultados  si,  no  
Formaciones y corrosión (fallas, reparaciones, daños, etc.): \_\_\_\_\_ disponibles: \_\_\_\_\_  
Externa:   
Historial de limpiezas con PIGs de limpieza u otros PIGs en la línea: \_\_\_\_\_

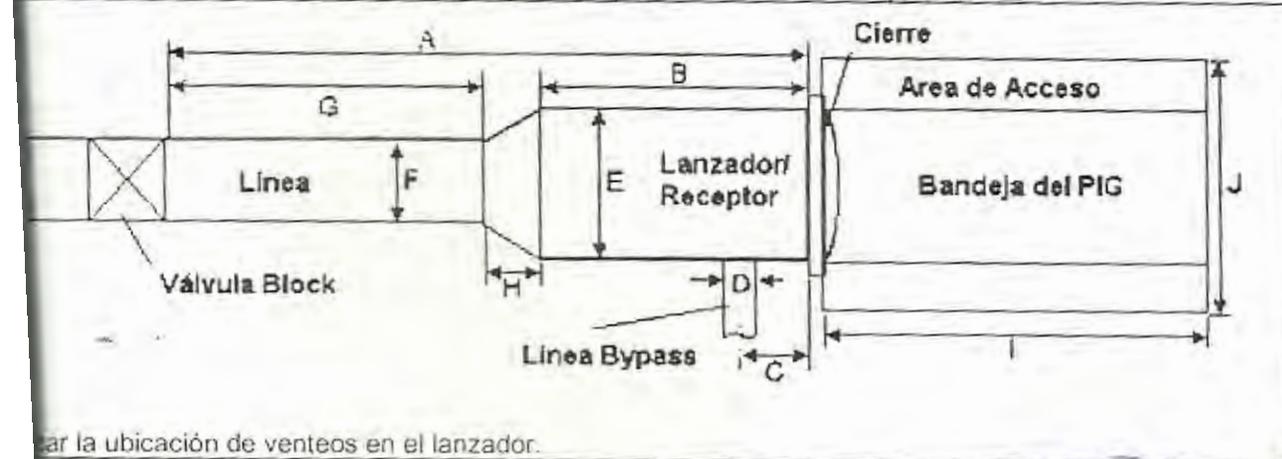


**Formación Operacional:**

Ventana de tiempo para inspección:	Entre:	Y:
Representantes del cliente a ser contactado:	Teléfono:	
Aspectos organizacionales _____		
Aspectos técnicos:		
Localización recomendada para instalaciones		
Ciudad:	Estado:	

**Descripción de Lanzador / Receptor**

	Lanzador	Receptor
Orientación	<input type="checkbox"/> Horiz. <input type="checkbox"/> Vert. <input type="checkbox"/> Inclín.	<input type="checkbox"/> Horiz. <input type="checkbox"/> Vert. <input type="checkbox"/> Inclín.
Longitud total (A)		
Longitud de extradimensión (B)		
Localización de línea bypass (C)		
Diámetro de línea de bypass (D)		
Diámetro de extradimensión (Interno) (E)		
Diámetro nominal de línea (F)		
Longitud de línea (G)		
Tipo / Longitud de Reductor (H)		
Tipo/Diámetro interno de Válvula-bloqueo		
Altura del lanzador sobre tierra		
Distancia libre alrededor del cierre (I, J)?		
Grúa / Elevador disponible?	<input type="checkbox"/> si, <input type="checkbox"/> no	<input type="checkbox"/> si, <input type="checkbox"/> no
	Capacidad: _____	Capacidad: _____
	Elevación: _____	Elevación: _____
Lanzador equipado con: Señalizador PIG?	<input type="checkbox"/> si, <input type="checkbox"/> no	<input type="checkbox"/> si, <input type="checkbox"/> no
Apuntalador de esferas?	<input type="checkbox"/> si, <input type="checkbox"/> no	<input type="checkbox"/> si, <input type="checkbox"/> no
Canasta interna?	<input type="checkbox"/> si, <input type="checkbox"/> no	<input type="checkbox"/> si, <input type="checkbox"/> no



Indicar la ubicación de venteos en el lanzador.



Check Instaladas:  si,  no

Tipo: \_\_\_\_\_

metro mínimo: \_\_\_\_\_ Longitud de bandeja: \_\_\_\_\_

Serie: \_\_\_\_\_

Fabricante: \_\_\_\_\_ Modelo: \_\_\_\_\_

Pueden estar bloqueadas en posición abierto:  si,  no

Pueden ser removidas:  si,  no

gráfico.

**Las cargas eléctricas en la línea**

de alto voltaje en la vecindad de la línea  yes,  no

Cuál? \_\_\_\_\_

Longitud que recorren paralelas a la línea: \_\_\_\_\_

Bridas de aislamineto en la línea:  yes,  no

Pueden ser puenteadas:  yes,  no

Supresores AC:  yes,  no

**Off-way conditions** Comunicación por radio disponible  si,  no

Profundidad de cobertura: Máximo: \_\_\_\_\_ Mínimo: \_\_\_\_\_

Tipo de cobertura: \_\_\_\_\_

Accesibilidad (Ejp: vías): \_\_\_\_\_

Cruce de calles: \_\_\_\_\_

documentos de planimetría: \_\_\_\_\_

**Operaciones Especiales u Otra Información Relevante**

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Nombre: \_\_\_\_\_ Firma: \_\_\_\_\_



# REPORTE DE ACTIVIDADES DIARIAS

Dias en sitio	Día de semana	Semana Número	Fecha
Cliente			
Instalación			
Contacto del Contratista:			
Contacto del Cliente:			
Proyecto Número:			
Contrato Número:			

Comentarios y Trabajo desarrollado:

Casos, Incidentes, Desviaciones, etc.

Requisitos / Cambios:

PERSONAL:

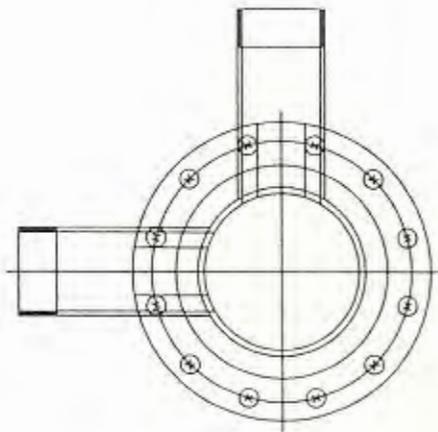
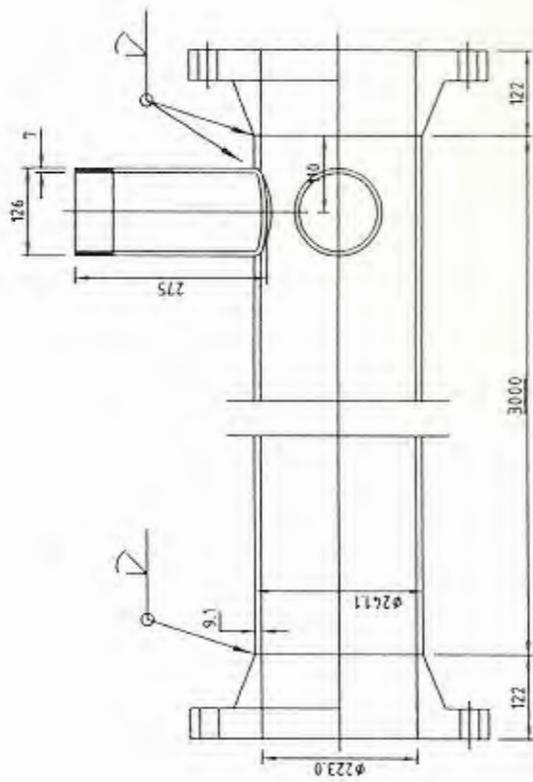
Nombre:	Cargo:	Turno	Horas	Comentarios

Representante del Contratista:

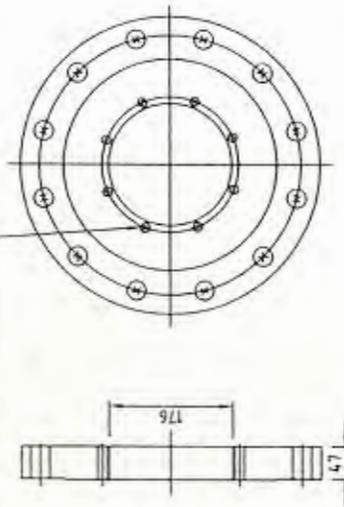
Representante del Cliente:

APÉNDICE 3

PLANOS



8 x  $\phi 12$  PCD  $\phi 177.8$  Pitch  $45^\circ$



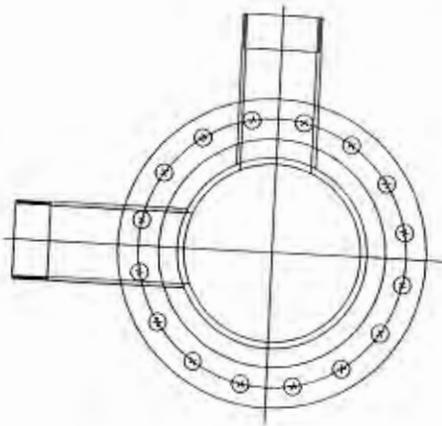
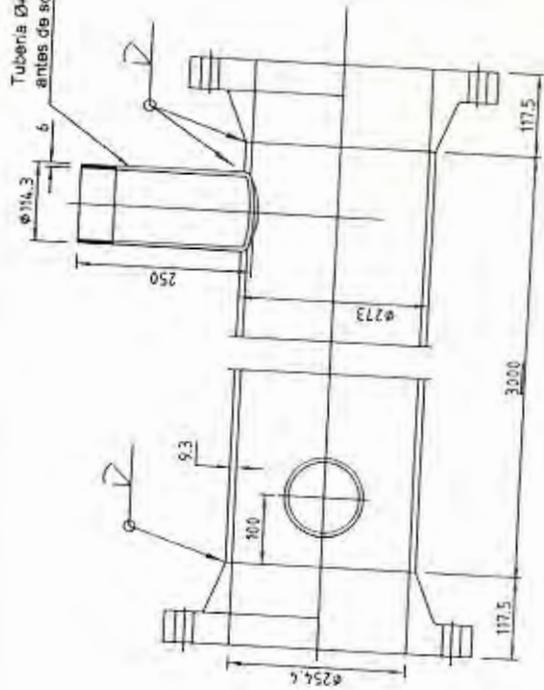
DIBUJO	FECHA	NOMBRE	PLANO N°
	Mar / 01	Pauli Estrella	1
DISEÑO	Mar / 01	Micaela Diegado	
REVISO	Feb / 03	Ing. Julian Perfe	
ESCALA	Lanzador de $\phi 8"$		
	1:10		
PESO			

# ESPOL

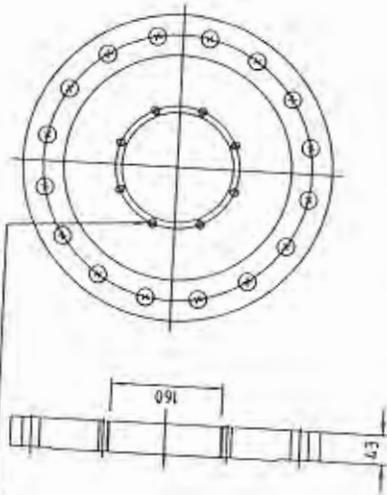
SISTEMA



Tubería Ø4" a ser rosca  
antes de soldar.



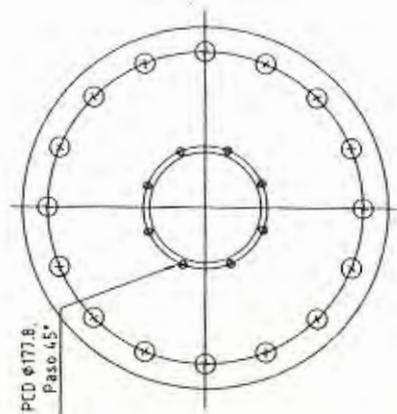
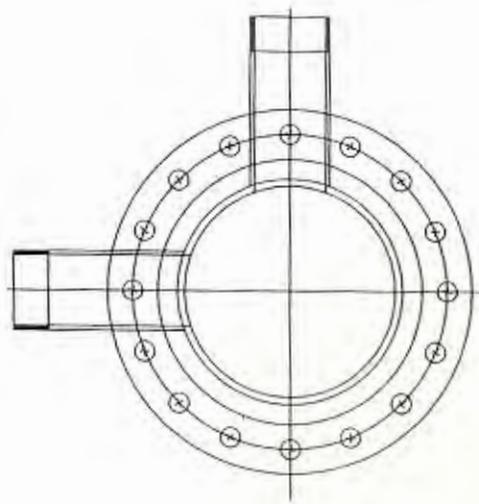
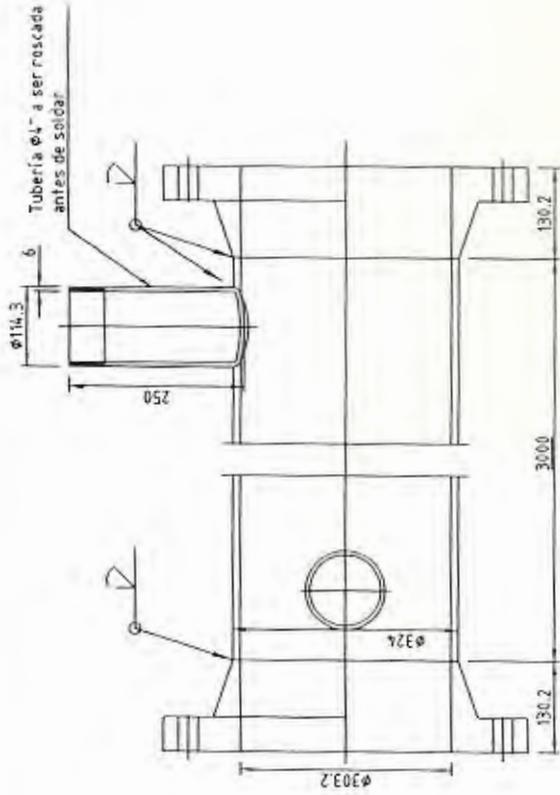
8 x Ø12 PCD Ø177.8, paso 45°



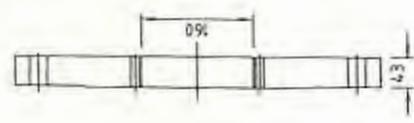
DIBUJO		FECHA	NOMBRE	PLANO N°
DISEÑO		Mar / 01	Pedro Estrella	2
REVISO		Mar / 01	Miguel Dieguito	
ESCALA		Feb / 03	Ing. Julian Peña	
PESO		Lanzador de Ø 10"		
		SISTEMA		

**ESPOL**

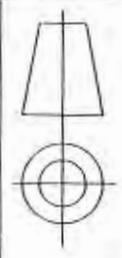




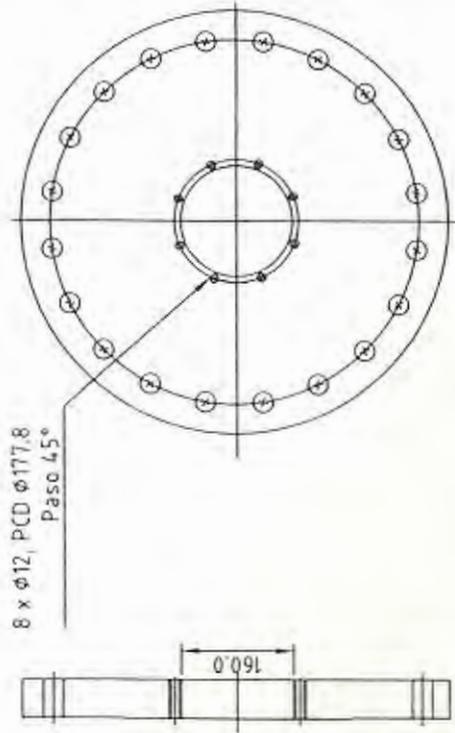
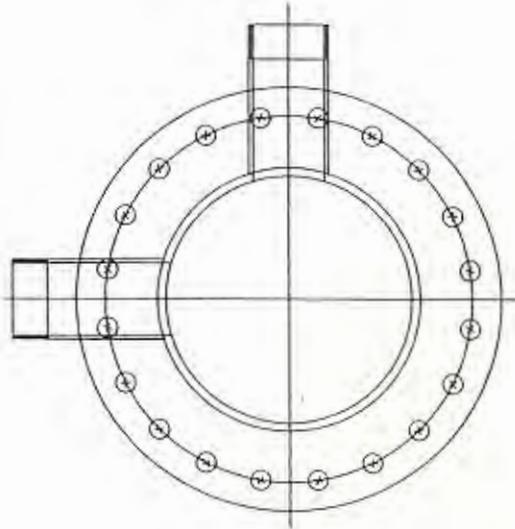
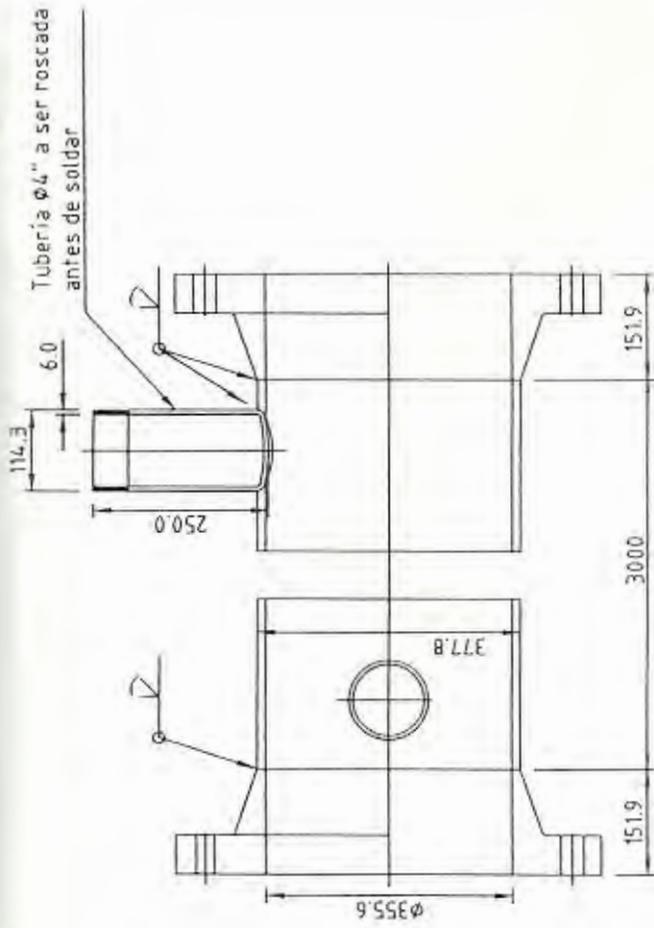
8 x  $\phi 12$ , PCD  $\phi 177.8$   
Paso 45°



DIBUJO		FECHA	NOMBRE	PLANO N°	ESPOL
DISEÑO		Mar / 01	Paul Estrella	3	
REVISO		Mar / 01	Miguel Delgado		Lanzador de $\phi 12"$
ESCALA		Feb / 03	Ing. Julian Peña		
PESO		1:10			



Elaborado en AutoCAD  
E.I.M.C.P.

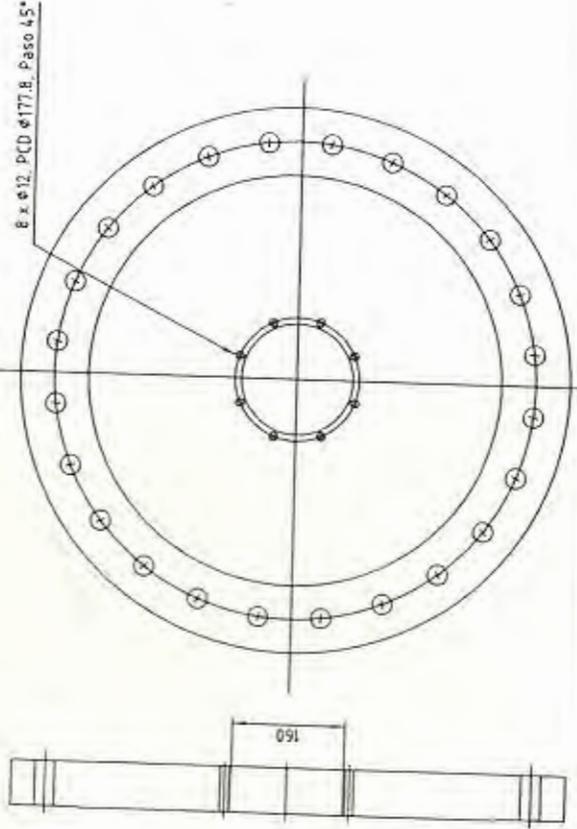
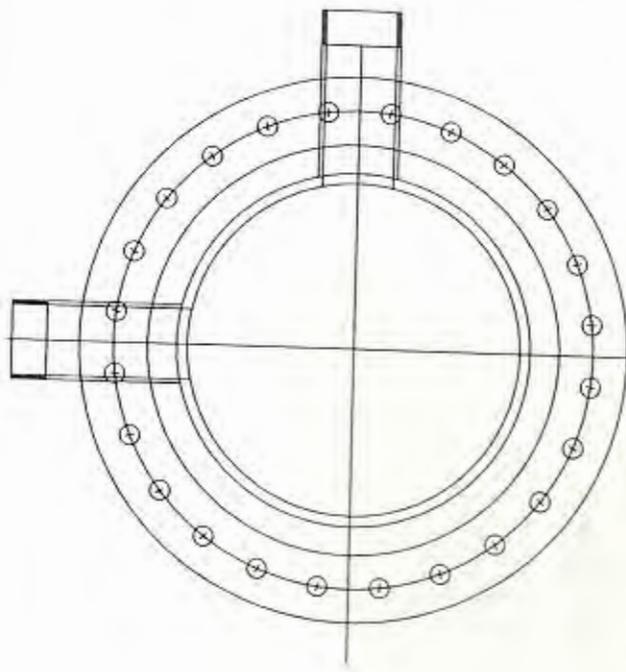
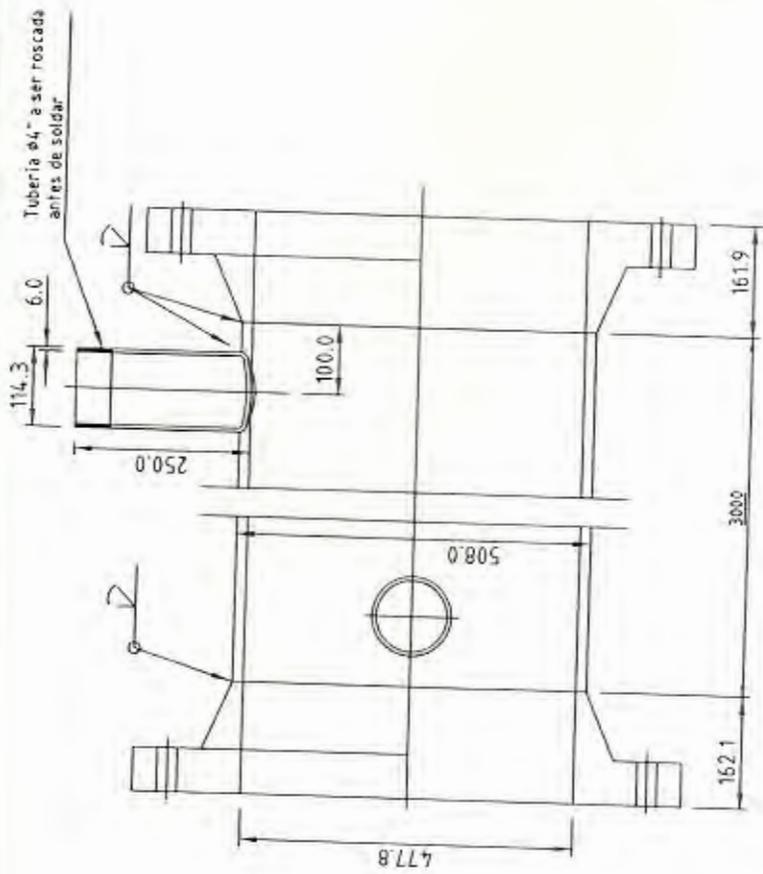


DIBUJO	FECHA	NOMBRE	PLANO N°
	Mar / 01	Paul Estrella	4
DISEÑO	Mar / 01	Miguel Delgado	
REVISO	Feb / 03	Ing. Julian Peña	
ESCALA	Lanzador de $\phi 14"$		
	1:10		
PESO			
SISTEMA			

# ESPOL

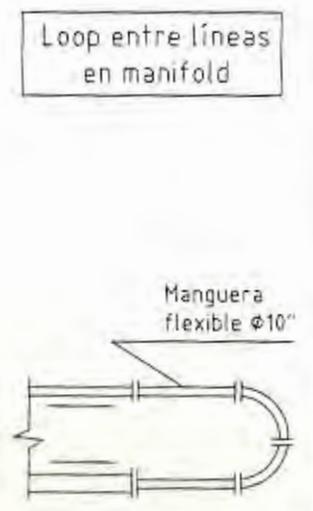
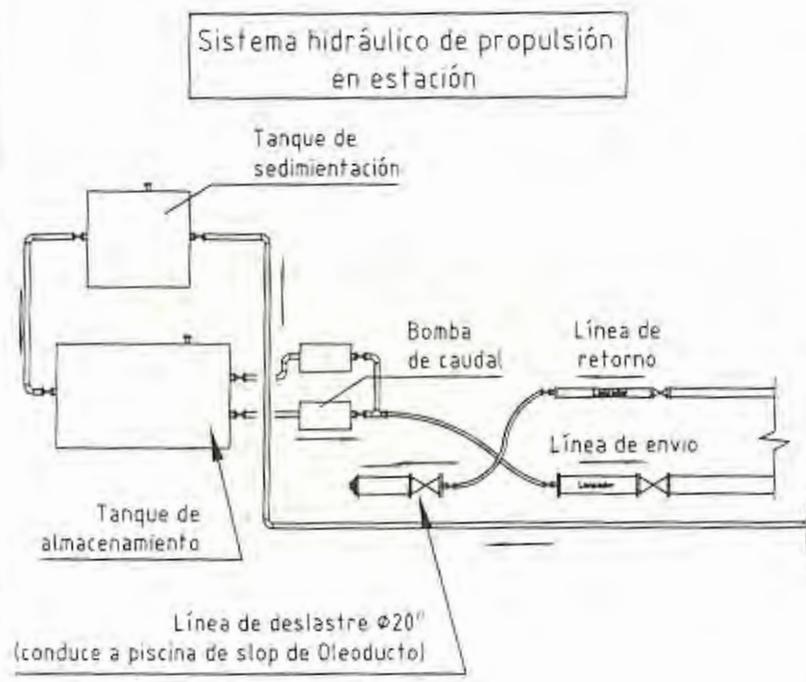
SISTEMA





DIBUJO		FECHA	NOMBRE	PLANON°
DISEÑO		Mar / 01	Paul Estrella	5
REVISO		Mar / 01	Micaela Delgado	
ESCALA		Feb / 02	Ing. Julian Peña	
PESO		Lanzador de Ø 20"		
SISTEMA				

# ESPOL



	FECHA	NOMBRE	PLANO N°	<b>ESPOL</b>		
DIBUJO	Mar / 01	Paul Estrella	6			
DISEÑO	Mar / 01	Micaela Delgado				
REVISO	Feb / 03	Ing. Julian Peña				
ESCALA	Conexión de mangueras y sistema de bombeo			SISTEMA		
PESO						

## APÉNDICE 4

### COSTOS DE INSPECCIÓN

### A. COSTOS PARA MOVILIZACIÓN Y DESMOVILIZACIÓN GENERAL

Personal / Equipo	Costo Unitario	Número de Unidades	Costo Parcial	Encabez.	Costo Final
-------------------	----------------	--------------------	---------------	----------	-------------

#### GERENCIA DE PROYECTOS

Gerente de Proyecto	Gestión del Proyecto	1	31 \$/h	40 h	\$1 240.00	100 %	\$2 480.00
<b>Subtotal A1</b>							<b>\$2 480.00</b>

#### PRE - CONTRACTUALES

Departamento de Costos	Oferta de costos y análisis de riesgos	1	31 \$/h	30 h	\$930.00	100 %	\$1 860.00
Departamento Comercial	Negociaciones, revisión comercial	1	31 \$/h	20 h	\$620.00	100 %	\$1 240.00
Departamento Contractual	Elaboración de contrato	1	31 \$/h	20 h	\$620.00	100 %	\$1 240.00
Departamento Técnico	Alcance, Análisis Técnico, Procedimientos	1	31 \$/h	30 h	\$930.00	100 %	\$1 860.00
Departamento de Planificación	Programación del Proyecto	1	31 \$/h	10 h	\$310.00	100 %	\$620.00
Departamento de Administración	Preparación de Oferta	1	31 \$/h	30 h	\$930.00	100 %	\$1 860.00
<b>Subtotal A2</b>							<b>\$8 680.00</b>

#### RECONOCIMIENTO DE SITIO

Inspector de Sitio	Horas Movilización	2	31 \$/h	24 h	\$1 488.00	100 %	\$2 976.00
	Horas En Sitio	2	42 \$/h	32 h	\$2 688.00	100 %	\$5 376.00
	Horas Reporte	2	31 \$/h	24 h	\$1 488.00	100 %	\$2 976.00
Viáticos	Sitio	2	27 \$/d	2 d	\$108.00	20 %	\$129.60
	Por movilización	2	80 \$/d	1 d	\$160.00	20 %	\$192.00
Gastos en Sitio	Hospedaje	2	94 \$/d	2 d	\$376.00	0 %	\$376.00
	Tickets aéreos / Movilización	2	\$1 400.00	1	\$2 800.00	0 %	\$2 800.00
<b>Subtotal A3</b>							<b>\$14 825.60</b>

#### PRE - MOVILIZACIÓN: Desarrollo, Modificaciones, Pruebas de Equipos y Sistemas

Equipo de Desarrollo	Gerencia de Proyecto	1	31 \$/h	40 h	\$1 240.00	100 %	\$2 480.00
	Ingeniería	1	31 \$/h	100 h	\$3 100.00	100 %	\$6 200.00
	Diseño	1	31 \$/h	30 h	\$930.00	100 %	\$1 860.00
	Materiales	1	\$4 000	1	\$4 000.00	50 %	\$6 000.00
	Construcción	1	\$25 000	1	\$25 000.00	50 %	\$37 500.00
Equipo de Modificaciones	Pruebas	2	31 \$/h	10 h	\$620.00	100 %	\$1 240.00
	Ingeniería	1	31 \$/h	50 h	\$1 550.00	100 %	\$3 100.00
	Diseño	1	25 \$/h	30 h	\$750.00	100 %	\$1 500.00
	Materiales	1	\$5 000	1 h	\$5 000.00	50 %	\$7 500.00
	Pruebas	2	25 \$/h	10 h	\$500.00	100 %	\$1 000.00
Pruebas del Sistema	Ensamblaje del Sistema	3	28 \$/h	30 h	\$2 520.00	100 %	\$5 040.00
	Calibración	2	28 \$/h	15 h	\$840.00	100 %	\$1 680.00
	Pruebas de Sistema	3	28 \$/h	30 h	\$2 520.00	100 %	\$5 040.00
	Pruebas de Presión	3	28 \$/h	10 h	\$840.00	100 %	\$1 680.00
	Calificación	3	28 \$/h	8 h	\$672.00	100 %	\$1 344.00
Compras / Logística	Compras	1	28 \$/h	24 h	\$672.00	100 %	\$1 344.00
	Lista de Empaque	1	28 \$/h	8 h	\$224.00	100 %	\$448.00
	Empaque	2	31 \$/h	12 h	\$744.00	50 %	\$1 116.00
	Planificación de Embarque	1	31 \$/h	8 h	\$248.00	50 %	\$372.00
<b>Subtotal A4</b>							<b>\$86 444.00</b>

#### MOVILIZACIÓN - DESMOVILIZACIÓN

Personal	Inspector Ultrasonico	2	28 \$/h	24 h	\$1 344.00	100 %	\$2 688.00
	Operador Mecánico	2	28 \$/h	24 h	\$1 344.00	100 %	\$2 688.00
	Operador Electrónico	2	28 \$/h	24 h	\$1 344.00	100 %	\$2 688.00
	Viáticos	6	67 \$/d	1 d	\$402.00	20 %	\$482.40
	Hospedaje	6	94 \$/d	1 d	\$564.00	20 %	\$676.80
	Tickets	6	\$1 400.00	1	\$8 400.00	20 %	\$10 080.00
Equipo	Equipo de inspección		\$5 000	1	\$5 000.00	30 %	\$6 500.00
	Renta de Equipo en Tránsito		\$12 000	1	\$12 000.00	25 %	\$15 000.00
	Otros Equipos		\$3 000	1	\$3 000.00	20 %	\$3 600.00
<b>Subtotal A5</b>							<b>\$44 403.20</b>

TOTAL A

\$156 832.80

## B. COSTOS DE INSPECCIÓN DE CADA LÍNEA

Personal / Equipo	Costo Unitario	Número de Unidades	Costo Parcial	Encarez.	Costo Final
-------------------	----------------	--------------------	---------------	----------	-------------

### INSPECCIÓN DE LÍNEA 1, 20" FUEL OIL

Personal	Inspector Ultrasónico	2	39 \$/h	84 h	\$6 552.00	30 %	\$8 517.60
	Operador Mecánico	2	39 \$/h	84 h	\$6 552.00	30 %	\$8 517.60
	Operador Electrónico	2	39 \$/h	84 h	\$6 552.00	30 %	\$8 517.60
Costos	Lider de Sitio	1	27 \$/d	7 d	\$189.00	30 %	\$245.70
	Personal en general	6	80 \$/d	7 d	\$3 360.00	30 %	\$4 368.00
	Hospedaje	6	94 \$/d	7 d	\$3 948.00	30 %	\$5 132.40
Equipos	Costo de Operación	1	1600 \$/d	4 d	\$6 400.00	300 %	\$25 600.00
Materia	Costo de Hard Copy	1	\$1 300.00	1	\$1 300.00	0 %	\$1 300.00
	Generación de Reporte	1	31 \$/h	120 h	\$3 720.00	100 %	\$7 440.00
	Evaluación por metro	1	1 \$/m	4100 d	\$4 100.00	0 %	\$4 100.00
<b>Subtotal B1</b>							<b>\$73 738.90</b>

### INSPECCIÓN DE LÍNEA 2, 14" FUEL OIL

Personal	Inspector Ultrasónico	2	39 \$/h	84 h	\$6 552.00	30 %	\$8 517.60
	Operador Mecánico	2	39 \$/h	84 h	\$6 552.00	30 %	\$8 517.60
	Operador Electrónico	2	39 \$/h	84 h	\$6 552.00	30 %	\$8 517.60
Costos	Lider de Sitio	1	27 \$/d	7 d	\$189.00	30 %	\$245.70
	Personal en general	6	80 \$/d	7 d	\$3 360.00	30 %	\$4 368.00
	Hospedaje	6	94 \$/d	7 d	\$3 948.00	30 %	\$5 132.40
Equipos	Costo de Operación	1	1600 \$/d	4 d	\$6 400.00	300 %	\$25 600.00
Materia	Costo de Hard Copy	1	\$1 300.00	1	\$1 300.00	0 %	\$1 300.00
	Generación de Reporte	1	31 \$/h	120 h	\$3 720.00	100 %	\$7 440.00
	Evaluación por metro	1	1 \$/m	4100 d	\$4 100.00	0 %	\$4 100.00
<b>Subtotal B2</b>							<b>\$73 738.90</b>

### INSPECCIÓN DE LÍNEA 3, 8" KEREX

Personal	Inspector Ultrasónico	2	39 \$/h	84 h	\$6 552.00	30 %	\$8 517.60
	Operador Mecánico	2	39 \$/h	84 h	\$6 552.00	30 %	\$8 517.60
	Operador Electrónico	2	39 \$/h	84 h	\$6 552.00	30 %	\$8 517.60
Costos	Lider de Sitio	1	27 \$/d	7 d	\$189.00	30 %	\$245.70
	Personal en general	6	80 \$/d	7 d	\$3 360.00	30 %	\$4 368.00
	Hospedaje	6	94 \$/d	7 d	\$3 948.00	30 %	\$5 132.40
Equipos	Costo de Operación	1	1400 \$/d	4 d	\$5 600.00	300 %	\$22 400.00
Materia	Costo de Hard Copy	1	\$1 300.00	1	\$1 300.00	0 %	\$1 300.00
	Generación de Reporte	1	31 \$/h	120 h	\$3 720.00	100 %	\$7 440.00
	Evaluación por metro	1	1 \$/m	4100 d	\$4 100.00	0 %	\$4 100.00
<b>Subtotal B3</b>							<b>\$70 538.90</b>

### INSPECCIÓN DE LÍNEA 4, 12" DILUYENTE

Personal	Inspector Ultrasónico	2	39 \$/h	84 h	\$6 552.00	30 %	\$8 517.60
	Operador Mecánico	2	39 \$/h	84 h	\$6 552.00	30 %	\$8 517.60
	Operador Electrónico	2	39 \$/h	84 h	\$6 552.00	30 %	\$8 517.60
Costos	Lider de Sitio	1	27 \$/d	7 d	\$189.00	30 %	\$245.70
	Personal en general	6	80 \$/d	7 d	\$3 360.00	30 %	\$4 368.00
	Hospedaje	6	94 \$/d	7 d	\$3 948.00	30 %	\$5 132.40
Equipos	Costo de Operación	1	1600 \$/d	4 d	\$6 400.00	300 %	\$25 600.00
Materia	Costo de Hard Copy	1	\$1 300.00	1	\$1 300.00	0 %	\$1 300.00
	Generación de Reporte	1	31 \$/h	120 h	\$3 720.00	100 %	\$7 440.00
	Evaluación por metro	1	1 \$/m	4100 d	\$4 100.00	0 %	\$4 100.00
<b>Subtotal B4</b>							<b>\$73 738.90</b>

### INSPECCIÓN DE LÍNEA 5, 12" NAFTA

Personal	Inspector Ultrasónico	2	39 \$/h	84 h	\$6 552.00	30 %	\$8 517.60
	Operador Mecánico	2	39 \$/h	84 h	\$6 552.00	30 %	\$8 517.60
	Operador Electrónico	2	39 \$/h	84 h	\$6 552.00	30 %	\$8 517.60
Costos	Lider de Sitio	1	27 \$/d	7 d	\$189.00	30 %	\$245.70
	Personal en general	6	80 \$/d	7 d	\$3 360.00	30 %	\$4 368.00
	Hospedaje	6	94 \$/d	7 d	\$3 948.00	30 %	\$5 132.40
Equipos	Costo de Operación	1	1600 \$/d	4 d	\$6 400.00	300 %	\$25 600.00
Materia	Costo de Hard Copy	1	\$1 300.00	1	\$1 300.00	0 %	\$1 300.00
	Generación de Reporte	1	31 \$/h	120 h	\$3 720.00	100 %	\$7 440.00
	Evaluación por metro	1	1 \$/m	4100 d	\$4 100.00	0 %	\$4 100.00
<b>Subtotal B5</b>							<b>\$73 738.90</b>

**B6. INSPECCIÓN DE LÍNEA 5, 10" NAFTA**

Personal	Inspector Ultrasonico	2	39 \$/h	84 h	\$6 552.00	30 %	\$8 517.60	
	Operador Mecánico	2	39 \$/h	84 h	\$6 552.00	30 %	\$8 517.60	
	Operador Electrónico	2	39 \$/h	84 h	\$6 552.00	30 %	\$8 517.60	
Viáticos	Lider de Sitio	1	27 \$/d	7 d	\$189.00	30 %	\$245.70	
	Personal en general	6	80 \$/d	7 d	\$3 360.00	30 %	\$4 368.00	
Equipos	Hospedaje	1	1600 \$/d	4 d	\$6 400.00	300 %	\$25 600.00	
Reporte	Costo de Operación	1	94 \$/d	7 d	\$3 948.00	0 %	\$1 300.00	
	Costo de Hard Copy	1	\$1 300.00	1	\$1 300.00	0 %	\$1 300.00	
	Generación de Reporte	1	31 \$/h	120 h	\$3 720.00	100 %	\$7 440.00	
	Evaluación por metro	1	1 \$/m	4100 d	\$4 100.00	0 %	\$4 100.00	
<b>Subtotal B6</b>								<b>\$73 738.90</b>

**B7. INSPECCIÓN DE LÍNEA 5, 20" DESLASTRE**

Personal	Inspector Ultrasonico	2	39 \$/h	84 h	\$6 552.00	30 %	\$8 517.60	
	Operador Mecánico	2	39 \$/h	84 h	\$6 552.00	30 %	\$8 517.60	
	Operador Electrónico	2	39 \$/h	84 h	\$6 552.00	30 %	\$8 517.60	
Viáticos	Lider de Sitio	1	27 \$/d	7 d	\$189.00	30 %	\$245.70	
	Personal en general	6	80 \$/d	7 d	\$3 360.00	30 %	\$4 368.00	
Equipos	Hospedaje	1	1600 \$/d	4 d	\$6 400.00	300 %	\$25 600.00	
Reporte	Costo de Operación	1	94 \$/d	7 d	\$3 948.00	0 %	\$1 300.00	
	Costo de Hard Copy	1	\$1 300.00	1	\$1 300.00	0 %	\$1 300.00	
	Generación de Reporte	1	31 \$/h	120 h	\$3 720.00	100 %	\$7 440.00	
	Evaluación por metro	1	1 \$/m	3900 d	\$3 900.00	0 %	\$3 900.00	
<b>Subtotal B7</b>								<b>\$73 538.90</b>

**TOTAL B**

**\$512 772.30**

C. COSTOS VARIOS

Personal / Equipo	Costo Unitario	Número de Unidades	Costo Parcial	Encarec.	Costo Final
----------------------	-------------------	-----------------------	---------------	----------	-------------

PERSONAL							
Personal	Archivo del Proyecto	1	31 \$/h	20 h	\$620.00	0 %	\$620.00
Subtotal C1							\$620.00

MISCELANEOS							
Miscelaneos a terceros	Garantía de Banco	1	\$550.00	1	\$550.00	0 %	\$550.00
Subtotal C1							\$550.00

<b>TAL C</b>							<b>\$1 170.00</b>
--------------	--	--	--	--	--	--	-------------------

E. COSTOS DE STAND - BY

	Personal / Equipo	Costo Unitario	Número de Unidades	Costo Parcial	Encarec.	Costo Final	
	Inspector Ultrasónico	1	39 \$/h	516 h	\$20 124.00	30 %	\$26 161.20
	Operador Mecánico	0	39 \$/h	84 h	\$0.00	30 %	\$0.00
	Operador Electrónico	1	39 \$/h	168 h	\$6 552.00	30 %	\$8 517.60
	Lider de Sitio	1	27 \$/d	29 d	\$783.00	30 %	\$1 017.90
	Personal en general	1	80 \$/d	57 d	\$4 560.00	30 %	\$5 928.00
	Hospedaje	6	94 \$/d	57 d	\$32 148.00	30 %	\$41 792.40
	Sistema de Inspección 10" - 20"	1	1600 \$/d	29 d	\$46 400.00	200 %	\$139 200.00
	Sistema de Inspección 10" - 20"	1	1600 \$/d	15 d	\$24 000.00	200 %	\$72 000.00
<b>\$294 617.10</b>							

## BIBLIOGRAFÍA

1. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE; Risk Based Inspection, American Petroleum Institute, USA, 2000.
2. BRUSCHI ROBERTO; Pipeline Technology, American Society of Mechanical Engineering, Italy, 1996.
3. CORDELL JIM, All About Pigging, On-Stream Systems, Ltd., Inglaterra, 2000.
4. CHAPMAN CHRIS, Project Risk Management, Wiley, Inglaterra, 1998.
5. DET NORSKE VERITAS, Risk Assessment of Pipeline Protection, Det Norske Veritas, Noruega, 2000.
6. ELLWOOD John R., Integrity and Corrosion, Offshore Issues Pipeline Automation and Measurement, Rotating Equipment, American Society of mechanical Engineering, Canada, 2000.

7. ESTRELLA Paul, "Limpieza Interna de Lineas Submarinas en el Terminal Petrolero Esmeraldas" (Tesis, Facultad de Ingenieria en Mecánica y Ciencias de la Producción, Escuela Superior Politécnica del Litoral , 2003)
8. KULKARNI RAM B., Development of a Pipeline Inspection and Maintenance Optimization System, Gas Research Institute, USA, 1991.
9. McALLISTER E. W., Pipeline Rules of Thumb Handbook, Gulf Professional Publishing, USA, 2002.
10. MOUSSELLI A. H., Offshore Pipeline Design Analysis And Methods, Penn Well Books, USA, 1981.
11. MUHLBAUER KENT W., Pipeline Risk Management Manual, Gulf Professional Publishing, 2000.
12. SPORKEL ROLF, Petroecuador, TEPRE Ultrasonic Inspection of Export Pipelines, PSL, Noruega, 2001.
13. TIRATSOO J.N.H., Pipeline Pigging Technology, Gulf Professional Publishing, USA 1999.

