

7
621.8672
COR



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Mecánica y Ciencias de la Producción

“Instalación de Tuberías de Fibras de Vidrio en Oleoductos y Poliductos: Estudio de Factibilidad”

TESIS DE GRADO

Previo a la Obtención del Título de:

INGENIERA MECANICA

Presentada por:

JACKELINE ELIZABETH CORDOVA MOLINA

Guayaquil , Ecuador

Año- 1999



AGRADECIMIENTO



CIB-ESPOL

ING. JULIAN PEÑA Director
de Tesis, por su ayuda y
colaboración para la realización
de este trabajo.

DEDICATORIA

A MIS PADRES

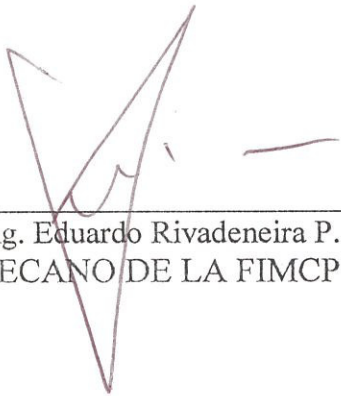
A MIS HERMANOS

A MI HIJA

A MARIA ELENA

A MIS AMIGOS

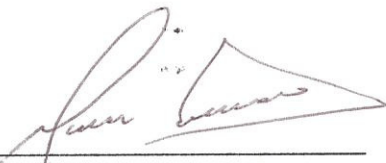
TRIBUNAL DE GRADUACION




Ing. Eduardo Rivadeneira P.
DECANO DE LA FIMCP



Ing. Julián Peña E.
DIRECTOR DE TESIS



Ing. Omar Serrano V.
VOCAL




Ing. Jorge Duque R.
VOCAL

DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, me corresponden exclusivamente, y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL".

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)



Jackeline Córdova Molina

RESUMEN

La conducción de petróleo por medio de tuberías a través de suelos completamente secos provoca en las tuberías poca o ninguna corrosión. Sin embargo, a causa de la lluvia, vertientes naturales, ríos, etc., los suelos pocas veces son secos, especialmente debajo de la superficie, siendo así todos los suelos contienen una variedad de sustancias minerales, algunas de las cuales son solubles en mayor o menor grado y estas provocan que se acelere el proceso corrosivo en las tuberías tradicionales.

Por lo antes dicho la industria petrolera se ve obligada a ejecutar programas de mantenimiento y reposición constantes con el consiguiente efecto negativo sobre los costos de explotación. Estos problemas habían sido enfrentados hasta ahora con paliativos complejos, que demandaban un estricto control para así obtener un margen de eficacia que influya en el resultado operativo.

Este trabajo tiene como objetivo evaluar la factibilidad del uso de la tubería epoxi reforzada con fibra de vidrio en las líneas de transferencia principales de petróleo y gasolina natural de los campos petroleros Ing. Gustavo Galindo Velasco, estos hidrocarburos son transportados desde la estación principal de bombeo en Ancón hasta La Refinería "La Libertad", alcanzando una extensión de 13.2 Km. Las líneas

en su recorrido se componen de tubería de acero de seis pulgadas de diámetro para la línea de petróleo y de dos pulgadas de diámetro la línea de gasolina natural.

El texto de este trabajo esta dividido en tres capítulos, los mismos que se detallan a continuación:

En el capítulo uno, se describen los materiales utilizados en la manufactura de las tuberías empleadas en la industria del petróleo para la transportación de hidrocarburos, detallando su clasificación y los usos típicos de los mismos.

En el capítulo dos, inicia con una breve reseña de la concesión de los campos petroleros a la Escuela Superior Politécnica del Litoral, describiendo además la logística instalada para el transporte de petróleo y gasolina natural hasta la refinería de la Libertad, Por otro lado se establecen las normas utilizadas para la inspección de sistemas de tuberías que transportan hidrocarburos, cuyos parámetros se emplearan para definir si las tuberías existentes necesitan ser cambiadas.

Además se detalla el orden metodológico aplicado en la inspección realizada a las líneas de transferencia, para finalmente realizar el diagnóstico respectivo y establecer cuales son los tramos de tubería para reposición.

Una vez establecidos los tramos para reposición obtenidos en el capítulo anterior se realizará un análisis técnico económico en el capítulo tres, y así se establecerá que tan buena opción es la tubería de fibra de vidrio versus las tuberías tradicionales en las líneas antes mencionadas. Además se detallará como se realizó la instalación de la tubería seleccionada en el tramo más crítico del recorrido.



INDICE GENERAL

	Pág.
RESUMEN.....	I ✓
INDICE GENERAL.....	II ✓
ABREVIATURAS.....	III ✓
SIMBOLOGÍA.....	IV ✓
INDICE DE FIGURAS.....	V ✓
INDICE DE TABLAS.....	VI ✓
INTRODUCCION.....	VII ✓

I. MATERIALES PARA FABRICACIÓN DE TUBERÍAS

EN LA TRANSPORTACIÓN DE HIDROCARBUROS

1.1 Tuberías de acero.....	01 ✓
1.2 Tuberías no metálicas.....	07 ✓
1.3 Tuberías epoxi reforzadas con fibra de vidrio.....	10 ✓
1.3.1 Manufactura.....	11 ✓
1.3.2 Especificaciones técnicas de tubería epoxi reforzadas con fibra de vidrio.....	16 ✓
1.3.3 cálculo del diámetro de tuberías de conducción epoxi reforzadas con fibra de vidrio.....	25 ✓

II. DIAGNOSTICO DE DAÑOS EN TUBERÍAS METÁLICAS DE PETRÓLEO Y GASOLINA NATURAL

2.1 Reseña histórica.....	41	✓
2.2 Playa de tanques y estación principal de bombeo.....	43	✓
2.3 Líneas de transferencia de petróleo y gasolina natural.....	48	✓
2.4 Norma ASME utilizada en la inspección de sistemas de tuberías de acero que transportan hidrocarburos.....	50	
2.4.1 Parámetros a observar en la inspección de sistemas de tuberías a presión.....	50	✓
2.4.2 Cálculo del espesor de diseño permitido para mantener en operación sistemas de tuberías.....	52	✓
2.5 Identificación y descripción de tuberías de petróleo y gasolina natural.....	56	✓
2.6 Metodología a seguir en la inspección.....	57	✓
2.7 Resultados de la inspección realizada.....	59	✓
2.7.1 Inspección visual.....	60	
2.7.2 Medición de espesores.....	65	✓
2.7.3 Inspección destructiva.....	74	✓
2.8 Evaluación de daños en tuberías existentes.....	77	✓
2.9 Determinación de tramos para reposición de tuberías.....	90	✓

**III. CONSIDERACIONES DE FACTIBILIDAD TÉCNICO ECONÓMICA
PARA LA INSTALACIÓN DE TUBERÍAS DE FIBRA DE VIDRIO**

3.1 Parámetros para evaluación técnica.....93 ✓

3.2 Parámetros a considerar para evaluación económica.....97

 3.2.1 Tramo aéreo..... 100

 3.2.2 Tramo enterrado..... 101 ✓

3.2 Selección de material sobre la base de
 necesidades técnico económicas.....103 ✓

3.4 Costos totales para instalar tubería de fibra de vidrio..... 105 ✓

3.5 Montaje e instalación de los tramos a sustituir con fibra de vidrio..... 113 ✓

IV. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES..... 129 ✓

ANEXOS..... 134 ✓

BIBLIOGRAFÍA..... 147 ✓

ABREVIATURAS

\$/m	Costo en dólares por metro
API	American Petroleum Institute
Art	Artículo
ASME	American Society Mechanic Engineering
ASTM	American Society For Testing and Materials
bls	Barriles
bls/h	Barriles por hora
btu	Unidad Británica Térmica
cal	Calorías
CF	Factor de conversión
cm	Centímetro
Co	Company
CPVC	Polivinyll cloruro clorado
Cu	Cobre
ERFV	Epoxy reforzado con fibra de vidrio
Etc.	Etcétera
hp	Caballo de potencia
I. J.	Junta integral
in	Pulgada
Ing	Ingeniero
Kg/cm ²	Kilogramo fuerza por centímetro cuadrado
Kg/m	Kilogramo por metro
Km	Kilómetro
Lb/ft	Libra fuerza por pie
lt/m	Litros por metro
m	Metro
m ³	Metros cúbicos
m ³ /h	Metros cúbicos por hora
mm	Milímetros
MPa	Megapascales
Nº	Número
°C	Grados centígrados
°K	Grados kelvin
pág	Página
pH	Potencial de hidrogeno
plg	Pulgada
psi	Libra fuerza por pulgada cuadrada
PVC	Polivinyll cloruro
Std	Estándar
T & C	Tubo y cupla

SIMBOLOGIA

%	=	Porcentaje
M	=	Maçho
H	=	Hembra
n	=	Valor Manning
P	=	Pérdida de presión
f	=	Factor de fricción
ρ	=	Densidad
G	=	Fluido
D	=	Diámetro interior
L	=	Largo
R	=	Número Reynolds
μ	=	Viscosidad
P_2	=	Pérdida de carga por fricción
Δh	=	Pérdida de carga de psig a pies de columna
S.G.	=	Gravedad específica
a	=	Diámetro de tubería
ϕ	=	Diámetro
t_n	=	Espesor nominal de pared
t	=	Espesor de pared diseñado por presión
A	=	Suma de tolerancias por enrosque y corrosión
P_i	=	Presión interna de diseño
D	=	Diámetro exterior de tubería
S	=	Valor de esfuerzo admisible
E	=	Factor longitudinal junta soldada
T_n	=	Tramo de tuberías en el Oleoducto
S	=	Punto superior
I	=	Punto inferior
LD	=	Punto Lateral derecho
LI	=	Punto lateral izquierdo
X	=	Denota presencia de problema
X^*	=	Problema localizado más crítico que lo usual
P_n	=	Punto de esquema de medición de espesores
P_d	=	Presión de diseño

INDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1.1	Proceso de manufactura de tubería ERFV..... 11
Figura 1.2	Estructura típica de tubería de fibra de vidrio..... 13
Figura 1.3	Tipos de unión roscada en tubería ERFV..... 14
Figura 1.4	Unión roscada de tipo punto integral..... 14
Figura 1.5	Accesorios roscados de tubería ERFV..... 15
Figura 1.6	La figura muestra uno de los usos habituales de este tipo de tubería en la industria petrolera..... 24
Figura 1.7	Diagrama para conversión del caudal..... 26
Figura 1.8	Curva de pérdida de carga en función del caudal para distintos diámetros..... 28
Figura 1.9	Pérdida de carga en función del caudal para distintos diámetros... 29
Figura 1.10	Factor de fricción para tuberías epoxi-fibras de vidrio..... 35
Figura 1.11	Datos de flujo de petróleo 30° API, 38°C..... 36
Figura 1.12	Datos de flujo de petróleo 40° API, 38°C..... 37
Figura 1.13	Datos de flujo de agua salada, 16°C..... 38
Figura 1.14	Datos de flujo de sal muera, 38°C..... 39
Figura 1.15	Datos de flujo de agua, 38°C..... 40
Figura 2.1	Diagrama de flujo de distribución proyectado en estación



	principal de bombeo y playa de tanques.....	44
Figura 2.2	Vista de tanques independientes en estación de bombeo, se aprecia entrega de crudo por tanquero.....	46
Figura 2.3	Tanque K el cual será usado como tanque de producto final para realizar bombeos a la refinería en La Libertad.....	47
Figura 2.4	Bomba centrífuga utilizada para desplazar el petróleo hasta refinería.....	47
Figura 2.5	Diagrama de flujo de metodología a seguir en análisis de líneas de transferencia.....	57
Figura 2.6	La figura muestra el tipo de seguridad utilizada para proteger los puntos de medición.....	65
Figura 2.7	Estructura construida para proteger los puntos de medición.....	66
Figura 2.8	La figura muestra de que manera se realizo la medición.....	66
Figura 2.9	Se aprecia sobre la tubería de petróleo y gasolina natural los puntos donde se tomaron las lecturas, además, se puede ver el buen estado del revestimiento de las tuberías.....	67
Figura 2.10	La figura muestra el corte de la tubería de petróleo en sector donde las tuberías aparecen sobre el terreno en La Libertad.....	75

Figura 2.11	La figura muestra las pérdidas de petróleo provocado por fugas en uniones roscadas en tramo T16.....	77
Figura 2.12	Excesivas pérdidas de petróleo por fugas en uniones roscadas tramo T15.....	78
Figura 2.13	La gráfica muestra el pésimo estado externo de las tuberías de petróleo y gas debido al gran ambiente corrosivo en el sector de las piscinas de sal.....	79
Figura 2.14	Estructura del puente que soporta al poliducto dañada por efectos del tiempo y del clima.....	80
Figura 2.15	La figura muestra instantes en que reparaban la tubería de gasolina natural en el punto 38 de la medición de espesores.....	81
Figura 2.16	2.16Ingreso de las líneas de petróleo y gasolina natural a refinería en La Libertad.....	82
Figura 2.17	Se aprecia la existencia de abrazaderas en la tubería de gasolina natural en el tramo T132.....	83
Figura 2.18	La figura muestra la destrucción del revestimiento en los tramos T132 y T133.....	84
Figura 2.19	La figura muestra el estado avanzado de corrosión generalizada en una unión roscada de la tubería de petróleo en el tramo T132....	85
Figura 3.1	Diagrama del rendimiento diario de instalación según el tipo de	

	material en la tubería de gasolina natural.....	107
Figura 3.2	Diagrama del rendimiento diario de instalación según el tipo de material en la tubería de petróleo.....	108
Figura 3.3	Diagrama de costos por rubro de las partidas del presupuesto según el tipo de material en tubería gasolina natural.....	109
Figura 3.4	Diagrama de costos por rubro de las partidas del presupuesto según el tipo de material en tubería de petróleo.....	110
Figura 3.5	Diagrama de costos totales según el tipo de material en tubería de gasolina natural.....	111
Figura 3.6	Diagrama de costos totales según el tipo de material en tubería de petróleo.....	112
Figura 3.7	Detalle de la instalación de la tubería de fibra de vidrio sobre la cama de arena.....	115
Figura 3.8	Colocación de relleno lateral sobre ERFV.....	117
Figura 3.9	Detalle del encapsulado en hormigón armado.....	119
Figura 3.10	Detalle de instalación de tubería ERFV enterrada de ϕ 14".....	121
Figura 3.11	Se aprecia toda la tubería retirada en los tramos T132 y T133 dentro de refinería La Libertad.....	122
Figura 3.12	La figura muestra el deterioro del revestimiento existente en tuberías de 2 y 6 pulgadas y presencia de abrazaderas para evitar	

	derrames por picaduras.....	122
Figura 3.13	Excavación realizada paralela a las líneas de transferencia.....	123
Figura 3.14	La figura muestra el inicio de excavación en el tramo T132.....	124
Figura 3.15	Unión bridada fabricada para empalmar las tuberías de petróleo y gasolina natural al nuevo recorrido.....	124
Figura 3.16	Correcto manipuleo de tubería ERFV en el sitio de instalaciones .	125
Figura 3.17	Unión bridada en la tubería de gasolina natural.....	126
Figura 3.18	Recorrido de las tuberías de ERFV.....	127
Figura 3.19	Vista de la conexión ERFV a acero mediante uniones bridadas....	127
Figura 3.20	Unión roscada entre tuberías de ERFV.....	128
Figura 3.21	Colocación de cama de arena superior.....	129
Figura 3.22	Trabajo finalizado de instalación de tubería de fibra de vidrio.....	129

INDICE DE TABLAS

		Pág.
Tabla I	Especificaciones según ASTM para tuberías de acero y sus aleaciones.....	3
Tabla II	Especificaciones según API para tuberías de acero y sus aleaciones	4
Tabla III	Especificaciones de la ASTM para fabricación de tuberías de acero al carbón.....	5
Tabla IV	Especificaciones de la API para fabricación de tuberías de acero al carbón.....	6
Tabla V	Medidas generales de las uniones roscadas.....	15
Tabla VI	Características mecánicas y físicas a baja presión de tuberías ERFV.....	16
Tabla VII	Características mecánicas y físicas a alta presión de tuberías ERFV.....	17
Tabla VIII	Características técnicas de tubería ERFV a baja presión.....	18
Tabla IX	Características técnicas de tubería ERFV a baja presión.....	19
Tabla X	Características técnicas de tubería ERFV a alta presión.....	20
Tabla XI	Características técnicas de tubería ERFV a alta presión.....	12
Tabla XII	Longitud en pies equivalente que debe sumarse cuando se calcula perdidas de presión en sistemas de tuberías epoxi	

		reforzadas con fibra de vidrio.....	30
Tabla	XIII	Factores de conversión típico para líquidos.....	31
Tabla	XIV	Capacidad de almacenamiento de playa de tanques.....	45
Tabla	XV	Características de bombas de estación principal de bombeo....	48
Tabla	XVI	Características de líneas de transferencia.....	49
Tabla	XVII	Características y condiciones de operación de tuberías de petróleo y gasolina natural.....	55
Tabla	XVIII	Calculo del espesor nominal mínimo requerido.....	56
Tabla	XIX	Inspección visual realizada a líneas de transferencia de petróleo y gasolina natural Ancón - La Libertad.....	61
Tabla	XX	Lecturas de medición de espesores de línea de gasolina natural.....	68
Tabla	XXI	Lecturas de medición de espesores de línea de petróleo.....	71
Tabla	XXII	Lecturas de medición de espesores de pared en cortes realizados en tubería enterrada	76
Tabla	XXIII	Lecturas de medición de espesores de pared en cortes realizados en tubería aérea.....	76
Tabla	XXIV	Lecturas de medición de espesores mas significativas en las líneas de gasolina natural.....	87
Tabla	XXV	Comparativa de espesores obtenidos en línea de gasolina	

	natural.....	87
Tabla XXVI	Lecturas de medición de espesores más significativas en la línea de petróleo.....	89
Tabla XXVII	Comparativa de espesores obtenidos en línea de petróleo.....	89
Tabla XXVIII	Número y extensión de tramos para reposición de tuberías.....	91
Tabla XXIX	Comparación de características de materiales seleccionados...	94
Tabla XXX	Análisis de precios unitarios de instalación de tubería de 2 pulgadas de diámetro en sector aéreo.....	100
Tabla XXXI	Análisis de precios unitarios de instalación de tubería de 6 pulgadas de diámetro en sector aéreo.....	101
Tabla XXXII	Análisis de precios unitarios de instalación de tubería de 2 pulgadas de diámetro en sector enterrado.....	102
Tabla XXXIII	Análisis de precios unitarios de instalación de tubería de 6 pulgadas de diámetro en sector enterrado.....	102
Tabla XXXIV	Materiales seleccionados para instalación de tubería.....	104
Tabla XXXV	Análisis total de costos para instalación de tubería de 2 pulgadas de diámetro en sector enterrado.....	105
Tabla XXXVI	Análisis total de costos para instalación de tubería de 6 pulgadas de diámetro en sector enterrado.....	106
Tabla XXXVII	Costos totales de instalación de tubería de fibra de vidrio.....	113

INTRODUCCION

Después de algunos años de contacto con la tierra algunas tuberías exhiben deterioro apreciable como resultado de la corrosión. Eventualmente, se presentan pérdidas que requieren una atención inmediata; de otra manera se puede perder mucho petróleo por filtración en la tierra. Las pérdidas pueden ocurrir en cualquier punto en que la corrosión haya progresado suficientemente, pero es especialmente frecuente en los acoplamientos en las líneas más viejas en las que se usaban juntas roscadas.

Son tan serias las pérdidas que ocasiona la corrosión de las tuberías que se han efectuado muchos estudios para determinar las causas de la corrosión y los posibles métodos de protección.

Esta investigación tiene el objeto de estudiar la factibilidad de utilizar tubería epoxi reforzada con fibra de vidrio como una alternativa económica para solucionar los problemas originados por el contacto con suelos altamente corrosivos, además de que este tipo de tubería ofrece otras ventajas sobre las tuberías tradicionales como una mejor eficiencia de transporte, durabilidad, menor peso y costos de instalación.

Para realizar este trabajo de grado se analizarán las tuberías principales de transporte de petróleo y gasolina natural de los Campos Petroleros Gustavo Galindo Velasco los cuales son una concesión del Estado a la Escuela Superior Politécnica Del Litoral

(ESPOL), la metodología de la investigación consistirá en evaluar todo el recorrido de las tuberías para así, determinar mediante el desarrollo de técnicas de inspección utilizando ensayos destructivos y no destructivos, cuales sectores de las tuberías de petróleo y gasolina natural son lo críticos y evaluando los parámetros que intervienen en la operación determinar si la tubería de fibra de vidrio es la opción técnica y económica más adecuada para la conducción de estos productos.



CIB-ESPOL

CAPITULO I

MATERIALES EMPLEADOS PARA FABRICACIÓN DE TUBERÍAS EN LA TRANSPORTACIÓN DE HIDROCARBUROS

Los materiales de las tuberías que se aplican para conducción de hidrocarburos son por lo general de acero y no metálicas. Siendo así y para tener un criterio más amplio de las características de los mismos se realizará una descripción de cada material.

1.1 Tuberías de acero.

La tubería comúnmente usada en la industria del petróleo es de acero ⁽¹⁾. Los avances en la metalurgia y procesos de manufactura en años recientes han permitido fabricar un amplio rango de tubería de acero. La tubería de conducción es manufacturada en diferentes esfuerzos de acero y espesores de pared. Para permitir una combinación de economía y seguridad en el diseño de las

instalaciones. Es soldada o sin costura, corrientemente producida en medidas de 1/8 a 48 pulgadas de diámetro exterior y su uso es principalmente para transportar gas o petróleo. La tubería es manufacturada con los extremos biselados para soldar, roscados, acanalados, rebordes o expandidos esto depende de los varios tipos de acoplamientos mecánicos o para juntas soldadas. Durante mucho tiempo la tubería fue confeccionada de acero grado B, el cuál tiene un mínimo esfuerzo de fluencia de 35.000 psi. La instalación de líneas de conducción de petróleo y gas de altas presiones, grandes diámetros que atraviesan ciudades ha creado la necesidad de que el acero soporte altos esfuerzos y que sea fácil de soldar en el trabajo de campo lo cuál produciría un substancial ahorro en el tonelaje del acero. Como resultado de estas necesidades se han obtenido las siguientes calidades de acero que van desde grado API X - 42 hasta X - 70 los cuales fueron desarrollados con un esfuerzo de fluencia de 42.000 psi hasta 70.000 psi. El grado X - 42 se encuentra generalmente en medidas desde 2 3/8 pulgadas de diámetro exterior y más grandes. Los grados X - 46, X - 52, X - 60, X - 65 y X - 70 están disponibles usualmente en 4 1/2 pulgadas de diámetro exterior, pero por pedido a fabrica suelen construirse en diámetros mayores⁽²⁾. Las tablas I y II muestran según las normas de la ASTM y API las especificaciones, proceso de manufactura, tipos de aleación y las aplicaciones de los aceros fabricados. Además las tablas III y IV detallan la composición química de los aceros antes descritos.

Tabla I

**Especificaciones Según ASTM Para Tuberías De
Acero Y Sus Aleaciones⁽³⁾**

Especificación	Método de manufactura	Tipo de Aleación	Aplicación
A53	Soldada o sin costura	Acero negro o galvanizado en caliente	
A106	sin costura	Acero al carbono	altas temperaturas
A120	Soldada o sin costura	Acero negro o galvanizado en caliente	usos ordinarios
A134	soldadura por arco con plancha de acero		
A135	soldadura por resistencia		
A139	soldadura por arco		
A155	soldadura por arco		Altas presioines
A211	soldadura en espiral	Acero o hierro	
A252	Soldada o sin costura		pilotes
A333	Soldada o sin costura		bajas temperaturas
A335	sin costura	acero ferrítico	altas temperaturas
A381	doble arco sumergido		altas presiones y sistemas de transmisión
A405	sin costura	acero ferrítico con tratamiento térmico	altas temperaturas
A523	soldadura por resistencia o sin costura		alta presión
A524	sin costura	acero al carbón	bajas temperaturas de atmósfera
A587	soldadura por resistencia	acero con bajo contenido de carbón	industria química
A589	Soldada o sin costura	Acero al carbón	Pozos de agua
A671	Soldadura por arco		bajas temperaturas de atmósfera
A672	Soldadura por arco		Altas presiones y temperaturas moderadas
A691	Soldadura por arco	Acero al carbón y aleaciones de acero	Altas presiones y temperaturas
A714	Soldada o sin costura	HSLA	

Tabla II
Especificaciones Según API Para
Tuberías De Acero(3)

Especificación	Método de manufactura	Aplicación
2B	soldadura por arco con plancha de acero	Construcción en plataformas de perforación
5A	Soldada o sin costura	Terminación de pozos de petróleo y gas
5AC	Soldada o sin costura	Rango restringido de esfuerzo de fluencia en terminación de pozos de petróleo y gas
5AX	Sin costura	Gran resistencia para terminación de pozos de petróleo y gas
5 L	Soldada o sin costura	Conducción de petróleo y gas
5LS	Soldadura en espiral	Conducción de petróleo y gas
5LU	Soldada o sin costura	Ultra resistencia para Conducción de petróleo y gas
5LX	Soldadura por arco	Gran resistencia para Conducción de petróleo y gas

Tabla III

Especificaciones De La ASTM Para Fabricación De Tuberías De Aceros Al Carbono

Especificación	Proceso de manufactura	Grado del material	Composición %						
			C	Mn	P	S	Si		
A53	Soldadura al horno	**	**	**	0.08	0.06	**		
A53	Soldadura por resistencia	A	**	0.95	0.05	0.06	**		
		B	0.3	1.2	0.05	0.06	**		
A53	Sin costura	A	0.25	0.95	0.05	0.06	**		
		B	0.3	1.2	0.05	0.06	**		
A106	Sin costura	A	0.25	0.27 - 0.30	0.048	0.058	0.1		
		B	0.3	0.29 - 1.06	0.048	0.058	0.1		
		C	0.35	0.29 - 1.06	0.048	0.058	0.1		
A120	Soldada o sin costura	**	**	**	**	**			
A134	Soldadura por arco	**	**	**	**	**			
A135	Soldadura por resistencia	A	0.25	0.95	0.05	0.06	**		
		B	0.3	1.2	0.05	0.06	**		
A155	Soldadura por arco	**	**	**	**	**			
A211	Soldadura en espiral	**	**	**	**	**			
A252	Soldada o sin costura	**	**	0.05	**	**			
A333	Soldada o sin costura	1	0.3	0.40 - 1.06	0.05	0.06	**		
		6	0.3	0.29 - 1.06	0.048	0.058	0.1		
A381	Soldadura por arco sumergido	**	0.26	1.4	0.04	0.05	**		
A523	Soldadura por resistencia	A	0.21	0.9	0.04	0.05	**		
		B	0.26	1.15	0.04	0.05	**		
		A	0.22	0.9	0.04	0.05	**		
A524	Sin costura	B	0.27	1.15	0.04	0.05	**		
		III	0.21	0.90 - 1.35	0.048	0.058	0.10 - 0.40		
A587	Soldadura por resistencia	**	0.15	0.27 - 0.63	0.048	0.058	**		
A589	Soldada o sin costura	**	**	**	0.05	0.06	**		
A671	Soldadura por arco	**	**	**	**	**			
A672	Soldadura por arco	**	**	**	**	**			
A691	Soldadura por arco	**	**	**	**	**			

Tabla IV

Especificaciones API Para Fabricación De Tuberías De Aceros Al Carbono

Especificación	Proceso de manufactura	Grado del material	Composición %					
			C	Mn	P	S	Si	
2B	Soldadura por arco	**	**	**	**	**	**	
5A	Soldada o sin costura	**	**	**	0.04	**	**	
5AX	Sin costura	**	1.2	0.05	0.04	0.04	**	
	Soldadura eléctrica	A25 Clase I	0.21	0.30 - 0.60	0.045	0.06	**	
		A25 Clase 2	0.21	0.30 - 0.60	0.045	0.08	**	
		A	0.21	0.9	0.04	0.05	**	
		B	0.26	0.15	0.04	0.05	**	
5L	Soldadura por horno	A25 Clase I	0.21	0.30 - 0.60	0.045	0.06	**	
		A25 Clase II	0.21	0.30 - 0.60	0.045 - 0.080	0.06	**	
	Soldadura por arco sumergido	A	0.21	0.9	0.04	0.05	**	
		B	0.26	1.15	0.04	0.05	**	
		A25 Clase I	0.21	0.30 - 0.60	0.045	0.06	**	
		A25 Clase II	0.21	0.30 - 0.60	0.045 - 0.080	0.06	**	
	Sin costura	A	0.22	0.9	0.04	0.05	**	
		B	0.27	1.15	0.04	0.05	**	
5LS	Soldadura en espiral	A	0.21	0.9	0.04	0.05	**	
		B	0.26	1.15	0.04	0.05	**	
		X42	0.28	1.25	0.04	0.05	**	
		X46, X52	0.3	1.35	0.04	0.05	**	
5LU	Soldada o sin costura	**	0.26	1.4	0.04	0.05	0.35	
	Soldada	X42	0.28	1.25	0.04	0.05	**	
5LX	Soldada y expandida en frío	X46, X52	0.28	1.25	0.04	0.05	**	
	Soldada y no expandida	X46, X52	0.3	1.35	0.04	0.05	**	
	Sin costura	X42	0.29	1.25	0.04	0.05	**	
5LX	Sin costura y expandida en frío	X46, X52	0.29	1.25	0.04	0.05	**	
	Sin costura y no expandida	X46, X52	0.31	1.35	0.04	0.05	**	

1.2 Tuberías no metálicas.

Los oleoductos manufacturados de otros materiales que no sea acero están recibiendo un incremento en su utilización⁽²⁾. Los materiales como plásticos, asbesto, cemento y epoxy fibra de vidrio se utilizan para líneas de flujo. Las tuberías no metálicas han sido frecuentemente usadas también en el manejo de instalaciones de agua de mar para presiones sobre 1000 psi.

Recientes descubrimientos en los variados métodos de manufactura han mejorado la calidad y rangos de operación de algunos de estos tipos de tubería. Dos ventajas de la tubería no metálica son su resistencia a la corrosión y el alivio de los problemas ocasionados por depósitos de parafina y carbonato de calcio en el interior de las tuberías. Esto representa una menor resistencia al flujo, por lo cual en algunas instalaciones permite el uso de diámetros pequeños de tubería. La tubería no metálica no debería usarse en instalaciones donde el fluido puede contener arenas u otros sólidos.

Frecuentemente el costo total de estos tipos de tubería es competitivo con el de tubería de acero, donde las presiones de operación y las temperaturas lo permiten y la parafina y la corrosión representan serios problemas.



Tipos de tubería no metálica.-

De los varios tipos de tubería que se describirá, la tubería de fibra reforzada con resina endurecida al calor es la comúnmente utilizada en los yacimientos petroleros. Se clasifican de la siguiente manera:

- ◆ Termoplásticos.
- ◆ Termoendurecibles.
- ◆ Asbestos o cemento.

Tubería de cemento o asbesto.-

Este tipo de tubería ha sido muy utilizada en los yacimientos petroleros, especialmente por las condiciones de flujo estable de agua salada en bajas presiones y a temperatura ambiente. A causa del contenido de asbesto de esta tubería se utilizará cada vez menos en el futuro.

Termoplásticos.-

Los tres tipos básicos de termoplásticos se describen a continuación:

- ◆ **Polivinil cloruro(PVC):** Se utiliza generalmente para el manipuleo de ácidos, bases, sales y otros líquidos corrosivos. Aunque este puede ser dañado por

ketonas, aromáticos e hidrocarburos clorados, el esfuerzo de diseño es de 2000 psi a 23 °C y la máxima temperatura de servicio es 66°C.

♦ **Polivinil cloruro clorado (CPVC):** Es similar al PVC, excepto que la máxima temperatura de servicio es 99°C.

♦ **Polipropileno:** Es el más ligero de los termoplásticos por eso es el material más deseable para una variedad de aplicaciones. Especialmente aquellas donde la resistencia a la deposición de compuestos de azufre es usual, como son depósitos en líneas de agua de mar, sistemas de tuberías colectoras de baja presión de gas y sistemas de flujo de petróleo. El esfuerzo de diseño 630 psi a 23 °C y la máxima temperatura de servicio es 99°C.

♦ **Polietileno:** Similar al polipropileno en lo que se refiere a sus propiedades de resistencia química. Su esfuerzo de diseño es de 630 psi a 23 °C y la máxima temperatura de servicio es 82°C.

Termoendurecibles.-

Como su nombre lo dice, tiene una forma fija una vez curado, no puede ser cambiada. La tubería de fibra de vidrio manufacturada con una resina aglomerada, es un termoendurecible. Los usos de la fibra de vidrio son muy parecidos a los

mencionados antes para los termoplásticos. El máximo esfuerzo de diseño para la fibra de vidrio es del rango de 4000 a 6300 psi, la máxima temperatura utilizada es 90 a 150 °C dependiendo del tipo de resina aglomerada utilizada en su manufactura. En adelante se referirá en especial a aquellas tuberías de fibra de vidrio elaboradas con resinas epoxi.

1.3 Tuberías epoxi reforzadas con fibra de vidrio.

La selección de la materia prima es el parámetro más importante en la fabricación de tuberías de fibra de vidrio⁽⁴⁾. Las tres materias primas empleadas en su manufactura son epoxi, vidrio y los agentes de curado.

El epoxi contribuye con resistencia, temperatura y resistencia química al acabado del producto. El vidrio provee una alta resistencia y capacidad de cargas conductoras. Los agentes de curado enlazan y convierten la resina a un sólido, el cual protege y encapsula al vidrio de ataques químicos. Y también proveen una mayor participación en la resistencia química y al calor de los sistemas.

Las tuberías se fabrican según norma API 15 LR y 15 HR mediante el enrollamiento de filamentos continuos de vidrio impregnados en resinas epoxi anhidras con curado en caliente.

1.3.1 Manufactura

Las tuberías son fabricadas en máquinas de enrollamiento automático de fibras de vidrio, este sistema se denomina “Filament Winding”; el mismo consiste en la aplicación sobre mandriles metálicos especiales, de velos, fieltros, e hilados de fibras de vidrio superfinas, impregnadas con resina epoxi de alta resistencia química. Lo que se aprecia en la figura N° 1.1.

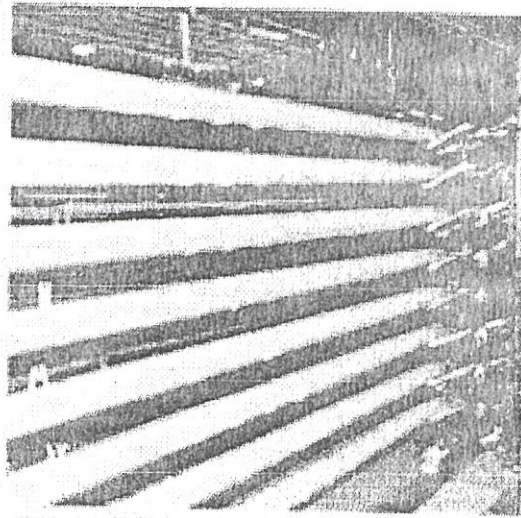


Fig. 1.1

Proceso de manufactura de tubería ERFV⁽⁴⁾

Estructura:

1. Superficie interior de la tubería: También llamada Liner (barrera anticorrosiva), la misma consiste en la aplicación sobre el mandril de velos y fieltros de fibras de vidrio superfina impregnadas con resinas epoxi, conformando el mencionado "Liner", lo que origina una superficie interior bruñida y especular, rica en resina y de una muy alta resistencia química, como se muestra en la figura N° 1.2, detalle 1.

2. Estructura portante resistente: La misma se va conformando por el sucesivo enrollamiento de hilados de fibra de vidrio impregnados en resinas epoxi, con tensiones reguladas y en ángulos predeterminados que aseguran gran resistencia mecánica, como se muestra en la figura N° 1.2, detalle 2.

3. Superficie interior de la tubería: El acabado final o "finish" consta de un velo impregnado con resinas epoxi lo que confiere alta resistencia química a los agentes corrosivos externos, como se muestra en la figura N° 1.2, detalle

3.

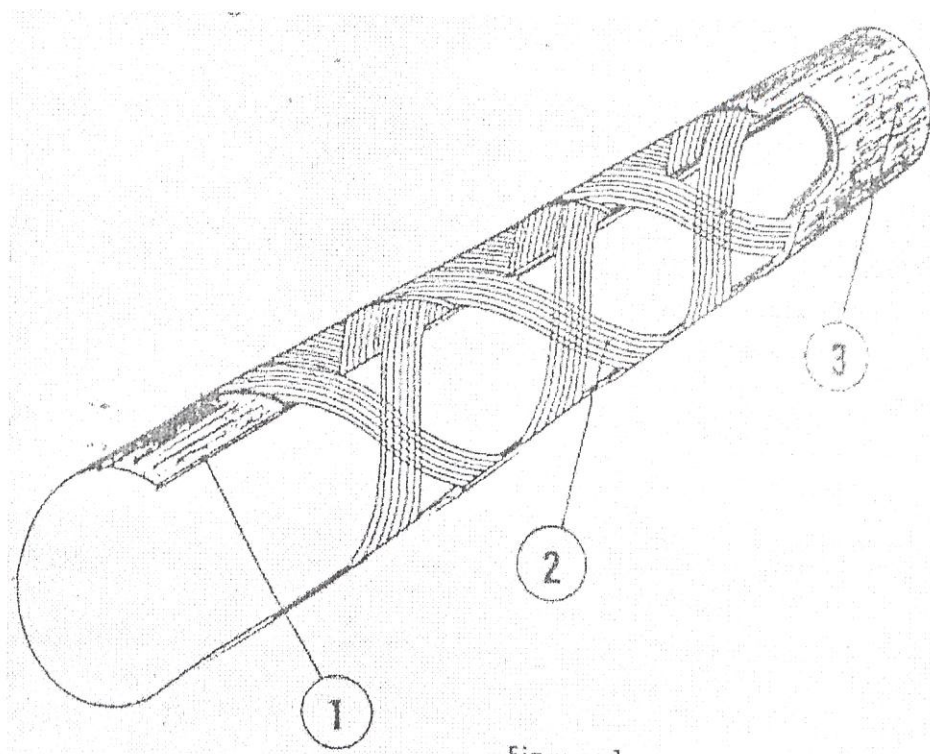


Fig. 1.2

Estructura típica de tubería de fibra de vidrio⁽⁵⁾

Tipos de uniones

Los extremos de la tubería son roscados (M - H) (Macho - Hembra) con roscas cónicas de 8 hilos por pulgada según norma API Std. 5B, I.J. (Junta integral) o T. & C. (Tubo y cupla).

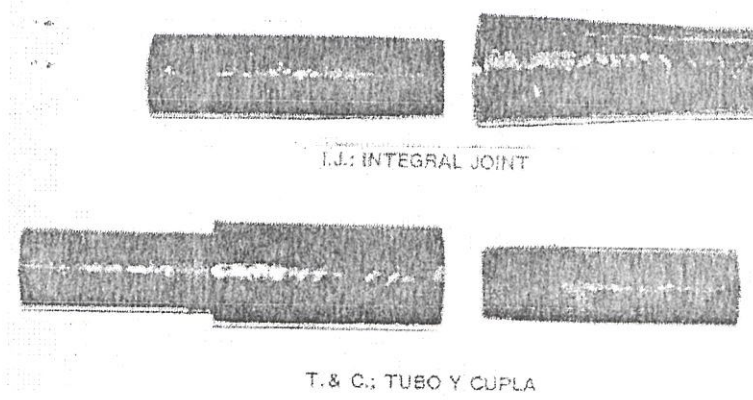


Fig. 1.3

Tipos de unión roscada en tubería ERFV⁽⁶⁾

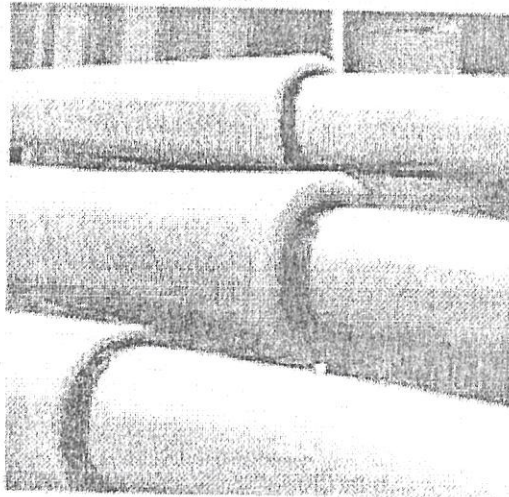


Fig. 1.4

Unión roscada de tipo junta integral⁽⁴⁾

Tabla V
Medidas Generales De Las Uniones Roscadas⁽⁶⁾

Diámetro nominal (pulg.)	Diámetro rosca API (8 hilos/pulg.)	Largo roscado (mm)	Longitud de la tubería (m)
2	2 3/8	66	9
3	3 1/2	79	9
4	4 1/2	86	9
6	7	79	9
8	8 5/8	80	9

Accesorios.

Todos los accesorios son roscados utilizándose en su fabricación los mismos materiales que en las tuberías. El fabricante suministra codos de 45° y 90°, cuplas, tes, reducciones, nipples, nipples aislantes, tubos de reparación, bridas, adaptadores a roscas de acero, etc.

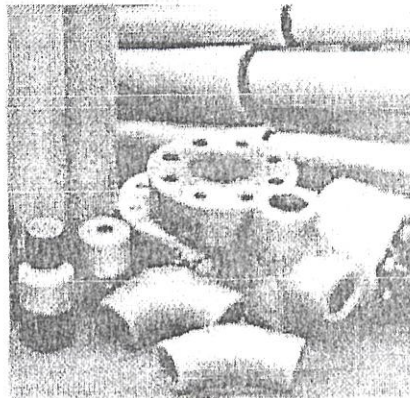


Fig. 1.5

Accesorios roscados de tubería ERFV⁽⁴⁾

1.3.2 Especificaciones técnicas de la tubería epoxi - fibra de vidrio.

En las tablas VI y VII se muestran las especificaciones técnicas de las tuberías E.R.F.V. (Epoxi Reforzada con Fibra de Vidrio) en baja y alta presión, de la misma manera en las tablas VIII, IX, X y XI se detallan las características técnicas de las tuberías epoxi fibra de vidrio para líneas de conducción en baja y alta presión.



CIB-ESPOL

Tabla VI

**Características Mecánicas Y Físicas A Baja Presión
De Tuberías ERFV⁽⁶⁾**

Propiedad	Valor		Método de Determinación	
Densidad	2.02 gr/cm ³		0.073 lb/in ³	ASTM D792
Módulo de Tensión axial	11300 MPa		1.65x10 ⁶ psi	ASTM D2105
Resistencia a la Compresión	131 MPa		19000 psi	ASTM D695
Coficiente Hazen Williams		150		
Conductividad Térmica	3.1 cal. cm/h.cm ² °C		2.5 Btu. In/ft ² .h.°F	ASTM D177
Coficiente de Expansión térmica	1.6 x 10 ⁻⁵ cm/cm/°C		0.9 x 10 ⁻⁵ in/in/°F	Smith
Dureza Barcol		50 - 60		ASTM D2583
Módulo de tensión tangencial	24000 Mpa		3.5 x 10 ⁶ psi	Smith
Módulo de flexión	16000 MPa		3.5 x 10 ⁶ psi	Smith
Coef. De Poisson Axial		0.11		Smith
Coef. De Poisson Tangencial		0.40		Smith
Tensión de rotura Por presión int.	2800 Kg/cm ²		40000 psi	ASTM 1599

Tabla VII

**Características Mecánicas Y Físicas En Alta Presión
De Tuberías ERFV⁽⁶⁾**

Propiedades Físicas	Valor (psi) @ 75°F	Valor (MPa) @ 24°C
Módulo Tensión Axial ASTM D 2105		
Resistencia última	10.500	72.4
Esfuerzo de diseño	4.280	29.5
Módulo de elasticidad	1.98 x106	13.652
Resistencia A La Compresión ASTM D 695		
Resistencia última	19.000	131
Esfuerzo de diseño	4.750	32.8
Tensión De Rotura Por Presión Interna ASTM D 1599		
Esfuerzo último de tensión tangencial	50.000	345
Coefficiente de expansión Térmica ASTM D696	0.92×10^{-5} in/in/°F	1.66×10^{-5} mm/mm/°C
Conductividad térmica ASTM D177	2.5 btu(ft2)(hr)(°F/in)	0.36 W(m)(°K)
Gravedad específica ASTM D 792	2.03	2.03
Coefficiente Hazen - Williams	150	150
Coefficiente axial Poisson	0.376	
Coefficiente tangencial Poisson	0.602	

Tabla VIII

Características Técnicas De Tubería E.R.F.V. Baja Presión⁽⁶⁾

Diámetro Nominal	Presión de trabajo		Diámetro interior		Espesor Nominal		Diámetro exterior	
	(pulg.)	(psi)	(Kg/cm ²)	(in)	(mm)	(in)	(mm)	(in)
2	550	38	2.23	56.64	0.07	1.8	2.37	60.24
2	650	45	2.23	56.64	0.08	2.03	2.39	60.7
2	800	56	2.23	56.64	0.085	2.16	2.4	60.96
3	450	31	3.35	85.09	0.085	2.16	3.52	89.41
3	500	35	3.35	85.09	0.095	2.41	3.54	89.91
3	650	45	3.35	85.09	0.125	3.17	3.6	91.44
3	800	56	3.35	85.09	0.13	3.3	3.61	91.69
4	350	24	4.35	110.5	0.085	2.16	4.52	114.82
4	500	35	4.35	110.5	0.125	3.17	4.6	116.84
4	650	45	4.15	105.41	0.15	3.81	4.45	113.03
4	800	56	4.15	105.41	0.155	3.94	4.46	113.29
6	250	17	6.42	163.06	0.09	2.29	6.6	167.65
6	500	35	6.42	163.06	0.175	4.45	6.77	171.97
6	650	45	6.19	157.22	0.22	5.59	6.64	168.41
6	800	56	6.19	157.22	0.225	5.72	6.64	168.67
8	200	14	8.37	212.6	0.105	2.67	8.58	217.93
8	300	21	8.37	212.6	0.13	3.3	8.63	219.2
8	400	28	8.37	212.6	0.17	4.32	8.71	221.23
8	500	35	8.37	212.6	0.205	5.21	8.78	223.01

Tabla IX

Características Técnicas De Tubería E.R.F.V. Baja Presión⁽⁶⁾

Diámetro Nominal (pulg.)	Diámetro ext. de campana		Peso nominal		Capacidad (lt/m)	Radio mín. de curvado (m)	Máxima dist. entre apoyos (m)
	(psi)	(Kg/cm ²)	(lb/ft)	(Kg/m)			
2	3	76.2	0.4	0.6	2.5	22.9	2.8
2	3	76.2	0.6	0.9	2.5	22.9	2.8
2	3	76.2	0.6	0.95	2.5	22.9	2.8
3	4.3	109	0.8	1.2	5.7	33.4	3.3
3	4.3	109	1.05	1.58	5.7	33.4	3.3
3	4.3	109	1.3	1.95	5.7	33.4	3.3
3	4.3	109	1.31	1.95	5.7	33.4	3.3
4	5.3	134.6	1	1.5	9.7	45.7	3.5
4	5.3	134.6	1.7	2.55	9.7	45.7	3.5
4	5.3	134.6	2	3	8.7	45.7	3.5
4	5.3	134.6	2	3	8.7	45.7	3.5
6	7.8	198.12	1.6	2.4	21	64	4
6	7.8	198.12	3.5	5.25	21	64	4
6	7.8	198.12	4.4	6.6	19.3	64	4
6	7.8	198.12	4.5	6.75	19.3	64	4
8	9.06	230	4.07	6.1	35.7	83.8	4
8	9.06	230	4.67	7	35.7	83.8	4
8	9.06	230	5.53	8.3	35.7	83.8	4
8	9.06	230	6.47	9.7	35.7	83.8	4

Tabla X

Características Técnicas De Tubería E.R.F.V. Alta Presión⁽⁶⁾

Diámetro Nominal (pulg.)	Presión de trabajo		Diámetro interior		Espesor Nominal		Diámetro exterior	
	(psi)	(Kg/cm ²)	(in)	(mm)	(in)	(mm)	(in)	(mm)
2	1000	70	2.16	54.86	0.09	2.29	2.34	59.44
2	1250	87.5	2.16	54.86	0.115	2.92	2.39	60.7
2	1500	105	2	50.88	0.125	3.18	2.25	57.14
2	2000	140	2	50.88	0.165	4.19	2.33	59.18
2	2500	175	1.95	49.53	0.165	5.21	2.36	59.95
2	3000	210	1.88	47.75	0.205	6.1	2.36	59.95
2	3500	245	1.88	47.75	0.24	7.37	2.46	62.49
3	1000	70	3.19	81.03	0.29	3.3	3.45	87.63
3	1250	87.5	3.19	81.03	0.13	4.06	3.51	89.15
3	1500	105	3	76.2	0.16	4.7	3.37	85.6
3	2000	140	3	76.2	0.185	6.1	3.48	88.4
3	2500	175	2.72	69.09	0.24	7.37	3.3	83.83
3	3000	210	2.72	69.09	0.29	8.76	3.41	86.61
3	3500	245	2.72	69.09	0.345	10.29	3.53	89.67
4	1000	70	4.15	105.41	0.405	4.32	4.49	114.05
4	1250	87.5	4.15	105.41	0.17	5.21	4.56	115.83
4	1500	105	4	101.6	0.205	6.1	4.48	113.8
4	2000	140	3.75	95.25	0.24	7.87	4.37	110.99
4	2500	175	3.35	85.09	0.31	8.89	4.05	102.87
4	3000	210	3.35	85.09	0.35	10.67	4.19	106.43
4	3500	245	3.35	85.09	0.42	12.57	4.34	110.23
6	1000	70	6.19	157.23	0.24	6.1	6.67	169.43
6	1250	87.5	6.19	157.23	0.31	7.87	6.81	172.97
6	1500	105	5.85	148.59	0.35	8.89	6.55	166.37
6	2000	140	5.43	137.92	0.435	11.05	6.3	160.02
6	2500	175	5.43	137.92	0.565	14.35	6.56	166.62

Tabla XI

Características Técnicas De Tubería E.R.F.V. Alta Presión⁽⁶⁾

Diámetro Nominal (pulg.)	Diámetro ext. de campana		Peso nominal		Capacidad (lt/m)	Radio mín. de curvado (m)	Máxima dist. entre apoyos (m)
	(psi)	(Kg/cm ²)	(lb/ft)	(Kg/m)			
2	3	76.2	0.66	0.99	2.3	24.32	2.8
2	3.3	83.82	0.82	1.23	2.3	24.32	2.8
2	3.3	83.82	0.89	1.34	2	24.32	2.8
2	3.3	83.82	1.17	1.76	2	24.32	2.8
2	3.3	83.82	1.43	2.15	1.9	24.32	2.8
2	3.5	88.9	1.51	2.27	1.9	24.32	2.8
2	3.5	88.9	1.82	2.73	1.8	24.32	2.8
3	4.3	109.22	1.38	2.07	5.2	34.96	3.3
3	4.6	116.84	1.73	2.6	5.2	34.96	3.3
3	4.6	116.84	1.89	2.84	4.5	34.96	3.3
3	4.6	116.84	2.5	3.75	4.5	34.96	3.3
3	4.9	116.84	2.82	4.23	3.8	34.96	3.3
3	4.9	124.46	3.2	4.8	3.8	34.96	3.3
3	4.9	124.46	3.73	5.6	3.8	34.96	3.3
4	5.3	134.62	2.21	3.32	8.7	44.08	3.5
4	5.8	147.32	2.8	4.2	8.7	44.08	3.5
4	5.8	147.32	3.2	4.8	8.1	44.08	3.5
4	5.8	147.32	3.97	5.96	7.1	44.08	3.5
4	5.8	147.32	4.18	6.27	5.7	44.08	3.5
4	6.3	160.02	4.91	7.37	5.7	44.08	3.5
4	6.3	160.02	5.71	8.57	5.7	44.08	3.5
6	7.8	198.12	4.76	7.14	19.4	65.36	4
6	8.2	208.28	5.93	8.9	19.4	65.36	4
6	8.2	208.28	6.68	10.02	17.3	65.36	4
6	8.4	213.36	8.04	12.06	14.9	65.36	4
6	8.4	213.36	10.09	15.14	14.9	65.36	4

Principales aplicaciones.

Este tipo de tubería se utiliza para los siguientes propósitos:

1. Líneas de conducción aéreas o enterradas de petróleo crudo y gas.
2. Aguas de recuperación.
3. Aguas de proceso.
4. Aguas saladas.
5. Aguas tratadas.
6. Aguas frescas.
7. Aguas limpias.
8. Líneas de inyección.
9. Líneas de transmisión.
10. Redes de incendio.
11. Conexión de baterías de tanques.
12. Conducción de hidrocarburos y otros fluidos.

En el anexo N° 2 en la tabla AI y AII se incluyen tablas informativas de resistencia química en la cual se pueden obtener datos de concentraciones permitidas y temperaturas recomendadas de servicio para utilizar este tipo de tubería

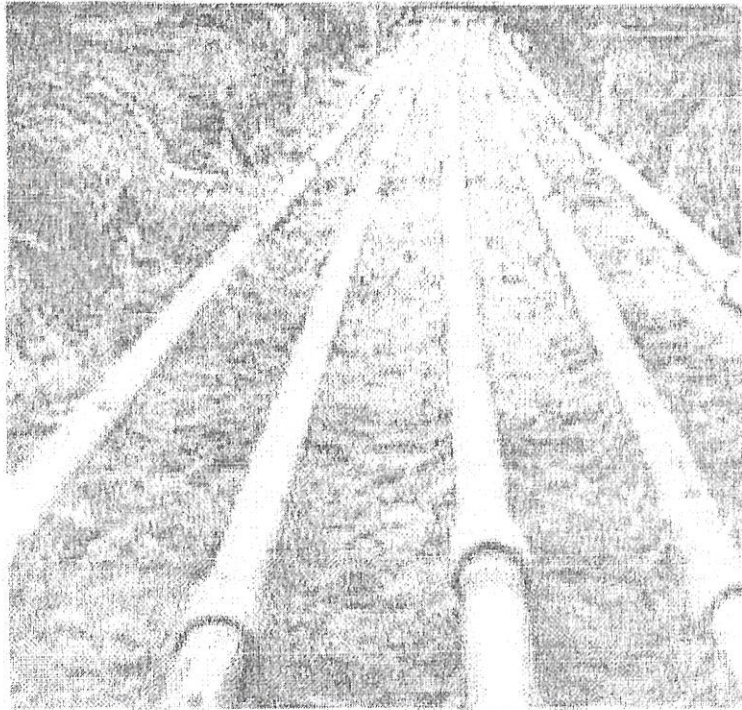
Ventajas de las tuberías epoxi - fibras de vidrio

Las ventajas y los beneficios de estos sistemas de tuberías incluyen la resistencia a la corrosión y una larga vida útil así como su recuperación y reinstalación.

El interior más liso y resistente a la acumulación de parafina y carbonatos permite caudales mayores que ahorran energía, y al no ser conductivo, elimina la electrólisis sin peligro alguno.

No requieren protección catódica. Por ser livianas, estas tuberías permiten una gran facilidad de manejo y rapidez de instalación: en la mayoría de los casos las tuberías pueden instalarse sin el uso de grúas y aparejos ni andamiajes especiales.

Las tuberías de epoxi fibras de vidrio pesan la quinta parte del acero; este peso menor se traduce en menores costos de flete, manipuleo e instalación.



DENHAM SPECIOS, SA, 1985. 20 ANOS DE EXPERIENCIA

Fig. 1.6

La figura muestra uno de los usos habituales de este tipo de tubería en la industria petrolera⁽⁴⁾

1.3.3 Cálculo del diámetro de tuberías de conducción epoxi fibras de vidrio.

Los factores determinantes a los que se ve sometido un fluido que circula en una línea de conducción son:

- a) Longitud de la línea.
- b) Diámetro de la tubería.
- c) Presión disponible o pérdida permitida.
- d) Caudal.
- e) Terreno.



Las tablas que se presentan más adelante cubren un amplio rango de caudales. Estas consideraciones son válidas para cualquier sistema de tuberías. La figura siguiente N° 1.7 permite convertir caudales en velocidades para varios diámetros de tuberías.

Con un mismo diámetro interior y en razón de una superficie de baja rugosidad, las tuberías epoxi fibras de vidrio ofrecen una capacidad de flujo mayor que la tubería de acero permitiendo una velocidad del líquido en el tubo de hasta 25 pies por segundo.

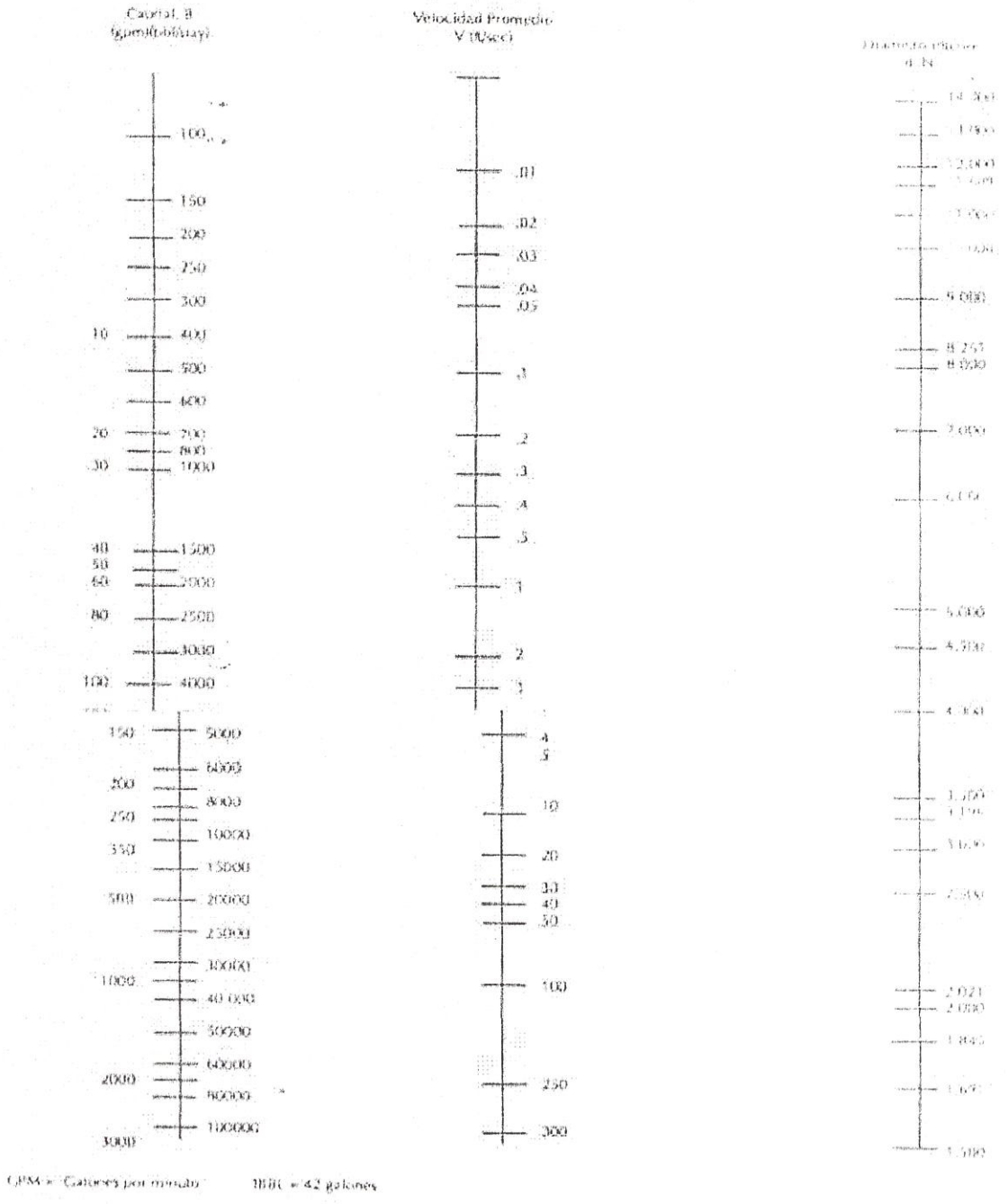


Fig. 1.7

Diagrama para conversión del caudal⁽⁶⁾

Caudal del fluido

La rugosidad absoluta de la superficie interior de las tuberías Epoxi - Fibra de Vidrio según la tabla de caudal de fluido es de 0.00021 pulgadas, esto equivale a un valor Manning de (n) 0.009 y un coeficiente de Hazen - Williams de 150.

Las figuras N° 1.8 y 1.9 muestran las curvas por pérdida de carga en función del caudal para tubos de diferentes diámetros. Estas curvas son determinadas en base a la ecuación de Colebrook. La ecuación de Wood nos proporciona el factor de fricción a ser empleado en la expresión de Darcy - Weisvach.

En las XII y XIII se muestran los valores de longitud equivalente por pérdidas en accesorios y para tubería de diferentes diámetros.

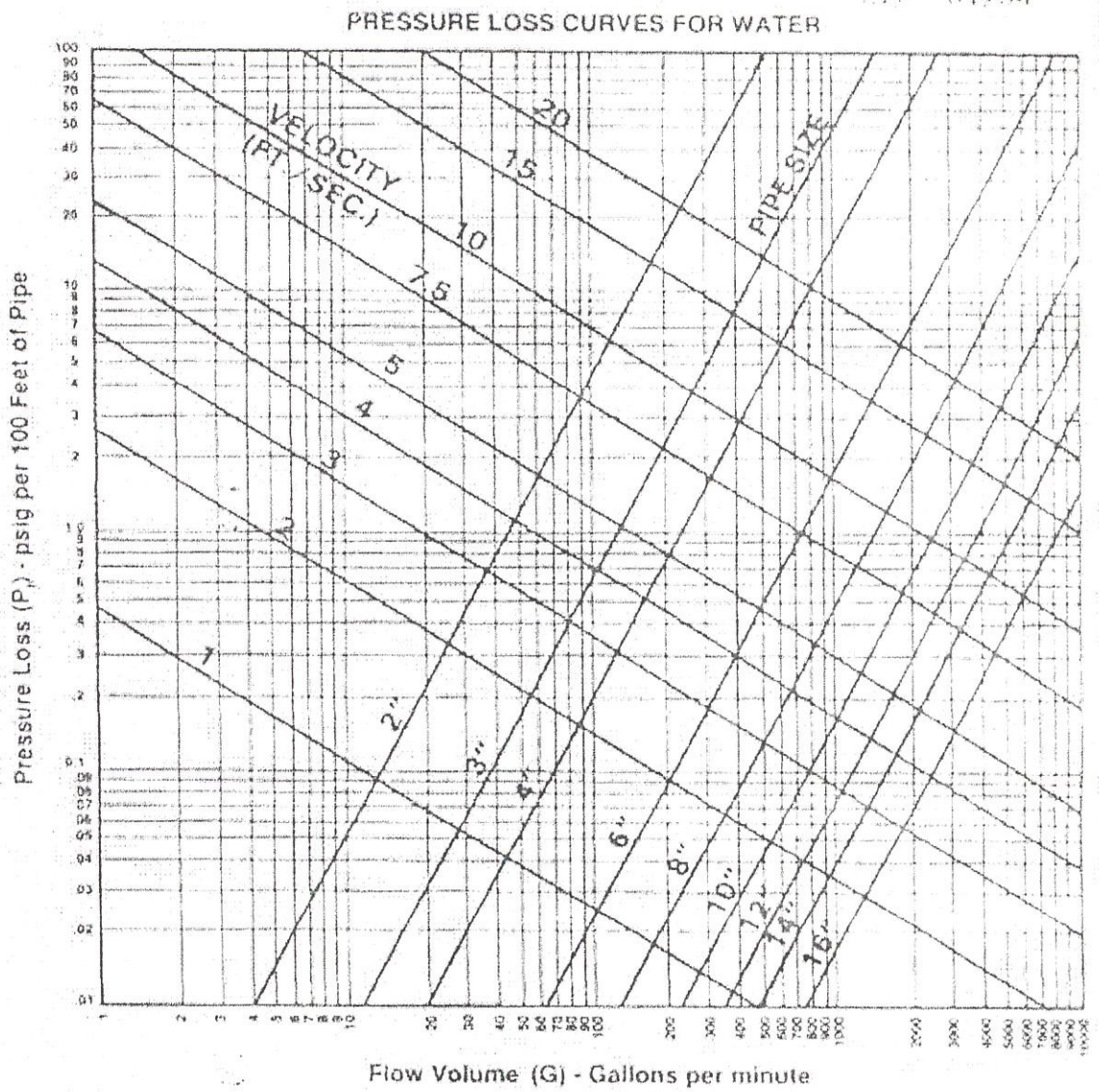


Fig. 1.8

Curva de pérdida de carga en función del caudal

para distintos diámetros⁽⁶⁾

PRESSURE LOSS CURVES FOR WATER

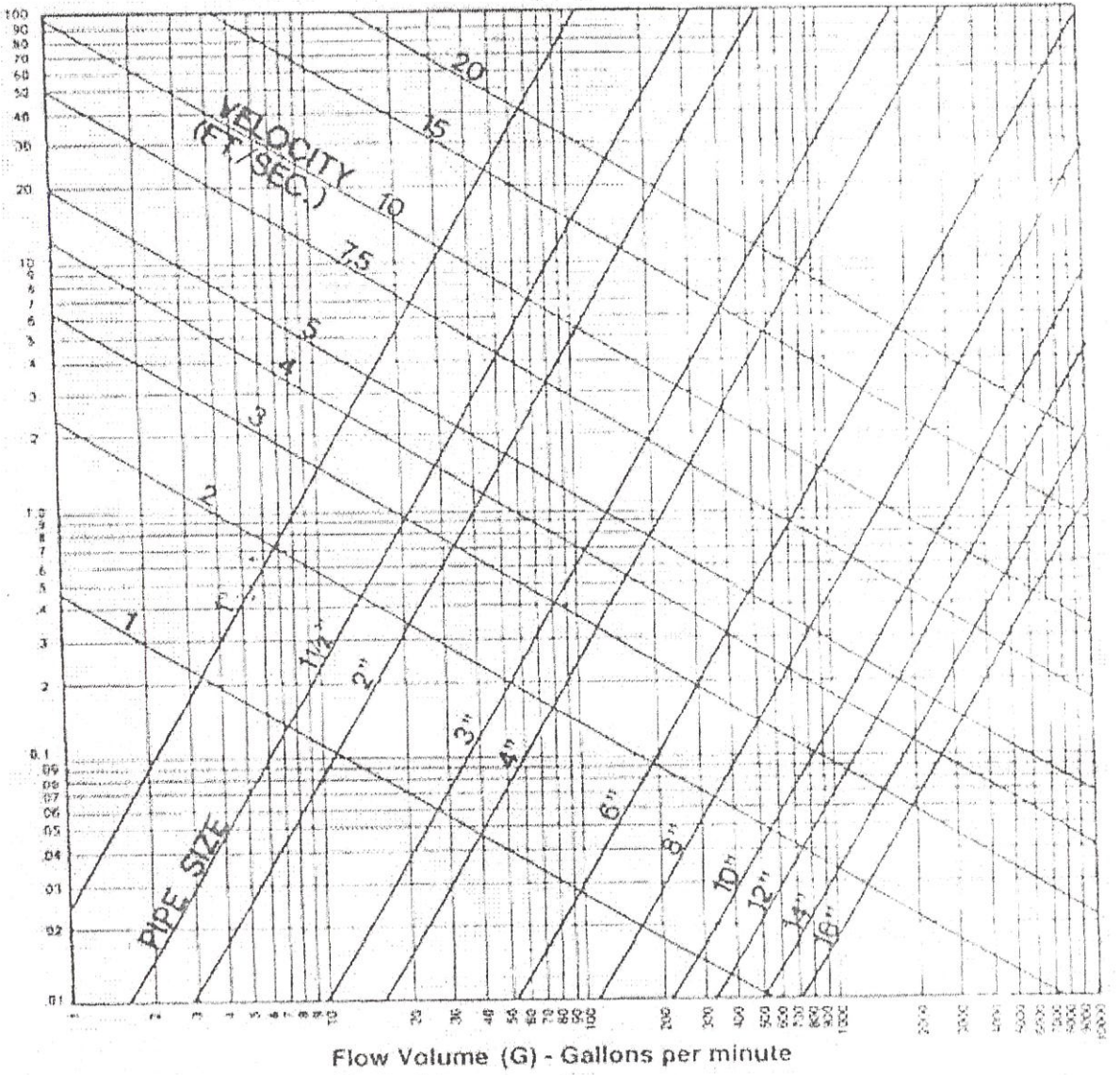


Fig. 1.9

Pérdida de carga en función del caudal para distintos diámetros⁽⁶⁾

Tabla XII

Longitud En Pies Equivalente Que Debe Sumarse Cuando Se Calcula Pérdidas De Presión
En Sistemas De Tuberías Epoxi Reforzadas Con Fibra De Vidrio⁽⁶⁾

	Sweep																
	1"	1 1/2"	2	3"	4"	6"	6"	8"	8"	10"	10"	12"	12"	14"	14"	16"	16"
Accesorios																	
Codo 90°	4	6	8	12	15	28	9	34	12	42	42	50	17	57	20	65	22
Codo 45°	2	3	4	6	8	11	7	15	9	19	19	23	14	26	16	29	18
Tee	1	1	2	2	3	4	*	6	*	7	7	8	*	10	*	11	*
Doble Tee	2	10	12	19	24	36	*	47	*	58	58	69	*	79	*	90	*
Reducción	*	1	1	2	3	4	*	6	*	6	6	6	*	*	*	*	*

Tabla XIII

Factores De Conversión Típicos Para Líquidos⁽⁶⁾

Tipo de líquido	Gravedad específica a 60 °F	Viscosidad a 60 °F	Factor conversión para figura 1.8 y 1.9
Agua salada 10%	1.070	1.40	1.4
Petróleo 30 °API	0.876	1.30	1.67
Aceite combustible promedio	0.935	8.90	1.61
Diesel	0.900	3.40	1.24
Kerosene	0.830	1.82	1.00
Gasolina Vehículos	0.725	1.20	0.81
Gasolina avión	0.700	0.46	0.63
MIL 5624 JP3	0.750	0.79	0.26
MIL 5624 JP4	0.770	0.92	0.80
MIL 5624 JP5	0.840	2.14	1.05
MIL 5624 JP6	0.810	2.07	1.01

El sistema de calculo que se describe seguidamente puede ser usado para calcular la pérdida de carga de otros fluidos además del agua. Cabe hacer notar que las ecuaciones a continuación son válidas solo para flujos turbulentos (números Reynolds mayores de 4000). Para números de Reynolds menores de 4000 ver la ecuación de Hagen Poiseville.

$$P = \frac{2.1673 \times 10^{-4} \rho f L G^2}{D^5} \quad (\text{Ec. 1})$$

Donde:

f = factor de fricción

P = Pérdida de presión en psig.

ρ = Densidad, lb/ft³

G = Fluido, gal/min

D = Diámetro interior, pulgadas.

L = Largo, pies

R = Número Reynolds, donde:

$$R = \frac{50.66 G \rho}{\mu D} \quad (\text{Ec. 2})$$

μ = Viscosidad, cps



CIB-ESPOL

Los cálculos para determinar la pérdida de carga aproximada de otros fluidos, pueden ser simplificados convirtiendo los valores obtenidos para el agua usando las figuras N° 2.8 y 2.9 aplicando el factor de conversión de F

$$CF = (\mu)^{0.24} \times (S.G.)^{0.76} \quad (\text{Ec. 3})$$

Ecuación de Hagen - Poiseville: (Flujo con número de Reynolds menor a 4000 para flujos laminares)

$$P = \frac{2.71 \times 10^{-2} G\mu}{D^4} \quad (\text{Ec. 4})$$

Donde:

P = Pérdida de carga debido a la fricción en psig por cada 100 pies de longitud de la tubería.

Ecuación para convertir la pérdida de carga de psig a pies de columna.

$$\Delta h = \frac{2.31 \Delta p}{S.G.} \quad (\text{Ec. 5})$$

Donde:

Δh = Pérdida de carga de psig a pies de columna.

Δp = Pérdida de cabeza en psig.

S.G. = Gravedad específica.

Cálculo de las pérdidas de carga por fricción en tuberías y accesorios de Epoxi - fibras de Vidrio.

Para un rápido cálculo de las pérdidas de carga por fricción bastará consultar las tablas que se muestran en las figuras N° 1.11, 1.12, 1.13, 1.14, 1.15, las que han sido separadas según el tipo de fluido a conducir por la tubería, además se adjunta un gráfico para el cálculo del factor de fricción de Darcy en función del número de Reynolds en la figura N° 1.10.

Para el cálculo de pérdida de carga por fricción en un codo o accesorio similar se puede recurrir a la siguiente regla nemotécnica: "La pérdida por fricción será equivalente aproximadamente a un largo de tubería igual a 30 veces el diámetro de la tubería". En otras palabras la pérdida de fricción a través de un codo de 90° de diámetro 4" será igual a la pérdida de 120" (10 pies) de tubería recta de diámetro 4".

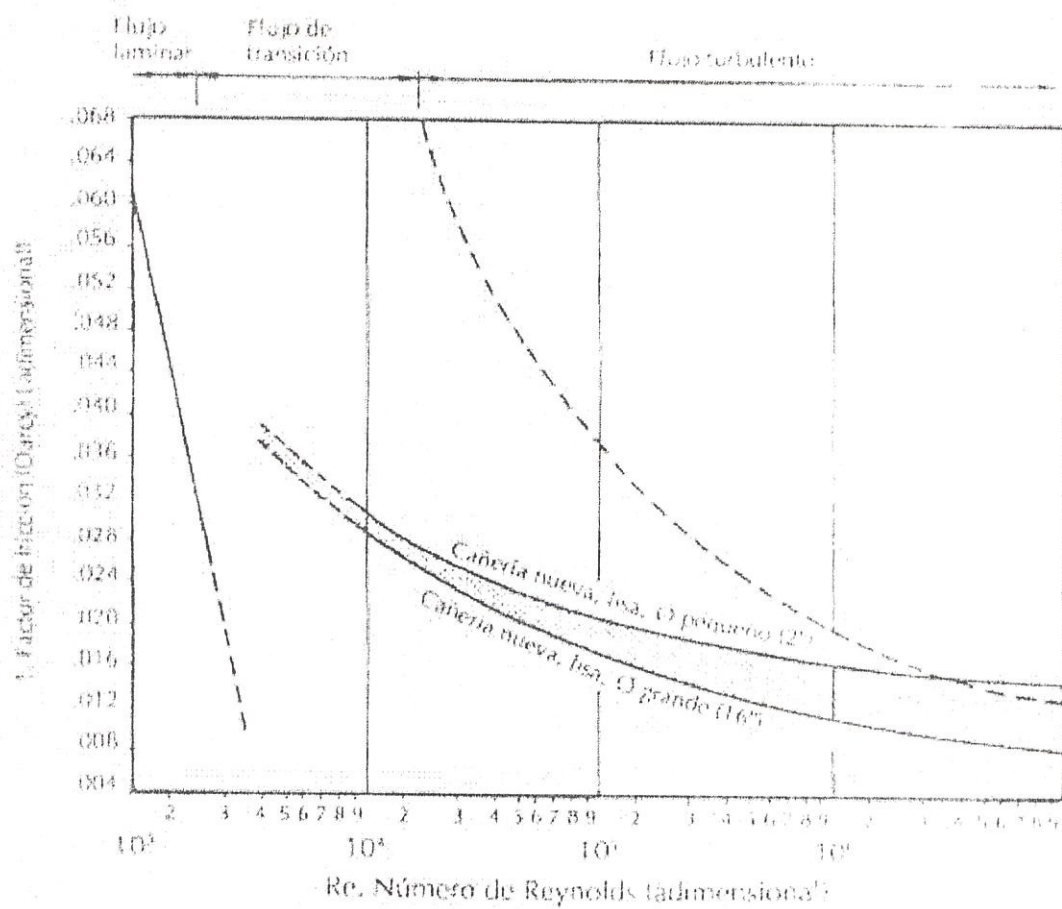


Fig. 1.10

Factor de fricción para tuberías epoxi - fibras de vidrio⁽⁶⁾

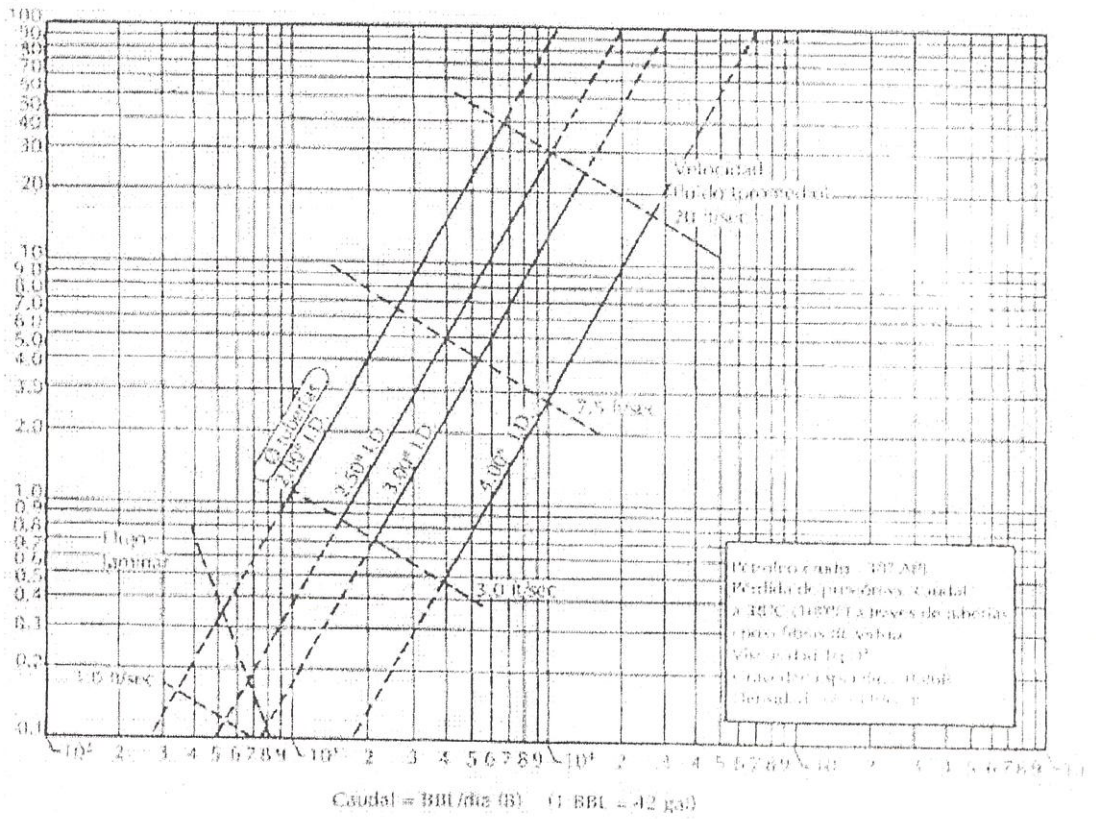


Fig. 1.11

Datos de flujo de petróleo 30° API, 38 °C⁽⁶⁾

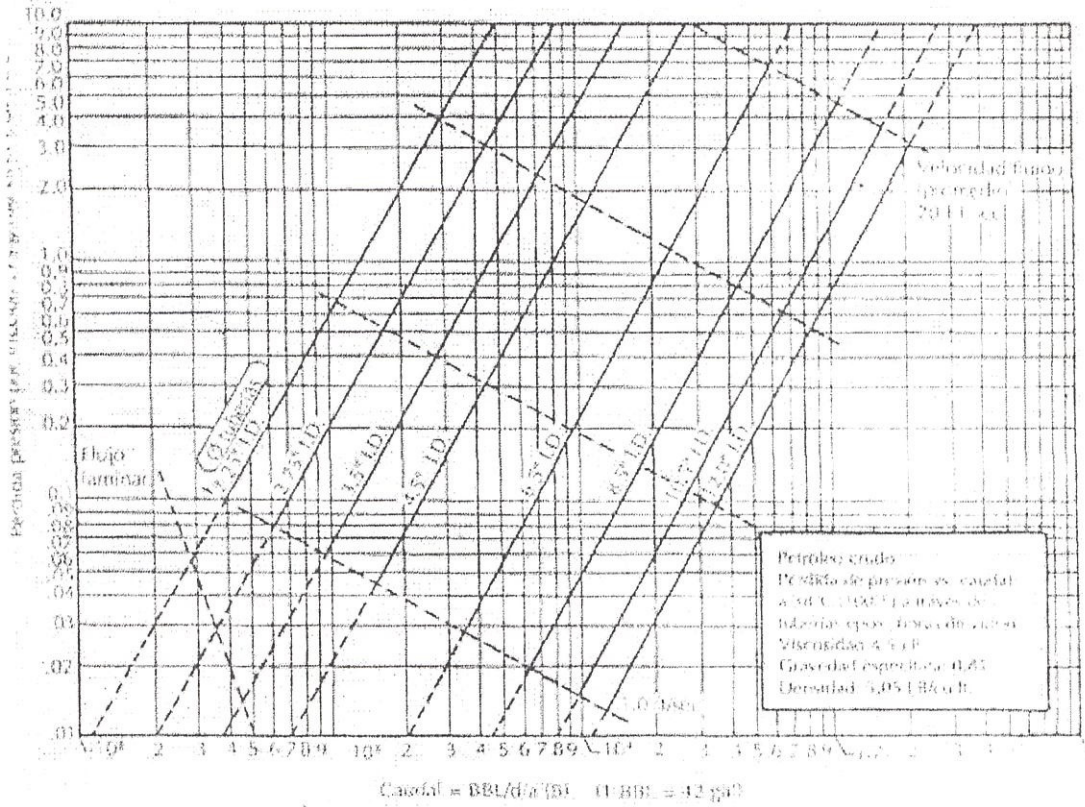


Fig. 1.12

Datos de flujo de petróleo 40° API, 38 °C⁽⁶⁾

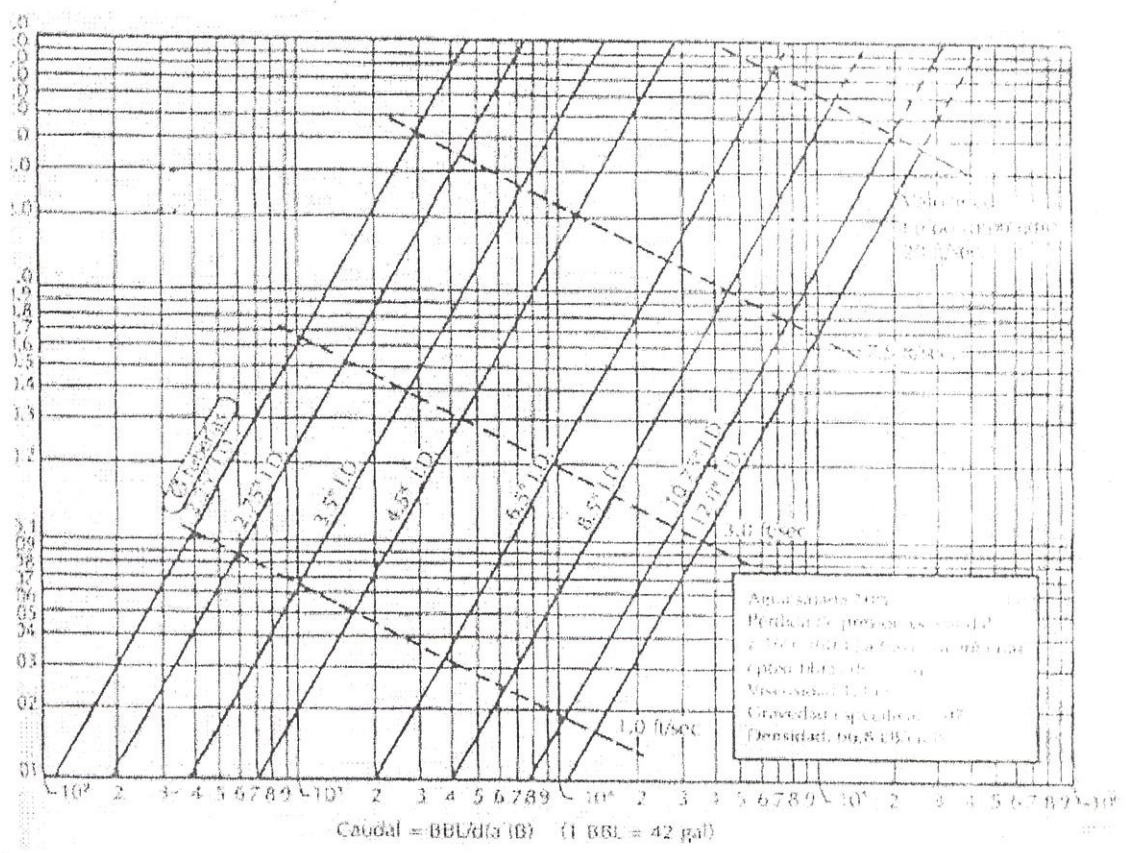


Fig. 1.13

Datos de flujo de agua salada, (Grav. Esp. 1.07), 16 °C⁽⁶⁾

Datos de flujo, salmuera (grav. esp. 1.154), 38°C (100°F)

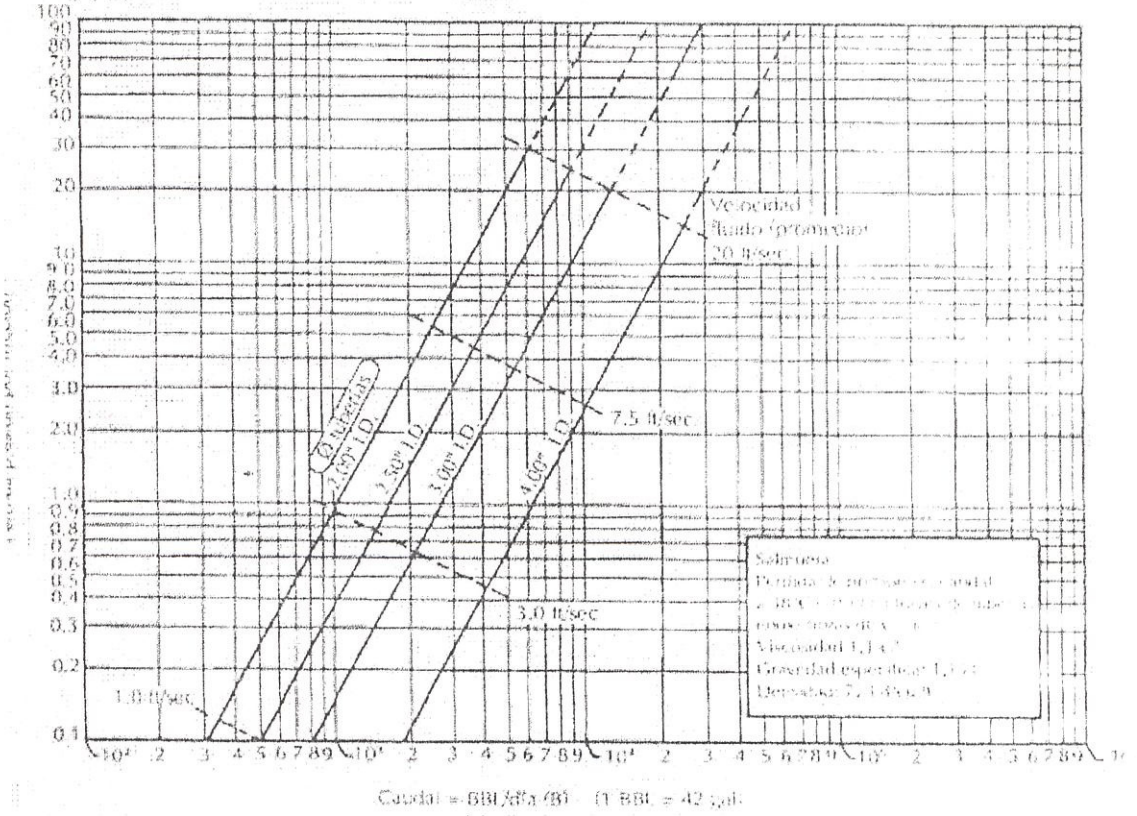
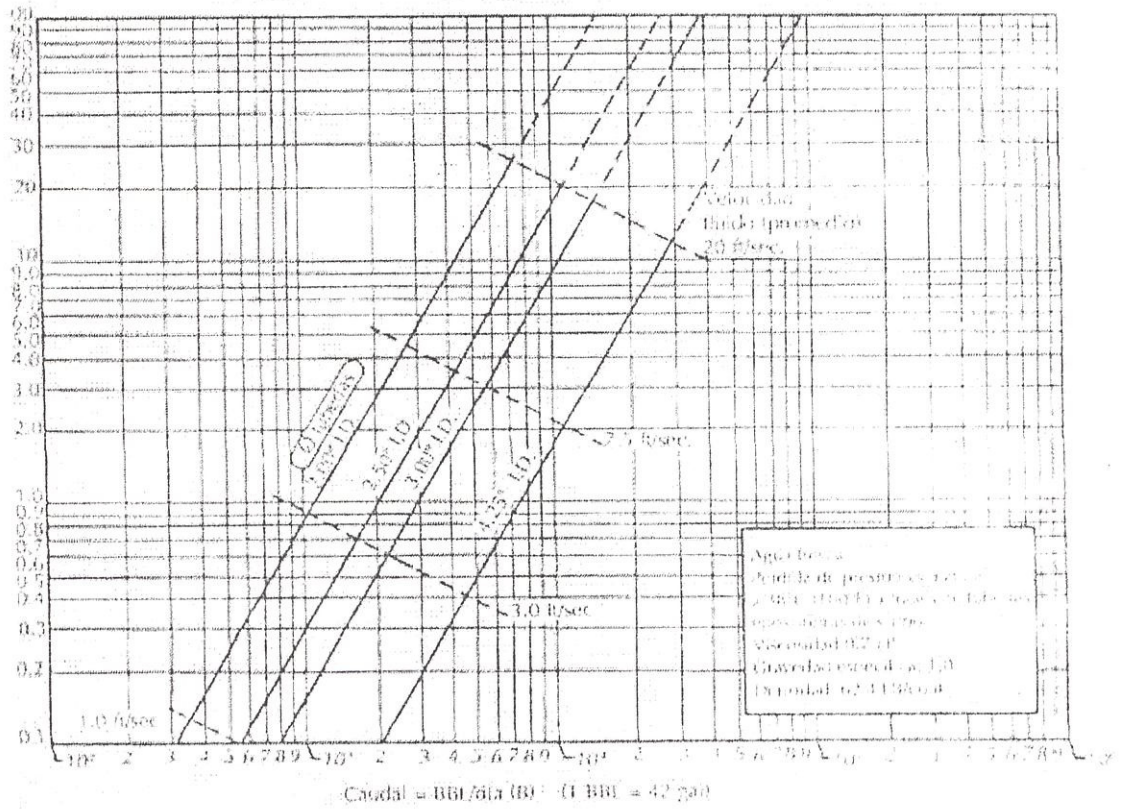


Fig. 1.14

Datos de flujo de salmuera, (Grav. Esp. 1.154), 38 °C⁽⁶⁾



CIB-ESPOL

Fig. 1.15

Datos de flujo de agua, (Grav. Esp. 1), 38 °C⁽⁶⁾

CAPITULO II

DIAGNOSTICO DE DAÑOS EN TUBERÍAS METÁLICAS DE PETRÓLEO Y GASOLINA NATURAL

2.1 Reseña histórica.

Los campos petroleros de la Península tienen una superficie de 1200 kilómetros cuadrados de los cuales un 60% son *onshore* y el 40% restante corresponde a *offshore*. Fueron los primeros pozos productores de petróleo del Ecuador y su explotación comenzó con el pozo Ancón-1 que fue perforado a pocos metros de la playa en el año de 1911.

El 75% del área correspondió a una concesión de la Anglo Ecuatorian Oilfield Co. y el resto se entregó a otras compañías como Cautivo Empresa Petrolera Ecuatoriana C.A. (CEPECA); International Petroleum Co.; Manabi Exploration

Company Inc., las mismas que luego de su respectiva reversión al Estado, dejaron información útil para futuros trabajos de investigación.

La Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana se hizo cargo de la explotación de los yacimientos de la Península hasta que mediante Decreto Ejecutivo No 2186 del 11 de Octubre de 1994 se suscribió un acuerdo entre Petroproducción y la Escuela Superior Politécnica del Litoral para el desarrollo de los hidrocarburos.

Posteriormente la ESPOL mediante lo estipulado en el Art. 3 del Decreto 2186, convoca a licitación a empresas nacionales y extranjeras para la formación de consorcios y poner en marcha la ejecución del contrato de Servicios Específicos para la producción de hidrocarburos en los campos petroleros.

De esta manera se adjudicó a la Compañía General de Combustibles la operación del Campo. Hasta la fecha se han producido 751.000 barriles de petróleo de 36 grados API y actualmente se tiene una producción de 1250 barriles diarios de petróleo.

Para realizar una descripción explícita de las instalaciones que se utilizan para el transporte del crudo, se las ha dividido de la siguiente manera:

1. Playa de tanques y estación principal de bombeo.
2. Líneas de transferencia de petróleo y gasolina natural.

2.2 Playa de tanques y estación principal de bombeo.

La playa de tanques de almacenamiento y estación de bombeo ubicada en Ancón esta constituida de 4 tanques de gran capacidad y 3 pequeños que reciben la producción que ingresa por tanqueros del campo. El sistema de bombeo consta de 3 bombas que impulsan grandes caudales.

La producción diaria del campo Ancón, ingresa a la playa de tanques por dos caminos, el primero mediante el oleoducto interno que recolecta la producción de las estaciones y el segundo por medio de tanqueros que traen la producción de los tanques independientes que están distribuidos por todo el campo y a los cuales no tiene acceso la red interna del oleoducto. La producción bruta que ingresa diariamente a la playa de tanques por oleoducto es de 500 barriles y por tanqueros 700 barriles. El movimiento de crudo se realiza generalmente según figura N°2.1.

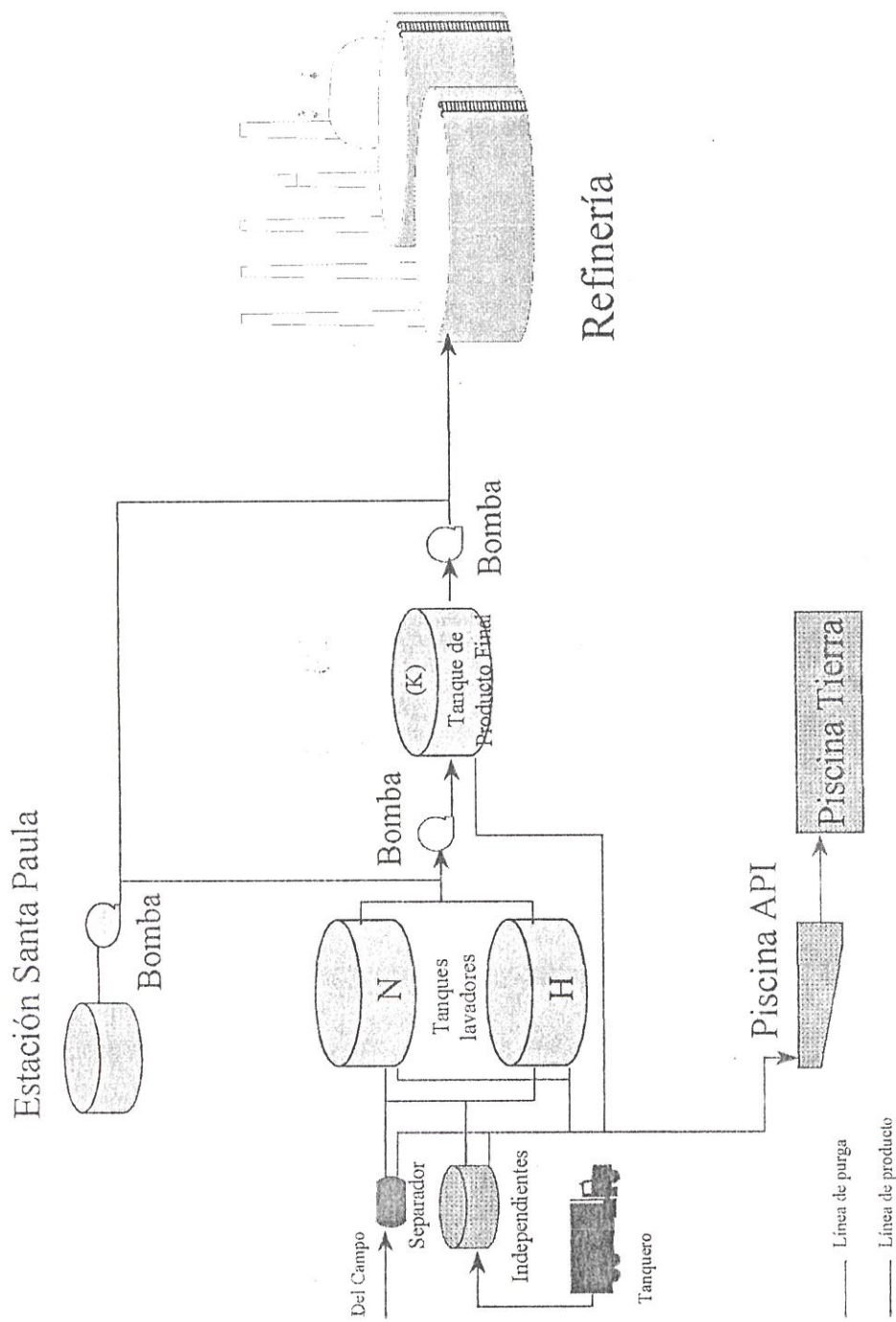


Fig. 2.1

Diagrama de flujo de distribución proyectado en estación principal de bombeo y playa de tanques.

Los tanques de almacenamiento tiene una capacidad especificada según la tabla XIV.

Tabla XIV

Capacidad De Almacenamiento De Playa De Tanques ⁽⁷⁾

DENOMINACION	CAPACIDAD	
	m3	bls
N	3,079	18,597
H	4,772	28,823
K	8,775	53,001
E	8,800	53,152
SWAB	108	654
INDEPENDIENTE	108	654
AUXILIAR	50	300

El tanque E no esta operativo debido a las malas condiciones en que se encuentra. La capacidad máxima de almacenamiento de la playa de tanques es de 25692 m³ (155.180 bls.). Usualmente la producción que llega del campo por el oleoducto interno se deposita en el H y la transportada por tanqueros en el N. Como se aprecia en la figura N° 2.2.

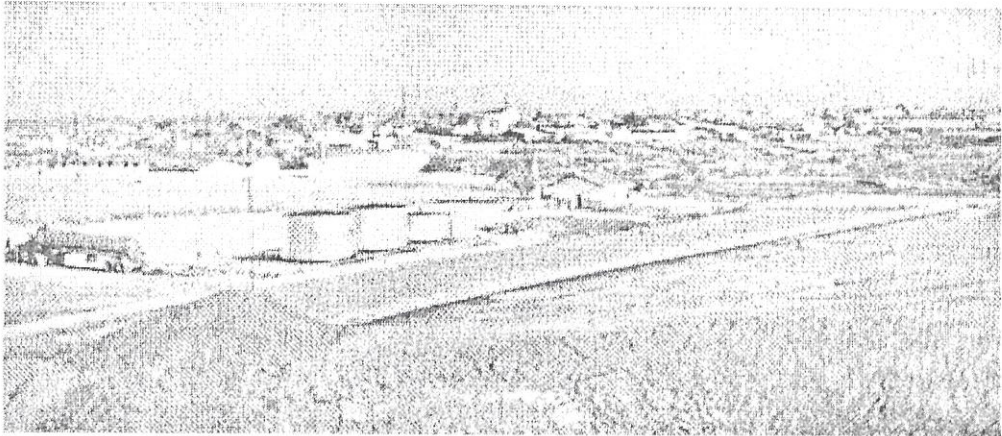


Fig. 2.2

Vista de tanques independientes en estación de bombeo,
se aprecia entrega de crudo por tanquero.

Estos tanques tienen la finalidad de funcionar como tanques lavadores, o sea a estos continuamente se les purga (elimina el agua que se separa del petróleo), una vez realizado esto se bombea el contenido de los mismos al tanque K.

El tanque K actuará como de producto final, es decir el contenido del tanque sólo será petróleo y será el único tanque del cuál se bombeará a Refinería, de esta manera se evitan problemas de presencia de agua en un porcentaje excesivo en los tanques de recepción en refinería producto de los bombeos mensuales. Ver figuras N° 2.3 y 2.4.

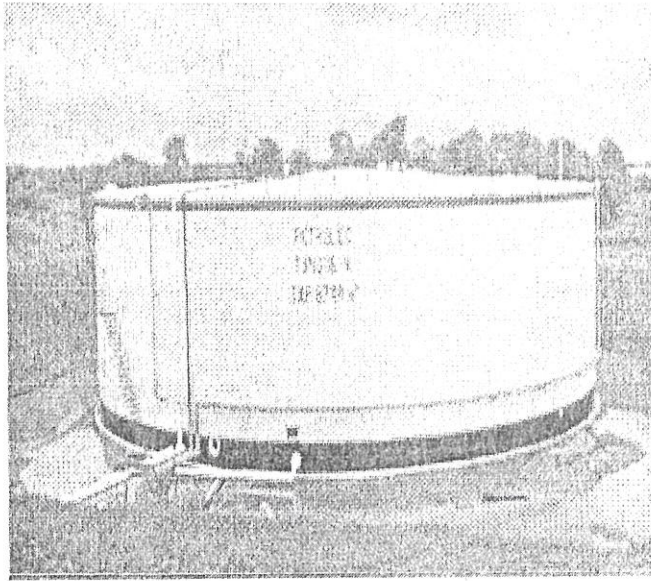


Fig. 2.3

Tanque K el cual será usado como tanque de producto final para realizar bombeos a la refinería en La Libertad

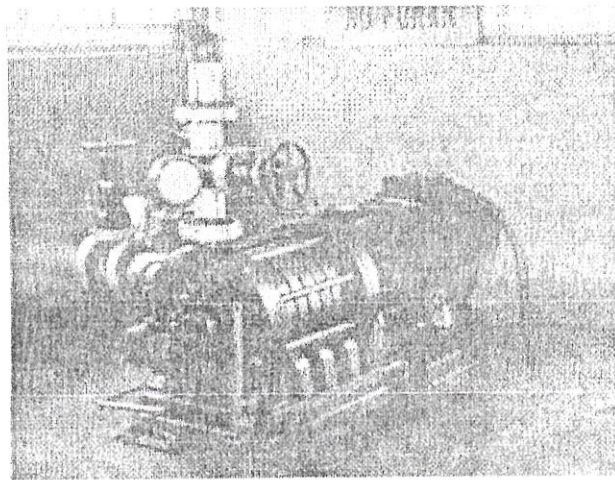


Fig. 2.4

Bomba centrífuga utilizada para desplazar el petróleo hasta refinería.

Las bombas con las cuales se realizan las maniobras internas de la playa de tanques y el bombeo a Refinería según la tabla XV tienen las siguientes características:

Tabla XV

Características De Bombas De Estación Principal De Bombeo ⁽⁷⁾

BOMBA	TIPO	POTENCIA (HP)	CAUDAL		USO
			m ³ /h	bls/h	
1	Centrifuga	58	71	430	Bombea a Refinería
2	Centrifuga	58	71	430	Bombea a Refinería
3	Tomillo	10	15	90	Transferencia Interna

2.3 Líneas de transferencia de Petróleo y Gasolina Natural.

La Compañía General de Combustibles transporta petróleo y gasolina natural desde sus instalaciones en Ancón hasta la Refinería de La Libertad, mediante tuberías las cuales cubren una extensión de 13.2 Km desde la playa de tanques. El gasolinoducto se inicia en la planta de gasolina natural ubicada a 2 Km de Ancón, luego se conecta al recorrido de la línea de petróleo en la proximidad de la playa de tanques.

Las líneas en su recorrido se componen de tubería de acero de 6 pulgadas de diámetro para la línea de petróleo y de 2 pulgadas de diámetro la línea de gasolina



natural. Al iniciar su recorrido desde Ancón se encuentran aéreas, el último tramo de aproximadamente 2 Km está enterrado. Existe una conexión mediante un manifold a las tuberías que salen de Ancón, aproximadamente a la altura del kilómetro 11, esto se debe a que la estación Santa Paula envía petróleo y gas a través de tubería de acero de 4 pulgadas de diámetro. El gas llega a Ancón desde la conexión mediante tubería de acero de 6 pulgadas de diámetro.

En resumen se transporta Petróleo, gasolina natural y gas natural a través de tuberías de acero. En el anexo N° 2 tabla AIII, AIV y AV se pueden encontrar las características de cada uno de estos productos. En la tabla XVI que se muestra a continuación se detallan las características de las tuberías de interés:

Tabla XVI

Características De Líneas de transferencia

ITEM	PRODUCTO	DIAMETROS (pulgadas)	MATERIAL	LONGITUDES (Km)
1	Petróleo	6	Acero	13.2
2	Gasolina Natural	2	Acero	15
3	Gas Natural	6	Acero	13

Se debe aclarar que no existe en los archivos de la compañía información disponible sobre trabajos realizados en las líneas de transferencia, tipos de protección anticorrosiva aplicados o fechas probables de cambio de tubería.

2.4 Norma ASME utilizada en la inspección de sistemas de tuberías de acero que transportan hidrocarburos⁽⁸⁾

La norma para transporte de hidrocarburos se incluye dentro de las varias secciones de los códigos de la Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (ASME), se asignan con la especificación B31 para sistemas de tuberías a presión⁽⁶⁾.

Los requerimientos de esta norma son adecuados para condiciones de poca seguridad, normalmente encontradas en el transporte de petróleo y amoníaco anhidro (amoníaco seco) por tuberías. El primer objetivo de esta norma es establecer los parámetros para seguridad en el diseño, construcción, pruebas de inspección, operación y mantenimiento para el transporte de petróleo y amoníaco anhidro en sistemas de tuberías y así proteger la seguridad pública, personal que opera el sistema, protección adecuada que cubra actos de vandalismo y al medio.

2.4.1 Parámetros a observar en la inspección de sistemas de tuberías a presión.



Según la norma de B 31.4 Transporte De Hidrocarburos, Gas Licuado De Petróleo, Amoniacó Anhidro Y Alcoholes, los parámetros observados durante una inspección visual para determinar reparaciones o cambios de secciones de tuberías son los siguientes:

1. Ranuras y estrías que tengan una profundidad mayor que $12 \frac{1}{2} \%$ del espesor nominal de pared debe ser removido o reparado.
2. Abolladuras que presenten alguna de las siguientes condiciones deben ser removidas o reparadas:
 - a) Abolladuras las cuales afectan la curvatura de la tubería sin costura o alguna camisa soldada.
 - b) Abolladuras que contienen ralladuras ligeras, muescas o ranuras.
3. Todas las hendiduras deben ser removidas o reparadas.
4. Corrosión General: La tubería debe ser reemplazada o reparada si el área es pequeña, operada en un valor de presión reducida o si la corrosión general ha reducido el espesor de pared a un valor menor al espesor de diseño.

5. Picadura por corrosión localizada: La tubería debe ser reemplazada, reparada u operada en una presión reducida, si la picadura ha reducido el espesor de pared un valor menor al espesor de diseño.
6. Todas las tuberías que contienen fugas deben ser removidas o reparadas.

2.4.2 Cálculo del espesor de diseño permitido para mantener en operación sistemas de tuberías

El espesor nominal de pared de una sección recta de tubería deberá ser igual o más grande que t_n determinado por la siguiente ecuación:

$$t_n = t + A \quad (\text{Ec. 6})$$

Donde:

t_n = Espesor nominal de pared que satisface los requerimientos por presión y tolerancias.

A = Suma de tolerancias por enrosque y corrosión.

t = Espesor de pared diseñado por presión, se calcula en pulgadas según la siguiente ecuación:

las tuberías de petróleo y gasolina natural, para realizar el cálculo del espesor de pared mínimo requerido se harán las siguientes asunciones:

1. El material de las tuberías es acero ASTM A106 grado B sin costura el cuál tiene un mínimo esfuerzo de fluencia de 35.000 psi.
2. Según la norma B 31.4 del ASME, el valor de tolerancia por enrosque y corrosión es de 0.05 para tubería sin costura.
3. La máxima presión de operación es de 2207 psi para tubería de 2 plg. de diámetro y de 806 psi para tubería de 6 plg. de diámetro. estos son los valores de presión para diseño.

En la tabla XVIII se expondrán los datos antes mencionados y el valor del espesor nominal mínimo requerido para mantener en operación las tuberías de petróleo y gasolina natural, estos valores servirán en el desarrollo de este trabajo para comparar con espesores obtenidos en trabajo de campo, Además en el anexo N° 2 se incluye la tabla AVI que muestra diferentes valores de espesor mínimo requerido para tubería acero API 5L y ASTM A106, para estas características y diferentes valores de presión y diámetro exterior de las tuberías antes mencionadas.

Tabla XVII

Características Y Condiciones De Operación De Tuberías De Petróleo Y Gasolina Natural

Diámetro (plg)	Producto transportado	Tipo de unión	Tipo de material	Proceso de Manufactura	Presión de trabajo (psi)	Temperatura de trabajo °F
2	Gasolina natural 78.1 °API	Roscado	Acero	Sin costura	200	60
6	Petróleo 32 °API	Roscado	Acero	Sin costura	150	60

Tabla XVIII

Calculo Del Espesor Nominal Mínimo Requerido t_n

CARACTERISTICAS	TUBERIA DIAMETRO 2"	TUBERIA DIAMETRO 6"
P (psi)	300	500
S (psi)	35000	35000
D (plg.)	2.375	6.625
F	0.72	0.72
E	1	1
t (plg.)	0.014	0.066
A (plg.)	0.05	0.05
t_n (plg.)	0.064	0.116
t_n (mm)	1.629	2.939

2.5 Identificación y Descripción de tuberías de petróleo y gasolina natural.

Como ya se menciona las líneas de conducción de petróleo y gasolina natural tienen una extensión de 13.2 Km. en tal sentido, debido a la magnitud del recorrido y con el objetivo de diagnosticar el estado de corrosión de las tuberías mediante técnicas de inspección destructivas y no destructivas, se lo ha dividido en 133 tramos.

Cada tramo tiene una longitud de 100 m., se ha designado como tramo T1 el que se encuentra en el punto inicial del recorrido de las tuberías desde Ancha, y así sucesivamente hasta el tramo T133 que limita con el ingreso de las líneas a refinería, tal como se muestra en el anexo N° 1, planos N° 1 al 3

2.6 Metodología a seguir en la inspección.

La metodología empleada para realizar la inspección de las líneas de transporte de petróleo y gasolina natural se detalla mediante el siguiente diagrama de flujo:

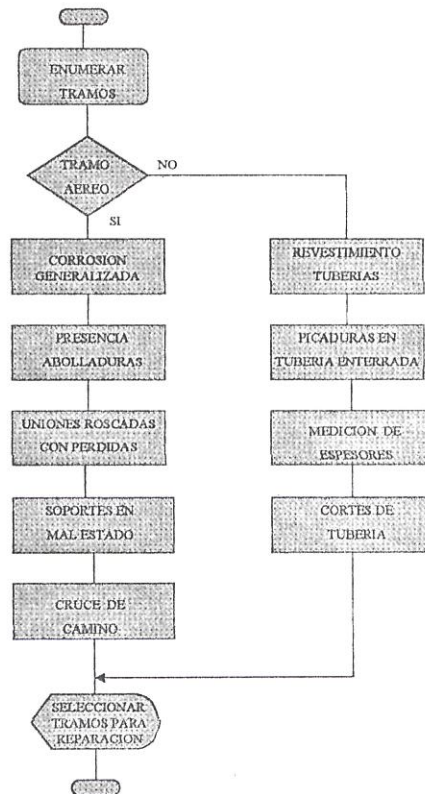


Fig. 2.5

Diagrama de flujo de metodología a seguir en análisis de líneas de transferencia

Según el diagrama anterior una vez definido el número de tramos previstos, se los analizará dependiendo si estos se encuentran en el tramo aéreo o en el enterrado, de esta manera los tramos menores al T115 que corresponden al tramo aéreo se evaluarán con los siguientes criterios:

- a) Existencia de fugas en las uniones roscadas que comprometan la operatividad de las líneas de conducción.
- b) Presencia de abolladuras que afecten la curvatura de la tubería o que contengan ralladuras ligeras, muescas o ranuras.
- c) Presencia de corrosión uniforme, caracterizada por un desgaste general de la superficie del metal.
- d) Ubicación de estructura de soportes en mal estado y existencia de cruces de camino

Los demás tramos se evaluarán por medición de espesores en las tuberías de ϕ 2" y ϕ 6" respectivamente, mediante ensayo no destructivo por técnica de ultrasonido y ensayo destructivo de corte en dos secciones de tuberías tanto aérea como enterrada para luego comparar dichos resultados con los obtenidos en la medición de espesores por ultrasonido, además se inspeccionará el revestimiento para verificar si existe formación de picaduras localizadas en las tuberías provocadas por fallas en el revestimiento. De la siguiente manera:

- a) Las lecturas para medición de espesores, son realizadas con un equipo TI 12 Check Line, el cual incorpora un transductor de alta sensibilidad ultrasónica.
- b) Se realizará medición de espesores de manera puntual, aproximadamente cada 30 m. se tomará en cada punto cuatro lecturas, en dirección del sentido del flujo, se ha considerado denotar con las iniciales "S", "I", "LD" y "LI" correspondientes al punto superior, inferior, lateral derecho y lateral izquierdo. (sólo a tramos T116 al T131).
- c) De manera paralela, se inspeccionará el revestimiento en cada sitio en el cual se realice la medición de espesores
- d) Se ejecutarán cortes de sección de tubería a las líneas de petróleo y gasolina natural, estos cortes se realizarán dentro del área poblada de La Libertad en los dos sitios donde el terreno sea más bajo. Y así determinar el estado interno de las tuberías y eliminar posibles causas de corrosión interna debido a acumulación de agua, además se podrá comparar el espesor obtenido con el evaluado por la medición de espesores.

2.7 Resultados de la inspección realizada.

Los resultados obtenidos de la inspección se presentarán en este orden:

- 1) Ensayo no destructivo: Inspección visual y medición de espesores a tramo enterrado.
- 2) Ensayo destructivo: corte de secciones de tubería.

2.7.1 Inspección visual

Con el fin de evaluar y seleccionar los tramos más críticos en el recorrido de las líneas de transferencia se realizó un seguimiento visual a lo largo de toda su extensión, de esta manera se presenta una tabla que contiene los problemas típicos encontrados en dicha inspección, para facilitar la presentación de la tabla se los ha designado con letras de la siguiente manera:

1. **A:** Presencia de corrosión generalizada sobre las tuberías, notándose además severa disminución del espesor simulando cráteres en la superficie.
2. **B:** Revestimiento en las tuberías.
3. **C:** Pérdidas severas en uniones roscadas.
4. **D:** Soportes en mal estado.
5. **E:** Pérdidas por picaduras en tuberías enterradas o en contacto con el suelo.
6. **F:** Cruce de camino.



La tabla XIX muestra a continuación el detalle mencionado:

Tabla XIX

**Inspección Visual Realizada A Líneas de Transferencia de Petróleo Y
Gasolina Natural Ancón – La Libertad.**

TRAMO	ABSCISA (Km.)	A	B	C	D	E	F
1	0+000 - 0+100						
2	0+100 - 0+200						X
3	0+200 - 0+300						
4	0+300 - 0+400						
5	0+400 - 0+500						X
6	0+500 - 0+600						
7	0+600 - 0+700						
8	0+700 - 0+800						
9	0+800 - 0+900				X		
10	0+900 - 1+000				X		
11	1+000 - 1+100						
12	1+100 - 1+200						X
13	1+200 - 1+300						
14	1+300 - 1+400				X		
15	1+400 - 1+500			X*	X		
16	1+500 - 1+600			X*	X		
17	1+600 - 1+700			X			
18	1+700 - 1+800						
19	1+800 - 1+900						
20	1+900 - 2+000						
21	2+000 - 2+100						X
22	2+100 - 2+200						
23	2+200 - 2+300						
24	2+300 - 2+400			X			
25	2+400 - 2+500						

Continúa pag. 62

(X*) Si bien la letra X denota la presencia de este tipo de problema en las tuberías, se utiliza X* para hacer notar que en estos tramos las pérdidas son muy críticas y que no se comparan con el resto de pérdidas por este motivo en las líneas de transferencia.

Viene de la pag. 61

Tabla XIX

**Inspección Visual Realizada A Líneas de Transferencia de Petróleo Y
Gasolina Natural Ancón – La Libertad.**

TRAMO	ABSCISA (Km)	A	B	C	D	E	F
26	2+500 - 2+600						
27	2+600 - 2+700			X			
28	2+700 - 2+800						
29	2+800 - 2+900						
30	2+900 - 3+000						
31	3+000 - 3+100						
32	3+100 - 3+200			X			
33	3+200 - 3+300						
34	3+300 - 3+400						
35	3+400 - 3+500						
36	3+500 - 3+600						
37	3+600 - 3+700						
38	3+700 - 3+800						
39	3+800 - 3+900						
40	3+900 - 4+000						
41	4+000 - 4+100						
42	4+100 - 4+200						
43	4+200 - 4+300						
44	4+300 - 4+400						
45	4+400 - 4+500						X
46	4+500 - 4+600						
47	4+600 - 4+700						
48	4+700 - 4+800						
49	4+800 - 4+900						X
50	4+900 - 5+000						
51	5+000 - 5+100						
52	5+100 - 5+200						
53	5+200 - 5+300						
54	5+300 - 5+400						X
55	5+400 - 5+500						
56	5+500 - 5+600						
57	5+600 - 5+700						
58	5+700 - 5+800						
59	5+800 - 5+900						
60	5+900 - 6+000						

continúa, pag. 63

Viene de la pag. 62

Tabla XIX

**Inspección Visual Realizada A Líneas de Transferencia de Petróleo Y
Gasolina Natural Ancón – La Libertad.**

TRAMO	ABSCISA (Km)	A	B	C	D	E	F
61	6+000 - 6+100						X
62	6+100 - 6+200						
63	6+200 - 6+300						X
64	6+300 - 6+400						
65	6+400 - 6+500						
66	6+500 - 6+600						
67	6+600 - 6+700						
68	6+700 - 6+800						
69	6+800 - 6+900						
70	6+900 - 7+000						
71	7+000 - 7+100						
72	7+100 - 7+200			X			
73	7+200 - 7+300			X			
74	7+300 - 7+400						
75	7+400 - 7+500						
76	7+500 - 7+600						
77	7+600 - 7+700						
78	7+700 - 7+800						
79	7+800 - 7+900						
80	7+900 - 8+000						
81	8+000 - 8+100			X			X
82	8+100 - 8+200						
83	8+200 - 8+300						
84	8+300 - 8+400						
85	8+400 - 8+500				X		
86	8+500 - 8+600						
87	8+600 - 8+700						X
88	8+700 - 8+800	X			X*		
89	8+800 - 8+900	X			X*		
90	8+900 - 9+000						
91	9+000 - 9+100						
92	9+100 - 9+200						
93	9+200 - 9+300						
94	9+300 - 9+400						
95	9+400 - 9+500						

continúa, pag. 64

Viene de la pag 63

Tabla XIX

**Inspección Visual Realizada A Líneas de Transferencia de Petróleo Y
Gasolina Natural Ancón - La Libertad.**

TRAMO	ABCISA (Km)	A	B	C	D	E	F
96	9+500 - 9+600						
97	9+600 - 9+700						
98	9+700 - 9+800						
99	9+800 - 9+900						X
100	9+900 - 10+000						
101	10+000 - 10+100						
102	10+100 - 10+200						
103	10+200 - 10+300						
104	10+300 - 10+400						
105	10+400 - 10+500						
106	10+500 - 10+600				X		
107	10+600 - 10+700						
108	10+700 - 10+800						
109	10+800 - 10+900				X		
110	10+900 - 11+000						
111	11+000 - 11+100						
112	11+100 - 11+200						
113	11+200 - 11+300						
114	11+300 - 11+400					X	X
115	11+400 - 11+500					X	
116	11+500 - 11+600					X	
117	11+600 - 11+700					X	
118	11+700 - 11+800					X	
119	11+800 - 11+900					X	
120	11+900 - 12+000		X			X	
121	12+000 - 12+100		X			X	
122	12+100 - 12+200		X			X	
123	12+200 - 12+300		X			X	
124	12+300 - 12+400		X			X	
125	12+400 - 12+500		X			X	
126	12+500 - 12+600		X			X	
127	12+600 - 12+700		X			X	
128	12+700 - 12+800		X			X	X
129	12+800 - 12+900		X			X	
130	12+900 - 13+000		X			X	
131	13+000 - 13+100		X			X	X
132	13+100 - 13+200		X			X	
133	13+200 - 13+248		X			X	

2.7.2 Medición de espesores.

Para facilitar la realización de la prueba se definieron 75 puntos de medición, estos abarcan todo el sector enterrado de las líneas de transferencia desde el tramo T116 al T131 como se muestra en el anexo N° 1, planos N° 4 y 5. Cada sitio de medición se protegió con las seguridades suficientes para evitar accidentes, debido a que estas se ejecutaron en un barrio marginal de La Libertad lo que se aprecia en la figura N° 2.6 y 2.7. Para tomar las lecturas se necesito retirar en los 4 puntos de lectura en cada tubería el revestimiento que las protegía, el cual fue reparado al terminar la medición, según figuras N° 2.8 y 2.9.

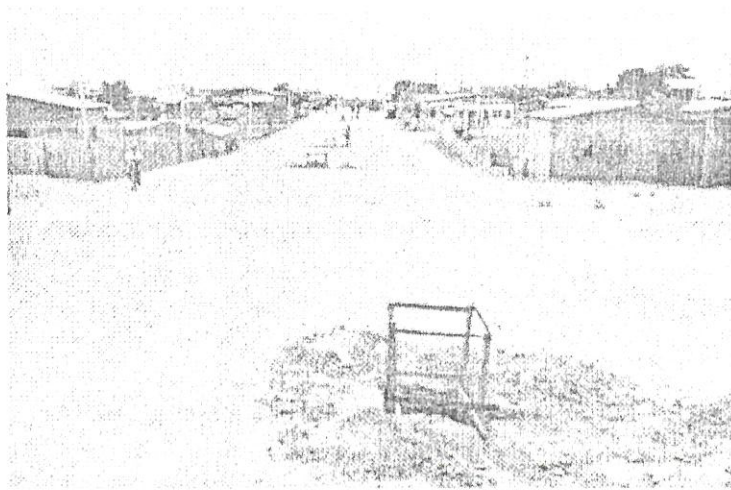


Fig. 2.6

La figura muestra el tipo de seguridad utilizada para proteger los puntos de medición.

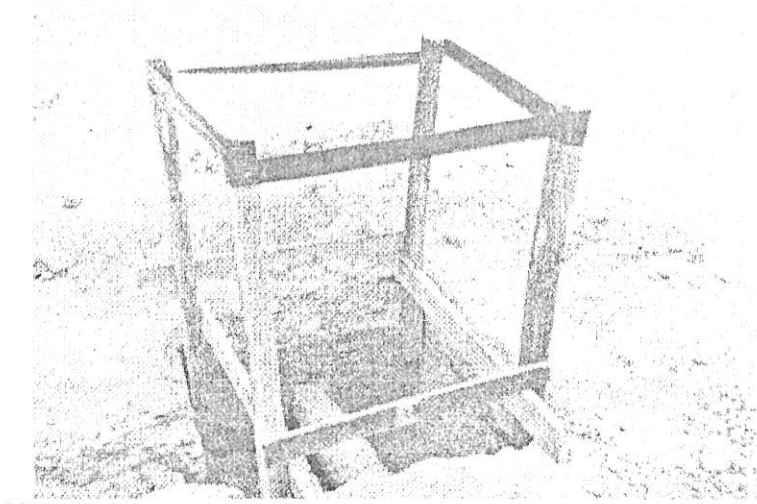


Fig. 2.7

Estructura construida para proteger puntos de medición



Fig. 2.8

La figura muestra de que manera se realizó la medición.

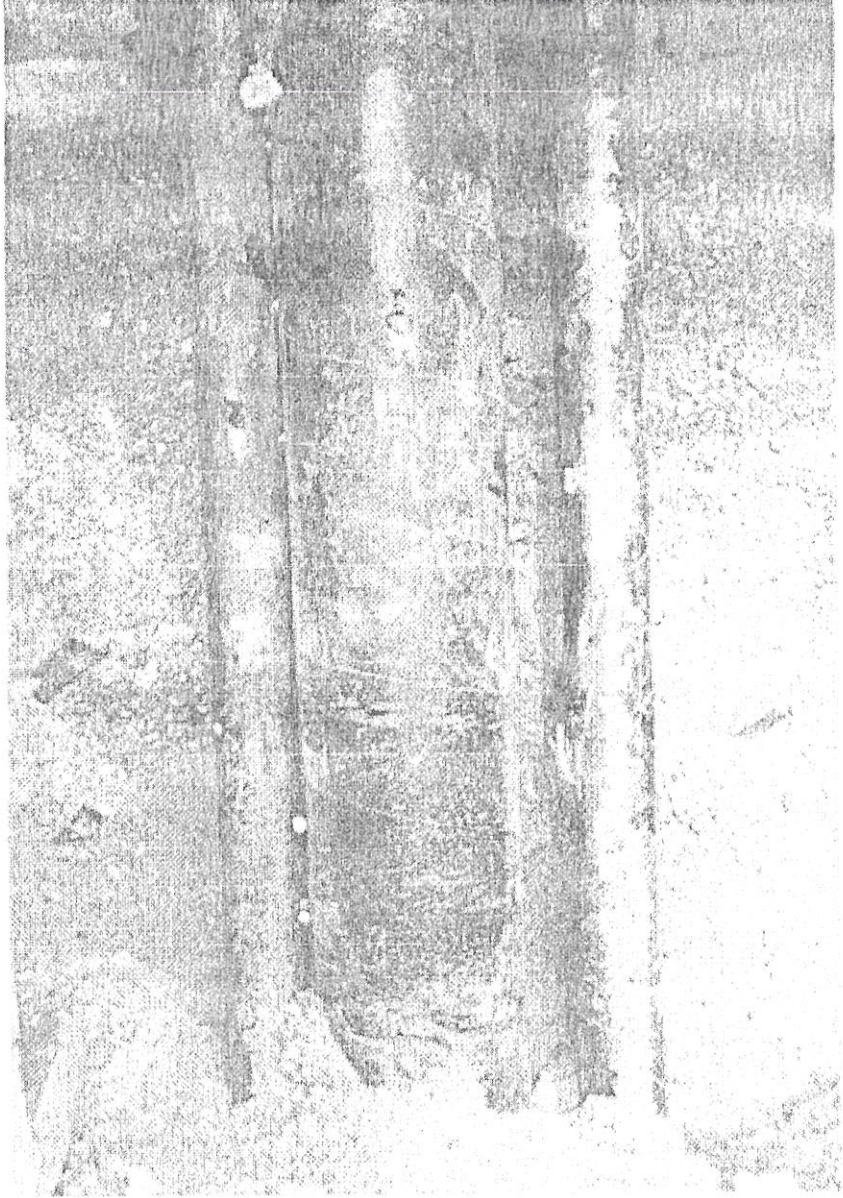


Fig. 2.9

Se aprecia el buen estado del revestimiento de las tuberías.

Tabla XX

Lecturas De Medición De Espesores De Línea De Gasolina Natural

PUNTO MEDICION	PUNTO KILOMETRICO	LECTURAS (mm)			
		S	LD	I	LI
1	12+823	4.1	4.2	3.9	4.7
2	12+800	4.4	3.9	4.1	4.2
3	12+777	3.8	3.9	3.3	4.2
4	12+754	4	4	3.1	4
5	12+731	3.2	3.9	3.2	4.3
6	12+708	4.5	4.6	4.2	4
7	12+685	3.9	3.7	3.7	4
8	12+662	3.7	4.2	4.1	4
9	12+339	3.8	3.6	3.9	4.1
10	12+616	3.8	3.6	4	4.4
11	12+593	4.3	4.4	3.9	3.5
12	12+570	4	4.1	3.8	4.1
13	12+547	4.1	4.4	4.1	4.2
14	12+524	4.4	4	4.4	4.1
15	12+501	4.1	4.2	4.2	4.4
16	12+478	4.1	4	4.1	4.3
17	12+455	4.9	4.9	4.5	4.7
18	12+432	4.2	4.6	4.8	4.5
19	12+409	4.2	3.9	3.6	3.8
20	12+386	3.9	4.4	4.1	4.1
21	12+363	3.7	4.2	4	3.8
22	12+340	3.8	3.9	4	4.1
23	12+317	4.4	4.4	4.4	4.3
24	12+294	4.4	4.3	4.1	4.1
25	12+271	4.1	4.2	3.8	4.5
26	12+248	4.2	4.1	4.1	3.5
27	12+225	4.5	4.2	4.4	4.1
28	12+202	3.8	4.1	4.2	4.3
29	12+179	4	4.3	4.5	4.3
30	12+156	4.3	4.6	4.6	4.5

continúa, pag. 69



CIB-ESPOL

Viene de la pag. 68

Tabla XX

Lecturas De Medición De Espesores De Línea De Gasolina Natural

PUNTO MEDICION	PUNTO KILOMETRICO	LECTURAS (mm)			
		S	LD	I	LI
31	12+133	4.2	4.6	4.3	4.3
32	12+110	4.3	4.8	4.7	4.4
33	12+087	3.9	4.1	3.8	4
34	12+064	3.6	3.5	3.1	36.5
35	12+041	4.2	4.8	4.8	4.4
36	12+018	4.8	4.4	4.3	4.5
37	11+995	4.1	4	4.2	4.1
38	11+972	-	-	-	-
39	11+949	4	3.9	4.1	4
40	11+926	4.1	4.3	4.3	4.4
41	11+903	4.3	4	4.2	4.2
42	11+880	4.2	4.3	4.3	4.1
43	11+857	4.5	4.7	4.9	4.5
44	11+834	3.9	4.1	4.2	4.4
45	11+811	4	3.9	3.9	4.1
46	11+788	4.1	4.4	4.4	4.5
47	11+765	3.9	3.8	3.7	4.1
48	11+742	4.5	4.6	4.6	4.7
49	11+719	3.9	4	3.9	3.9
50	11+696	4.4	4.6	4	4.2
51	11+673	4.1	4.2	4.4	4
52	11+650	4.3	4.7	4.7	4.7
53	11+627	4.4	4.1	4.4	4.4
54	11+604	3.5	3.8	4	3.5
55	11+581	3.7	4	4.1	3.7
56	11+558	4.2	4.1	4	4.1
57	11+535	4.2	4.3	4.1	3.9
58	11+512	4.8	4.4	4.4	4.4
59	11+489	4.1	4.1	4.3	4.2
60	11+466	4.3	4.5	4.4	4.3

continúa, pag. 70

Viene de la pag. 69

Tabla XX

Lecturas De Medición De Espesores De Línea De Gasolina Natural

PUNTO MEDICION	PUNTO KILOMETRICO	LECTURAS (mm)			
		S	LD	I	LI
61	11+443	4.3	4.4	3.6	4.2
62	11+420	4	4.1	3.9	4
63	11+397	4.3	4.2	4	3.8
64	11+374	4.2	4	3.8	3.9
65	11+351	3.7	4	3.8	3.9
66	11+328	4.1	4.3	4.1	3.9
67	11+305	3.8	3.5	3.8	4
68	11+282	3.8	4	4.1	4.1
69	11+259	4	3.9	3.7	3.7
70	11+236	4	3.9	3.7	3.9
71	11+213	3.8	4.1	3.9	4.1
72	11+190	3.7	3.2	3.3	3.7
73	11+167	4.1	4.3	3.7	3.7
74	11+144	3.8	4	4	3.9
75	11+121	4.2	4.3	4.1	4.2

Tabla XXI

Lecturas De Medición De Espesores De Línea De Petróleo

PUNTO MEDICION	PUNTO KILOMETRICO	LECTURAS (mm)			
		S	LD	I	LI
1	12+823	8.2	8.2	8.2	7.6
2	12+800	7.4	7.4	7.4	7.6
3	12+777	7	6.8	6.9	7.1
4	12+754	7.1	7	6.9	7
5	12+731	7.4	7.9	6.8	7.8
6	12+708	7.3	7.6	7.8	7
7	12+685	7	7.7	7.3	6.7
8	12+662	7.7	6.9	7.5	6.5
9	12+339	7.7	7.3	7	7.1
10	12+616	7.8	7.5	7.6	7.9
11	12+593	7	7.2	7.3	7.2
12	12+570	7.6	7.1	6.6	7
13	12+547	7.5	7.5	7	7
14	12+524	6.6	7.6	7.5	7.1
15	12+501	7.1	7.8	7.8	7.7
16	12+478	7.8	7.4	8.1	7.5
17	12+455	7.7	7.7	6	7.1
18	12+432	7.1	7	6.8	6.7
19	12+409	7.3	7	6.9	7.2
20	12+386	7.3	7	7.4	7.7
21	12+363	7	6.5	6.8	7.4
22	12+340	6.9	7.1	7.1	6.9
23	12+317	7.2	7.2	7.2	7.2
24	12+294	7	7.1	6.8	6.9
25	12+271	7.3	7.6	6.5	7.6
26	12+248	8.2	7.5	7.6	8.1
27	12+225	7.3	7.2	7.5	6.8
28	12+202	7.3	7.9	6.9	7.2
29	12+179	7.4	7.5	7.3	7
30	12+156	6.8	7.3	6.6	6.7

continúa, pag. 72

Viene de la pag. 71

Tabla XXI
Lecturas De Medición De Espesores De Línea De Petr6leo

PUNTO MEDICION	PUNTO KILOMETRICO	LECTURAS (mm)			
		S	LD	I	LI
31	12+133	7	7.6	7.7	7.6
32	12+110	7.6	7.3	7.5	7.2
33	12+087	7.4	6.7	7.3	7
34	12+064	6.9	6.9	6.6	7
35	12+041	7	7	6.9	7.6
36	12+018	6.8	7.3	6.9	6.3
37	11+995	7.7	7.7	6.8	7.7
38	11+972	6.7	7	-	-
39	11+949	6.6	5.8	-	6
40	11+926	7.6	7.4	7.6	7.5
41	11+903	7.4	6.9	7.1	6.9
42	11+880	7.4	7.7	7.2	7.5
43	11+857	7	7.3	7.6	7.6
44	11+834	7.1	7	6.6	7.2
45	11+811	7.1	7	7.2	7.7
46	11+788	7.9	7.1	7	7.9
47	11+765	7.3	7	6.8	7.3
48	11+742	7.3	7.1	7.7	7.5
49	11+719	7.9	7.4	7.3	6.9
50	11+696	6.9	7.2	7.6	7.4
51	11+673	7.1	7	7.4	7.1
52	11+650	7.9	7.8	7	7.1
53	11+627	6.8	6.5	7	7
54	11+604	7.1	7.2	7.1	7.1
55	11+581	7	6.8	7.1	7
56	11+558	6.9	6.9	7.1	7
57	11+535	7.2	7.6	6.7	7
58	11+512	6.4	6.9	7	6.7
59	11+489	6.4	7	7	7
60	11+466	7	6.6	6.6	6.8

continúa. pag. 73

Viene de la pag. 72

Tabla XXI

Lecturas De Medición De Espesores De Línea De Petróleo

PUNTO MEDICION	PUNTO KILOMETRICO	LECTURAS (mm)			
		S	LD	I	LI
61	11+443	6.6	7.4	7	6.9
62	11+420	6.9	7.1	7	7
63	11+397	6.8	7	7.1	6.8
64	11+374	6	6.2	6.6	6.6
65	11+351	6.6	6.2	6.6	6.6
66	11+328	6.6	6.8	6.6	6.1
67	11+305	7.1	7	6.9	7
68	11+282	7.3	7.2	7.6	7.1
69	11+259	6.7	7.4	7	7
70	11+236	7.1	7.3	7	7
71	11+213	7.4	6.7	7.3	7.1
72	11+190	6.2	6.8	6.7	6.6
73	11+167	7	7.2	7.4	7.2
74	11+144	7.2	7.1	7.3	7.4
75	11+121	7.1	6.8	7	6.9

2.7.3 Inspección destructiva.

Como se menciona anteriormente para el análisis interno de las tuberías de petróleo y gasolina natural se procedió al corte de las líneas de conducción en dos puntos. El primero se encuentra en el punto kilométrico 12+823 que corresponde al sector mas bajo del recorrido con respecto al nivel del mar en el tramo enterrado. El segundo se localiza en el punto kilométrico 11+535 que corresponde de la misma manera al sector mas bajo del recorrido con respecto al nivel del mar en el tramo donde las líneas aparecen sobre el terreno, según se muestra en el anexo N° 1, planos N° 4 y 5.

Una vez retiradas las muestras de las tuberías de petróleo y gasolina natural de un largo de aproximadamente 30 cm. en los puntos seleccionados siguiendo el proceso mostrado en la figura N° 2.10, estas se midieron con un micrómetro. Los valores de espesor de pared de las muestras seleccionadas se detallan en las tablas XXII y XXIII.



Fig. 2.10

La figura muestra el corte de la tubería de petróleo en sector donde las tuberías aparecen sobre el terreno en La Libertad.

Tabla XXII

Lecturas De Medición De Espesores De Pared En Cortes
Realizados En Tubería Enterrada

Punto kilométrico	Diámetro tubería (plg.)	Espesor medido de pared (mm)
12+823	2	4.6
	6	8.3

Tabla XXIII

Lecturas De Medición De Espesores De Pared En Cortes
Realizados En Tubería Aerea

Punto kilométrico	Diámetro tubería (plg.)	Espesor medido de pared (mm)
11+535	2	5.2
	6	8.3

2.8 Evaluación de daños en tuberías existentes.

Según los resultados expuestos en la tabla XIX que se refiere a la inspección visual a lo largo de las líneas de transferencia, se puede establecer como puntos críticos a los siguientes:

- 1) Tramos T15,T16: Se encuentra entre las abscisas 1+400 - 1+600 como se muestra en anexo N° 1 plano N° 1; Presenta pérdidas excesivas en roscas en la línea de petróleo y los marcos H en esos tramos están en malas condiciones. Según figuras N° 2.11 y 2.12.

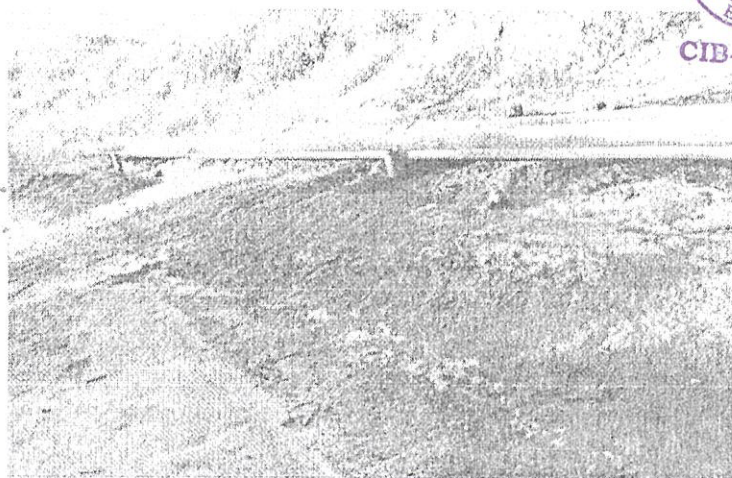


Fig. 2.11

La figura muestra pérdidas de petróleo provocado por fugas en uniones roscadas en tramo T16.

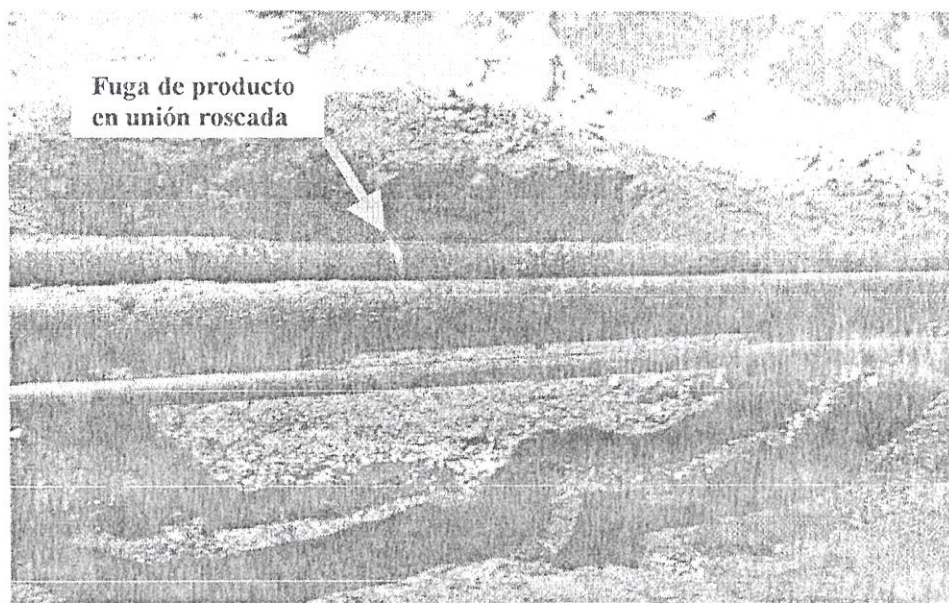


Fig. 2.12

Excesivas pérdidas de petróleo por fugas en uniones roscadas en tramo T15.

- 2) Tramo T88 – T89: Están ubicados entre las abscisas 8+700 – 8+900 según anexo N° 1 plano N° 3; Ubicación de zona con alto ambiente corrosivo debido a la presencia de piscinas de sal lo que ha provocado que la superficie de las tuberías presente una severa disminución del espesor de pared producto de corrosión generalizada, además la estructura del puente que sirve de soporte a las líneas de conducción al atravesar las piscinas se encuentra con serios daños en una de sus columnas. Ver figuras N° 2.13 y 2.14.

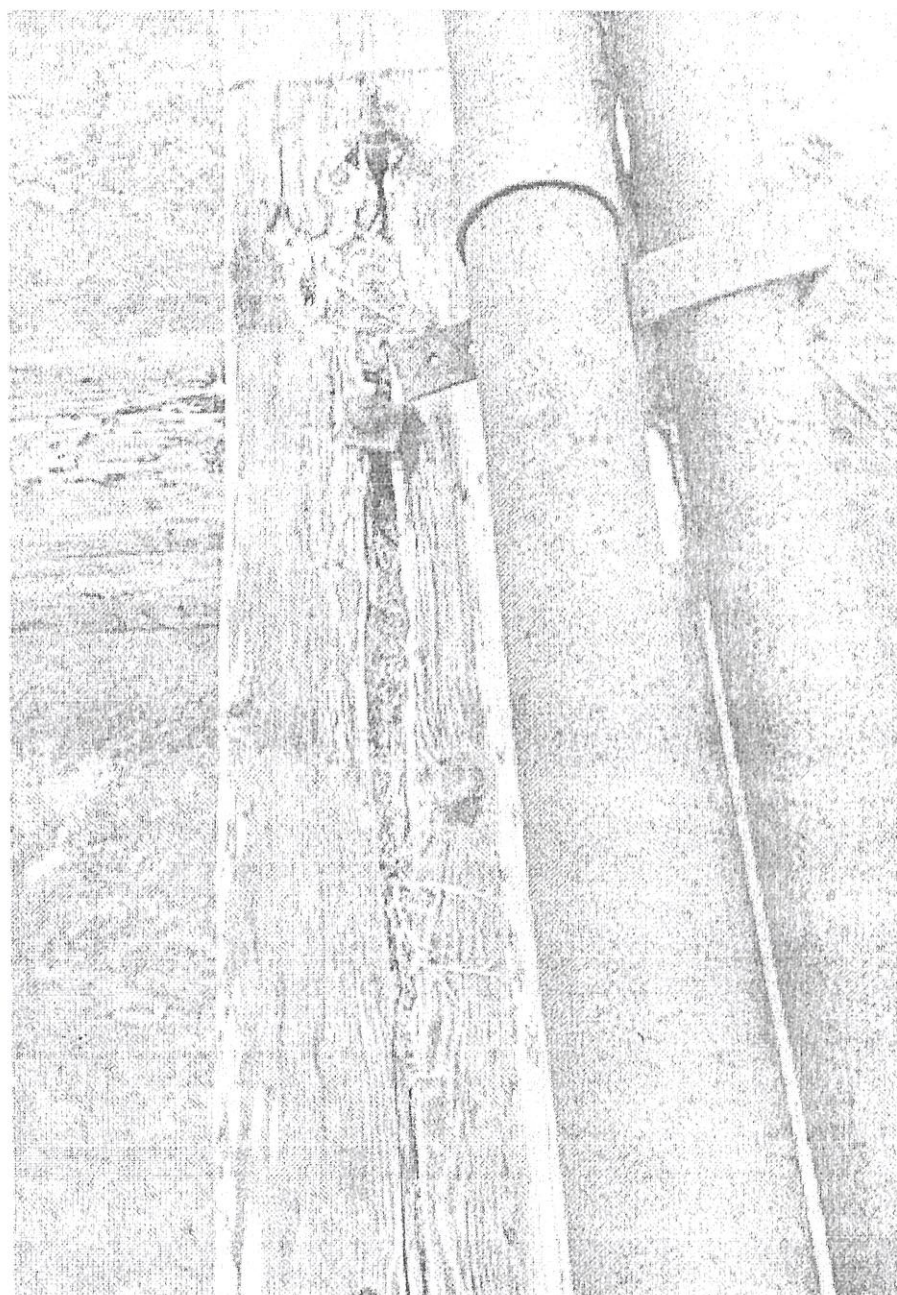


Fig. 2.13

La gráfica muestra el pésimo estado externo de las tuberías de petróleo y gas debido al gran ambiente corrosivo en el sector de las piscinas de sal.

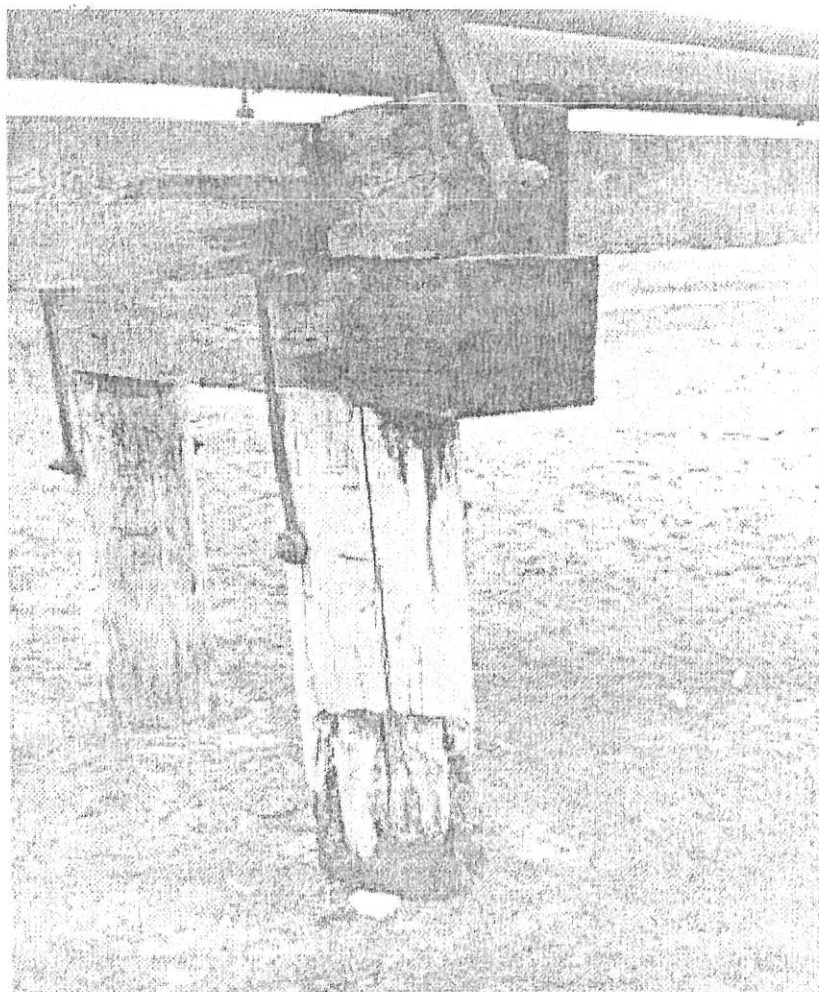


Fig. 2.14

Estructura del puente que soporta al poliducto dañada
por efectos del tiempo y el clima

- 3) Tramo T114 – T115: Están ubicados entre las abscisas 11+300 – 11+500 según anexo N° 1 plano N° 3; Se encuentra en este sitio la conexión al

recorrido de las líneas de conducción que vienen de Ancón con las líneas de petróleo y gas que provienen de la estación Santa Paula.

- 4) Tramos T114 – T131: Están ubicados entre las abscisas 11+100 – 13+100 según anexo N° 1 planos N° 3; Zona en la cual las tuberías se encuentran en contacto directo sobre el terreno ó enterrado, atravesando zona poblada marginal de La Libertad. Ver figura N° 2.15.



Fig. 2.15

La figura muestra instantes en que reparaban la tubería de gasolina natural en el punto 38 de la medición de espesores.

- 5) Tramo T132 – T133: Están ubicados entre las abscisas 13+100 – 13+248 según anexo N° 1 plano N° 3; Ingreso de las líneas de petróleo y gasolina

natural a la refinería en La Libertad. Las tuberías están enterradas y después de 90 m. aproximadamente emergen del terreno. Ver figura N° 2.16.

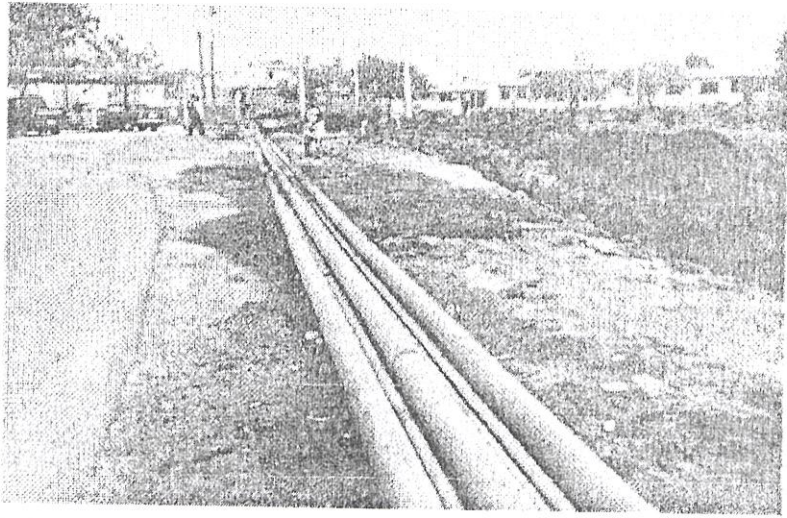


Fig. 2.16

Ingreso de las líneas de petróleo y gasolina natural a Refinería en La Libertad.



Fig. 2.17

Se aprecia existencia de abrazaderas en la tubería de
gasolina natural en el tramo T132



Fig. 2.18

La figura muestra la destrucción del revestimiento
en los tramos T132 y T133.



Fig. 2.19

La figura muestra el estado avanzado de corrosión generalizada en una unión roscada de la tubería de petróleo en el tramo T132.

En lo que se refiere a los espesores obtenidos en la medición por ultrasonido en la línea de gasolina natural se detalla a continuación:

1. Se registran valores mínimos de 3.1 mm en el punto P34 y de 3.2 mm en los puntos P5 y P72.

2. Los valores de espesor máximo de 4.9 mm, se obtienen en los puntos P17 y P43 y de 4.8 mm en el punto 58.
3. Los valores de promedio de espesor están en el orden de los 3.9 mm a 4.1 mm.
4. En el punto P38 no fue posible realizar medición de espesores por cuánto la superficie estaba bastante rugosa con señales de alta corrosión en el sector.
5. Los valores promedios obtenidos en la medición de espesores comparados con el valor mínimo permisible de diseño para este tipo de tuberías que es de 1.62 mm como se puede apreciar en la tabla XVIII, determinan que la tubería de 2 pulgadas de diámetro se encuentra en condiciones de seguir operando, además de que el revestimiento con el que esta protegida se encuentra en buenas condiciones.
6. Comparando los valores de la medición de espesores con respecto a los obtenidos al cortar la tubería de gasolina natural se demuestra que las lecturas coinciden dado que se encuentran inclusive por sobre los valores obtenidos en la medición de espesores.

Los valores antes expuestos se resumen en las tablas N° XXIV y XXV.



Tabla XXIV

Lecturas de medición de espesores mas significativas
en la línea de gasolina natural

	Puntos	Valor (mm)
Valores espesor mínimo	5	3.2
	34	3.1
	72	3.2
Valores espesor máximo	17	4.9
	43	4.9
	58	4.8
Valores promedio de lecturas	3.9 - 4.1	

Tabla XXV

Comparativa de espesores obtenidos en línea de gasolina natural

Método de obtención de espesor			
Norma ASME B 31.4 Pd (2207 psi)	Medición espesores (mm)	Corte de Tuberías (mm)	Espesor calculado Pd (300 psi)
3.91 mm	3.9 - 4.1	4.6 - 5.2	1.62 mm

Con respecto a los resultados obtenidos en la línea de petróleo estos se analizan a continuación:

1. Se registran valores mínimos de 6.2 mm en los puntos P64, P65 y P72.
2. Los valores de espesor máximo de 8.2 mm, se obtienen en los puntos P1 y P26.
3. Los valores de espesor medio están en el orden de los 7.2 mm a 7.6 mm.
4. En los puntos P38 y P39 no fue posible realizar medición de espesores por cuánto la superficie presentaba señales de alta corrosión en el sector.
5. Los valores promedios obtenidos en la medición de espesores comparados con el valor mínimo permisible de diseño para este tipo de tuberías que es de 2.93 mm como se puede apreciar en la tabla XVIII, determinan que la tubería de 6 pulgadas de diámetro se encuentra en condiciones de seguir operando, además de que el revestimiento con el que esta protegida se encuentra en buenas condiciones.
6. Comparando los valores de la medición de espesores con respecto a los obtenidos al cortar la tubería de petróleo, estos se encuentran por sobre los promedios de la medición de espesores sin importar el hecho de que la tubería este o no enterrada.

Los valores antes expuestos se resumen en las tablas N° XXVI y XXVII.

Tabla XXVI

Lecturas de medición de espesores mas significativas
en la línea de petróleo

	Puntos	Valor (mm)
Valores espesor mínimo	64	3.2
	65	3.1
	72	3.2
Valores espesor máximo	1	8.2
	26	8.2
Valores promedio de lecturas	7.2 - 7.6	

Tabla XXVII

Comparativa de espesores obtenidos en línea de petróleo

Método de obtención de espesor			
Norma ASME B 31.4 Pd (2207 psi)	Medición espesores (mm)	Corte de Tuberías (mm)	Espesor calculado Pd (300 psi)
3.96 mm	7.2 - 7.6	8.3	2.93

De lo antes expuesto se deduce que los espesores de las tuberías de petróleo y gasolina natural en los tramos donde las líneas se encuentran en contacto directo con el terreno o enterradas, están en buen estado con excepción de los tramos T120 y T121 donde se observaron picaduras localizadas y corrosión generalizada sobre la superficie de las líneas enterradas.

2.9 Determinación de tramos para reposición de tuberías

En función del análisis preliminar y con el objetivo de alcanzar una mejor eficiencia en el bombeo de petróleo y gasolina natural eliminando tramos de las líneas de conducción que no se encuentran en condiciones operativas se han seleccionado los siguientes:

1. Tramos T88 y T89: Se retiraran 200 m de tubería de la línea de petróleo y gasolina natural debido a disminución del espesor provocado por corrosión atmosférica sobre la superficie de las tuberías, además se reforzará la estructura del puente ubicado entre esos tramos para asegurar la estabilidad del mismo.
2. Tramo T121: Se retirará 60 m de la línea de petróleo, debido a presencia excesiva de abrazaderas que delatan picaduras que han perforado la tubería.

3. Tramos T132 y T133: Se levantarán completamente debido a que el contacto con el terreno ha provocado una pérdida completa del revestimiento en ese sector, además que la corrosión generalizada producto de la ausencia del revestimiento y la agresividad del terreno han provocado una serie de picaduras en las tuberías logrando constantes derrames de petróleo y gasolina natural.

En la tabla XXVIII se resumen los tramos seleccionados para cambiar las tuberías y la extensión de los cambios previstos.

Tabla XXVIII

Número y extensión de tramos para reposición de tuberías

Nº tramo	Extensión de cambio de líneas (m)	
	línea de petróleo	línea de gasolina natural
88 - 89	200	200
121	60	-
132	100	100
133	33	33

En el capítulo próximo se realizará una evaluación técnico económica para determinar el tipo de material de manufactura más conveniente de tuberías para realizar los cambios previstos en las líneas de transferencia.

CAPITULO III

CONSIDERACIONES DE FACTIBILIDAD TÉCNICO ECONÓMICA PARA LA INSTALACIÓN DE TUBERÍAS DE FIBRA DE VIDRIO

En el capítulo previo, se seleccionaron ciertos tramos en el recorrido de las líneas de conducción de petróleo y gasolina natural que deben ser removidos por el mal estado en que se encuentran. Debido a esto se hace necesario establecer el tipo de material de la tubería que siendo una opción económica cumpla con las características operativas del sistema.

En el capítulo I se describieron los tipos de materiales para tubería de conducción más usuales en la industria del petróleo, para este caso se evaluarán los siguientes materiales:

1. Acero API 5L Grado B.
2. Polivinil cloruro (PVC).
3. Epoxi reforzado con fibra de vidrio (ERFV).

Para poder determinar la factibilidad económica de la implantación de alguno de los tres materiales puestos a consideración se evaluarán técnica y económicamente analizando así las características propias del sitio de instalación.

3.1 Parámetros para evaluación técnica.

Dado que los primeros 11 Kms. del recorrido de las tuberías estas se encuentran apoyadas en soportes y el resto esta enterrado o en contacto directo sobre la superficie del terreno, esto marca una diferencia en las condiciones de operación e implica que cada sección tiene parámetros que no pueden evaluarse de la misma manera, por lo cual el análisis se realizará primero para el sector aéreo y a continuación el enterrado.

El análisis técnico comprende la comparación de los siguientes parámetros de los materiales seleccionados:

1. Resistencia a la compresión



CIB-ESPOL

2. Conductividad térmica
3. Peso
4. Resistencia a la corrosión
5. Presión de operación
6. Temperatura de operación
7. Longitud de la tubería

En la tabla XXIX que se muestra a continuación se ha confrontado los parámetros antes mencionados:

Tabla XXIX

Comparación De características De Materiales Seleccionados

CARACTERISTICAS		PVC	ACERO	ERFV
RESISTENCIA A LA COMPRESION (Mpa)		66.2	241	131
CONDUCTIVIDAD TERMICA cal/ cm - seg - °C		4.50E-04	1.24E-03	8.61E-04
PESO (Lb/ft)	diámetro 2 plg.	0.64	3.65	0.4
	diámetro 6 plg.	2.95	12.89	1.6
RESISTENCIA A LA CORROSION		ALTA	NECESITA PROTECCION	ALTA
PRESION DE OPERACION (psi)		181	500	500
TEMPERATURA DE OPERACION (°C)		40	300	70
LONGITUD DE LA TUBERIA (m)		6	9	9

De lo expuesto en la tabla anterior se deduce lo siguiente para el tramo aéreo:

1. La resistencia a la compresión, es una propiedad del material que garantiza hasta que punto el mismo no sufrirá deformaciones ante la presencia de

fuerzas externas continuas. En la sección aérea de las líneas de transferencia esto es muy importante, porque al estar expuestas a actos de vandalismo o robo dado que las tuberías recorren un camino poco transitado si se aplica alguna fuerza sobre las tuberías, al ser de PVC estas cederían más fácilmente porque es 73 % menos resistente que el acero, por otro lado la tubería de ERFV aunque es 56 % menos resistente otorga un rango más confiable para mantener las líneas en operación.

2. El bajo valor de conductividad térmica del PVC provoca una mínima pérdida de temperatura del petróleo durante su conducción, lo que garantiza que el fluido se deslice con mayor rapidez por las paredes de la tubería.
3. El peso de las tuberías de ERFV es solo el 12 % del peso de las tuberías de acero, por lo que los tiempos para instalación son menores y no se necesita de grúas para colocarlas en la posición deseada.
4. En este sector al estar las tuberías sobre soportes la corrosión presente en las mismas es aquella provocada por la atmósfera, la tubería de acero necesita que se la proteja mediante pinturas o algún otro tipo de revestimiento, pero si no se encuentra en un ambiente que acelera el proceso corrosivo solamente se producirá un desgaste uniforme de la superficie. Las tuberías de PVC y ERFV no necesitan ningún tipo de protección.
5. La tubería de PVC tiene un valor de presión de operación de 181 psi el cual es menor al valor promedio de bombeo en la línea de petróleo, el oleoducto mantiene una presión promedio de 200 psi siendo así la tubería de PVC no

cumple con los requerimientos mínimos de presión para conducir el petróleo hacia refinería. Lo que no ocurre con las tuberías de acero y ERFV ya que tienen un valor de presión de operación superior a los 500 psi.

6. Según la tabla XVII del Capítulo II, todos los materiales cubren el rango de temperatura de servicio del petróleo y gasolina natural.
7. Otro parámetro a considerar cuándo se pretende ahorrar costos por montaje e instalación es el de la longitud de una tubería, para el caso que nos interesa las tuberías de acero y ERFV al medir cada tubería nueve metros nos asegura un ahorro en tiempo de instalación al cubrir mayor extensión que las de PVC, pues sólo miden seis metros.
8. Las tuberías de PVC y ERFV ofrecen una durabilidad de más de 10 años en condiciones altamente corrosivas, frente a lo cual las tuberías de acero debido a su interacción con el medio en esas condiciones no posee un tiempo de vida estimado, porque la velocidad de corrosión puede ser tan alta que comprometa la operatividad del sistema en un tiempo relativamente corto.

Del análisis anterior 2 propiedades se ven afectadas al cambiar las condiciones de trabajo en el tramo enterrado, la resistencia a la compresión y la resistencia a la corrosión. Utilizando el procedimiento anterior y según la tabla XXIX se deduce lo siguiente:

1. Como se describió en el Capítulo II Las tuberías de petróleo y gasolina natural atraviesan en este sector un barrio marginal de La Libertad, lo que implica tránsito de vehículos livianos y pesados, la resistencia a la compresión es ahora una característica vital para el normal desarrollo de la operación, siendo así las tuberías de acero mantienen sobre las de PVC y ERFV rangos superiores por lo que este tipo de tubería debe instalarse en terrenos sin tránsito vehicular o debidamente protegida como se indica en el Capítulo II.
2. Los problemas ocasionados por el pH y otros factores agresivos que forman parte del suelo, se eliminan al ser las tuberías de ERFV y PVC inertes químicamente a la mayoría de los agentes corrosivos. Por lo tanto no necesitan de protección externa lo que no sucede con la tubería de acero, que al estar en contacto con el suelo sin ninguna protección es propensa a formar celdas corrosivas como las descritas en el Capítulo II, y que se presentaron en el tramo T132 y T133 con mucha agresividad destruyendo inclusive el revestimiento con el que se instalaron.

3.2 Parámetros a considerar para evaluación económica

En este capítulo se establecerán las pautas para realizar el enfoque económico del proyecto y así obtener la viabilidad del mismo para proceder a su implementación.

Para realizar la comparación económica es necesario definir todos los conceptos que se incluyen en las partidas del presupuesto, entiéndase por concepto los costos por adquisición, transporte, materiales, protección contra la corrosión, equipos y mano de obra.

Rendimiento diario

Este valor está establecido en función de las tablas recomendadas por los fabricantes de los productos seleccionados.

Por concepto de adquisición

Estos costos se refieren al valor establecido por los fabricantes de las tuberías, por cada metro de las mismas.

Por concepto de transporte

Es el valor por cada día de alquiler del transporte necesario de las tuberías hacia el sitio de instalación, como por ejemplo camiones pequeños y carga baja, etc.

Por concepto de materiales

Son los costos establecidos por accesorios como llaves de tubo, cadena, de fricción y de banda, líquido sellante, arena, etc.

Por concepto de Protección contra la corrosión

El costo por protección externa de la tubería como pinturas, revestimientos, protección catódica, etc.

Por concepto de equipos

Es el costo por cada día de alquiler del elementos o conjuntos necesarios para realizar las labores de instalación como grúa, arenadora, retroexcavadora, compactador.

Por concepto de mano de obra

Se refiere a los costos generados por una cuadrilla de obreros que realizarán la instalación.

Todos los rubros del presupuesto se encuentran detallados en dólares norteamericanos para evitar tomar un factor por la inflación.

4.2.1 Tramo aéreo

Para realizar el análisis económico se elaboraron las tablas XXX y XXXI que incluyen todos los costos inherentes a la instalación de tubería de 2 y 6 pulgadas de diámetro, utilizando los materiales seleccionados se muestran a continuación:

Tabla XXX

Análisis De Precios Unitarios De Instalación De Tubería De
2 Pulgadas De Diámetro En Sector Aéreo



CIB-ESPOL

PARTIDAS DEL PRESUPUESTO	TUBERIA PVC	TUBERIA DE ACERO API 5L GRADO B	TUBERIA ERFV
RENDIMIENTO DIARIO (m.)	380	270	456
COSTO DE ADQUISICION (\$/m.)	5.2	5.1	5.1
TRANSPORTE (\$/m.)	0.12	0.23	0.13
MATERIALES (\$/m.)	1.13	1.32	0.94
PINTURA ANTICORROSIVA (\$/m)	0.00	3	0.00
EQUIPOS (\$/m.)	0.00	1.03	0.00
MANO DE OBRA (\$/m.)	0.19	0.27	0.16
COSTO TOTAL (\$/m)	6.65	11.0	6.4

Tabla XXXI

Análisis De Precios Unitarios De Instalación De Tubería De
6 Pulgadas De Diámetro En Sector Aéreo

PARTIDAS DEL PRESUPUESTO	TUBERIA PVC	TUBERIA DE ACERO API 5L GRADO B	TUBERIA ERFV
RENDIMIENTO DIARIO (m.)	254.6	90	402
COSTO DE ADQUISICION (\$/m.)	21.00	23.03	19.90
TRANSPORTE (\$/m.)	0.18	0.68	0.15
MATERIALES (\$/m.)	2.32	7.64	3.15
PINTURA ANTICORROSIVA (\$/m)	0.00	3	0.00
EQUIPOS (\$/m.)	0.00	3.08	0.00
MANO DE OBRA (\$/m.)	0.29	0.32	0.18
COSTO TOTAL (\$/m.)	23.79	38.3	23.4

3.2.2 Tramo enterrado

La evaluación económica para la instalación de los materiales seleccionados en el sector enterrado se muestran en las tablas XXXII y XXXIII, que incluyen todos los costos inherentes a la instalación de tubería de 2 y 6 pulgadas de diámetro:

Tabla XXXII

Análisis De Precios Unitarios De Instalación De Tubería De
2 Pulgadas De Diámetro En Sector Enterrado

PARTIDAS DEL PRESUPUESTO	TUBERIA PVC	TUBERIA DE ACERO API 5L G	TUBERIA ERFV
RENDIMIENTO DIARIO (m.)	380	270	456
COSTO DE ADQUISICION (\$/m.)	5.2	5.1	5.1
TRANSPORTE (\$/m.)	0.12	0.23	0.13
MATERIALES (\$/m.)	1.34	1.49	1.53
REVESTIMIENTO (\$/m)	0.00	1.53	0.00
EQUIPOS (\$/m.)	0.28	1.42	0.24
MANO DE OBRA (\$/m.)	0.19	0.27	0.16
COSTO TOTAL (\$/m)	7.13	10.1	6.9

Tabla XXXIII

Análisis De Precios Unitarios De Instalación De Tubería De
6 Pulgadas De Diámetro En Sector Enterrado

PARTIDAS DEL PRESUPUESTO	TUBERIA PVC	TUBERIA DE ACERO API 5L GRADO B	TUBERIA ERFV
RENDIMIENTO DIARIO (m.)	255	90	402
COSTO DE ADQUISICION (\$/m.)	21.00	23.03	19.90
TRANSPORTE (\$/m.)	0.18	0.68	0.15
MATERIALES (\$/m.)	2.62	8.39	2.78
REVESTIMIENTO (\$/m)	0.00	1.53	0.00
EQUIPOS (\$/m.)	0.42	5.47	0.27
MANO DE OBRA (\$/m.)	0.29	0.82	0.18
COSTO TOTAL (\$/m)	24.51	39.9	23.0

3.3 Selección de material sobre la base de necesidades técnico económicas

Una vez realizado el análisis técnico económico del sector aéreo se determino que los tramos T88 y T89 seleccionados para reposición en el Capítulo II, deberían utilizar acero API 5L grado B. Aunque el costo por metro de instalación es más elevado que el de las otras dos opciones, la tubería de acero otorga mas seguridad debido a su alto valor de resistencia a la compresión y además porque sino existen medios para que se formen celdas corrosivas agresivas, el acero tiene una vida útil considerable. Por otro lado en el capítulo II se muestra en la tabla XXVIII que se seleccionaron los tramos T121, T132 y T133 que corresponden al sector en el cual las tuberías están enterradas, según la misma a la línea de petróleo se le deben cambiar 193 m de tubería y a la de gasolina natural 133 m.

El análisis respectivo del tramo enterrado indica que en el tramo T121 se debe utilizar tubería de acero API 5L grado B, aunque el costo por metro de instalación es alrededor de 30 % mayor que para las tuberías de ERIV y PVC, al ubicarse en un sector con transito vehicular pesado conllevaria a posibles pérdidas de producto ocasionadas por la menor resistencia a la compresión de los demás materiales.

En los tramos T132 y T133 la condición de tránsito vehicular se anula puesto que estos tramos comprenden un jardín dentro de La Refinería de La Libertad, como se describió en el capítulo II. Siendo así las tuberías en este sector se encuentran expuestas a condiciones severas de corrosión debido al constante riego a las plantas del sector, provocando la aparición de celdas de corrosión descritas en el capítulo II.

Por lo antes expuesto se ha elegido las tuberías de ERFV como una opción económica y que además cumple con ser químicamente inerte a la mayoría de los agentes corrosivos por lo cual no es necesario darle una protección extra.

En la tabla XXXIV que se muestra a continuación se resumen los materiales seleccionados como la mejor opción técnico económica.

Tabla XXXIV

Materiales Seleccionados Para Instalación De Tubería

Nº tramo	Diámetro tubería (plg)	Material seleccionado	Extensión de cambios tubería (m)
88 - 89	2 y 6	Acero API 5L grado B	200
121	6	Acero API 5L grado B	60
132	2 y 6	ERFV	100
133	2 y 6	ERFV	33

3.4 Costos totales para instalar tubería de fibra de vidrio

A continuación se detallan en las tablas XXXV y XXXVI los costos totales generados para la instalación de los tramos previstos utilizando cada uno de los materiales seleccionados, además en las figuras N° 3.1 y 3.2 se hace una comparación entre los rendimientos diarios de instalación de los materiales en discusión. Se incluyen en las figuras N° 3.3 y 3.4 una comparativa de los costos totales por rubro de las partidas del presupuesto según el tipo de material para instalación de las tuberías de gasolina natural y petróleo, finalmente en las figuras N° 3.5 y 3.6 se comparan los costos totales sin desglose para la instalación de las tuberías de interés.

Tabla XXXV

**Análisis Total De Costos Para Instalación De Tubería De
2 Pulgadas De Diámetro En Sector Enterrado**

PARTIDAS DEL PRESUPUESTO (\$)	TUBERIA PVC	TUBERIA DE ACERO API 5L GRADO B	TUBERIA LRFV
RENDIMIENTO DIARIO (m.)	380	270	456
COSTO DE ADQUISICION	690.4	684.5	680.1
TRANSPORTE	16.15	30.31	17.95
MATERIALES	177.69	198.19	203.41
REVESTIMIENTO	0.00	203.49	0.00
EQUIPOS	37.69	189.46	31.41
MANO DE OBRA	38.77	54.56	0.24
COSTO TOTAL (\$)	960.74	1360.5	901.7

Tabla XXXVI
Análisis Total De Costos Para Instalación De Tubería De
6 Pulgadas De Diámetro En Sector Enterrado

PARTIDAS DEL PRESUPUESTO (\$)	TUBERIA PVC	TUBERIA DE ACERO API 5L G	TUBERIA ERFY
RENDIMIENTO DIARIO (m.)	255	90	402
COSTO DE ADQUISICION	2793.00	3063.45	2646.70
TRANSPORTE	24.11	90.94	20.36
MATERIALES	348.44	11 6.29	369.25
REVESTIMIENTO	0.00	610.47	0 00
EQUIPOS	56.26	727.52	35.63
MANO DE OBRA	57.86	163.69	36.65
COSTO TOTAL (\$)	3,279.67	5,772.4	3,073.0

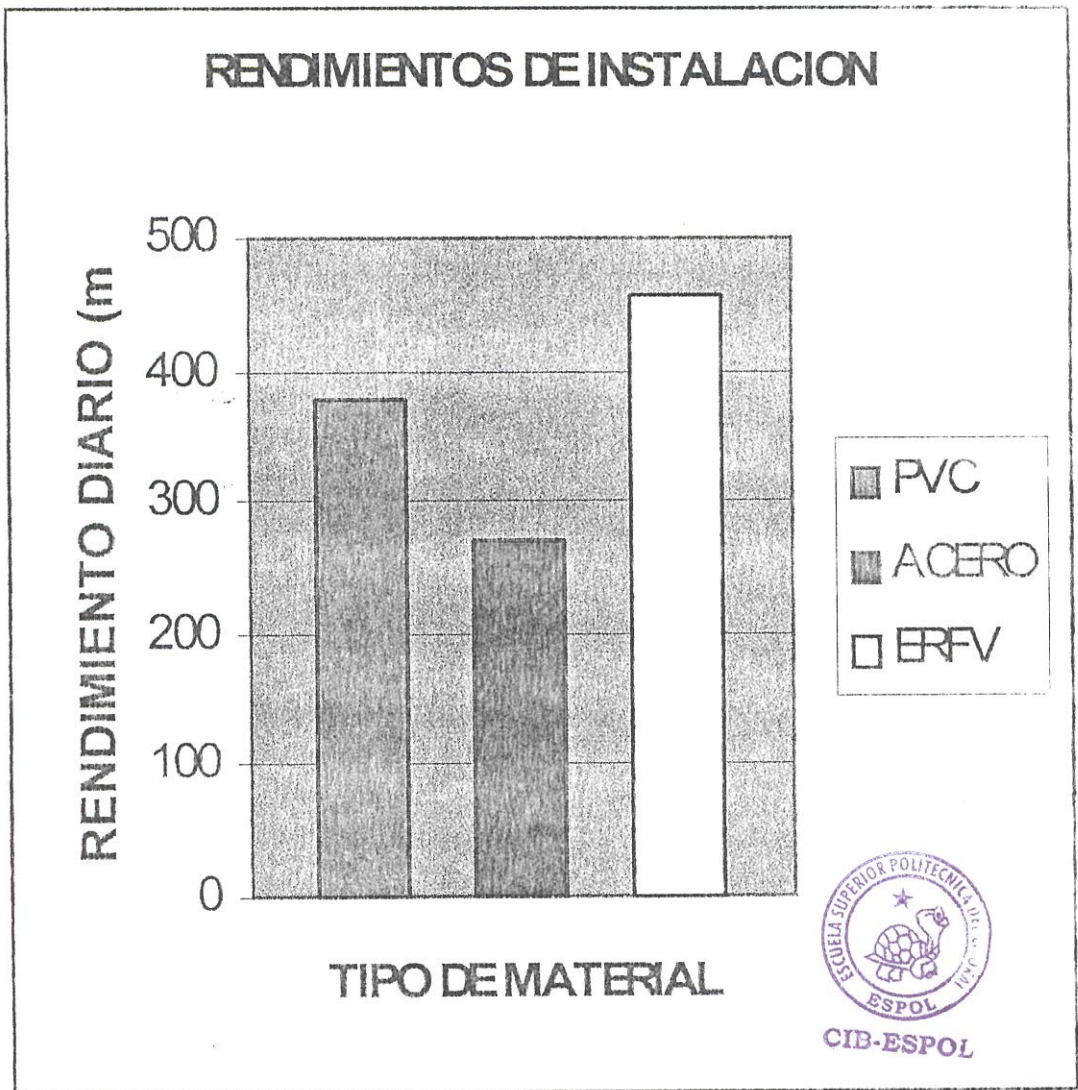


Fig. 3.1

Diagrama del rendimiento diario de instalación según el tipo de material en la tubería de gasolina natural

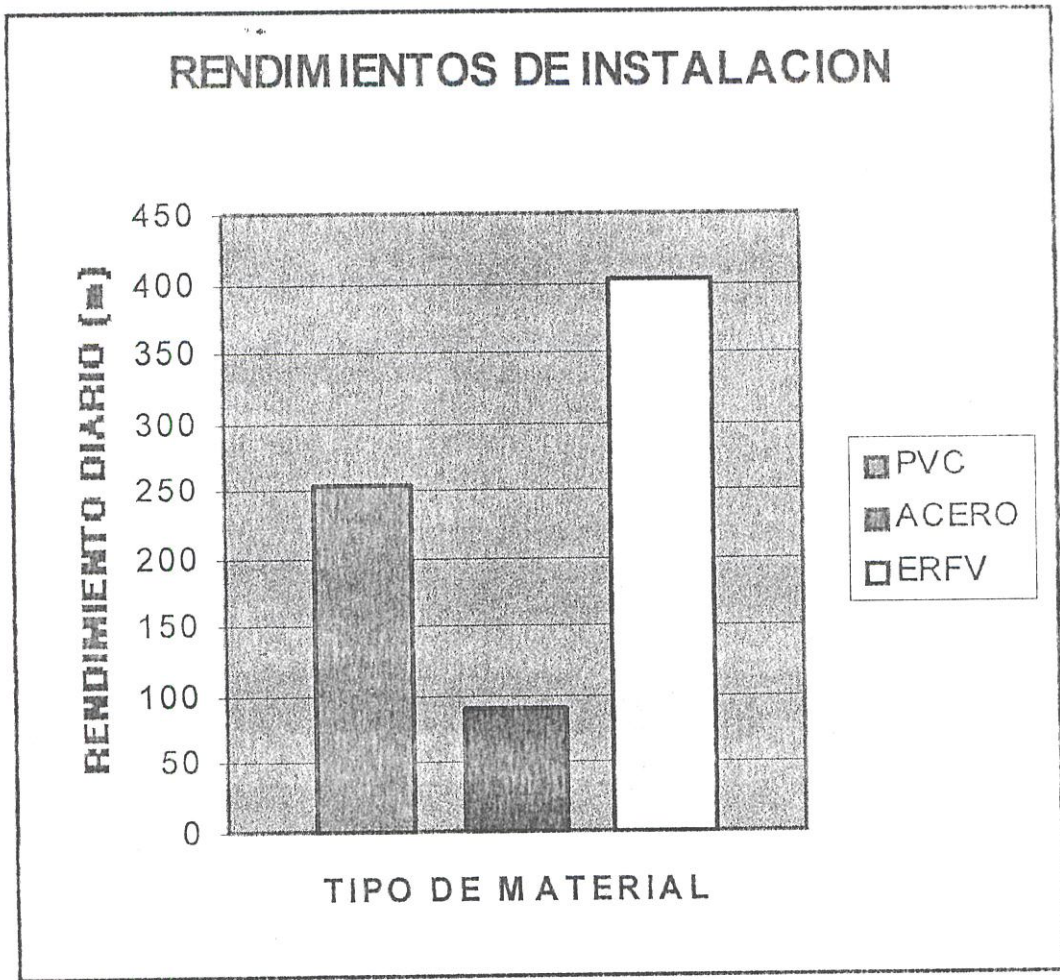


Fig. 3.2

Diagrama del rendimiento diario de instalación según el tipo de material en la tubería de petróleo

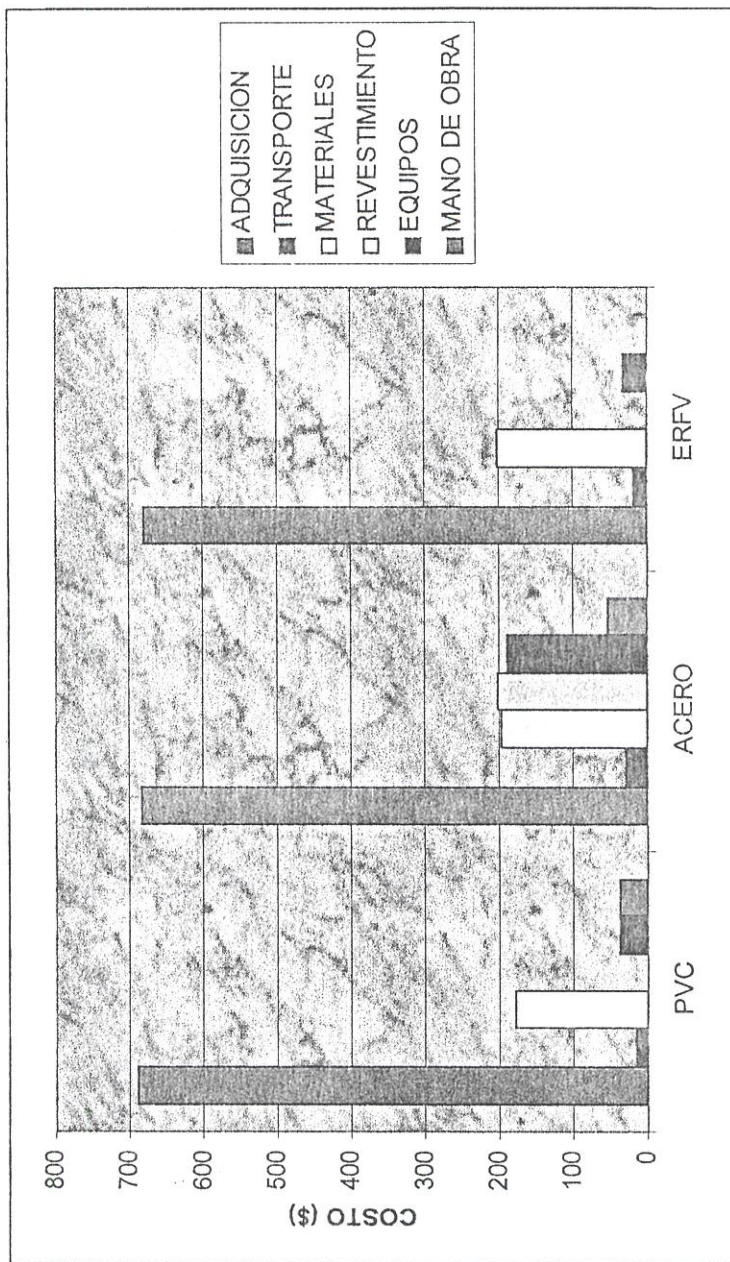


Fig. 3.3

Diagrama de costos por rubro de las partidas del presupuesto según el tipo de material en tubería de gasolina natural

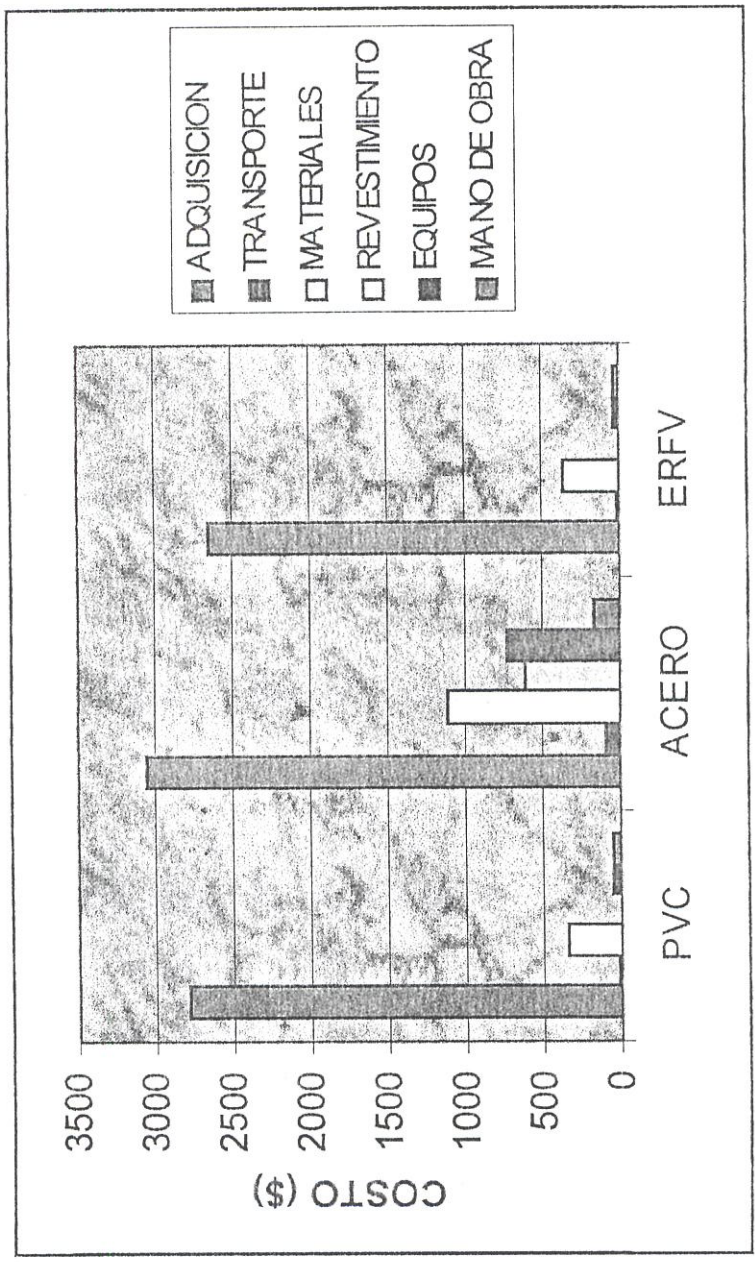


Fig. 3.4

Diagrama de costos por rubro de las partidas del presupuesto

segun el tipo de material en tubería de petróleo

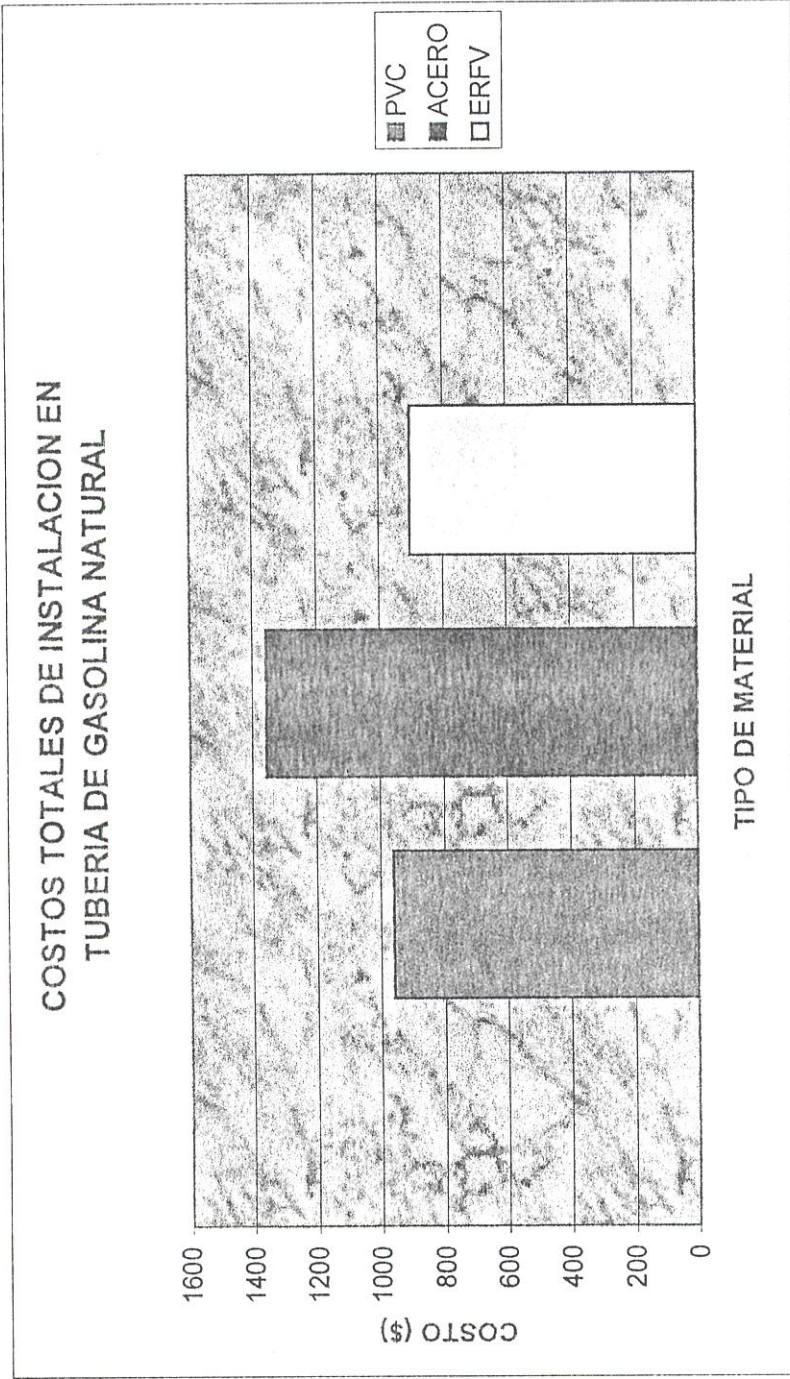


Fig. 3.5

Diagrama de costos totales según el tipo de material en tubería de gasolina natural

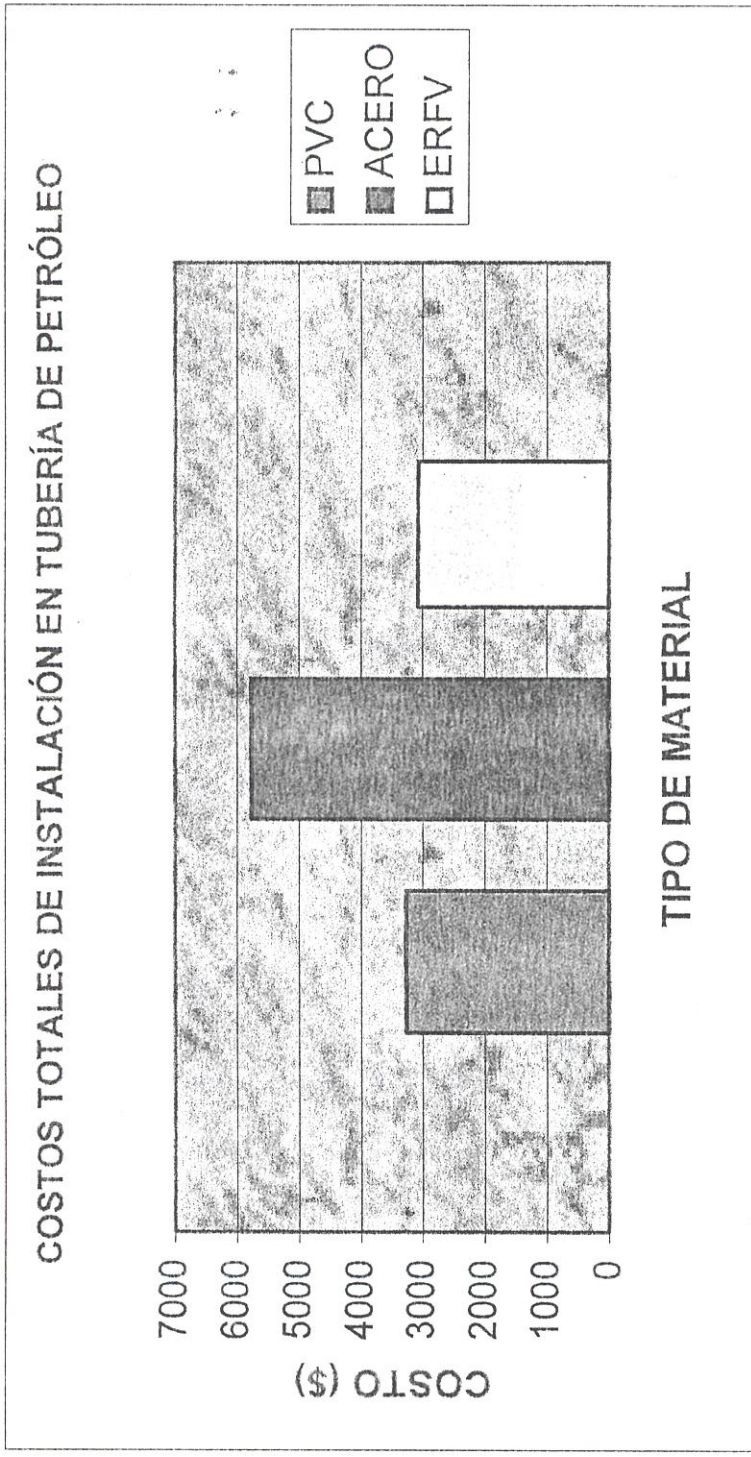


Fig. 3.6

Diagrama de costos totales según el tipo de material en tubería de petróleo

En la tabla XXXVII se detalla el costo total de la inversión necesaria para instalar la tubería de fibra de vidrio en los tramos T132 y T133.

Tabla XXXVII

Costos Totales De Instalación De Tubería De Fibra De Vidrio

Diámetro tubería (plg)	Material seleccionado	Costo cambios tubería (\$)
2	ERFV	902
6	ERFV	3,073
COSTO TOTAL PROYECTO (\$)		3,975

3.5 Montaje e instalación de los tramos a sustituir con fibra de vidrio

Con el objetivo de realizar el montaje de las líneas de transferencia a continuación detallaremos las recomendaciones del fabricante que deben seguirse para utilizar la tubería de fibra de vidrio en instalaciones subterráneas:

Instalaciones subterráneas.

Para el caso de tuberías enterradas, por ejemplo desagües industriales, tendidos subterráneos, etc. Es necesario tomar ciertas precauciones para su correcta instalación debiendo requerir los lineamientos que a continuación se detallan:

Desde el punto de vista de su comportamiento en el terreno, las tuberías de fibra de vidrio son flexibles, esto significa que el apoyo, el relleno lateral y el relleno superior de la zanja requieren una atención especial para proveer el necesario apoyo lateral del terreno que circunda la tubería y para prevenir la interacción entre ella y el terreno. Este apoyo lateral esencial para minimizar la ovalización o deformación de la tubería bajo las cargas de la tierra y el tráfico.

La Zanja.

En presencia de un terreno de pobres características la zanja no debería ser excavada en grandes longitudes para prevenir problemas con la penetración de agua freáticas o el escurrimiento de agua por las paredes de la zanja.

En forma general 2 o 3 largos de tubería, dependiendo de la capacidad de la excavadora, será suficiente además de tratar de mantener seca la zanja durante todo el tendido.

Si por el contrario el terreno es firme, se puede excavar la zanja en longitudes mayores para posibilitar la instalación de tramos de tuberías prearmados fuera de

ellas. Como regla general conviene que la zanja se excave aproximadamente 15 cm. por debajo del nivel necesario para poder así colocar la tubería sobre una cama de material granular fino (arena).

Con el propósito de poder compactar el relleno lateral y para tener presiones distribuidas y transmitidas a las paredes de la zanja el ancho de la misma en la parte superior de la tubería debería ser según la figura N° 3.7:

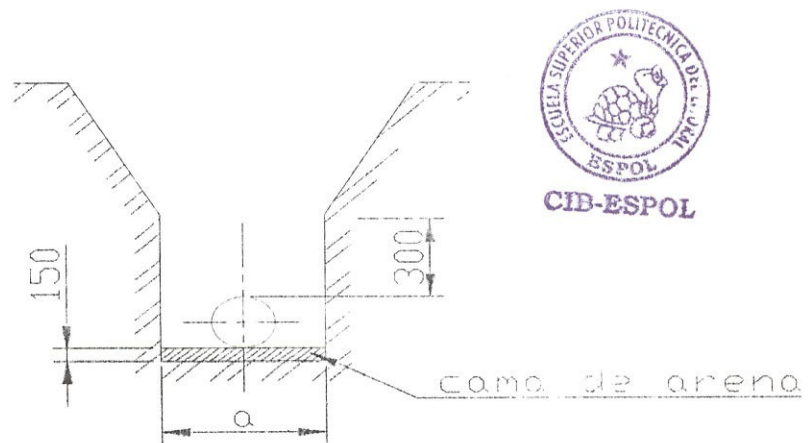


Fig. 3.7

Detalle de instalación de la tubería de fibra de vidrio sobre cama de arena.

$a = \text{Diámetro tubería} + 300 \text{ mm (mínimo)}$. A partir de los 30 cm. por encima de la tubería la zanja puede tener cualquier ancho. Antes de colocar la tubería, controlar el fondo de la zanja para verificar la ausencia de piedras, canto rodado o cualquier otro objeto duro que podría producir roturas e la tubería o concentración de tensiones en la pared del mismo.

Relleno lateral.

La tubería debe estar apoyada y nivelada sobre la cama de arena en el centro de la zanja. Cuando sea posible y para un mejor trabajo de uniones, se puede proceder a realizar la unión de varios tramos de tubería fuera de la zanja, quedando para una vez instalada la realización de las uniones finales dentro de ella, debiendo e este caso hacerse excavaciones adicionales en cada punto de unión para posibilitar la tarea de los operarios.

Antes de proceder al relleno de la zanja se deberán sacar todos los tacos de nivelación y tablonés de soporte temporarios. El material de relleno debe ser apisonado en capas de 150 mm. De espesor como máximo a ambos lados de la tubería.

Esto puede realizarse en forma manual o mecánica pero en forma pareja en ambos lados para evitar un desplazamiento lateral de la tubería. Cuando más de la mitad del diámetro de la tubería ha sido apisonada de esta forma, se puede seguir colocando el relleno lateral (arena) e capas de 150 a 300 mm hasta llegar a pasar la parte superior de la tubería.

Después que estas capas han sido apisonadas se coloca material de relleno (tierra del terreno) sobre la tubería hasta un espesor mínimo de 300 mm y se procede a apisonar nuevamente pero siempre e ambos costados de la tubería y nunca sobre el mismo. Según figura N° 3.8.

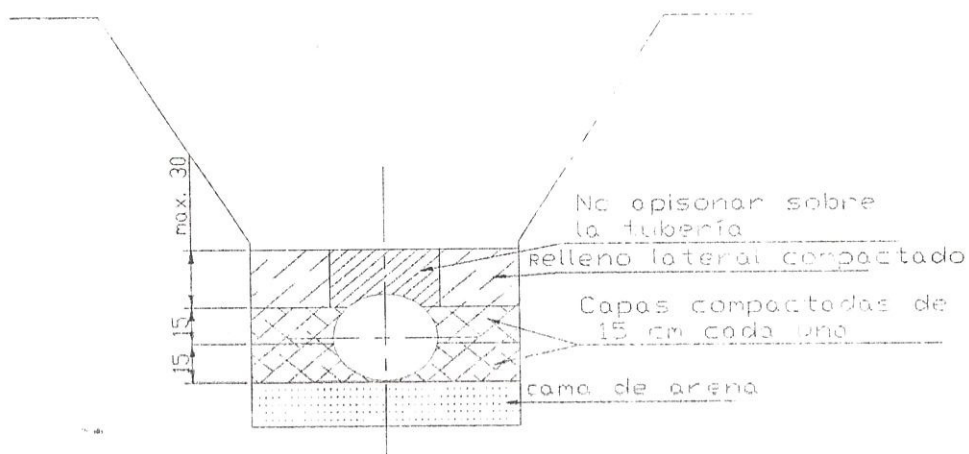


Fig. 3.8

Colocación de relleno lateral sobre ERFV

Relleno.

La zanja puede ahora ser rellena con la tierra original de la excavación e capas de 300 cm cada una debidamente compactada, la utilización de martillos mecánicos pesados o vibradores debe recién comenzar cuando la cubierta ha llegado aproximadamente a 70 cm. por encima de la tubería. Nunca trate de compactar la cama de apoyo o el relleno por medio de la utilización de agua, no se obtendrán resultados positivos con este método.

Cruce de calles.

Con el propósito de unificar el espesor de la tubería a lo largo de todo su recorrido, cuando por razones de la traza se debe pasar por debajo de calles con tráfico automotor se puede instalar la tubería de dos formas distintas a saber:

- a) Dentro de una tubería de camisa de acero.

Este sistema elimina la ejecución de la zanja propiamente dicha y la rotura de pavimentos, pues solo se necesita realizar un agujero de diámetro tal que pueda colocarse el caño camisa.

- b) Encapsulado en hormigón armado.

Se realiza la zanja como ya fue descrito con anterioridad y luego se encapsula la tubería como se observa en la figura cuidando de envolver la tubería con cartón corrugado antes del hormigonado para evitar los efectos nocivos de la contracción del hormigón armado. Según figura N° 3.9.

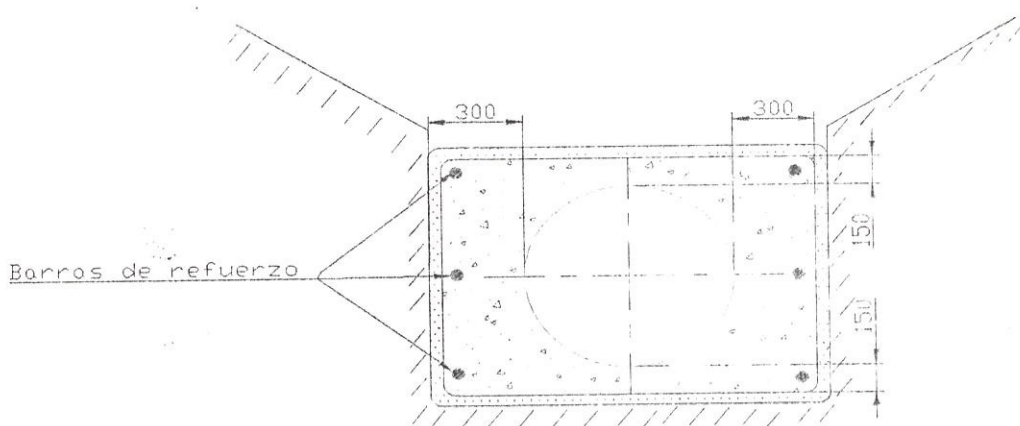


Fig. 3.9

Detalle del encapsulado en hormigón armado

En ambos casos la camisa o el encapsulado deben continuar hasta por lo menos un metro a ambos lados de la calle para evitar los efectos de los esfuerzos de corte en los bordes del pavimento.

Terminación superficial

La terminación superficial del relleno dependerá de la zona de instalación de la tubería.

1. Zona sin tráfico: Se termina con la tierra de la zanja bien compactada hasta el nivel del terreno.
2. Zona de veredas: (tráfico peatonal liviano) Se rellena con la tierra de la zanja hasta el nivel deseado, se compacta y luego se procede a colocar el contrapiso y el revestimiento final que corresponda.
3. Calles: En el caso del encapsulado de hormigón armado se procede a rellenar la zanja hasta el nivel requerido, se compacta el relleno y luego se prepara la superficie en función del tipo de pavimento que se desee construir (o reconstruir) encima.

A continuación se muestra en la figura Nº 3.10 el detalle completo de la instalación subterránea de tubería epoxi reforzada con fibra de vidrio.

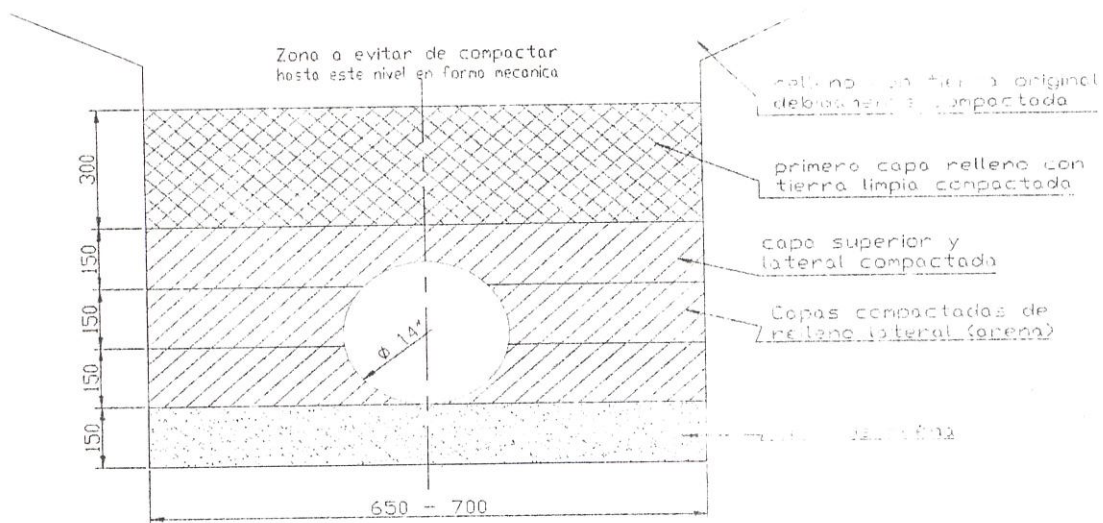


Fig. 3.10

Detalle de instalación de tubería ERFV enterrada de ϕ 14".

Siendo la tubería de ERFV escogida para cambiar los tramos T132 y T133 del recorrido de las tuberías, se inician los pasos para la instalación y se enumeran a continuación:

1. Para eliminar posibles problemas de derrame de petróleo y gasolina natural dentro de las instalaciones de refinería La Libertad se retiro toda la tubería existente y se elimino el material del terreno contaminado previamente. Ver figuras N° 3.11 y 3.12.

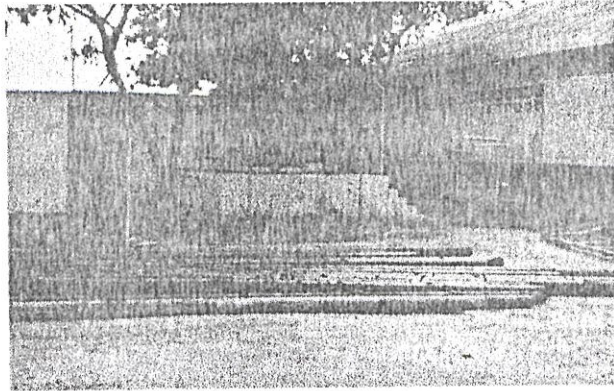


Fig. 3.11

Se aprecia toda la tubería retirada en los tramos T132 y T133
dentro de refinería La Libertad

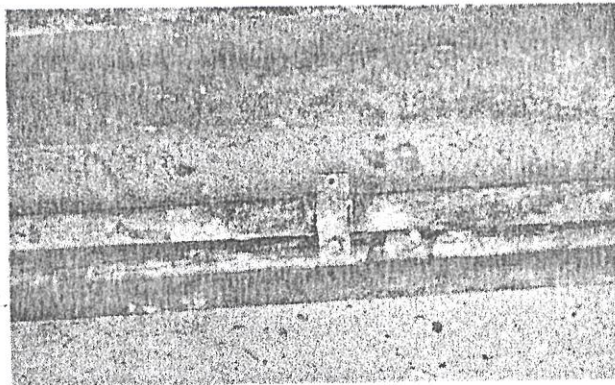
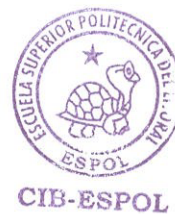


Fig. 3.12

La figura muestra el deterioro del revestimiento existente en tuberías de 2 y 6
pulgadas y presencia de abrazaderas para evitar derrames por picaduras



2. Para efectos de minimizar problemas ocasionados por ovalización o deformación de la tubería bajo la acción de cargas de la tierra se excavo una zanja de 70 x 100 cm según recomendaciones del fabricante, además esta excavación se realizo paralela al anterior recorrido de las tuberías debido a la existencias de otras tuberías que imposibilitaban la excavación en ese sitio. Ver figuras N° 3.13, 3.14 y 3.15.

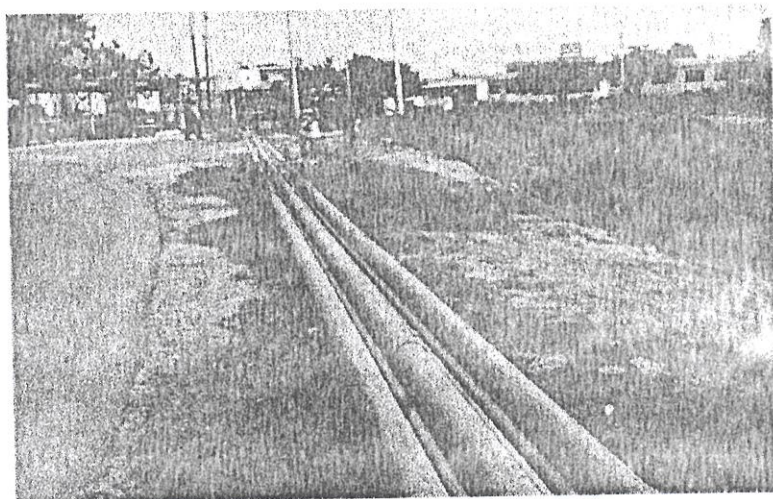


Fig. 3.13

Excavación realizada paralela a las líneas existentes en refinería.



Fig. 3.14

La figura muestra el inicio de la excavación en el tramo T132

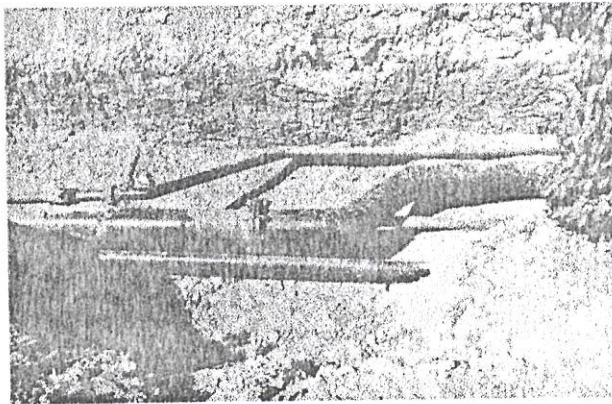


Fig. 3.15

Unión bridada fabricada para empalmar las tuberías de petróleo
y gasolina natural al nuevo recorrido

3. El traslado y manipuleo de la tubería de ERFV se realizó según recomendaciones del fabricante, colocando las tuberías sobre largueros de madera debidamente espaciados para evitar el curvado de la tubería especialmente la de 2 pulgadas antes de colocarla en la zanja para su instalación. Ver figura N° 3.16.

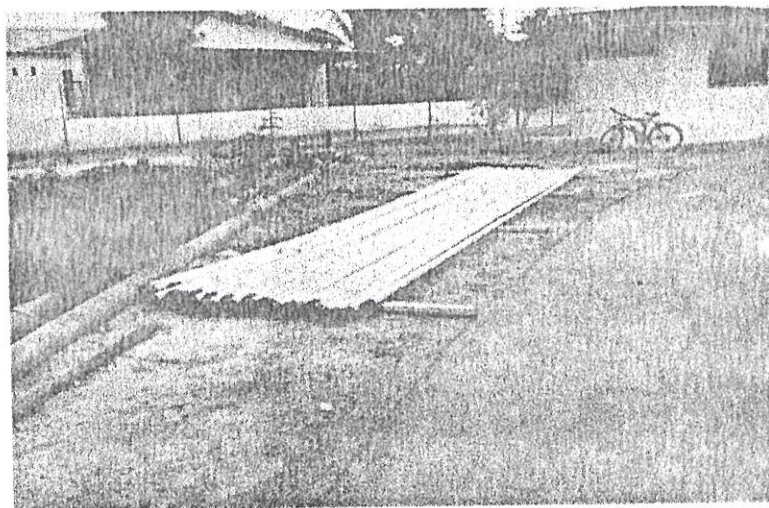


Fig. 3.16

Correcto manipuleo de tubería de ERFV en el sitio de instalación

4. Una vez terminada la zanja se procedió a rellenar la misma con una cama de arena de 15 cm de altura, después se realizó la unión entre la tubería de acero y la de ERFV mediante uniones bridadas utilizando tubería ERFV serie 500. Ver figuras N° 3.17, 3.18, 3.19, 3.20.

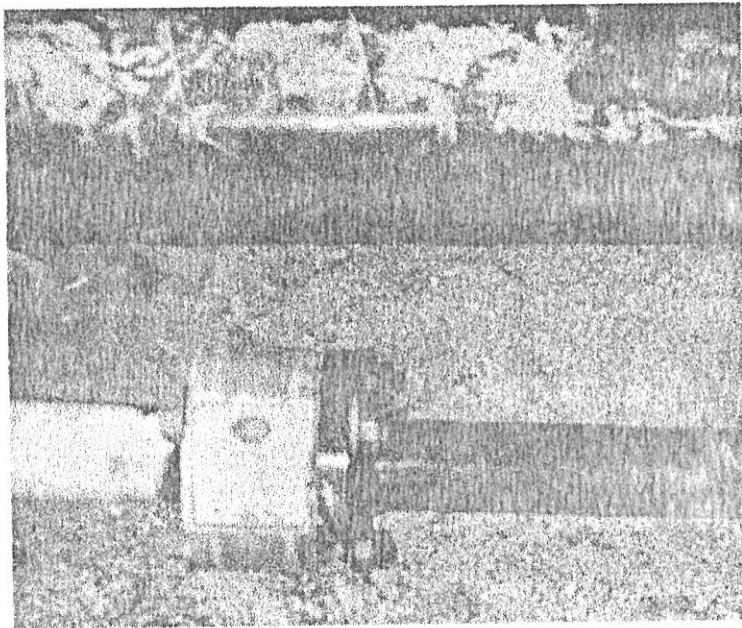


Fig. 3.17

Unión bridada en la tubería de gasolina natural



Fig. 3.18

Recorrido de las tuberías de ERFV

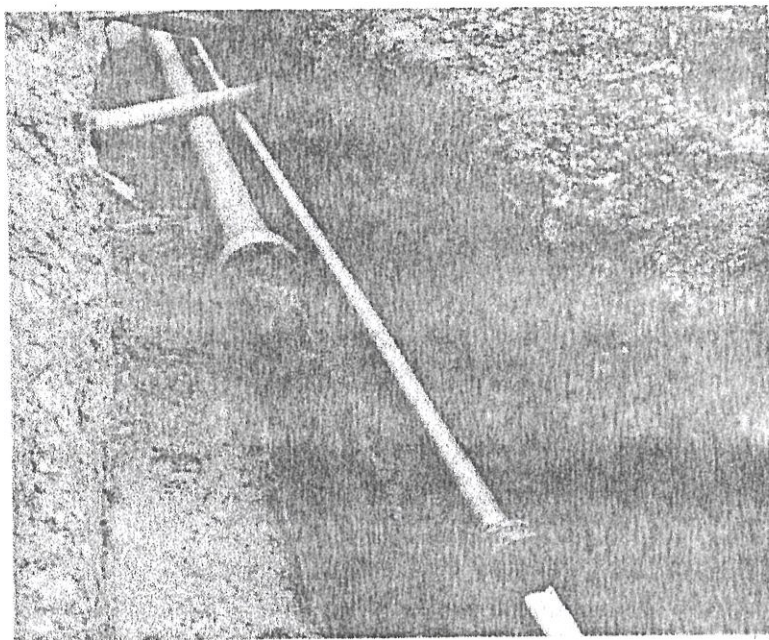


Fig. 3.19

Vista de la conexión ERFV a acero mediante uniones bridadas

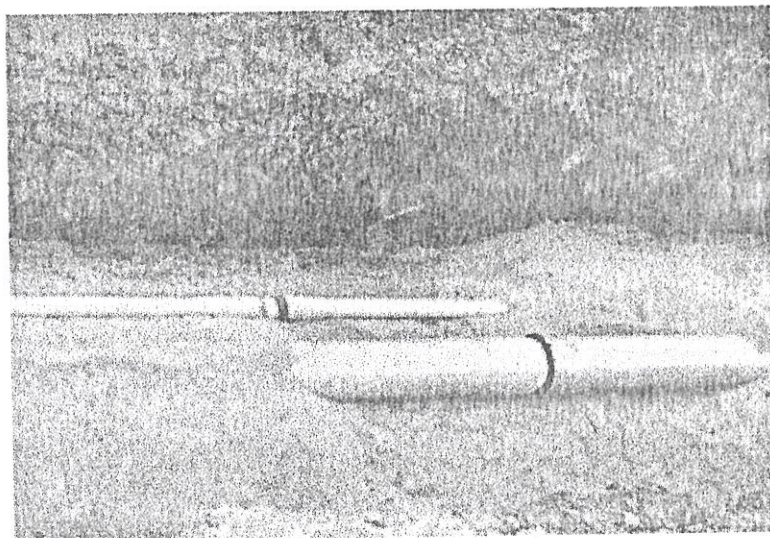


Fig. 3.20

Unión roscada entre tuberías de ERFV

5. Finalizadas todas las conexiones se relleno de forma manual a ambos lados de las tuberías y así se evitaba posibles deslizamientos laterales de la tubería, una vez pasado más de la mitad del diámetro de la tubería de 6 pulgadas, se colocó el relleno hasta pasar la parte superior de la tubería. Después de que estas capas se compactaron, se colocó el material del terreno sobre las tuberías. Ver figuras N° 3.21 y 3.22.



Fig. 3.21

Colocación de cama de arena superior

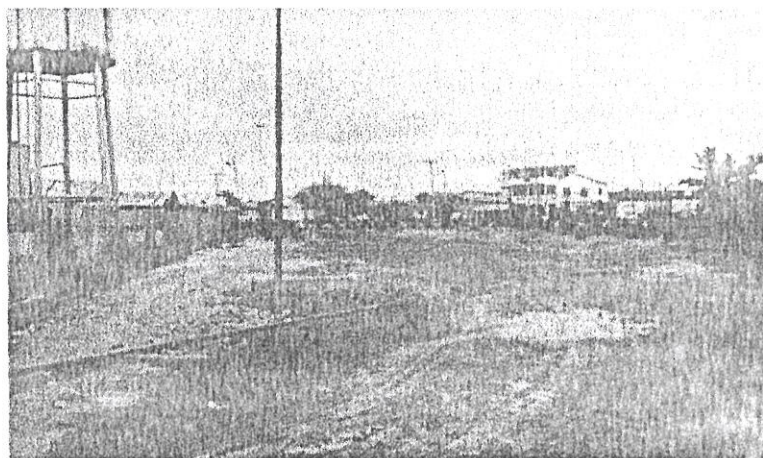


Fig. 3.22

Trabajo finalizado de instalación de tubería de fibra de vidrio

CAPITULO IV

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Se concluye lo siguiente:

1. La inspección técnica ha permitido definir los siguientes tramos en los cuales reemplazar las tuberías de acero: T88, T89, T121, T132 y T133. Las longitudes obtenidas para cambio son 393 m en la línea de petróleo y 233 m en la línea de gasolina natural.
2. Los tramos de reemplazo inmediato son T132 y T133 debido a una completa disminución del espesor de pared que provocó derrames dentro de la refinería La Libertad, como consecuencia de la destrucción del revestimiento que protegía las tuberías de acero.
3. El examen de medición de espesores realizado desde el tramo T115 al T131 determinó espesores promedio de 3.9 - 4.1 mm en la línea de gasolina natural, tales valores permiten mantener en operación las tuberías.



4. Con respecto a la tubería de petróleo los espesores obtenidos por medición de espesores ofrecen valores promedios de 7.2 - 7.6 mm, lo que determina un rango fiable para mantener en operación dicha tubería en los tramos T115 al T131.
5. Las tuberías de ERFV poseen un valor de resistencia a la compresión de 131 MPa logrando así soportar los esfuerzos cuándo se utilizan enterradas ó sobre la superficie.
6. Las tuberías de ERFV poseen un valor bajo de conductividad térmica lo que reduce considerablemente los intercambios térmicos con el exterior evitando en muchos casos la necesidad de aislar térmicamente las tuberías con el consiguiente ahorro de mantenimiento.
7. Las tuberías de ERFV pesan sólo el 12% del peso de las tuberías de acero y un 40 % menos que las tuberías de PVC, logrando rendimientos de instalación muy altos y facilidad de transporte y manipuleo.
8. Las tuberías de ERFV resisten el 90 % de los productos químicos conocidos.
9. Las tuberías de ERFV no necesitan ningún tipo de protección contra la corrosión ni interna ni externamente, logrando una vida útil de 12 años en condiciones de extrema corrosión.
10. La superficie interior lisa de las tuberías de ERFV garantiza el mantenimiento del flujo máximo y reduce sustancialmente la posibilidad de incrustaciones.
11. Los rangos de operación de la tubería de ERFV son similares a los de la tubería de acero.

12. Las tuberías de ERFV se comercializan en largos estándar de 9 m y otros bajo pedido, al igual que las de acero.
13. El costo por metro de instalación de tubería de fibra de vidrio es 32 % menor al de las tuberías de acero y 4 % menos que las tuberías de PVC.
14. Utilizar tubería de fibra de vidrio en los tramos T132 y T133 de las líneas de petróleo y gasolina natural costaría en total 44 % menos que usar tubería de acero y 6% menos si usa tubería de PVC, llegando a costar el total del proyecto 3.974 dólares.

Se recomienda lo siguiente:

1. Reemplazar las tuberías de petróleo y gasolina natural en los tramos T88 y T89 que corresponden al sector aéreo ubicado dicho sector alrededor de piscinas de sal, y utilizar pintura epóxica para evitar que el ambiente corrosivo provoque el mismo problema en las tuberías. Además utilizar conexiones bridadas en las uniones con las tuberías en buen estado para evitar crear una celda galvánica, debido al material nuevo a colocar.
2. Colocar soportes H en los tramos listados en el capítulo II para evitar que la tubería colapse ó que se ponga en contacto con el terreno.
3. En los tramos que tienen cruces de camino deben colocarse los correspondientes puentes de protección o tubería como caño camisa para que las uniones roscadas no tengan pérdidas provocadas por la flexión de las tuberías.

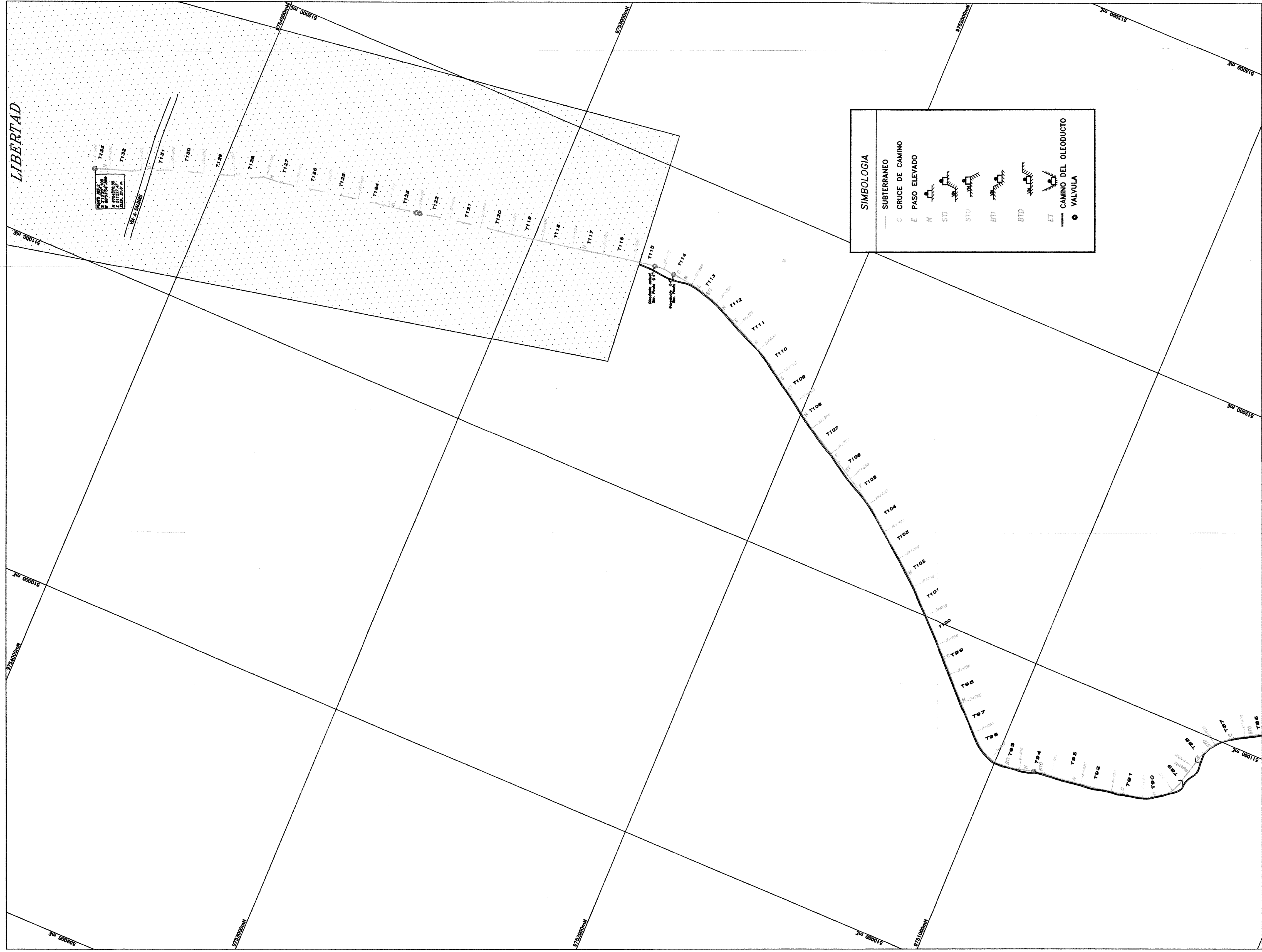
ANEXOS

ANEXO N°1

Plano N°	DENOMINACIÓN
1	Trazado del oleoducto y poliducto tramo T1 - T38
2	Trazado del oleoducto y poliducto tramo T39 - T85
3	Trazado del oleoducto y poliducto tramo T86 - T133
4	Ubicación de puntos kilometricos en medición de espesores I
5	Ubicación de puntos kilometricos en medición de espesores II

ANEXO N°2

AI	Análisis químico de petróleo del campo Ancón.
AII	Análisis químico de gasolina natural del campo Ancón.
AIII	Análisis químico de gas natural del campo Ancón.
AIV	Tabla informativa de resistencias químicas I
AV	Tabla informativa de resistencias químicas II
AVI	Espesores nominales de diseño para líneas de conducción según normas ASME/ANSI B31.4



ESPOL

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA

TITULO: TRAZADO DEL OLEODUCTO Y POLIDUCTO

TRAMO T06 - T133

Nº: 3

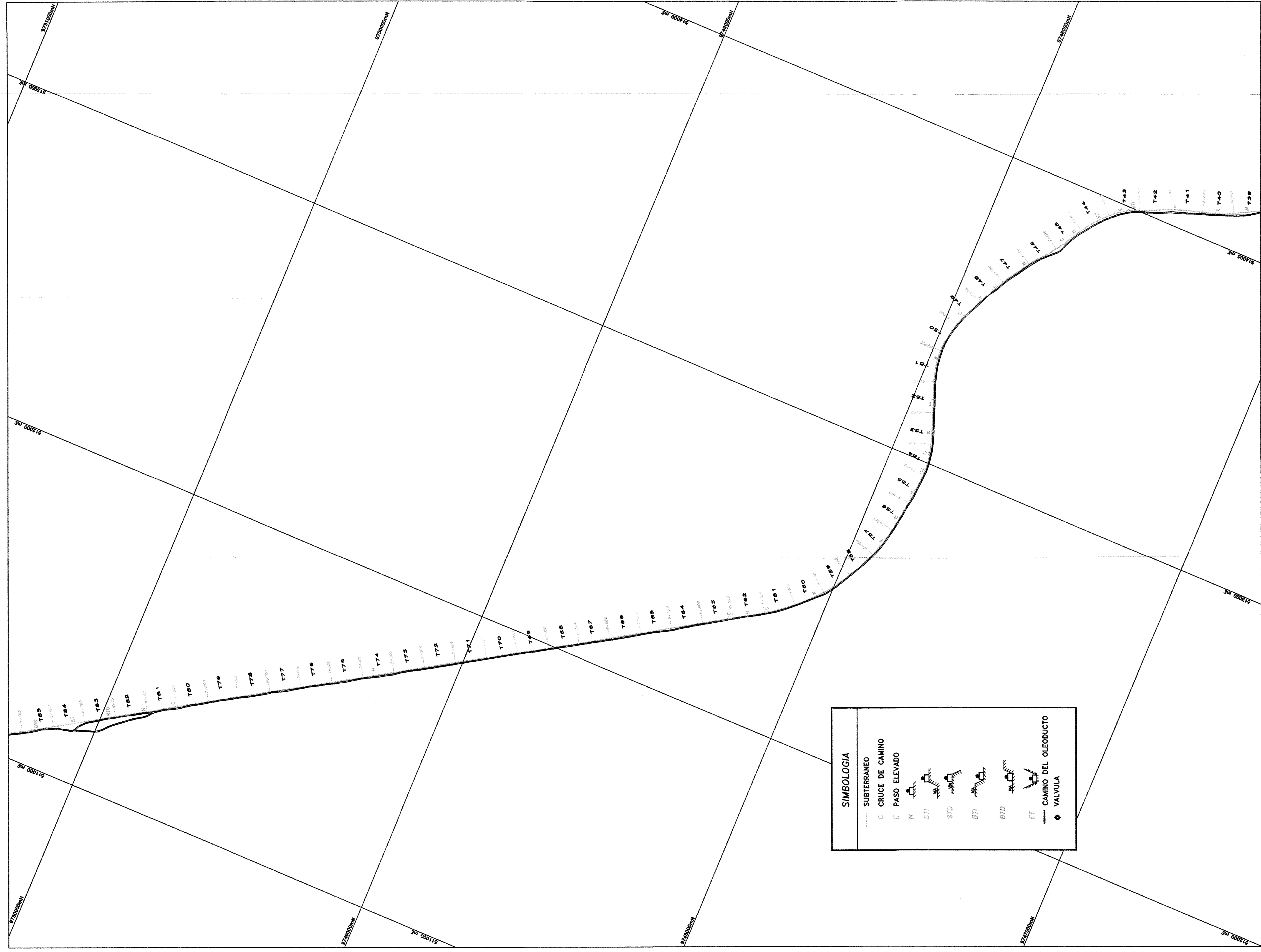
FECHA: 13/02/99

UNIDADES: ESCALA: 1 : 10,000

APROBADO: ING. PEÑA

DIBUJADO: J. CORDOVA

TESIS: INSTALACION DE TUBERIA FIBRA DE VIDRIO EN OLEODUCTOS Y POLIDUCTOS. ESTUDIO DE FACTIBILIDAD



SIMBOLOGIA	
—	SUBTERRANEO
C	CRUCE DE CAMINO
E	PASO ELEVADO
N	STI
STI	STD
STD	BTI
BTI	BTD
BTD	ET
ET	CAMINO DEL OLEODUCTO
●	VALVULA

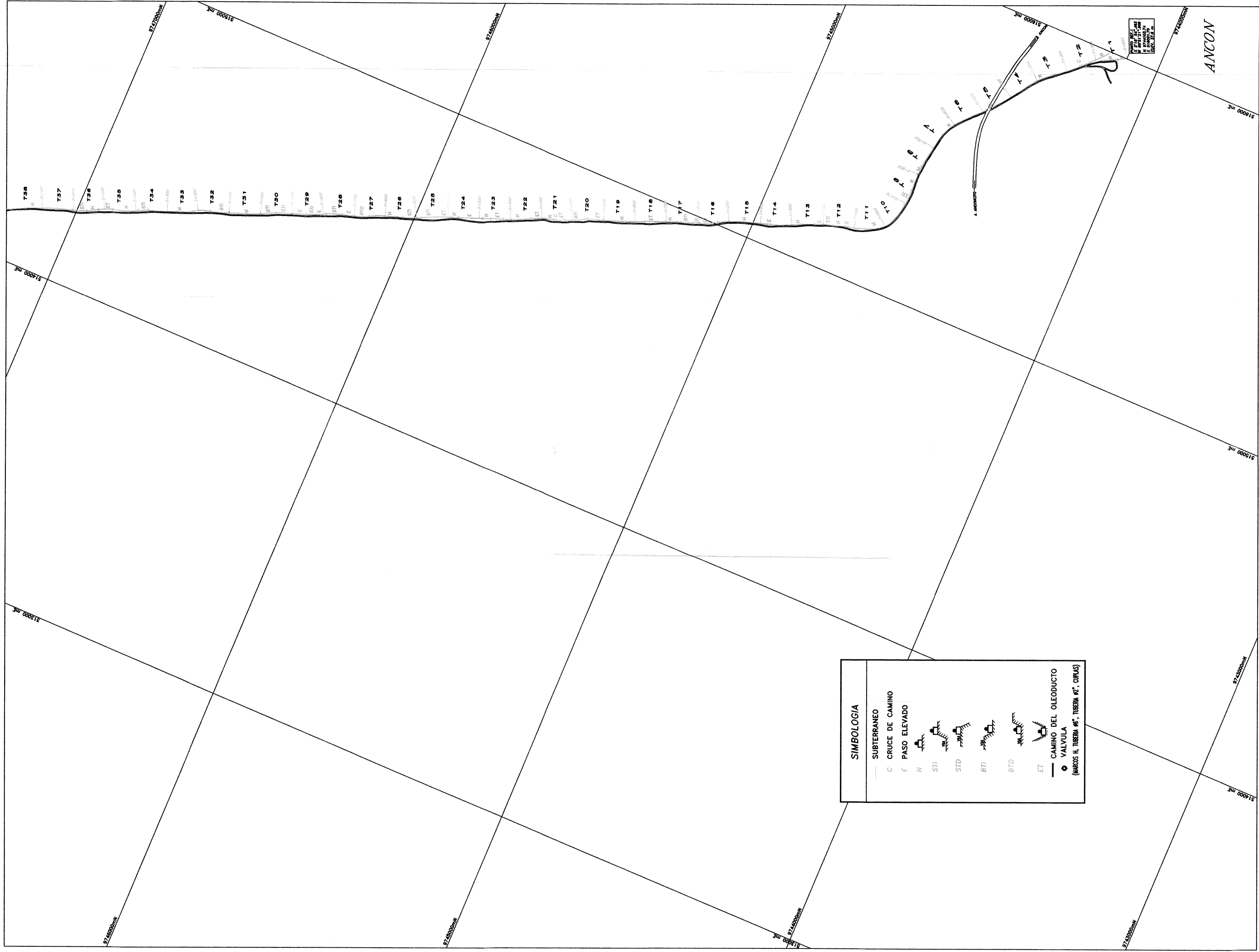
ESPOL

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA

TITULO:
TRAZADO DEL OLEODUCTO Y POLIDUCTO
 TRAMO T39 - T85

Nº: 2
 FECHA: 13/02/99
 UNIDADES: ESCALA: 1 : 10000
 APROBADO: ING. P. F. S. A.
 DIBUJADO: J. CORDOVA

TESIS: INSTALACION DE TUBERIA FIBRA DE VIDRIO EN OLEODUCTOS Y POLIDUCTOS: ESTUDIO DE FACTIBILIDAD



SIMBOLOGIA	
—	SUBTERRANEO
C	CRUCE DE CAMINO
E	PASO ELEVADO
N	—
STI	—
STD	—
BTI	—
BTD	—
ET	—
—	CAMINO DEL OLEODUCTO
○	VALVULA
(MARCAS H. TUBERIA #6", TUBERIA #2", COPULS)	

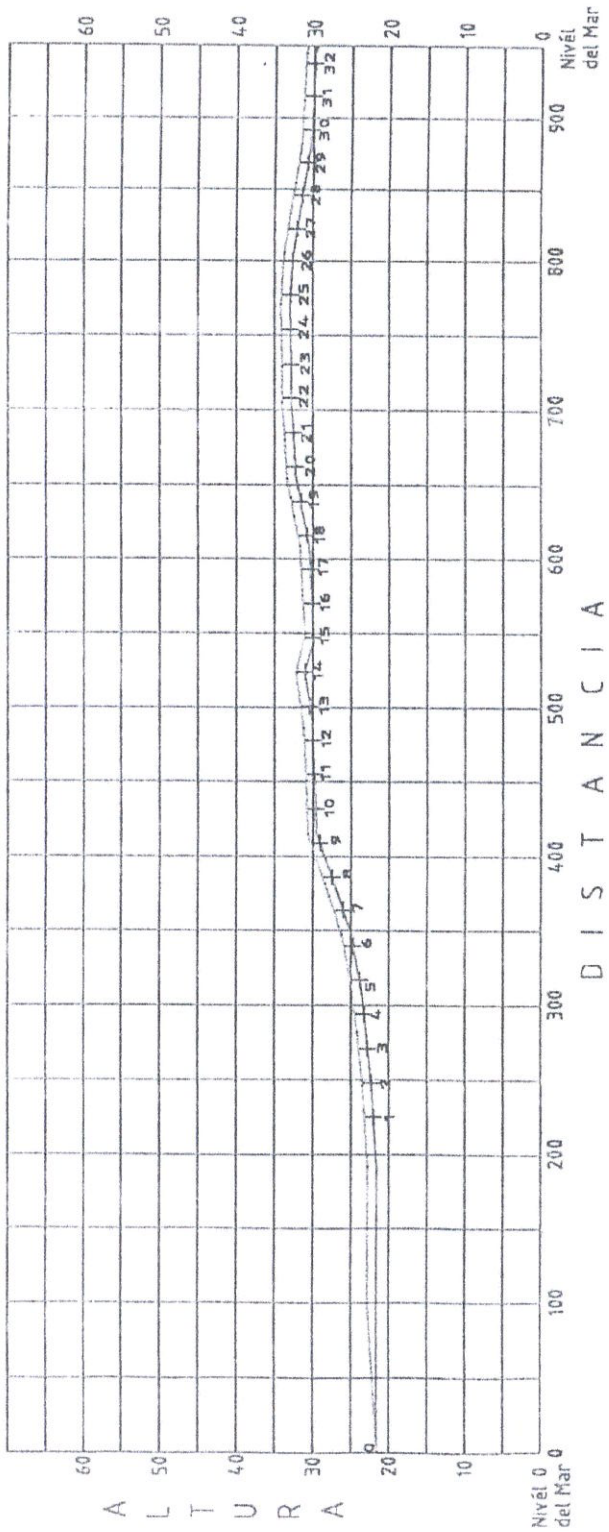
ESPOL

FECHA: 13/02/99
 UNIDADES: 1 : 10.000
 ESCALA:

TITULO:
 TRAZADO DEL OLEODUCTO Y POLIDUCTO
 TRAMO T1 - T38

APROBO: ING. PERA
 DIBUJO: J. CORDOVA

INSTITUCION: FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA
 TESIS: INSTALACION DE TUBERIA FIBRA DE VIDRIO EN OLEODUCTOS Y POLIDUCTOS: ESTUDIO DE FACTIBILIDAD



— PERFIL DEL TERRENO
 - - - LINEA DEL POLIDUCTO

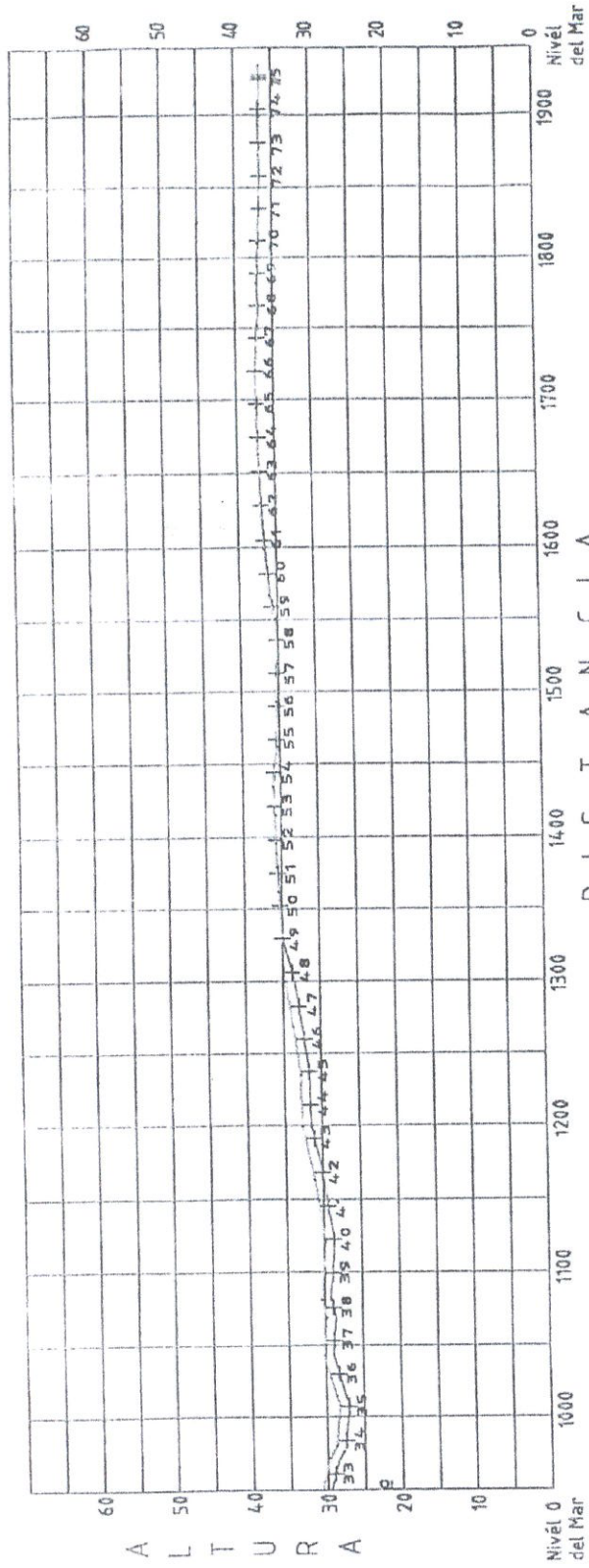


Nº 4	FECHA: 13/02/99
UNIDADES:	ESCALA:
APROBO:	ING. PEÑA
DIBUJO:	J. CORDOVA

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA

TITULO:
 UBICACION DE PUNTOS KILOMETRICOS EN MEDICION DE ESPESORES

TESIS: INSTALACION DE TUBERIA FIBRA DE VIDRIO EN OLEODUCTOS Y POLIDUCTOS; ESTUDIO DE FACTIBILIDAD



..... PERFIL DEL TERRENO
 - - - - - LINEA DEL POLIDUCTO

<h1 style="font-size: 2em; margin: 0;">ESPOL</h1>	FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA	N° 5	FECHA: 13/12/99
	TITULO: UBICACION DE PUNTOS KILOMETRICOS EN MEDICION DE ESPESORES	UNIDADES:	ESCALA:
APROBO: ING. PEÑA		DIBUJO: J. CORDOVA	
TESIS: INSTALACION DE TUBERIA FIBRA DE VIDRIO EN OLEODUCTOS Y POLIDUCTOS: ESTUDIO DE FACTIBILIDAD			

TABLA AI

ANALISIS QUIMICO DE PETROLEO DEL CAMPO ANCON

ANALISIS		METODO	RESULTADO
°API 60°/60°F		D-287	35.3
SPG 60°/60°F		D-287	0.8483
Viscosidad 100 °F	cSt	D-445	5.13
BSW	%V	D-1796	0.05
Azufre	%P	D-4294	0.02
Número ácido	mg/Koh/gr	UOP-565	0.08
Azufre Mercaptano	%P	UOP-163	0.00044
Contenido de sal	Lbs/1000 bls	D-3230	9.12
Presión de vapor Reid	Psi	D-323	0.3
Carbón Conradson	%P	D-189	0.9
Contenido de cenizas	%P	D-482	0.02
Vanadio	ppm	UOP-391	2.5
Destilación		D-77	==
Pie	°C		88
5%	°C		113
10%	°C		134
30%	°C		196
50%	°C		280
70%	°C		354
90%	°C		400
PFE	%V		400
Residuo	%V		8
Pérdidas	%V		21
Total recuperado	%V		91

TABLA AII

ANALISIS QUIMICO DE GASOLINA NATURAL
DEL CAMPO ANCON

ANALISIS	METODO	RESULTADO
Ron	D-2099	73
Destilación:	D-86	-
Pie °C		22
5% °C		25
10% °C		30
30% °C		54
50% °C		88
70% °C		132
90% °C		-
95% °C		-
PFE %V		191
Residuo %V		0.5
PVR Psi	D-323	45
°API	D-287	80.8
Gomas	D-38	0

TABLA AIII
 ANALISIS QUIMICO DE GAS NATURAL
 DEL CAMPO ANCON

ANALISIS	METODO	RESULTADO
Composición %Vol. ml.	Cromatografía de gases	
O ₂		1.01
N ₂		13.6
CO ₂		0.76
C ₁		71.68
C ₂		4.69
C ₃		3.38
iC ₄		1.12
nC ₄		1.24
iC ₅		0.65
nC ₅		0.45

TABLA AIV

TABLA INFORMATIVA DE RESISTENCIA QUIMICA
UTILIZADA EN TUBERIAS EPOXI FIBRAS DE VIDRIO

N°	PRODUCTOS QUIMICOS	% CONCENTRACION	TEMP. MAXIMA RECOMENDADA (°C)	OBSERV.:N.R. NO RECOMENDADO
1	Acetaldehido			N. R.
2	Acético, ácido	10	79	
3	Acético, ácido	20	52	
4	Acético, ácido	50		N. R.
5	Acético, ácido	75		N. R.
6	Acetate transformador		24	
7	Acetate mineral		93	
8	Acetona	1	38	
9	Acrílico, ácido	25	77	
10	Agua, clorata 100 ppm		77	
11	Agua de mar		77	
12	Agua desmineralizada		38	
13	Agua destilada		38	
14	Agua clorizada		52	
15	Agua pura		77	
16	Aparatás	100	26	
17	Agua salada	Todas	77	
18	Agua, salinera		77	
19	Aire seco o húmedo		93	
20	Aluminio, cloruro de	1	93	
21	Aluminio, nitrato de	25	66	
22	Aluminio, sulfato de	25	66	
23	Amilo, acetato de	1	34	
24	Amonio, cloruro de	25	56	
25	Amonio, fluoruro de	25	66	
26	Amonio, hidróxido de	30		N. R.
27	Amonio, nitrato de	25	66	
28	Amonio, sulfato de	25	66	
29	Anilina	Todas		N. R.
30	Bario, cloruro de	25	66	
31	Bario, hidróxido de	5	21	
32	Bario, tetrasulfuro de	25		N. R.
33	Benceno	1	52	
34	Benceno	10	21	
35	Benceno, ácido sulfuroso	50		N. R.
36	Benzoino, ácido		60	
37	Bórico, ácido	5	66	
38	Bromhídrico, ácido	10	24	
39	Bromhídrico, ácido	50		N. R.
40	Bromo	5		N. R.
41	Butilato	100	24	
42	Butilato	30	24	

N°	PRODUCTOS QUIMICOS	% CONCENTRACION	TEMP. MAXIMA RECOMENDADA (°C)	OBSERV.:N.R. NO RECOMENDADO
43	Butilo, cellosolve		24	
44	Butilo, acetato de	100	24	
45	Butilo, ácido	25	24	
46	Calcio, bisulfuro de		38	
47	Calcio, cloruro de	37	66	
48	Calcio, hipoclorito de	5	38	
49	Calcio, nitrato de	25	66	
50	Carbono, dióxido de (húmedo)	1	66	
51	Carbono, dióxido de (seco)	25	93	
52	Carbono, tetracloruro de	100		N. R.
53	Castor, aceite de	100	93	
54	Cinico, ácido	25	66	
55	Clorhídrico, ácido	3	66	
56	Clorhídrico, ácido	10	52	
57	Clorhídrico, ácido	20	24	
58	Clorhídrico, ácido	37		N. R.
59	Clorhídrico, fluorhídrico, ácido (máxima exposición 8 horas)	5	52	
60	Clorobenceno	100		N. R.
61	Cloroforno	1	24	
62	Cuprico, cloruro	25	93	
63	Cuprico, nitrato	25	38	
64	Cuprico, sulfato	25	66	
65	Disolvente químico, ácido para	100	38	
66	Diclorobenceno	100	66	N. R.
67	Dicloroetil	100	66	
68	Etilenamina	1	24	
69	Estárico, cloruro	25	38	
70	Fósforo, ácido	Todas		N. R.
71	Fósforo	100	24	
72	Etanol	100		N. R.
73	Etilo, acetato de	100		N. R.
74	Fenol	1	24	
75	Férrico, cloruro	Todas	66	
76	Férrico, nitrato	10	38	
77	Férrico, sulfato	10	66	
78	Férrico, cloruro	Todas	66	
79	Férrico, sulfato		66	
80	Fluorhídrico, ácido			N. R.
81	Formaldehido	37		N. R.
82	Fósforo, ácido	10	52	
83	Fósforo, ácido	30	38	

TABLA A V

TABLA INFORMATIVA DE RESISTENCIA QUIMICA UTILIZADA EN TUBERIAS EPOXI FIBRAS DE VIDRIO

N°	PRODUCTOS QUIMICOS	% CONCENTRACION	TEMP. MAXIMA RECOMENDADA (°C)	OBSERV.:N.R. NO RECOMENDADO
84	Fosforico, ácido	50	21	
85	Gas natural		79	
86	Glicerina		93	
87	Glucosa		52	
88	Heptano	100	52	
89	Hexano	100	24	
90	Hidralitico, flúor		38	
91	Hidrogeno, cloruro de (seco)	100	38	
92	Hidrogeno, sulfuro de (humedo, saturado)	100	52	
93	Hidrogeno, sulfuro de (seco)	100	66	
94	Hidrogeno, peróxido de	10		N.R.
95	Isopropilico, alcohol	10	38	
96	Isopropilico, alcohol	100	24	
97	Kerosene	100	66	
98	Láctico, ácido	Todas	66	
99	Licor negro		38	
100	Linaza, aceite de		93	
101	Lodos		38	
102	Magnesio, cloruro de		93	
103	Magnesio, nitrato de	10	66	
104	Magnesio, sulfato de	10	93	
105	Melco, ácido	10	66	
106	Métil, alcohol	10	38	
107	Métil	100		N.R.
108	Métileno, cloruro de	1		N.R.
109	Métileno, cloruro de	10		N.R.
110	Métil, alcohol	1	24	
111	Métil, alcohol	100		N.R.
112	Métil, alcohol saturado	100		N.R.
113	Miércoles, sulfato de	100	24	
114	Naña	100	38	
115	Níquel, cloruro de	25	66	
116	Níquel, nitrato de	25	38	
117	Nitro, ácido	1	49	
118	Nitrato ácido	5		N.R.
119	Nitrato ácido	10		N.R.
120	Óxido, ácido	Todas	66	
121	Oxalico, ácido	Todas	66	
122	Perclorico	100	21	
123	Petroleo		93	
124	Plomo, acetato de	Todas	88	
125	Potasio, bicarbonato de	20	38	
126	Potasio, bromuro de	25	93	
127	Potasio, carbonato de	14		N.R.
128	Potasio, cloruro de	25	93	
129	Potasio, dicromato de	3	24	
130	Potasio, mirato de		66	
131	Potasio, permanganato de	5	24	
132	Potasio, sulfato de	10	38	
133	Propano		52	
134	Propilglicol	Todas	82	
135	Salmuera, agua		77	
136	Saponaceos	Todas	93	
137	Sodio, acetato de	25	93	
138	Sodio, bicarbonato de	5	52	
139	Sodio, bisulfato de	Todas	82	
140	Sodio, bromuro de	25	82	
141	Sodio, carbonato de	10	24	N.R.
142	Sodio, carbonato de	25		
143	Sodio, cloruro de	Todas	93	
144	Sodio, dicromato de	25	24	
145	Sodio, hidróxido de	5		N.R.
146	Sodio, hidróxido de	10		N.R.
147	Sodio, hidróxido de	25		N.R.
148	Sodio, hipoclorito de	Todas		N.R.
149	Sodio, mirato de	25	38	
150	Sodio, mirato de	50	38	
151	Sodio, sulfato de	10	38	
152	Sodio, sulfuro de	10	38	
153	Sodio, sulfuro de	10	24	
154	Sol. fosforico de	25		N.R.
155	Sulfúrico, ácido	25	25	
156	Sulfúrico, dióxido de (humedo)		66	
157	Sulfúrico, dióxido de (seco)	3	66	
158	Sulfúrico, ácido	10		N.R.
159	Sulfúrico, ácido	10		
160	Sulfúrico, ácido	25		
161	Sulfúrico, ácido	50		
162	Tánico, ácido	15	66	
163	Tartárico, ácido	10	66	
164	Tolueno	100		N.R.
165	Trietilamina	100		N.R.
166	Urea	25		N.R.
167	Vinagre		66	

TABLA A VI

ESPEORES NOMINALES DE DISEÑO PARA LINEAS DE CONDUCCION SEGUN NORMA ASME / ANSI B 31.4

DIAMETRO NOMINAL (in)	OD (in)	ID (in)	N° CEDULA / PESO NOMINAL	ESPEOR NOMINAL PARED (in)	PESO (pie / libra)	MAXIMA PRESION OPERACION (psi)						ESPEOR MINIMO DE DISEÑO POR PRESION INTERNA (in)									
						GRADO B	X 42	X 46	X 52	X 60	X 70	GRADO B	X 42	X 46	X 52	X 60	X 70	X 46	X 52	X 60	X 70
2	2.375	2.067	40 STD	0.154	3.653	2207	2648	2901	3279	3783	4414	0.104	0.125	0.137	0.155	0.173	0.208				
	2.375	2.041		0.167	3.938	2483	2979	3263	3689	4256	4966	0.117	0.140	0.154	0.174	0.201	0.234				
	2.375	1.999		0.188	4.381	2929	3514	3849	4351	5020	5857	0.138	0.166	0.181	0.205	0.237	0.276				
	2.375	1.939	80 XH	0.218	5.022	3565	4278	4686	5297	6112	7130	0.168	0.202	0.221	0.250	0.288	0.336				
	2.375	1.875		0.250	5.674	4244	5093	5578	6306	7276	8488	0.200	0.240	0.263	0.297	0.343	0.400				
	2.375	1.751		0.312	6.884	5560	6672	7307	8260	9531	11120	0.262	0.314	0.344	0.389	0.449	0.524				
	2.375	1.689	160	0.343	7.445	6218	7461	8172	9328	10659	12436	0.293	0.352	0.385	0.440	0.502	0.586				
	2.375	1.503		0.436	9.030	8191	9830	10766	12170	14042	16383	0.386	0.463	0.507	0.573	0.662	0.772				
	6	6.625	6.313		0.156	10790	806	968	1060	1198	1382	1613	0.106	0.127	0.139	0.157	0.182	0.212			
		6.625	6.281		0.172	11840	928	1114	1220	1379	1591	1856	0.122	0.146	0.160	0.181	0.209	0.244			
6.625		6.247	0.189		12890	1057	1269	1390	1571	1813	2115	0.139	0.167	0.183	0.207	0.238	0.278				
6.625		6.187	40 STD	0.219	14990	1286	1543	1690	1910	2204	2571	0.169	0.203	0.222	0.251	0.290	0.338				
6.625		6.125		0.250	17020	1522	1826	2000	2261	2608	3043	0.200	0.240	0.263	0.297	0.343	0.400				
6.625		6.071		0.277	19780	1727	2072	2270	2566	2960	3454	0.227	0.272	0.298	0.337	0.389	0.454				
6.625		6.065	80 XH	0.284	19980	1750	2100	2300	2600	3000	3499	0.230	0.276	0.302	0.342	0.394	0.460				
6.625		5.875		0.300	25040	2472	2967	3250	3673	4238	4945	0.325	0.390	0.427	0.483	0.557	0.650				
6.625		5.761		0.432	25580	2906	3487	3819	4318	4982	5812	0.362	0.458	0.502	0.568	0.655	0.764				
6.625		5.625	120	0.500	32710	3423	4108	4499	5086	5869	6847	0.490	0.540	0.591	0.669	0.771	0.900				
6.625	5.501	0.562		35400	3895	4674	5119	5787	6677	7790	0.512	0.614	0.673	0.761	0.878	1.024					
6.625	5.169	160	0.718	45300	5082	6093	6679	7550	8712	10164	0.668	0.802	0.878	0.992	1.145	1.336					
6.625	4.897		0.864	53170	6193	7431	8139	9200	10616	12385	0.814	0.977	1.070	1.209	1.395	1.628					

BIBLIOGRAFÍA

1. EUGENE A. AVALLONE Y THEODORE BAUMEISTER III, Marks Manual Del Ingeniero Mecánico, Novena Edición, Tomo I, México, 1995, Pág. 8 - 156.
2. EXXON, Manual De Facilidades De Producción, Chicago, 1956
3. STEEL TUBULAR PRODUCTS, Metals Handbook Nbinth Edition, Ohio, Pág. 315 - 320.
4. FIBER GLASS SYSTEMS INC. , Tubing Casung Line Pipe Fittings, San Antonio, 1996.
5. REINFORCED PLASTIC S.A. , Tuberías en P.R.F.V. , Buenos Aires, 1994.
6. REINFORCED PLASTIC S.A. , Tuberías Epoxi - Fibras De Vidrio Petróleo & Gas Line Pipe, Buenos aires, 1994.
7. COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES SUCURSAL ECUADOR, Informe Mensual De Actividades, Junio, 1996.
8. ASME/ANSI B31.4 , Liquid Transportation Systems For Hydrocarbons, Liquid Petroleum Gas, Anhydrous Ammonia, And Alcohols, New York, 1996.
9. .PAVCO S.A. , Proyecto Tubería Petrolera, Caracas, Noviembre, 1995.