



621.8672  
ARE

# ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

## Facultad de Ingeniería en Mecánica y Ciencias de la Producción

"Estudio para la Selección e Instalación de la Línea de Recepción  
y Despacho de Combustible para el Terminal Barbasquillo"



### TESIS DE GRADO

Previo a la obtención del Título de:



### INGENIERO MECÁNICO



D-32568

Presentada por:

Nelson Bolívar Arévalo Loor



GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2004

---

## AGRADECIMIENTO

A los profesores y ayudantes académicos que durante mis estudios en la ESPOL transmitieron sus conocimientos y experiencias, y fueron guías además de catedráticos; a la FIMCP por permitirme vivir la mejor etapa de mi carrera en sus instalaciones; al Ing. Alfredo Torres Director de Tesis; a mis amigos.

# DEDICATORIA

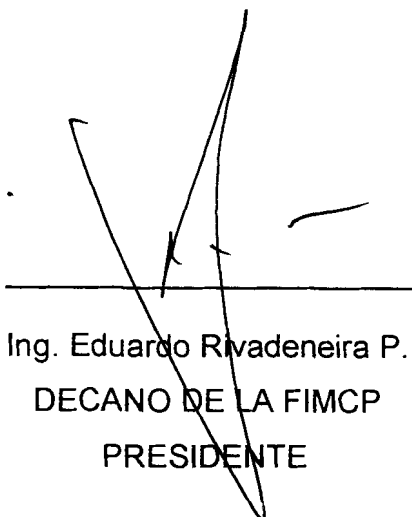
A MIS PADRES

A MIS HERMANOS

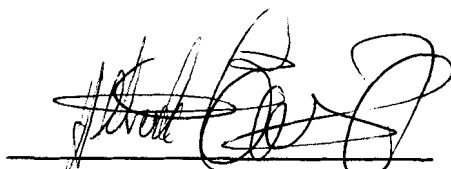
A MI ESPOSA

A MI HIJO

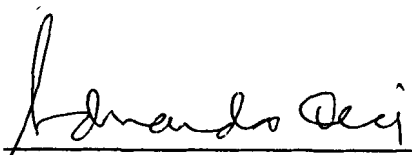
## TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



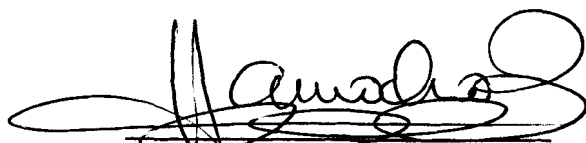
Ing. Eduardo Rivadeneira P.  
DECANO DE LA FIMCP  
PRESIDENTE



Ing. Alfredo Torres G.  
DIRECTOR DE TESIS



Ing. Eduardo Orcés P.  
VOCAL



Ing. Federico Camacho B.  
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 POLITÉCNICA DEL LITORAL”

(Reglamento de Graduación de la ESPOL).



Nelson Bolívar Arévalo Loor



CIB-ESPOL

## RESUMEN

El significativo crecimiento del puerto de Manta en habitantes, industrias, turismo, comercio y pesca ha generado un incremento en el consumo de combustibles.

En la actualidad al terminal de distribución de combustibles de Barbasquillo se lo abastece desde las refinerías de Esmeraldas y La Libertad a través de oleoductos; este abastecimiento resulta insuficiente por lo que gran parte de la flota pesquera es abastecida por buques- tanques y embarcaciones particulares que distribuyen combustibles en el puerto.

Ante el aumento de la demanda de combustible y la ausencia de un suministro adecuado, PETROCOMERCIAL ha resuelto incrementar la capacidad de almacenamiento y despacho de derivados de petróleo, para lo cual se ha planificado el abastecimiento por mar. Dentro de esta planificación se debe realizar diseño de los elementos e infraestructura necesaria para cumplir con esta proyección del terminal de combustibles, es por esto que el siguiente trabajo presenta la metodología para proceder a la selección e



CIB-ESPOL

instalación de la línea de recepción y despacho de combustible siguiendo códigos de referencia internacionales, de esta manera se detalla en la primera parte los fundamentos teóricos para la correcta selección de la línea como lo son limitaciones de esfuerzos, tipos de carga y categorización de líneas. Luego, basándose en la ubicación de la tubería, parámetros oceanográficos, geológicos y a las condiciones de bombeo se realizarán los cálculos del espesor de la tubería en los tramos marino y terrestre, se analizará el pandeo, deflexión y estabilidad de la línea. Además se presentarán los tipos de conexiones y los diferentes procedimientos de instalación de la tubería.



# ÍNDICE GENERAL

	Pág.
RESUMEN.....	II
ÍNDICE GENERAL.....	III
ABREVIATURAS.....	IV
SIMBOLOGÍA.....	V
ÍNDICE DE FIGURAS.....	VI
ÍNDICE DE TABLAS.....	VII
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO 1	
1. FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....	2
1.1. Códigos de Referencia.....	2
1.2. Limitaciones de Esfuerzos.....	6
1.3. Definiciones de Presión.....	8
1.4. Tipos de Carga.....	9
1.5. Categorización de Líneas.....	11
CAPÍTULO 2	
2. ESPECIFICACIONES DE LA UBICACIÓN DE LA TUBERÍA.....	16
2. 1. Parámetros Oceanográficos.....	16



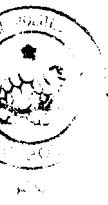
2. 2.	Parámetros Geológicos.....	21
2. 3.	Determinación de la ruta.....	26

### CAPÍTULO 3

3.	CONDICIONES DE RECEPCIÓN Y DESPACHO EN EL TERMINAL.....	28
3.1.	Características de Buques-Tanques usuarios del terminal.....	28
3.1.1.	Tipos de Atracadero de Buque-Tanque.....	30
3.2.	Capacidad de almacenamiento.....	41
3.3.	Condiciones de presión y flujo para Recepción y Despacho...	47

### CAPÍTULO 4

4.	PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO.....	49
4.1.	Espesor de pared.....	51
4.1.1.	Espesor de pared en tramo marino.....	51
4.1.2.	Espesor de pared en tramo terrestre.....	54
4.1.3.	Espesor Requerido para diseño.....	55
4.2.	Análisis de Pandeo.....	57
4.2.1.	Pandeo Local.....	58
4.2.2.	Propagación de Pandeo.....	59
4.3.	Análisis de Deflexión.....	71
4.3.1.	Determinación de distancia entre pilotes de sujeción....	72
4.4.	Análisis de Estabilidad de la Tubería.....	76



4.5. Determinación de Presiones Máximas de Operación..... 105

CAPÍTULO 5

5. TIPO DE CONEXIONES PARA LA TUBERÍA..... 108

5.1. Conexiones Mecánicas..... 110

5.2. Unión Por Soldadura..... 115

CAPÍTULO 6

6. INSTALACIÓN DE LA LÍNEA SUBMARINA..... 126

6.1. Método de Barcaza Convencional de Tendido..... 127

6.2. Método de la Barcaza de Carrete..... 144

6.3. Métodos de Remolque..... 146



CIB-ESPOL

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES..... 157

APÉNDICES

BIBLIOGRAFÍA



## ABREVIATURAS

ANSI	Instituto Americano de Normas y Estándares
ASME	Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos
API	Instituto Americano de Petróleo
B/T	Buque-Tanque
DNV	Det Norske Veritas (Normas Noruegas de Veritas)
CSS	Categorización de Tuberías por Seguridad y Servicio
NOM	Norma Oficial Mexicana
IMCA	Instituto Mexicano de la Construcción,
CALM	Catenary Anchor Mooring
SALM	Single Anchor Leg Mooring
TEPRE	Terminal de Esmeraldas
TPM	Toneladas de Peso Muerto
psi.	Libras / pulg <sup>2</sup>
gal	Galones

pulg Libras/pulg<sup>2</sup>  
Pa Pascal  
gpm galones por minuto  
mm milímetros  
m metros



## SIMBOLOGÍA

A	Área transversal de la tubería
a	Garganta de soldadura
SMYS	Resistencia a la fluencia de la tubería
SMTS	Resistencia a la tensión de la tubería
E	Módulo de Young
$\nu_{\text{poisson}}$	Relación de Poisson
$\nu_{\text{mar}}$	Viscosidad cinemática del agua de mar
$\alpha$	Coefficiente de expansión lineal
$\gamma_{\text{con}}$	Peso específico del concreto
$\theta$	Ángulo de contacto de tubería en distancia S durante tendido

$\mu$	Coeficiente de fricción del suelo
$\rho_{\text{mar}}$	Densidad del agua de mar
$\sigma$	Esfuerzo axial
$\sigma_f$	Esfuerzo axial debido a flexión
$\sigma_l$	Esfuerzo longitudinal (Cilindro de pared delgada)
$\sigma_c$	Esfuerzo circunferencial (Cilindro de pared delgada)
$\phi$	Factor de seguridad para soldadura
$\epsilon$	Deformación máxima debido a flexión
$\beta$	Relación de resistencia y espesores entre atiesador y tubería
$w_{\text{tub}}$	Peso por unidad de longitud de la tubería
$w_{\text{cont}}$	Peso por unidad de longitud del contenido de la tubería
$w$	Peso por unidad de longitud total
$W$	Peso total
$D$	Diámetro externo de la tubería
$t_p$	Espesor mínimo de pared requerido por presión
$P$	Presión interna de diseño
$f$	Factor de diseño
$t_{\text{cvu}}$	Espesor por corrosión durante vida útil
$t_{\text{ca}}$	Tasa de corrosión anual

VDU	Vida útil
tr	Espesor requerido de diseño
Po	Presión externa (Hidrostática)
fo	Factor de colapso
Pc	Presión de colapso
Pi	Presión interna de operación
Pe	Presión de colapso elástico de la tubería
Py	Presión de fluencia de colapso
Pip	Presión de inicio de pandeo
Pp	Presión de propagación de pandeo
t	Espesor de la tubería
L	Longitud
ta	Espesor de pared del atiesador
SMYSa	Resistencia a la fluencia del atiesador
P	Presión hidrostática neta
Da	Diámetro del atiesador
d	Diámetro interno de la tubería
y	Deflexión
l	Longitud entre apoyos
I	Momento de inercia de área
g	Gravedad
Fd	Fuerza de sustentación

Fi	Fuerza debido a la inercia
Fd	Fuerza de arrastre
Re	Número de Reynolds
S	Número de Strouhal
U <sub>e</sub>	Velocidad efectiva del agua de mar
U <sub>o</sub>	Velocidad del agua de mar medida a y <sub>o</sub>
y <sub>o</sub>	Distancia medida desde el suelo marino a posición o
Cd	Coeficiente hidrodinámico de arrastre
Cm	Coeficiente hidrodinámico de masa
Cl	Coeficiente hidrodinámico de sustentación
du/dt	Aceleración horizontal de corriente sobre la tubería
fs	Frecuencia de vorticidad
V	Velocidad de flujo
Lc	Longitud de claro
fn	Frecuencia natural del claro de la tubería
M	Masa por unidad de longitud de la tubería y sus recubrimientos
K	Constante de condiciones de apoyo
fn <sup>1</sup>	Primera frecuencia natural
λ	Parámetro de hundimiento
Ta	Tensión axial en tubería
Pb	Presión de reventamiento
Pt	Presión de prueba hidrostática





Pop	Presión máxima de operación
fd	Factor de diseño para presión de reventamiento
ft	Factor por temperatura
fe	Factor de junta de soldadura longitudinal
MBCPED	Miles de barriles de crudo pesado equivalente por día
Fw	Resistencia a la fluencia del electrodo
R	Radio de curvatura
FD	Factor de diseño para Radio de Curvatura
dy/dx	Pendiente de la tubería
q	Peso por unidad de longitud
To	Tensiones efectivas en la parte inferior de la tubería
s	Distancia del claro de la tubería durante el tendido

# ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1.1 Zonificación de una Línea Submarina .....	12
Figura 2.1 Punta de Barbasquillo .....	22
Figura 2.2 Estratificación cerca de la Punta en el Acantilado de Barbasquillo .....	23
Figura 2.3 Punto de Descarga del Alcantarillado Pluvial del Terminal de Barbasquillo sobre una Falla Geológica.....	24
Figura 3.1 Tipos de Atracadero.....	32
Figura 3.2 Sistema de Amarre con Monoboya.....	35
Figura 3.3 Sistema de Amarre de Barcaza Simple (Chata).....	40
Figura 3.4 Sistema de Amarre de Barcaza Doble.....	41
Figura 3.5 Esquema Operativo del Terminal de Barbasquillo.....	43
Figura 4.1 Tipos de Atiesadores.....	66
Figura 4.2 Esquema de Tubería de Recepción en Tramo Terrestre.....	73
Figura 4.3 Esquema de Tubería de Despacho en Tramo Terrestre.....	75
Figura 4.4 Fuerzas Hidrodinámicas en la Tubería.....	78
Figura 4.5 Vorticidad en Líneas Submarinas.....	87
Figura 4.6 Gráfica de Número de Strouhal vs. Número de Reynolds.....	92
Figura 4.7 Método de Zanjado por Chorro.....	101
Figura 4.8 Método por Fluidización.....	102

Figura 5.1	Conector Final Flexiforge.....	111
Figura 5.2	Conector Cameron.....	112
Figura 5.3	Conector de Riel o Gripper.....	113
Figura 5.4	Conector Hidratech.....	114
Figura 5.5	Tipos de Bidas.....	115
Figura 5.6	Diseño de Juntas a Tope para Tuberías con Igual Espesor...	118
Figura 5.7	Diseño de Juntas a Tope para Tuberías con Diferente Espesor.....	119
Figura 5.8	Recomendación en la Unión de Bidas a la Tubería.....	120
Figura 6.1	Método Convencional de Tendido.....	128
Figura 6.2	Stinger.....	128
Figura 6.3	Distribución Física de una Barcaza de Tendido.....	134
Figura 6.4	Modelación del Claro Suspendido para el Método de la Viga.	138
Figura 6.5	Método de la Barcaza de Carrete.....	144
Figura 6.6	Método de Remolque de Superficie.....	147
Figura 6.7	Método de Remolque debajo de la Superficie.....	148
Figura 6.8	Método RAT.....	149
Figura 6.9	Método de Remolque cerca del Fondo Marino.....	150
Figura 6.10	Método de Remolque sobre el Fondo Marino.....	151

## ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1	Factores de Diseño para Tuberías Submarinas.....7
Tabla 2	Combinación de Cargas.....11
Tabla 3	Categorización de Líneas Submarinas para Ductos que Transportan Gases Inflamables y/o Tóxicos.....14
Tabla 4	Categorización de Líneas Submarinas para Ductos que Transportan Líquidos Inflamables y/o Tóxicos.....15
Tabla 5	Factores para Presión de Diseño aplicados a Tuberías Submarinas.....15
Tabla 6	Velocidades Máximas y Promedios medidas frente a Barbasquillo.....18
Tabla 7	Altura de Olas en Barbasquillo.....18
Tabla 8	Características de los Buques Petroleros usuarios del Terminal.....19
Tabla 9	Comparación entre Sistemas de Amarre Costa Afuera.....38
Tabla 10	Tipo de Producto manejado por el Terminal de Barbasquillo en el año 2001.....44
Tabla 11	Características de los Tanques de Almacenamiento.....46
Tabla 12	Geometría y Capacidad de los Cubetos.....46
Tabla 13	Propiedades de los Materiales y Condiciones para Diseño.....50

Tabla 14	Coeficientes de Fricción para diferentes Tipos de Suelos.....	80
Tabla 15	Coeficientes Hidrodinámicos.....	81
Tabla 16	Factores por Temperatura.....	106

# INTRODUCCIÓN

El presente trabajo versará sobre el Estudio para la Selección e Instalación de la Línea de Recepción y Despacho de Combustibles para el Terminal Barbasquillo.

El presente estudio se basará en códigos internacionales para sistemas de líneas submarinas; para de esta forma hallar el espesor requerido por la tubería para soportar las condiciones de trabajo entre éstas presión, corrosión, vida útil, entre otras; así como también se determinará el lastre de concreto necesario para brindar estabilidad a la línea. Una vez realizado estos cálculos se verificará que la línea no vaya a estar expuesta a pandeo local, propagación de pandeo, deflexión entre otras deformaciones que podría sufrir la tubería.

Además se presentará los tipos de conexiones para la tubería tanto mecánicas como soldadas y los diversos procedimientos para la instalación del tramo submarino.

# **CAPÍTULO 1**

## **1. FUNDAMENTOS TEÓRICOS.**

### **1.1 Códigos de Referencia**

Las reglas y códigos de diseño utilizados buscan regular la revisión sistemática de los diseños de tuberías submarinas y ascendentes para las condiciones que afecten en forma significativa la integridad de las mismas. Los códigos son similares al requerir la evaluación cuidadosa y sistemática de la resistencia de la tubería, medida por los esfuerzos que aparecen en el sistema bajo las diversas condiciones ambientales, de operación y de instalación. Además

proporcionan requisitos en la selección e inspección de materiales, en las prácticas de unión (soldadura), en el diseño de válvulas y componentes y en el control de la corrosión.

Es de suma importancia para los países petroleros la normalización del diseño de tuberías para el transporte de fluidos a presión. Los códigos y prácticas más recomendadas son:

a) Det Norske Veritas (D.N.V.), Normas Noruegas de Veritas.

Reglas para Tuberías Submarinas. Ed. 1976, 1981, 1996 y 2000.

b) American National Standards Institute (ANSI/ASME), Instituto Nacional Americano de Normas / Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos.

1) Código B31.8. Sistemas de Transporte y Distribución de Gas por Tuberías.

2) Código B31.4 Sistemas de Transportación y Distribución de Hidrocarburos por Tuberías.

3) Código B31.3 Tuberías en Plantas Químicas y Petroleras.

c) American Petroleum Institute (API), Instituto Americano del Petróleo.

1) API-RP1111: Práctica recomendada API para tuberías que transportan hidrocarburos fuera de la costa.



- 2) API-RP14E: Práctica recomendada para diseño e instalación de sistemas de tuberías en plataformas de Producción fuera de la costa.



CIB-ESPOL

La interpretación y aplicación de los códigos de tubería señalados anteriormente requiere del conocimiento claro y preciso de los mismos, para lo cual enseguida se da una breve descripción de los mismos.

**ASME B31.4-1998.- Sistemas de Transporte de Hidrocarburos Líquidos**, editado por la American Society of Mechanical Engineers (Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos). En este código se incluyen:

- a) Especificaciones de los materiales aceptables y componentes, incluyendo los requerimientos dimensionales y rangos de trabajo.
- b) Requerimientos para el diseño de las conexiones incluyendo soportes.
- c) Limitaciones de los esfuerzos debido a presión, cambios de temperatura y otras cargas.
- d) Procedimiento para la fabricación, ensamble e instalación de la tubería.



CIB-ESPOL

- e) Requerimientos para inspección y evaluación de las tuberías submarinas.
- f) Procedimiento para operación y mantenimiento del sistema.
- g) Diversos métodos para la protección de la tubería contra la corrosión tanto interna como externa; entre otros.

**DNV-OS-F101-2000.- Sistemas de Tuberías Submarinas**, editado por Det Norske Veritas, estas son la normas noruegas para diseño, construcción e inspección de líneas submarinas y ductos ascendentes. En esta edición presenta su metodología y concepción del análisis y diseño de líneas submarinas conocida como “Confiableidad Estructural”.

El propósito establecido de tales reglas contrasta enormemente con los códigos de tubería ANSI/ASME para el diseño de tuberías fuera de la costa. Como está establecido en el código DNV, este fue preparado como un conjunto de reglas para el diseño de tuberías y ductos ascendentes fuera de la costa para obtener y retener el certificado de aprobación o aceptación. Además; DNV actúa como autoridad para certificación y agencia para aseguramiento de calidad para estructuras y tubería fuera de la costa, en cambio el ANSI

proporciona estándares y lineamientos para el diseño que define buena práctica de Ingeniería, pero no proporciona certificación.



CIB-ESPOL

### Otras Normas Aplicables.

NOM Norma Oficial Mexicana.

NOM-CC3 Sistemas de calidad modelo para aseguramiento de la calidad aplicable al proyecto, diseño, fabricación, instalación y el servicio (última revisión).

NOM-CC4 Sistema de calidad modelo para el aseguramiento de calidad aplicable a la fabricación e instalación (última edición).

NOM CC5 Sistema de calidad modelo para el aseguramiento de la calidad aplicable a la inspección y pruebas finales (última revisión).

IMCA Instituto Mexicano de la Construcción (última revisión).

A.H. Glenn y Asociados.

Estudios Oceanográficos en el Golfo de Campeche, México.

Compañía Integradora de Ingenierías, S.A. de C.V.

Especificaciones y Procedimientos de Diseño y Construcción.

## 1.2 Limitaciones de Esfuerzos.

Los códigos de referencia definen las limitaciones de los esfuerzos en base de un porcentaje del Esfuerzo de Fluencia Mínimo Especificado (SMYS). Este criterio establece la suposición que sólo

se acepta el comportamiento elástico del material y no la fluencia; aunque la falla no ocurre cuando sucede la fluencia, este es el criterio más aceptado.

Los factores de diseño para los criterios de esfuerzo en las tuberías submarinas se resumen en la Tabla 1.

**TABLA 1**

**FACTORES DE DISEÑO PARA TUBERÍAS SUBMARINAS**

<b>Condiciones de Diseño</b>	<b>Descripción de Cargas</b>	<b>Factor de Diseño</b>
Espesor de pared requerido por esfuerzo circunferencial	Presión de diseño solamente	0.72 (DNV)
<b>Fase de Construcción</b> Tendido, zanjado, prueba hidrostática, etc.		
Esfuerzo longitudinal (relacionado a esfuerzos axiales y de flexión)	Construcción + Ambientales	Sin exceder los criterios para evitar pandeo local.
<b>Fase de Operación</b>		
Esfuerzo longitudinal (relacionado a esfuerzos axiales y de flexión)	Funcionales + Ambientales	0.75 (ASME B31.4)
<b>Esfuerzos Combinados</b>		
Esfuerzo equivalente	Funcional + Accidentales-Ambientales	0.96 (DNV)

### 1.3 Definiciones de Presión.

*Presión Interna.*- Es la presión dentro de la tubería, debido a la operación de bombeo.

*Presión Externa.*- Es la presión inmediatamente afuera de la tubería, y en este caso será la ocasionada por la columna de agua que soporta la línea.

*Sobrepresión.*- Es la diferencia entre dos presiones absolutas.

*Presión de Operación.*- Es la presión que se presenta regularmente la línea.

*Presión Máxima de Operación.*- Es la máxima presión que se presenta durante el período de operación de la línea.

*Presión de Diseño.*- Puede ser la presión máxima de operación, aunque generalmente se considera como un 110% de esta presión.

## 1.4 Tipos de Carga.

### Cargas de construcción:

- (W) Cargas gravitacionales: peso del acero, recubrimiento, accesorios y flotación . la variación en el peso de los recubrimientos por el fabricante y la absorción del agua, también serán considerados.
- (I) Cargas de instalación tales como tendido de tubería, zanjado, interconexión, etc.
- (R) Cargas residuales de instalación.
- (H) Presión hidrostática externa.

### Cargas funcionales:

- (W) Cargas gravitacionales: peso del acero, recubrimiento, accesorios y flotación. También serán considerados la variación en el peso de los recubrimientos por el fabricante y la absorción del agua.
- (H) Presión hidrostática externa.
- (R) Cargas residuales de instalación.
- (P) Presión interna y externa.

### Cargas Ambientales:

- (E) Cargas ambientales. Están limitadas a:

- Oleaje.
- Corriente; los periodos de retorno de las cargas ambientales que se aplicaran a las distintas condiciones de las tuberías son los siguientes:
  - Construcción. Periodo de retorno de 1 año.
  - Inundación. Periodo de retorno de 1 año.
  - hidrostática. Periodo de retorno de 1 año.
  - Operación. Periodo de retorno de 100 años.

Cargas Accidentales: El criterio a utilizar para las cargas accidentales será parte del desarrollo de la ingeniería de detalle

- (A) Cargas accidentales. Están causadas por los siguientes conceptos:
  - Impacto marino.
  - Impacto por objetos caídos.
  - Interacción con actividades marinas ocasionadas por terceras personas.

### **Combinación de cargas.**

En la generación de combinaciones, las cargas que se consideran en el diseño de las tuberías bajo las diferentes condiciones, están señaladas con el símbolo \*, que se muestran en la siguiente Tabla.

TABLA 2

## COMBINACIÓN DE CARGAS

Condiciones	Construcción / Funcional						Ambientales	Accidentales
	(W)	(I)	(T)	(P)	(R)	(H)	(E)	(A)
Construcción	*	*			*	*	*	
Línea Vacía	•		*(1)		•	•	*	
P. Hidrostática				*(2)		•		
Operacional	*		*(2)	*(2)	*	*	*	
Accidentales	• (3)							*(4)

(1) Por lo menos una diferencia de temperatura de 10°C ha de considerarse.

(2) La expansión de la tubería debido a cambios de temperatura y diferencias de presión deberán ser considerados apropiadamente.

(3) Las cargas accidentales deberán considerarse en combinación con la más desfavorable carga funcional. No es necesario considerar cargas accidentales en combinación con cargas ambientales extremas.

(4) No es necesario considerar cualquier combinación de cargas accidentales.

### 1.5 Categorización de Líneas.

La categorización de una línea submarina (según las normas DNV) depende de la importancia de la misma, la cual se establece por los efectos de una posible falla mecánica, como son: la pérdida de vidas

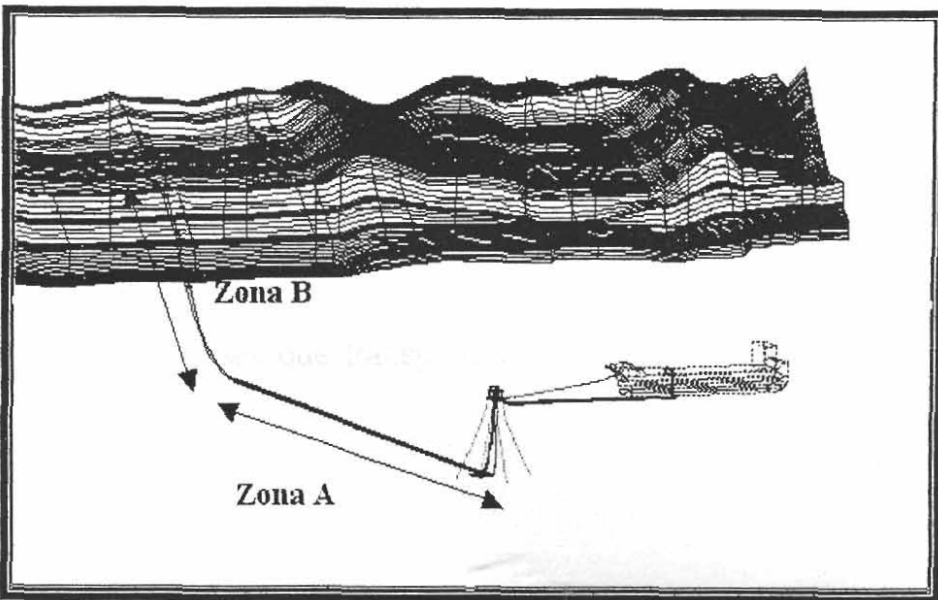


humanas, el impacto ambiental y sus repercusiones económicas. La **Categorización por Seguridad y Servicio (CSS)** de una línea submarina se establece como muy alta, alta y moderada, y es función del tipo de fluido, zonificación y magnitud de producción transportada.

En la Figura 1.1 se indica la zonificación de una línea submarina, donde:

**Zona A** Comprende la línea regular (sumergida).

**Zona B** Comprende el ducto ascendente, cabezales submarinos, curva de expansión y ramales.



**FIGURA 1.1 ZONIFICACIÓN DE UNA LÍNEA SUBMARINA**

Para obtener el nivel de producción diaria manejada por las líneas submarinas, y proceder a su clasificación, se debe transformar la producción en miles de barriles de crudo pesado equivalente por día (MBCPED), (Ver Apéndice A).

### **Ductos que transportan gases inflamables y/o tóxicos.**

La CSS para líneas submarinas que transportan gases inflamables y/o tóxicos se deben seleccionar de acuerdo a lo indicado en la Tabla 3.

Los niveles de producción para líneas que transportan gases son:

**Nivel G1.-** Líneas que transportan una producción entre 100 y 300 MBCPED.

**Nivel G2.-** Líneas que transportan una producción menor de 100 MBCPED.

**TABLA 3**  
**CATEGORIZACIÓN DE LÍNEAS SUBMARINAS PARA DUCTOS**  
**QUE TRANSPORTAN GASES INFLAMABLES Y / O TÓXICOS**

Nivel de Producción	Zona A	Zona B
G1 100-300 MBCPED	ALTA	MUY ALTA
G2 <100 MBCPED	MODERADA	MUY ALTA

**Ductos que transportan líquidos inflamables y/o tóxicos.**

La CSS para líneas submarinas que transportan líquidos inflamables y/o tóxicos se deben seleccionar de acuerdo a lo indicado en la tabla 4.

Los niveles de producción para líneas que transportan hidrocarburos líquidos son:

**Nivel C1.-** Líneas que transportan una producción entre 600 y 1100 MBCPED.

**Nivel C2.-** Líneas que transportan una producción menor de 600 MBCPED.

**TABLA 4**  
**CATEGORIZACIÓN DE LÍNEAS SUBMARINAS PARA DUCTOS**  
**QUE TRANSPORTAN LÍQUIDOS INFLAMABLES Y / O**  
**TÓXICOS**

<b>Nivel de Producción</b>	<b>Zona A</b>	<b>Zona B</b>
C1 600-1100 MBCPED	ALTA	MUY ALTA
C2 <600 MBCPED	MODERADA	ALTA

**TABLA 5**  
**FACTORES PARA PRESIÓN DE DISEÑO APLICADOS A**  
**TUBERÍAS SUBMARINAS**

<b>CSS</b>	<b>F para ductos que transportan gases inflamables y/o tóxicos</b>	<b>f para ductos que transportan líquidos inflamables y/o tóxicos</b>
MUY ALTA	0.60	0.64
ALTA	0.75	0.67
MODERADA	0.77	0.71

# **CAPÍTULO 2**

## **2. ESPECIFICACIONES DE LA UBICACIÓN DE LA TUBERÍA.**

### **2.1 Parámetros Oceanográficos.**

La costa en el área del proyecto consiste de acantilados de aproximadamente 25 metros de altura, que se proyectan al mar en forma de una plataforma rocosa que se descubre en marea baja. Este tipo de costa es de carácter erosivo debido a la acción de las olas y del viento. La geomorfología submarina denota la presencia de fuertes irregularidades en las isóbatas (curvas de nivel

submarinas) cercanas a la costa, lo que sugiere la presencia de formaciones rocosas superficiales en el fondo marino.

### Corrientes Marinas.

Las corrientes dentro de la zona de incidencia del terminal marítimo presentan una tendencia a dirigirse hacia el suroeste y noroeste, obedeciendo principalmente a la fuerza ejercida por la marea subiente.

Durante la marea bajante las corrientes se dirigen hacia el este y sureste, es decir hacia la ciudad de Manta.

Las direcciones predominantes de las corrientes marinas en Barbasquillo, en función del efecto combinado de la marea y del viento son:

- a.- Hacia el suroeste
- b.- Hacia el sureste



**TABLA 6**  
**VELOCIDADES MÁXIMAS Y PROMEDIOS MEDIDAS FRENTE A**  
**BARBASQUILLO<sup>1</sup>**

Velocidad promedio superficial (m/s)	0.16
Velocidad máxima superficial (m/s)	0.23
Velocidad promedio fondo (m/s)	0.12
Velocidad máxima fondo (m/s)	0.22

**Altura de olas.**

Los datos de altura significativa de olas ( $H_s$ ) y de altura máxima de ola con periodos de retorno de 1 a 100 años, dentro de la zona del terminal son:

**TABLA 7**  
**ALTURA DE OLAS EN BARBASQUILLO<sup>1</sup>**

Periodo de retorno (años)	Altura significativa de olas ( $H_s$ ) (metros)	Altura máxima de olas (metros)
1	2.4	4.3
10	2.7	4.9
50	3.1	5.6
100	3.2	5.8

<sup>1</sup> Tomado de Estudios Oceanográficos de la ESPOL. "Proyecto Barbasquillo". 2002

**Temperatura Superficial del Mar.**

Las variaciones en el ciclo anual son mucho menores, tienen un rango de 2°C entre la estación lluviosa (cálida) que permanece relativamente uniforme (alrededor de 26°C), y la estación seca (fría, cerca de los 24°C). Sin embargo, las variaciones extremas (entre valores máximos y mínimos) tienen un rango de hasta 6-8°C resultado de la variabilidad interanual.

**Batimetría.**

Consiste en la generación de curvas de nivel que indican la profundidad del mar en la zona. Esta información nos permitirá determinar la longitud de la línea para cumplir con la profundidad necesaria para el abastecimiento desde los barcos, así como fijar por coordenadas el trayecto de la línea. El plano Batimétrico consta en el Apéndice B.

**Inspección Submarina.**

Para que permita la operación de buques tanques de hasta 45000 TPM, se ha inspeccionado 1700 metros costa afuera, comprendiendo un cuadrilátero de 600 x 400 metros, teniendo así profundidades de 15 a 27 metros, mientras que la ruta



inspeccionada por la tubería comprende 40 metros de ancho alrededor de la tubería.

Las profundidades encontradas en el cuadrilátero de operación, son suficientes para la operación segura de un BT de 45,000 TPM, y el espesor de la capa de arena sondeada es mayor a los 120 cm, que puede ser verificado por otro tipo de sondeo.

El gradiente en el sector no es brusco, ya que en 400 metros de ancho la profundidad del lecho varía de 15 a 25 metros aproximadamente.

La orientación del campo de boyas estaría en función de las corrientes superficiales y de fondo, que en horas de la tarde soplan del Suroeste y al fondo se orientan a San Mateo.

La ruta de la línea submarina es estable a 700 metros de la playa, variando de capas arenosas a capas mezcladas con residuos de conchilla.

La conformación del lecho marino consiste en un manto rocoso con arena en la orilla, arena con conchilla desde unos 300 metros de la

orilla hasta cerca de los 500 metros con espesor de capa de 15 a 60 cm, de ahí en adelante se encontró arena sola llegando a tener una capa de profundidad de 120 cm.

## **2.2 Parámetros Geológicos.**

### **Geología Regional.**

El área de estudio está localizada en una zona de acantilados altos, al Oeste del Puerto de Manta, en la Provincia de Manabí.

Toda esta zona, forma parte de un levantamiento geológico regional de varias decenas de kilómetros de anchura (en la dirección Este-Oeste), que se extiende a lo largo de toda la línea de la costa ecuatoriana, el mismo que es consecuencia directa de la acción de la Placa oceánica Nazca al ser ductada por debajo de la Placa Continental Sudamericana, a lo largo de toda la Fosa Oceánica Ecuatoriana.

El proceso del levantamiento al que se hace referencia, implica que toda el área de estudio tiene condiciones tectónicas de alto riesgo

sísmico, debido a la posibilidad de que se activen fallas cercanas, las mismas que pueden jugar en cualquier momento.

### Geología Estructural.

El macizo rocoso que conforma el acantilado de Barbasquillo, se encuentra muy fracturado por efectos de las deformaciones sufridas por las fuerzas internas.

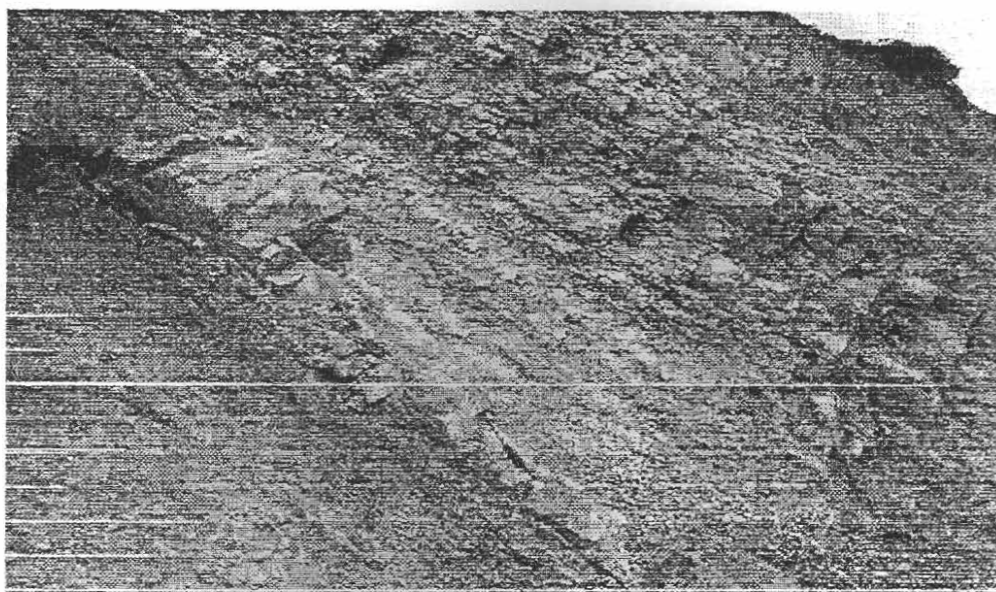


**FIGURA 2.1 PUNTA DE BARBASQUILLO**

**(EN LA PLATAFORMA ALTA SE ENCUENTRA LAS INSTALACIONES DEL TERMINAL DE PETROCOMERCIAL DE LA CIUDAD DE MANTA)**

La roca en la zona de la Punta de Barbasquillo presenta una gran inestabilidad, ya que se detectó rasgos de la caída continua de

bloques rocosos hacia la playa, fenómeno que ocurre por el juego estructural entre los planos de fractura de la roca.



**FIGURA 2.2 ESTRATIFICACIÓN CERCA DE LA PUNTA EN EL  
ALCANTARILLADO DE BARBASQUILLO**

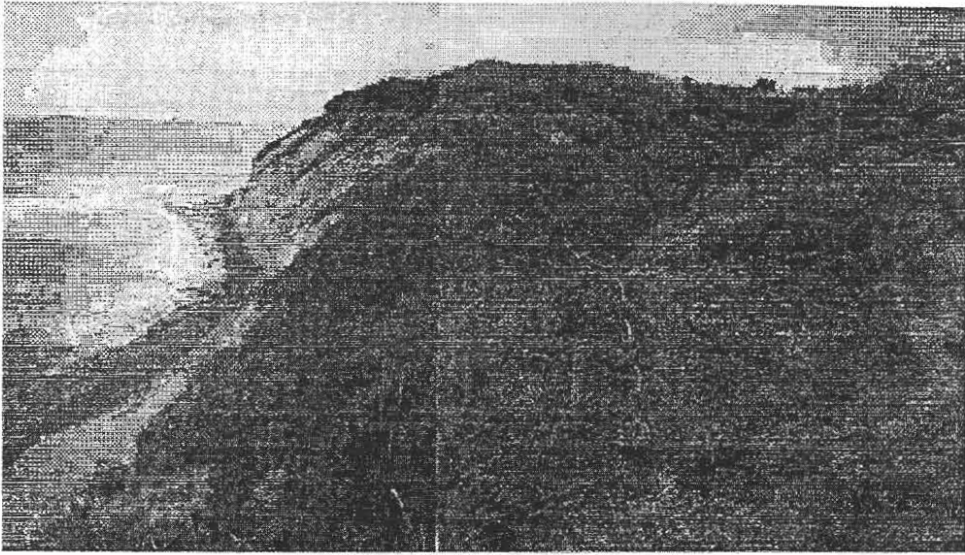
Un ejemplo de la influencia negativa de las fracturas de la roca sobre las obras ya edificadas, es la descarga del sistema del alcantarillado de aguas lluvias que fue construido sobre el extremo Oeste del terminal terrestre de Barbasquillo.

Esta obra, se encuentra completamente destruida por cuanto fue implantada justamente sobre una falla (ver Figura 2.3), la cual

puede ser observada desde la playa y aunque la falla no se ha movido constituye una zona de debilidad por donde se produce una mayor erosión, más aún si se trata de una descarga de aguas.



**FIGURA 2.3 PUNTO DE DESCARGA DEL ALCANTARILLADO  
PLUVIAL DEL TERMINAL DE BARBASQUILLO SOBRE UNA  
FALLA GEOLÓGICA (EXTREMO OESTE)**



**FIGURA 2.4 PANORÁMICA DEL TERRENO ADYACENTE AL  
 TERMINAL DE BARBASQUILLO  
 (DONDE SE OBSERVAN DOS QUEBRADAS SEPARADAS POR UNA  
 DIVISORIA DE AGUA)**

### **Geomorfología.**

El sitio donde se encuentra el terminal terrestre de Barbasquillo es un acantilado vivo, es decir, que se encuentra en plena etapa de erosión y retroceso por efectos combinados de los agentes marinos y terrestres, la altura del acantilado en este sitio es aproximadamente de 25m sobre el nivel del mar.

Inmediatamente hacia el Este del terminal terrestre actual, se encuentra una zona disecada por dos quebradas con sus

respectivos afluentes que ofrecen un acceso de menor pendiente hacia la zona terrestre.

### **Topografía.**

El levantamiento topográfico es indispensable para conocer la configuración de la superficie del terreno de las alternativas previo a la implantación de la obra de Ingeniería.

El levantamiento topográfico permitirá la planificación y cuantificación de todas las obras civiles del proyecto en su componente terrestre, y servirá de base para las diferentes aplicaciones ingenieriles, ya sea, para la determinación de las cuencas hidrográficas, cantidades de material de préstamo, cortes, rellenos y definición de la geometría de éstos según el tipo de suelo cohesivo o granular. El plano topográfico consta en el Apéndice C.

### **2.3 Determinación de la ruta.**

La ruta de la línea submarina para recepción de los buques tanques y para el despacho de combustibles a la flota pesquera, son determinadas en función del calado de las embarcaciones usuarias y de la operación de atracar las embarcaciones para la transferencia

de los combustibles; así como también, depende de la pendiente que soportará la tubería, la ubicación de la estación de bombeo y de los costos y riesgos de la infraestructura para descender la tubería desde las instalaciones del terminal petrolero. El Plano Unificado (Batimétrico y Topográfico) así como el Plano Topográfico Final constan en el Apéndice D.



# **CAPÍTULO 3**

## **3. CONDICIONES DE RECEPCIÓN Y DESPACHO EN EL TERMINAL.**

### **3. 1 Características de Buques-Tanques usuarios del terminal.**

En la actualidad la capacidad de producción de diesel de las refinerías de Esmeraldas y de La Libertad son insuficientes para cubrir la demanda de país, por cuya razón se hace necesario importar este producto desde el exterior.

Según los datos estadísticos que se han obtenido de los terminales petroleros de Esmeraldas y La libertad, los buques-tanques de mayor tamaño, que hacen el servicio de importación de combustible, está en el orden de los 39,221 Toneladas de peso muerto.

A continuación se dan los cuadros de los buques-tanques usuarios de los terminales marítimos de Esmeraldas y de la Libertad; los cuales serán también usuarios del terminal de Barbasquillo.

**TABLA 8**  
**CARACTERISTICAS DE LOS BUQUES PETROLEROS**  
**USUARIOS DEL TERMINAL**

BUQUES	TPM (Toneladas de Peso Muerto)	ESLORA metros	MANGA metros	CALADO metros
B/T SANTIAGO	39,998.90	183.07	32.20	9.25
B/T ZAMORA	39,998.90	183.07	32.20	9.25
B/T ORCHID	38,015.00	182.40	31.04	11.00
B/T OHIO	38,015.00	182.40	31.04	11.00
B/T PETROBULK	39,221.00	185.30	27.10	11.00
B/T PROGRESS	39,221.00	185.30	27.10	11.00
B/T PASTAZA	31,045.00	176.70	28.00	10.30
B/T NAPO	31,045.00	176.70	28.00	10.30
B/T ESMERALDAS	31,045.00	176.70	28.00	10.30
B/T DION	36,200.00	176.00	32.00	10.00

Fuente: Refinería de Esmeraldas y de La Libertad

Los dos terminales son de características similares, el terminal de Esmeraldas y el de Libertad tienen una capacidad para buques de hasta 40,000 toneladas de peso muerto, aunque el calado permisible en Esmeraldas es de 12.2 m y en La Libertad es de 10.5 m.

Se tiene conocimiento que los 2 nuevos buques-tanques que le llegarán a FLOPEC son del tipo HANDIMAX y tienen una capacidad de 45,000 toneladas de peso muerto. En razón de esta circunstancia el diseño para el terminal marítimo de Barbasquillo se lo hará para buques de 45,000 TPM. Adicionalmente el terminal podría recibir buques-tanques de 20,000 TPM, siempre y cuando disponga de bombas que tengan la potencia necesaria, para bombear el producto a tierra.

### **3.1.1. Tipos de Atracadero de Buque-Tanque.**

Los tipos de atracadero para los buques-tanque son:

- a. Monoboya.
- b. Multiboya.

**Ubicación geográfica**

El atracadero para los buques petroleros estará ubicado a 4 Km. al oeste del puerto de Manta; en la siguiente posición geográfica:

80° - 45' – 24.40" Longitud Oeste

01° - 55' – 35.50" Latitud Sur

**Posicionamiento de la monoboya y su PLEM:**

98975680 m N

5272140 m E

Punto de inicio de la línea submarina:

9896150 m N

527169 m E

**Posicionamiento del campo de boyas**

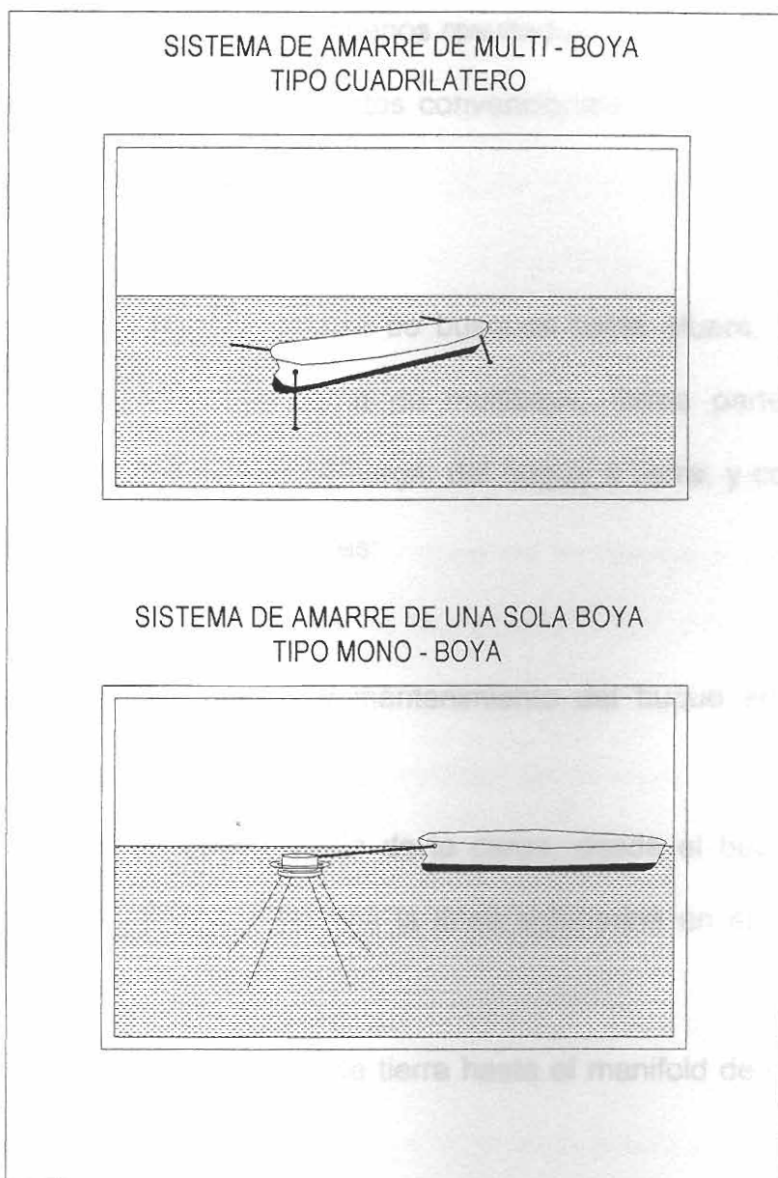
PLEM 9897488 m N

527125 m E

Punto de inicio de la línea submarina:

9896150 m N

527169 m E



**FIGURA 3.1 TIPOS DE ATRACADERO**

**Sistema de amarre utilizando Mono-Boya.**

El uso de terminales mar afuera ha sido una práctica común en la industria petrolera. Este tipo de facilidad se ha utilizado

de válvulas.

durante muchos años, con buenos resultados donde no ha sido posible la instalación de puertos convencionales, debido a sus costos muy elevados.

La instalación para el amarre de busques costa afuera, tanto del tipo de monoboya como de multiboya, forma parte del sistema de transferencia de carga, del buque a tierra; y consta de los siguientes componentes:

- Medio de sujeción y mantenimiento del buque en una posición determinada.
- Medio de transferencia de la carga, desde el buque al manifold<sup>2</sup> donde termina la línea submarina en el fondo del mar.
- Línea submarina desde tierra hasta el manifold de carga al buque.

El sistema de amarre con una sola boya (monoboya) ha sido utilizado con buques petroleros de gran tamaño que deben tomar o dejar su carga en lugares donde las condiciones del mar son de moderadas a severas.

---

<sup>2</sup> Manifold.- Distribuidor de tuberías. Conjunto de válvulas.

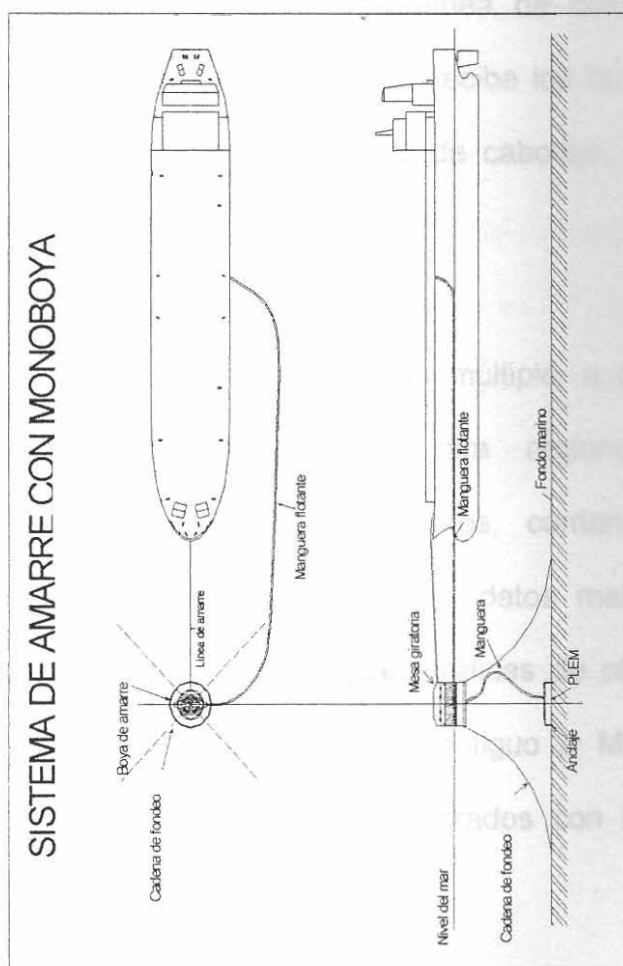
En esta forma de amarre el buque se asegura a una sola boya, la cual puede ser giratoria en su totalidad o puede ser giratoria solamente en su segmento superior. En el primer caso la boya se sujeta al fondo del mar mediante una sola "pata" la cual está clavada en el fondo marino, a este tipo de amarre en inglés se le llama SALM (Single Anchor Leg Mooring). En el segundo caso, al cuerpo principal de la boya se lo mantiene en una posición más o menos fija mediante cuatro o más cadenas de fondeo que van sujetas a sus respectivas anclas de retención en el fondo. Sobre el cuerpo principal de la boya existe una mesa giratoria a la cual se asegura el buque que está en capacidad de rotar hasta 360°. A este tipo de amarre en inglés se lo llama CALM (Catemary Anchor Leg Mooring).

La transferencia de carga se hace de la boya al buque, a través de mangueras flotantes que van conectadas, del manifold de la embarcación, en el un extremo, a la conexión giratoria de la boya en el otro. La conexión de la boya al PLEM, se hace mediante mangueras.

El buque gira en torno a la boya conforme cambian las direcciones: del viento, las corrientes marinas, o las olas; lo que sea más intenso.

En el dibujo siguiente se muestra una instalación de amarre del tipo CALM, para buques petroleros.

**FIGURA 3.2 SISTEMA DE AMARRE CON MONOBOYA**





### Sistema de amarre de Boya Múltiple.

Este sistema de amarre es el más antiguo y se lo utiliza en muchas regiones del mundo. En el Ecuador se los usa en los terminales petroleros de Esmeraldas y La Libertad. En el terminal petrolero de Esmeraldas (TEPRE), el sistema consta de cuatro boyas y brinda servicio a buques petroleros de hasta 40.000 TPM. En La Libertad existen dos terminales de este tipo el uno es de aguas profundas y da servicio a buques de tamaño similar a los que llegan a TEPRE y está ubicado a una distancia aproximada de 3 millas de la línea de costa. El segundo terminal es de aguas someras y recibe los buques petroleros pequeños que hacen el servicio de cabotaje, está ubicado a media milla de la línea de playa.

Este sistema de amarre de boya múltiple, a diferencia de la monoboya, es recomendado para regiones donde las condiciones ambientales de vientos, corrientes marinas y oleajes no son muy severas. Los datos meteorológicos de vientos y las mediciones oceanográficas de olas y corrientes para el sector de Barbasquillo contiguo a Manta, muestran valores relativamente bajos comparados con las condiciones



CIB-ESPOL



CIB-ESPOL



CIB-ESPOL



CIB-ESPOL

ambientales de Esmeraldas y más aún cuando se los compara con otras regiones del mundo.

El sistema de boya múltiple, como se utiliza en otras partes del mundo, emplea de cuatro a siete boyas. En el TEPRE y en el terminal de Cautivo en La Libertad se emplea cuatro boyas, mientras que el terminal de aguas profundas de La Libertad emplea cuatro boyas más el ancla del buque.

En cuanto a la sujeción de las boyas al fondo marino, en unos casos, cada boya va sujeta a un ancla utilizando una cadena lo suficientemente larga para que forme una catenaria adecuada. En otros casos la cadena de fondo de la boya va amarrada a dos anclotes o muertos que trabajan en “V” como se muestra en el dibujo de la página subsiguiente. En algunos casos se utiliza un anclote de posicionamiento para cada boya, ubicado a una distancia conveniente de la misma.

La conexión del manifold del buque al manifold donde termina la línea submarina se hace a través de mangueras, que permanecen en el fondo del mar. Cuando atracar el B/T para

conectarse a la línea submarina, eleva las mangueras con su propio aparejo y las conecta a su manifold.

**TABLA 9**  
**COMPARACIÓN ENTRE SISTEMAS DE AMARRE COSTA**  
**AFUERA**

<b>COND. OPERATIVA</b>	<b>MONO BOYA</b>	<b>MULTI BOYA</b>
<b><u>Durante el amarre</u></b> - Olas - Vientos	6 – 8 pies 25 Nudos	6 – 8 pies 25 Nudos
<b><u>Amarrado</u></b> - Olas - Vientos	Sobre los 15 pies 60 Nudos	3 – 10 pies 30 – 50 Nudos
<b><u>Durante la Transf. de carga</u></b> - Olas - Vientos	10 – 12 pies 40 Nudos	3 – 10 pies 25 – 35 Nudos
<b>Distancia desde tierra</b>	Más distante	Mediano
<b>Espacio de giro</b>	Grande	Mediano
<b>Maniobra de amarre</b>	Más fácil	Más complicado
<b>Req. de remolcador</b>	SÍ	NO
<b>Requerim. de lancha</b>	SÍ	SÍ
<b>Susceptible de accidente</b>	Mod. a bajo	Bajo
<b>Inversión</b>	Moderada	Baja

Fuente: OIL & Gas Journal Best bet for U.S Offshore deepwater crude – oil Terminals by John Mascnik



CIB-ESPOL



CIB-ESPOL



CIB-ESPOL



CIB-ESPOL



CIB-ESPOL

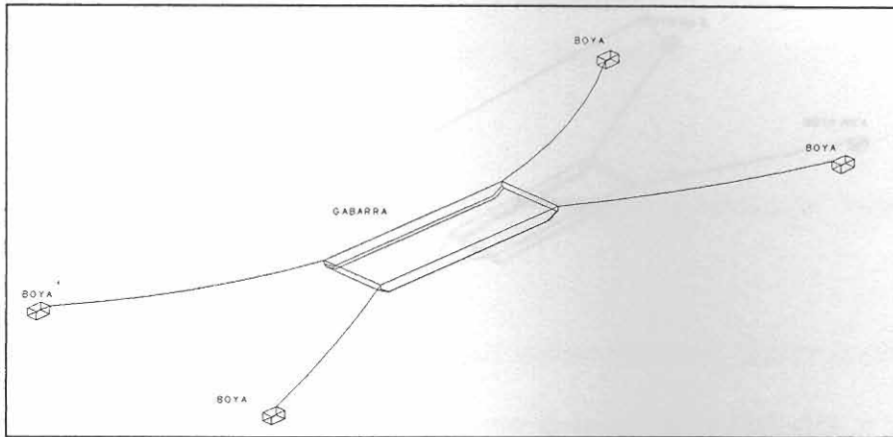
### **Tipo de Atracadero para Despacho a Flota Pesquera.**

Para la flota pesquera se pueden presentar algunas opciones para el despacho de combustible como: la construcción de un muelle, atracadero de barcaza simple(chata) o atracadero de barcaza doble. Pero para decidir entre las alternativas se deben tomar en cuenta criterios como impacto ambiental, costo y facilidad en la maniobra de despacho.

En el presente documento nos enfocaremos a las opciones de las barcazas, ya que la del muelle es más costosa y no se justifica porque su finalidad es sólo el despacho de combustible.

#### **Atracadero de Barcaza Simple (Chata)**

La Barcaza Simple debería tener una capacidad de 260,000 Gal. para abastecer a las embarcaciones. Esta Barcaza, tiene un doble fondo y estará amarrada entre cuatro boyas con sus respectivos muertos, con cables de acero de 1 pulg. de diámetro, y estará ubicada en una zona donde se tenga una profundidad mínima de 10 m, y podrá abastecer a embarcaciones de un calado de hasta de 8 m.

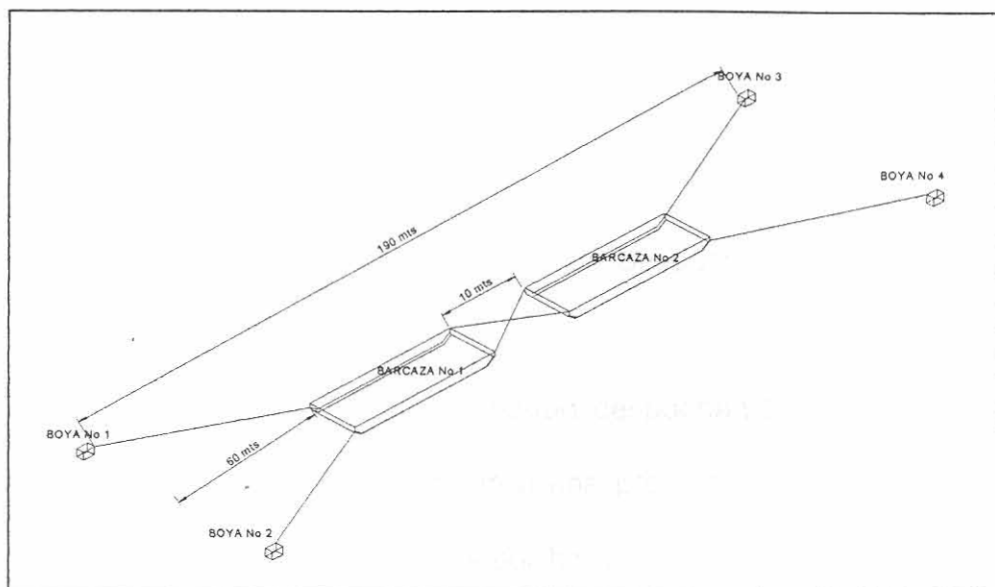


**FIGURA 3.3 SISTEMA DE AMARRE DE BARCAZA SIMPLE  
(CHATA)**

AMARRE DE BARCAZA DOBLE

### Atracadero de Barcaza Doble

La Barcaza Doble tiene como finalidad que en caso de dar mantenimiento por algún daño a una de los tanques, el otro pueda trabajar sin ningún problema. Es por esto que la capacidad del conjunto es similar a la anterior alternativa de atracadero, es decir 260,000 Gal. Al igual que la anterior estará amarrada entre cuatro boyas con sus respectivos muertos, con cables de acero de 1 pulg. de diámetro, y estará ubicada en una zona donde se tenga una profundidad mínima de 10 m, y podrá abastecer a embarcaciones de un calado de hasta de 8 m.



**FIGURA 3.4 SISTEMA DE AMARRE DE BARCAZA DOBLE**

### 3. 2 Capacidad de Almacenamiento.

El Terminal de Barbasquillo recibe actualmente los productos desde la Refinería de La Libertad a través de un poliducto de 6 pulgadas de diámetro y 166 Km. de longitud, con una capacidad de empaquetamiento de aproximadamente 21,046 barriles (883,932 galones). En el Terminal, los productos son almacenados en tanques cilíndricos verticales para posteriormente mediante bombeo ser despachados en la isla de carga a los vehículos tanqueros para su distribución final a la Provincia de Manabí.

El volumen despachado desde la Refinería de La Libertad hacia el Terminal de Barbasquillo depende de dos factores :

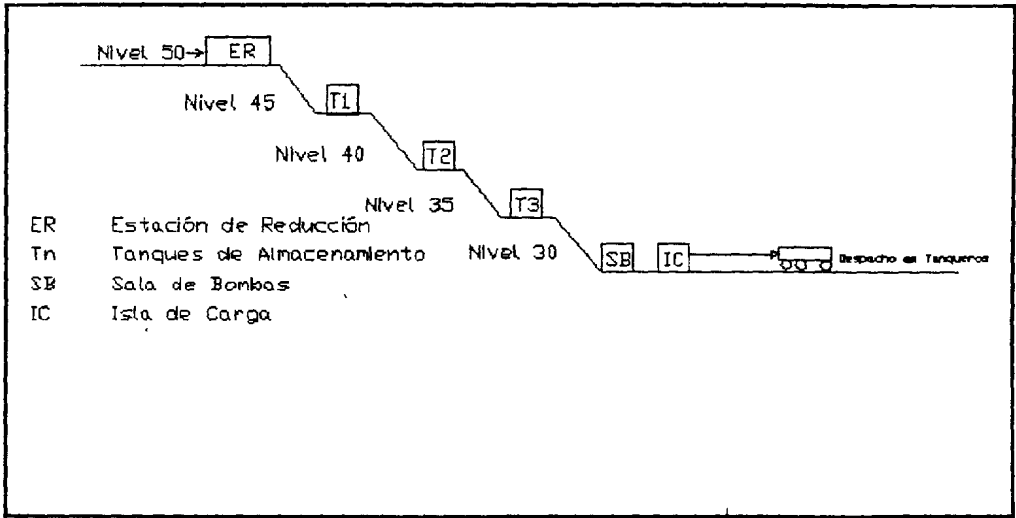
- Capacidad de producción de la Refinería de la Libertad (40,000 barriles al día)
- Planificación de Programación de despacho realizada desde Quito.

Las bombas instaladas en La Libertad despachan los combustibles hacia el Terminal de Barbasquillo a una presión de 1,000 psi. y un caudal promedio de 400 barriles por hora ( $\approx 16,800$  Gal./hora) donde llega los productos a una presión promedio de 260 psi.

Los productos pasan a través de una estación reductora de donde salen a una presión aproximada de 40 psi. hacia los tanques de almacenamiento a través del manifold (distribuidor de productos).

Desde la sala de bombas se realiza la succión de los combustibles y salen con una presión aproximada de 60 psi. a la isla de carga, en donde por medio de válvulas y diafragmas se reduce la presión a 2.5 psi. Esta última presión es la adecuada para realizar la carga a los camiones tanques, los que por vía terrestre despachan a los diferentes distribuidores. Un diagrama de flujo de las operaciones se presenta en la Figura 3.5.





**FIGURA 3.5 ESQUEMA OPERATIVO DEL TERMINAL BARBASQUILLO**

La Tabla 10 muestra los tipos de combustible que se reciben y almacenan en el Terminal Barbasquillo junto con las cantidades transportadas por el poliducto en el año 2001 y el promedio mensual consumido de combustible durante ese año. Adicionalmente, se muestran los despachos promedios diarios del Terminal durante el mes de Marzo de 2002. En la misma tabla se puede observar que los productos de mayor demanda en la actualidad corresponden a Gasolina Extra y a Diesel 2.



**TABLA 10**  
**TIPO DE PRODUCTO MANEJADO POR EL TERMINAL DE**  
**BARBASQUILLO EN EL AÑO 2001**

<b>Producto</b>	<b>Cantidad Almacenada (2001)</b>	<b>Promedio Mensual Despachado</b>	<b>Promedio Diario Despachado (Marzo 2002)</b>	<b>% Venta Total Diaria</b>
Gasolina extra (80 octanos)	18,098,567 gal	1,508,214 gal	63,000 gal	32.46 %
Diesel 1 (Kérex)	388,950 gal	32,412 gal	840 gal	0.43 %
Diesel 2 (Industrial y Pesq.)	43,028,480 gal	3,585,707 gal	130,200 gal	67.11 %
<b>TOTAL</b>	<b>61,515,997 gal</b>	<b>5,126,333 gal</b>	<b>194,040 gal</b>	

Fuente: Jefatura de Terminal de Barbasquillo. Archivo de Sucursal PETROCOMERCIAL-Manta

### **Descripción de las Instalaciones.**

El Terminal de productos limpios de Petrocomercial se encuentra ubicado al Sur de la ciudad de Manta en la zona de Barbasquillo. Cubre una área desarrollada de 9.64 Ha., y una área de reserva de 70.92 Ha. El área desarrollada del Terminal se encuentra entre las cotas 26.00 y 53.00. Los límites del Terminal son los siguientes: al

norte el Océano Pacífico, al Sur la estación reductora de presión, al Este un acantilado, al Oeste áreas de reserva.

El Terminal Barbasquillo consta de las siguientes instalaciones :

- Estación Reductora
- Tanques de almacenamiento de combustible
- Sala de bombas
- Isla de Carga
- Cubetos de contención
- Piscinas separadores de combustible
- Sistema contra incendio
- Generador de emergencia
- Estaciones de servicio para despacho interno
- Edificaciones
- Red de aguas lluvias y de proceso

### **Tanques de Almacenamiento de Combustible.**

Los combustibles (gasolina extra, diesel 1, diesel 2 y combustible recuperado) se almacenan en nueve tanques dentro de los cubetos de contención. A continuación se presentan las características de los tanques de almacenamiento y de los cubetos.

TABLA 11

## CARACTERÍSTICAS DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO

Cubeto No.	Tanque No.	Características de los tanques		
		Combustible	Capacidad (m <sup>3</sup> )	Codificación
1	1	G. Extra	1,660	TMB-01-38-00015
	2	G. Extra	1,660	TMB-02-38-00016
2	3	G. Extra	8,737	TMB-03-38-00017
3	4	Diesel 2	4,743	TMB-04-38-00018
4	5	SLOP	1,112	TMB-05-38-00019
	6	G. Extra	842	TMB-06-38-00020
	7	Diesel 1	471	TMB-07-38-00021
5	8	Diesel 2	1,660	TMB-08-38-00022
	9	Diesel 2	1,660	TMB-09-38-00023

Fuente: Oficina de "Movimiento de Producto". Terminal Barbasquillo-Manta

TABLA 12

## GEOMETRÍA Y CAPACIDAD DE LOS CUBETOS

Cubeto No.	Características geométricas			
	Largo (m.)	Ancho (m.)	Altura (m.)	Volumen (m <sup>3</sup> )
1	65.2	39.0	0.80	2,034.24
2	99.5	41.1	2.30	9,405.73
3	72.0	53.0	1.25	4,770.00
4	69.0	47.6	0.60	1,970.64
5	64.3	24.5	1.05	1,654.11

Fuente: Oficina de "Movimiento de Producto". Terminal Barbasquillo-Manta

### 3. 3 Condiciones de presión y flujo para Recepción y Despacho.

#### **Condiciones de presión y flujo para Recepción de Combustible desde Buque – Tanque a Terminal.**

La tubería estará expuesta a una presión máxima de bombeo otorgada por el Buque / Tanque de  $7 \times 10^5$  Pa (102.9 psi) a un caudal de 3,000 gpm en el tramo marino-estación de bombeo; para los cálculos de diseño de la línea se empleará una presión de  $10 \times 10^5$  Pa (147 psi), para prevenir si algún buque tuviera mayor capacidad de bombeo. Para que el combustible llegue a los tanques de almacenamiento se necesitará una estación tipo Booster<sup>3</sup> ubicada en la cota +15 (cota terrestre). Desde la estación booster a los tanques de almacenamiento las condiciones de bombeo a considerar son  $7 \times 10^5$  Pa (102.9 psi) a 3,000 gpm.

Mediante el análisis de pérdidas por fricción y por tiempo de operación el diámetro escogido para la tubería de recepción de combustible de Buque – Tanque a estación de bombeo es de 355.6

---

<sup>3</sup> Estación Booster.- Es una estación de apoyo, que servirá para incrementar la presión para que llegue a la cota de almacenamiento .

mm (14 pulg.) y la longitud de la tubería desde la ubicación del atracadero hasta la playa es de 1,450 metros y de la playa a los tanques de almacenamiento unos 150 metros dando un total de 1,600 m de tubería.

### **Condiciones de presión y flujo para Despacho de Combustible desde Terminal a Chata.**

Para el despacho de combustible desde el terminal a la chata de servicio que surtirá de diesel a la flota pesquera se ha considerado una tubería de 152.4 mm (6 pulg.) mediante descarga por gravedad desde los tanques de almacenamiento con un caudal máximo de 700 gpm; la presión debido al cabezal estático es de  $7 \times 10^5$  Pa (102.9 psi). La longitud de la tubería desde la ubicación de la chata hasta los tanques de almacenamiento dan 1500 m de longitud de tubería aproximadamente.

# **CAPÍTULO 4**

## **4. PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO.**

Una vez determinado el diámetro de las tuberías, el procedimiento para realizar la selección de la tubería depende en primer lugar del cálculo del espesor de pared, para posteriormente revisar la posibilidad de pandeo local y la propagación de pandeo; adicionalmente se debe verificar la deflexión de la tubería, su estabilidad y determinar sus límites de operación.

Para realizar estos cálculos se necesitan los datos de entrada como son propiedades de los materiales a emplearse en el diseño y las condiciones de operación.

**TABLA 13**  
**PROPIEDADES DE LOS MATERIALES Y CONDICIONES PARA**  
**DISEÑO**

<b>Propiedades del acero de la Tubería</b>	
Resist. a la fluencia API 5L GRADO B, SMYS	241 Mpa (35kpsi)
Resist. Últ. a la tensión API 5L GRADO B, SMTS	413 Mpa (60 kpsi)
Módulo de Elasticidad, E	206.8 Gpa (30 Mpsi)
Relación de Poisson, $\nu_{poisson}$	0.3
Coefficiente de expansión lineal, $\alpha$	$11 \times 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$ ( $6.5 \times 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{F}^{-1}$ )
<b>Propiedades del concreto para recubrir la Tubería</b>	
Peso específico del concreto, $\gamma_{con}$	19000 N/m <sup>3</sup> (190 lb/pie <sup>3</sup> )
<b>Propiedades del agua de mar</b>	
Densidad del agua de mar, $\rho_{mar}$	1030 Kg/m <sup>3</sup> (64.2 lb/pie <sup>3</sup> )
Viscosidad cinemática, $\nu_{mar}$	$9.3 \times 10^{-7} \text{ m}^2/\text{seg}$ ( $1.0 \times 10^{-5} \text{ pie}^2/\text{seg}$ )
<b>Condiciones para Diseño de Tubería de Recepción desde Buque - Tanque</b>	
Diámetro Nominal de tubería	355.6 mm (14 pulg.)
Presión interna de diseño (tramo marino)	$10 \times 10^5 \text{ Pa}$ (147 psi)
Presión interna de diseño (tramo terrestre)	$7 \times 10^5 \text{ Pa}$ (102.9 psi)
Flujo de operación	3,000 gpm
<b>Condiciones para Diseño de Tubería de Despacho desde Terminal</b>	
Diámetro Nominal de tubería	152.4 mm (6 pulg.)
Presión interna de diseño	$7 \times 10^5 \text{ Pa}$ (102.9 psi)
Flujo de operación	700 gpm
Vida útil (para ambas tuberías)	40 años

## 4. 1 Espesor de Pared.

### 4. 1.1 Espesor de pared en tramo marino.

El espesor requerido para soportar la presión interna de diseño está dada por:

$$tp = \frac{D * P}{2 * SMYS * f}$$

*\*De la fórmula de esfuerzo circunferencial en cilindros de paredes delgadas. Siendo el espesor de pared menor a 1/10 del radio. Según DNV-OS-F101 2000 Sec 12 pag. 110.*

Donde:

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

tp = Espesor mínimo de pared requerido por presión interna de diseño, en mm (pulg.).

P = Presión interna de diseño, en Pa (Psi).

SMYS = Resistencia a la fluencia del acero de la tubería, en Pa (Psi).

f = Factor de diseño para espesor de pared según la Tabla 1 (Factores de Diseño para Tuberías).

El efecto de la presión hidrostática externa debido a las pequeñas variaciones en la profundidad del agua será ignorada



$$tp = \frac{D * P}{2 * SMYS * f}$$

$$tp = 1.024 \text{ mm (0.040 pulg.)}$$

**Espesor por presión interna**

$$tcvu = tca * VDU$$

$$tcvu = 6.350 \text{ mm (0.187 pulg.)}$$

**Espesor por corrosión**

**Espesor para Tubería de Despacho desde Terminal a Chata de Servicio.**

Datos:

$$D = 152.4 \text{ mm (6 pulg.)}$$

$$P = 7 \times 10^5 \text{ Pa (102.9 psi)}$$

$$SMYS = 241 \text{ MPa (35 kpsi)}$$

$$f = 0.72$$

$$tca = 0.15875 \text{ mm/año (0.00625 pulg/año)}$$

$$VDU = 40 \text{ años}$$

$$tp = \frac{D * P}{2 * SMYS * f}$$

$$tp = 0.307 \text{ mm (0.012 pulg.)}$$

**Espesor por presión interna**

en el cálculo del espesor para obtener resultados conservadores.

### Espesor por margen de corrosión.

El espesor para suplir a los efectos de la corrosión durante la vida útil de la línea está dada por:

$$tcvu = tca * VDU$$

\*Según norma DNV-OSF101-2000 Sec.5 pag.33.

Donde:

tcvu: espesor por corrosión durante vida útil, en mm (pulg).

tca: tasa de corrosión anual, 0.15875 mm/año (0.00625 pulg/año)

VDU: vida útil en años

### Espesor para Tubería de Recepción desde Buque-Tanque.

Datos:

D = 355.6 mm (14 pulg.).

P =  $10 \times 10^5$  Pa (147 psi)

SMYS = 241 MPa (35 kpsi).

f = 0.72

tca = 0.15875 mm/año (0.00625 pulg/año)

VDU = 40 años

$$t_{cvu} = t_{ca} * VDU$$

$$t_{cvu} = 6.350 \text{ mm (0.187 pulg)}$$

**Espesor por corrosión**

#### 4.1.2 Espesor de pared en tramo terrestre.

El espesor de la tubería en el tramo terrestre varía para la línea de recepción de combustible, ya que desde la estación de bombeo la presión necesaria para llegar a los tanques de almacenamiento es  $7 \times 10^5$  Pa.

**Espesor para Tubería de Recepción desde Buque–Tanque en tramo terrestre.**

Datos:

$$D = 355.6 \text{ mm (14 pulg.)}$$

$$P = 7 \times 10^5 \text{ Pa (100 psi)}$$

$$SMYS = 241 \text{ MPa (35 kpsi)}$$

$$f = 0.72$$

$t_{ca} = 0.11905 \text{ mm/año}$  (Considerando que la tasa de corrosión en este tramo es el 75% de la tasa en tramo marino).

$$VDU = 40 \text{ años}$$

$$t_p = \frac{D * P}{2 * SMYS * f}$$

$$t_p = 0.717 \text{ mm (0.028 pulg.)}$$

### **Espesor por presión interna**

$$t_{cvu} = t_{ca} * VDU$$

$$t_{cvu} = 4.762 \text{ mm (0.187 pulg)}$$

### **Espesor por corrosión**

El espesor de la tubería para el despacho de combustible no varía ya que la presión dentro de la línea resulta por la columna hidrostática de combustible.

#### **4.1.3 Espesor Requerido de diseño.**

El espesor requerido para el diseño ( $t_r$ ) estará dado por:

$$t_r = t_p + t_{cvu}$$

Donde:

$t_p$  = Espesor por presión, en mm (pulg).

$t_{cvu}$  = Espesor por corrosión durante vida útil, en mm (pulg.).

#### **Espesor Requerido por Tubería de Recepción desde Buque-Tanque.**

1. Espesor de diseño requerido en tramo marino por presión interna y margen de corrosión: 7.374 mm

(0.290 pulg.). El espesor comercial a usarse en este tramo es de 7.920 mm (0.312 pulg.) es decir, se empleará una tubería grado B según API 5L de 355.6 mm (14 pulg.) de diámetro y cédula 20. (Peso por unidad de longitud 67.90 kg/m y diámetro exterior 355.6 mm- 14 pulg).

2. Espesor de diseño requerido en tramo terrestre por presión interna y margen de corrosión: 5.479 mm (0.216 pulg.). El espesor comercial a usarse en este tramo es de 6.350 mm (0.250 pulg.) es decir, se empleará una tubería grado B según API 5L de 355.6 mm (14 pulg.) de diámetro y cédula 10. (Peso por unidad de longitud 54.69 kg/m).

### **Espesor Requerido por Tubería de Despacho desde Terminal a Chata de Servicio.**

1. Espesor de diseño requerido en tramo marino por presión interna y margen de corrosión: 6.657 mm (0.262 pulg.). El espesor comercial a usarse en este tramo es de 7.110 mm (0.280 pulg.) es decir, se empleará una tubería grado B según API 5L de

152.4 mm (6 pulg.) de diámetro y cédula 40 (STD).  
(Peso por unidad de longitud 28.26 kg/m y diámetro exterior 168.3 mm- 6.625 pulg)

2. Espesor de diseño requerido en tramo terrestre por presión interna y margen de corrosión es el mismo que en el tramo marino.

#### **4.2 Análisis de Pandeo.**

Debido a la presión hidrostática a que están sometidas las líneas, es necesario revisar los ductos por efectos de pandeo. El pandeo de la línea depende de muchos factores, incluyendo la relación diámetro / espesor de pared ( $D/t$ ), sus propiedades de esfuerzo-deformación, su ovalización original, presión hidrostática, y el momento flexionante en la línea. También se ha reportado que la tensión axial tiene influencia en el fenómeno de pandeo, aunque en menor grado que la flexión o la presión hidrostática.

El pandeo de una tubería puede definirse como el aplastamiento u ovalización excesiva de la sección transversal de la tubería. El pandeo puede ser "seco" cuando la línea no se rompe, o "húmedo" cuando la línea se rompe y entra agua.

Dependiendo de las cargas a que esté sujeta la tubería, uno o más de los siguientes modos de pandeo pueden ocurrir:

- Pandeo local de la pared de la tubería debido a la presión externa, fuerza axial y momento flexionante.
- Propagación de pandeo debido a presión externa.
- Pandeo de la tubería como una barra en compresión.

La tubería de la línea a diseñar deberá estar segura contra el pandeo local bajo la condición más desfavorable de sobrepresión externa, fuerza axial y momento flexionante.

#### 4.2.1 Pandeo Local

Según código API-RP 1111- 1999 (Diseño, Construcción, Operación y Mantenimiento de Tuberías Submarinas para Hidrocarburos), la teoría para pandeo local debido a una presión de colapso debe guardar la siguiente relación:

$$(P_o - P_i) \leq f_o * P_c$$

Donde:

$f_o$ : factor de colapso

0.7 para tubería sin costura

0.6 para tubería expandida en frío

$P_c$ : presión de colapso

$P_o$ : Presión externa (hidrostática)

$P_i$ : presión interna

Para determinar la presión de colapso tenemos:

$$P_c = \frac{P_y * P_e}{\sqrt{P_y^2 + P_e^2}}$$

$$P_y = 2SMYS \left( \frac{t}{D} \right)$$

$$P_e = 2E \frac{\left( \frac{t}{D} \right)^3}{1 - \nu^2}$$

Donde:

E: módulo de elasticidad (206.8 Gpa o 30 Mpsi)

$P_e$ : presión de colapso elástico de la tubería

$P_y$ : presión de fluencia de colapso

$\nu$ : relación de Poisson (0.3 para el acero)

### 4.2.3 Propagación de Pandeo

Esto se describe como la situación cuando una abolladura transversal (la cual fue causada por flexión excesiva o cualquier otra causa) cambia su configuración a pandeo longitudinal y se propaga a lo largo de la tubería. La carga



que produce que un pandeo se propague es la presión hidrostática.

Para que exista la propagación de pandeo se necesita de la acción de una presión para iniciar el pandeo ( $P_{ip}$ ), que es mayor que la necesaria para propagar el pandeo ( $P_p$ ). Como una consecuencia de ello, un pandeo inicial en una tubería se propaga y falla hasta que la presión externa (hidrostática) sea igual o menor que la presión de propagación.

Las ecuaciones para determinar dichas presiones según DNV-OSF101 – 2000 Sec 5 pag. 37 son:

$$P_{ip} = 1.5P_p$$

$$P_p = 1.15\pi * SMYS \left( \frac{t}{D} \right)^2$$

Donde:

$P_{ip}$ : presión de inicio de pandeo

$P_p$ : presión de propagación

SMYS: resistencia a la fluencia de la tubería

t: espesor de tubería

D: diámetro exterior de la tubería

**Cálculos de Análisis de Pandeo para Línea de  
Recepción.**

Datos:

$f_0 = 0.7$  (factor de colapso)

$P_0 = 0.185$  MPa (25.7 psi) (debido a 18 m de prof. del mar)

$E = 206.8$  Gpa (30 Mpsi) (módulo de elasticidad)

$\nu = 0.3$  (relación de Poisson acero)

$SMYS = 241$  MPa (35 kpsi)

$t = 7.920$  mm (0.312 pulg)

$D = 355.6$  mm (14 pulg)

- $P_i$  la tomaremos como cero para comprobar el pandeo.

$$P_y = 2SMYS \left( \frac{t}{D} \right) \quad \boxed{P_y = 10.63 \text{ MPa}}$$

$$P_e = 2E \frac{\left( \frac{t}{D} \right)^3}{1 - \nu^2} \quad \boxed{P_e = 5.02 \text{ MPa}}$$

$$P_c = \frac{P_y * P_e}{\sqrt{P_y^2 + P_e^2}} \quad \boxed{P_c = 4.54 \text{ MPa}}$$

Comprobamos la relación, para verificar si existe o no pandeo:

$$(P_o - P_i) \leq f_o * P_c$$

Si  $P_i = 0$ , entonces:

$$P_o \leq f_o * P_c \quad \boxed{0.185MPa \leq 3.18MPa}$$

De ahí se tiene que no existe la posibilidad de pandeo local en la línea.

$$P_p = 1.15\pi * SMYS \left( \frac{t}{D} \right)^2 \quad \boxed{P_p = 0.432MPa}$$

$$P_{ip} = 1.5P_p \quad \boxed{P_{ip} = 0.647MPa}$$

De los resultados obtenidos anteriormente se puede determinar que no existe el riesgo ni de pandeo local ni propagación de pandeo, ya que la presión externa es menor a  $P_p$ .

### ***Cálculos de Análisis de Pandeo para Línea de***

#### ***Despacho.***

Datos:

$$f_o = 0.7 \text{ (factor de colapso)}$$

$P_o = 0.185 \text{ MPa}$  (25.7 psi) (debido a 18 m de prof. del mar)

$E = 206.8 \text{ Gpa}$  (30 Mpsi) (módulo de elasticidad)

$\nu = 0.3$  (relación de Poisson acero)

$SMYS = 241 \text{ MPa}$  (35 kpsi)

$t = 7.110 \text{ mm}$  (0.280 pulg)

$D = 152.4 \text{ mm}$  (6 pulg)

\*  $P_i$  la tomaremos como cero para comprobar el pandeo.

$$P_y = 2SMYS \left( \frac{t}{D} \right) \quad \boxed{P_y = 22.49 \text{ MPa}}$$

$$P_e = 2E \frac{\left( \frac{t}{D} \right)^3}{1 - \nu^2} \quad \boxed{P_e = 46.15 \text{ MPa}}$$

$$P_c = \frac{P_y * P_e}{\sqrt{P_y^2 + P_e^2}} \quad \boxed{P_c = 20.21 \text{ MPa}}$$

Comprobamos la relación, para verificar si existe o no pandeo:

$$(P_o - P_i) \leq f_o * P_c$$

Si  $P_i = 0$ , entonces:

$$P_o \leq f_o * P_c \quad \boxed{0.185 \text{ MPa} \leq 14.15 \text{ MPa}}$$

De ahí se tiene que no existe la posibilidad de pandeo local en la línea.

$$P_p = 1.15\pi * SMYS \left( \frac{t}{D} \right)^2 \quad \boxed{P_p = 1.895 \text{ MPa}}$$

$$P_{ip} = 1.5P_p$$

$$\boxed{P_{ip} = 2.843 \text{ MPa}}$$

De los resultados obtenidos anteriormente se puede determinar que no existe el riesgo ni de pandeo local ni propagación de pandeo, ya que la presión externa es menor a  $P_p$ .

### **Cálculo de Atiesadores**

Como se mencionó anteriormente, un pandeo iniciado en la línea se propaga cuando la presión hidrostática excede a la presión de propagación. Esto podría dañar a una longitud considerable de la línea y provocar pérdidas económicas graves. También sería antieconómico diseñar una tubería con el espesor de pared suficiente para que no se produzca este problema, por lo que se usan atiesadores para limitar la longitud de la tubería dañada.



El atiesador es un segmento de tubería de material más resistente que el de la tubería principal, por lo que requiere de una energía adicional para deformarse plásticamente y aplastarse.



CIB-ESPOL

Existen varios tipos de atiesadores internos y externos, incluyendo los siguientes:



*Anillos integrales.*- Es un anillo con el mismo diámetro interior de la tubería, y con mayor diámetro exterior que ésta. Es tipo de atiesador externo más efectivo.

CIB-ESPOL

*Anillo soldado.*- Es una camisa soldada sobre el diámetro exterior de la tubería.



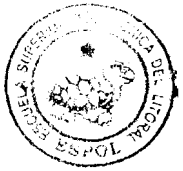
CIB-ESPOL

*Anillo libre.*- Es una camisa que se desliza sobre la tubería. Se rellena el espacio anular entre el diámetro interior de la camisa y el diámetro exterior de la tubería. Estos anillos frecuentemente se hacen de un espesor grueso y son económicos.

*Anillo interno.* - Es una sección de tubería de espesor grueso con el mismo diámetro exterior y un menor diámetro interior que la tubería. Este es el tipo de atiesador más efectivo, pero podría interferir con las operaciones de inspección con diablos instrumentados.



CIB-ESPOL



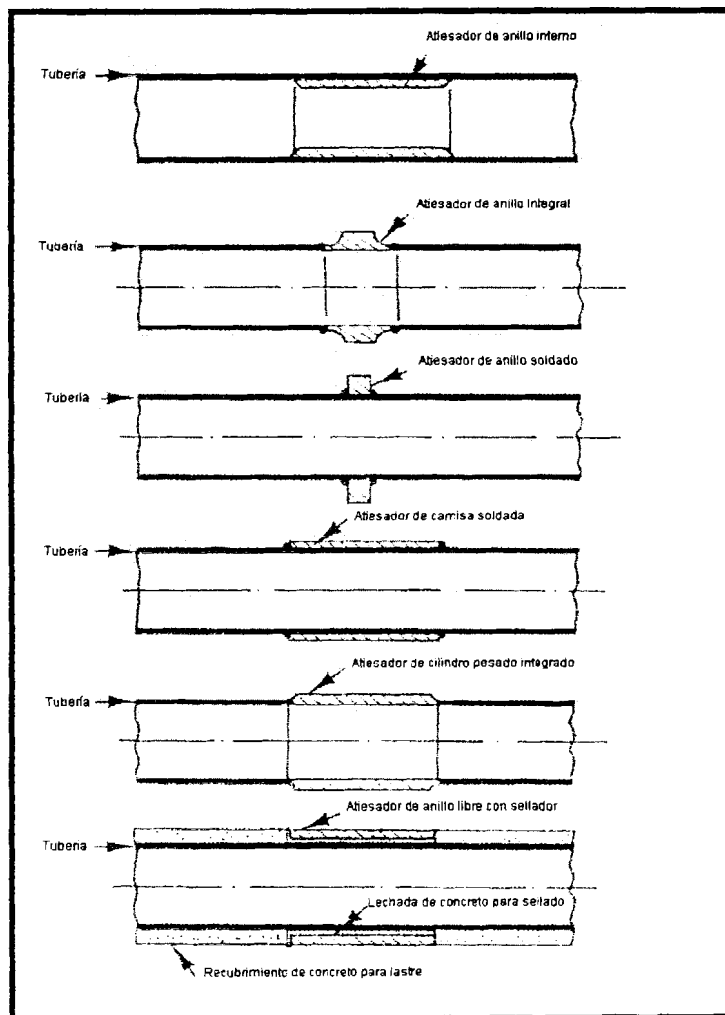
CIB-ESPOL



CIB-ESPOL



CIB-ESPOL



**FIGURA 4.1 TIPOS DE ATIESADORES**

El diseño de un atiesador de pandeo incluye la selección del espaciamiento de los atiesadores y así de sus características, incluyendo el diámetro, espesor de pared, grado, longitud y tipo de atiesador. Estos parámetros se seleccionan de tal manera que un pandeo no se propague cruzando por el atiesador. La presión de cruzamiento se define como la presión hidrostática neta requerida para que un pandeo se propague hasta el otro lado del atiesador. De acuerdo con esto, el atiesador de pandeo debe diseñarse para que la presión de cruzamiento sea mayor que la presión hidrostática esperada en el atiesador.

La selección del número y el esparcimiento de los atiesadores a lo largo de la tubería es estrictamente un asunto de economía. Como el riesgo de pandeo es generalmente mayor durante el tendido de la línea, parece lógico seleccionar un espaciamiento entre atiesadores igual a la longitud del claro libre suspendido de la tubería. Sin embargo, la selección de los espaciamientos y el número de los atiesadores frecuentemente depende de muchos factores, incluyendo la facilidad de reparación, evaluación de riesgo en la zona, modo instalación, y otros factores



económicos. En muchos casos, los atiesadores se han espaciado en intervalos de 120-150 metros aunque se han usado espaciamientos hasta de 400 metros.

La longitud de un atiesador se selecciona de tal forma que sea mayor que la longitud de la onda de propagación de pandeo y que el pandeo no penetre al atiesador. Para este propósito, los atiesadores se clasifican en cortos y largos. Los atiesadores largos se definen generalmente como aquellos que su relación largo/diámetro sea de 2 a 5. Los atiesadores con relaciones largo/diámetro menores que 1 se clasifican generalmente como cortos. Los que se encuentren entre 1 y 2 se consideran intermedios.

Un atiesador de pandeo integral largo, de un espesor de pared ( $t_a$ ), una longitud ( $L$ ) y un esfuerzo de fluencia ( $SMYS_a$ ), puede resistir una propagación de pandeo donde la presión hidrostática neta ( $P$ ) es menor que la presión de cruzamiento:

$$P < 6 SMYS_a \left( \frac{2t_a}{D_a} \right)^{2.5}$$

\*Tomado de texto "Offshore Pipeline Design, Analysis, and Methods"  
A.H. Mousselli, Cap. 3 pag. 27.

Si se prueba que el atiestador es largo y que  $D_a/t_a$  es menor que 40.

Un atiestador externo de anillo libre tipo camisa largo, el cual tiene un espesor de pared ( $t_a$ ) y un esfuerzo de fluencia ( $SMYS_a$ ) puede resistir una propagación de pandeo cuando la presión hidrostática neta ( $P$ ) es menor a la presión de cruzamiento. La presión permisible máxima para un atiestador externo de anillo libre largo con un claro anular mínimo entre la tubería y el atiestador se puede estimar conservadoramente con las siguientes expresiones:

$$P = 3SMYS_a \left( \frac{2t_a}{D_a} \right)^{2.5} + 6SMYS \left( \frac{2t}{D} \right)^{2.5} \text{ para } \beta < 3$$

$$P = 15 SMYS \left( \frac{2t}{D} \right)^{2.5} \text{ para } \beta > 3$$

$$\beta = \frac{SMYS_a}{SMYS} \left( \frac{t_a}{t} \right)^{2.5}$$

\*Tomado de texto "Offshore Pipeline Design, Analysis, and Methods",  
A.H. Mousselli, Cap. 3 pag. 27.

Donde:

$t$  = espesor de pared de la tubería

$D$  = Diámetro exterior de acero de la tubería

$t_a$  = espesor de pared del atiestador

$SMYS$  = Esfuerzo de fluencia de la tubería (con una deformación de 0.005)

$SMYS_a$  = Esfuerzo de fluencia del atiestador (con una deformación de 0.005)

Cabe mencionar que estas fórmulas son válidas para atiestadores largos y cuando hay un claro entre la tubería y el atiestador. Si se usan atiestadores cortos, la presión de cruzamiento será más pequeña.

Los atiestadores de anillo libre son más prácticos que el atiestador soldado de tipo integral. Esto elimina la soldadura adicional y cualquier otro problema relacionado con la soldadura. Los encamisados de anillo flojo deben tener un claro mínimo entre ellos y la tubería para que se dé el potencial máximo del atiestador, para facilitar la instalación y

para minimizar esfuerzos adicionales en la tubería durante la presurización.

### **4.3 Análisis de Deflexión.**

Para nuestro caso la deflexión consiste en la desviación presentada del eje neutro de la tubería, debido a la presencia de cargas como peso propio de la tubería, recubrimiento de concreto, contenido de la línea, entre otras. Se analizará la tubería como una viga sometida a una carga distribuida tanto en el tramo submarino como terrestre.

Cabe recordar que cualquier carga de flexión aplicada sobre una viga hará que esta se flexione, cuando la deflexión no crea deformaciones en exceso a la deformación del material en su límite elástico, al eliminarse la carga la viga volverá a su estado sin flexionar; pero si la deformación excede la del punto de fluencia la viga cederá y sufrirá una deformación si es dúctil o se fracturará si es frágil.

#### 4.3.1 Determinación de distancia entre pilotes de sujeción.

En el tramo terrestre la tubería en la mayor parte de su recorrido se encontrará elevada del piso para evitar la corrosión de la línea y para facilitar la operación o el mantenimiento de la misma. La tubería estará suspendida por unas bases de concreto (pilotes), este esquema es analizado como una viga simplemente apoyada en sus extremos que deberán tener un espaciamiento máximo dado en función del esfuerzo de flexión máximo.

#### Línea de Recepción (Diámetro 355.6 mm = 14 pulg)

$$D = 0.3556 \text{ m}$$

$$d = 0.3429 \text{ m}$$

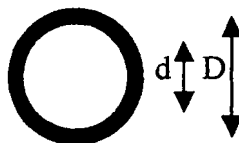
$$W_{\text{tub ced } 10} = 546.9 \text{ N/m}$$

$$W_{\text{cont}} = 993.28 \text{ N/m} \quad (W_{\text{cont}} = A_{\text{trans tub}} * \rho_{\text{agua}} * g)$$

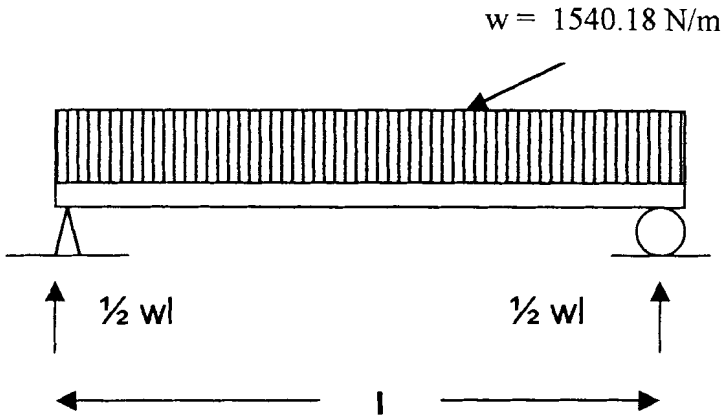
$$w = 1540.18 \text{ N/m} \quad (w = W_{\text{tub}} + W_{\text{cont}})$$

$$\text{SMYS} = 241 \text{ Mpa}$$

$$f = 0.72$$



Sección transversal  
de la tubería



**FIGURA 4.2 ESQUEMA DE TUBERÍA DE RECEPCIÓN  
EN TRAMO TERRESTRE**

Fórmulas (Criterio de viga simplemente apoyada):

$$y_{\max} = \frac{5wl^4}{384EI}$$

$$M_{\max} = 1/8wl^2$$

$$I = \pi/64(D^4 - d^4)$$

$$\sigma_{f \max} = \frac{MD}{2I}$$

$$\sigma_{f \max} \cong \frac{10MD}{D^4 - d^4}$$

$$\sigma_{f \max} = f * SMYS$$

Aplicando las fórmulas anteriores tenemos que la longitud máxima entre pilotes para la tubería de recepción es:

$$l_{\max} = 23.40m$$

**Línea de Despacho (Diámetro 0.1683 m = 6 pulg)**

$$D = 0.1683 \text{ m}$$

$$d = 0.1541 \text{ m}$$

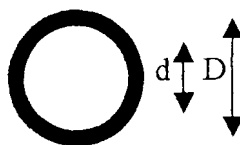
$$W_{\text{tub ced 40}} = 282.6 \text{ N/m}$$

$$W_{\text{cont}} = 222.46 \text{ N/m} \quad (W_{\text{cont}} = A_{\text{trans tub}} * \rho_{\text{agua}} * g)$$

$$w = 505.06 \text{ N/m} \quad (w = W_{\text{tub}} + W_{\text{cont}})$$

$$SMYS = 241 \text{ Mpa}$$

$$f = 0.72$$



Sección transversal  
de la tubería

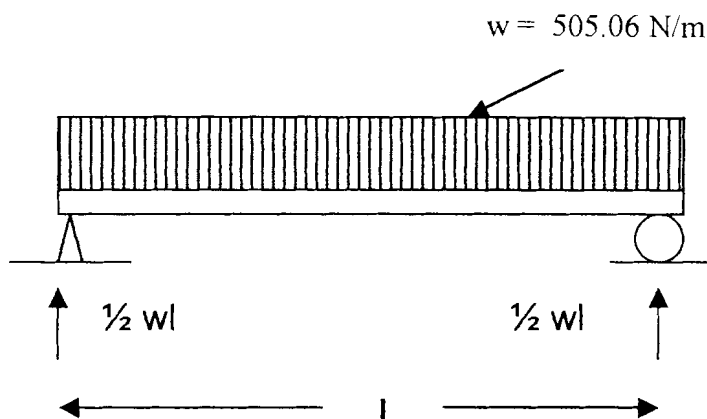


FIGURA 4.3 ESQUEMA DE TUBERÍA DE DESPACHO  
EN TRAMO TERRESTRE

Fórmulas (Criterio de viga simplemente apoyada):

$$y_{\max} = \frac{5wl^4}{384EI}$$

$$M_{\max} = 1/8wl^2$$

$$I = \pi/64(D^4 - d^4)$$

$$\sigma_{f \max} = \frac{MD}{2I}$$



$$\sigma_{f_{\max}} \cong \frac{10MD}{D^4 - d^4}$$

$$\sigma_{f_{\max}} = f * SMYS$$

Aplicando las fórmulas anteriores tenemos que la longitud máxima entre pilotes para la tubería de despacho es:

$$l_{\max} = 19.73m$$

#### 4.4 Análisis de Estabilidad de la Tubería.

La disposición de la tubería en el lecho marino puede ser colocado sobre la superficie del mismo o realizar un zanjado previo y depositar la línea para que las corrientes se encarguen de cubrirla con la arena, para ambos casos se requiere calcular el espesor de concreto necesario para estabilizar la tubería. Cabe indicar que el recubrimiento de concreto además de brindar un peso adicional a la tubería cumple con la finalidad de ser una protección contra la corrosión.

Para nuestro análisis asumiremos que la tubería está llena de aire, brindándonos así un margen de seguridad adicional en el cálculo.

El peso sumergido por unidad de longitud de la línea está dado por la siguiente relación:

$$W_s \geq Fl + \left( \frac{fst}{\mu} \right) * (Fd - Fi)$$

$$W_s = W_{tub} + W_{con} - E$$

$$W_{con} = \gamma_{con} * \pi * D * t_{con}$$

$$E = \rho * g * \frac{\pi D^2}{4}$$

\*Tomado de texto "Offshore Pipeline Design, Analysis, and Methods",  
A.H. Mousselli, Cap. 3 pag. 37.

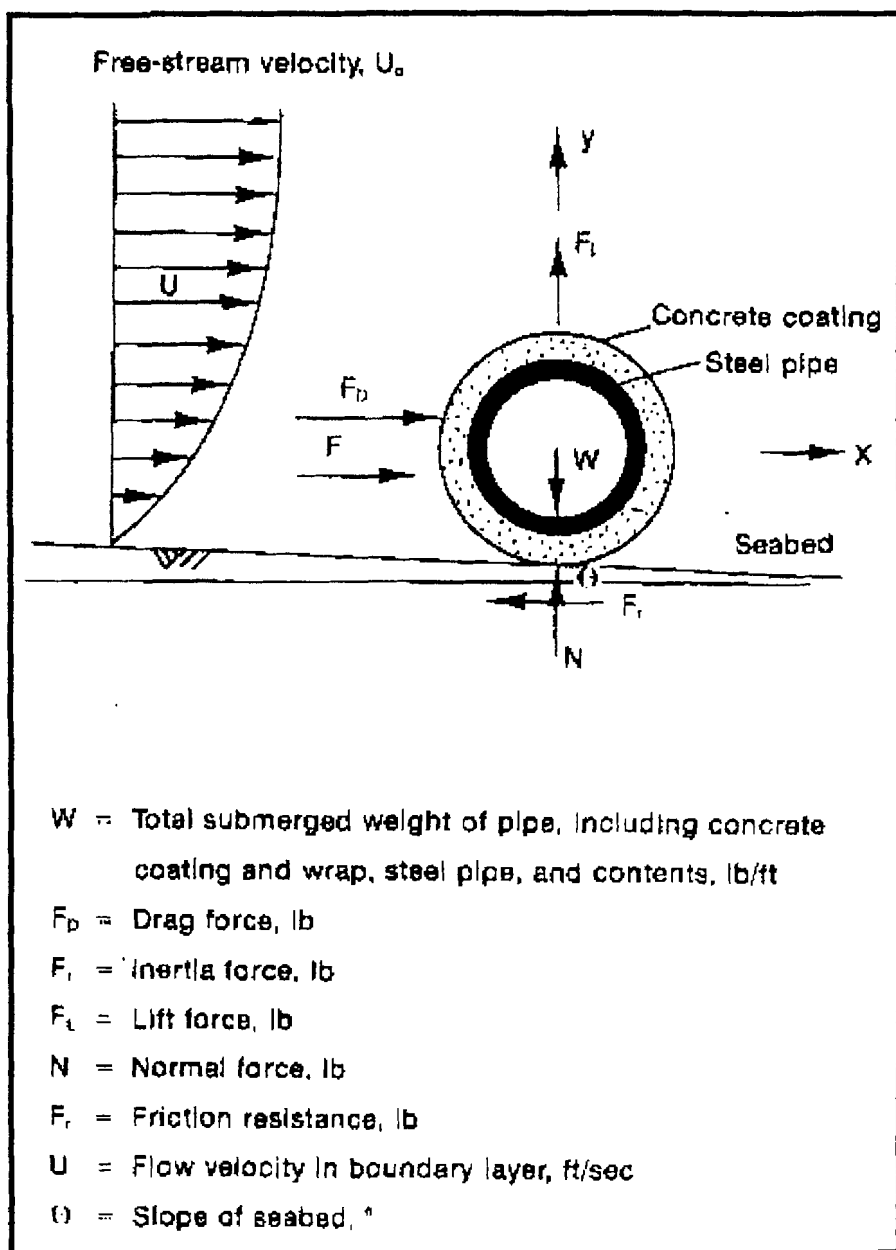


FIGURA 4.4 FUERZAS HIDRODINÁMICAS EN LA  
TUBERÍA

Donde:

$W_s$ : Peso sumergido por unidad de longitud N/m (lbf/pie)

$W_{tub}$ : peso por unidad de longitud de la tubería en el aire

$W_{con}$ : peso por unidad de longitud del recubrimiento de concreto

$E$ : fuerza de empuje (igual al peso de volumen de agua desalojada)

$\gamma_{con}$ : peso específico del concreto (19000 N/m<sup>3</sup> o 120 lbf/pie<sup>3</sup>)

$t_{con}$ : espesor mínimo de recubrimiento de concreto

$g$ : gravedad

$\rho$ : densidad del agua de mar (1030 kg/m<sup>3</sup> o 64 lbf/pie<sup>3</sup>)

$f_{st}$ : factor de seguridad debe ser mayor a 1.1

$F_l$ : fuerza de sustentación por unidad de longitud N/m (lbf/pie)

$F_d$ : Fuerza de arrastre por unidad de longitud N/m (lbf/pie)

$F_i$ : Fuerza por unidad de longitud debido a la inercia N/m (lbf/pie)

$\mu$ : coeficiente de fricción debido al tipo de suelo (Tabla 14)

**TABLA 14**  
**COEFICIENTES DE FRICCIÓN PARA DIFERENTES**  
**TIPOS DE SUELO**

Tipo de Suelo	Coefficiente de fricción $\mu$
Arcilla	0.3 – 06
Arena	0.5 – 0.7
Grava-Arenilla	0.5

Siendo:

$$Fd = \frac{1}{2} \rho * Cd * D * Ue^2 \quad \text{Fuerza de Arrastre}$$

$$Fi = \rho * Cm * \frac{\pi * D^2}{4} * \left( \frac{du}{dt} \right) \quad \text{Fuerza debido a Inercia}$$

$$Fl = \frac{1}{2} \rho * Cl * D * Ue^2 \quad \text{Fuerza de Sustentación}$$

$$Ue^2 = 0.778 * Uo^2 * \left( \frac{D}{yo} \right)^{0.286} \quad \text{Velocidad efectiva}$$

sobre la tubería

$$Re = \frac{Ue * D}{\nu} \quad \text{Número de Reynolds}$$

*\*Estas fórmulas resultan del análisis de cuerpo libre de la tubería sumergida, aplicando Mecánica de Fluidos.*

*\*Tomado de texto "Offshore Pipeline Design, Analysis, and Methods", A.H. Mousselli, Cap. 3 pag. 37.*

Donde:

$\rho$ : densidad del fluido (agua de mar  $1030 \text{ kg/m}^3$  o  $2 \text{ slug/pe}^3$ )

$C_d$ : coeficiente hidrodinámico de arrastre (Tabla 15)

$C_m$ : coeficiente hidrodinámico de masa o inercia (Tabla 15)

$C_l$ : coeficiente hidrodinámico de sustentación (Tabla 15)

$D$ : diámetro exterior de la tubería

$du/dt$ : aceleración horizontal sobre la tubería

$U_o$ : velocidad medida o calculada a una distancia  $y_o$  del suelo marino

$\nu$ : viscosidad cinemática del agua de mar  $1.0 \cdot 10^{-5} \text{ ft}^2/\text{seg}$

**TABLA 15**  
**COEFICIENTES HIDRODINÁMICOS**

<b>Re</b>	<b><math>C_d</math></b>	<b><math>C_l</math></b>	<b><math>C_m</math></b>
$Re < 5.0 \cdot 10^4$	1.3	1.5	2.0
$5.0 \cdot 10^4 < Re < 1.0 \cdot 10^5$	1.2	1.0	2.0
$1.0 \cdot 10^5 < Re < 2.5 \cdot 10^5$	$1.53 - (Re/3 \cdot 10^5)$	$1.2 - (Re/5 \cdot 10^5)$	2.0
$2.5 \cdot 10^5 < Re < 5.0 \cdot 10^5$	0.7	0.7	$2.5 - (Re/5 \cdot 10^5)$
$5.0 \cdot 10^5 < Re$	0.7	0.7	1.5

### Cálculos de Estabilidad de la Tubería de Recepción:

Datos:

$$U_o = 0.22 \text{ m/s (Dato tomado de Tabla 6)}$$

$$y_o = 0.3556 \text{ m}$$

$$D = 0.3556 \text{ m}$$

$$\nu = 9.3 \cdot 10^{-7} \text{ m}^2/\text{seg (viscosidad cinemática del agua de mar)}$$

$$(1.0 \cdot 10^{-5} \text{ ft}^2/\text{seg})$$

$$\mu = 0.5 \text{ (Considerando el valor mínimo de } \mu \text{ para la arena Tabla 14)}$$

$$\rho = 1030 \text{ kg/m}^3 \text{ (densidad del agua de mar)}$$

$$f_{st} = 2 \text{ (factor de seguridad)}$$

$$\gamma_{con} = 19000 \text{ N/m}^3 \text{ (peso específico del concreto) (120 lbf/pe}^3 \text{)}$$

Aplicando las ecuaciones anteriores se tiene:

$$Ue^2 = 0.778 \cdot U_o^2 \cdot \left( \frac{D}{y_o} \right)^{0.286}$$

$$\boxed{Ue = 0.19 \text{ m/s}}$$

$$Re = \frac{Ue \cdot D}{\nu}$$

$$\boxed{Re = 7.35 \cdot 10^4}$$

Con el número de Reynolds y Tabla 15 se obtiene los siguientes valores de los coeficientes hidrodinámicos y se calcula el peso sumergido:

$$C_d = 1.2$$

$$C_l = 1.0$$

$$C_m = 2.0$$

$$F_d = \frac{1}{2} \rho * C_d * D * Ue^2$$

$$F_d = 7.93 N / m$$

$$F_l = \frac{1}{2} \rho * C_l * D * Ue^2$$

$$F_l = 6.61 N / m$$

Asumiendo que  $F_i = 0$  (fuerza debido a la inercia), tendremos:

$$W_s \geq F_l + \left( \frac{fst}{\mu} \right) * F_d$$

$$W_s \geq 38.33 N / m$$

Con este valor se determinará el espesor mínimo del recubrimiento de concreto necesario para estabilizar la línea reemplazando la ecuación:

$$W_{con} = \gamma_{con} * \pi * D * t_{con} \text{ y } E = \rho * g * Vol, \text{ en}$$

$$W_s = W_{tub} + W_{con} - E,$$



y despejando el espesor de concreto se tiene:

$$t_{con} \geq \left( \frac{Ws - Wtub + E}{\gamma_{con} \pi D} \right)$$

$$t_{con} \geq 18mm$$

$$t_{con} \geq 0.71 \text{ pulg}$$

### Cálculos de Estabilidad de la Tubería de Despacho:

Datos:

$$U_o = 0.22 \text{ m/s (Dato tomado de Tabla 6)}$$

$$y_o = 0.1683 \text{ m}$$

$$D = 0.1683 \text{ m}$$

$$\nu = 9.3 \cdot 10^{-7} \text{ m}^2/\text{seg (viscosidad cinemática del agua de mar)}$$

$$(1.0 \cdot 10^{-5} \text{ ft}^2/\text{seg})$$

$$\mu = 0.5 \text{ (Considerando el valor mínimo de } \mu \text{ para la arena}$$

$$\text{Tabla 14)}$$

$$\rho = 1030 \text{ kg/m}^3 \text{ (densidad del agua de mar)}$$

$$f_{st} = 2 \text{ (factor de seguridad)}$$

$$\gamma_{con} = 19000 \text{ N/m}^3 \text{ (peso específico del concreto) (120}$$

$$\text{ lbf/pe}^3)$$

Aplicando las ecuaciones anteriores se tiene:

$$Ue^2 = 0.778 \cdot U_o^2 \cdot \left( \frac{D}{y_o} \right)^{0.286}$$

$$Ue = 0.19 \text{ m/s}$$



CIB-ESPOL

$$Re = \frac{U_e * D}{\nu}$$

$$Re = 3.44 * 10^4$$

Con el número de Reynolds y Tabla 15 se obtiene los siguientes valores de los coeficientes hidrodinámicos y se calcula el peso sumergido:

$$C_d = 1.3$$

$$C_l = 1.5$$

$$C_m = 2.0$$



CIB-ESPOL

$$F_d = \frac{1}{2} \rho * C_d * D * U_e^2$$

$$F_d = 4.06 N / m$$

$$F_l = \frac{1}{2} \rho * C_l * D * U_e^2$$

$$F_l = 4.69 N / m$$

Asumiendo que  $F_i = 0$  (fuerza debido a la inercia), se tendrá que:

$$W_s \geq F_l + \left( \frac{f_{st}}{\mu} \right) * F_d$$

$$W_s \geq 20.93 N / m$$

Con este valor se determinará el **espesor mínimo** del recubrimiento de concreto necesario para **estabilizar** la línea reemplazando la ecuación:



$$W_{con} = \gamma_{con} * \pi * D * t_{con} \text{ y } E = \rho * g * Vol, \text{ en}$$

$$W_s = W_{tub} + W_{con} - E,$$

y despejando el espesor de concreto se tiene:

$$t_{con} \geq \left( \frac{W_s - W_{tub} + E}{\gamma_{con} \pi D} \right)$$

El resultado negativo del cálculo indica que no es necesario el recubrimiento de concreto para estabilizar la tubería.



**Según DNV-OS-F101, 2000 Sec. 8 pág. 81, indica que el espesor mínimo para el recubrimiento de concreto es de 40 mm.**



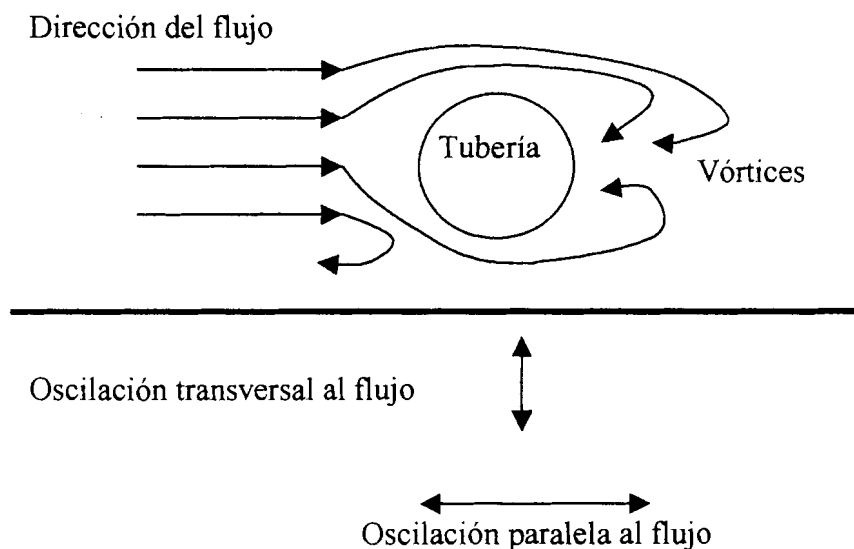
### **Oscilaciones Inducidas por Vorticidad.**



Cuando las corrientes de agua fluyen a través de la tubería, ocurren vórtices que son causados por la turbulencia del flujo y la inestabilidad detrás de la tubería. La vorticidad produce un cambio periódico en la presión hidrodinámica neta de la tubería, la cual podría causar que vibre la tubería.

La frecuencia de los vórtices dependen del diámetro de la tubería y la velocidad del flujo. Si la frecuencia de los vórtices, también referida como la frecuencia Strouhal, está sincronizada con una de las frecuencias naturales del claro de una línea, entonces ocurre la resonancia y el claro de tubería vibra.

Las oscilaciones de la tubería ocurrir transversalmente y en la dirección del flujo. Las más serias son las que se producen en la dirección del flujo. Las oscilaciones inducidas en la tubería por vorticidad se ilustran en la Figura siguiente.



**FIGURA 4.5 VORTICIDAD EN LÍNEAS SUBMARINAS**

Las fallas por vorticidad en claros de líneas submarinas se pueden evitar si la frecuencia de los vórtices está lo suficientemente alejada de la frecuencia natural del claro de la tubería, para que las oscilaciones dinámicas de la tubería se minimicen. La frecuencia de los vórtices se da con la siguiente fórmula (tomada de "Offshore Pipeline Design, Analysis, and Methods" de A.H. Mousselli, Edit. Penn Well Books Cap.3 pag.49) :

$$f_s = \frac{SV}{D}$$

Donde:

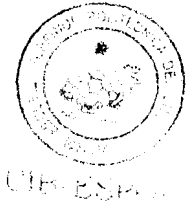
$f_s$  = Frecuencia de vorticidad

S = Número de Strouhal

V = Velocidad del flujo

D = Diámetro de la tubería

El número de Strouhal es una función del número de Reynolds del flujo. El coeficiente de arrastre también es una función del número de Reynolds del flujo, el cual, a su vez,



es función de la velocidad del flujo de agua, el diámetro de la tubería y la viscosidad cinemática del agua

Hoerner (1965) encontró que el número de Strouhal puede relacionarse con el coeficiente de arrastre a través de la siguiente relación.

$$S = \frac{0.21}{(C_d)^{0.75}}$$

El código API-RP-1111 de 1993 propone que el coeficiente de arrastre (CD), varíe de 0.7 a 1.3.

La frecuencia natural del claro de la tubería depende de la rigidez de la misma, las condiciones de apoyo del claro, longitud del claro, y la masa combinada de la tubería, la cual incluye su contenido y la masa adherida alrededor de la tubería. Esta masa adherida es generalmente de 1 a 2 veces la masa del agua desplazada por la tubería. La frecuencia natural fundamental para vibración del claro de la tubería se da con la siguiente fórmula:

$$f_n = \frac{K}{Lc^2} \sqrt{\frac{EI}{M}}$$

Donde:

E =Módulo de elasticidad de la tubería, en lb-pie<sup>3</sup>

$I$  =Momento de inercia, pie<sup>4</sup>

$L_c$ =Longitud del claro, pie

$M$ = Masa combinada de la tubería y masa adherida alrededor de la tubería por unidad de longitud de la tubería, slugs/pie

$K$ = Constante que depende de las condiciones de apoyo en el claro de la tubería.

Por ejemplo, si ambos extremos del claro de la tubería están simplemente apoyados,  $K = \pi/2 = 1.57$ . Si se considera que ambos extremos están empotrados,  $K = 3.50$ .

Se ha mostrado por estudios anteriores que las oscilaciones inducidas por vorticidad del claro de la tubería es una función de la velocidad reducida ( $V_R$ ), definida como:

$$V_R = \frac{V}{f_n D}$$

Donde:

$V$  =Velocidad de flujo

$f_n$  =Frecuencia natural del claro de la tubería

$D$  =Diámetro de la tubería

Estos estudios han mostrado que un claro de tubería empieza a oscilar paralelamente con el flujo cuando la frecuencia de vorticidad es aproximadamente  $1/3$  de la frecuencia natural de vibración del claro de la tubería. Esto corresponde a un valor para la velocidad reducida de aproximadamente 1.3. Conforme la velocidad del flujo se incrementa para niveles mayores, entonces las oscilaciones transversales al flujo comienzan a ocurrir, y esto corresponde a una velocidad reducida de aproximadamente 5. En este caso. La frecuencia natural del claro de la tubería se iguala a la frecuencia de vorticidad del flujo.

Para propósitos de diseño, se acostumbra mantener el valor de la velocidad reducida a menos de 3.5 (correspondiente a una relación de frecuencia de vorticidad / frecuencia natural de la tubería de 0.7). No se han observado oscilaciones inducidas por los vórtices en la tubería cuando:

$$f_s \leq 0.7 f_n$$

### **Código DNV 1981**

Se debe evitar que la frecuencia de la tubería sea parecida a la frecuencia de los vórtices:



$$f_s = \frac{N_s V}{D}$$

de la tubería se

Donde:

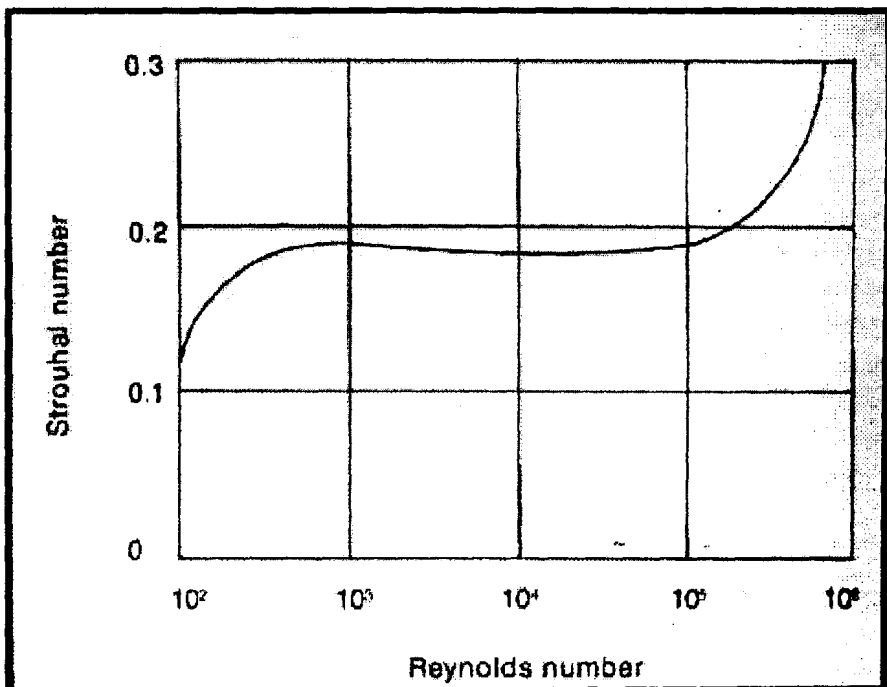
D = Diámetro exterior de la tubería

$f_s$  = Frecuencia de vorticidad

$N_s$  = Número de Strouhal (0.2 en la mayoría de los casos)

V = Velocidad efectiva del agua de mar sobre la tubería

Para tuberías, el número de Strouhal es una función del número de Reynolds (ver Figura 4.5)



**FIGURA 4.6 GRAFICA DE NÚMERO STROUHAL Vs.  
NÚMERO DE REYNOLDS**

La frecuencia natural de la tubería se obtiene con la siguiente fórmula:

$$f_n = \frac{K}{Lc^2} \sqrt{\frac{EI}{M}}$$

Donde:

**E= Módulo de elasticidad, en N/m<sup>2</sup>**

**f<sub>n</sub>= Frecuencia natural de la tubería, en ciclos/seg**

**I=Momento de inercia de la tubería, en m<sup>4</sup>**

**K=Constante de condiciones de apoyo ( $\pi/2$  para apoyos simplemente apoyados)**

**M=Masa aproximada (por unidad de longitud) de la tubería y del agua desplazada por la tubería, en Kg/m**

**Lc= Longitud del claro sin apoyo**

La tubería estará libre de oscilación inducida por vorticidad si se conserva la siguiente relación:

$$f_s \leq 0.7 f_n$$

### Código API 1999

Según el API 1999, la frecuencia de vorticidad se obtiene con la siguiente fórmula:

$$f_s = \frac{N_s V}{D}$$

Donde:

D = Diámetro exterior de la tubería

fs = Frecuencia de vorticidad

Ns = Número de Strouhal

V = Velocidad efectiva del agua de mar sobre la tubería

La frecuencia natural es la siguiente:

$$f_n = \frac{K}{Lc^2} \sqrt{\frac{EI}{M}}$$

Donde:

E= Módulo de elasticidad, en N/m<sup>2</sup>

fn= Frecuencia natural de la tubería, en ciclos/seg

I=Momento de inercia de la tubería, en m<sup>4</sup>

K=Constante de condiciones de apoyo ( $\pi/2$  para apoyos simplemente apoyados)

M=Masa aproximada (por unidad de longitud) de la tubería y del agua desplazada por la tubería, en Kg/m

Lc= Longitud del claro

Tanto la tensión como la rigidez axial afectan la frecuencia natural. La primera frecuencia natural del claro bajo el efecto de tensión usando la siguiente ecuación:

$$f_n^1 = \sqrt{\frac{EI}{M} \left( \frac{\pi}{L_c} \right)^4 + \frac{T_a}{M} \left( \frac{\pi}{L_c} \right)^2}$$

El parámetro  $\lambda$  debe calcularse para relacionar la tensión y la rigidez axial al determinar la frecuencia natural del claro.

$$\lambda = \left( \frac{WL^2}{T_a} \right)^2 \frac{EA}{T_a}$$

Donde:

fn1 = Primera frecuencia natural

$\lambda$  = Parámetro de hundimiento

W = Peso de la tubería más el peso de su contenido menos el peso del agua desplazada por la tubería.

Ta= Tensión axial en la tubería

$M$  = Masa aproximada (por unidad de longitud) de la tubería y del agua desplazada por la tubería, en Kg/m.

$A$  = Area de la sección transversal de la tubería

### **Métodos de Estabilización de Tuberías.**

Una práctica común en tubería submarina es que ésta debe fabricarse con una **gravedad específica** de 1.3 cuando se encuentra en **aguas pocas profundas** y con 1.1 cuando se localice en **aguas profundas**.

La estabilización o anclaje de tubería puede ser definido como un **sistema diseñado** para mantener a la tubería en la posición deseada, cuando está sujeta a un conjunto de fuerzas.

Las anclas comúnmente disponibles para tubería son de dos tipos: de densidad y mecánicas. Las anclas de densidad simplemente añaden peso de flotación negativa hasta un nivel aceptable bajo las condiciones críticas de diseño. En contraste, las anclas mecánicas no agregan peso y son

diseñadas para proporcionar una fuerza de anclaje adecuada.

El recubrimiento continuo de concreto es un revestimiento que envuelve completamente el tubo, aplicado generalmente en taller, aunque también se hace en campo. Cuando la tubería es revestida en taller, el revestimiento puede ser aplicado mediante rodillos en máquinas especiales. El recubrimiento debe terminarse aproximadamente a 40 cm del extremo del tubo para facilitar su unión.

Para lograr la continuidad en las juntas, el recubrimiento anticorrosivo se extiende más allá del concreto. Después de que las juntas se soldaron durante la construcción, se aplica una cinta sobre el área sin protección y se cubre con una lámina de acero galvanizado que abarque el recubrimiento de concreto a cada lado de la junta. La lámina tiene un orificio en la parte superior, a través del cual se le inyectará mastique asfáltico o poliuretano.

El procedimiento de revestir la tubería en campo es semejante al anterior sólo que éste no se aplica a base de máquinas, sino que debe ser colocado utilizando cimbras metálicas. En este caso el recubrimiento no es tan fuerte como el del taller, pero es adecuado para el anclaje.

La eficiencia de las **anclas de densidad** puede ser aumentada incrementando la **densidad del concreto**.

Las anclas mecánicas **difieren de las anclas de densidad** en que generan su **fuerza de anclaje** en base a la resistencia al corte del suelo. **Estas son insertadas** en el suelo y mediante una media caña u otro aditamento sujetan a la tubería. Son usualmente **construidas** en acero.

### **Zanjado o Enterrado de la Tubería**

Las **operaciones de dragado** de la tubería se definen como el proceso de hacer una zanja en la cual la tubería se asienta. **La zanja** podría llenarse por procesos naturales.

El zanjado de la tubería podría hacerse usando tres modos diferentes:

*Pre-zanjado*, cuando se hace una zanja antes de la operaciones de instalación de la tubería.

*Zanjado simultáneo*, cuando el zanjado se realiza durante la instalación de la línea.

*Post-zanjado*, cuando el zanjado se hace subsecuentemente a la instalación de la línea.

La localización del punto de llegada de la línea al fondo marino durante en tendido puede ser muy difícil de controlar en aguas profundas, haciendo difícil posicionar a la tubería en una zanja anteriormente hecha. Por lo tanto, el pre-zanjado se hace en aguas someras.

Se considera diversos factores para determinar el enterramiento de una línea submarina. Estos factores incluyen alas fuerzas hidrodinámicas de la línea durante su vida útil, claros y obstrucciones que pueden encontrarse en la ruta de la tubería; las condiciones de socavación, la posibilidad de interferencia de las redes de pesca en la zona, y el posible de contacto de la línea con las anclas de las embarcaciones.



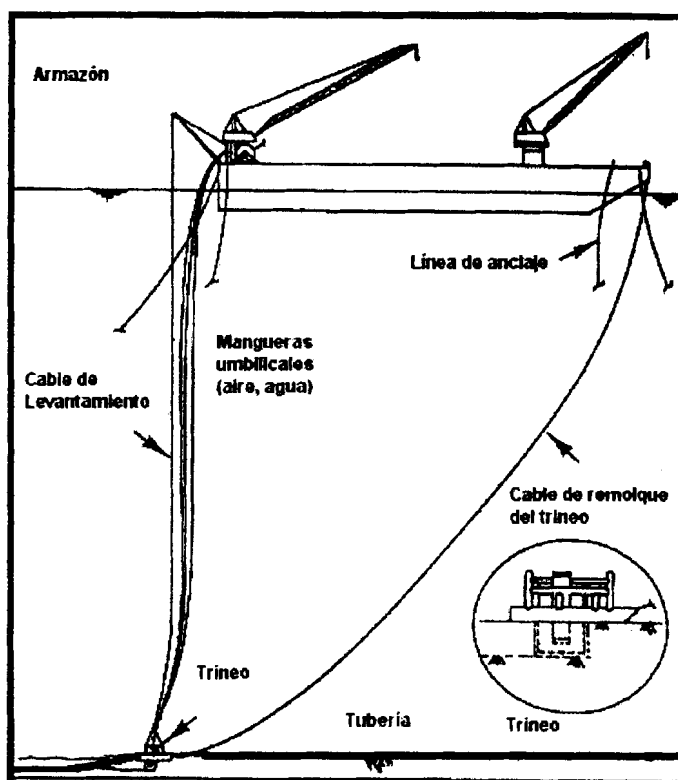
Una línea se diseña para que permanezca estable en el fondo marino durante la construcción, cuando la línea está vacía, y durante la operación de ésta. Los efectos hidrodinámicos generalmente son más extremos en la zona cerca de la costa que en aguas adentro. En muchos casos, el lastre de concreto requerido para esta zona es tan grande que puede causar complicaciones en el manejo de la tubería durante su construcción, por lo que muchas tuberías se entierran debajo de la línea de lodos en la zona cercana a la costa.

### ***Métodos de Zanjado de Tubería***

Los métodos de zanjado más comunes son:

- **Método de Chorro**

Es el método más común para zanjar tuberías. Como su nombre lo dice, consiste en arrojar chorros de agua o de aire sobre el fondo marino por donde va a pasar la tubería submarina y así formar una trinchera.



**FIGURA 4.7 METODO DE ZANJADO POR CHORRO**

Sin embargo, desde los primeros usos de este método, se ha hecho poco para mejorar la operación en aguas profundas, es decir, es más eficaz en aguas someras. Cuando se utiliza un chorro de aire, los sistemas de succión de aire en la superficie son pocos efectivos para remover el suelo aguas profundas, debido al incremento de la presión hidrostática.

- Método de Fluidización

Se usa para suelos no cohesivos donde los métodos convencionales no son efectivos. La fluidización envuelve forzar un gran volumen de agua en el suelo que rodea la tubería, lo que reduce la densidad del suelo y permite que la tubería se asiente. La principal ventaja de este método es que la tubería se cubre inmediatamente con arena.

La principal desventaja de este método es que sólo es efectivo en suelos arenosos, y que el equipo de fluidización es voluminoso.

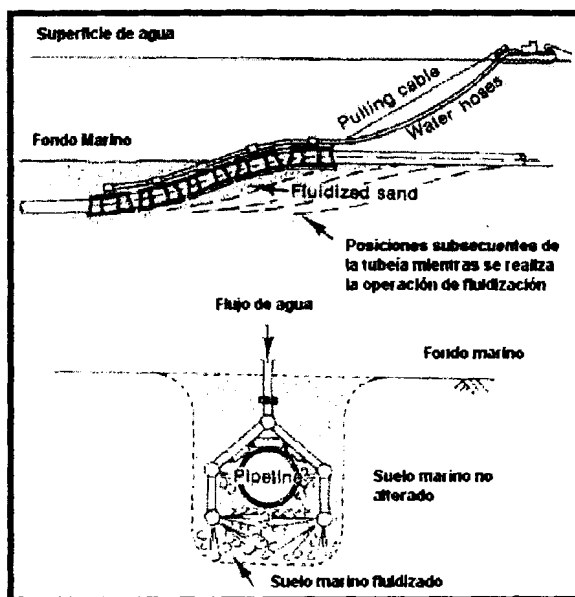


FIGURA 4.8 METODO DE ZANJADO POR FLUIDIZACIÓN

- Método del Arado

Se llama así al procedimiento donde un ancho de terreno, por donde pasará la tubería, es cortado previamente a la instalación de la misma. Este método ha sido usado para formar trincheras en profundidades de agua de hasta 130m para tuberías de 36 pulgadas de diámetro. La trinchera podrá permanecer abierta hasta que la tubería sea puesta dentro de la misma, aunque en algunos casos, las corrientes en el fondo marino pueden causar que el material regrese a la trinchera antes de que la tubería sea bajada. Este método no es favorable para aguas profundas.

Los parámetros del suelo son muy importantes para determinar el comportamiento de una operación de zanjado; por ejemplo, la resistencia al corte no drenada disminuye si el contenido de agua aumenta, y las máquinas de zanjado generalmente son más eficientes al cortar el suelo con contenidos de agua relativamente altos. La estabilidad de la zanja puede reducirse cuando el suelo contiene una alta humedad. Es difícil hacer una descripción del zanjado de acuerdo a cada una de las características del suelo debido a que los parámetros están interrelacionados. Por lo tanto, se



CIB-ESPOL



CIB-ESPOL



CIB-ESPOL

hace una clasificación de la eficiencia del zanjado basado en tipos de suelo muy generalizados. El rango de zanjado se reduce sustancialmente con resistencia al cortante muy altas.

La eficiencia de una operación de zanjado está afectada por la profundidad del lecho marino, ya que se necesita al apoyo de buzos, y éstos no descienden a aguas muy profundas. Asimismo, las operaciones de inyección están limitadas debidas a las pérdidas de fricción de los cordones umbilicales.

El efecto del peso sumergido de la línea es importante al determinar la eficiencia de las operaciones de zanjado. La experiencia ha demostrado que el número de pasadas disminuye cuando la tubería está inundada. Sin embargo, el criterio limitante al incrementar el peso de la tubería son los esfuerzos que dependen de las características de la tubería y de la profundidad de zanjado por pasadas.

#### 4.5 Determinación de Presiones Máximas de Operación.

Según Norma API-RP-1111 1999, las presiones a considerar en la tubería son:

$$Pb = 0.45(SMYS + SMTS) \ln \frac{D}{d} \quad ; \text{ o}$$

$$Pb = 0.90(SMYS + SMTS) \left( \frac{t}{d-t} \right)$$

Las dos fórmulas son equivalentes para  $D/t > 15$ . Se recomienda la primera fórmula para valores de  $D/t < 15$ .

$$Pt \leq fd * fe * ft * Pb$$

$$Pop \leq 0.522 * Pb$$

Donde:

Pb: presión de reventamiento

D : diámetro exterior de la tubería

d = D – 2t : Diámetro interior de la tubería

SMYS (resistencia a la fluencia)

SMTS (resistencia última a la tensión)

t: espesor nominal de la tubería

Pt : presión de la prueba hidrostática (interna-externa)

Pop: presión máxima de operación.

fd : factor de diseño por presión interna

0.90 para línea regular

0.75 para ductos ascendentes

fe : factor de junta de soldadura longitudinal 1.0 para tuberías usadas típicamente en sistemas submarinos

ft : factor por temperatura (según tabla 16)

TABLA 16 FACTORES POR TEMPERATURA

Temperatura (°F)	Ft
250 o menor	1.000
300	0.967
350	0.933
400	0.900
450	0.867

## Cálculo de Presiones para Tubería de Recepción:

Datos:

SMYS = 241 MPa (35000 psi)

SMTS = 413 MPa (60000 psi)

 $t = 7.920$  mm $D = 355.6$  mm (14 pulg) $f_d = 0.75$  $f_e = 1.0$  $f_t = 1.0$ 

$$P_b = 0.90(SMYS + SMTS) \left( \frac{t}{D-t} \right) \quad \boxed{P_b = 13.40 \text{ MPa}}$$

$$P_t \leq f_d * f_e * f_t * P_b \quad \boxed{P_t \leq 10.06 \text{ MPa}}$$

$$P_{op} \leq 0.522 * P_b \quad \boxed{P_{op} \leq 7.00 \text{ MPa}}$$

De estos resultados se tiene que es permisible una presión máxima de operación de 7.00 MPa.

### Cálculo de Presiones para Tubería de Despacho:

Datos:

SMYS = 241 MPa (35000 psi)

SMTS = 413 MPa (60000 psi)

$t = 7.110 \text{ mm}$

$D = 152.4 \text{ mm (6 pulg)}$

$f_d = 0.75$

$f_e = 1.0$

$f_t = 1.0$

$$P_b = 0.90(SMYS + SMTS) \left( \frac{t}{D - t} \right)$$

$$P_b = 28.80 \text{ MPa}$$

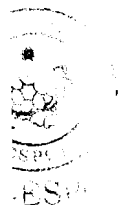
$$P_t \leq f_d * f_c * f_t * P_b$$

$$P_t \leq 21.60 \text{ MPa}$$

$$P_{op} \leq 0.522 * P_b$$

$$P_{op} \leq 15.03 \text{ MPa}$$

De estos resultados se tiene que es permisible una presión máxima de operación de 15.03 MPa.





# **CAPÍTULO 5**

## **5. TIPO DE CONEXIONES PARA LA TUBERÍA.**

La longitud necesaria de tubería hace que se requiera el empleo de diferentes métodos de unión. Las conexiones entre los tramos de tubería ya sea esta por soldadura o conectores mecánicos se las pueden realizar en la costa o en la barcaza empleada para la instalación. Regularmente se emplea la soldadura en la costa y luego la tubería es arrastrada hasta una cierta profundidad del mar, de allí a mar adentro se emplea la barcaza de construcción en donde los tramos son soldados y depositados poco a poco en el lecho marino.

Existen varios métodos para unir las tuberías que son:

- Conexión mediante bridas.
- Soldadura Atmosférica.
- Soldadura Sumergida(mediante una campana de aire).
- Conectores Mecánicos.

Los factores que deben analizarse para emplear los diferentes métodos de conexión son:

1. Localización, incluyendo profundidad del mar.
2. Diámetro y grado de la tubería.
3. Fluido a transportar.
4. Rangos de presión y temperaturas de operación.
5. Instalación de la línea.
6. Equipo disponible por el instalador.
7. Facilidad para reparar la tubería en caso de que ocurra un daño después de la instalación.
8. Requerimientos para limpieza de la tubería. (Pigging o chanco de limpieza).
9. Requerimiento de enterrar la tubería.

10. Localización de la conexión con respecto a la estructura de fijación de la tubería.
11. Expectativa de vida útil de la instalación.
12. Experiencia con un método de conexión.

Adicionalmente se debe analizar la economía, seguridad, simplicidad, servicio y disponibilidad del método de conexión.

## 5. 1      **Conexiones Mecánicas.**

Las instalaciones con conectores metálicos son más rápidas y tienen un costo inferior que la soldadura hiperbárica<sup>4</sup> e incluso que la soldadura en superficie, pero requieren casi la misma cantidad de tiempo para su instalación. Los conectores mecánicos son los más empleados cuando las líneas submarinas sufren desperfectos o rupturas, por su facilidad para ensamblar y capacidad de alineamiento.

Entre los conectores mecánicos tenemos a los siguientes:

---

<sup>4</sup> Soldadura hiperbárica.- Se denomina así a la soldadura sumergida, la cual requiere un hábitat seco para realizar la fusión de los elementos; este hábitat se consigue creando una campana de aire.

### Conector Final Flexiforge.

Se lo conoce también como Big-Inch Marine Systems (Sistemas de Conectores Marinos de 16 pulg. o más), este conector fue concebido para final de tubería, sin embargo ha desarrollado un sistema de juntas articuladas o movedizas; todos los componentes tienen sellos de metal con metal. Este conector permite sustituir un tramo de tubería dañada solo montando y empernando sin necesidad de remover toda la instalación de la línea y sus juntas articuladas permiten el alineamiento.

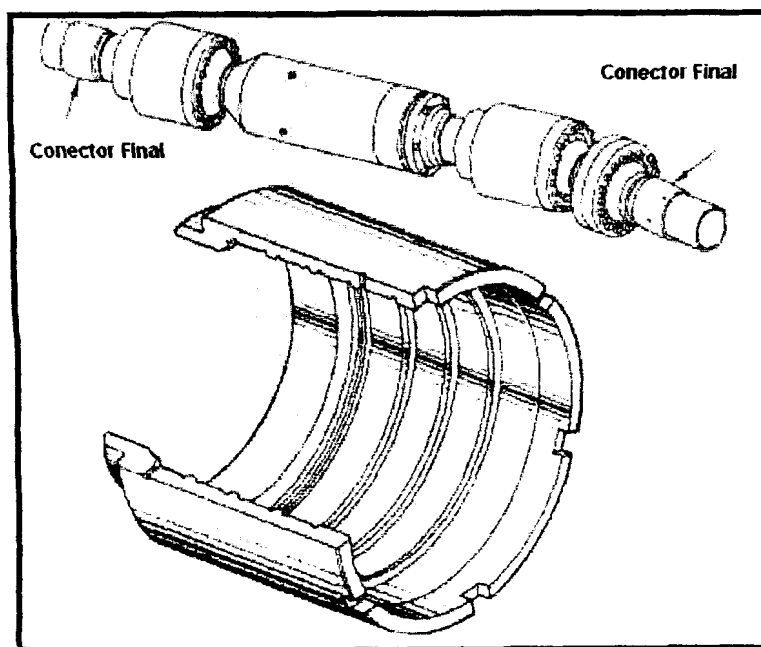
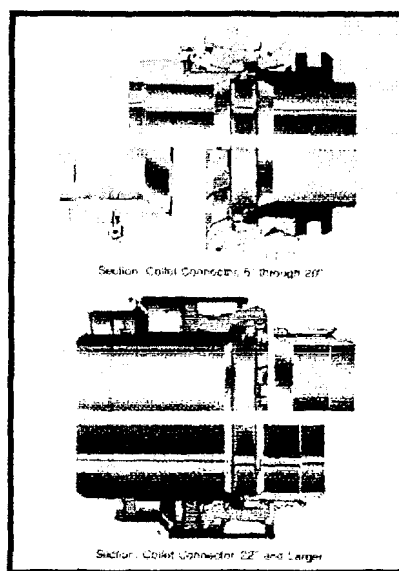


FIGURA 5.1 CONECTOR FINAL FLEXIFORGE

### Cameron.

Es un sistema de conexión en línea y requiere en primer lugar que el conector sea soldado en un extremo de la tubería, mientras que el otro extremo que será unido deberá contar con una ranura que permitirá la sujeción de las grapas o seguros del conector.

Este sistema de conexión se lo realiza en la barcaza de trabajo para luego colocarlo en el lecho marino; previo a esto se realiza el respectivo test para asegurar que los sellos provean el movimiento axial para permitir el alineamiento pero sin descuidar el sellado del ducto. Este conector se lo emplea generalmente cada 45.72 metros (150 pies).



**FIGURA 5.2 CONECTOR CAMERON**



### Conector de Riel o Gripper.

Existen dos tipos de conectores de riel, de sellos mecánicos y de brida con riel. Este conector en primer lugar sus extremos van soldados a la tubería, y tienen una configuración de sellado mediante los pernos que se deslizan axialmente a la tubería y compactan los sellos.

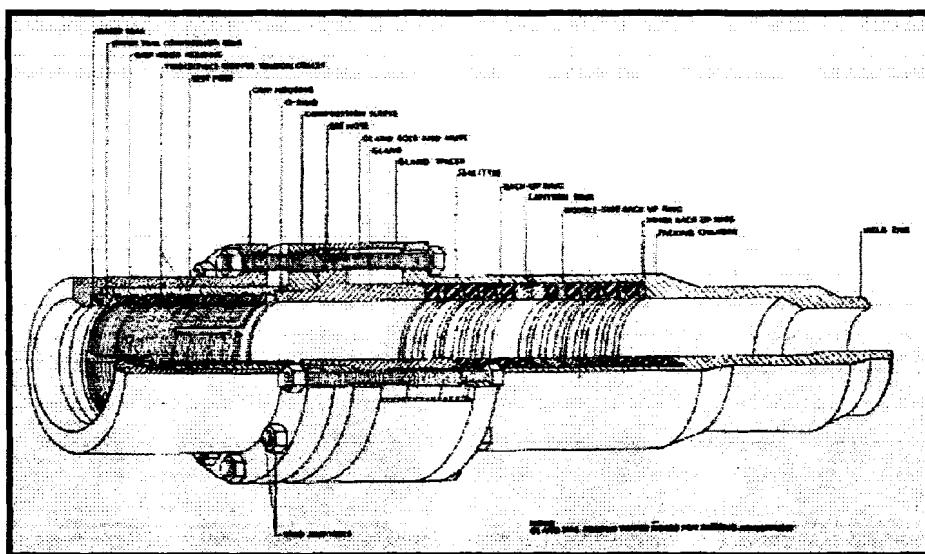
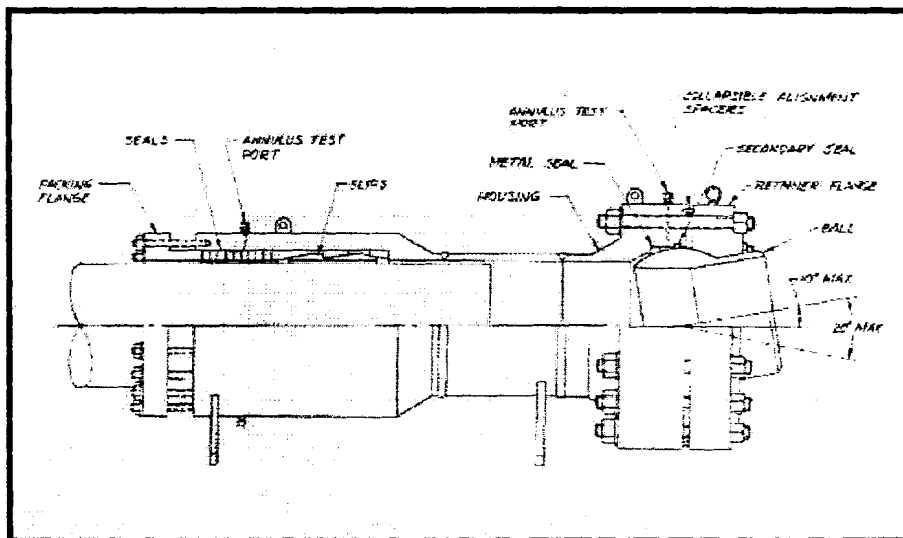


FIGURA 5.3 CONECTOR DE RIEL O GRIPPER

### Hidrotech.

Existen de dos tipos de Hidrotech la una de rótula y de hidroacople. Estos conectores se sujetan a la tubería mediante sellado mecánico empleando elastómeros y juntas deslizantes en el extremo del conector, consta de una rótula en el otro extremo que permite el alineamiento de la línea.



**FIGURA 5.4 CONECTOR HIDRATECH**

### Conexiones Bridadas.

Las bridas son conexiones realizadas a través de pernos y un elemento que servirá de empaque entre la unión. Dichas bridas son montadas en la tubería por medio de la soldadura. Este tipo de conexión es recomendada para aguas poco profundas.

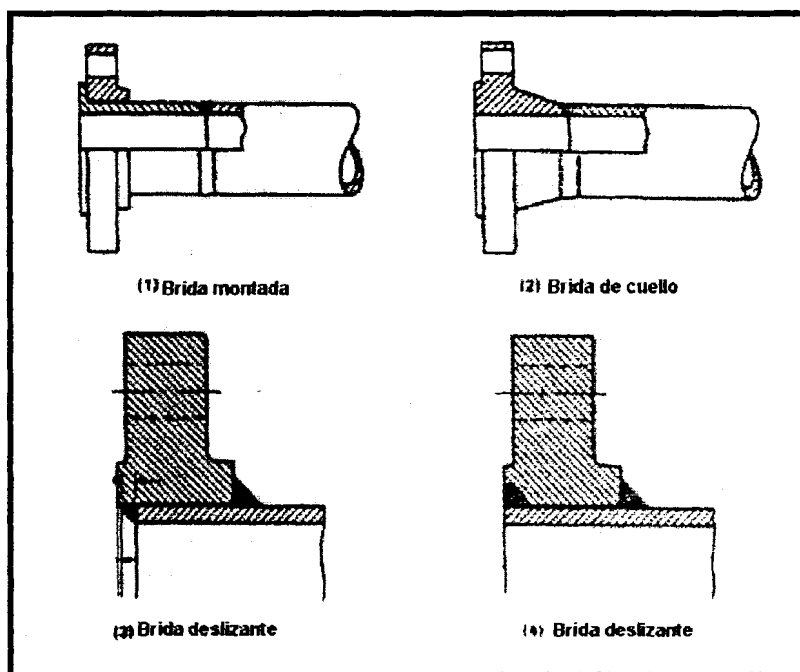


FIGURA 5.5 TIPOS DE BRIDAS

### 5. 2 Unión por Soldadura.

Tanto para las tuberías de acero forjado como fundido se les puede aplicar soldadura de arco o a gas; así como para las



conexiones de accesorios o equipos. Para la instalación de válvulas, bridas, accesorios y otros elementos se emplean juntas a tope; para derivación, bifurcación, bridas de deslizamiento, etc se emplea la soldadura de filete.

La soldadura puede realizarse por arco protegido, arco sumergido, soldadura de arco con gas de tungsteno, soldadura de arco con gas metálico o con oxiacetileno; empleando un proceso de soldadura manual, semiautomático, automático o una combinación de todos.

### **Calificación de la Soldadura.**

A la soldadura se le debe realizar las siguientes pruebas:

- a) pruebas destructivas (dobles de probetas pruebas de ruptura a la tensión y pruebas de tenacidad)
- b) Pruebas no destructivas (radiografía, Rx, ultrasonido, UT, líquidos penetrantes, etc.)

Previo al inicio de los trabajos de construcción las compañías contratistas deberán haber cubierto los siguientes requisitos importantes para las subsecuentes fases de construcción de cualquier ducto submarino:

- a) La elaboración de soldaduras debe cumplir con los parámetros y especificaciones de la sección 5 de API 1104 (edición Sep 99) o con la Sección IX del Código ASME para Calderos y Recipientes sometidos a Presión. Entre los requerimientos está que todas las soldaduras de juntas de ensayo de tope y / o filete para la calificación del procedimiento, se deben efectuar con el equipo e instrumentos que se van a utilizar durante la construcción del proyecto. La posición 6G<sup>5</sup> es obligatoria para calificar y se debe establecer en las especificaciones del procedimiento de soldadura en la tubería, así como la posición 4F<sup>6</sup> para soldaduras a tope y de filete en elementos estructurales.
- b) Según la norma API 1104 y la sección IX de ASME el porcentaje máximo de carbono es de 0.32% y de 0.65% para el carbón equivalente en el acero de la tubería para la instalación.

---

<sup>5</sup> Posición de soldadura por junta o a tope para tubería estacionaria y eje inclinado a 45°.

<sup>6</sup> Posición de soldadura de filete sobre-cabeza con eje de soldadura horizontal.

## Tipos y Diseño de Juntas.

- a) La soldadura a tope se aplica en la unión de tuberías en sus diferentes posiciones (Ver Apéndice E); el bisel para la junta puede ser en V simple, en doble V u otro conveniente tipo de soldadura en ranura.

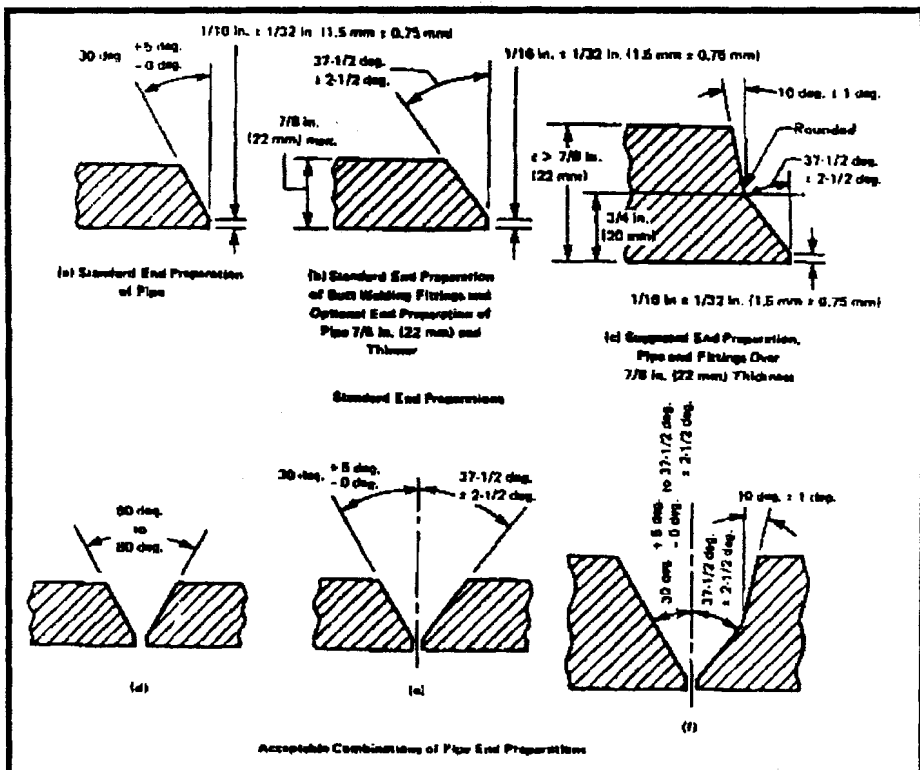
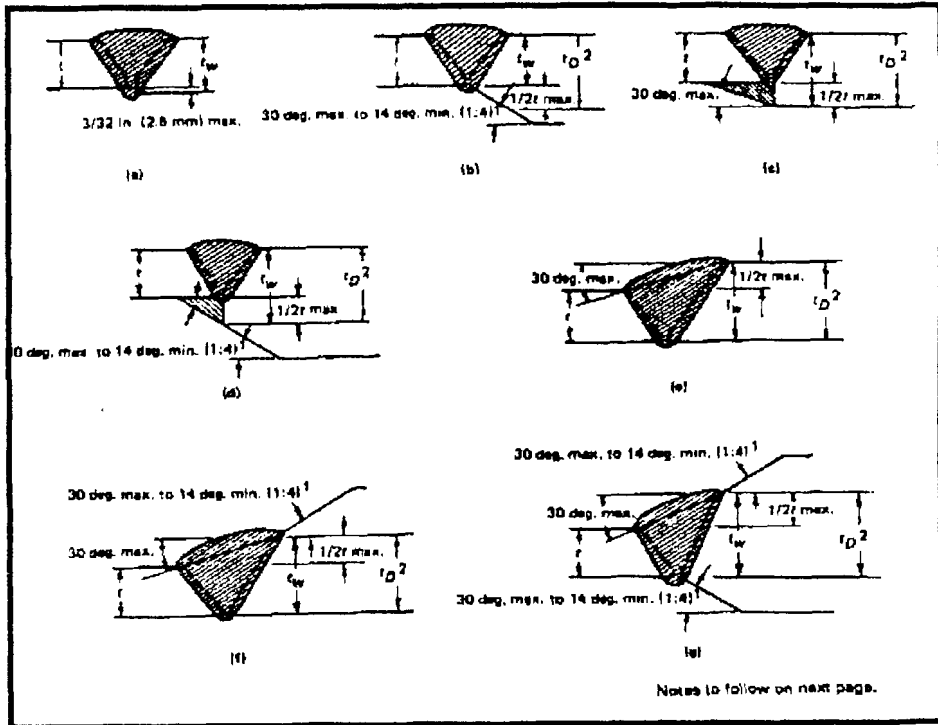


FIGURA 5.6 DISEÑO DE JUNTAS A TOPE PARA TUBERÍAS CON IGUAL ESPESOR

**NOTES:**

- (1) No minimum when materials joined have equal yield strength [See General Note (1)].
- (2) Maximum thickness  $t_D$  for design purposes shall not be greater than  $1.5t$ .

**GENERAL NOTES:**

- (a) The sketches in Fig. 434.8.6(a)-(2) illustrate acceptable preparations for joining pipe ends having unequal wall thicknesses and/or materials of unequal specified minimum yield strength by butt welding.
- (b) The wall thickness of the pipes to be joined, beyond the joint design area, shall comply with the design requirements of this Code.
- (c) When the specified minimum yield strengths of the pipes to be joined are unequal, the deposited weld metal shall have mechanical properties at least equal to those of the pipe having the higher strength.
- (d) The transition between ends of unequal thickness may be accomplished by taper or welding as illustrated or by means of a prefabricated transition nipple not less than one-half pipe diameter in length.
- (e) Sharp notches or grooves at the edge of the weld where it joins a stressed surface shall be avoided.
- (f) For joining pipes of unequal wall thicknesses and equal specified minimum yield strengths, the rules given herein apply, except there is no minimum angle limit to the taper.
- (g) The effective weld throat  $t_w$  shall be used for determining postweld heat treatment requirements.

**INTERNAL DIAMETERS UNEQUAL:**

- (1) If the nominal wall thicknesses of the adjoining pipe ends do not vary more than  $1/32$  in. (2.5 mm), no special treatment is necessary provided full penetration and bond is accomplished in welding. See sketch (a).
- (2) Where the nominal internal offset is more than  $1/4$  in. (2.5 mm) and there is no access to the inside of the pipe for welding, the transition shall be made by a taper cut on the inside end of the thicker pipe. See sketch (b). The taper angle shall not be steeper than 30 deg. nor less than 14 deg.
- (3) For hoop stresses of more than 20% of the specified minimum yield strength of the pipe, where the nominal internal offset is more than  $1/32$  in. (2.5 mm), but does not exceed one-half the wall thickness of the thinner pipe, and there is access to the inside of the pipe for welding, the transition may be made with a tapered weld. See sketch (c). The land on the thicker pipe shall be equal to the offset plus the land on the thinner pipe.
- (4) Where the nominal internal offset is more than one-half the wall thickness of the thinner pipe, and there is access to the inside of the pipe for welding, the transition may be made with a taper cut on the inside end of the thicker pipe (see sketch (b)), or by a combination taper weld to one-half the wall thickness of the thinner pipe and a taper cut from that point (see sketch (d)).

**EXTERNAL DIAMETERS UNEQUAL:**

- (5) Where the external offset does not exceed one-half the wall thickness of the thinner pipe, the transition may be made by welding (see sketch (e)), provided the angle of rise of the weld surface does not exceed 30 deg. and both bevel edges are properly fused.
- (6) Where there is an external offset exceeding one-half the wall thickness of the thinner pipe, that portion of the offset over one-half the wall thickness of the thinner pipe shall be tapered. See sketch (f).

**INTERNAL AND EXTERNAL DIAMETERS UNEQUAL:**

- (7) Where there is both an internal and an external offset, the joint design shall be a combination of sketches (a) to (f). See sketch (g). Particular attention shall be paid to proper alignment under these conditions.

**FIGURA 5.7 DISEÑO DE JUNTAS A TOPE PARA TUBERÍAS CON  
DIFERENTE ESPESOR**

- b) La soldadura de filete se aplica tanto para uniones estructurales como en la colocación de bridas a la tubería. El filete puede ser cóncavo o ligeramente convexo.

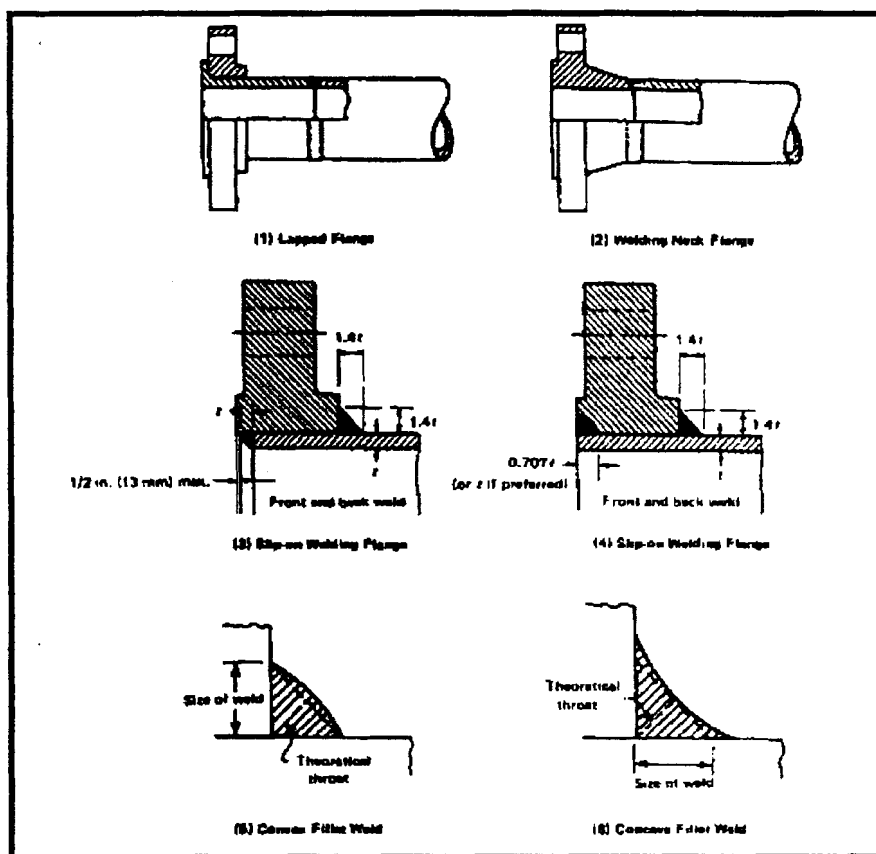


FIGURA 5.8 RECOMENDACIÓN EN LA UNIÓN DE LAS BRIDAS A LA TUBERÍA

### Análisis y Diseño de la Soldadura.

El análisis y diseño del cordón de soldadura estará basado en el "Manual de Construcción en Acero" del AISC (1era edición) (Part #6, Chapter J, Pag. 6-61).

#### **Soldadura a Tope:**

Para la soldadura a tope el análisis se basa en la comparación de las cargas con la resistencia de la soldadura (que para este tipo de junta se asume que es del mismo material de la tubería y que el cordón es del mismo espesor de la línea). En caso de cumplirse la desigualdad entonces la soldadura a tope soportará la presión de operación.

Así se tiene que:

$$\text{Cargas} \leq \text{Resistencia de Soldadura}$$

(Resist. del Mat. de la tubería)

$$\sigma_L A_t \leq \phi SMYS A_t$$

Donde:

$\sigma_L$  : Esfuerzo longitudinal debido a la presión interna,  $\sigma_L = \frac{PD}{4t}$ .

$A_t$ : Area transversal ( $\pi Dt$ )

$\phi$ : Factor de seguridad para soldaduras a tope, 0.9.

SMYS: Resistencia a la Fluencia, 241Mpa o 35 ksi.

- ***Para la Tubería de Recepción.***

Donde:

$$D = 355.6 \text{ mm.}$$

$$t = 7.92 \text{ mm}$$

$$P = 10 \times 10^5 \text{ Pa}$$

Así se tiene que:

$$1.12 \times 10^7 \leq 2.17 \times 10^8$$

*Sí cumple la desigualdad, por lo tanto esta unión soportará las cargas de operación.*

- ***Para la Tubería de Despacho.***

Donde:

$$D = 152.4 \text{ mm.}$$

$$t = 7.11 \text{ mm}$$

$$P = 7 \times 10^5 \text{ Pa}$$

Así se tiene que:

$$3.75 \times 10^6 \leq 2.17 \times 10^8$$

*Sí cumple la desigualdad, por lo tanto esta unión soportará las cargas de operación.*

### **Soldadura de Filete:**

Para la soldadura de filete el análisis se basa en la comparación de las cargas con la resistencia de la soldadura. De esta inecuación se encontrará el valor de la garganta para que el cordón soporte las cargas de operación. El valor de la garganta debe encontrarse entre un valor mínimo y máximo dado por el "Manual de Construcción en Acero" del AISC (1era edición) (Tabla J2.5, Pag. 6-62).

Así se tiene que:

$$\text{Cargas} \leq \text{Resistencia de Soldadura}$$

$$\sigma_L A_t \leq \phi F_w A_{ef}$$

Donde:

$\sigma_L$  : Esfuerzo longitudinal debido a la presión interna,  $\sigma_L = \frac{PD}{4t}$ .

$A_t$ : Area transversal ( $\pi Dt$ )

$\phi$ : Factor de seguridad para soldaduras de filete, 0.75.



$F_w$ : 0.6\*Resistencia a la fluencia del electrodo de soldadura, 70 ksi (482Mpa) (E7018).

$A_{ef}$ : 0.707 aL (a: garganta y L: long del cordón ( $L=\pi D$ )).

*La soldadura de filete la emplearemos en las bridas por lo que la longitud del cordón será el perímetro de la tubería.*

- ***Para la Tubería de Recepción.***

Donde:

$$D = 355.6 \text{ mm.}$$

$$t = 7.92 \text{ mm} = 5/16''$$

$$P = 10 \times 10^5 \text{ Pa}$$

$$L = 116.58 \text{ mm}$$

$$a_{\min} = 3/16'' = 4.76 \text{ mm.}$$

$$a_{\max} = t - 1/16'' = 1/4'' = 6.35 \text{ mm.}$$

Así se tiene que:

$$9.90 \times 10^{10} \leq 1.71 \times 10^{11} * a$$

$$a \geq 0.58 \text{ mm}$$

*Por lo tanto la garganta para la soldadura de filete será 3/16'' o su equivalente 4.76 mm.*

- **Para la Tubería de Despacho.**

Donde:

$$D = 152.4 \text{ mm.}$$

$$t = 7.11 \text{ mm} = 9/32''$$

$$P = 7 \times 10^5 \text{ Pa}$$

$$a_{\text{mín}} = 3/16'' = 4.76 \text{ mm.}$$

$$a_{\text{máx}} = t - 1/16'' = 7/32'' = 3/16 \text{ aprox} = 4.76 \text{ mm.}$$

TÍTULO

Así se tiene que:

$$1.28 \times 10^{10} \leq 7.34 \times 10^{10} * a$$

$$a \geq 0.17 \text{ mm}$$

*Por lo tanto la garganta para la soldadura de filete será 3/16" o su equivalente 4.76 mm.*

# **CAPÍTULO 6**

## **6. INSTALACIÓN DE LA LÍNEA SUBMARINA.**

Hay varios métodos para la instalación de tuberías submarinas, incluyendo la barcaza convencional de tendido, barcaza de carrete, barcaza de arrastre, entre otros. Alguno de estos métodos son más adecuados que otros bajo determinadas circunstancias; como diámetro de la tubería, profundidad de las aguas, parámetros oceanográficos, entre otros.

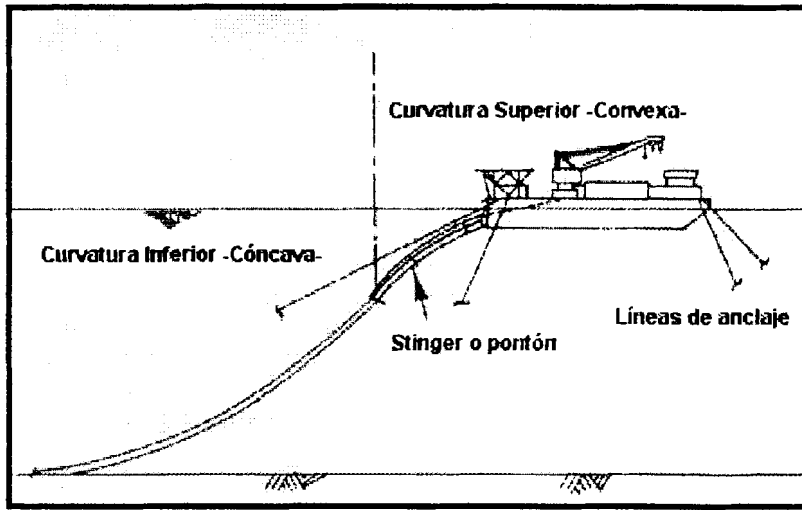


## 6. 1 Método de Barcaza Convencional de Tendido.

El método de la barcaza de tendido es el más común para la instalación de líneas submarinas. Hay tres tipos diferentes de barcazas de tendido: el casco convencional en forma de caja, la barcaza en forma de barco y las semi-sumergibles. Los costos de construcción de las semi-sumergibles son más altos que las de las barcazas convencionales o con forma de barco. Sin embargo, los movimientos de respuesta de las semi-sumergibles son mucho más favorables que las otras. Por ejemplo, las semi-sumergibles pueden operar en alturas de ola significativa hasta de 4.6 a 5.2 m (15 a 17 pies) en cualquier dirección, mientras que las barcazas convencionales y las de forma de barco sólo pueden operar en alturas de ola significantes hasta de 1.5 m en cualquier dirección. Las barcazas en forma de barco generalmente pueden operar en alturas de olas significante de hasta 3.7 m dependiendo de la dirección que tengan las olas.

Las barcazas convencionales se usan generalmente para aguas apacibles con condiciones mucho menos severas que las que soportan las barcazas en forma de barco y las semi-

sumergibles. La estabilidad incrementada de las semi-sumergibles ha permitido el desarrollo de stingers<sup>7</sup> largos, lo cual permite el tendido de tuberías de gran diámetro en aguas relativamente profundas.



**FIGURA 6.1 METODO CONVENCIONAL DE TENDIDO**



**FIGURA 6.2 STINGER**

<sup>7</sup> Stinger.- Ducto que sirve para deslizar la tubería al interior del mar.

Todas las barcazas de tendido usan básicamente el mismo método para tender tuberías. La tubería se transporta a la barcaza de tendido en chalanes<sup>8</sup> de carga. Una grúa mueve los tramos de tubería del chalán a zonas de almacenamiento a una línea automatizada para alimentar la tubería a la mesa de alineamiento. La mesa de alineamiento es la primera posición (estación de trabajo) de la línea de producción para el soldado de la tubería y la ejecución de las pruebas no destructivas en la soldadura. Las barcazas de tendido pueden tener de 5 a 12 estaciones de trabajo, dependiendo del tamaño de la barcaza y del diámetro de la tubería que se va a soldar.

Después de soldar tramo con tramo de tubo, en estas juntas de campo se coloca un recubrimiento anticorrosivo (y algunas veces lastre de concreto). Las operaciones de tendido de la tubería continúan con la tubería soportada por los rodillos de la barcaza y por el stinger (pontón) antes de que se tiendan en el fondo del mar.

Las barcazas se pueden categorizar de acuerdo a la localización de la línea de producción, ya sea en el eje de la

---

<sup>8</sup> Chalanes.- Embarcación menor de fondo plano, proa aguda y popa cuadrada, que sirve para transportes en parajes de poco fondo.

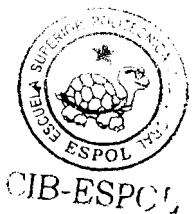
barcaza o laterales. Las líneas de producción laterales son más eficientes en el uso del espacio y del equipo de la cubierta.

Los trabajos en las líneas de operación centrales requieren duplicar el equipo de la cubierta para el manejo de la tuberías, con lo que es menos eficiente el manejo del espacio de la cubierta. La mayoría de las barcazas diseñadas para la operación en condiciones ambientales severas usan la línea de producción centrada, debido a que las menores cargas inducidas en las articulaciones del stinger y la tubería son más críticas que la pérdida de la eficiencia del espacio de la cubierta.

La línea de producción de una barcaza de tendido está limitada a la instalación de una sola línea. Si se necesita tender varias tuberías, la barcaza debe pasar otra vez por la ruta del tendido por cada ducto, o puede modificar sus operaciones en la cubierta para usar carretes portátiles. En ocasiones donde se requiera que una o más tuberías de diámetro pequeño (1 a 3 pulgadas) se coloquen en conjunción con una línea de gran diámetro, puede ser posible establecer una línea de producción temporal.



Las barcazas de tendido convencionales requieren de embarcaciones adicionales para realizar una operación de tendido. Generalmente se incluyen uno o más remolcadores manejadores de anclas, barcazas de carga, y remolcadores para el suministro de tubería y otros materiales. Por lo general se necesita el apoyo de buzos para inspeccionar la tubería sobre el fondo del mar y en las interconexiones submarinas. En operaciones en aguas someras, el buceo puede apoyarse directamente de la barcaza de tendido. Sin embargo, en operaciones en aguas profundas, podría necesitarse una embarcación de apoyo para las operaciones de buceo equipada con un vehículo controlado a control remoto o un sumergible tripulado.



El proceso de tendido de la tubería se inicia soldando un tapón al primer tramo de la tubería, el cual evita la entrada del agua de mar al ducto. Sobre el tapón se suelda un ojal, el cual servirá para enganchar sobre ella un cable de acero. En el otro extremo del cable se coloca un ancla, la cual será lanzada al fondo marino. El cable se hace pasar por el stinger y a lo largo de la línea de montaje hasta un malacate (wincha), con el que



logra la tensión inicial requerida. Conforme se van adicionando los tramos de la tubería, la barcaza va avanzando sobre las líneas de anclaje, recogiendo cable de las anclas de proa y liberándolo en las de popa.

El stinger de la barcaza ayuda a soportar a la tubería y forma una curva en "S" conforme se va tendiendo la tubería. Se han diseñado stingers desde rectos que se usaron originalmente en aguas someras, hasta los stingers articulados, en secciones y curvos que se necesitan para operaciones en aguas profundas. Los tensionadores posicionados a lo largo de la línea de producción dan la fuerza para limitar la curvatura de la línea conforme desciende al fondo del mar.

Los stingers con secciones curvas varían en longitud, aunque cada sección típica es de 18.29 m de largo (60 pies). Las secciones del stinger se conectan a través de articulaciones. Los rodillos se instalan sobre las secciones del stinger para soportar a la tubería su descenso.

La máxima profundidad a la cual una barcaza de tendido convencional puede operar se gobierna por:

1. Capacidad del sistema de anclaje de la barcaza.
2. Tamaño del stinger.
3. Capacidad del tensionador.
4. Espesor de pared y diámetro e la tubería.
5. Lastre de concreto de la tubería (Si se requiriese).

En general, las **barcazas de tendido** pueden clasificarse por las profundidades de agua a las cuales sus sistemas de anclaje fueron diseñadas:

1. Hasta 107 m (350 pies).
2. Hasta 183 m (600 pies).
3. Hasta 305 m (1000 pies).

La descripción mínima de estaciones de la barcaza de tendido son:

**ESTACIÓN 1:** Alineamiento de tubería.

**ESTACIÓN 2:** Estaciones de relleno de soldadura (pueden ser más de dos).

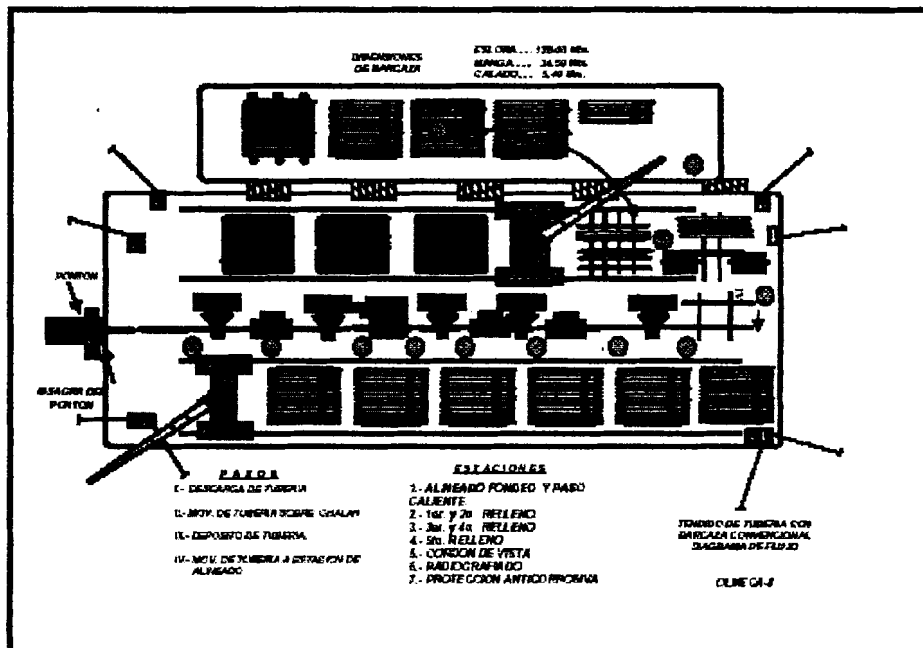
**ESTACIÓN 3:** Terminación de Soldadura.

**ESTACIÓN 4:** Inspección Radiográfica de Soldadura.

**ESTACIÓN 5:** Estación de Reparación de Soldadura.

**ESTACIÓN 6:** Colocación de Protección Mecánica de la Junta.

La barcaza convencional de tendido es una embarcación de aproximadamente 120 m de eslora (largo) por 30 m de manga (ancho).



**FIGURA 6.3 DISTRIBUCIÓN FÍSICA DE UNA BARCAZA DE TENDIDO**

### Métodos de Análisis del Tendido.

En la Fig. 6.1 se muestra una línea que está tendiéndose desde la barcaza hasta el fondo del mar. Se pueden identificar dos regiones. La región de curvatura superior (soportada) o de sobrecurvatura, y la región de curvatura inferior (no soportada) o de curvatura hundida. La región de curvatura superior se extiende del tensionador en la

cubierta de la barcaza, sobre la rampa, hasta el punto inferior del stinger, y la región de la curvatura inferior, la cual es la región de la tubería que deja de ser soportada por la rampa o el stinger, y que llega hasta el fondo del mar.

La curvatura de la tubería en la región de la curvatura superior generalmente se controla con el adecuado posicionamiento de los apoyos de la rampa y a controlar la curvatura del stinger. En general, el radio de la curvatura de la región arriba del punto de inflexión (incluyendo el stinger) se selecciona para que el esfuerzo flexionante máximo en la tubería no exceda el 85% del SMYS. La deformación por flexión se da por:

$$\varepsilon = \frac{D}{2R}$$

Donde:

D = Diámetro exterior de la tubería

R = radio de la curvatura en la región de la curvatura superior.

El esfuerzo flexionante axial correspondiente es:

$$\sigma = \frac{ED}{2R}$$

Donde:

E = Módulo de elasticidad del acero

Por lo tanto, el radio mínimo para la región de la curvatura superior se selecciona con la siguiente fórmula:

$$R = \frac{ED}{2 * SMYS * FD}$$

*\*Las fórmulas son tomadas de "Offshore Pipeline Design, Analysis and Methods" de A. H. Mousselli Edit. Penn Well Books).*

Donde:

SMYS = Esfuerzo a la fluencia mínimo especificado de la tubería

FD = Factor de diseño, que generalmente es 0.85

El análisis anterior considera en la tubería un radio flexionante uniforme sobre los apoyos de la barcaza y el stinger. En la realidad, la tubería se flexiona más en los soportes que entre ellos, y el esfuerzo en la región de la curvatura superior generalmente se incrementa en los apoyos y disminuye entre apoyos.

El análisis de esfuerzos en la región de la curvatura inferior se hace principalmente para determinar la tensión y la longitud del stinger para un tendido seguro. En general, a mayor tensión, menor es el stinger que se necesita.

Existen varios métodos para el análisis de esfuerzos en la tubería en la región de la curvatura inferior, incluyendo el método de la viga, el de la catenaria, el de la catenaria rigidizada, el de la viga no lineal, y el método de la diferencia finita. Por lo general, el método de la viga permite resultados precisos en aguas someras, mientras que los métodos de la catenaria y de la catenaria rigidizada permiten resultados precisos en aguas profundas. Tanto el método de la viga no lineal como el del elemento finito permite resultados buenos a cualquier profundidad.

### **Método de la Viga (Deflexiones pequeñas)**

En esta teoría, el arco de la tubería en la parte debajo del punto de inflexión se modela como se muestra en la Fig. 6.4. Sin embargo, las deflexiones se consideran pequeñas, es decir:

$$\frac{dy}{dx} \ll 1$$

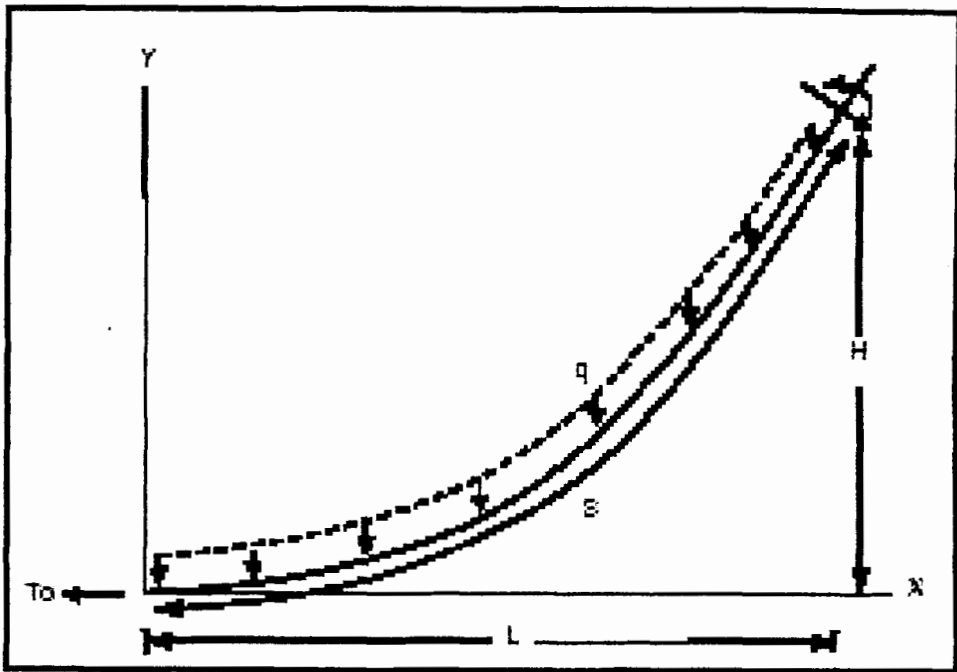


FIGURA 6.4 MODELACIÓN DEL CLARO SUSPENDIDO PARA EL MÉTODO DE LA VIGA

La ecuación de flexión gobernante es:

$$-q = EI \frac{d^4 y}{dx^4} - T_0 \frac{d^2 y}{dx^2}$$

Donde:

$q$  = Peso unitario sumergido de la tubería

$E I$  = Rigidez flexionante de la tubería

$T_0$  = Tensiones efectiva en la parte inferior de la tubería

$y(0) = 0$

$$\frac{dy}{dx}(0) = \Theta \text{ (Inclinación de la tubería en el fondo del mar).}$$

$$\frac{d^2y}{dx^2}(0) = 0$$

$$EI \frac{d^2y}{dx^2}(L) = M = 0 \text{ (En el Punto de Inflexión).}$$

Nota:  $T = T_0 + qH$

La teoría es aplicada solamente para pequeñas deflexiones, como en aguas someras.

### **Método de la Viga no lineal**

Esta teoría considera la ecuación de flexión no lineal de una viga que describe la flexión en el claro de la tubería. La teoría se aplica tanto en aguas someras como profundas y es válida para deformaciones grandes y pequeñas.

La ecuación diferencial gobernante es:

$$-q = EI \frac{d}{ds} \left( \sec \theta \frac{d^2 \theta}{ds^2} \right) - T_0 \sec(2\theta) \frac{d\theta}{ds}$$

Donde:

$s$  = Distancia a lo largo del claro de la tubería

$\theta$  = Angulo en una distancia  $s$



$$\text{Sen } \theta = \frac{dy}{ds}$$

Debido a que las condiciones de frontera normalmente incluyen el desplazamiento de cualquiera de los extremos del claro de la tubería, la ecuación diferencial anterior puede describirse en términos de “y” en vez de  $\theta$ . La sustitución de  $\theta$  en términos de “y” y “s” producen diferencial mucho más compleja para y(s) que para  $\theta$ (s).

Se necesitan 4 condiciones de frontera para resolver la ecuación diferencial, y se necesita de una ecuación de frontera adicional resolver la longitud del claro debido a que no se conoce anticipadamente.

La ecuación diferencial anterior y las ecuaciones de frontera correspondientes generalmente se tratan como un problema de valores de frontera correspondientes generalmente se tratan como un problema de frontera y se resuelve numéricamente. El método de diferencias finitas de aproximaciones se ha usado exitosamente para dar la solución.



### Método de la Catenaria Natural

La teoría de la catenaria natural puede usarse para describir la configuración de los claros de la tubería lejos de los dos extremos de la tubería, es decir, lejos del punto donde se llega la tubería en el fondo del mar, y de la parte superior de la tubería cerca del stinger. El método es aplicable donde la rigidez es muy pequeña; las condiciones de fronteras en los claros de la tubería no se cumplen.

Para ilustrar este método, hay que considerar  $EI=0$  en la ecuación flexionante de la viga no lineal. Se obtiene la siguiente ecuación:

$$q = T_0 \sec^2 \theta \frac{d\theta}{ds}$$

y la solución de esta ecuación es:

$$\theta = \tan^{-1} \frac{qs}{T_0} + C$$

Donde:

$C =$  Constante ( $C = 0$ , si la inclinación de la tubería es cero en el fondo del mar).

Esta es la ecuación familiar gobernante para una catenaria natural.

La longitud del claro ( $s$ ) se da por:

$$s = y^2 + \frac{2yT_0}{q} = \frac{T_0}{q} \operatorname{Senh} \left( \frac{qx}{T_0} \right)$$

La deformación máxima en la región del punto de inflexión puede ser aproximado de la curvatura mínima, donde:

Deformación flexionante máxima,

$$\varepsilon = \frac{Dq}{2T_0}$$

D = Diámetro exterior de acero de la tubería

Las ecuaciones de la catenaria pueden usarse entonces para estimar la configuración lejos de los extremos donde la rigidez de la tubería es pequeño, en aguas profundas, o donde la tensión es muy grande para que el término de tensión sea predominante sobre el término de rigidez.

### Método de la Catenaria Rigidizada

El método de la catenaria rigidizada es diferente del de la catenaria en que se satisfacen las condiciones de frontera. En este método, la ecuación diferencial de la viga de la viga no lineal se resuelve asintóticamente, pero que término no dimensional ( $\alpha^2$ ) es muy pequeño:

$$\alpha^2 = \frac{EI}{qS^3} \ll 1$$

S = Longitud del claro de la tubería



-ESPOL



-ESPOL



-ESPOL



-ESPOL



B-ESPOL



Esta teoría da resultados precisos de la configuración de la tubería, incluyendo partes de la tubería cerca de los extremos. Sin embargo, la teoría es aplicable donde la rigidez de la tubería sea pequeña o en agua profundas.

### **Método del Elemento Finito**

Como en el caso de método de análisis de la viga no lineal, el análisis de claros libres por elemento finito es aplicable en todas las profundidades de agua, para deflexiones grandes y pequeñas.

El claro de la tubería se modela como un sistema de elemento-viga finitos conectados. Las ecuaciones flexionantes se desarrollan para cada elemento de tubería y las condiciones de frontera coinciden entre elementos. Entonces el sistema de ecuaciones se desarrolla como una matriz y se resuelve usando técnicas matriciales.

Para la selección adecuada de la longitud de los elementos-tubería, las deflexiones en cada elemento-tubería pueden ser mantenidos pequeños, generalmente con respecto a un sistema de coordenadas locales.

## 6.2 Método de la Barcaza de Carrete.

El método de la barcaza de carrete para el tendido de tuberías submarinas usa una longitud continua de tubería enrollada en un carrete. El ensamble de esta línea se hace en tierra, y se completan pruebas no destructivas antes de enrollar la tubería. Debido al enrollar, no puede usarse lastre de concreto, y se requieren espesos de pared relativamente grandes para evitar el aplastamiento de la tubería y, en algunos casos, dar peso adicional a la tubería para estabilizarla en el fondo del mar.

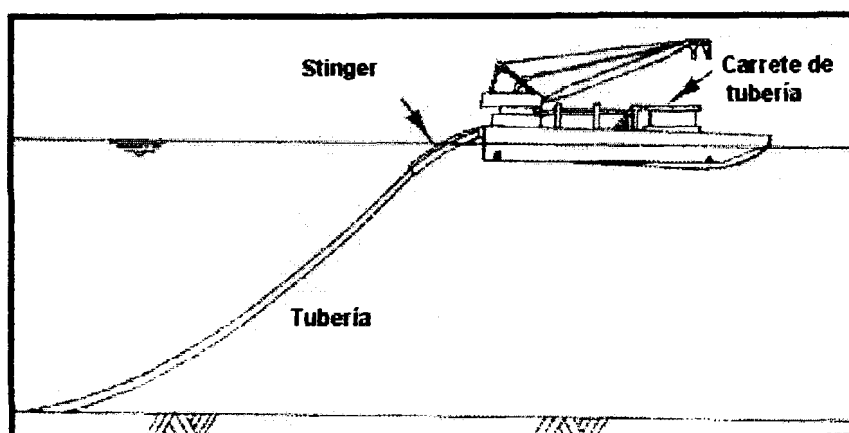


FIGURA 6.5 MÉTODO DE LA BARCAZA DE CARRETE

En una barcaza de carrete se puede instalar un paquete de líneas submarinas. Las tuberías se atacan juntas y

posteriormente se enrollan en el carrete. El número de líneas por paquete depende del tamaño del carrete y del diámetro de la línea. Si el paquete está conformado por tubería de varios diámetros, podría ser necesaria usar carrete portátiles y efectuar el atado durante la operación de tendido.

Se usan dos configuraciones para barcaza de carrete: Los carrete verticales, y de carrete montado horizontalmente. El uso de un carrete vertical es ventajoso debido a que puede cargarse o descargarse desde la parte superior y no requiere un stinger.

La instalación de la línea se acompaña del desenrollamiento y enderezado de la tubería mientras la barcaza se mueve hacia delante. El tendido de la línea puede tomar lugar a velocidades relativamente altas.

El inicio de la tubería es similar a las operaciones de la barcaza de tendido. El apoyo costafuera para la operación de la barcaza de tendido se limita por lo general a un remolque y a un equipo de buzos.

Las principales ventajas de la instalación con barcaza de carrete son:

- a) Se mejora el control de la producción en las instalaciones en tierra.
- b) Se reduce el impacto de condiciones ambientales adversas debido a la velocidad de instalación de la tubería.
- c) Capacidad para ensamblar y enrollar tubería de varios tamaños para la instalación secuencial.
- d) Capacidad de ensamblar y enrollar paquetes de tuberías.

Las principales desventajas son las siguientes:

- a) Limitaciones en el tamaño máximo de la tubería, de 10 a 16 pulgadas de diámetro.
- b) Se necesitan espesores de pared grandes para el enrollado.
- c) Se limita la longitud de tubería que puede enrollarse en un carrete simple.

### **6.3 Método de Remolque.**

Los métodos de remolque para la construcción de línea, así como el método de carrete, ofrecen la ventaja de ensamblar la tubería en tierra. El remolque requiere embarcaciones relativamente pequeñas para la transportación de paquetes de

tuberías al sitio de instalación. Se tienen cuatro métodos comerciales:

- Remolque de superficie
- Remolque debajo de la superficie
- Remolque sobre el fondo marino
- Remolque cerca del fondo marino

### Remolque de superficie y debajo de la superficie.

El remolque de superficie, como se muestra en la Fig. 6.6, utiliza flotadores para soportar la tubería en la superficie del agua. El método de remolque debajo de la superficie, ilustrado en la Fig. 6.7, utiliza mecanismos de flotación para soportar la tubería bajo la acción de la ola significativa. Las boyas tipo pértiga, o de larguero, son usadas generalmente para limitar la cantidad de movimiento de la superficie transferida a la tubería.

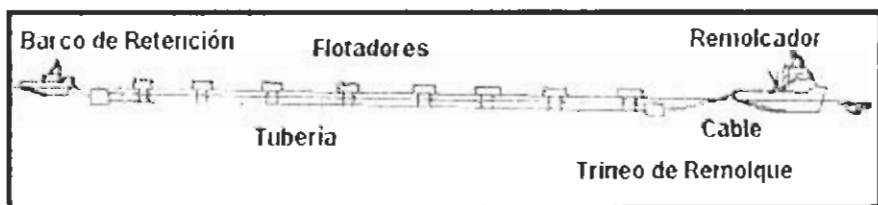
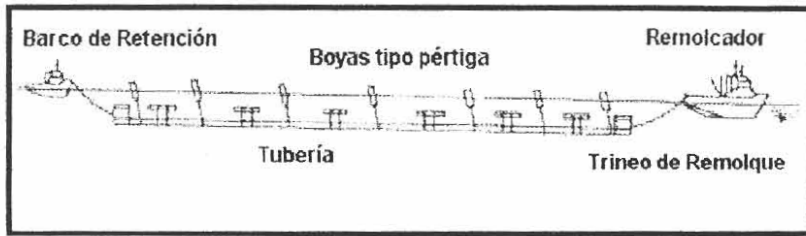


FIGURA 6.6 MÉTODO DE REMOLQUE DE SUPERFICIE





**FIGURA 6.7 MÉTODO DE REMOLQUE DEBAJO DE LA SUPERFICIE**

Además de la embarcación principal de remolque, se requiere una embarcación para el control de la fila de flotación en ambas técnicas de remolque de superficie. Esta embarcación de retención puede ser más pequeña que la embarcación principal.

En el sitio de tendido, la tubería se baja por un procedimiento desarrollado para la instalación específica.

La selección de remolcar en la superficie o debajo de la superficie depende de las condiciones de la superficie, exposición al tráfico marino, y las condiciones especiales requeridas para bajar la tubería, las cuales pueden incluir incremento en las cargas de jalado hacia abajo debido a los tanques de flotación.

Un grupo de firmas francesas desarrolló un procedimiento para la instalación de tuberías submarinas conocido como RAT, Remorquage Aboutage Tension (Remolque Ensamblaje Tensión). Este es una combinación donde una barcaza de tendido se utiliza para bajar la tubería al fondo marino, y un remolque de superficie o cerca de la superficie es usado para suministrar grandes longitudes de tubería a la barcaza. Este método minimiza el trabajo costafuera y también reduce el tamaño y complejidad de la barcaza.

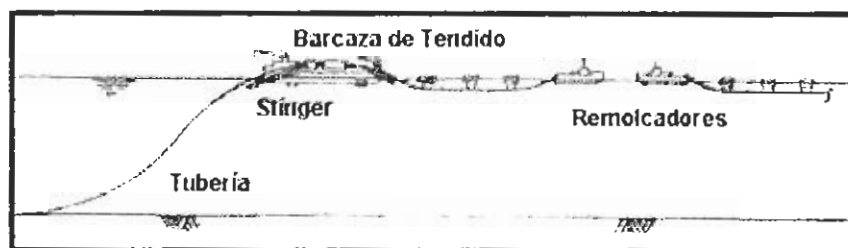
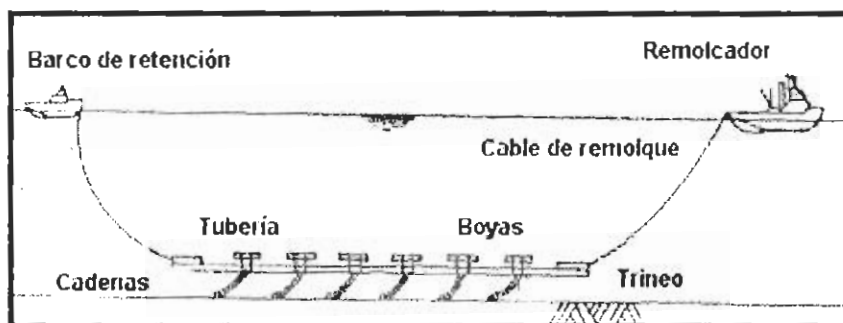


FIGURA 6.8 MÉTODO RAT

#### Remolque cerca del Fondo Marino.

El remolque cerca del fondo marino es una adaptación de la técnica de remolque debajo de la superficie. También requiere de una embarcación principal de remolque y una embarcación pequeña de detención. Los tanques de flotación se unen a la tubería a intervalos específicos, y los trineos de remolque y de

detención son sostenidos a flote. Longitudes de cadenas están suspendidas en los tanques de flotación.



**FIGURA 6.9 MÉTODO DE REMOLQUE CERCA DEL FONDO MARINO**

Si la ruta del remolque incluye áreas donde existan corrientes que pudieran afectar la estabilidad de la tubería, la longitud de la cadena que jala hacia el fondo marino puede ser diseñada para proporcionar una fuerza de estabilización.

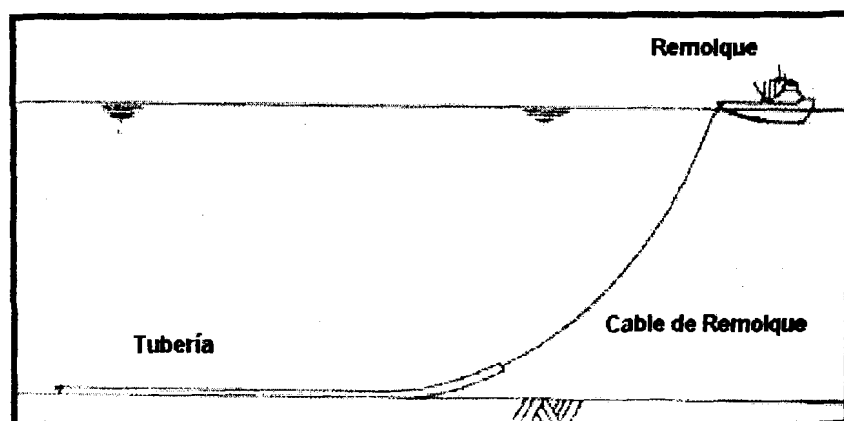
Las principales ventajas que este método ofrece son:

- Requisitos relativamente bajos de caballos de fuerza.
- La exposición a otro tráfico marino está limitado a área de aguas someras.
- La exposición a condiciones ambientales adversas es significativamente reducida.

La principal desventaja de este método para instalaciones en aguas profundas está en el diseño y economía de los sistemas de flotación.

### **Remolque sobre el Fondo Marino.**

Este remolque requiere ciertas condiciones de diseño las cuales difieren de los criterios de las otras técnicas de remolque. Esta diferencia en el diseño es principalmente porque toda la línea de la tubería está en constante contacto con el fondo marino.



**FIGURA 6.10 MÉTODO DE REMOLQUE SOBRE EL FONDO MARINO**

Las principales ventajas de este método en comparación con los otros métodos de remolque de tubería submarina son:

- Exposición mínima a condiciones ambientales severas.
- Seguridad con la cual la tubería puede ser abandonada temporalmente si las condiciones ambientales exceden los límites de la embarcación de remolque.
- Este método no requiere de una embarcación de detención.

Las principales desventajas son:

- Altos requerimientos de caballos de fuerza para la embarcación de remolque.
- Exposición al daño de recubrimiento de la tubería.
- Gran probabilidad de que la tubería pueda ser atrapada por obstrucciones del fondo marino.
- Es útil sólo para recorridos cortos.

### **Cálculo de Tendido de la Tubería.**

#### ***Curvatura Superior.***

El radio mínimo permisible en la curvatura superior durante el tendido, está dado por:

$$R = \frac{ED}{2 * SMYS * FD}$$

Donde:

D = Diámetro de la tubería.

E = Módulo de Young (206.8 Gpa)

SMYS = Resistencia a la fluencia mínimo, 241 Mpa.

FD = Factor de diseño, que generalmente es 0.85

- Para la Tubería de Recepción, el radio mínimo permisible es:

$$R = 179.5 \text{ m}$$

- Para la Tubería de Despacho, el radio mínimo permisible es:

$$R = 77 \text{ m}$$

### ***Curvatura Inferior.***

Para analizar la curvatura inferior se aplicará el método de la viga con las siguientes condiciones de frontera:

$$-q = EI \frac{d^4 y}{dx^4} - T_0 \frac{d^2 y}{dx^2}$$

Condiciones de frontera:

$$y(0) = 0$$

$$\frac{dy}{dx}(0) = 0 \quad \text{Asumiendo que la tubería se encuentra horizontal.}$$

$$\frac{d^2y}{dx^2}(0) = 0$$

$$EI \frac{d^2y}{dx^2}(L) = M = 0$$

Integrando se tiene:

$$-qx = EI \frac{d^3y}{dx^3} - T_0 \frac{dy}{dx} + c_1$$

$$-q \frac{x^2}{2} = EI \frac{d^2y}{dx^2} - T_0 x + c_1 x + c_2$$

$$\text{Con } x = 0 \Rightarrow c_2 = 0.$$

$$\text{Con } x = L \Rightarrow c_1 = -\frac{qL}{2} + T_0$$

Reemplazando  $c_1$  y  $c_2$ :

$$-q \frac{x^2}{2} = EI \frac{d^2y}{dx^2} - \frac{qL}{2} x$$

Tercera integración:

$$-q \frac{x^3}{6} = EI \frac{dy}{dx} - \frac{qL}{4} x^2 + c_3$$

$$\text{Con } x = 0 \Rightarrow c_3 = 0.$$

Cuarta integración:

$$-q \frac{x^4}{24} = EIx - \frac{qL}{12} x^3 + c_4$$

Con  $x = 0 \Rightarrow c_4 = 0$ .

Con  $x = L$  :

$$-q \frac{L^4}{24} = EIL - \frac{qL^4}{12}$$

La distancia horizontal máxima permisible desde el origen (punto de tangencia con el fondo marino) hasta el punto de inflexión durante la instalación es:

$$L = \sqrt[3]{\frac{24EI}{q}}$$

Donde:

$$E = 206.8 \text{ GPa}$$

$$I = \frac{\pi(D^4 - d^4)}{64}$$

$$(T. De Recepción: I = 1.06 \times 10^{-4} \text{ m}^4)$$

$$(T. De Despacho: I = 1.17 \times 10^{-4} \text{ m}^4)$$

$q =$  Peso de la tubería por unidad de longitud (incluido lastre)

$$T. de Recepción: q = 1395.9 \text{ N/m}$$



*T. de Despacho:  $q = 684.4 \text{ N/m}$*

- Para la Tubería de Recepción, la longitud máxima permisible es:  **$L = 72.2 \text{ m}$** .
- Para la Tubería de Despacho, la longitud máxima permisible es:  **$L = 94.7 \text{ m}$** .

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. La tubería de recepción de combustible tendrá las siguientes características en el tramo marino: Grado API 5L "B", diámetro 355.6 mm (14 pulg.), cédula 20 (espesor 7.920 mm = 0.312 pulg.), peso por unidad de longitud 67.90 Kg/m . Mientras que para el tramo terrestre se empleará la tubería con cédula 10 (peso por unidad de longitud 54.69 Kg/m).
2. La tubería de despacho de combustible tendrá las siguientes características tanto para el tramo terrestre como para el tramo marino: Grado API 5L "B", diámetro 152.4 mm (6 pulg.), cédula 40 STD (espesor 7.110 mm = 0.280 pulg.), peso por unidad de longitud 28.26 Kg/m .

3. La presión externa sobre las líneas no hace correr el riesgo de que se presente pandeo local ni propagación de pandeo.
4. El lastre para las tuberías será de 40 mm de espesor basado en la norma de referencia DNV –OS-F101-2000, ya que adicional a brindar un peso adicional a la línea para evitar su flotación cumple la función de un inhibidor de la corrosión y protección contra golpes de objetos extraños.
5. Las líneas deberán ser enterradas 1m para evitar el levantamiento de las tuberías debido a las corrientes y al empuje; y el contacto con objetos extraños.
6. Durante el proceso de tendido; independiente del método, se debe controlar que la curvatura de la región superior y de la inferior no presenten deformaciones mayores a las permisibles; esto se logra con la regulación del stinger y colocando detectores de pandeo durante la instalación.

7. La construcción e instalación de una línea submarina para recepción de combustible de importación y despacho a la flota pesquera, es de suma importancia para el sector productivo de esta región; ya que en los últimos años ha tenido un incremento considerable. Adicionalmente permitirá descongestionar las operaciones en los terminales de La Libertad y Esmeraldas; y brindará un abastecimiento de combustible más seguro a las embarcaciones pesqueras.
  
8. El método de amarre más conveniente para el Buque-Tanque en función de los parámetros oceanográficos (vientos, olas, corrientes, etc.), inversión inicial y mantenimiento; es el de multiboyas. Otro factor a favor de este método es la intensidad de operación del terminal petrolero.
  
9. El despacho de combustible a la flota pesquera se lo debe realizar con una chata de servicio simple equipada con una bomba para el proceso de abastecimiento.

10. La soldadura durante la instalación en caso de no realizarse sobre la superficie terrestre debe ejecutarse en la barcaza de tendido, para facilitar las pruebas no destructivas y la operación; así como también evita el empleo de soldadura sumergida en el mar.
  
11. El método de zanjado recomendado es el de chorro, por ser de una operación más rápida y porque la zona de transferencia de combustible se encuentra en aguas someras.
  
12. El método de tendido a aplicarse mar adentro es el de la barcaza convencional; mientras que para el sector cerca de la orilla se deberá proceder con el arrastre de las líneas usando remolcadores.

# **APÉNDICES**

## APÉNDICE A

### CONVERSIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE GAS Y CRUDO LIGERO A MILES DE BARRILES DE CRUDO PESADO EQUIVALENTE

1. La producción de las líneas de gas se convertirá a Miles de Barriles de Crudo Pesado Equivalente Diarios con la siguiente expresión:

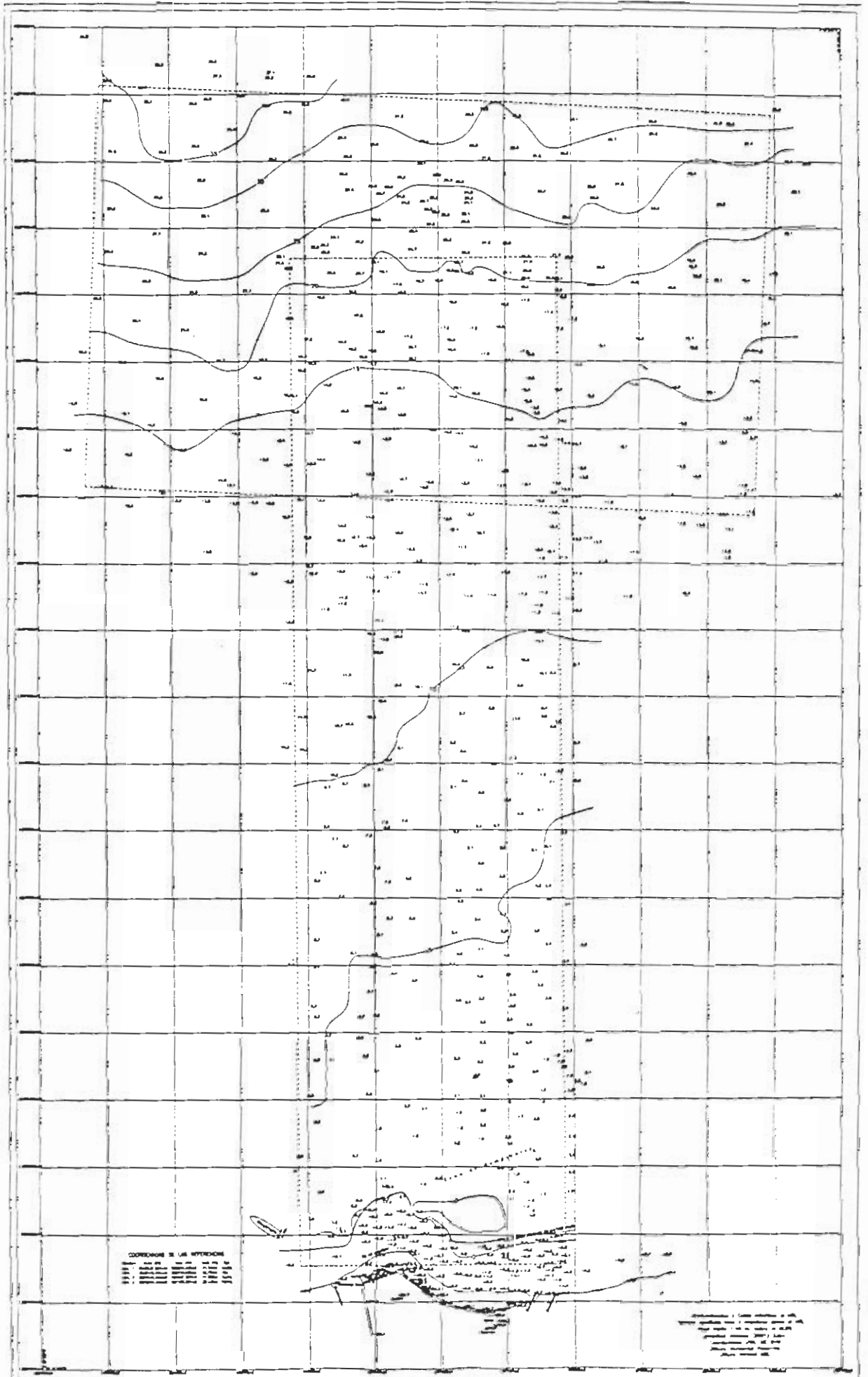
1 MBCPED = 168,541.5 m<sup>3</sup> (5.952 millones de pies cúbicos) diarios de gas

2. La producción de las líneas de crudo ligero se convertirá a Miles de Barriles de Crudo Pesado Equivalente Diarios con la siguiente expresión:

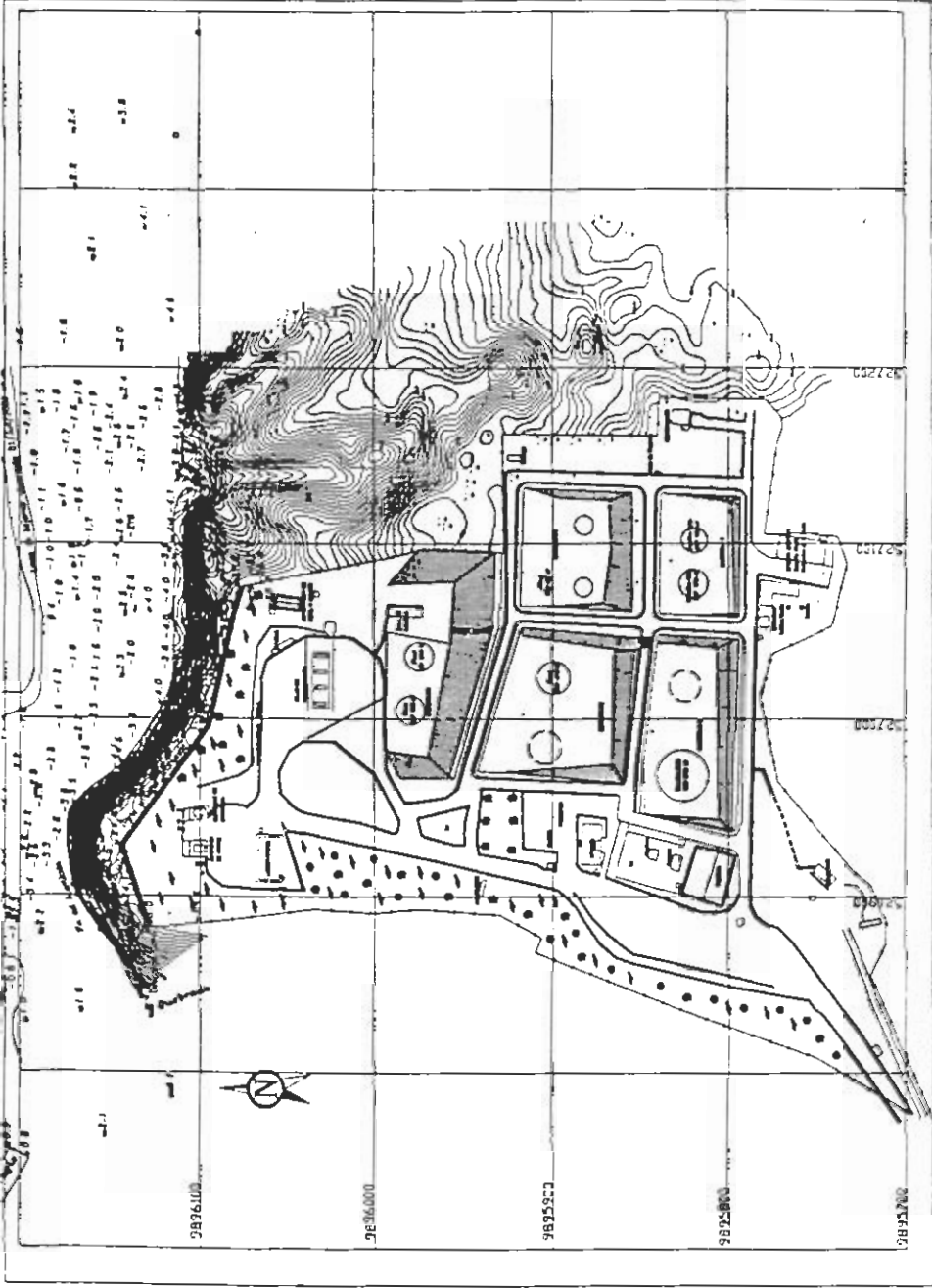
1 MBCPED = 125.11 m<sup>3</sup> (0.787 millones de pies cúbicos) diarios de crudo ligero.

# APÉNDICE B

## PLANO BATIMÉTRICO

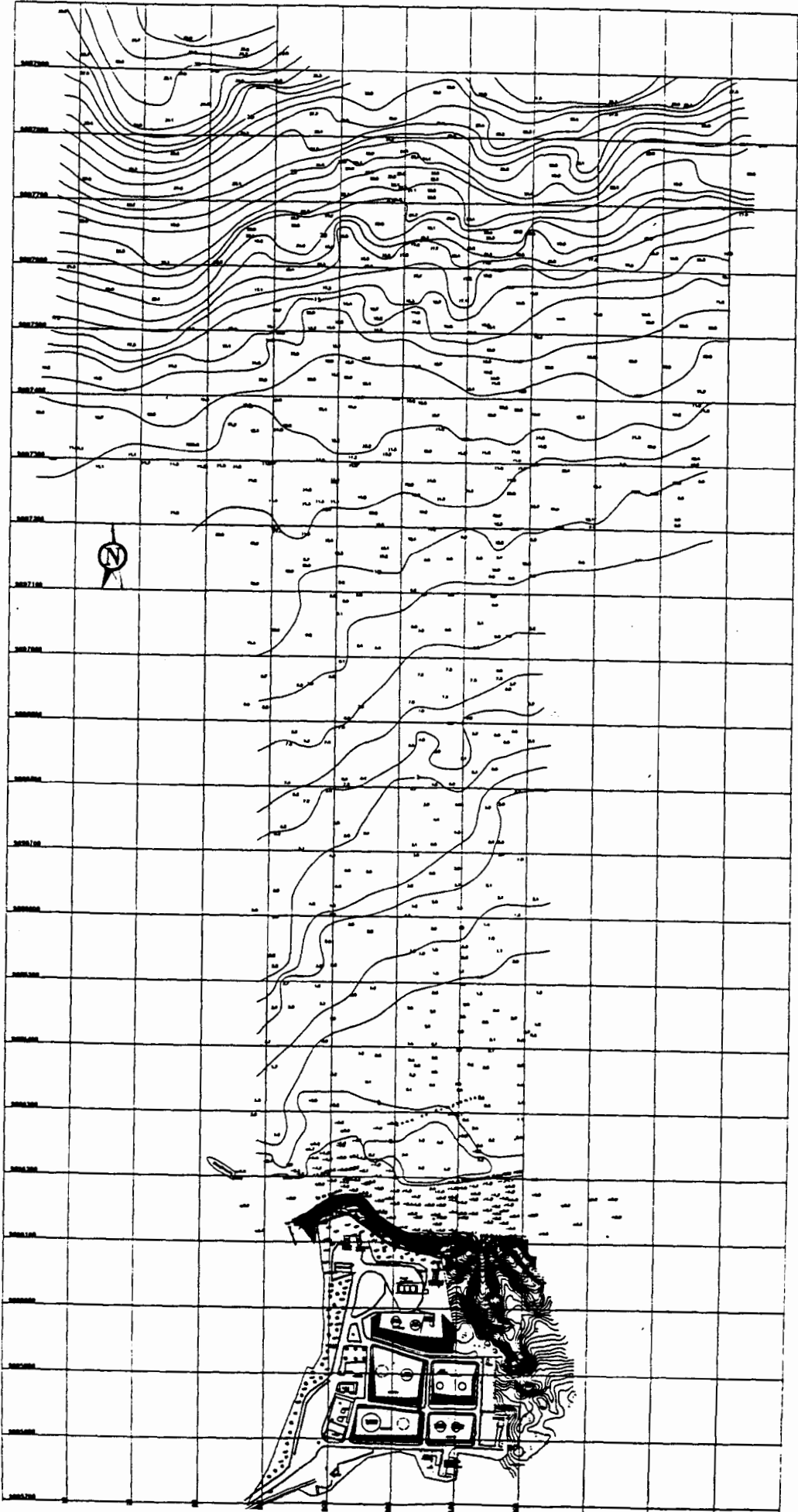


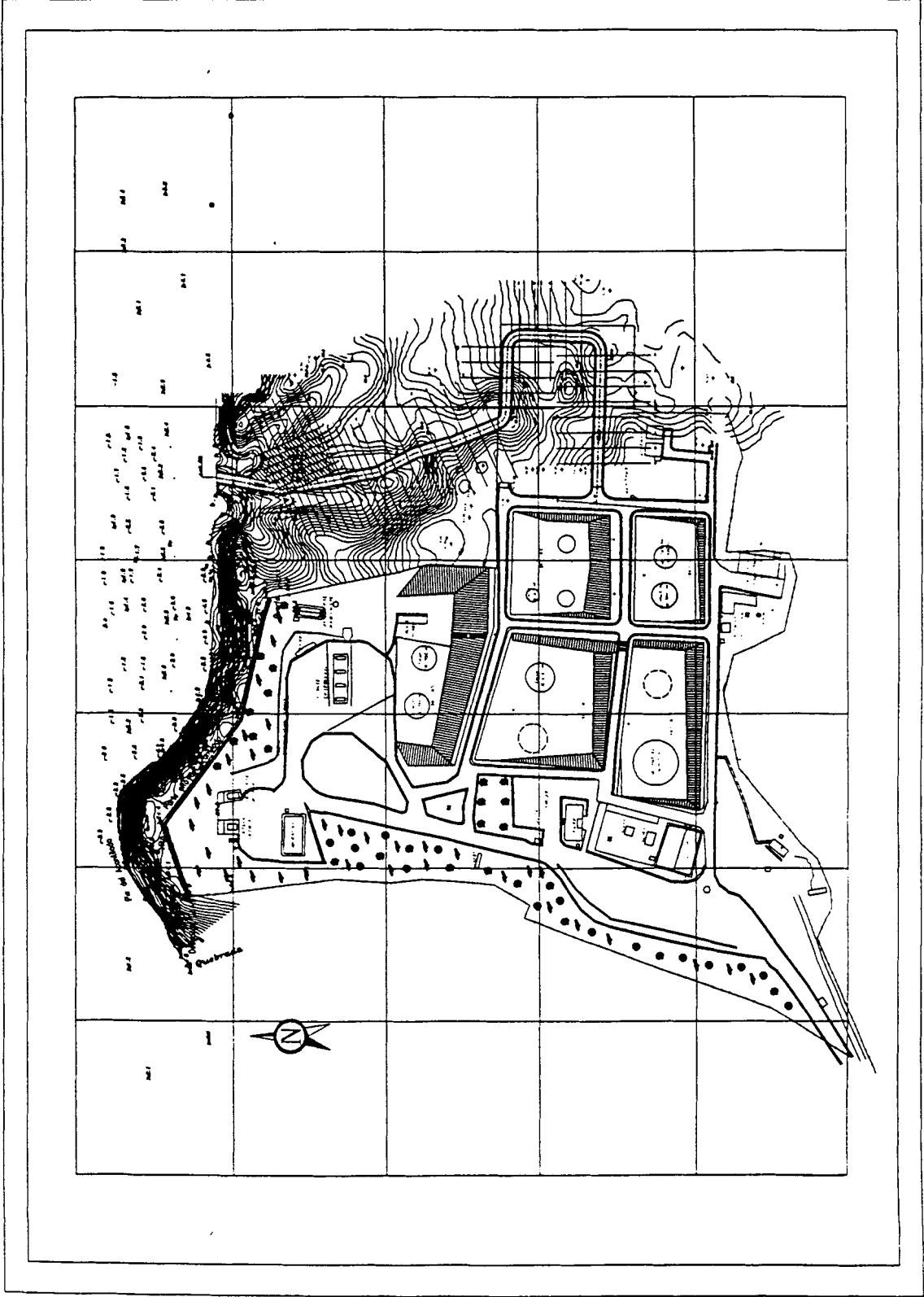




APÉNDICE C  
PLANO TOPOGRÁFICO

# APÉNDICE D PLANO UNIFICADO





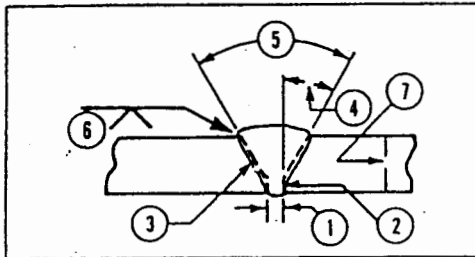
APÉNDICE D

PLANO TOPOGRÁFICO-INSTALACIÓN FINAL-

## APÉNDICE E

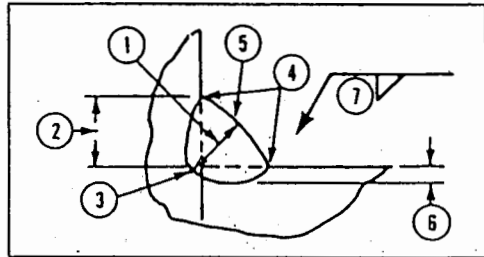
### NOMENCLATURA EN LA SOLDADURA

SOLDADURA POR JUNTAS



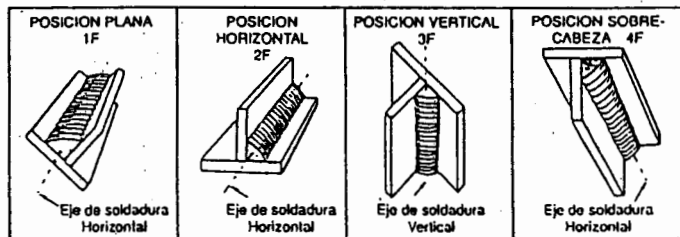
1. ABERTURA DE RAIZ  
La separación en la raíz de la junta entre las piezas de trabajo.
2. CARA DE RAIZ  
Cara de la abertura adyacente a la raíz de la junta.
3. CARA DE LA JUNTA  
La superficie de un miembro inclinado en la junta.
4. ANGULO DEL BISEL  
El ángulo formado entre el borde preparado de un miembro y un plano perpendicular a la superficie del miembro.
5. ANGULO DE LA JUNTA  
El ángulo total incluido de la junta entre las piezas de trabajo a unirse por medio de la soldadura.
6. TAMAÑO DE LA SOLDADURA  
La penetración de la junta (profundidad del bisel más la penetración de raíz cuando se especifique).
7. ESPESOR DE LA PLANCHA  
Espesor de la plancha soldada.

SOLDADURA DE FILETE

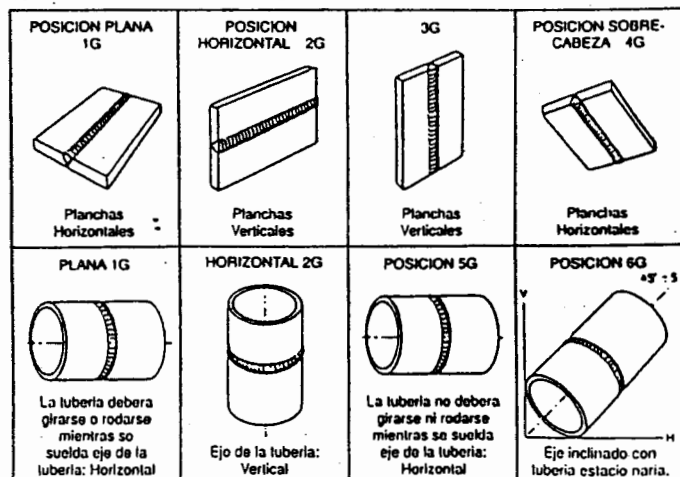


1. GARGANTA REAL DE UNA SOLDADURA DE FILETE  
La distancia más corta entre la raíz de la soldadura y la cara de una soldadura de filete.
2. CATETO DE UNA SOLDADURA DE FILETE  
La distancia desde la raíz de la junta al borde de la soldadura de filete.
3. RAIZ DE LA SOLDADURA  
Los puntos en los que la soldadura intersecciona las superficies del metal base.
4. BORDE DE LA SOLDADURA  
La unión de la soldadura y el metal base.
5. CARA DE LA SOLDADURA  
La superficie expuesta de una soldadura por el lado donde se ejecutó la soldadura.
6. PROFUNDIDAD DE LA FUSION  
La distancia que la fusión se extiende dentro del metal base o pase previo, desde la superficie fundida durante la soldadura.
7. TAMAÑO (S) DE LA SOLDADURA  
Longitud del cateto del filete.

### SOLDADURAS DE FILETE



### SOLDADURAS POR JUNTAS



## APÉNDICE F

DIMENSIONES Y PESOS DE TUBERÍA DE ACERO AL CARBÓN SIN Y CON COSTURA ASTM-A-53B Y A-106-B

DIMENSIONES AND WEIGHTS FOR SEAMLESS AND WELDED WROUGHT STEEL PIPE

### IDENTIFICACIÓN

Diámetro Nominal Pulg.	Diámetro Exterior Pulg.	Espesor Pulg.	Peso lbs/pie.		Cédula	Diámetro Exterior mm.	Espesor mm.	Peso Kg./mts.
Inch Nominal Size	Outside Diameter in.	Wall Thickness in.	Weight lbs/ft.		Schedule	Outside Diameter mm.	Wall Thickness mm.	Weight Kg/m.
1/8	0.405	0.068	0.24	STD	40	10.3	1.73	0.36
1/8	0.405	0.095	0.31	XS	80	10.3	2.41	0.47
1/4	0.540	0.088	0.42	STD	40	13.7	2.24	0.63
1/4	0.540	0.119	0.54	XS	80	13.7	3.02	0.80
3/8	0.675	0.091	0.57	STD	40	17.1	2.31	0.84
3/8	0.675	0.126	0.74	XS	80	17.1	3.20	1.10
1/2	0.840	0.109	0.85	STD	40	21.3	2.77	1.27
1/2	0.840	0.147	1.09	XS	80	21.3	3.73	1.62
1/2	0.840	0.188	1.31	...	160	21.3	4.78	1.95
1/2	0.840	0.294	1.71	XXS		21.3	7.47	2.55
3/4	1.050	0.113	1.13	STD	40	26.7	2.87	1.69
3/4	1.050	0.154	1.47	XS	80	26.7	3.91	2.20
3/4	1.050	0.219	1.94	...	160	26.7	5.56	2.90
3/4	1.050	0.308	2.44	XXS		26.7	7.82	3.64
1	1.315	0.133	1.68	STD	40	33.4	3.38	2.5
1	1.315	0.179	2.17	XS	80	33.4	4.55	3.24
1	1.315	0.250	2.84	...	160	33.4	6.35	4.24
1	1.315	0.358	3.66	XXS		33.4	9.10	5.45
1 1/4	1.660	0.140	2.27	STD	40	42.2	3.56	3.39
1 1/4	1.660	0.191	3.00	XS	80	42.2	4.85	4.47
1 1/4	1.660	0.250	3.76	...	160	42.2	6.35	5.61
1 1/4	1.660	0.382	5.21	XXS		42.2	9.70	7.77

1 1/2	1.900	0.145	2.72	STD	40	48.3	3.68	4.05
1 1/2	1.900	0.200	3.63	XS	80	48.3	5.08	5.41
1 1/2	1.900	0.281	4.86	...	160	48.3	7.14	7.25
1 1/2	1.900	0.400	6.41	XXS		48.3	10.15	9.56
2	2.375	0.154	3.65	STD	40	60.3	3.91	5.44
2	2.375	0.218	5.02	XS	80	60.3	5.54	7.48
2	2.375	0.344	7.46	...	160	60.3	8.74	11.11
2	2.375	0.436	9.03	XXS		60.3	11.07	13.44
2 1/2	2.875	0.203	5.79	STD	40	73.0	5.16	8.63
2 1/2	2.875	0.276	7.66	XS	80	73.0	7.01	11.41
2 1/2	2.875	0.375	10.01	...	160	73.0	9.53	14.90
2 1/2	2.875	0.552	13.69	XXS		73.0	14.02	13.44
3	3.500	0.216	7.58	STD	40	88.9	5.49	11.29
3	3.500	0.300	10.25	XS	80	88.9	7.62	15.27
3	3.500	0.438	14.32	...	160	88.9	11.13	21.35
3	3.500	0.600	18.58	XXS		88.9	15.24	27.68
3 1/2	4.000	0.226	9.11	STD	40	101.6	5.74	13.57
3 1/2	4.000	0.318	12.50	XS	80	101.6	8.08	18.63
4	4.500	0.237	10.79	STD	40	114.3	6.02	16.07
4	4.500	0.337	14.98	XS	80	114.3	8.56	22.32
4	4.500	0.438	19.00	...	120	114.3	11.13	28.32
4	4.500	0.531	22.51	...	160	114.3	13.49	33.54
4	4.500	0.674	27.54	XXS		114.3	17.12	41.30
5	5.563	0.258	14.62	STD	40	141.3	6.55	21.77
5	5.563	0.375	20.78	XS	80	141.3	9.53	30.97
5	5.563	0.500	27.04	...	120	141.3	12.70	40.28
5	5.563	0.625	32.96	...	160	141.3	15.88	49.11
5	5.563	0.750	38.55	XXS		141.3	19.05	57.43
6	6.625	0.250	17.00	...		168.3	6.35	25.40
6	6.625	0.280	18.97	STD	40	168.3	7.11	28.26
6	6.625	0.432	28.57	XS	80	168.3	10.97	42.56
6	6.625	0.562	36.39	...	120	168.3	14.27	54.20
6	6.625	0.719	45.35	...	160	168.3	18.26	67.56
6	6.625	0.864	53.16	XXS		168.3	21.95	79.22
8	8.625	0.250	22.36	...	20	219.1	6.35	33.31
8	8.625	0.277	24.70	...	30	219.1	7.04	36.81
8	8.625	0.322	28.55	STD	40	219.1	8.18	42.55
8	8.625	0.406	35.64	...	60	219.1	10.31	53.08
8	8.625	0.500	43.39	XS	80	219.1	12.70	64.64

8	8.625	0.594	50.95	...	100	219.1	15.09	75.70
8	8.625	0.719	60.71	...	120	219.1	18.26	90.44
8	8.625	0.812	67.76	...	140	219.1	20.62	100.92
8	8.625	0.975	72.42	XXS	...	219.1	22.23	107.92
8	8.625	0.906	74.69	...	160	219.1	23.01	111.27
10	10.750	0.250	28.04	...	20	273.0	6.35	41.77
10	10.750	0.307	34.24	...	30	273.0	7.80	51.03
10	10.750	0.365	40.48	STD	40	273.0	9.27	60.31
10	10.750	0.500	54.74	XS	60	273.0	12.70	81.55
10	10.750	0.594	64.43	...	80	273.0	15.09	95.73
10	10.750	0.719	77.03	...	100	273.0	18.26	114.75
10	10.750	0.844	89.29	...	120	273.0	21.44	133.06
10	10.750	1.000	104.13	XXS	140	273.0	25.40	155.15
10	10.750	1.125	115.64	...	160	273.0	28.58	172.33
12	12.750	0.250	33.38	...	10	323.8	6.35	49.73
12	12.750	0.330	43.77	...	20	323.8	8.38	65.20
12	12.750	0.375	49.56	STD	30	323.8	9.53	73.88
12	12.750	0.406	53.52	...	40	323.8	10.31	79.73
12	12.750	0.500	65.42	XS		323.8	12.70	97.46
12	12.750	0.562	73.15	...	60	323.8	14.27	108.96
12	12.750	0.688	88.63		80	323.8	17.48	132.08
12	12.750	0.844	107.32		100	323.8	21.44	159.91
12	12.750	1.000	125.49	XXS	120	323.8	25.40	186.97
12	12.750	1.125	139.67		140	323.8	28.58	208.14
12	12.750	1.312	160.27		160	323.8	33.32	238.76
14	14.000	0.250	36.71	...	10	355.6	6.35	54.69
14	14.000	0.312	45.61	...	20	355.6	7.92	67.90
14	14.000	0.375	54.57	STD	30	355.6	9.53	81.33
14	14.000	0.438	63.44	...	40	355.6	11.13	94.55
14	14.000	0.500	72.09	XS		355.6	12.70	107.39
14	14.000	0.594	85.05	...	60	355.6	15.09	126.71
14	14.000	0.750	106.13	...	80	355.6	19.05	158.10
14	14.000	0.938	130.85	...	100	355.6	28.83	194.96
14	14.000	1.094	150.79	...	120	355.6	27.79	224.065
14	14.000	1.250	170.21	...	140	355.6	31.75	253.56
14	14.000	1.406	189.11	...	160	355.6	35.71	281.70
16	16.000	0.250	42.05	...	10	406.4	6.35	62.64
16	16.000	0.312	52.27	...	20	406.4	7.92	77.83
16	16.000	0.375	62.58	STD	30	406.4	9.53	93.27
16	16.000	0.500	82.77	XS	40	406.4	12.70	123.30
16	16.000	0.656	107.50	...	60	406.4	16.66	160.12
16	16.000	0.844	136.61	...	80	406.4	21.44	203.53

16	18.000	1.031	164.82	...	100	406.4	26.19	245.56
16	18.000	1.219	192.43	...	120	406.4	30.96	266.64
16	18.000	1.488	223.64	...	140	406.4	36.53	333.19
16	18.000	1.594	254.25	...	160	406.4	40.49	365.35
18	18.000	0.250	47.39	...	10	457.0	6.35	70.57
18	18.000	0.312	58.94	...	20	457.0	7.92	87.71
18	18.000	0.375	70.59	STD		457.0	9.53	105.16
18	18.000	0.438	82.15	...	30	457.0	11.13	122.38
18	18.000	0.500	93.45	XS		457.0	12.70	139.15
18	18.000	0.562	104.67	...	40	457.0	14.27	155.80
18	18.000	0.750	138.17	...	60	457.0	19.05	205.74
18	18.000	0.938	170.92	...	80	457.0	23.83	254.55
18	18.000	1.156	207.96	...	100	457.0	29.36	309.62
18	18.000	1.375	244.14	...	120	457.0	34.93	365.58
18	18.000	1.562	274.22	...	140	457.0	39.67	408.26
18	18.000	1.781	308.50	...	160	457.0	45.24	459.37
20	20.000	0.250	52.73	...	10	508.0	6.35	78.55
20	20.000	0.375	78.60	STD	20	508.0	9.53	117.02
20	20.000	0.500	104.13	XS	30	508.0	12.70	155.12
20	20.000	0.594	123.11	...	40	508.0	15.09	183.42
20	20.000	0.812	166.40	...	60	508.0	20.62	2473.83
20	20.000	1.031	208.87	...	80	508.0	26.19	311.17
20	20.000	1.281	256.10	...	100	508.0	32.54	381.53
20	20.000	1.500	296.37	...	120	508.0	38.10	441.49
20	20.000	1.750	341.09	...	140	508.0	44.45	508.11
20	20.000	1.969	379.17	...	160	508.0	50.01	564.81
24	24.000	0.250	63.41	...	10	610.0	6.35	94.53
24	24.000	0.375	94.62	STD	20	610.0	9.53	141.12
24	24.000	0.500	125.49	XS		610.0	12.70	187.06
24	24.000	0.562	141.00	...	30	610.0	14.27	209.53
24	24.000	0.688	171.29	...	40	610.0	17.48	255.41
24	24.000	0.969	238.35	...	60	610.0	24.61	355.26
24	24.000	1.219	296.58	...	80	610.0	30.96	442.08
24	24.000	1.250	303.71	...		610.0	31.75	452.74
24	24.000	1.531	367.39	...	100	610.0	38.89	547.71
24	24.000	1.812	429.39	...	120	610.0	46.02	640.03
24	24.000	2.062	483.12	...	140	610.0	52.37	720.15



## BIBLIOGRAFÍA

1. AMERICAN INSTITUTE OF STEEL CONSTRUCTION –AISC-, Load & Resistance Factor Design, First Edition, 1986, Section 6 Chapter J.
2. AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS-ASME-, Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and other Liquids (ASME B31.4), 1998 Edition.
3. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE-API-, Design, Construction, Operation and Maintenance of Offshore Hydrocarbon Pipelines (API-RP 1111), 1999 Edition.
4. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE-API-, Line Pipe (API 5L), 42<sup>nd</sup> Edition, 2000.

5. AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE-API-, Recommended Practice for Field Inspection of new Line Pipe (API-RP 5L8), 1996.
6. DET NORSKE VERITAS-DNV-, Submarine Pipeline Systems (DNV-OS-F101), 2000 Edition.
7. ESPOL, Estudios Oceanográficos y Geológicos Proyecto Barbasquillo, 2002.
8. MOUSSELLI A.H., Offshore Pipeline Design, Analysis, and Methods, Editorial Penn Well Publishing Company, Tulsa-Oklahoma 1981.
9. NORTON ROBERT L., Diseño de Máquinas, Editorial Prentice Hall, 1era Edición, México 1999.
10. PETRÓLEOS MEXICANOS-PEMEX-, Sistema de Transporte de Petróleo por Tubería, 1975 Edition.