

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

PROYECTO Y CONSTRUCCION
DE
TUBERIAS SUBMARINAS
PARA LA CONDUCCION DE HIDROCARBUROS

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A

FEDERICO MEJIA ESTEBAN

ASESOR: ING. MANUEL FALCON FELIX



MEXICO, D. F.

1996

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-009

SR. FEDERICO MEJIA ESTEBAN
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Manuel Falcón Félix y que aprobó esta Dirección, para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**PROYECTO Y CONSTRUCCION DE TUBERIAS SUBMARINAS PARA LA CONDUCCION DE
HIDROCARBUROS**

- I **INTRODUCCION**
 - II **SELECCION DE RUTA**
 - III **ELEMENTOS DE DISEÑO**
 - IV **PROCEDIMIENTOS DE INSTALACION DE TUBERIAS
EN LA COSTA Y FUERA DE LA COSTA**
 - V **CONSTRUCCION DE TUBERIAS SUBMARINAS**
 - VI **PRUEBA HIDROSTATICA E INSPECCION DE TUBERIAS**
- CONCLUSIONES
GLOSARIO
BIBLIOGRAFIA**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Ciudad Universitaria, a 21 de febrero de 1996
EL DIRECTOR

ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

JMCS*RLLR*gtg

**PROYECTO Y CONSTRUCCION
DE
TUBERIAS SUBMARINAS
PARA LA CONDUCCION DE HIDROCARBUROS**

CONTENIDO

CAPITULO I

INTRODUCCION

1

CAPITULO II

SELECCION DE RUTA

4

II.1. Selección Preliminar de Ruta

4

II.1.1. Proposición de Rutas

7

II.1.2. Restricciones en la Selección Preliminar de Ruta y Configuración de la Tubería

8

II.2. Estudios Exploratorios

9

II.2.1. Estudios Geofísicos Exploratorios

10

II.2.2. Estudios Geotécnicos Exploratorios

22

II.2.3. Estudios Oceanográficos Exploratorios

31

CAPITULO III

ELEMENTOS DE DISEÑO

44

III.1. Objetivo

44

III.2. Diseño para Operación de Tuberías

47

III.2.1. Diseño

47

III.2.1.1. Códigos de Diseño a Utilizar

48

III.2.1.2. Código DNV

48

III.2.1.3. Código ANSI B31-4

50

III.2.1.4. Código ANSI B31-8

51

III.2.1.5. Código API-5LX

52

III.2.1.6. Código ASTM

53

III.2.2. Determinación del Espesor de Pared Mínimo, Margen de Corrosión, Diámetro Nominal Exterior, Costo Anual de la Tubería y Esfuerzo de Trabajo Máximo Permisible

53

III.3. Diseño Estructural

60

III.3.1. Análisis del Tendido de la Tubería

66

III.3.2. Análisis de la Tubería con Lastre de Concreto

75

III.4. Diseño de Estabilidad

83

CAPITULO IV

PROCEDIMIENTOS DE INSTALACION DE TUBERIAS EN LA COSTA

<u>Y FUERA DE COSTA</u>	89
IV.1. Instalación de Tuberías en la Costa	90
IV.1.1. Bastidor	90
IV.2. Instalación de Tuberías en Aguas Fuera de Costa	93
IV.2.1. Método del " Stinger " o Barcaza de Instalación	93
IV.2.2. Método de Carrete (Reel)	99
IV.2.3. Método de la Grúa Flotante (Derrick Floating Method)	101
IV.3. Instalación de Tuberías Aproximándose a Costa	105
IV.3.1. Método de Tiro por el Fondo (Bottom Pull Method)	105
IV.3.2. Método de Flotación (Floating String Method)	111
IV.4. Enterrado de la Tubería	115

CAPITULO V

CONSTRUCCION DE TUBERIAS SUBMARINAS

V.1. Tubería de Acero	118
V.2. Soldadura	120
V.3. Juntas de Campo	128
V.4. Protección Anticorrosiva y Catódica	128
V.5. Lastre de Concreto Armado	135

CAPITULO VI

PRUEBA HIDROSTATICA E INSPECCION DE TUBERIAS

VI.1. Prueba Hidrostática	139
VI.2. Inspección de Tuberías	141

CONCLUSIONES

GLOSARIO

BIBLIOGRAFIA

CAPITULO I

INTRODUCCION

En los primeros años de la industria del petróleo, toda la producción se extraía desde pozos ubicados sobre tierra firme, y el transporte del petróleo crudo desde los yacimientos hacia las refinerías, y el de los productos derivados desde éstas hacia los centros de consumo, se efectuaba mediante oleoductos o usando vagones de ferrocarril o camiones. Posteriormente se inició el transporte marítimo y aparecieron los buques petroleros, cuya carga y descarga se efectuaba en muelles dotados de las instalaciones necesarias para dichas actividades. Sin embargo, la construcción de un muelle es de alto costo, y a medida que las dimensiones de los buques fueron en aumento, el problema del costo fue cada vez mayor.

Se vió entonces que la mejor solución era instalar tuberías submarinas de la playa al mar, hasta un lugar en que hubiese una profundidad de agua suficiente para permitir el posicionamiento de buques del calado deseado.

Los métodos para su transporte son principalmente dos :

- Por Buque-Tanque.
- Por Tuberías.

Los Buque-Tanque son utilizados para el comercio entre países productores y consumidores. Las Tuberías Submarinas sirven para el transporte de la producción de los campos marinos a la costa, así como para el comercio entre países cercanos, como sucede en el Mar del Norte y el Mediterráneo.

Más de la cuarta parte de la producción mundial de petróleo procede de regiones marítimas, como son las del Golfo Pérsico, Mar del Norte, el Mediterráneo, el Golfo de México, la costa de Venezuela y otras más.

Las líneas de tubería han demostrado ser una solución ágil y económica para movilizar dichos energéticos entre los centros de explotación y los centros de refinación, consumo o exportación.

Dentro del cúmulo de actividades de construcción encaminadas a la realización de líneas, destaca por su magnitud en cuanto a los recursos empleados y dificultades encontradas, la construcción de líneas en el mar a grandes profundidades

Las líneas submarinas son proyectos que requieren de una compleja organización logística. La etapa de la planeación de este tipo de obras es de fundamental importancia, por la necesidad de proveer el equipo y personal encargado de la obra, de los materiales, refacciones, subsistencia, recreación y auxilio que requieran en altamar, una localización espectacular pero muchas veces muy hostil.

La operación de una tubería submarina debe ser segura tanto por motivos económicos, como ecológicos. Es necesario antes de su diseño efectuar estudios :

- Geofísicos.
- Geotécnicos.
- Oceanográficos.

Dichos estudios permiten conocer detalladamente las condiciones del sitio donde quedará instalada la línea de conducción o el tubo.

La imperiosa necesidad actual del petróleo, ha impulsado a México a su búsqueda y explotación en zonas con condiciones ambientales cada vez más difíciles.

Nuestro país inmerso en esta problemática, ha encaminado su búsqueda y su explotación en todo su territorio, incluyendo sus mares territoriales. Aunque desde 1961 se construyeron las primeras líneas submarinas por parte de Petróleos Mexicanos (PEMEX) en la costa del estado de Tamaulipas, no fue sino hasta 1979 en la costa de Campeche ("Sonda de Campeche") donde PEMEX ha obtenido la mayor experiencia para la construcción de este tipo de tuberías; cabe mencionar que actualmente la mayor proporción de la producción total de hidrocarburos proviene del Golfo de México y particularmente de la " Sonda de Campeche ".

Esta zona presenta condiciones ambientales que hacen bastante difícil las operaciones de instalación de la infraestructura necesaria, para la extracción y conducción de crudo y gas a los sitios de distribución y consumo; condiciones que han obligado, para

el desarrollo de esa zona, uso de una tecnología muy especializada, la cual se ha transferido de países con mayor experiencia en este campo.

Se han construido en total 1,260 km de líneas submarinas, ya con la experiencia e ingeniería especializada, que requieren los modernos proyectos de la industria.

Debido a la gran importancia que tiene la construcción de este tipo de tuberías para la economía de nuestro país, es que se ha realizado el presente trabajo.

En este trabajo de tesis se pretende dar un aspecto general de todos los factores que se involucran en el desarrollo de este tipo de obra marítima, sobresaliendo la selección de ruta, elementos de diseño, métodos de tendido o instalación, diseño estructural durante el tendido de la tubería, y la preparación o construcción de dicha tubería, así como su transporte a altamar.

CAPITULO II

SELECCION DE RUTA

II.1. Selección Preliminar de Ruta.

Se debe de llevar a cabo un reconocimiento del fondo marino desde los puntos de vista :

- Geofísico.
- Geotécnico.
- y Oceanográfico, a todo lo largo de la ruta propuesta.

Todo ésto da al diseñador una idea más completa de las perturbaciones o acciones potenciales a lo largo de la línea. La mejor estrategia de diseño será siempre aquella que evite los riesgos, en vez de tratar de diseñar a la línea para resistirlos. Sin embargo, siendo aquéllos de naturaleza aleatoria no siempre es posible elegir una ruta que los evite totalmente, por lo que habrá que tipificar o caracterizar fenómenos representativos. Con dichas acciones de diseño definidas para diferentes tramos, se hará el diseño para cada uno (Ver Tabla II.1).

El estudio de las cargas sobre las tuberías involucra una comprensión del medio físico donde éstas van a desempeñar sus funciones durante su vida útil. El medio marítimo es complejo en sí; además, se dificulta más su dominio debido a que el hombre es eminentemente terrestre. Conviene así identificar, cómo el comportamiento de dicho medio puede alterar el funcionamiento de una tubería. Tomando cómo ejemplo a las corrientes y el oleaje, la Fig. II.1 trata de ilustrar los mecanismos que hacen a estos dos parámetros objeto de consideración.

Construcción	Ambiente	Operación	Diseño	Economía	Efectos Colaterales
<p>Equipo de fabricación.</p> <p>Equipo de instalación.</p> <p>Material de tubería.</p> <p>Proceso de soldado.</p> <p>Control de calidad.</p> <p>Tendido, relleno y protección de la tubería.</p>	<p>Definición de : Oleaje.</p> <p>Corrientes</p> <p>Sismos</p> <p>Desplazamientos de fallas.</p> <p>Acción del hielo.</p> <p>Tipo de suelo</p> <p>Tirantes de agua.</p>	<p>Puntos o conexiones terminales.</p> <p>Temperatura y corrosividad de los fluidos trasportados.</p> <p>Presiones.</p> <p>Mantenimiento.</p> <p>Reparaciones.</p> <p>Control de escape de fluidos.</p> <p>Probabilidad aceptable de falla.</p>	<p>Métodos de análisis.</p> <p>Lineamientos para selección de ruta.</p> <p>Especificaciones.</p> <p>Reglamentos.</p> <p>Esfuerzos permisibles y factores de seguridad.</p> <p>Tiempo disponible.</p> <p>Permisos.</p>	<p>Costos de : Construcción.</p> <p>Operación.</p> <p>Falla.</p> <p>Reparación.</p>	<p>Impacto en : Otras instalaciones y operaciones.</p> <p>El medio ambiente.</p> <p>El sistema social y política en caso de falla.</p>

Tabla II.1 Factores que Intervienen en el Diseño.

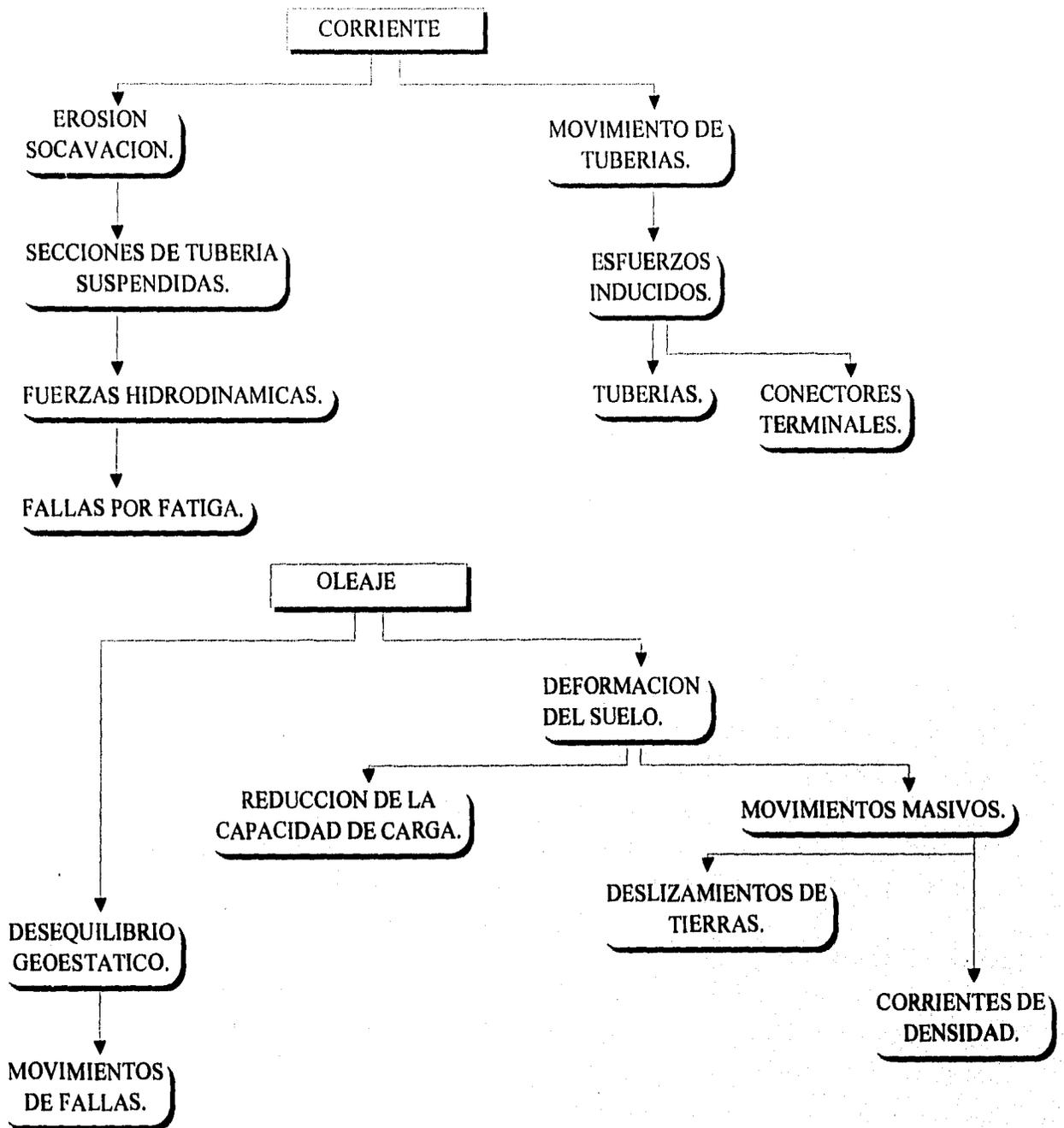


Fig II.1 Mecanismos y Efectos de las Perturbaciones.

Teniendo en mente la estabilidad de la tubería, puede decirse que las causas de su alteración son las que provienen de tres fuentes interrelacionadas.

- Agua : Las olas y corrientes ejercen fuerzas directas de elevación (lift), arrastre (drag) e inercia. Las características de éstas están influenciadas hasta cierto punto por la topografía de fondo. También pueden producir efectos dinámicos debido a vórtices y remolinos.
- Interacción agua-suelo : La socavación provoca que la tubería trabaje a flexión por el peso propio; inestabilidades en el suelo inducidas por las olas, movimientos y desplazamientos del fondo marino por la misma causa.
- Suelo : Las tuberías están sujetas a cargas impuestas por el suelo y empujes pasivos cuando se dan movimientos diferenciales entre la línea y el suelo circundante. Estas situaciones son provocadas por flujos de suelos inducidos por la gravedad, por fallas asociadas a reblandecimientos súbitos, movimientos sísmicos, fallas activas y licuefacción de arenas.

Todo lo anterior se consigue mediante estudios geofísicos, geotécnicos y oceanográficos. Sin embargo, pocas veces el diseñador cuenta con toda la información y se ve obligado a completarla con la información estadística o modelos analíticos de pronóstico y simulación.

A menudo es difícil localizar exactamente la zona de inestabilidad, o ésta aún no se manifiesta. En tales casos, el diseñador depende en gran medida de las predicciones analíticas y de diseñar secciones específicas para las cargas " *de diseño* ".

II.1.1. Proposición de Rutas.

Una de las fases más importantes en el proyecto de una tubería submarina, es la proposición de rutas, la cual tiene la finalidad de seleccionar de una forma racional la franja de terreno que deberá ser estudiada al detalle por los estudios que se apliquen, para definir la ruta final que tendrá la tubería.

Varias consideraciones influyen de manera decisiva en la proposición de las rutas, éstas son : ambientales, de construcción, de diseño, operacionales y económicas, las cuales se definirán en la siguiente sección.

II.1.2. Restricciones en la Selección Preliminar de Ruta y Configuración de la Tubería.

Consideraciones Ambientales.

Este es probablemente el aspecto más importante, dado que aunque la selección de la ruta es para definir las condiciones ambientales por medio de los estudios geofísicos, geotécnicos y oceanográficos, es necesario obtener la mayor información preliminar posible, como puede ser la existencia de arrecifes de coral o depresiones evidentes, instalaciones existentes para fines ajenos al proyecto de la tubería, desembocadura de ríos, en fin, todas las condiciones evidentes conocidas por otros medios, que puedan afectar el proyecto y que en esta fase se puedan evitar.

Consideraciones de Construcción.

Estas variarán de acuerdo a las leyes que rijan al país en que se realice el proyecto, y se refieren a las consideraciones que se tienen que hacer, al interferir la línea con otro tipo de operaciones realizadas en la zona, como pueden ser canales o vías de navegación, arribo a las costas, existencia de muelles, ecología, etc.

Consideraciones de Diseño.

En este aspecto se incluyen de una manera cualitativa las consideraciones que se puedan hacer con respecto a las normas de diseño que rijan el proyecto, y están ligadas con las consideraciones ambientales (tiempo de terminación, fuerza de trabajo, normas, permisos y tiempo disponibles).

Consideraciones Operacionales.

Ubicación geográfica, puntos obligados de la línea (inicial, final, intermedios), requerimientos de flujo (gasto, densidad, etc.), ubicación de válvulas, juntas y estaciones de bombeo.

Consideraciones Económicas.

También son muy importantes, y el diseñador debe tener la experiencia suficiente para que de forma cualitativa evalúe si una u otra solución de la ruta va a ser más o menos económica, por ejemplo, si se decide una ruta más larga, que implicaría mayor cantidad de tubería y tiempo de instalación para salvar un obstáculo, o bien, atravesar el obstáculo que implicaría utilizar equipo y procedimientos especiales, aunque sería menos tubería y menos tiempo de instalación.

Generalmente el diseño de una tubería submarina es parte de un proyecto más grande, en donde en otras fases ya se realizaron estudios someros del medio ambiente, se tienen bien definidos los puntos de salida y llegada de la tubería, son conocidas las regulaciones o normas que rigen al proyecto, en estos casos la labor del diseñador se facilita ya que se limita a seleccionar la ruta que represente una mayor facilidad de instalación y una mejor seguridad de operación. En el caso que se tenga conocimiento de un riesgo potencial significativo, puede llegar a modificarse incluso la localización de alguno de los puntos de llegada y/o salida.

Cómo se observa, la proposición de rutas consiste en seleccionar una franja de terreno en la que se deben realizar los estudios de riesgos potenciales que puedan afectar la integridad de la tubería, ésto se logra mediante los estudios geofísicos, geotécnicos y oceanográficos cómo se verá más adelante.

La mejor estrategia de diseño es aquella que trata de evitar los peligros, rodeándolos, en lugar de diseñar la línea para resistirlos; es con esta base que el diseñador escoge la mejor ruta.

II.2. Estudios Exploratorios (Geofísicos, Geotécnicos y Oceanográficos).

Dada la selección preliminar de rutas principales y alternativas, el paso siguiente consiste en un reconocimiento geofísico, geotécnico y oceanográfico del área general a ser cruzada por la línea, y particularmente de las rutas seleccionadas. Esto le proporciona al diseñador un conocimiento real de los peligros potenciales a lo largo de la (s) ruta (s) de la tubería, por ejemplo :

- De olas y corrientes : Suspensión, arrastre, inercia, licuación, vórtices.
- Del suelo marino : Deslaves, burbujas de lodo, fallas, licuación, fuertes movimientos de la tierra, ríos de arenas.
- De fuentes humanas : Cruzado de otras tuberías, dragado, anclajes, redes barredoras.

Todo lo antes indicado ha conducido a la necesidad de conocer los suelos marinos para poder diseñar, con seguridad, las estructuras que harán posible la extracción del preciado recurso energético, el cual es el petróleo.

Las operaciones de exploración geofísica y geotécnica se diferencian en bastantes aspectos de las realizadas en tierra firme, aunque en esencia los métodos son los mismos, y además exigen un material especial.

II.2.1. Estudios Geofísicos Exploratorios.

Generalidades.

La exploración geofísica utiliza técnicas que se han desarrollado a partir de los métodos aplicados en estudios científicos, para determinar las características de la estructura de la Tierra a gran escala.

Los métodos de exploración están encaminados a localizar estructuras geológicas que sean favorables para depósitos minerales de valor comercial o relacionadas con obras de infraestructura.

En los trabajos de exploración geofísica deben cumplirse varias etapas :

1. Planeación del trabajo.
2. Operación y observación de campo.
3. Preparación de los datos obtenidos.
4. Determinación de los parámetros representativos.
5. Distribución espacial de los parámetros representativos.
6. Interpretación preliminar geológico-geofísica de los resultados obtenidos.
7. Aplicación de procesos adicionales para incrementar la calidad de la información.
- 8.- Integración, interpretación y evaluación de la información obtenida.

Antes de aplicar un método de exploración geofísica, es necesario examinar la información existente, que generalmente corresponde a estudios de observación directa, utilizando las técnicas y herramientas de la exploración geológica, tanto superficial como del subsuelo, lo que proporciona un panorama general de las características principales de la estructura y/o condiciones geológicas correspondientes al objetivo de la exploración.

El método geofísico seleccionado, debe apoyarse en propiedades físicas que estén presentes en el campo geológico en que se busca, y que no sea posible detectarlo mediante la aplicación de las técnicas geológicas de observación directa.

Para que un método de exploración geofísica funcione, es necesario que la propiedad física en que está basado el método, sea contrastante entre el cuerpo geológico y el medio que lo rodea o encajona.

El más usado y económico método para la investigación de los primeros cientos de metros del subfondo marino ha sido la exploración geofísica (sistemas acústicos). Ahora bien, por el estado actual de la técnica, utilizando estos métodos se está sólo en posibilidades de conocer :

- 1º. En la superficie del suelo : la localización de naufragios, de obstáculos diversos y principalmente la batimetría, utilizando métodos acústicos como : el *ecosonda* o el *sonar de barrido lateral*.
- 2º. Información concerniente a la geometría, estructura y configuración de los primeros cientos de metros del subfondo, usando métodos de reflexión sísmica, como son : el *boomer* (perfilador somero) y el *sparker* (perfilador profundo).

Pero en ningún momento se está en posibilidad de hacer afirmaciones respecto a la naturaleza del suelo y todavía menos, acerca de sus propiedades mecánicas y físicas. No obstante, la exploración geofísica es muy importante ya que permite :

- 1) Localizar a grandes rasgos la ubicación de las futuras estructuras, eliminando aquellas zonas en que se detectan problemas geológicos.
- 2) Reducir el número de sondeos necesarios para determinar las propiedades geotécnicas del lugar en cuestión.
- 3) Extrapolar a otras zonas, cuando sea necesario, los resultados de los sondeos.

Técnicas Geofísicas de Exploración.

Varias técnicas geofísicas son utilizadas en los estudios mar adentro. El "*Método de Perfilación Acústica de Alta Resolución*" es la técnica utilizada más extensivamente. Este método utiliza la reflexión de la energía del sonido, también llamada energía acústica o sísmica para producir imágenes gráficas del lecho y del subsuelo marino.

Alta resolución es el término utilizado para indicar la diferencia básica entre los sistemas geofísicos utilizados para definir las condiciones del suelo marino, y el "*Sistema Convencional de Baja Resolución o Sísmico Profundo*" (deep seismic) utilizado para la exploración de los yacimientos petrolíferos. El principio de operación es el mismo para ambos sistemas, liberan o transmiten energía acústica (o sísmica) dentro del agua, y luego registran la energía reflejada por el suelo marino y las interfaces geológicas abajo de él. (Ver Fig. II.2).

Ecosonda. Este sistema cuenta con una fuente de poder, un transductor (transformador electro-acústico que alternativamente transmite y recibe sonidos) y un registrador gráfico. El transductor sondeador de la profundidad usualmente es instalado en el casco del barco, a la mitad del mismo y a 2 ó 3 m. debajo de la línea de agua; con el propósito de minimizar el efecto de la turbulencia. El transductor convierte la energía eléctrica a energía sonora de la misma frecuencia, la que es transmitida hacia el fondo del mar. Cuando esta energía

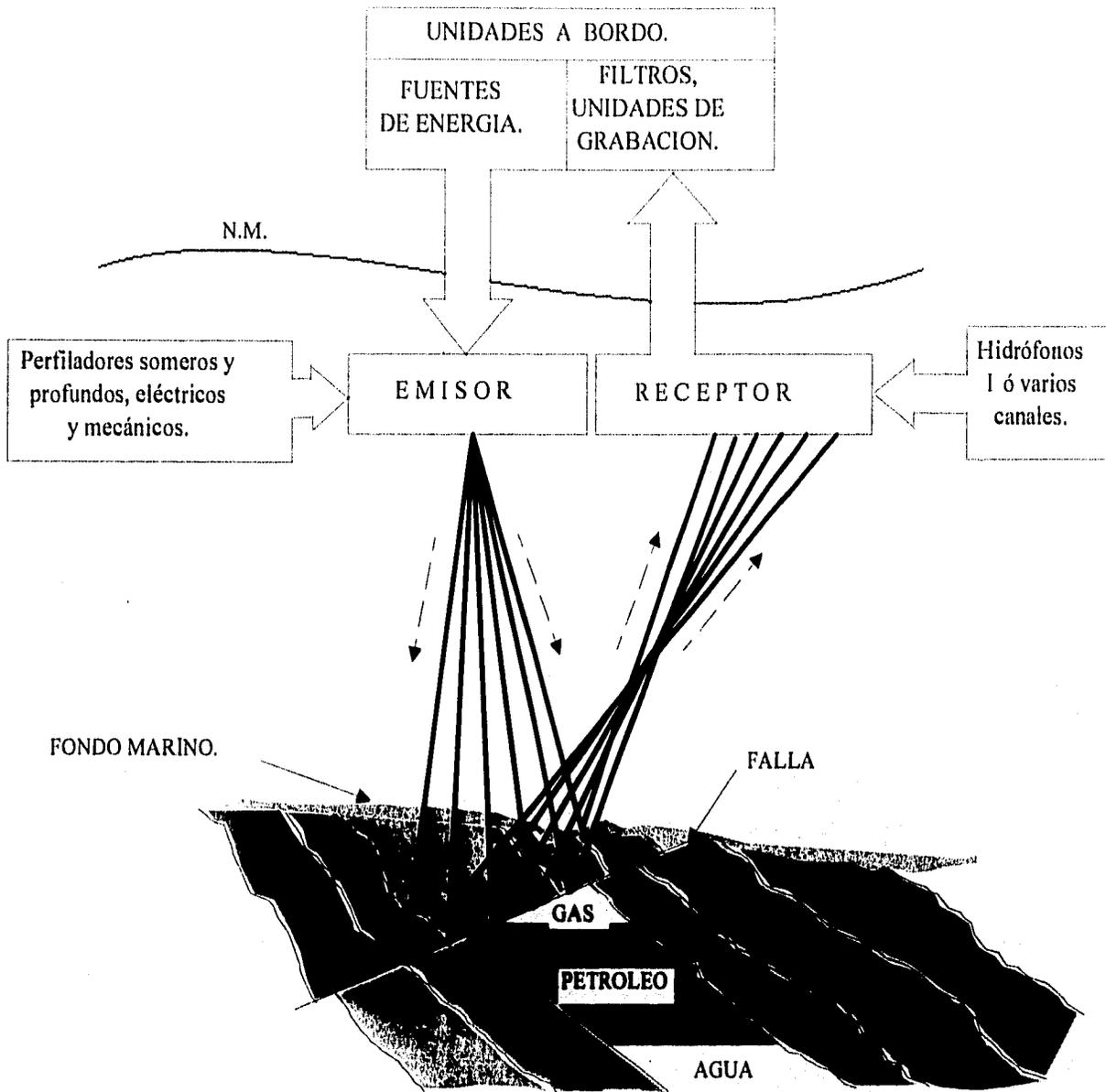


Fig II.2 Diagrama Ilustrativo del Funcionamiento de los Aparatos Geofísicos.

choca con el fondo marino, o con algún objeto con propiedades acústicas diferentes a las del agua, la onda es reflejada al transductor (tranceptor) en forma de eco. Esta energía es convertida a energía eléctrica y registrada en el graficador. Este sistema es susceptible de operar con profundidades de tan sólo unos metros hasta varios cientos de metros. Por la alta frecuencia usada, virtualmente no se tienen penetraciones en el subfondo.

Este sistema se utiliza para determinar los tirantes de agua, y también para detectar burbujas de gas en la columna de agua estudiada.

La exactitud del ecosonda depende en gran medida de dos variables :

- (1) La velocidad de propagación del sonido en el agua, la que varía con los cambios de temperatura y salinidad.
- (2) La precisión de los circuitos electrónicos.

A causa de esta variable el sistema requiere de una frecuente calibración, para asegurar que la información obtenida sea confiable.

Sonar de Barrido Lateral.- Este sistema es utilizado para determinar la morfología del fondo y además para detectar burbujas de gas en la columna de agua investigada. Consiste de una fuente de poder, de un " pez " remolcado (Towfish), que tiene la forma de un torpedo, en el que se llevan dos arreglos de transductores perpendiculares entre si y de un graficador que se lleva a bordo.

El sonar de barrido lateral opera de la siguiente manera :

Los transductores emiten pulsos sísmicos a cada lado del " pez ", como si fueran rayos, en dirección perpendicular a la del barco, extendiéndose desde abajo del mismo hasta el rango empleado (se entiende por rango al ancho de un sólo lado de la faja de terreno a explorar).

Cuando la onda choca con algún objeto o con la superficie del fondo marino, ésta regresa en forma de eco al tranceptor. Aquí la energía sonora es convertida a eléctrica y pasada al graficador (ver Fig. II.3).

Los registros que nos proporciona el sonar de barrido lateral son bidimensionales, es decir, nos muestran vistas en dos dimensiones de la topografía del fondo marino, como mapas o fotografías aéreas en perspectiva natural. Además, la intensidad y distribución de las reflexiones sísmicas recibidas dependen de la composición y textura del objeto reflejado, su tamaño y su orientación con respecto a los transductores.

Debido a la frecuencia con que opera y a la forma de los rayos puede lograrse una resolución vertical de 0.3 m.

La información suministrada por este sistema es utilizada para localizar arrecifes de coral, montes de lodo, afloramientos rocosos y cráteres, entre otros; para establecer el trazo de las tuberías que conducirán el petróleo.

Magnetómetro Marino. Detecta y registra la intensidad magnética total del suelo del campo, éste es el único sistema geofísico rutinariamente utilizado que no es acústico y es diseñado, a ser particularmente sensible a variaciones locales de la intensidad magnética.

En las Fig. II.4 y Fig. II.4a se muestra un arreglo representativo de un barco geofísico.

Existen diferentes tipos de perfiladores por reflexión sísmica, en la Tabla II.1a se muestran los más conocidos así cómo sus frecuencias de operación y sus propósitos: Todos cómo ya se ha señalado, operan transmitiendo una pulsación acústica y registrando las reflexiones de esa pulsación, desde cualquier frontera a través de la cual exista contraste en las propiedades acústicas. Este contraste es dependiente de la impedancia acústica (una función de la densidad y la velocidad del sonido) de los materiales en cada lado de la frontera.

La energía reflejada por las fronteras acústicas es registrada gráficamente para formar los perfiles sísmicos. Generalmente estas fronteras son interfases físicas tales cómo planos de estratificación, disconformidades (superficies enterradas), fallas, contactos entre sedimentos suaves y rocas, y fronteras de zonas con gas.

Boomer (perfilador somero). Este sistema se usa para obtener las características estratigráficas y estructurales del subsuelo, así cómo para detectar acumulaciones de gas o hidrocarburos en los primeros metros del subfondo (70 - 100 m). Debido a la buena resolución vertical que tiene el sistema se usa también para determinar los tirantes de agua (de 10 a 500 m).

El sistema acústico del boomer consiste de una fuente de poder, banco de disparadores, paquetes electrónicos, filtros, graficador, y de un arreglo de transductores e hidrófonos que son remolcados.

La onda del boomer es producida por la flexión que sufre un plato de aluminio. Esta se logra haciendo circular una corriente eléctrica a través de un alambre enrollado el cual repele al plato de aluminio adyacente. El vacío parcial que se

SISTEMAS ACUSTICOS.	FRECUENCIAS	PROPOSITOS
<p>Water Depth System (Sistema tirante de agua)</p> <p>Water Column Bubble Detector (Detector burbujas de agua)</p> <p>Side Scan Sonar (Sonar examinador del fondo)</p>	<p>12 - 80 kHz</p> <p>3 - 12 kHz</p> <p>38 - 250 kHz</p>	<p>Profundidades del agua y mapas batimétricos.</p> <p>Grupos de burbujas, flora marina, peces, despojos en la columna de agua.</p> <p>Irregularidades del fondo y existencia de despojos o estructuras en el lecho marino.</p>
PERFILADORES ACUSTICOS DEL SUBFONDO MARINO.		
<p>Tuned Transducers (Transductor)</p> <p>Electromechanical (Electromecánico)</p>	<p>3.5 - 7.0 kHz</p> <p>0.8 - 5.0 kHz</p>	<p>Detección de burbujas, penetración del subfondo hasta 100 pies.</p> <p>Penetración a 400 pies. Mejor resolución de zonas superficiales activas o no activas cargadas de gas.</p>
SPARKER. *		
<p>Standard (Estándar)</p> <p>Optically Stacked (Pilar optical)</p> <p>Debubbled (Detección de burbujas)</p> <p>Digitally Stacked (Pilar digital)</p> <p>* Perfilador Profundo</p>	<p>0.04 - 0.150 kHz</p> <p>0.04 - 0.150 kHz</p> <p>0.04 - 0.150 kHz</p> <p>0.04 - 0.150 kHz</p>	<p>Penetración a 300 pies.</p> <p>Penetración a 300 pies, mejor resolución horizontal e información protegida en una cinta magnética.</p> <p>Resolución superior al Standard y al Optically Stacked Sparker. Detección directa de sedimentos cargados de gas. Análisis veloces de sedimentos.</p> <p>Penetración a 300 pies. Datos protegidos en cintas magnéticas.</p>

Tabla. II.1a Diferentes Tipos de Perfiladores por Reflexión Sísmica.

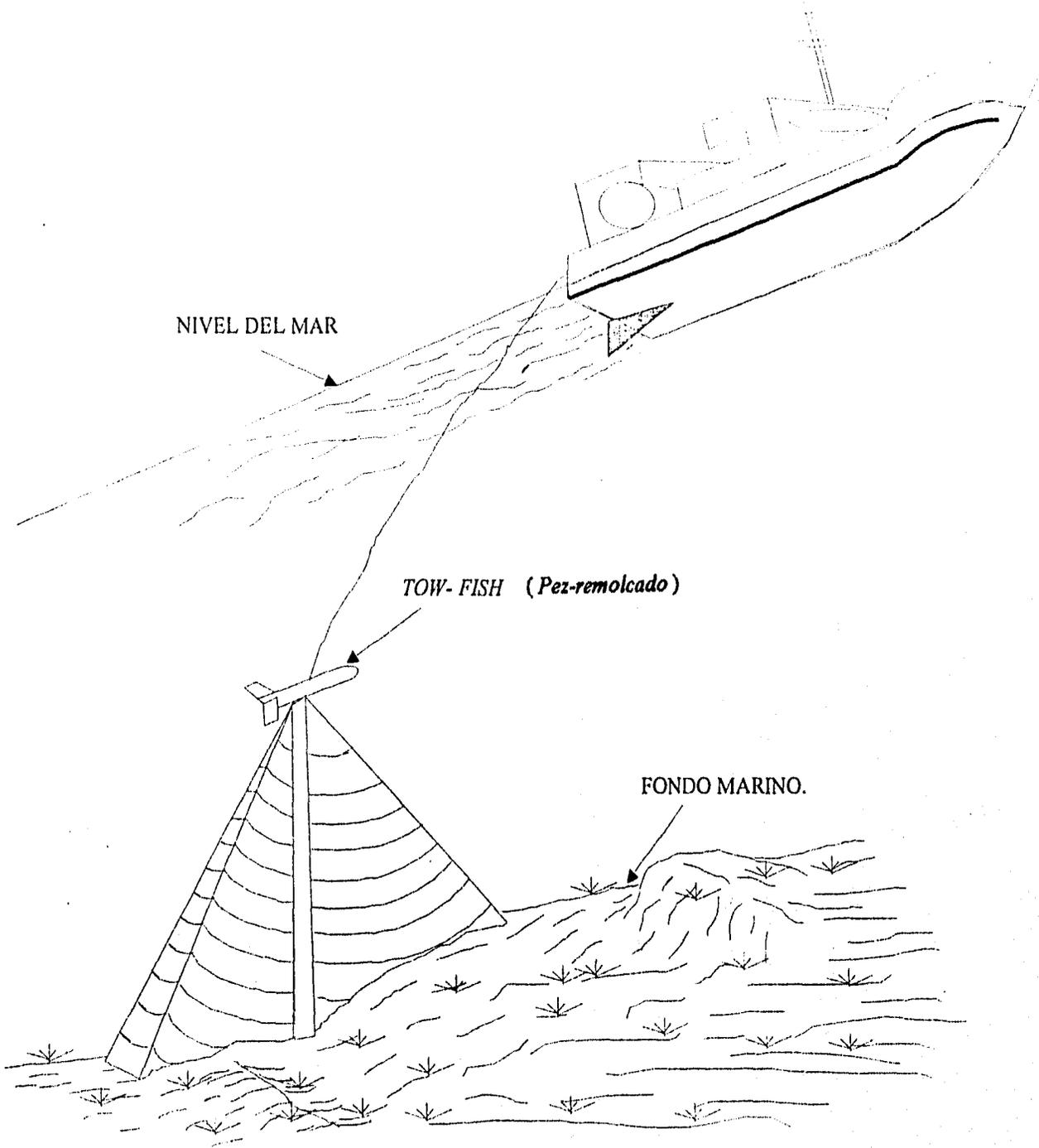


Fig. 11.3 Operación del Sonar de Barrido Lateral.

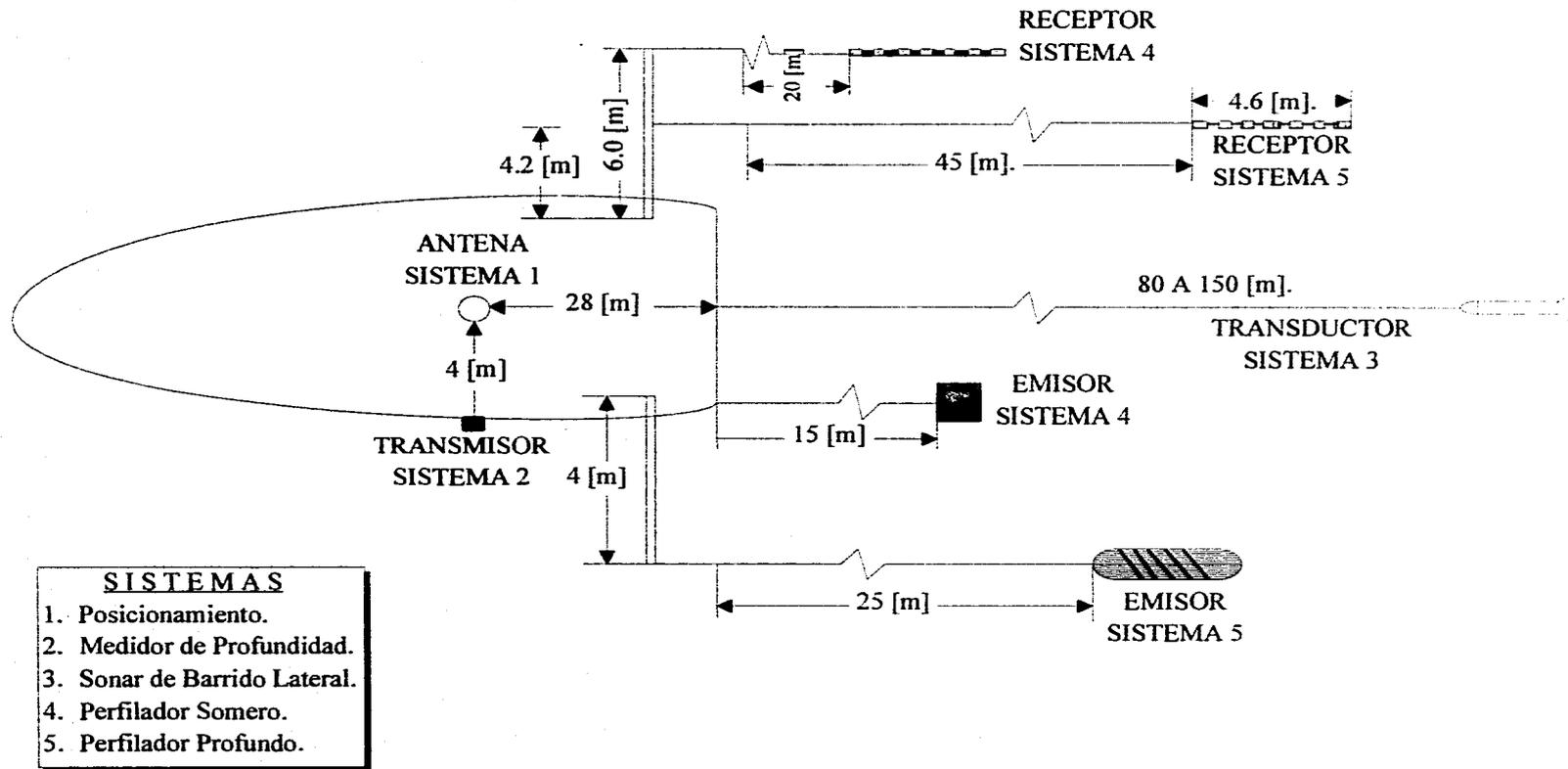


Fig. II.4. Disposición Esquemática en Planta de los Equipos a Bordo y en el Agua.

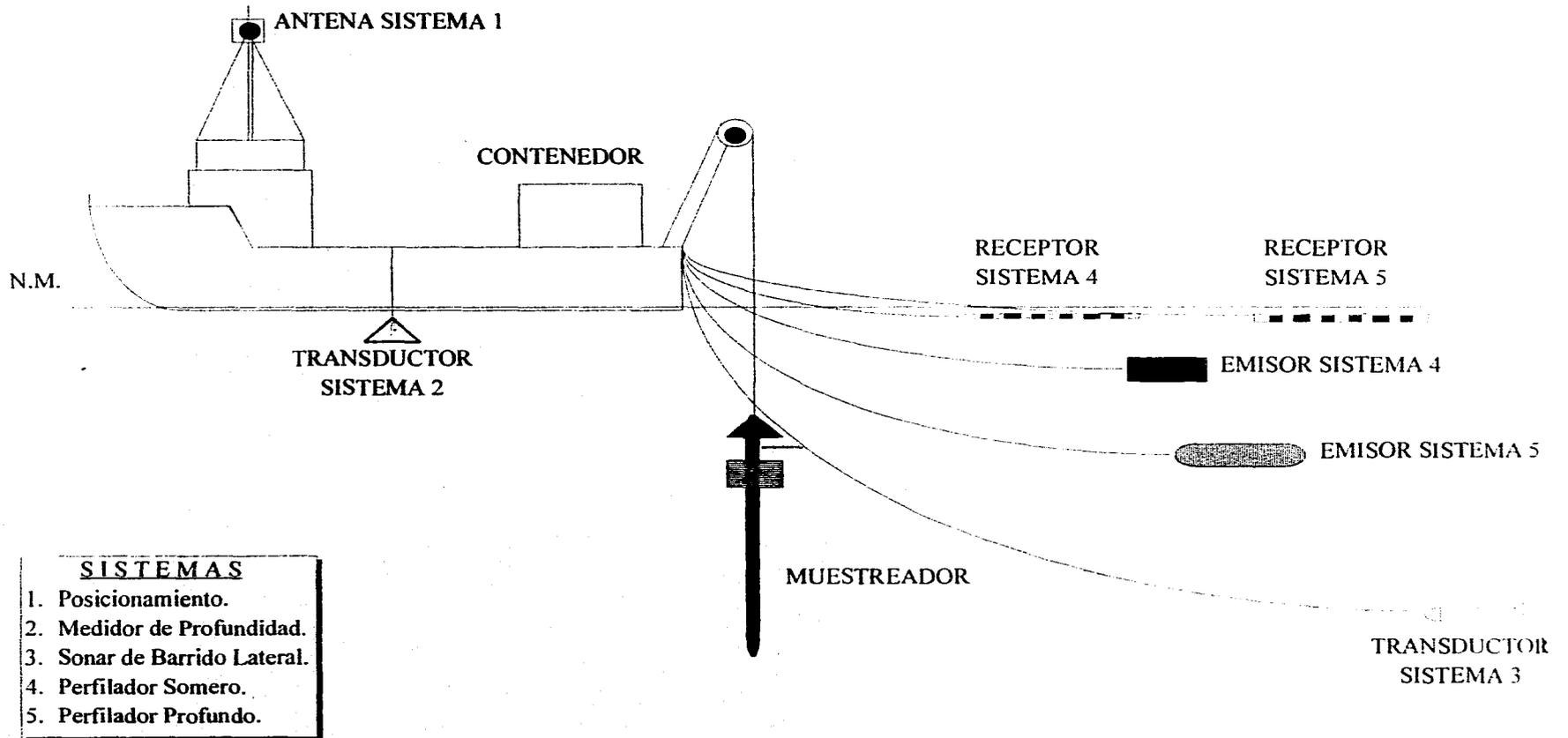


Fig. II.4a. Disposición Esquemática del Perfil de los Equipos en el Agua..

forma por dicha flexión, permite que el plato regrese a su posición original. Para evitar las reverberaciones se amortigua el movimiento del plato con un diafragma de caucho.

Una penetración típica es del orden de los 70-100 m , pero en condiciones acústicas óptimas (comúnmente donde el material que se está perfilando es suave) puede llegarse hasta 150 m . La resolución vertical es del orden de 0.5 m .

Sparker (*perfilador profundo*). Este sistema es utilizado para la investigación del subfondo. Se alcanzan profundidades de 100 a 1000 m . con bajas frecuencias y con una resolución vertical máxima de 7 m . El sistema llena la brecha entre los métodos sísmicos diseñados para la exploración de grandes profundidades (p. ej. exploración de yacimientos petroleros) y los perfiladores someros (*boomer*).

Lo que hace que con el "sparker" se tengan mayores penetraciones (aunque menor resolución) que con los perfiladores someros es, en comparación, su mayor energía de salida y sus bajas frecuencias.

La información del "sparker" es útil para detectar zonas cargadas de gas y posibles fallas a profundidades intermedias (100 - 1000 m).

La capacidad de resolución y profundidad de penetración en el fondo marino dependen de la frecuencia y la liberación de energía de un sistema. En general, baja energía y alta frecuencia conducen a una mejor resolución. La resolución puede ser definida como la más pequeña distancia en la cual dos superficies reflectoras, pueden ser separadas y resueltas como dos distintas reflexiones en un registro sísmico. La cantidad de energía que es reflejada por una interfase acústica, depende de la diferencia en la impedancia acústica (producto de la densidad y la velocidad de propagación de onda sísmica) de los dos materiales en los lados opuestos de la frontera. Así, la frontera entre una arcilla blanda de baja impedancia y una arena muy densa de alta impedancia actuará como un reflector relativamente fuerte. La escala vertical de los perfiles sísmicos está en incrementos de dos veces el tiempo requerido por la energía transmitida, para viajar desde el emisor hasta cada interfase reflectora y regresar al receptor. Si la velocidad del sonido (velocidad sísmica) para los materiales del subfondo marino son conocidas, la profundidad de cada interfase puede ser calculada.

Pruebas Sísmicas.

Los problemas de estabilidad de la tubería involucran únicamente las capas superficiales del fondo marino (pocos metros). Por eso se busca obtener buena definición en detrimento de la profundidad alcanzada en la prueba.

De cualquier forma, no se debe olvidar que el conocimiento de las estructuras geológicas profundas mejora el entendimiento de los fenómenos superficiales del que se deriva una mejor interpretación.

Generalmente se busca obtener :

- Una penetración de 30 metros o más.
- Una definición de 1 metro o 2.

Estos requerimientos se pueden satisfacer con varios instrumentos de uso común :

- Un *sparkler* de relativamente baja energía con resolución de aproximadamente 2 m y una penetración de pocas decenas de metros.
- Un *boomer* (uniboom) con una resolución de aproximadamente 1.5 a 2 metros y una penetración capaz de alcanzar varias decenas de metros.
- Un sondeador de sedimentos con una resolución extremadamente buena (aproximadamente 1 metro), pero con penetraciones desde pocos metros (en arenas) hasta 20-30 metros (en suelos blandos).

Por ejemplo, 3 perfiles sísmicos deben realizarse :

- Un perfil central.
- Dos perfiles laterales a 300 metros del perfil central.

La Tabla II.2 resume los requerimientos visual y geofísico del fondo marino requeridos antes de tender la tubería.

Conclusiones

La exploración geofísica nos permite investigar zonas bastante grandes a un costo relativamente bajo, en comparación con los métodos geotécnicos de exploración. Nos permiten conocer la batimetría (con el *ecosonda*), la configuración del terreno (con el *sonar de barrido lateral*), la presencia de gas en la columna de agua (con el *transductor-sintonizado*), la existencia de fallas superficiales (con el *perfilador somero*), así como zonas cargadas de gas y fallas relativamente profundas (con el *sparkler* o *perfilador profundo*).

Aún a pesar de la valiosa información que nos proporcionan las técnicas geofísicas de exploración, éstos por sí solos son muy limitados ya que no nos permiten conocer las propiedades físicas y mecánicas de los suelos. Es por esto que deben complementarse con

Levantamiento Requerido.	Técnicas Aplicables.	Extensión del Levantamiento.	Espaciamiento y Número de Perfiles.	Características del Equipo.	Presición o Resolución.
Batimetría	Eco-sonda.	Franja de 600 m de Ancho Centrada en la Ruta Teórica de la Tubería.	1 Perfil Central. 2 Perfiles Laterales. a \pm 120 m . 2 Perfiles Laterales. a \pm 300 m .	Frecuencia de 30 a 50 kHz.	Presición = 1 m .
Morfología.	Sonar de Barrido Lateral.		2 Perfiles a \pm 20 m de la Ruta Teórica.	Frecuencia de 1000 kHz alcance 150 m .	Identificación de Relieves de aprox. 1 m .
	Televisión Submarina.		En Zonas donde se Requiere gran Detalle.		Identificación de Relieves de aprox. 10 cm .
	Magnetómetro.		1 Perfil Central o 2 Perfiles Laterales a \pm 20 [m].	Algún Instrumento con Alta Resolución (1 m).	Identificación de Ganchos, Anclas o Cables.
Prospección Sísmica.	"Sparker" o "Bommer."		1 Perfil Central 2 Perfiles Laterales a \pm 300 m .	Frecuencia 100 a 1000 Hz.	Resolución = 2 m .
				Frecuencia 500 Hz a 4 Khz.	Resolución = 1.5 a 2 m .
				Frecuencia 3 a 9 kHz.	Resolución = 1 m .

Tabla. II.2. Levantamientos Visuales y Geofísicos del Fondo Marino.

la exploración geotécnica para poder hacer extrapolaciones de los resultados que se obtienen u obtuvieron de los sondeos. De esta manera establecemos un circuito de realimentación entre la exploración geofísica y geotécnica.

Debe de hacerse notar que todos los registros aquí propuestos deben de hacerse simultáneamente y sin interferencia.

II.2.2. Estudios Geotécnicos Exploratorios.

Reconocimiento Geotécnico.

El propósito esencial del reconocimiento de los suelos superficiales antes del tendido de una tubería es :

- Identificar la naturaleza, granulometría, etc. de los suelos.
- Determinar su licuación y propiedades de socavación que resultan en una pérdida de estabilidad.

El tamaño de la zona a ser reconocida es idéntico al definido para el reconocimiento geofísico.

La profundidad requerida es de pocos metros (de 3 a 5 metros) y puede depender de la profundidad de zanjado, que generalmente es mayor cerca de la línea de playa.

Programa de Muestreos del Fondo Marino.

El objetivo primordial de los programas de muestreo del fondo marino es proveer información geotécnica necesaria para conocer el tipo de suelo que soportará la tubería, así cómo evaluar la factibilidad de otras actividades que dependen de la naturaleza del suelo, cómo puede ser el enterrado de la tubería si es que se requiere.

Para el propósito de diseño de la tubería, es necesario tomar muchas muestras a lo largo de la ruta de la tubería las cuales son de poca profundidad y dependerán del criterio geológico (tipo de suelo).

En general los valores siguientes son aceptados :

- Una extracción de muestra por cada kilómetro en la ruta.
- Una extracción de muestra cada 2 ó 3 km en zonas donde los perfiles obtenidos con las pruebas sísmicas no revelen irregularidades.

Las técnicas aplicables varían con la naturaleza del terreno superficial.

Tipos de Muestreo.

Los muestreos más comunmente utilizados son :

- Los " Muestreos por Gravedad ".
- Los " Muestreos de Pistón ".
- Los " Muestreos por Vibración ".

En la Tabla II.3 se muestran los tipos de muestreos anteriormente indicados, así como algunas de sus cualidades.

Muestreadores de Gravedad.

Utilizados para muestreos rápidos del fondo y cercano subfondo marino, consiste de un muestreador sujeto a un malacate en el barco de estudio, el cual penetra libremente (caída libre desde una cierta altura) en el fondo marino por gravedad y luego es recuperado. Los rangos de penetración varían de menos de 1 metro a 3 metros de profundidad y dependen del peso del muestreador y del tipo de suelo, el más grande (Maxi-Dart) pesa 2000 libras y puede obtener muestras hasta de 3 metros en arcillas firmes o suaves. El tubo muestreador se compone de un tubo plástico (es el que retiene la muestra) protegido por una camisa de acero, y en el extremo que penetra, tiene una punta cónica que corta el suelo y lleva una canastilla que no permite que salga la muestra al recuperar el muestreador (Ver Fig. II.5).

Muestreador de Pistón. (Kullenberg)

Básicamente es un muestreador de gravedad mejorado suspendido por un aditamento disparador, el cual actúa cuando el muestreador se encuentra a una cierta distancia del fondo marino permitiéndole una caída libre, además se le ha incluido un pistón que se desplaza por el interior del tubo muestreador creando un vacío que facilita la entrada de la muestra. Esto permite que la penetración sea mayor, siendo su rango de 2 a 15 metros dependiendo del tipo de suelo (Ver Fig. II.6).

El pistón esta conectado al cable de soporte por un alambre que se tensa cuando el tubo muestreador hace contacto con el suelo y permanece fijo mientras el tubo penetra en el terreno. La presencia del pistón en estas circunstancias, genera una presión negativa que se transforma en succión cuando el tubo penetra en el suelo. De esta forma las fuerzas de fricción entre el tubo y la muestra se ven contrarrestadas ocasionando una mejor y más rápida restitución del terreno a comparación de la lograda con los extractores de gravedad.

La herramienta es bajada con una velocidad aproximada de 1 m/s , con un contrapeso más abajo. Cuando este último toca el suelo, suelta la trampa que sostiene al extractor, desprendiéndose y bajando en caída libre.

La longitud del tubo muestreador varía desde pocos metros hasta 20 m , y ésta se escoge en base a la suposición del tipo de suelo que se va a encontrar. Así, las penetraciones alcanzadas son del orden de :

- 1 - 3 m en arenas relativamente densas.
- 10 m en sedimentos suaves.
- Como casos extremos :
 - Prácticamente cero en suelos altamente consolidados (arenas densas o arcillas).
 - 20 m en lodos muy blandos.

El diámetro del tubo muestreador depende del modelo y varía de 4 a 12 cm .

El peso del extractor puede variar de 300 - 1500 kg , dependiendo de la cantidad de energía de impacto que se pretenda lograr.

El tubo muestreador lleva un tubo interno de PVC para permitir que la muestra sea sacada sin mayor alteración.

La profundidad a la que puede extraer muestras es ilimitada.

Muestreadores de Vibración.

Este tipo de muestreador consta de un tubo muestreador que va montado en un marco estructural el cual se deposita en el fondo marino, tiene un aditamento que le transmite energía de vibración que se desliza a lo largo del marco estructural, provocando que el tubo muestreador penetre en el fondo marino. El tubo muestreador se compone de un tubo de plástico con su camisa de acero, y en el extremo que penetra tiene una punta cónica que corta el suelo y una canastilla que retiene la muestra. Su rango de penetración varía de 3 a 12 metros y depende del tipo de suelo (ver Fig. II.7).

Existe un número considerable de vibro extractores hidráulicos, neumáticos o eléctricos. Las potencias desarrolladas, las dimensiones del tubo muestreador, las profundidades de penetración alcanzadas, etc. varían considerablemente de un modelo a otro.

SISTEMA	PENETRACION APROXIMADA	APLICACION
Muestreador de Gravedad (200-800 Lb)	1 m .	Clasificación de suelos y estudios de exploración.
Muestreador de Gravedad (200-800 Lb)	3 m .	Clasificación de suelos, determinación del esfuerzo cortante y estudios de exploración.
Muestreador de Pistón	2 a 15 m .	Clasificación de suelos, determinación del esfuerzo cortante y estudios de exploración.
Muestreador de Vibración.	3 a 12 m .	Clasificación de suelos, determinación del esfuerzo cortante y estudios de exploración.

Tabla. II.3 Equipo para Muestreo Superficial de Fondos Marinos.

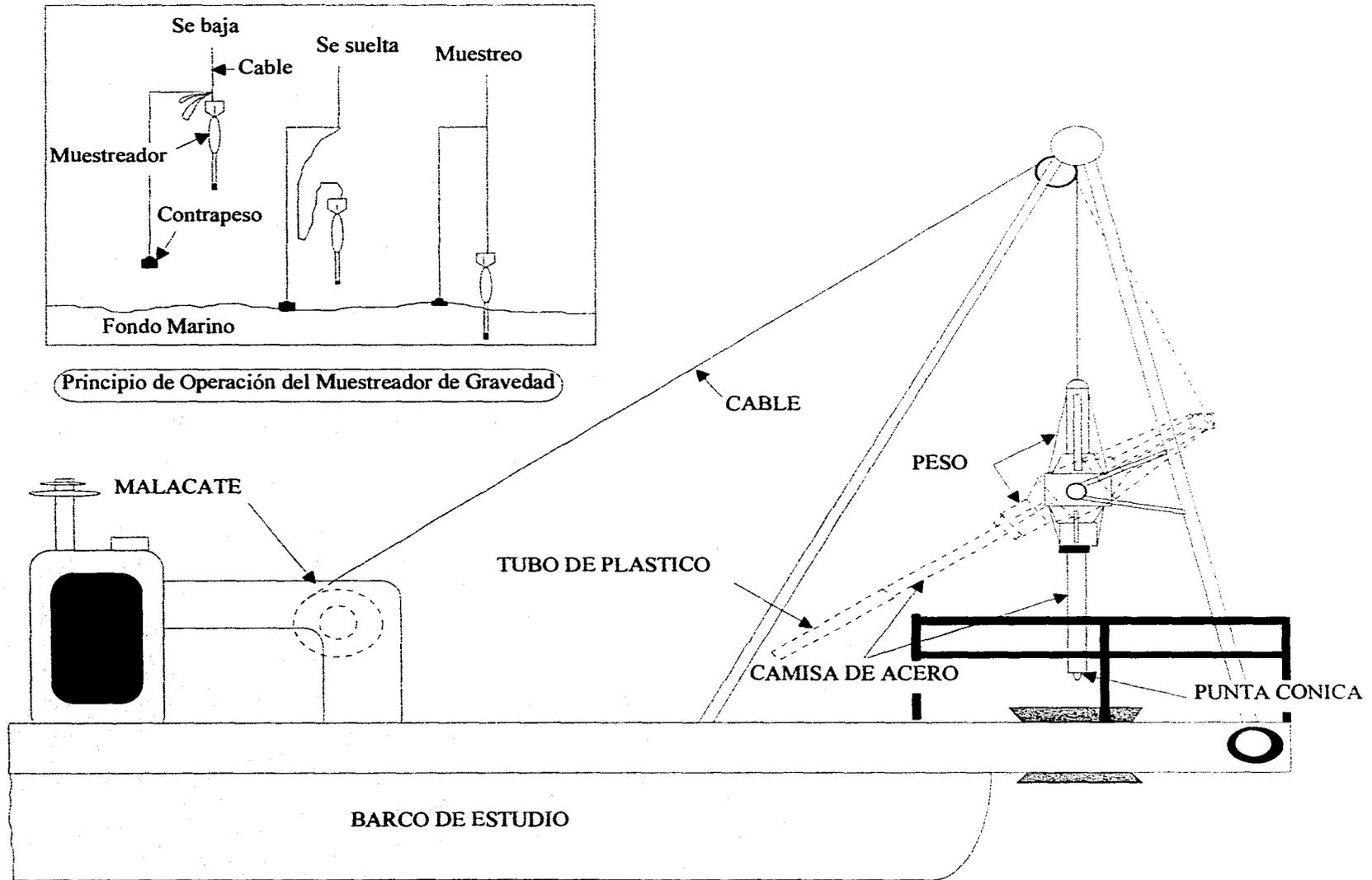
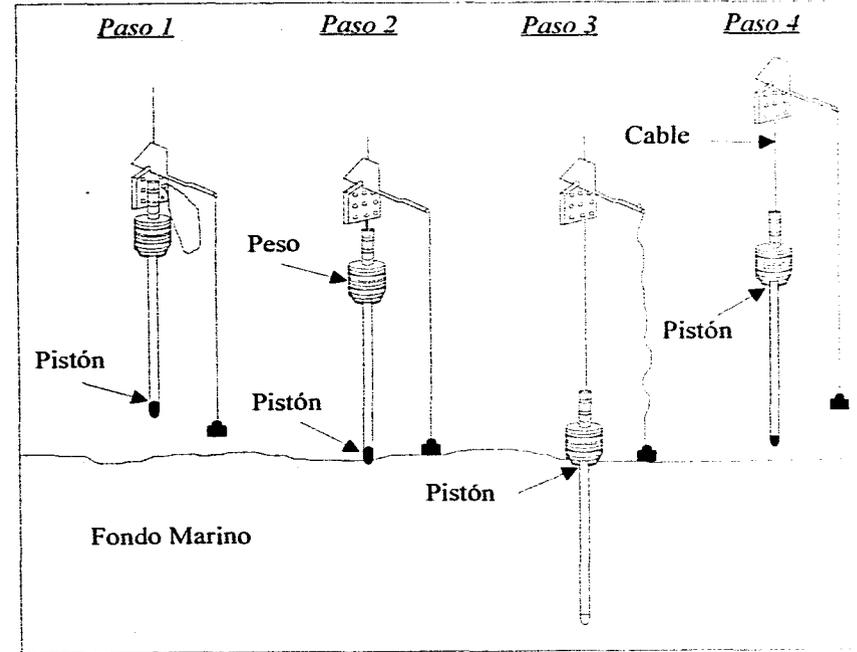
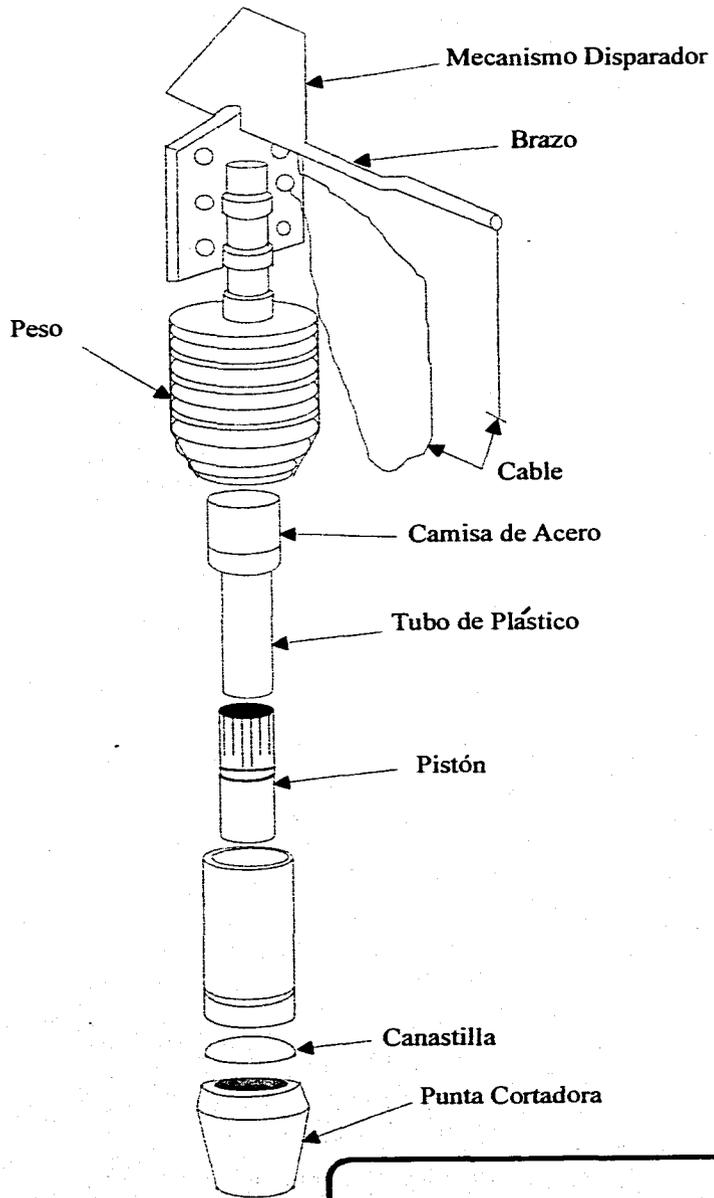


Fig. II.5. Muestreador de Gravedad.



Principio de Operación del Muestreador de Pistón.

Fig. II.6 Muestreador de Pistón.

Vibro-Extractores Hidráulicos.

Son aparatos sumergibles que tienen un motor eléctrico y que operan por vibración o por vibropercusión (generalmente ambos factores). Tienen 3 partes principales, a saber :

- Un generador de vibración que consiste en 2 ó 4 pesas desbalanceadas que giran en dirección opuesta y están manejadas por un motor hidráulico.
- Un convertidor de vibraciones a percusiones (sistema de martillo-yunque) por medio de resortes y cilindros.
- Un sistema de sujeción a la línea de perforación por medio de gatos hidráulicos.

El cambio del modo de operación de vibración a percusión y viceversa es operado hidráulicamente desde el barco :

- Aplicando presión a los gatos hidráulicos, el sistema de sujeción del generador de vibraciones se fija a la línea de perforación y entonces el tubo muestreador penetra por vibración.
- Aliviando la presión de los gatos hidráulicos, el sistema de sujeción del generador de vibraciones queda suelto, y en cada ciclo la sección movable de la máquina golpea al yunque y así el tubo muestreador penetra por percusión.

El tubo muestreador se saca del suelo, ya sea :

- Jalando el cable de operación para no alterar más la muestra.
- Si es necesario con percusión, aunque de esta forma se incrementa el grado de alteración y se puede reducir la restitución de la muestra.
- Penetración : Hasta 20 - 30 m . (Depende del modelo, método de implantación y de la naturaleza del suelo.)
- Diámetros : 11.4 - 34 cm . (4 1/2 " - 13 3/8 ")
- Profundidad máxima : 200 m .

Todas las muestras obtenidas son debidamente marcadas, selladas y empaquetadas para su envío al laboratorio de pruebas.

La Tabla II.3a. resume los reconocimientos geotécnicos que pueden posiblemente hacerse antes del tendido de la tubería, dependiendo de la naturaleza y consolidación de las formaciones superficiales.

Pruebas de Laboratorio.

Las muestras obtenidas en el campo son enviadas a un laboratorio de ingeniería de suelos, generalmente en tierra, en donde se planeará y ejecutará un programa de pruebas de acuerdo a las normas ASTM que apliquen.

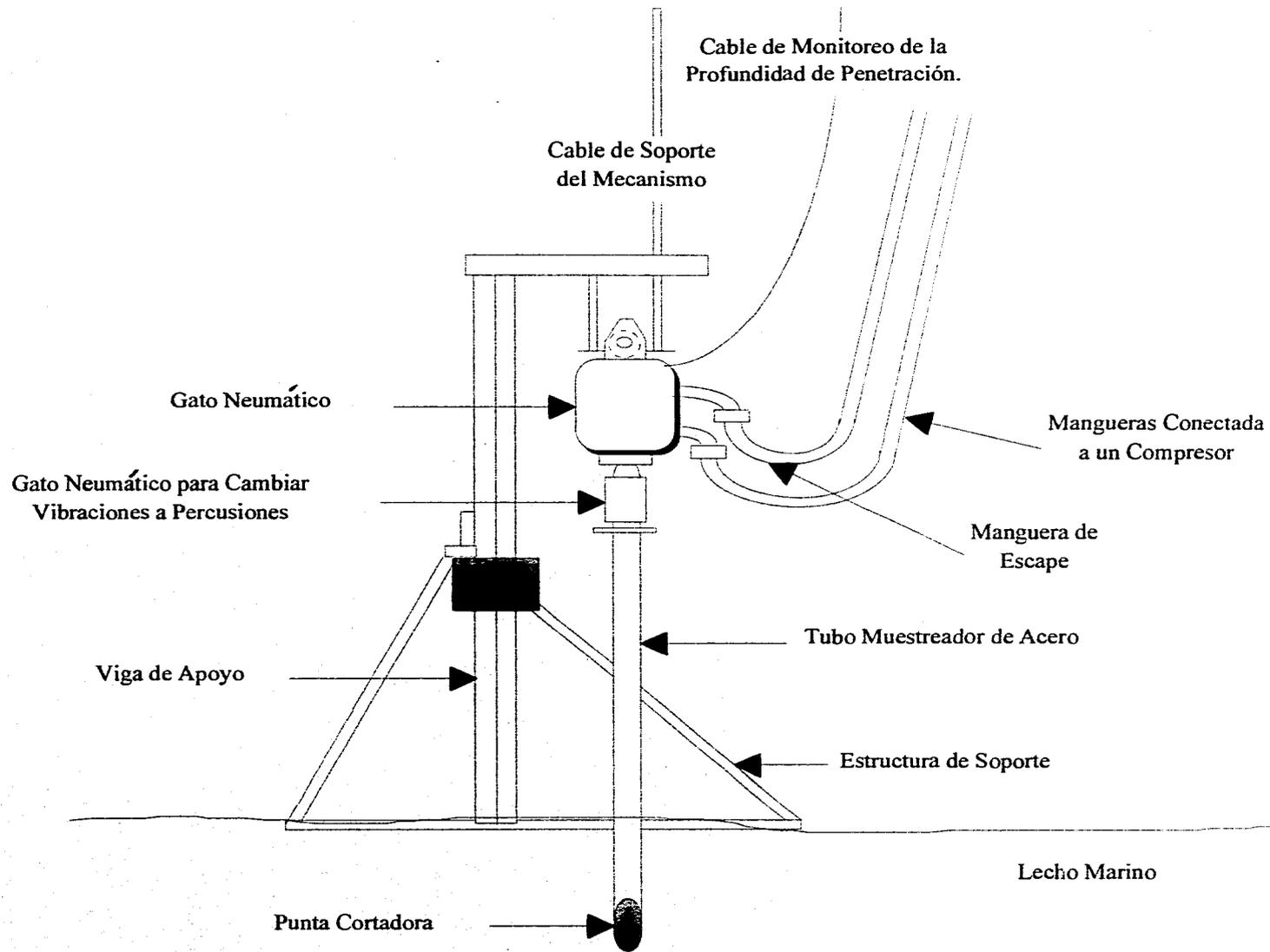


Fig. II.7 Muestreador de Vibración.

Operación Requerida.		Cobertura de la Zona.	Número de Sondeos.	Penetración Necesaria.	Técnicas Aplicables.	Aplicabilidad.	Resultados Buscados.
Muestras.	Suelos poco consolidados o arenas.	Franja de 600 m de Ancho Centrada en la Ruta Teórica de la Tubería.	1 muestra a cada 1 o 2 Km (dependiendo del criterio geológico)	2 a 3 m	Muestreador Kullenberg. Vibrocorer.	-No utilizable en suelos altamente consolidados. -Aplicable en suelos consolidados.	Identificación de suelos.
	Fondo rocoso.		1 muestra por km dependiendo del criterio geológico.	5 a 6 m	Muestreador rotatorio sumergido.	Penetración en suelos muy duros y roca.	Determinación de propiedades mecánicas.
Mediciones in-situ ocasionadas, en suelos poco consolidados o arenas.		Las muestras y las mediciones in-situ serán localizadas en base a los resultados de la prospección sísmica.	1 Prueba cada 2 ó 3 km (dependiendo del criterio geológico)	2 a 3 m	Presurímetro que puede ser descargado por un dispositivo Kullenberg o Penetrómetro.		Ayuda particularmente en arenas.

Tabla. II.3a. Inspección Geotécnica de Suelos para Tendido de Tuberías Submarinas.

El programa de pruebas deberá incluir los siguientes conceptos requeridos para una evaluación racional de la estabilidad del fondo marino, y del análisis de la estabilidad de la tubería sobre y dentro de éste.

Descripción Física.

- Clasificación según SUCS (Sistema Unificado de Clasificación de Suelos).
- Contenido natural de agua.
- Límites líquido y plástico.
- Permeabilidad.
- Análisis granulométrico.
- Peso específico relativo de sólidos.
- Peso volumétrico sumergido.

Propiedades de Resistencia Estática.

Mediante las pruebas de :

- Determinación de la resistencia al corte.
- Determinación de la resistencia a la compresión simple con sus curvas Esfuerzo-Deformación.
- Compresión Triaxial consolidada, no drenada, con sus curvas Esfuerzo-Deformación y mediciones de presión de poro.
- Determinación de la sensibilidad de los suelos cohesivos.
- Coeficientes de fricción entre el suelo y la tubería.

En la Tabla II.4 se resumen las pruebas que se realizan en laboratorio a las muestras o núcleos que se extraen del fondo marino.

II.3.3. Estudios Oceanográficos Exploratorios.

La ingeniería submarina se puede definir, como la aplicación de la tecnología del ingeniero para la explotación racional de los recursos naturales de los océanos. No debe de ninguna manera confundirse con la Oceanografía, la cual es una ciencia, que estudia el mar para conocerlo y comprenderlo mejor.

Entre las ramas de la oceanografía aplicada, la cual a su vez puede subdividirse en algunos capítulos de interés para la ingeniería submarina :

- a) El estudio e investigación de los procesos marinos en las zonas costeras con fines al desarrollo de obras marítimas, puertos, transportes litorales, recuperación de tierras, etc.

	CARACTERISTICAS MEDIDAS DEL SUELO.	OBSERVACIONES.
Prueba y Análisis de Muestras.	<ul style="list-style-type: none"> ·Identificación del tipo de suelo. 	En suelos arcillosos.
	<ul style="list-style-type: none"> ·Contenido de agua. ·Densidad. 	
	<ul style="list-style-type: none"> ·Resistencia al esfuerzo cortante. ·Resistencia al esfuerzo cortante <u>No</u> drenada. ·Licuación (en base a pruebas índice). 	<ul style="list-style-type: none"> ·Clasificación. ·Distribución granulométrica. ·Compresión no confinada. ·Penetrómetro de bolsillo.
Presurímetro Penetrómetro	<ul style="list-style-type: none"> ·Coeficientes de fricción entre tubería y suelo (transversal y longitudinalmente). 	
	<ul style="list-style-type: none"> ·Presión límite 	
	<ul style="list-style-type: none"> ·Resistencia de punta. ·Fricción lateral. 	

Tabla. II.4 Pruebas In-Situ o en Laboratorio.

- b) La contaminación de aguas marinas causada por descargas de desechos industriales que puede ser bacteriológica, química o atómica.
- c) Protección contra el medio marino de materiales y estructuras respecto a la corrosión y el ataque de los organismos marinos.
- d) Captación de la energía del mar (olas, mareas, energía térmica).
- e) Recuperación de productos útiles y recursos naturales en el agua de mar, depositados en el fondo y en el subsuelo marino.

Después de esta breve enumeración podemos ya adivinar el amplio campo de aplicación que se presenta para la ingeniería submarina en los próximos años.

Cuando se ha tomado la determinación de llevar a cabo una obra de ingeniería marítima, antes de proyectar es imprescindible conocer las condiciones naturales que imperan en la zona en cuestión. Si la inversión por realizar lo amerita, los ingenieros preferirán confirmar sus cálculos y teorías por medio de modelos hidráulicos, los cuales serán construidos y estudiados por organismos especializados, pero aún así serán indispensables las misiones de estudio en el lugar mismo de la obra.

Se requerirá de un equipo de técnicos dirigidos por un ingeniero especialista que familiarizado con el trabajo por realizar, cuantifique los fenómenos dinámicos, geológicos y sedimentológicos en esa zona.

La misión puede iniciarse con una campaña de sondeos para precisar la topografía submarina actual y tener una base de comparación con batimetrías precedentes, cartas hidrográficas, etc., tratando si es posible localizar las variaciones y ubicar los volúmenes de sedimentos desplazados.

El conocimiento de la naturaleza del material del fondo es indispensable, pero el saber si es grava, arena o lodo no puede considerarse suficiente para casos en que se quiera construir allí, debiendo establecer el espesor de los sedimentos sobre el estrato resistente.

Mediante los estudios de reconocimiento directo del fondo marino determinando zonas de sedimentación, cambios de las características del fondo, localización exacta de afloramientos rocosos, medida directa de altura y amplitud del rizado de corrientes, se podría llegar a calcular la profundidad crítica donde se corre peligro de socavación alrededor de pilas o estructuras apoyadas en el fondo.

Topohidrografía.

El conocimiento de la profundidad del lecho marino (ver Fig. II.8) es necesario por diferentes razones :

- Determina las presiones externas en la tubería, lo que es importante en el diseño y seguridad de la línea contra el pandeo y colapso.
- Para el cálculo de los efectos de las olas en el fondo.
- Todavía más importante lo es para la determinación del método de construcción o instalación.

La tensión en la barcaza de lanzamiento requiere encontrar la fuerza de flexión en la línea a un nivel aceptable. Esto depende directamente de la profundidad, así como de la flexibilidad del sistema de anclaje y de la habilidad para mantener la estación por posicionamiento dinámico. Para estos propósitos una profundidad absoluta bajo de la superficie del mar es necesaria.

Como la superficie terrestre en el fondo del mar frecuentemente es áspero, la configuración tomada por la tubería en el fondo está determinada por la profundidad relativa y por la topografía en diferentes puntos de la ruta. Si el fondo es suavemente escabroso, el tubo se flexionará conforme al suelo, lo que inducirá fuerzas de flexión en la pared del tubo. Si la curvatura es más pronunciada, la línea descansará sobre los puntos más altos salvando los valles anexos a ellos, formando zonas de espacios libres. Generalmente es imposible encontrar rutas sin espacios libres. Estas líneas requieren de cuidadosa atención en la etapa de diseño inicial y más tarde durante la construcción, así como de frecuente inspección y costoso mantenimiento una vez que ha sido instalada. La flexión causada por el propio peso de los espacios libres puede sobreforzar la tubería, particularmente durante la prueba hidrostática. Esto también puede causar una fatiga directa. Los espacios libres, adyacentes a la superficie de la tubería, pueden originar fuerzas hidrodinámicas y particularmente exponerla a rasgaduras y enganchamientos por utensilios o mecanismos de pesca.

Usualmente se podrán evitar los grandes rasgos del fondo, tales como precipicios, acantilados y barrancos submarinos, pero áreas rugosas aparecerán en el fondo.

Un estudio topográfico de toda una ruta de una línea submarina con una gran exactitud, obviamente generará un gran monto de datos y será muy costoso. Una alternativa es obtener una información batimétrica no refinada para identificar los mayores rasgos como acantilados y ondas de arena para estudiarlos en detalle sin medir la ruta completa, sin embargo, en algunas ocasiones se debe muestrear el fondo con mediciones muy detalladas. Con estos datos se podría hacer un análisis determinístico de la configuración de la línea sobre las áreas muestreadas.

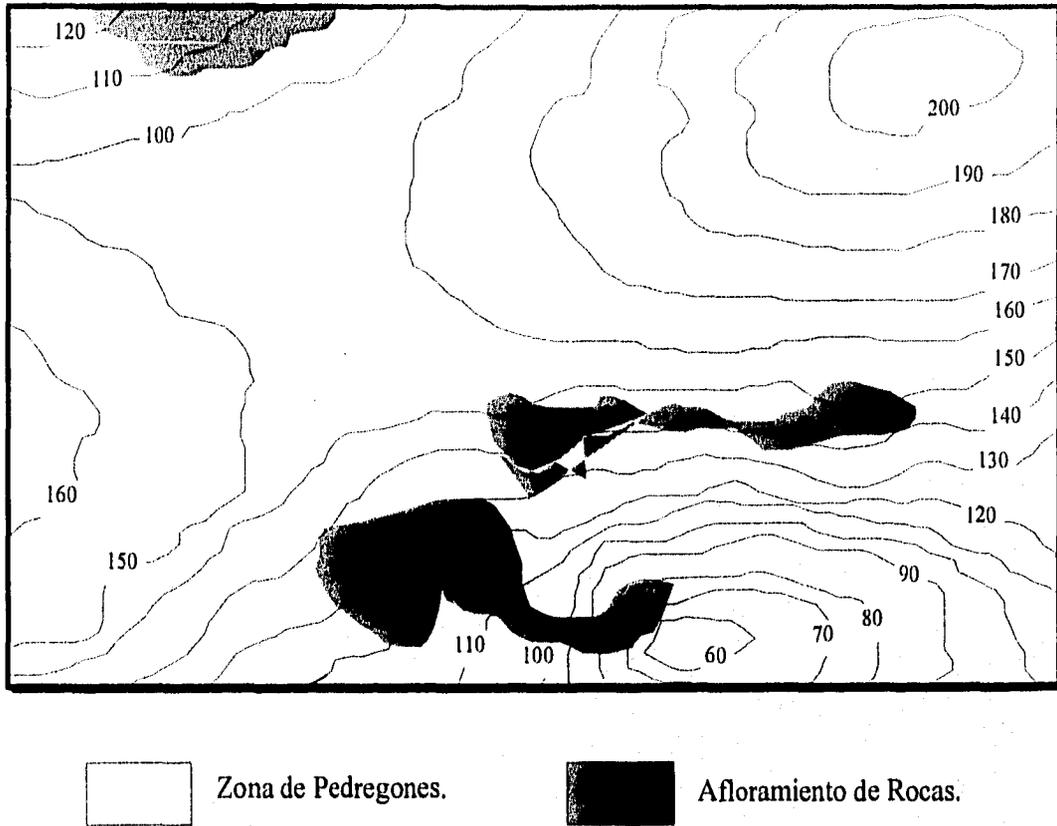


Fig. II.8 Ejemplo de un Plano Topográfico del Lecho Marino.

En general un estudio sistemático de la rugosidad del fondo del mar es sólo el principio de la descripción del escenario, y una descripción cuantitativa todavía está en el futuro.

Condiciones de Estudio.

Para llevar a cabo cualquier trabajo en el mar, ya sea la instalación de una plataforma para perforación, el tendido de una tubería o bien la exploración para perforación de alguna zona, es indispensable contar con un estudio previo de las condiciones meteorológicas y oceanográficas más desfavorables y sus efectos sobre las estructuras o tuberías que se pretendan instalar.

Dividiremos el tipo de estudio para tres condiciones diferentes de trabajo :

- a. Exploración. Para los trabajos de exploración es necesario contar con una batimetría del lugar para conocer la profundidad del mar en dicha zona; estudio de corrientes y vientos dominantes con su magnitud y dirección así como frecuencia y períodos con que se presentan; además de esto es muy importante contar con tablas anuales sobre predicción de mareas para que con base en estos datos, poder ajustar en la barcaza las variaciones en la profundidad, y no afecten al equipo de muestreo exploratorio o instalación de la tubería. Durante el periodo de la exploración se van obteniendo muestras de las diferentes capas del subsuelo, para así poder conocer sus características, y finalmente, estos resultados son de mucha utilidad para determinar previamente en forma teórica la profundidad de instalación de la tubería.
- b. Tendido de Tuberías. Antes de efectuar cualquier trabajo relacionado ya sea con la instalación de una plataforma marina para perforación o bien el tendido de una tubería submarina, es necesario llevar a cabo los siguientes trabajos de investigación.
 - b.1. Batimetría de los Perfiles del Fondo Marino (ver Fig. II.9). Este estudio se efectúa a través de todo lo largo del trazo propuesto, para lo cual se utiliza generalmente un equipo de " *Ecosonda Hidrográfico de Precisión* ", acoplado a un sistema electrónico para el control del posicionamiento de la embarcación en el mar abierto.

En el caso del tendido de una tubería se hacen tres recorridos completos, con el fin de tener en un ancho de aproximadamente 200 m todas las características del fondo. Al navegar para levantar los perfiles, la embarcación se mantiene a una velocidad constante, el rumbo se controla mediante la brújula de la propia embarcación y mediante una observación visual directa ya sea a la plataforma o bien a balizas

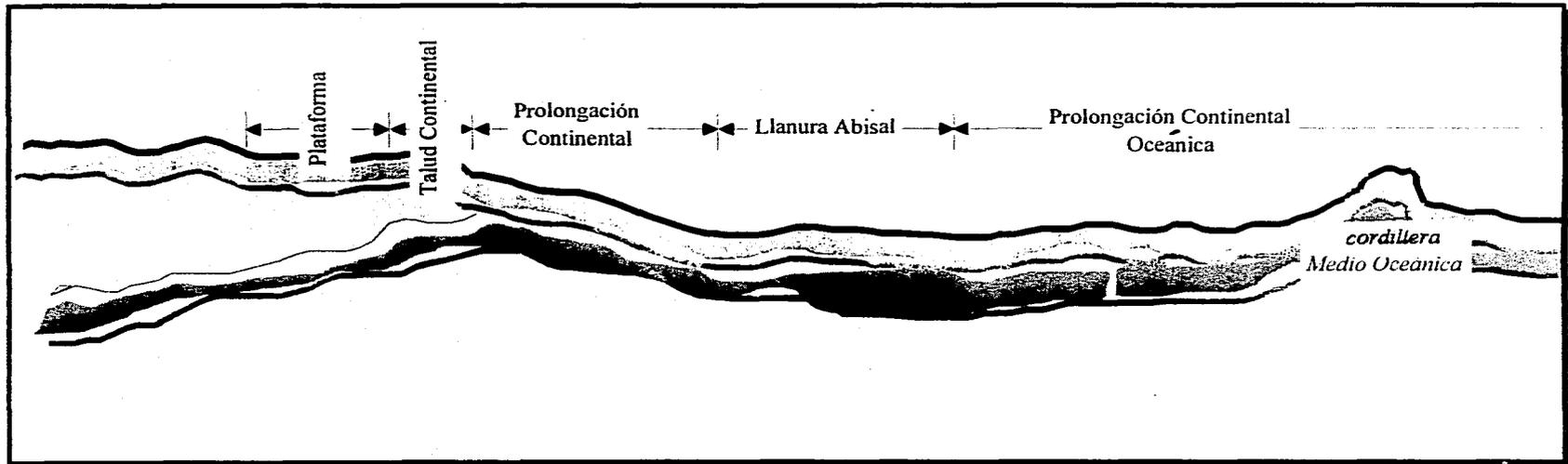


Fig. II.9 Perfil Batimétrico del Lecho Marino.

colocadas en la costa; posteriormente se pasan todos estos datos a un dibujo con sus observaciones complementarias.

Un examen batimétrico produce una gran cantidad de datos, por lo que se debería usar una computadora y un graficador para el procesamiento de datos y la examinación de la información de posición-profundidad. Las líneas de contorno se pueden dibujar con máquinas o manualmente.

- b.2. Estudios Geotécnicos. Enseguida se procede al muestreo de los materiales del fondo marino, mediante la obtención de núcleos inalterados y poder realizar un análisis de laboratorio.

En lo referente a los *Estudios Geofísicos y Geotécnicos* se explicaron con mejor detalle en las anteriores secciones.

- b.3. Condiciones Ambientales. Los métodos, procedimientos y equipos utilizados en la construcción de estructuras fuera de costa dependen, y son seleccionados, en función de las condiciones ambientales predominantes en la zona de localización del proyecto.

Estas mismas características son consideradas para el diseño de las estructuras. Para diseñar una tubería submarina es necesario que se consideren las fuerzas causadas por viento, corrientes, olas etc.

Desde el punto de vista del diseño, todos estos factores no son más que unas cuantas variables más que agregar a los complejos programas de computación que se tienen para el cálculo de estas estructuras. Por otro lado, desde el punto de vista constructor, son un reto para el ingeniero y un constante peligro a lo largo de todo el proceso constructivo

Los fenómenos que es necesario estudiar y que más afectan a los trabajos de construcción son : vientos, oleajes, mareas, corrientes y huracanes.

- b.3.1. Vientos. En las zonas tropicales y subtropicales del planeta, el intenso calor ocasiona que se generen zonas de baja presión entre atmósfera y océanos, dando lugar a tormentas tropicales y huracanes. Estos hoy en día son fácilmente localizables por medio de satélites y se pueden predecir. Lo que no es tan fácil de calcular es la ruta que seguirán.

Es de vital importancia que el constructor planee la construcción e instalación de líneas submarinas. Para esto debe considerar :

- a) Selección del período en el que se desarrollará la actividad constructiva con el fin de evitar tormentas, huracanes, marejadas, etc.
- b) Determinar la máxima tormenta durante el tiempo de trabajo en el sitio.

c) Desarrollar sistemas de seguridad y seleccionar el equipo en función de esa tormenta calculada con el fin de evitar daños graves si se llegase a presentar.

En el caso de que se informe o prevea que se aproxima una tormenta cuando ya se inició la construcción, el ingeniero constructor debe tomar las siguientes medidas :

- 1º. Parar de inmediato todas las operaciones y amarrar todo el equipo y estructuras que puedan ser arrastradas por la tormenta, además de decidir si el equipo de flotación va a ser amarrado a la estructura o si va a resistir la tormenta a flote (dependerá de la información que se tenga acerca de la magnitud de la tormenta y del tiempo que se tenga para que ésta llegue).
- 2º. Ordenar al personal involucrado en el proceso constructivo, prepararse según entrenamientos previos de emergencia para tormenta.

Se debe de contar con información estadística recopilada por oficinas hidrográficas que cubren cuando menos periodos de observación de 10 años.

b.3.2. Oleajes. Las olas son el factor que más obviamente afectan las operaciones fuera de la costa. Ocasionan que las estructuras o embarcaciones en flotación se puedan mover en casi cualquier dirección o inclinación. Constituye la causa primordial de retrasos y disminución de eficiencias en la construcción de líneas submarinas. Las fuerzas generadas por el choque de olas son las más importantes para el diseño de este tipo de estructuras.

El viento al soplar sobre el océano origina corrientes y oleajes, debido al esfuerzo tangencial que ocasiona sobre la superficie, que junto con las variaciones de presión sobre dicha superficie hace que el agua se mueva en su dirección de incidencia, con una velocidad que varía del 2 al 3 % de la del viento. Las olas son generalmente causadas por la acción del viento en el agua, el cual mediante fricción transmite energía al agua convirtiéndose en energía de ola. El oleaje también se puede generar por otro tipo de fenómenos, cómo por ejemplo : avalanchas de tierra sobre el agua, explosiones, terremotos, corrientes marinas, movimiento de embarcaciones, etc.

El estudio de las olas es sumamente complejo. Existen gran cantidad de fórmulas para calcular su velocidad de propagación, longitud de onda, periodo de la onda, aceleración, etc. Todos estos factores deben ser calculados y considerados por el proyectista (diseño) de la estructura para calcular el valor de estas fuerzas para el constructor, que en el sitio debe calcular sistemas de flotación para los diversos equipos. En casos extremos, al romper una ola en una barcaza o equipo de flotación, puede transmitir fuerzas hasta de 30 ton/m^2 , que obviamente no se pueden dejar de

considerar. Sin embargo no entra en los alcances del presente trabajo la explicación de el cálculo de dichas fuerzas.

Desde el punto de vista constructivo lo que interesa es cuando se presentarán olas, de que tamaño se presentarán y cuanto tiempo durarán.

La magnitud del oleaje es un factor muy importante durante los periodos de construcción ya que de esto depende el número de horas disponibles para trabajar en el mar.

Con los datos resultantes de las observaciones de vientos y sus efectos que éstos producen sobre el océano, se hacen gráficas de oleajes y vientos en forma estacional y anual. Estos datos son de mucha utilidad para determinar las fechas y periodos más convenientes en que es posible realizar los trabajos.

b.3.3. *Mareas*. Durante el tendido de una línea o la instalación de una plataforma, es necesario contar con " *Tablas de Predicción de Mareas* " para conocer los niveles que alcanza y los efectos originados por las corrientes, ya que ésto influye en una forma considerable sobre las tuberías ya tendidas en el fondo del mar.

El crecimiento y decrecimiento gradual de la superficie del mar durante el día, llamado marea, se debe a las fuerzas de atracción gravitacional entre el sol, la luna y la tierra incluyendo el agua en la superfié, acoplado con efectos centrifugos. La Luna por su cercanía a la Tierra tiene el primer papel en la formación de la marea; el sol, debido a su enorme masa también tiene un papel importante, pero su máxima fuerza de producción es solamente el 46 % de la fuerza producida por la Luna.

Cuando la marea crece a su máxima altura, es llamada pleamar y a su mínimo nivel se le llama bajamar. El tiempo durante el cual virtualmente no hay cambios en el nivel alto o bajo de marea se conoce como estancamiento.

Actualmente el " *Departamento de Oceanografía del Instituto Geofísico de la Universidad Nacional Autónoma de México* ", conserva en operación 21 estaciones mareográficas, de las cuales 13 se localizan en el Océano Pacífico y 8 en el Golfo de México. Este Departamento se encarga de la instalación, operación y mantenimiento de las estaciones mareográficas, así como de la interpretación de los mareogramas y la obtención de planos de referencia, medidas de temperatura, salinidad y densidad del agua del mar, en cada una de las estaciones.

Las tablas de predicción de mareas contienen la hora en la que ocurren las pleamares y bajamares, así como la altura con relación al plano de referencia. Los pleamares y los bajamares pueden ser identificados por la comparación de alturas consecutivas correspondiendo las pleamares a las de mayor valor y viceversa.

b.3.4. Corrientes. Las corrientes podemos considerarlas desde dos puntos de vista :

- 1 Ω .- A gran escala formando parte de la circulación de aguas superficiales en el océano.
- 2 Ω .- Las corrientes debidas a la acción arrastrante de vientos locales en una costa y la asociación con las mareas.

En muchas locaciones del océano, las corrientes superficiales tienden a fluir juntas (convergencia de corrientes) resultando un descenso de la superficie del agua; en una divergencia ocurre un ascenso de la superficie del agua. Los vientos fuera de costa pueden incrementar este ascenso cercano a la costa, ayudados por la fuerza de Coriolis. Las corrientes en la costa son debidas principalmente por la acción de los vientos y las mareas.

La acción arrastrante de los vientos locales en la superficie del mar, causa corrientes originadas por el viento, y si están completamente establecidas bajo una acción del viento muy constante, tendrán una velocidad superficial aproximadamente del 2 % de la velocidad del viento.

Las corrientes generan vórtices y remolinos que además de, en ocasiones generan erosiones, producen fuerzas de empuje hacia arriba. Estos efectos han causado graves problemas en los procesos constructivos, como por ejemplo, cuando la tubería ya ha sido instalada en el fondo marino, ésta puede verse afectada también por las corrientes marinas. Primero la corriente puede erosionar el suelo donde está apoyada ésta, lo que tenderá a empujar la tubería hacia arriba. Una vez movida la tubería hacia arriba, la corriente puede pasar por debajo de ella, lo cual tenderá a jalar de nuevo la tubería hacia abajo. El proceso puede repetirse varias veces haciendo fallar la tubería (ver Fig. II.10).

Para la medición de corrientes superficiales se utiliza generalmente un correntímetro electrónico, capaz de detectar la velocidad y dirección de las corrientes en forma simultánea.

b.3.5. Huracanes. Las zonas de trabajo se ven afectadas en determinadas épocas del año por movimientos ciclónicos. En terminos generales se ha observado que la frecuencia promedio de presencia de huracanes que en una forma u otra efectan la zona, es de un (1) huracán por año. Para determinar los efectos que estos meteoros producen en el Golfo de México se cuenta con la información basada en datos estadísticos de oficinas meteorológicas; con esta información se ha determinado el porcentaje y frecuencia de distribución en cuanto a la dirección de movimientos de ciclones tropicales en el área.

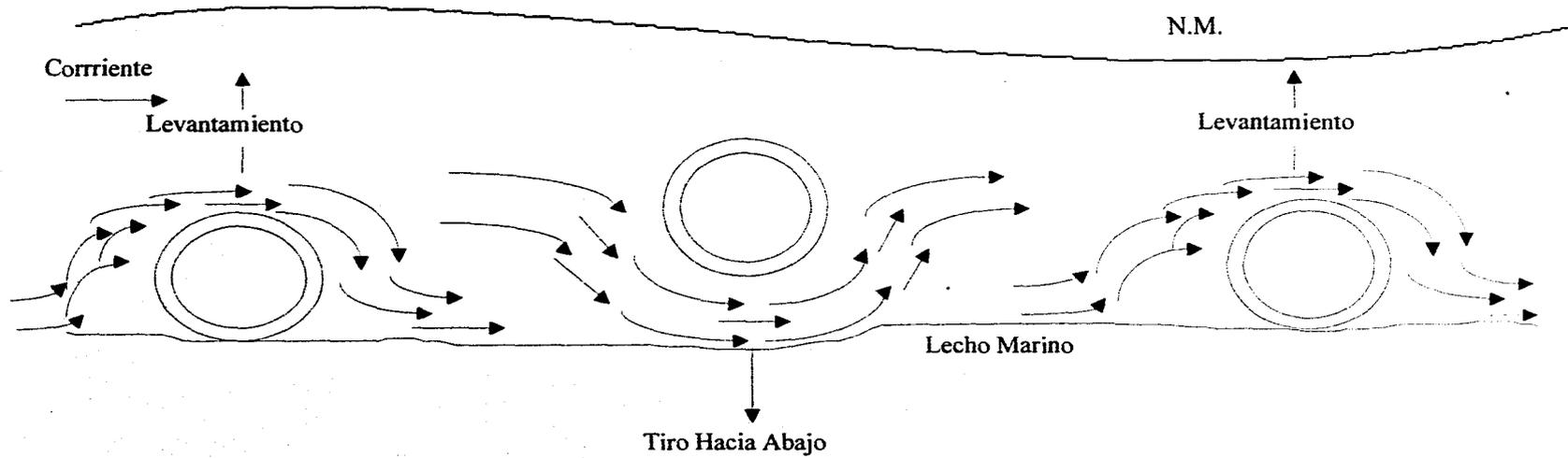


Fig. II.10 Efecto de las Corrientes Marinas sobre la Tubería.

b.3.6. Conclusiones. Del examen de los diversos factores analizados, podemos establecer conclusiones relativas a los posibles efectos de dichas condiciones sobre los trabajos de construcción; además de determinar la época de trabajo más favorable de acuerdo con las condiciones de oleaje, vientos susceptibles a generar corrientes, y conocer si las condiciones del fondo son las ideales para trabajar, o bien considerar las medidas precautorias que es necesario pre-establecer antes de iniciar los trabajos de construcción.

CAPITULO III

ELEMENTOS DE DISEÑO

III.1. Objetivo.

En este capítulo se tiene por objeto el diseño de la tubería desde el punto de vista de:

- Operación.
- Estructural.
- y Estabilidad.

Dentro de lo que se refiere al diseño de la tubería para su operación, es tratada de igual forma como si se tratara de una tubería que estuviera en tierra. Este tipo de diseño toma en cuenta las leyes de la hidráulica aplicada a conductos, los cuales contienen o conducen un fluido a determinada presión. El procedimiento y las especificaciones indicadas para el diseño de operación de una tubería submarina es conforme a las Normas de Diseño de PEMEX.

En el caso del diseño estructural de la tubería se contemplan los esfuerzos, a que es sometida ésta durante el proceso de tendido, en el cual sufre las mayores deformaciones considerando el método del " *Stinger* ".

Dentro del diseño estructural, se incluye una sección en la cual se hace un análisis de la tubería sometida a momentos flexionantes tomando en cuenta el recubrimiento del concreto, que generalmente se les aplica para su estabilidad.

El diseño de estabilidad de una tubería submarina considera las fuerzas originadas por las corrientes marinas debidas a las olas y/o a los vientos. En este capítulo se analizará

la estabilidad tomando en cuenta las fuerzas antes indicadas, así como el peso de la tubería y el coeficiente de fricción del lecho marino.

Debemos de tomar en cuenta que los criterios de diseño de operación y de estabilidad de la línea, pueden ser usados indistintamente para los conductos y emisores submarinos. Sin embargo, el diseño estructural solo se considera para tuberías submarinas o emisores, que sean construidos con tubería de acero é instalados por los métodos indicados. Esto se debe, a que generalmente las tuberías son tendidas con métodos en los que no se generan grandes esfuerzos y son construidas con materiales menos resistentes que el acero, y consecuentemente, sin ser soldadas las uniones. Los métodos de tendido para tuberías submarinas se presentan en el capítulo siguiente.

III.1.1. Etapas del Diseño.

La Etapa de Diseño se lleva a cabo cuando se cuenta con los elementos necesarios para su ejecución. En la Fig. III.1. a manera de diagrama de flujo se puede ver la correlación de los pasos a seguir, que de una forma somera, son los que a continuación se enuncian :

- a) Selección preliminar de la ruta. Esto implica que se consideren las restricciones :
 - Naturales.
 - de Operación (como son la localización de válvulas, bombas, etc.).
 - de Construcción.
 - por Diseño (especificaciones de códigos).
- b) Exploración del lugar. Consiste en realizar los estudios :
 - Geofísicos.
 - Geotécnicos.
 - Oceanográficos.

Del área que atravesará la línea para asegurar la tubería contra los peligros propios del lugar.

- c) Características de los peligros en el Diseño. Muchas veces no es posible definir las zonas de riesgo, o si así fuera resultaría muy costoso tratar de evitarlas, es por eso que la tubería se diseña considerando las fuerzas accidentales a que pudiera estar sujeta.
- d) Análisis de la Tubería. Mediante un modelo estructural se ha analizado la tubería, idealizándola con las cargas actuantes y apoyos que representen las restricciones del suelo, pudiendo obtener de esta manera ecuaciones de diseño para un caso real.
- e) Funcionamiento y Seguridad de la Tubería. Es necesario valorar los esfuerzos que se van a presentar durante el funcionamiento; si son excesivos es necesario repetir el

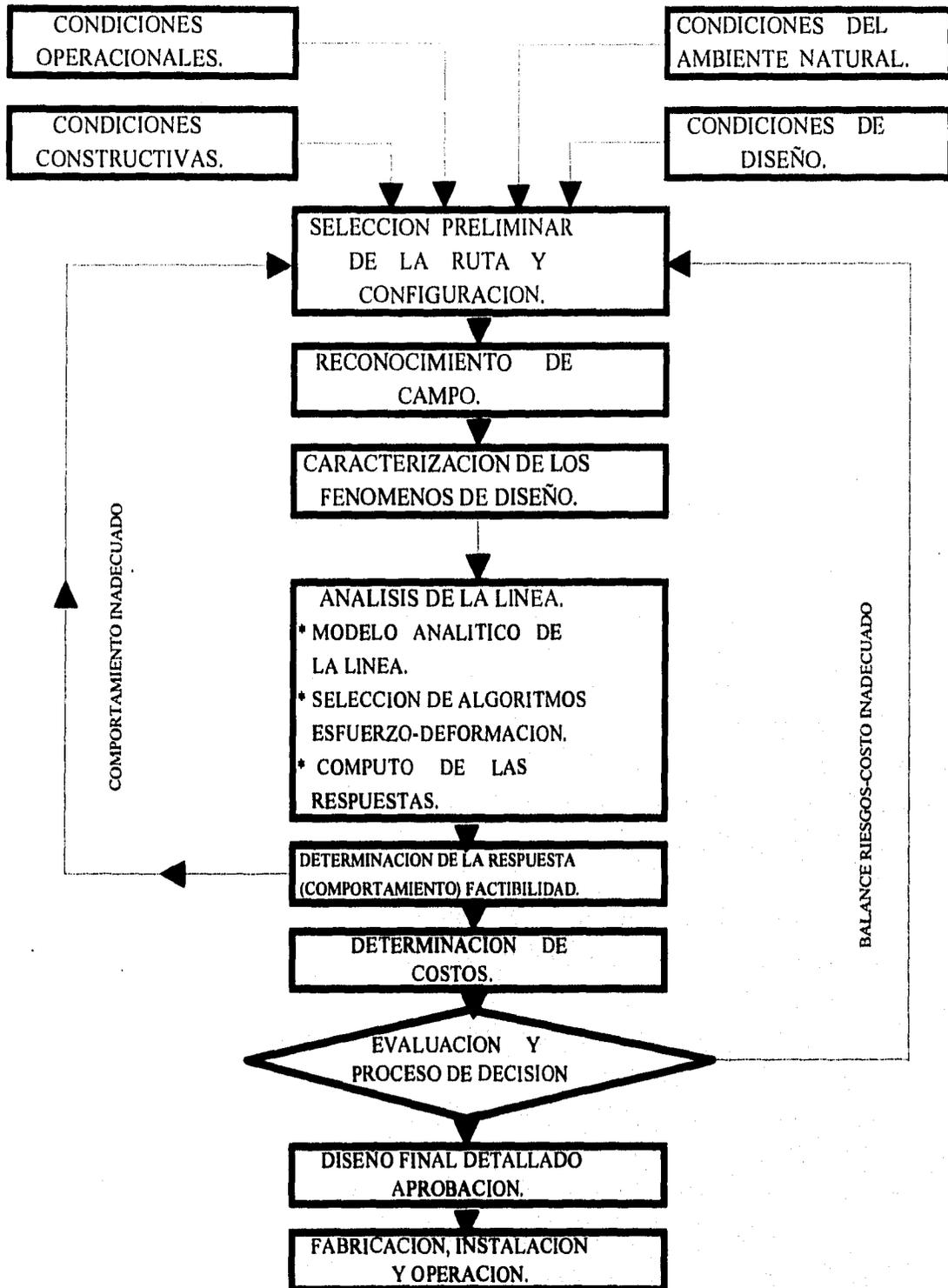


Fig III.1. Proceso de Diseño de una Tubería Submarina.

análisis con nuevas soluciones como por ejemplo, cambiar la ruta del tendido hasta obtener el diseño satisfactorio.

- f) Determinación del Costo. El diseñador tendrá que evaluar los costos de fabricación, instalación y operación para seleccionar la ruta más económica.

III.2. Diseño para Operación de Tuberías.

Las tuberías pueden ser usadas para la conducción o transporte de diversos tipos de fluidos tanto líquidos como gaseosos, como por ejemplo: hidrocarburos líquidos, gaseosos, productos químicos o petroquímicos.

En esta sección, se va a atender principalmente el diseño de la tubería considerando solamente la presión interna requerida para su operación. Y se observarán las variaciones existentes según el producto que se transporta.

III.2.1. Diseño.

En el diseño de tuberías para el transporte de hidrocarburos en su fase tanto líquida como gaseosa, y de productos químicos o petroquímicos, deberá considerar entre otros, los siguientes aspectos :

- a) Características físicas y químicas del fluido.
- b) Presión y temperatura máximas de operación en condiciones estables.
- c) Especificaciones del material seleccionado.
- d) Cargas adicionales. Para el diseño de tuberías deberán considerarse las cargas adicionales, que puedan preverse actuarán sobre la tubería, tales como :
 - 1) Cargas externas por condiciones de operación.
 - 2) Sismos.
 - 3) Vibración y resonancia causada por vibración.
 - 4) Esfuerzos causados por asentamientos o derrumbes en regiones de suelos deleznable.
 - 5) Efectos de contracción y expansión térmica cuando la diferencial de temperaturas es mayor a 30° C.
 - 6) Efectos de los movimientos de los componentes o accesorios conectados.
 - 7) Esfuerzos por golpe de ariete.
 - 8) Esfuerzos debidos a cambios de nivel o dirección.
 - 9) Esfuerzos por oleaje y corrientes marítimas.
- e) Tolerancia y variación permisibles en especificaciones y condiciones de operación.
- f) Factor de seguridad por eficiencia de junta (E).

- g) Clase de localización para cumplir lo establecido para válvulas de seccionamiento y calidad de soldadura.
- h) Espesor adicional por desgaste o corrosión.

III.2.1.1. Códigos de Diseño a Utilizar.

El diseño de tuberías marinas, esta fundamentado en una serie de códigos que establecen similares condiciones de carga y de esfuerzos permisibles, con algunas variantes en las especificaciones; es por ésto que se recomienda utilizar una combinación de ellos.

Los códigos que a continuación se describen, no son los únicos, pero sí los que ofrecen un mayor apoyo en el diseño de tuberías marinas y de sus accesorios; principalmente los dos primeros que son los más apegados a conductos para el transporte de aceite crudo. Los demás sirven únicamente como complemento en alguna etapa del proceso.

DNV. Código Det Norske Veritas. " Reglas para el Diseño, Construcción e Inspección de Tuberías Submarinas y Ductos Ascendentes ".

ANSI B31-4. Sección 4 del Código Nacional Estándar Americano de Tuberías a Presión. " Sistema de Tuberías para el Transporte de Petróleo Líquido ".

ANSI B31-8. Sección 8 del Código Nacional Estándar Americano de Tuberías a Presión. " Sistema de Tuberías para la Transmisión y Distribución de Gas ".

API-5LX. Especificaciones del Instituto Americano del Petróleo. " Tuberías de Acero de Alta Resistencia ".

ASTM. Código de la Sociedad Americana de Resistencia de Materiales.

III.2.1.2. Código DNV.

Sección I. Reguladores Generales. Comprende las definiciones de : Tuberías, Sistema tubular, Ductos ascendentes, Plataformas y demás componentes del sistema. Hace las recomendaciones pertinentes para la buena aplicación de las reglas, describiendo la documentación, cálculos, planos y supervisión a seguir para cumplir con las especificaciones.

Sección II. Medio Ambiente. Describe todos los fenómenos ambientales que puedan afectar en el funcionamiento del sistema, tales como :

- Viento.
- Oleaje.
- Corrientes.
- Sismicidad.

- Comportamientos Geotécnicos.
- Comportamientos Geológicos.
- Temperatura.
- Corrosión y otros.

Señala como seleccionar la ruta más adecuada, basándose en estudios batimétricos, geológicos, geofísicos y oceanográficos.

Sección III. Cargas. Una vez conocidas las fuerzas que influyen en la estructura, se procede a evaluarlas ya sea como cargas ambientales o funcionales. La sección indica como obtener sus magnitudes basándose en criterios aplicados y reafirmados en la práctica.

Sección IV. Resistencia y Estabilidad en el Lugar. Abarca las condiciones y criterios de diseño, conjugando diferentes arreglos de carga para deducir el más desfavorable. Incluye la estimación de los esfuerzos originados durante la instalación y operación de la tubería, especifica además, las deformaciones y esfuerzos máximos permisibles.

Sección V. Materiales para los Tubos y Componentes de la Tubería. Da a conocer el tipo de acero y su composición química ideal para el buen funcionamiento de la estructura, detalla las propiedades mecánicas del tubo y de sus componentes; así como las características que debe reunir la soldadura a utilizar.

Sección VI. Protección contra Corrosión y Paso del Recubrimiento. Explica las tres zonas, que desde el punto de vista de recubrimiento se divide la tubería, que son: zona de " splash " atmosférica y sumergida; así como los tipos de protección interna y externa. Para el recubrimiento de concreto, enumera los materiales, armado y refuerzo con sus respectivas propiedades físicas y mecánicas.

Sección VII. Fabricación de Tubos y Componentes. Se refiere a la fabricación de las tuberías unidas por juntas (es una cinta que envuelve al tramo que fué soldado, esto es para evitar que la humedad penetre hasta la tubería), coples o soldadura, junto con su control de calidad y pruebas necesarias para conocer la seguridad del sistema durante la operación.

Sección VIII. Instalación de Tuberías y Ductos Ascendentes. Comprende la explicación del método más convencional utilizando para el tendido de tuberías e instalación de ductos ascendentes. Señala las operaciones pertinentes para disminuir los esfuerzos durante la etapa constructiva.

Sección IX. *Mantenimiento.* Sugiere la periodicidad de inspecciones y recomendaciones de mantenimiento para una mayor vida útil del sistema.

Sección X. *Pruebas no Destructivas.* Indica los exámenes necesarios para comprobar la resistencia de la soldadura, por medio de radiografías, ultrasonido o por análisis magnéticos; proporcionando en cada uno los parámetros de aceptabilidad.

III.2.1.3. Código ANSI B31-4.

Capítulo I. *Alcance y Definiciones.* Inicia enumerando las características del Código, así como la descripción de todos los elementos que componen el sistema tubular.

Capítulo II. *Diseño.* Para un mejor manejo, se divide el capítulo en las siguientes partes :

- a) Condiciones y criterios.
- b) Presión de diseño de los componentes de la tubería.
- c) Limitaciones y aplicaciones del diseño en los componentes.
- d) Selección y limitaciones de las juntas o uniones de las tuberías.
- e) Deformaciones, flexibilidad, uniones estructurales, soportes y apoyos.
- f) Tuberías especiales.

Capítulo III. *Materiales.* Especifica las características de los materiales acerados (Acero, hierro fundido o colado, maleable y forjado o dulce), en cuanto a propiedades y limitaciones.

Capítulo IV. *Requerimientos Dimensionales.* Desglosa las medidas comerciales de las tuberías y de algunos componentes.

Capítulo V. *Construcción, Soldadura y Ensamble.* Incluye temas referentes a la localización, requerimientos de la ruta, métodos constructivos, tipos de soldadura, parámetros de control de calidad, métodos de inspección y reparación de defectos en el tubo y en la soldadura.

Capítulo VI. *Inspección y Pruebas.* La tubería necesita inspeccionarse tanto en el tipo de material como en los métodos constructivos antes de entrar en operación. El capítulo señala la importancia de realizar esta etapa, así como las pruebas necesarias para hacer la comprobación de una correcta instalación.

Capítulo VII. *Operación y Procedimientos de Mantenimiento.* Los métodos y procedimientos descritos por el Código para el mantenimiento del sistema, pueden servir como una guía, porque hace la aclaración de que cada sistema necesita una evaluación especial de mantenimiento.

Capítulo VIII. *Control de Corrosión.* Describe los alcances de la protección anticorrosiva interna y externa a base de recubrimientos, protección catódica, o

induciendo corriente eléctrica; ya sea en tuberías enterradas, sumergidas o expuestas.

III.2.1.4. Código ANSI B31-8.

Capítulo I. *Materiales y Equipo.* Denota los materiales y equipo disponible en tuberías en que fluirá gas.

Capítulo II. *Soldadura.* Comprende lo referente a las juntas con el proceso de soldado, tanto para acero forjado como para acero colado. Estas juntas son hechas de tubo a tubo o de uno de estos a reducciones, coples, válvulas, etc.. Indica la cantidad necesaria de soldadura para obtener la resistencia mínima permisible.

Capítulo III. *Componentes de los Sistemas Tubulares y Construcción de Detalles.* El propósito del capítulo es proveer un conjunto de estándares que incluya :

- a) Especificaciones para la selección de todos los accesorios que integran al sistema .
- b) Métodos aceptables para elegir conectores secundarios.
- c) Como prevenir los efectos por cambios de temperatura.
- d) Como realizar el anclaje o el diseño de los soportes en tuberías semi o totalmente enterradas.

Capítulo IV. *Diseño, Instalación y Pruebas.* Contiene los conceptos referentes a:

- a) Indices de densidad de población.
- b) Clases de localización.
- c) Presión de diseño.
- d) Espesor de tubo.
- e) Procedimientos constructivos.
- f) Pruebas después de la construcción.

Todo es aplicado para acero, hierro colado, dúctil o tubo de plástico PVC; los dos últimos son solo para gas a bajas presiones.

Capítulo V. *Procedimientos de Operación y Mantenimiento.* En breve, refiere la necesidad de contar con planes apropiados para el ejercicio de un correcto funcionamiento con procedimientos efectivos y rápidos de reparación, en el caso de que ocurriera alguna fuga que afecte la seguridad del sistema, del medio ambiente o al público en general.

Capítulo VI. *Control contra la Corrosión.* Comprende los requerimientos y procedimientos para llevar un control contra la corrosión, tanto interna como externamente.

III.2.1.5. Código API-5LX.

Sección I. Alcance. Describe la mejor manera de aprovechar el Código, así como las limitaciones que contiene en cuanto a su aplicación.

Sección II. Proceso de Manufactura y Materiales. Puntualiza las propiedades con que debe contar el tubo al formar parte del sistema.

Sección III. Propiedades Químicas y Pruebas. Abarca los porcentajes de los materiales y las variaciones mínimas permisibles de los componentes del tubo durante su manufactura, junto con las pruebas llevadas a cabo durante el proceso.

Sección IV. Propiedades Físicas y Pruebas. Especifica las propiedades de resistencia a la tensión y a la cedencia mínima que requieren los tubos y la soldadura. A la vez, señala el número de prueba para comprobar dichas propiedades.

Sección V. Dimensiones, Pesos y Longitudes. Por medio de una tabulación, da a conocer las dimensiones, pesos y longitudes comerciales, utilizadas en el caso de cumplir con las especificaciones del Código.

Sección VI. Pruebas Hidrostáticas. Se describe la prueba hidrostática con su respectiva presión mínima para poder valorar la calidad del tubo en cuanto a resistencia.

Sección VII. Inspección no Destructiva. Una vez teniendo los tramos de tubo, se procede a una inspección visual, generalmente con Rayos X. En el caso de existir imperfecciones o defectos, son estimados para poder aceptar o rechazar la tubería.

Sección VIII. Mano de Obra, Inspección Visual y Reparación de Defectos. Da la manera de elegir al personal que se emplee en la fabricación de tubos y en la ejecución del soldado. Después marca los pasos a seguir para una inspección visual para poder comprobar la existencia de defectos en los ductos, para ser reparados; o en su defecto, sean rechazados.

Sección IX. Marcado y Protección. Las tuberías manufacturadas de acuerdo con este Código deben ser marcadas para indicar tamaño o peso por unidad de longitud, resistencia, tipo de acero, presión de prueba y todas las características relevantes para su identificación. En cuanto a su protección, se indicará como debe recubrirse para evitar daños durante las maniobras de instalación y transporte

III.2.1.6. Código ASTM.

La *American Society for Testing Materials* (ASTM), tiene como objetivo crear las especificaciones y unificar métodos de prueba para los materiales utilizados en el campo de la ingeniería.

De los materiales que se puede hacer mención son los metales, aleaciones, soldadura, agregados pétreos y concreto. En ellos la Sociedad realiza diversas pruebas de resistencia y durabilidad en función de proporciones y tipo de exposición.

III.2.2. Determinación del Espesor de Pared Mínimo, Margen de Corrosión, Diámetro Nominal Exterior, Costo Anual de la Tubería y Esfuerzo de Trabajo Máximo Permisible.

El espesor de pared mínimo " t " de un tubo, lo podemos calcular con la siguiente fórmula obtenida a partir del equilibrio de fuerzas ejercidas en la pared del mismo.

$$t = \frac{PD}{2S} \quad (\text{III.2.1.})$$

donde :

t : Espesor de pared mínimo de un tubo, sometido solamente a presión interna.

P : Presión de diseño en [lb/pg²], deberá ser mayor o igual a la presión máxima de operación en condiciones estables, y ésta a su vez, deberá ser mayor a 1.06 kg/cm². (Según Normas del Código ANSI B31-4. y el Reglamento de Trabajos Petroleros).

D : Diámetro nominal exterior [Pulgadas].

S : Esfuerzo de trabajo máximo permisible [lb/pg²].

El espesor mínimo requerido es el valor calculado en la formula III.2.1. incrementado con las tolerancias obtenidas del análisis y evaluación de los factores mencionados en los incisos d), e), f) y h) de la sección III.2.1 (Diseño), el cual este espesor adicional nunca será menor al indicado en la Tabla III.1 , y en el caso de gases, usar la Tabla III.2 . La suma de los esfuerzos longitudinales producidos por presión, cargas vivas y muertas, y aquellas producidas ocasionalmente por viento o sismos, no deberán exeder de un 80 % del valor de la resistencia mínima especificada a la cedencia del tubo (Tabla III.3).

El margen de corrosión se determinará en función de la experiencia que se tenga en el manejo de los productos, y de la eficiencia de los sistemas de prevención o control que se adopten, considerando una vida útil de la tubería de por lo menos de 10 años.

Tamaño Nominal [Pulgadas]	Diámetro Exterior [Pulgadas]	Tubo, Extremos Planos. *(2)		Tubo, Extremos Roscados. *(2)		Cualquiera	Estaciones de Compresión.
		Clase de Localización.					
		①	①	②	③ y ④		
1/8	0.405	0.035	0.065	0.065	0.065	0.068	0.095
1/4	0.540	0.037	0.065	0.065	0.065	0.088	0.119
3/8	0.675	0.041	0.065	0.065	0.065	0.091	0.126
1/2	0.840	0.046	0.065	0.065	0.065	0.109	0.147
3/4	1.050	0.048	0.065	0.065	0.065	0.113	0.154
1	1.315	0.053	0.065	0.065	0.065	0.133	0.179
1 1/4	1.660	0.061	0.065	0.065	0.065	0.140	0.191
1 1/2	1.900	0.065	0.065	0.065	0.065	0.145	0.200
2	2.375	0.075	0.075	0.075	0.075	0.154	0.218
2 1/2	2.875	0.083	0.085	0.085	0.085	0.203	0.203
3	3.500	0.083	0.098	0.098	0.098	0.216	0.216
3 1/2	4.000	0.083	0.108	0.108	0.108	0.226	0.226
4	4.500	0.083	0.116	0.116	0.116	0.237	0.237
5	5.563	0.083	0.125	0.125	0.125	0.258	0.250
6	6.625	0.083	0.134	0.134	0.156	0.280	0.250
8	8.625	0.104	0.134	0.134	0.172	0.322	0.250
10	10.750	0.104	0.164	0.164	0.188		0.250
12	12.750	0.104	0.164	0.164	0.203		0.250
14	14.000	0.134	0.164	0.164	0.210		0.250
16	16.000	0.134	0.164	0.164	0.219		0.250
18	18.000	0.134	0.188	0.188	0.250		0.250
20	20.000	0.134	0.188	0.188	0.250		0.250
22, 24, 26	22, 24, 26	0.164	0.188	0.188	0.250		0.250
28, 30	28, 30	0.164	0.250	0.250	0.281		0.281
32, 34, 36	32, 34, 36	0.218	0.250	0.250	0.312		0.312
38, 40, 42	38, 40, 42	0.250	0.312	0.312	0.375		0.375

Notas:

- (1) El espesor mínimo nominal para tubo de extremos planos, menor de 50.8 mm (2 pg) de D.N. y usado en líneas, donde la presión no excede de 7.03 kg/cm², no se limita en esta tabla, pero no deberá ser menor de 0.89 mm en cualquier clase de localización.
- (2) Conexiones de fábrica.
- (3) El espesor de pared para tuberías de instrumentación, control y muestra, deberá estar de acuerdo con lo establecido en la sección 845.5 del Código ANSI B31-8, última edición.
- (4) Mientras el Código ANSI B31-8 no indique lo contrario para diámetros de 44, 46 y 48 pg, los espesores de pared mínimo serán como sigue: clase de localización 1, 0.312, 2, 0.375, 3, 4 y estación de compresión, 0.425. Las conexiones deberán tener 0.375 en clase 1 y los espesores indicados en otras localizaciones.

Tabla III.2. Espesor Mínimo Nominal de Pared para Tubo de Acero.

Tamaño Nominal del Tubo. [Pulgadas]	Diámetro Nominal Exterior. [Pulgadas]	Espesor Mínimo Nominal de Pared, Tubo de Extremos Planos. [Pg]
2	2.375	0.078
2 1/2	2.875	0.083
3	3.500	0.083
3 1/2	4.000	0.083
4	4.500	0.083
5	5.563	0.083
6	6.625	0.083
8	8.625	0.104
10	10.750	0.104
12	12.750	0.104
14	14.000	0.133
16	16.000	0.133
18	18.000	0.133
20	20.000	0.133
22	22.000	0.148
24	24.000	0.164
26	26.000	0.172
28	28.000	0.188
30	30.000	0.203
32	32.000	0.219
34	34.000	0.226
36	36.000	0.242
38	38.000	0.258
40	40.000	0.273
42	42.000	0.281
44	44.000	0.297
46	46.000	0.312
48	48.000	0.328

Nota:

El espesor mínimo nominal de pared, para tubo de extremos roscados o ranurados, deberá ser estandar de acuerdo con el Código ANSI B36-10. El Uso de juntas roscadas está limitado en la sección 414.1 del Código ANSI B31-4.

Tabla III.1. Espesor Mínimo Nominal de Pared para Tubo de Acero.

Especificación	Grado	Notas	Esfuerzo Permissible (S).
Sin Costura			
API 5L	A 25	(1)	18000
API 5L, ASTM A53, ASTM A106	A	(1), (2)	21600
API 5L, ASTM A 53, ASTM A106	B	(1), (2)	25200
ASTM A106	C	(1), (2)	28800
ASTM A524	I	(1)	25200
ASTM A524	II	(1)	21600
API 5LU	U80	(1), (4)	57600
API 5LU	U100	(1), (4)	72000
API 5LX	X42	(1), (2), (4)	30250
API 5LX	X46	(1), (2), (4)	33100
API 5LX	X52	(1), (2), (4)	37450
API 5LX	X56	(1), (4)	40300
API 5LX	X60	(1), (4)	43200
API 5LX	X65	(1), (4)	46800
API 5LX	X70	(1), (4)	50400
Soldadura a Tope en Horno.			
ASTM A53		(1), (2)	10800
API 5L clase I Y II	A25	(1), (2), (3)	10800
API 5L (Bessemer), ASTM A53 (Bessemer)		(1), (2), (5)	12950
Soldado por Traslapo en Horno.			
API 5L clase I		(1), (2), (6)	14400
API 5L clase II		(1), (2), (6)	16150
API 5L (Bessemer)		(1), (2), (6)	17300
API 5L horno eléctrico		(1), (2), (6)	14400
Soldado por Resistencia Eléctrica y Soldado Eléctrico Centelleo.			
API 5L	A25	(1), (7)	18000
API 5L, ASTM A53, ASTM A135	A	(2)	18360
API 5L, API 5LS, ASTM A53, ASTM A135	A	(1)	21600
API 5L, ASTM A53, ASTM A135	B	(2)	21420
API 5L, API 5LS, ASTM A53, ASTM A135	B	(1)	25200
API 5LS, API 5LX	X42	(1), (2), (4)	30250
API 5LS, API 5LX	X46	(1), (2), (4)	33100
API 5LS, API 5LX	X52	(1), (2), (4)	37450
API 5LS, API 5LX	X56	(1), (4)	40300
API 5LS, API 5LX	X60	(1), (4)	43200
API 5LS, API 5LX	X65	(1), (4)	46800
API 5LS, API 5LX	X70	(1), (4)	50400
API 5LU	U80	(1), (4)	57600
API 5LU	U100	(1), (4)	72000

Tabla III.3. Ejemplos de Esfuerzos Permisibles para Usarse en Sistemas de Tubería de Transporte de Petróleo Líquido.

Especificación	Grado	Notas	Esfuerzo Permissible (S).
Soldado por Fusión Eléctrica.			
ASTM A134			
ASTM A139	A	(1), (2)	17300
ASTM A139	B	(1), (2)	20150
ASTM A155		(2), (8)	
ASTM A155		(1), (8)	
Soldado Sumergido.			
API 5L, API 5LS	A	(1)	21600
API 5L, API 5LS	B	(1)	25200
API 5LS, API 5LX	X42	(1), (2), (4)	30250
API 5LS, API 5LX	X46	(1), (2), (4)	33100
API 5LS, API 5LX	X52	(1), (2), (4)	37450
API 5LS, API 5LX	X56	(1), (4)	40300
API 5LS, API 5LX	X60	(1), (4)	43200
API 5LS, API 5LX	X65	(1), (4)	46800
API 5LS, API 5LX	X70	(1), (4)	50400
API 5LU	U80	(1), (4)	57600
API 5LU	U100	(1), (4)	72000
ASTM A 381	Y35	(1), (2)	25200
ASTM A 381	Y42	(1), (2)	30250
ASTM A 381	Y46	(1), (2)	33100
ASTM A 381	Y48	(1), (2)	34550
ASTM A 381	Y50	(1)	36000
ASTM A 381	Y52	(1)	37450
ASTM A 381	Y60	(1)	43200
ASTM A 381	Y65	(1)	46800

Notas :

- (1) El factor "E" de junta de soldadura y el valor de esfuerzo permisible son aplicables a tubo fabricado después de 1958.
- (2) El factor "E" de junta de soldadura y el valor de esfuerzo permisible son aplicables a tubo fabricado antes de 1959.
- (3) La clase II producido bajo la edición XXIII de API 5L, 1968, ó anterior tiene una resistencia de fluencia mínima específica de 28000 [Psi].
- (4) Otros grados proporcionados en API 5LS, API 5LU y API 5LX no excluidos.
- (5) Su fabricación se discontinuó y el proceso se borró de la Norma API 5L en 1959.
- (6) Su fabricación se discontinuó y el proceso se borró de la Norma API 5L en 1962.
- (7) A25 no se produce en la soldadura eléctrica por centelleo.
- (8) Véase la especificación de la placa aplicable para el límite de fluencia.

Tabla III.3. Ejemplos de Esfuerzos Permisibles para Usarse en Sistemas de Tubería de Transporte de Petróleo Líquido. (Continuación)

Cuando se carezca de antecedentes, el margen de corrosión deberá ser mayor o igual a 2.54 mm (0.100 pg).

El diámetro nominal exterior estará determinado a partir del análisis hidráulico del transporte de un fluido por una tubería. Este análisis considera las pérdidas de carga en el flujo de un fluido por la tubería. Si se aumenta el diámetro de la misma, la pérdida de carga disminuye.

Desde el punto de vista económico, un aumento del diámetro supone un aumento de gasto de instalación, pero al mismo tiempo una disminución de las pérdidas de energía y por lo tanto una disminución de gastos de funcionamiento.

La determinación del diámetro nominal exterior " D " de la tubería requiere, de un análisis económico considerando que para una misma presión, el espesor de la pared de la tubería aumenta con el diámetro, si el esfuerzo de trabajo de la misma debe permanecer constante, por lo cual, el peso y el costo resultan proporcionales al cuadrado del diámetro. Por lo tanto, el costo por año de la tubería puede expresarse por " aD² ", en que "a" depende de la longitud de la tubería, el costo unitario, tipo de construcción, tanto por ciento de interés fijado, depreciación, etc.

De la ecuación de pérdidas primarias de *Darcy-Weisbach*, ecuación III.2.2 , expresada en función del caudal " Q ", se deduce que la pérdida de carga y por lo tanto el valor reducido al año de la pérdida de potencia por fricción, se puede representar por β / D^5 , en donde " β " depende de la longitud " L " de la tubería, del caudal, de la densidad del fluido y de " λ ", que depende del diámetro.

$$H_{rp} = \frac{C L Q^2}{D^5} \quad (\text{III.2.2})$$

donde :

C = λ : Coeficiente de pérdida de carga.

El costo anual de la tubería se podrá expresar así :

$$C = aD^2 + \frac{\beta}{D^5} \quad (\text{III.2.3})$$

El diámetro que hace el costo anual mínimo, se obtendrá derivando la ecuación con relación al diámetro, igualando a cero y despejando el diámetro.

$$D = \left[\frac{5 \beta}{2 a} \right]^{\frac{1}{7}} \quad (\text{III.2.4.})$$

Gráficamente podríamos trazar una curva (a) representativa del costo anual de la potencia perdida y otra curva (b) del costo anual de la tubería y la suma de ordenadas nos dará una curva (c), que sería el costo total anual (Fig. III.2.). Aquí el punto " A " correspondería al costo total anual mínimo y el diámetro más económico.

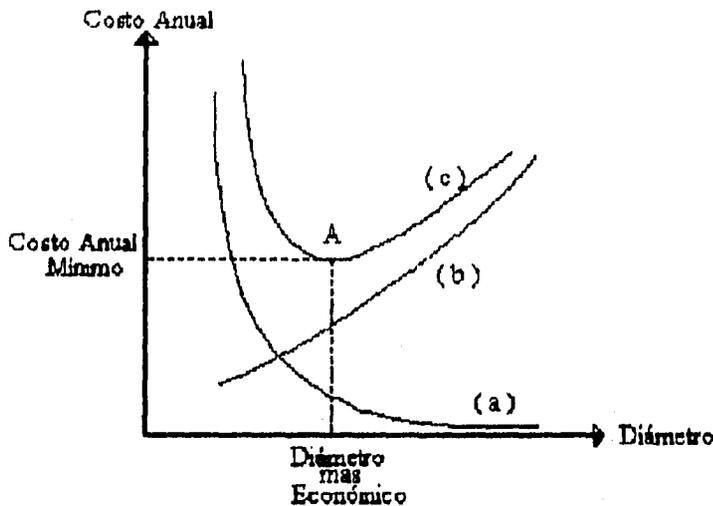


Fig. III. 2. Gráfica para la obtención del diámetro óptimo de una tubería correspondiente al costo mínimo anual.

El esfuerzo de trabajo tangencial máximo permisible (S), es el valor a la tensión más grande a que puede someterse un material considerando su resistencia, la eficiencia de soldadura y las tolerancias de especificación, sin que sufra deformaciones permanentes. Este valor se puede obtener con la siguiente ecuación :

$$S = F \cdot E \cdot R \quad (\text{III.2.5.})$$

donde :

F : 0.72 (Adimensional). Este es un factor de diseño basado en el espesor nominal de pared. Al establecer este factor se consideraron y tomaron en cuenta las diferentes deficiencias de espesor y las tolerancias de defectos estipulados en especificaciones aprobadas por el Código ANSI B31-4.

E : Eficiencia (Adimensional) de junta soldada de acuerdo con la Tabla III.4.

R (SMYS) : Resistencia mínima especificada a la cedencia lb/pg² , de acuerdo con la Tabla III.5 del Código ANSI B31-4 , usado para materiales nuevos de especificación conocida y aprobada.

Para tubos usados, de especificación conocida y aprobada, se puede usar la misma tabla mencionada en el párrafo anterior, además de la aplicación de las siguientes pruebas 1, 2 y 3.

Prueba 1. Inspección visual. Los tubos deberán estar limpios y libres de defectos o daños mecánicos.

Prueba 2. Espesor. El espesor considerado deberá ser el inmediato inferior al calculado como promedio de todas las mediciones. Y éste no deberá exceder en 14 % al mínimo encontrado en tubos menores de 20" D.N. y el 16 % en diámetros iguales o mayores a 20" D.N.

Prueba 3. Eficiencia de junta longitudinal o espiral. Si se conoce el tipo de junta, se podrá utilizar la Tabla III.4 , y si se desconoce, se deberá asignar como máximo igual a 0.6 para diámetros menores o iguales a 4 pulg. y 0.8 para diámetros mayores.

En la Tabla III.5 , se dan algunos ejemplos de resistencia mínima especificada a la cedencia para tuberías que transportan gas, según el Código ANSI B31-8.

III.3. Diseño Estructural.

Una tubería puede parecer como una estructura muy simple. Sin embargo, una tubería submarina es en varios sentidos mucho más complicada que la mayoría de las estructuras en tierra. Esto se debe, a que el sistema de cargas a que están sujetas las tuberías submarinas, es complejo, ya que tanto las cargas estáticas como dinámicas debidas al medio ambiente, a los métodos de instalación y a la operación, son numerosas y variadas.

Las cargas o solicitaciones, que actúan sobre una tubería submarina, son de origen ambiental, gravitacional, de construcción y de operación. Estas pueden clasificarse en estáticas y dinámicas. La Fig. III.3 nos muestra diferentes tipos de cargas de acuerdo a su origen.

El diseño estructural de una tubería submarina, incluye diversas etapas, las cuales podemos definir de modo general, en la forma en que se muestra el diagrama de bloques de la Fig. III.4.

A continuación se presenta una descripción resumida de las etapas mostradas en el diagrama.

Especificación No.	Tipo de Tubo. (Soldadura)	Factor de Eficiencia de Junta " E ".
ASTM A 53 A 120	Sin Costura.	1.00
	Soldado por Resistencia Eléctrica.	1.00
	*Soldado por Traslape en Horno.	0.80
	Soldado a Tope en Horno.	0.60
ASTM A 106	Sin Costura.	1.00
ASTM A 134	Soldado por Fusión Eléctrica, Paso Sencillo o Doble.	0.80
ASTM A 135	Soldado por Resistencia Eléctrica.	1.00
ASTM A 139	Soldado por Fusión Eléctrica, Paso Sencillo o Doble.	0.80
ASTM A 155	Soldado por Fusión Eléctrica.	1.00
ASTM A 211	Tubo de Acero Soldado en Espiral.	0.80
ASTM A 381	Soldado por Fusión Eléctrica, Arco Sumergido Doble.	1.00
API 5 L	Sin Costura.	1.00
	Soldado por Resistencia Eléctrica.	1.00
	Soldado por Presión y Calentamiento Eléctrico (Flash).	1.00
	Soldado por Inducción Eléctrica.	1.00
	Soldado por Arco Sumergido.	1.00
	*Soldado por Traslape en Horno.	0.80 (2)
	Soldado a Tope en Horno.	0.60
	Soldado por Resistencia Eléctrica.	1.00
	Soldado por Arco Sumergido.	1.00
	Sin Costura.	1.00
API 5 L S	Soldado por Resistencia Eléctrica.	1.00
	Soldado por Centelleo (Flash).	1.00
	Soldado por Inducción Eléctrica.	1.00
	Soldado por Arco Sumergido.	1.00
API 5 L X	Sin Costura.	1.00
	Soldado por Resistencia Eléctrica.	1.00
	Soldado por Centelleo (Flash).	1.00
	Soldado por Inducción Eléctrica.	1.00
API 5 L U	Soldado por Arco Sumergido.	1.00
	Sin Costura.	1.00
	Soldado por Resistencia Eléctrica.	1.00
	Soldado por Centelleo (Flash).	1.00
Conocido.	Soldado por Inducción Eléctrica.	1.00
	Soldado por Arco Sumergido.	1.00
	Conocido	(3)
	Sin Costura.	1.00 (6)
Desconocido.	Soldado por Centelleo (Flash).	1.00 (4)
Desconocido.	Soldado por Fusión Eléctrica.	0.80 (4)
Desconocido.	Soldado por Traslape en Horno o Mayor de 4 1/2" de Diámetro Exterior.	0.80 (5)
Desconocido.	Soldado a Tope en Horno o de Diámetro Exterior de 4 1/2" y más Pequeño.	0.60 (6)

Notas:

- (1) Las definiciones para los diferentes tipos de tubo se establecen en la sección 400.2 Código ANSI B31-4.
- (2) La fabricación se discontinuó y el proceso se suprimió de la Norma API 5 L en 1962.
- (3) Se aplican los valores de "E" de esta tabla para tubos nuevos o usados, si se conoce la especificación, tipo de tubo, y si se fabricaron después de 1958.
- (4) Este valor de "E" para tubo nuevo o usado de especificación desconocida y ASTM A 120, si se conoce el tipo de soldadura del tramo.
- (5) Este valor de "E" se aplica para tubo nuevo o usado de especificación desconocida y ASTM A 120, si el tipo de soldadura del tramo es soldado a traslape en horno, o para tubo de más de 4 1/2" de diámetro exterior, si el tipo de junta es desconocido.
- (6) El factor se aplica para tubo nuevo o usado de especificación desconocida o para tubo de 4 1/2" de diámetro exterior y más pequeño, si se desconoce el tipo de junta.

Tabla III.4. Coeficientes de la Eficiencia de Junta Soldada Longitudinal o Espiral " E ".

CODIGO NACIONAL ESTANDAR AMERICANO
SISTEMA DE TUBERIAS PARA LA TRANSMISION Y
DISTRIBUCION DE GAS.

ANSI B31-8
1975
APENDICE C

Especificación	Grado	Tipo (1)	SMYS [Psi]
API 5L	A 25	BW, ERW, S	25,000
API 5L	A	ERW, FW, S, DSA	30,000
API 5L	B	ERW, FW, S, DSA	35,000
API 5LS (2)	A	ERW, DSA	30,000
API 5LS	B	ERW, DSA	35,000
API 5LS	X 42	ERW, DSA	42,000
API 5LS	X 46	ERW, DSA	46,000
API 5LS	X52	ERW, DSA	52,000
API 5LS	X56	ERW, DSA	56,000
API 5LS	X60	ERW, DSA	60,000
API 5LS	X65	ERW, DSA	65,000
API 5LS	X70 (Tentative)	ERW, DSA	70,000
API 5LX (2)	X42	ERW, FW, S, DSA	42,000
API 5LX	X46	ERW, FW, S, DSA	46,000
API 5LX	X52	ERW, FW, S, DSA	52,000
API 5LX	X56	ERW, FW, S, DSA	56,000
API 5LX	X60	ERW, FW, S, DSA	60,000
API 5LX	X65	ERW, FW, S, DSA	65,000
API 5LX	X70 (Tentative)	ERW, FW, S, DSA	70,000
ASTM A53	Open Hearth, Basic Oxygen, Elect. Furnace.	BW	25,000
ASTM A53	Bessemer	BW	30,000
ASTM A53	A	ERW, S	30,000
ASTM A53	B	ERW, S	35,000
ASTM A106	A	S	30,000
ASTM A106	B	S	35,000
ASTM A106	C	S	40,000
ASTM A135	A	ERW	30,000
ASTM A135	B	ERW	35,000
ASTM A139	A	EFW	30,000
ASTM A139	B	EFW	35,000
ASTM A381	Class Y-35	DSA	35,000
ASTM A381	Class Y-42	DSA	42,000
ASTM A381	Class Y-46	DSA	46,000
ASTM A381	Class Y-48	DSA	48,000
ASTM A381	Class Y-50	DSA	50,000
ASTM A381	Class Y-52	DSA	52,000
ASTM A381	Class Y-56	DSA	56,000
ASTM A381	Class Y-60	DSA	60,000
ASTM A381	Class Y-65	DSA	65,000
ASTM A134	-	EFW	(3)
ASTM A155	-	EFW	(3)
ASTM A333	1	S, ERW	30,000
ASTM A333	2	S, ERW	35,000
ASTM A333	4	S	35,000
ASTM A333	6	S, ERW	35,000
ASTM A333	7	S, ERW	35,000
ASTM A333	8	S, ERW	75,000
ASTM A333	9	S, ERW	46,000
ASTM A559	-	ERW	35,000

(1) Abreviaciones: BW - Soldado por traslape a horno; ERW - Soldado por resistencia eléctrica; S - Sin costura; FW - Soldado por centelleo;

EFW - Soldado por fusión eléctrica; DSA - Soldado por doble arco sumergido.

(2) Los grados Intermedios están disponibles en API - 5LS and 5LX.

(3) Especificaciones aplicables a tubos marinos para SYMS.

Tabla III.5. Valores de la Resistencia Mínima a la Cedencia para Tuberías que Transportan Gas.

ORIGEN DE LA CARGA. CARGA.	GRAVITACIONAL.	AMBIENTAL.	CONSTRUCCION.	OPERACION.
PESOS.	Ⓔ			
FLOTACION.		Ⓔ Ⓓ		
FUERZAS DE ARRASTRE.		Ⓔ Ⓓ	Ⓓ	
FUERZAS DE SUSPENSION.		Ⓔ Ⓓ		
FUERZAS DE INERCIA.		Ⓓ	Ⓓ	
TENSION.			Ⓔ Ⓓ	Ⓔ Ⓓ
COMPRESION.	Ⓔ		Ⓔ Ⓓ	Ⓔ
TORSION			Ⓔ Ⓓ	
PRESION EXTERNA.		Ⓔ		
PRESION INTERNA.				Ⓔ Ⓓ

Ⓓ CARGA DINAMICA.

Ⓔ CARGA ESTATICA.

Fig. III.3 Cargas en Tuberías Submarinas.

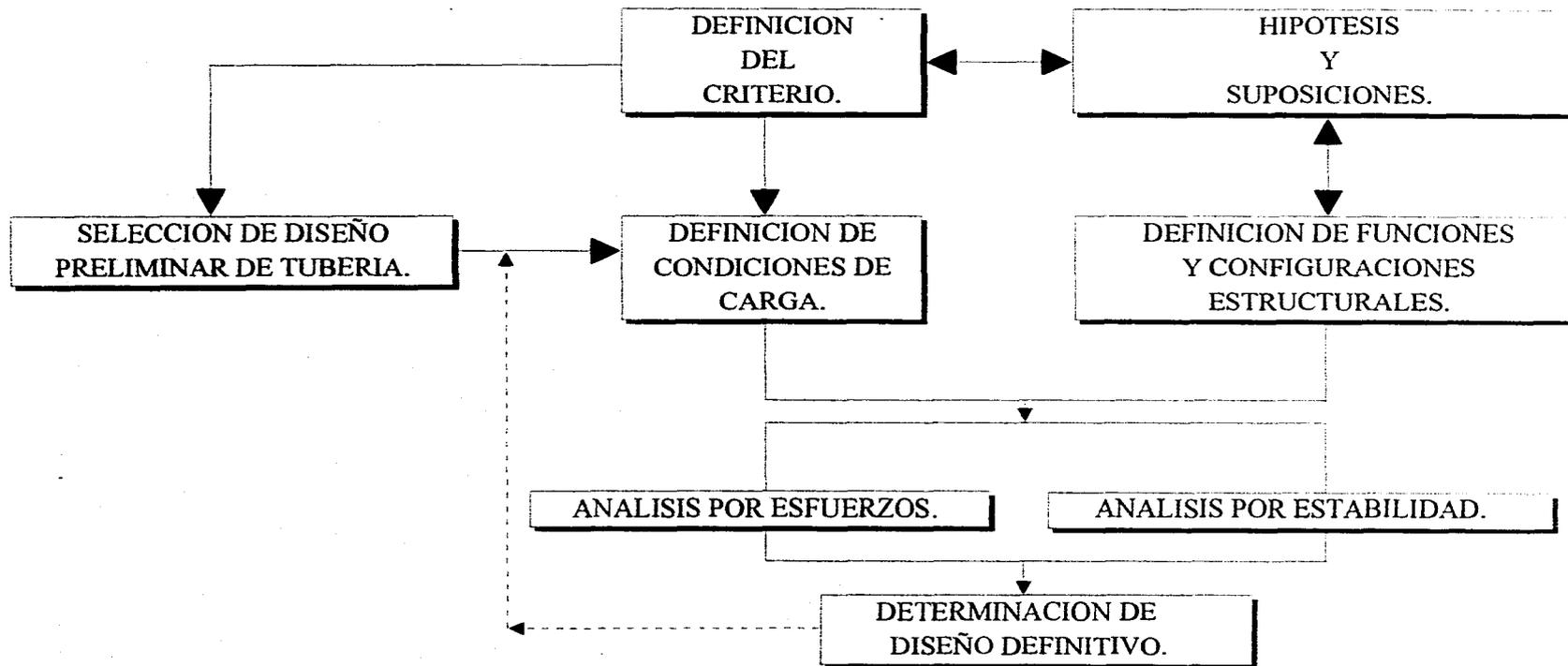


Fig. III.4 Análisis Estructural de Tubería Submarina.

Criterios de Diseño.

Estos están basados en reglamentos y códigos, y son el resultado de investigaciones de campo y laboratorio, así como de las evaluaciones de probabilidad de recurrencia de las condiciones de carga. En cuanto a esfuerzos, tendrán que establecerse de acuerdo a las propiedades físicas y mecánicas de los materiales de la tubería, y las tolerancias necesarias basadas en las características de fabricación y experiencia de diseño. Los factores de seguridad estarán involucrados en las condiciones de carga y en los esfuerzos permisibles.

Hipótesis.

Se deberán hacer las hipótesis para definir condiciones de frontera y para simular el problema mediante modelos analíticos, de manera que el problema pueda resolverse con las herramientas disponibles, sin descuidar el riesgo y efectos que se tengan sobre el análisis.

Condiciones de Carga.

Estas están basadas en las solicitaciones antes mencionadas, así como en los requerimientos de prueba.

Configuración Estructural.

La configuración estructural supuesta de una tubería submarina, dependerá de las limitaciones geométricas de la tubería, de las restricciones y tipos de soporte o apoyos, así como de las condiciones de frontera que resulten de acuerdo a los métodos y equipos usados en la construcción y en las condiciones de operación.

Análisis de Esfuerzos.

El análisis de esfuerzos o flexibilidad de una tubería submarina, contempla esencialmente dos etapas que son:

1. Análisis de esfuerzos durante instalación.
2. Análisis de esfuerzos durante operación.

En lo referente al primero (Análisis de esfuerzos durante instalación), se analizará en el siguiente capítulo por considerarse un proceso de construcción, y el segundo se analizará en la siguiente sección por considerarse una etapa en el proceso de estabilidad.

Análisis de Estabilidad.

Este análisis tiene por objeto definir los requerimientos de peso sumergido, peso y espesor del recubrimiento de la tubería, así como la profundidad de desplante, para así

garantizar la estabilidad de la tubería ante los efectos hidrodinámicos, y estabilidad del suelo ante el efecto de las diversas condiciones de carga a que estará sujeta la tubería.

Es importante señalar, que el recubrimiento exterior, además de servir de lastre, es usado junto con el sistema de protección catódica para preveer los efectos de corrosión externa.

Diseño Definitivo.

Con todas las consideraciones antes mencionadas, se definirán los requerimientos que deberá satisfacer la tubería submarina, y si las condiciones propuestas en el diseño preliminar no se cumplen, habrá que proceder en forma iterativa hasta satisfacer todos los requerimientos de diseño.

Como se verá en el capítulo IV, existen varios métodos de instalación de una tubería submarina. De todos los métodos de instalación los que presentan mayores esfuerzos para la tubería son en donde ésta al ser instalada toma la configuración de tipo " S ", unas curvaturas que son controladas desde la barcaza por medio de un tensionador (ver Fig. III.5). Este tensionador transmite una fuerza de tensión axial desde la barcaza. La curvatura superior puede ser controlada y predeterminada por los rodillos de soporte en la barcaza y la curvatura del " *Stinger* " (ver Fig. III.5a.).

Las fallas que se pueden presentar en esta etapa, son ocasionadas por inestabilidad elástica, deformaciones excesivas de la sección transversal de la tubería, así como desprendimiento o agrietamiento excesivo del recubrimiento de concreto debido a exceso de flexibilidad, por lo que el control de la curvatura resulta de vital importancia.

III.3.1. Análisis del Tendido de la Tubería.

Hasta ahora y en lo sucesivo, la tubería será manejada como una barra que está sujeta al peso que carga, al propio, y al del contenido. Así es como se ha logrado deducir varias de las relaciones que nos determinan su comportamiento; de tal suposición partimos para conocer los esfuerzos durante el tendido.

El comportamiento estructural de una tubería submarina durante la etapa del tendido es no lineal geométricamente, debido a las grandes deformaciones a que está sujeta.

El modelo estructural del sistema barcaza-tubería-suelo es sin duda uno de los aspectos físicos más importantes para la obtención de una buena aproximación al fenómeno real. Uno de los elementos principales para analizar el problema es presuponer una configuración adecuada para iniciar el análisis.

Estableciendo las condiciones, tal como se muestra en la Fig. III.6.

w = Peso de la Línea por Unidad de Longitud.

h = Profundidad del Lecho Marino.

L' = Longitud no Apoyada.

θ_A y θ_B = Pendiente en los Extremos A y B.

M = Momento Flexionante.

R_A = Radio de Curvatura en A.

I = Momento de Inercia de la Sección Transversal.

V_A y V_B = Reacciones en los Apoyos A y B.

X = Distancia desde el Apoyo Izquierdo.

Y = Flecha o Deflexión.

Se deduce que :

$$M = M_A + V_A X - \frac{wX^2}{2}$$

por la relación de la flexión :

$$M_A = - \frac{EI}{R_A}$$

para $X = L'$, $M = 0$ entonces :

$$V_A = \frac{EI}{R_A L'} + \frac{wL'}{2}$$

Sustituyendo queda :

$$M = \frac{EI}{R_A} \left(\frac{X}{L'} - 1 \right) + \frac{wX}{2} (L' - X) \quad \text{III.3.1}$$

Utilizando el método de la doble integración para deformaciones tenemos :

$$\frac{d^2y}{dx^2} = - \frac{M}{EI} = - \frac{1}{R_A} \left(\frac{X}{L'} - 1 \right) + \frac{wX}{2EI} (L' - X) \quad \text{III.3.2}$$

integrando con respecto a X :

$$\theta = \frac{dy}{dx} = - \frac{1}{R_A} \left(\frac{X^2}{2L'} - X \right) + \frac{wX^2}{12EI} (3L' - 2X) + C_1 \quad \text{III.3.3}$$

siendo $X = 0$; $\theta = \theta_A$ y $C_1 = \theta_A$:

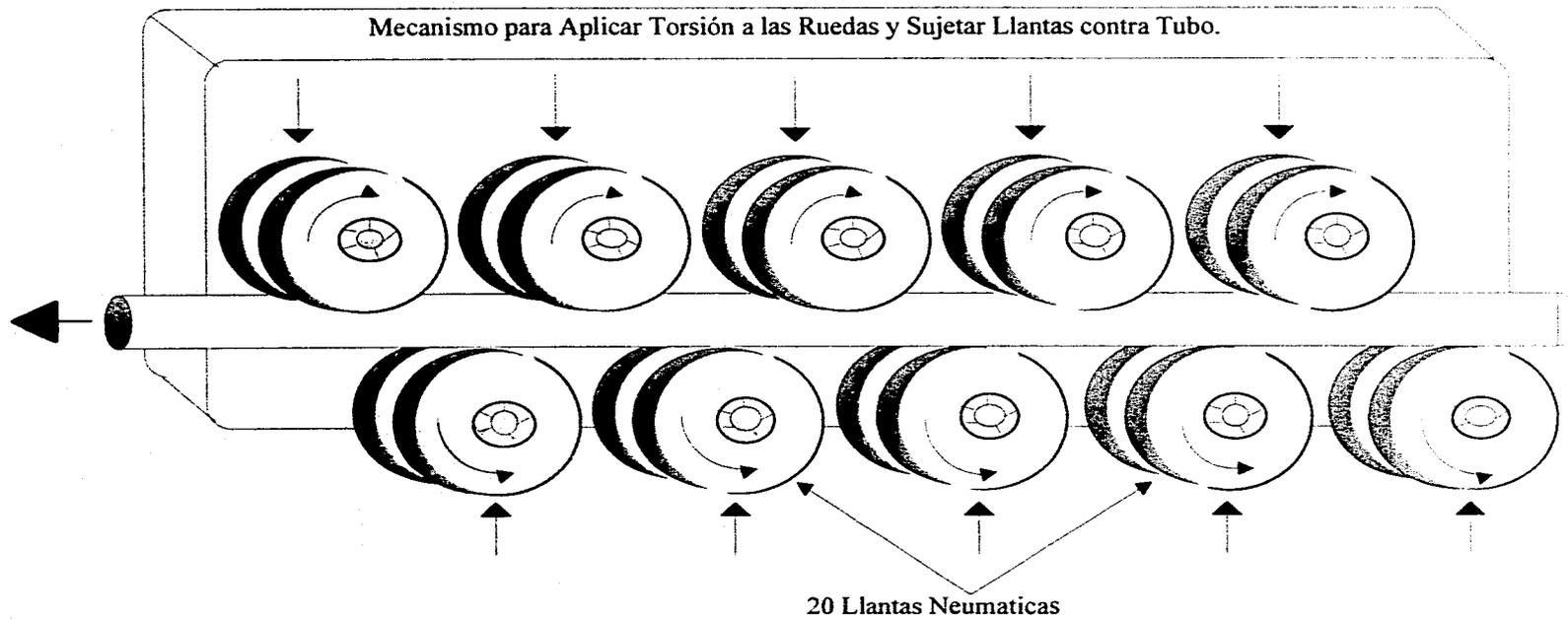


Fig. III.5. Dispositivo para Tensionar Tubería.

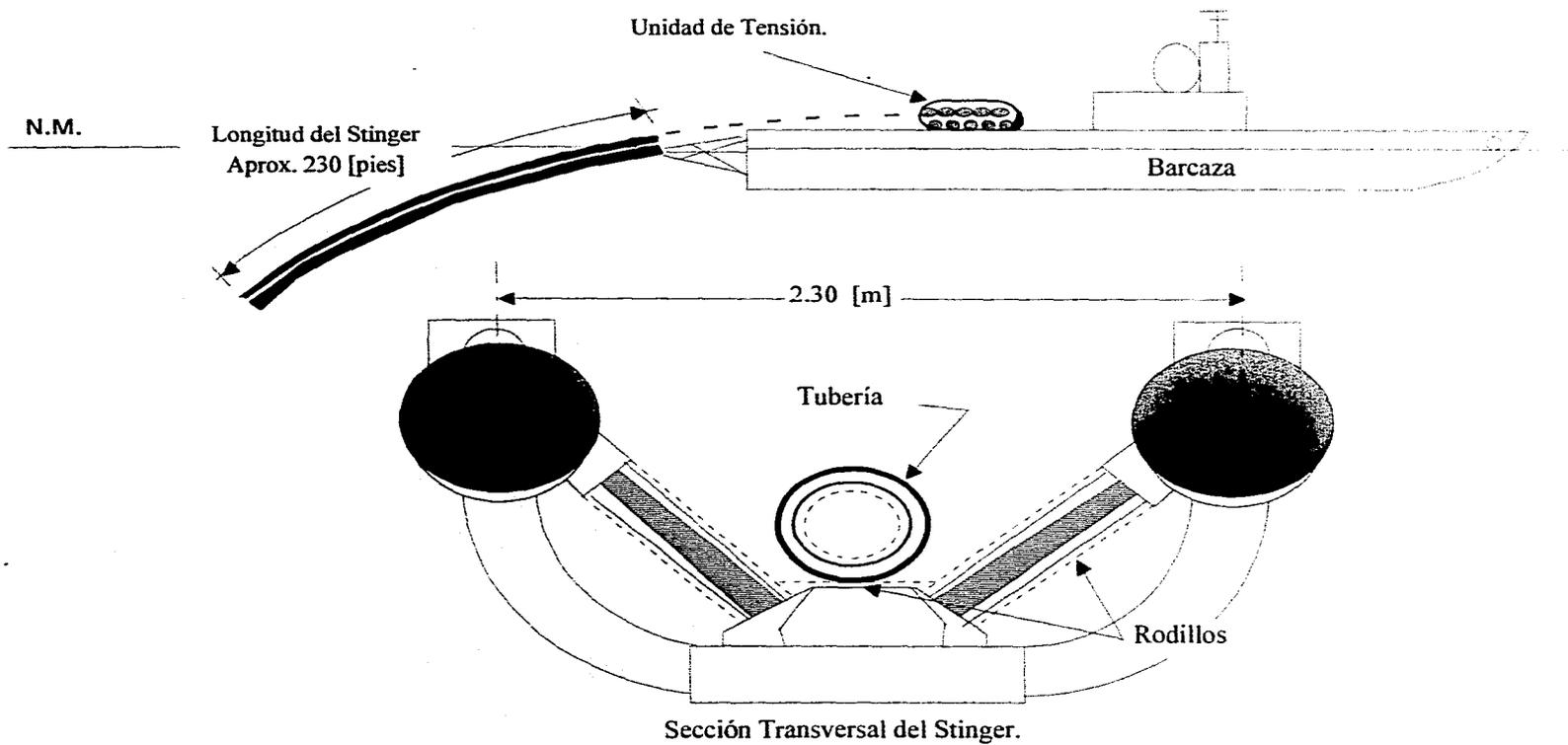


Fig. III.5a. Diagrama Esquemático de la Rampa o Stinger.

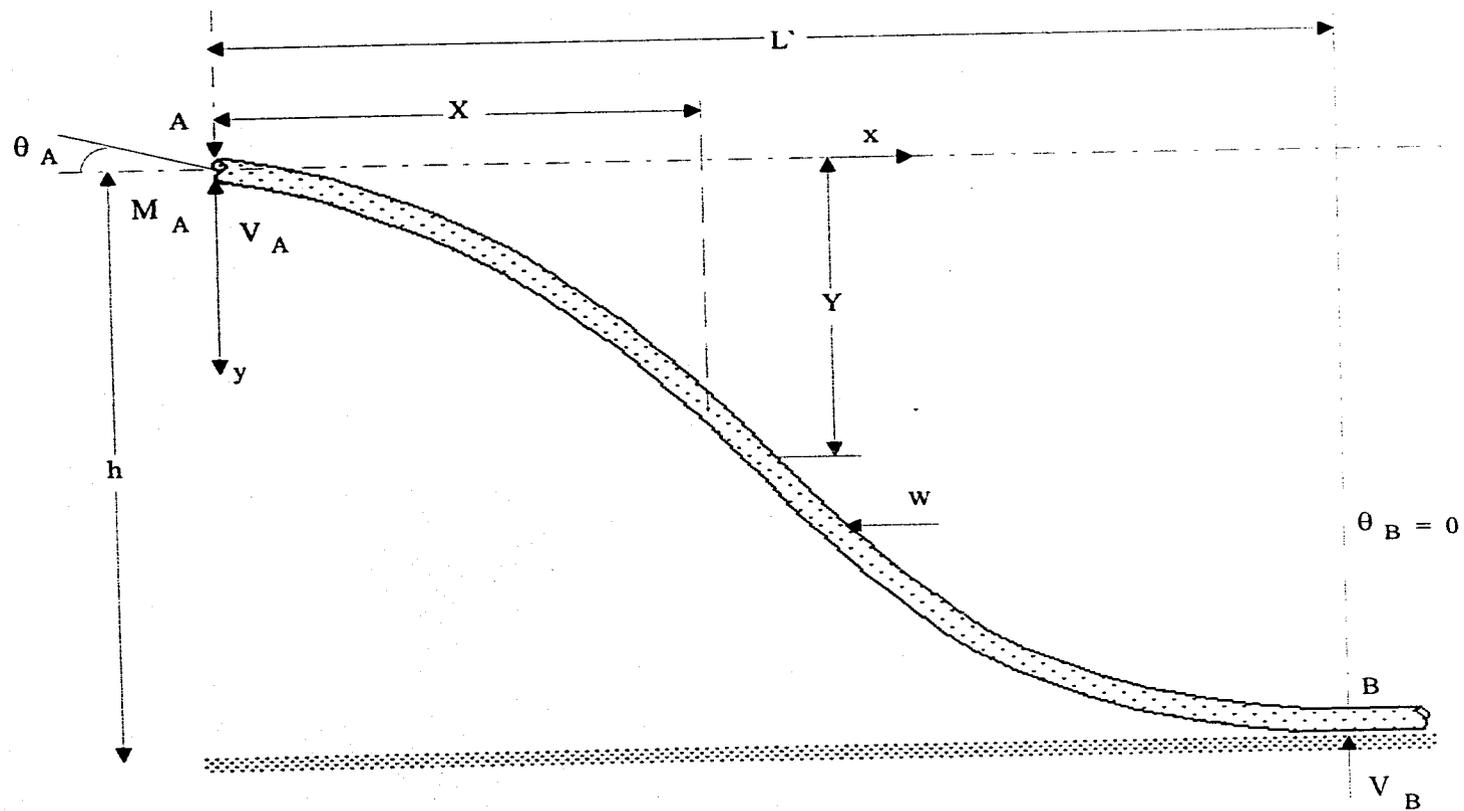


Fig. III.6. Características de la Tubería Durante su Tendido.

$$\theta = -\frac{1}{R_A} \left(\frac{X^2}{2L'} - X \right) + \frac{wX^2}{12EI} (3L' - 2X) + \theta_A \quad \text{III.3.4}$$

y si $X = L'$, $\theta = 0$ luego :

$$\theta_A = -\frac{L'}{2R_A} + \frac{wL'^3}{12EI} \quad \text{III.3.5}$$

integrando nuevamente :

$$Y = -\frac{1}{R_A} \left(\frac{X^3}{6L'} - \frac{X^2}{2} \right) + \frac{wX^3}{24EI} (2L' - X) + \theta_A X + C_2 \quad \text{III.3.6}$$

para $X = 0$, $Y = 0$ y $C_2 = 0$:

$$Y = -\frac{1}{R_A} \left(\frac{X^3}{6L'} - \frac{X^2}{2} \right) + \frac{wX^3}{24EI} (2L' - X) + \theta_A X \quad \text{III.3.7}$$

ahora teniendo como condiciones de frontera $X = L'$, $Y = h$:

$$h = \frac{L'^2}{3R_A} - \frac{wL'^4}{24EI} + \theta_A L' \quad \text{III.3.8}$$

sustituyendo valores en la Ecuación III.3.5. :

$$L'^4 - \frac{4EI}{wR_A} L'^2 - \frac{24Eih}{w} = 0 \quad \text{III.3.9}$$

Con las características de la tubería y las condiciones del lecho marino, podemos hacer uso de estas ecuaciones para calcular el momento flexionante en cualquier punto de la tubería suspendida en el mar, y la fuerza necesaria de tensión en la barcaza considerando diferentes radios de curvatura en el "Stinger".

Si se desea conocer la distancia (X), a la cual se localiza el momento máximo (M_{max}) producido en la tubería, basta con derivar e igualar a cero la Ecuación III.3.1, esto es :

$$\frac{dM}{dX} = \frac{EI}{R_A L'} + \frac{wL'}{2} - wX \quad \text{III.3.10}$$

y será :

$$X = \frac{L}{2} + \frac{EI}{R_A L w} \quad \text{III.3.11}$$

Sustituyendo este valor de X en la Ecuación III.3.1, obtenemos el momento máximo (M_{\max}).

Así también se podrá obtener el punto de inflexión, si $M = 0$ resolviendo la siguiente ecuación :

$$\frac{wX}{2} - \left(\frac{EI}{R_A L} - \frac{wL}{2} \right) X - \frac{EI}{R_A} = 0 \quad \dots \text{III.3.12.}$$

el esfuerzo máximo (τ_{\max}) será el generado por el momento máximo (M_{\max}) en la línea, conforme a la siguiente ecuación :

$$\tau_{\max} = \frac{M_{\max}}{I} r$$

Para el uso de estas fórmulas, se puede proceder de la siguiente manera :

1. Proposición de un radio de curvatura en el " *Stinger* ".
2. Cálculo de la longitud en la ecuación III.3.9.
3. Cálculo de X en la ecuación III.3.11.
4. Cálculo de M_{\max} en la ecuación III.3.1.
5. Determinar el esfuerzo máximo τ_{\max} y verificar con el esfuerzo máximo permisible (S) según especificaciones de Petróleos Mexicanos.

Ejemplo :

Existe un oleoducto submarino en Dos Bocas, Tabasco, esta área se localiza aproximadamente a 80 km al sur de Coatzacoalcos sobre la costa del Golfo de México y 80 km al noroeste de la ciudad de Villahermosa, Tabasco.

El oleoducto submarino se diseño para tener una vida útil de 20 años. Las estimaciones de exportación son de 4,000,000 BPD.

El tendido del oleoducto de 48 " se llevó a cabo por medio del método del " *Stinger* ". La configuración tomada por la tubería fue del tipo curva " S ".

Los datos que se obtuvieron son :

$$\varepsilon = 2.039 \times 10^6 \text{ kg/cm}^2 \text{ (modulo de elasticidad)}$$

$$I = 1.672 \times 10^6 \text{ kg-cm (momento de inercia)}$$

$w = 3.00 \text{ kg/cm}$ (peso unitario de la tubería)
 $h = 25 \text{ m}$ (profundidad de tendido de la tubería)
 $L = 179.57 \text{ m}$ (longitud de la tubería)
 $r = 61 \text{ pg}$ (diámetro exterior)

Tipo de Tubería API - 5LX, Grado X-60.

(ver Fig. III.7.)

Primero consideremos el esfuerzo permisible en la tubería dado por la ecuación III.2.5.

$$S = F \times E \times R = 0.72 \times 1.00 \times 60,000 = \underline{43,200} \text{ lb/pg}^2$$

$$S = \underline{3,037.97} \text{ kg/cm}^2$$

El esfuerzo máximo τ_{\max} . generado en la tubería deberá ser menor al esfuerzo máximo permisible (S).

La máxima curvatura r , que se puede presentar en la tubería, la podemos calcular a partir del esfuerzo máximo permisible (S) con la siguiente ecuación :

$$\rho = \frac{S}{E r}$$

$$\rho = \frac{3037.97}{2.039 \times 10^6 (61)} = \underline{2.44 \times 10^{-5}} \text{ cm}^{-1}$$

$$R_A = \frac{1}{\rho} = \underline{40983.61} \text{ cm}$$

Donde E es el módulo de elasticidad del tubo, r es el diámetro externo del tubo, y R_A es el mínimo radio de curvatura, que se puede presentar en la tubería.

Con este radio de curvatura podemos calcular el valor de la longitud de tubería suspendida en el agua (L_Y), posteriormente el cálculo del momento máximo M_{\max} , que se presentará en la línea.

Sustituyendo en III.3.11 y III.3.1 tenemos :

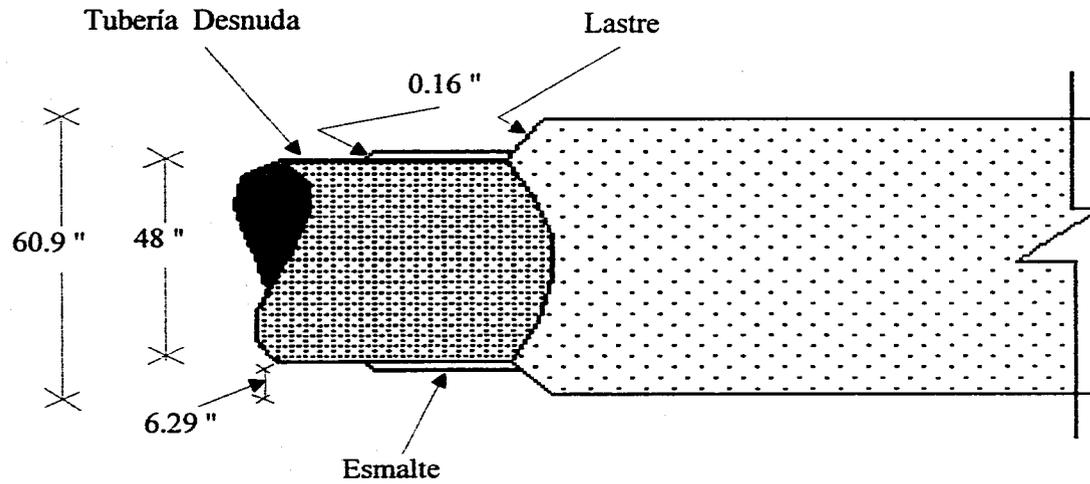


Fig. III.7. Características Dimensionales del Oleoducto de 48 " D.N. en Dos Bocas, Tab.

$$X = \frac{17,957}{2} + \frac{3,41 \times 10^{12}}{3,00 (17,957) 40,983,61} = \underline{10,523.13 \text{ cm}}$$

$$M_{\max} = \frac{3,41 \times 10^{12}}{40,983,61} \left(\frac{10,523.13}{17,957} - 1 \right) + \frac{3,00 (10,523.13)}{2} (17,957 - 10,523.13)$$

$$= \underline{82.90 \times 10^6 \text{ kg-cm}}$$

$$R = \frac{3,41 \times 10^{12}}{82.90 \times 10^6} = \underline{41,133.90 \text{ cm}}$$

El radio de curvatura R obtenido es mayor al radio de curvatura mínimo R_A , asegurando así que no se generen esfuerzos mayores al esfuerzo permisible S .

Si en este caso el radio de curvatura R hubiese sido menor al mínimo permitido, se deberá modificar el peso unitario (w) de la tubería.

III.3.2. Análisis de la Tubería con Lastre de Concreto.

Cuando la tubería con recubrimiento de concreto es sometida a esfuerzos de flexión, se presentan dos casos que afectan su comportamiento. El primero es el considerar que en la parte de la tubería que trabaja a tensión, solo el acero de la misma toma los esfuerzos, y el segundo, es que en las uniones recién soldadas de la tubería, el concreto recién aplicado no trabaja ni a tensión ni a compresión, lo cual reduce sustancialmente la rigidez en esas zonas. Entonces cuando la tubería es doblada, las tensiones debidas a la flexión se intensifican grandemente en las juntas.

Estas tensiones tienen que ser determinadas y controladas para evitar un daño en la tubería.

En la Fig. III.8 se muestra un corte transversal de una sección de tubería submarina en la cual nos muestra los diferentes componentes de ésta.

Se han desarrollado procedimientos para el cálculo de tensiones intensificadas en tuberías lastradas con concreto durante su instalación.

A continuación se presenta un método de análisis de la configuración estática de una tubería; que se basa en el uso de factores de la intensificación de las tensiones máximas por flexión en la cuerda de la tubería. Esto permite el uso de programas de análisis de instalación de tuberías con menores variables.

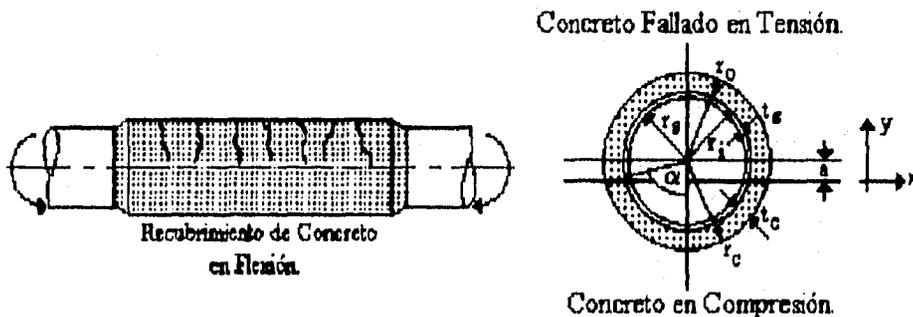
Tensiones a causa del Lastre de Concreto.

Cuando la tubería es doblada, parte del lastre es sometido a esfuerzos de tensión y otra parte a esfuerzos de compresión.

Como la resistencia del concreto a la tensión es insignificante, la parte de concreto a la tensión-falla causa un cambio de posición del eje neutro de la sección transversal compuesta de la tubería y revestimiento.

Los esfuerzos debidos a la flexión en las fibras exteriores de la tubería de acero aumentan en el lado de tensión y disminuyen en el lado de compresión. La rigidez a la flexión en la zona de las juntas de tubería, es reducida, y una curvatura adicional se presenta para balancear el momento flexionante en la tubería con lastre de concreto. Esto aumenta los esfuerzos flexionantes en el área de unión.

El cambio del eje neutro se puede calcular partiendo del equilibrio de fuerzas aplicadas en la sección transversal de un tubo con recubrimiento de concreto. Entonces tenemos :



donde :

- r_o : radio del tubo.
- r_i : radio interno del tubo de concreto.
- r_c : radio medio del tubo de concreto.
- r_s : radio medio del tubo de acero.
- t_c : espesor nominal del tubo de concreto.
- t_s : espesor nominal del tubo de acero.
- a : cambio (desplazamiento) del eje neutro.
- α : ángulo del eje neutro con respecto a Y.

$$\Sigma F = \int \sigma_s dA_s + \int \sigma_c dA_c = 0 \quad (\text{III.3.13})$$

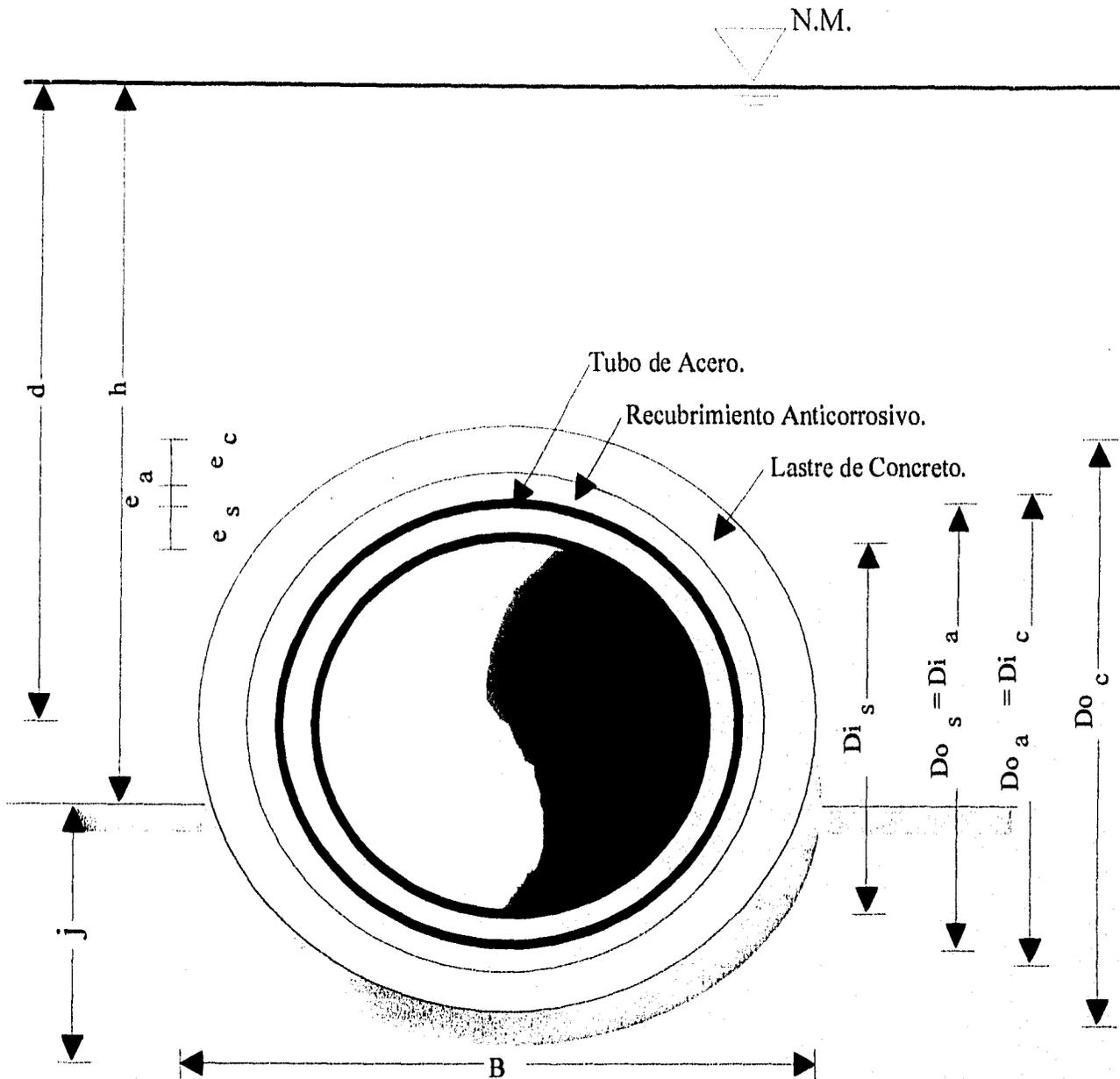


Fig. III.8 Componentes de la Tubería Submarina.

$$\sigma_s = E_s (y / R)$$

$$\sigma_c = E_c (y / R)$$

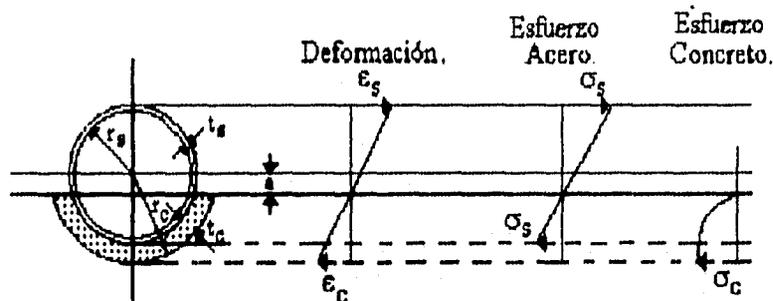
$$a = r_c \cos \alpha$$

sustituyendo en III.3.13

$$r_c t_c \operatorname{sen} \alpha - \alpha a t_c - \pi N \frac{r_s}{r_c} t_s a = 0 \quad (\text{III.3.14})$$

Con un procedimiento iterativo en la ecuación III.3.14. se encuentra el valor de "a" (localización del eje neutro).

Si se considera una adhesión real entre el revestimiento de concreto y la tubería de acero, la rigidez a la flexión de la tubería K_C se puede calcular directamente como sigue :



Rigidez K_C (tubería en adhesión)

$$K_C = E_s (I_s + A_s a^2) + E_c I_c \quad (\text{III.3.15})$$

donde :

$$I_c = \int y^2 dA_c$$

$$I_c = \alpha [(r_0^4 - r_1^4) / 4 + a^2 (r_0^2 - r_1^2)] + \operatorname{sen} 2\alpha (r_0^4 + r_1^4) - 4/3 a \operatorname{sen} \alpha (r_0^3 - r_1^3) \quad (\text{III.3.16})$$

Sin embargo, estudios experimentales han demostrado que, si la tubería con lastre de concreto es doblada, ocurre un resbalamiento entre el lastre de concreto y la superficie del revestimiento anticorrosivo reduciendo así los esfuerzos compresivos en el concreto.

Este resbalamiento es causado por esfuerzos cortantes entre el concreto y el material de revestimiento, el cual libra al lastre de concreto de la creciente rigidez a la flexión de la tubería.

La longitud de tubería sobre la cual el resbalamiento ocurre, depende del espesor y de la fuerza del concreto así como del esfuerzo de adhesión entre éste y el material de revestimiento anticorrosivo.

Algunos estudios realizados sobre la longitud de tubería sobre la cual ocurre el resbalamiento, generaron una gráfica del producto del esfuerzo de adhesión y la longitud afectada por el resbalamiento, contra el espesor del concreto para una resistencia dada de éste a la compresión. Debido a este comportamiento de resbalamiento, se asume una distribución de rigidez a la flexión a lo largo del tramo de tubería, como se muestra en la Fig. III.9. La rigidez en los extremos del tubo es la de un tubo desnudo la cual, aumenta sobre la longitud afectada " l_i ", hasta llegar al potencial total del revestimiento de concreto.

La longitud donde la rigidez K_C (tubería en adhesión con el revestimiento) del tubo con el lastre de concreto es alcanzada, ésta determinada como " l_C ".

Una expresión desarrollada por *Willhoit* y *Mervin* se puede usar para estimar la rigidez efectiva de la tubería.

$$K_{\text{eff}} = (2 l_j K_j + K_C l_C) / L \quad (\text{III.3.17})$$

donde :

$$K_j = 0.5 (K_C + K_S)$$

L = longitud del tubo.

$$K_S = E_S I_S$$

Si el resbalamiento ocurre sobre la longitud entera del tubo, la rigidez a la flexión en el tubo es :

$$K_{\text{eff}} = (K_S + K_r) / 2 \quad (\text{III.3.18})$$

donde K_r es el valor reducido de la rigidez del tubo K_C , cuando el potencial total de K_C no es alcanzado.

La evaluación de K_r requiere de un procedimiento experimental. Sin embargo, una aproximación conservadora es asumir que el potencial total de la rigidez adicional del concreto, es alcanzado en el punto medio del tramo, de la tubería, y la distribución de la rigidez es la demostrada en la Fig. III.9. Entonces la rigidez efectiva de la tubería es :

$$K_{\text{eff}} = (K_S + K_C) / 2 \quad (\text{III.3.19})$$

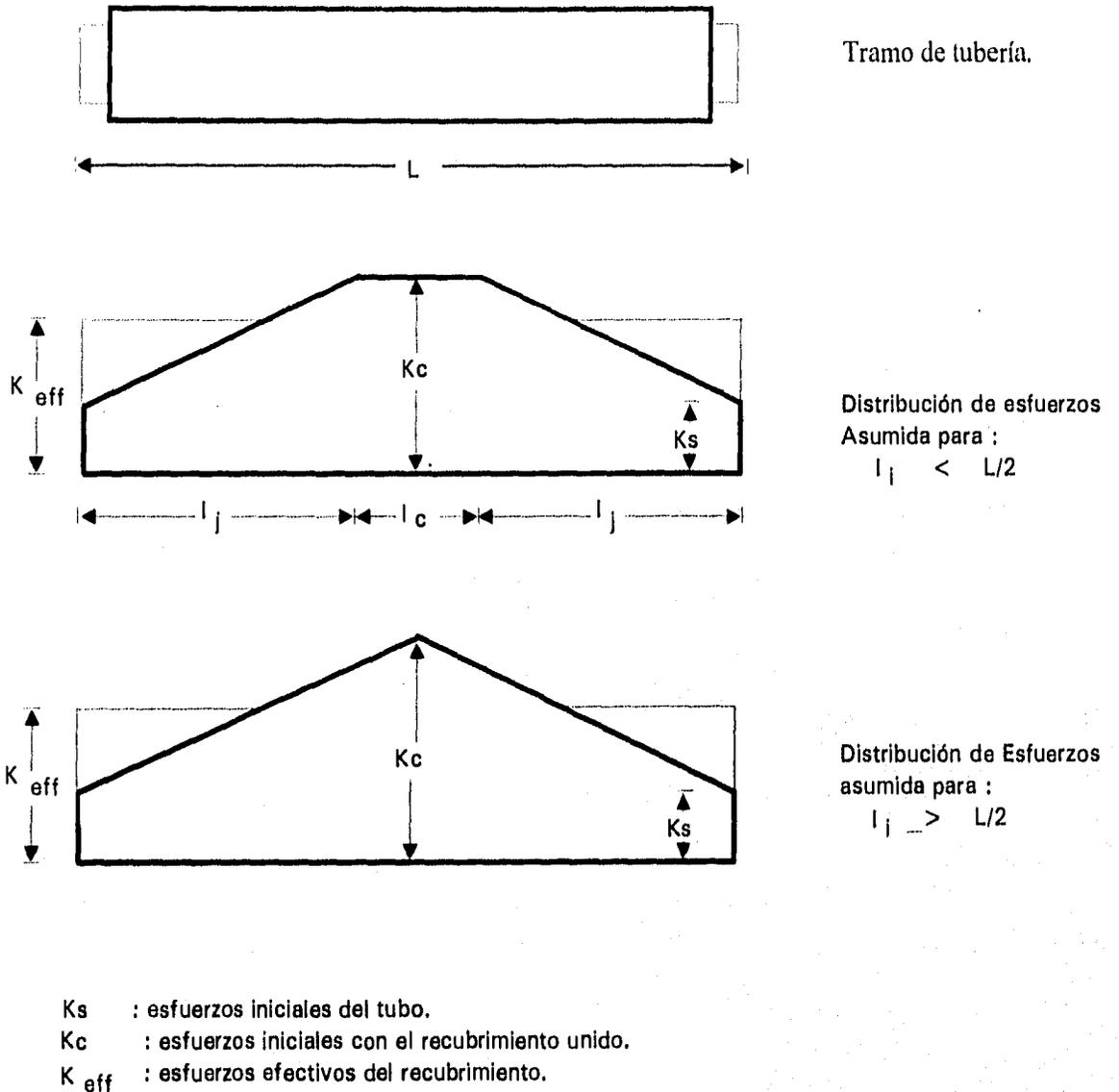


Fig. III.9 Distribución de Esfuerzos en el Area de la Junta.

Esfuerzo en el Area de Junta de un Tramo de Tubería.

Para satisfacer las ecuaciones de equilibrio en un tramo de tubería, el momento de flexión inducido en la sección revestida del tramo tiene que ser balanceado por un momento equivalente en el área de la junta.

Como la rigidez de flexión en esta zona es menor que la rigidez efectiva de la tubería con lastre, los esfuerzos aumentan en esta zona. Los efectos del peso y de la tensión axial de la tubería tienen que ser incluidos en los cálculos de estos esfuerzos.

Si no se toman en cuenta los efectos de la variación de tensión y de la flexión adicional, debido al peso de la tubería a lo largo de la junta simple de la misma para un radio mediano dado, la intensificación del esfuerzo en el área analizada es :

$$f = \text{el esfuerzo máximo en el área de junta} / \text{el esfuerzo máximo en el recubrimiento de concreto} = \sigma_b / \sigma_{sc} \quad (\text{III.3.20})$$

donde :

$$\sigma_b = (M) (r_s) / I_s$$

$$\sigma_{sc} = (M) (E_s) (r_s + a) / K_r$$

M = momento máximo flexionante en la tubería.

Por esto, para un radio mediano dado, el factor de intensificación del esfuerzo es :

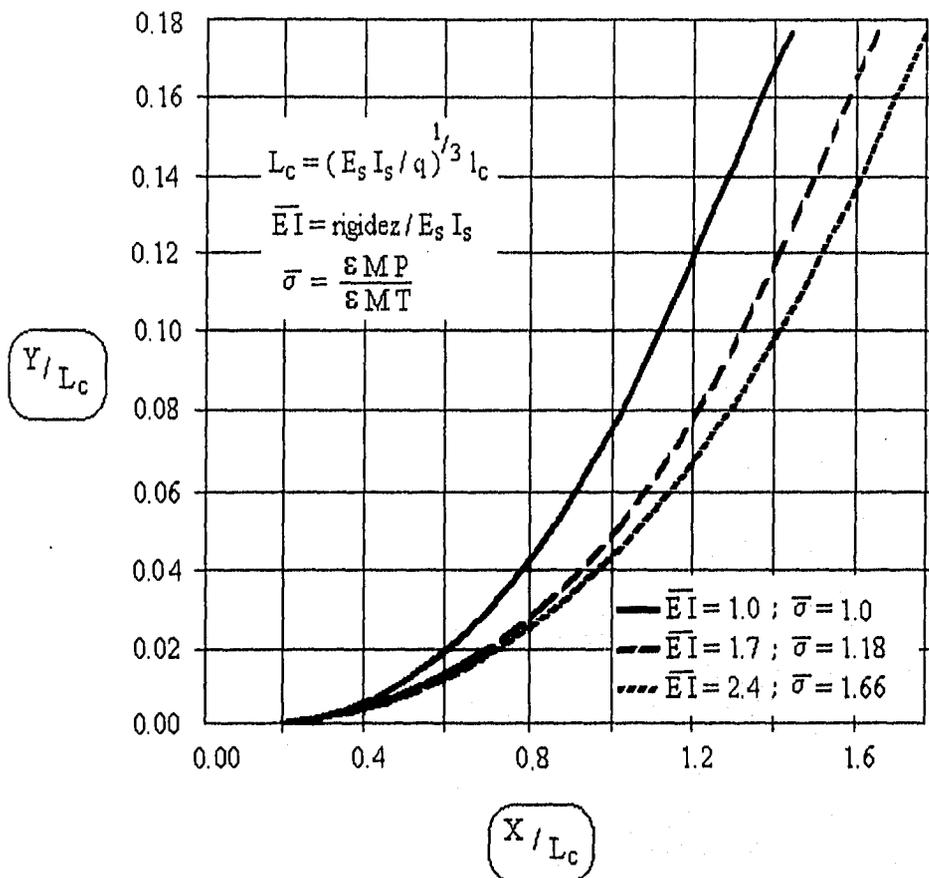
$$f = (K_r) (r_s) / (E_s I_s) (r_s + a) \quad (\text{III.3.21})$$

Se han calculado configuraciones de cuerdas de tubería por medio de computadoras, considerando una rigidez uniforme a lo largo de toda la cuerda de tubería. Las variaciones de desplazamientos de tubería contra la rigidez de una tubería desnuda, la rigidez unida del revestimiento y la rigidez efectiva, se muestra en la Fig. III.10.

Los desplazamientos son adimensionales, así el número de los parámetros de la tubería los cuales son considerados, se reducen. Esto se logra dividiendo los desplazamientos por una longitud característica de la tubería " l_c ".

La rigidez normalizada es obtenida dividiendo la rigidez asumida por la tubería entre la rigidez de la tubería desnuda. Por ejemplo, la rigidez normalizada de la tubería desnuda es igual a 1.0.

En cada una de las tres rigideces estudiadas de la tubería, el máximo esfuerzo intensificado en la curva de la flexión ha sido determinado y normalizado dividiéndolo entre el esfuerzo máximo de la curva de flexión de la tubería desnuda. Este esfuerzo



l_c : Longitud característica
 ϵ_{MP} : Esfuerzo máximo en pandeo.
 ϵ_{MT} : Esfuerzo máximo de la tubería desnuda.

Fig. III.10. Esfuerzo Máximo Vs Rigidez Asumida.

normalizado se muestra en la Fig. III.10 para cada una de las configuraciones de las cuerdas de tubería calculadas.

Si el esfuerzo normalizado es igual a 1 (uno), el esfuerzo máximo de la curva de flexión es igual al esfuerzo de la tubería desnuda.

La Fig. III.10. muestra que el esfuerzo máximo de la curva en flexión en la tubería es aumentado sustancialmente, cuando se considera una rigidez aumentada en la tubería debido al lastre de concreto. Además el uso de la rigidez efectiva da como resultado esfuerzos menos conservadores y más reales que en el caso de la rigidez considerando el revestimiento en perfecta adhesión.

El análisis de estas cifras también muestra que la tensión aumentada en la tubería, casi no tiene efecto en los esfuerzos por flexión de la curva debida a la flexión para tuberías muy pesadas. Para la mayoría de los cálculos presentados, un " *Stinger* " largo es necesario, el cual virtualmente soportaría la tubería hacia el fondo del mar.

Este procedimiento puede ser usado para estimar los esfuerzos máximos en la cuerda de la tubería, particularmente en las áreas de juntas durante la instalación. La rigidez efectiva de flexión de la tubería es evaluada sobre la base de ciertos resultados experimentales generalizados.

Sin embargo, si para tuberías de gran diámetro se necesita una evaluación más exacta de la rigidez efectiva, se deben hacer más estudios.

Si se hacen hendeduras a lo largo de la tubería, la rigidez efectiva de la tubería se reduce y la intensificación del esfuerzo en el área de la junta decrece, estas hendeduras pueden ser hechas aserrando el revestimiento de concreto o usando equipo de propulsión a chorro.

III.4. Diseño de Estabilidad.

Este diseño tiene por objeto definir los requerimientos de peso sumergido, peso y espesor del recubrimiento de la tubería así como la profundidad de desplante, para así garantizar la estabilidad de la tubería ante los efectos hidrodinámicos, y estabilidad del suelo ante el efecto de las diversas condiciones de carga a que estará sujeta la tubería (Fig. III.11).

El peso efectivo de la tubería bajo el agua, es el peso de la tubería, más el contenido, menos el peso del agua desalojada por el volumen exterior de la tubería. Una tubería de longitud " l " tiene un peso W_B .

Consideremos una corriente con velocidad " V " moviéndose perpendicularmente a la tubería de diámetro " D ", que se encuentra en el lecho marino. Las fuerzas envueltas en

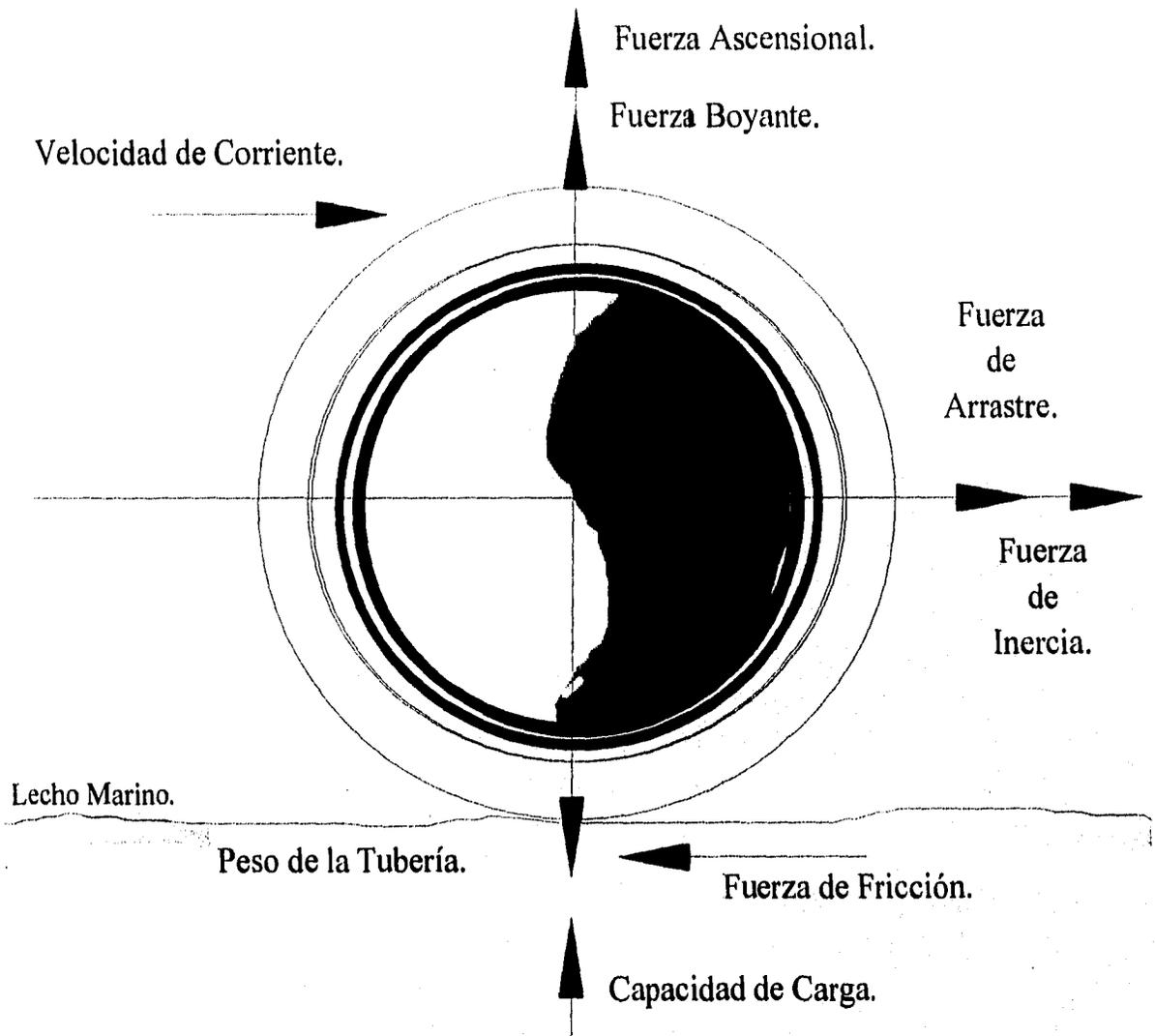


Fig. III.11 Diagrama de Cuerpo Libre de una Tubería Submarina.

la corriente son las de arrastre y levantamiento. Por otro lado están el peso efectivo de la tubería y la fuerza normal entre ésta y el lecho marino. En la Fig. III.12. se muestran varios esquemas en los cuales se pueden identificar las diferentes fuerzas actuantes en la tubería.

La resistencia de un cuerpo para deslizarse bajo una fuerza lateral no debe exceder el producto de la fuerza normal con el coeficiente de fricción estática o coeficiente de fricción μ_s . Se ha obtenido un rango de valores conforme a la naturaleza del lecho marino y la tubería. Esto se hizo para arena y arcilla. Para arena los valores del coeficiente de fricción varían desde 0.6 a 1.4, para arcilla desde 0.2 a 0.7. Además se encontró que para la arena el coeficiente de fricción es independiente de la fuerza normal.

Un balance estático de fuerzas para el caso de una tubería sobre el margen de movimiento de una corriente perpendicular produce :

$$W_B = \frac{F_D}{\mu_s} + P_L \quad (\text{III.4.1})$$

$$\equiv \left(\frac{C_D}{\mu_s} + C_L \right) \frac{\rho}{2} (D)^2 V^2 \quad (\text{III.4.2})$$

El peso efectivo al lado izquierdo de la expresión III.4.1. es la cantidad, que deberá ser ajustada para lograr la estabilidad. Para tuberías de acero esto se hace aplicando un revestimiento de concreto exterior. Sin embargo, se deberá observar los siguientes dos factores : si se recubre de concreto el exterior de la tubería, se modificará el coeficiente de fricción μ_s ; se incrementará el diámetro de la tubería, lo que puede modificar C_D y C_L y por lo tanto incrementar las fuerzas de flujo. Si no es posible lograr la estabilidad de la tubería incrementando su peso, ésta puede ser anclada al fondo del mar, puesta en una zanja abierta o puede ser enterrada.

En la Fig. III.13 tenemos representada la fuerza de " anclaje " que se representa para restringir el movimiento, es el resultado de los esfuerzos longitudinales y circunferenciales.

En resumen, para estabilizar la tubería en el fondo marino sujeta a la acción de las cargas a que esta sometida, se deben cumplir las siguientes condiciones :

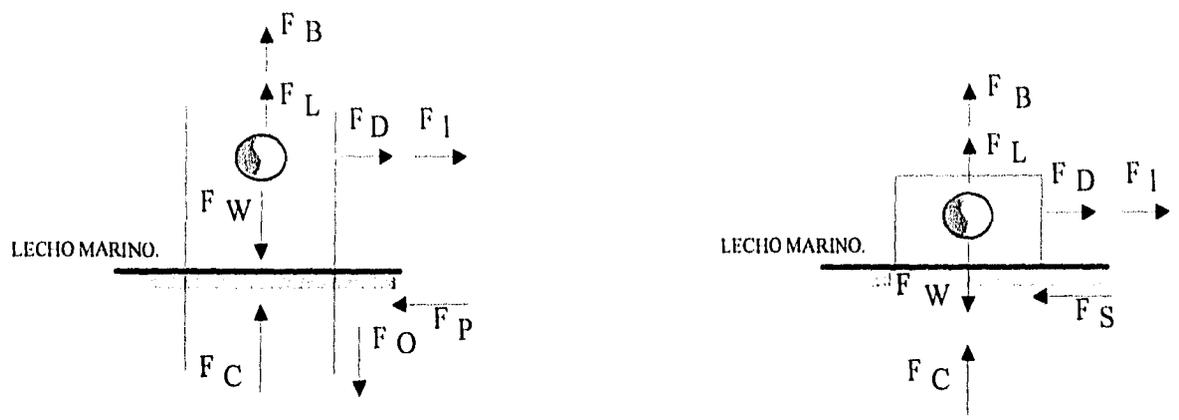
$$F_V = F_W - (F_B + F_L) \geq 0 \quad (\text{III.4.3})$$

$$F_H = F_D + F_I - F_P - F_S - F_X \leq 0 \quad (\text{III.4.4})$$

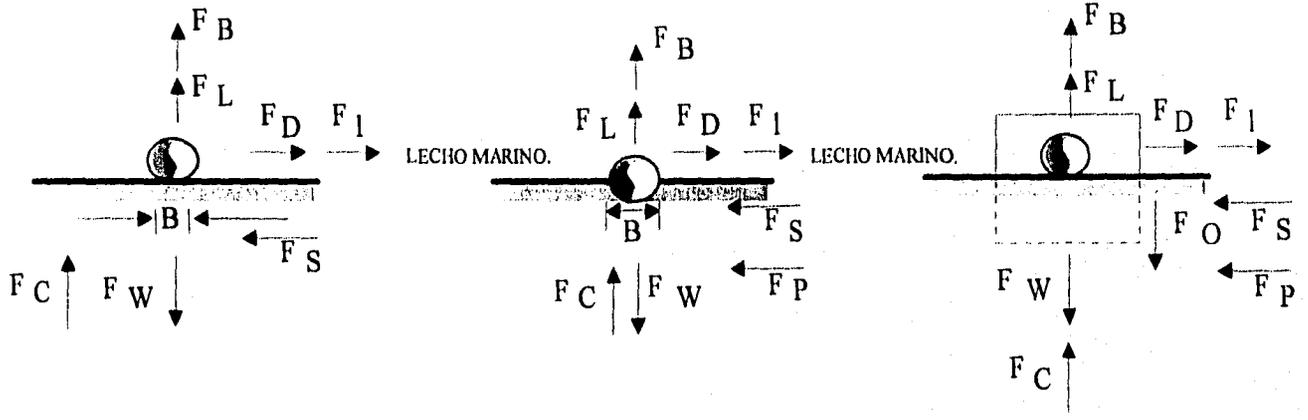
además :

$$F_V < F_C$$

TUBERIA SIN ASENTAR.



TUBERIA COLOCADA SUPERFICIAL O PARCIALMENTE ENTERRADA.



TUBERIA ENTERRADA.

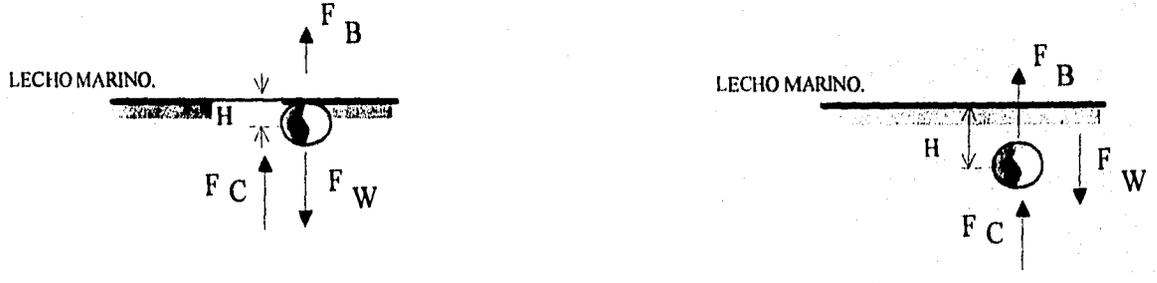


Fig. III.12. Fuerzas Actuantes en la Tubería.

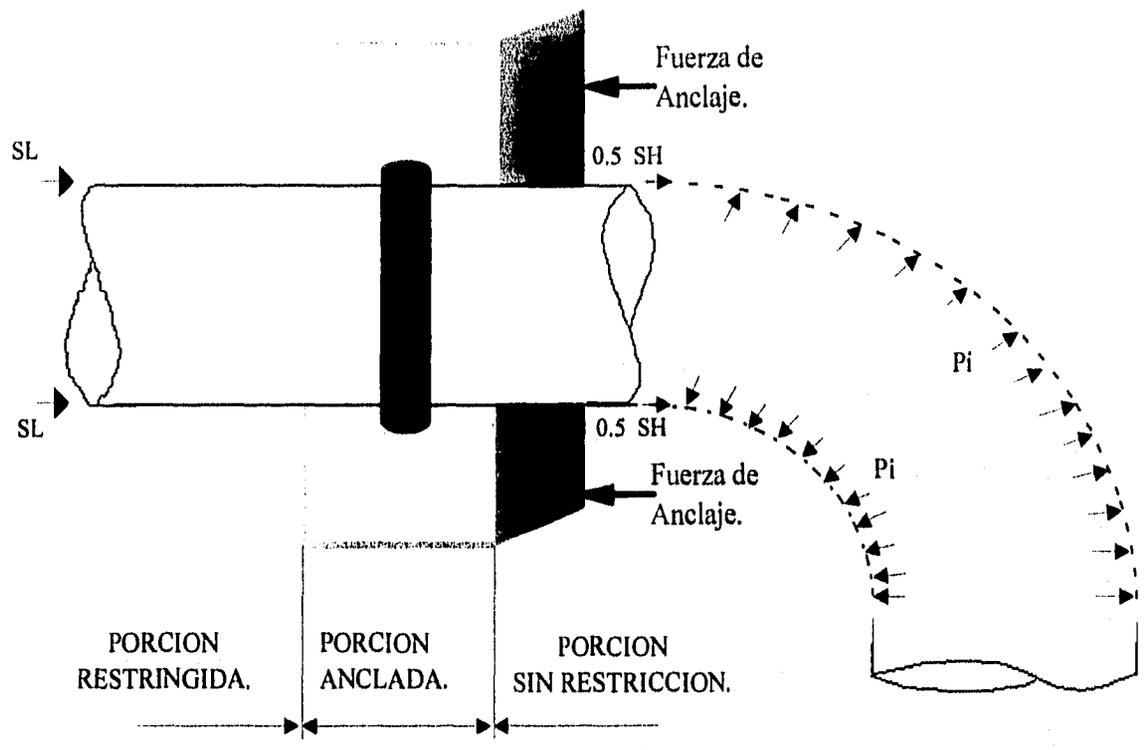


Fig. III.13. Fuerza de Anclaje.

$$F_V < F_O$$

donde :

F_V : Fuerza vertical.

F_W : Peso de la tubería.

F_B : Fuerza boyante.

F_L : Fuerza ascensional.

F_H : Fuerza horizontal.

F_D : Fuerza de arrastre.

F_I : Fuerza de inercia.

F_P : Resistencia pasiva del suelo.

F_S : Resistencia al deslizamiento.

F_X : Fuerza de impacto.

Finalmente, se requiere la aplicación de un factor de seguridad para compensar las condiciones de carga desconocidas en el diseño, dicho factor deberá tener un mínimo recomendable de 1.5 .

CAPITULO IV

PROCEDIMIENTOS DE INSTALACION DE TUBERIAS EN LA COSTA Y FUERA DE COSTA.

Existen algunos métodos generales para la instalación de tuberías en la costa y fuera de costa. El método a ser usado depende de muchos factores, los cuales incluyen la topografía y batimetría local, el tamaño y tipo de tubos y las condiciones del medio ambiente, tales como la marea y el oleaje.

Las técnicas de instalación se pueden dividir en tres clases dependiendo de la profundidad del agua en la que se éste operando :

1. En la primera están los métodos de instalación adoptados a aguas bajas menores a los 10 m de profundidad aproximadamente, o en esa región cercana a la costa, en la cual puedan utilizarse barcazas y barcos con el calado adecuado. Esta zona es referida como zona dentro de costa.
2. El segundo grupo de métodos son los adoptados en la zona hacia mar adentro a partir de los 10 m de profundidad en donde es posible usar barcos y barcazas. Estos métodos se enlistan bajo la zona fuera de costa.
3. Finalmente están las técnicas especiales, que pueden ser usadas en ambas zonas, las cuales caen en el tercer grupo de métodos.

Es importante señalar un factor que interviene en la instalación de una línea submarina. Este factor son los esfuerzos a que se ve sometida una tubería al ser instalada, es inherente con la profundidad, a que será alojada la misma, y se acentúan con la

profundidad del agua. Este problema es el objetivo principal a vencer en las nuevas técnicas de instalación fuera de costa.

Un resumen de los métodos usuales de instalación o tendido de tuberías en aguas fuera de costa se muestra en la Tabla IV.1.

IV.1. Instalación de Tuberías Dentro de Costa.

Los métodos clasificados dentro de estos términos, generalmente son usados para la instalación de emisores submarinos.

IV.1.1. Bastidor.

El uso de una estructura metálica (bastidor) en aguas bajas, asentada en el fondo marino, tiene como finalidades principales :

- 1 \circ . El trabajo en aguas bajas donde no tienen acceso las barcazas.
- 2 \circ . Evitar el realizar trabajos sobre alguna plataforma flotante en la cual, debido a la poca profundidad, se vería afectada por considerables movimientos causados por la amplificación de olas y corrientes.

El bastidor es construído a lo largo de la tubería de instalación. Un bastidor metálico está constituído por pilotes de tubos o vigas " H ", que son colocados dentro del piso describiendo un área longitudinal. Estos pilotes usualmente no son cementados con el fin de ser recuperados posteriormente.

Una vía de pilas es hecha en dirección lateral, con la colocación de vigas sobre pares de pilotes, transversalmente a lo largo de toda la vía. Se usan pernos y pestillos en lugar de soldadura para la unión de estas vigas, para facilitar su recuperación una vez que se haya terminado el trabajo. Después se colocan vías longitudinales, una en cada extremo de la estructura. Encima de estas vías, se acondiciona un sistema de deslizamiento para la grúa instaladora de tubos que será apoyada en este sistema. Esta grúa va colocando más pilotes hacia el mar para seguir construyendo, hasta completar el bastidor. Cuando el trabajo ha sido completamente cubierto, la grúa regresa a la costa tomando los pilotes para recuperar todo el material.

Para la instalación de la tubería, se puede hacer uso de una grúa puente. Esto es básicamente una estructura de vigas de acero en forma de " U " invertida, que se desliza a lo largo de las vías y sostiene a " horcajadas " la tubería que es transportada y será instalada. La grúa puente puede contar con una o dos grúas estandar para llevar la tubería e instalarla. En cualquiera de los casos la sección de tubería es soportada por dos ó tres cables pasando éstos bajo la tubería (Fig. IV.1). La grúa lleva la sección de tubería hasta

METODO	VENTAJAS	LIMITACIONES
Tendido por barcaza de instalación.	Capacidad en aguas profundas.	Aspectos económicos del diseño del deslizador.
Tendido por el método-" J ".	Capacidad en aguas muy profundas	Equipo para tensionar.
Tendido por el método reel (carrete).	Rápido y económico.	Tubería de diámetro pequeño.
Tendido por el método de grúa flotante.	Ensamble de la tubería en la costa.	Instalaciones o distancias relativamente cerca de la costa.
Tendido de tubería sin tensionar.	Simple, pocos problemas mecánicos.	Se requiere deslizadores muy largos, no práctico en aguas profundas.

Tabla. IV.1 Métodos Usuales de Tendido.

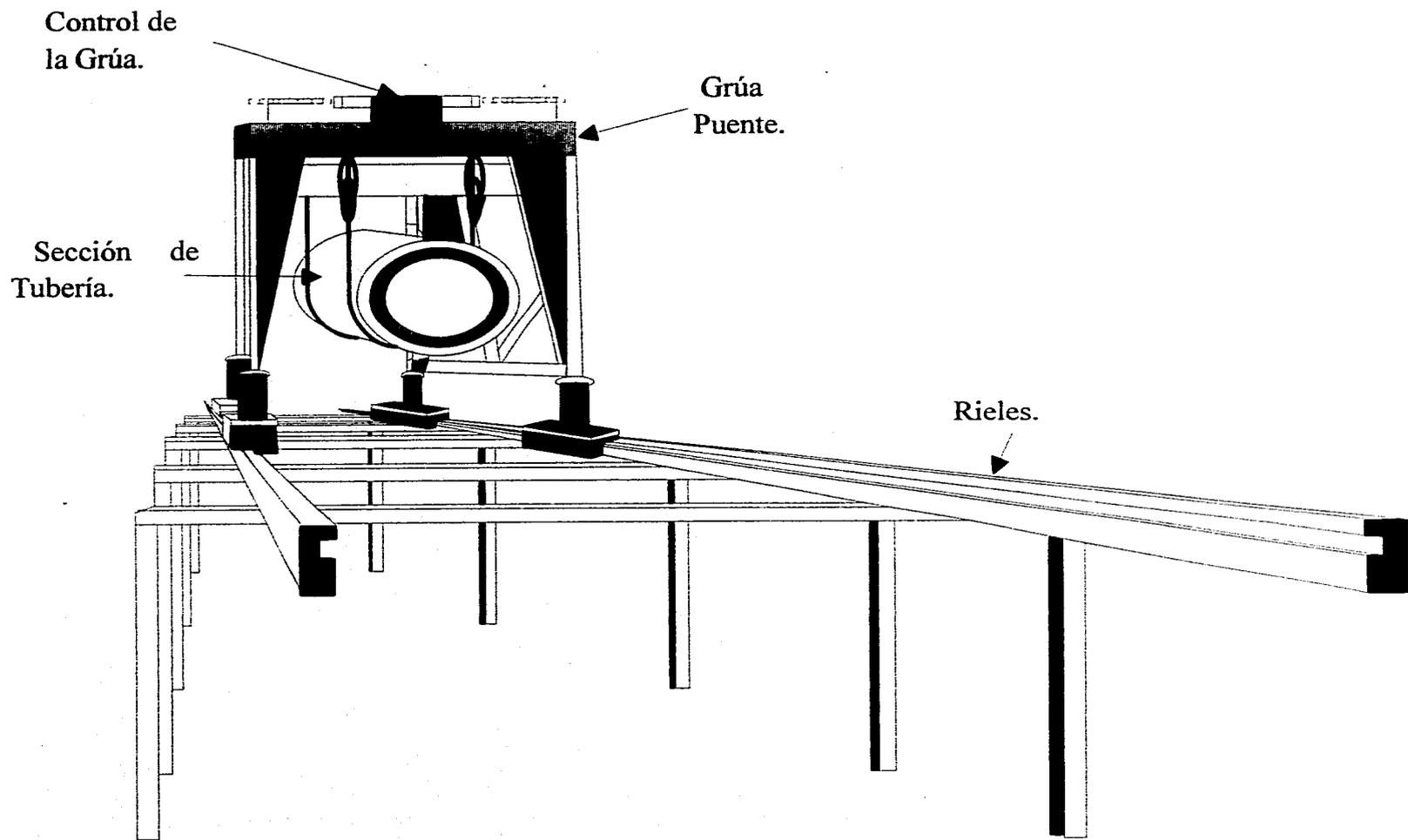


Fig. IV.1 La Estructura Bastidor y su Grúa Puente para el Tendido de Tubería Dentro de Costa.

donde va a ser instalada, y la baja hasta el fondo protegido por unas paredes de hierro para llevar a cabo la unión con la tubería ya instalada. Una vez hecho ésto, la grúa regresa por otra sección. Cabe hacer notar que dichas paredes de hierro nos sirven, como una manera original del sistema de estabilización lateral para prevenir que la tubería tenga movimientos transversales, debidos a las persistentes olas durante la instalación.

Nota :

El puente del bastidor debe tener el peso suficiente y necesario para soportar el ataque de las olas. Para ésto será necesario realizar un estudio sobre el rompimiento de olas y la energía, que se desarrolla, así como el arrastre de sedimentos o material que pueda afectar la estructura de sus cimientos.

IV.2. Instalación de Tuberías en Aguas Fuera de Costa.

IV.2.1. Método del " *Stinger* " o Barcaza de Instalación. (Lay Barge).

Es una embarcación especialmente diseñada para este trabajo. En ella se cargan las tiras de tuberías ya revestidas, y una vez que se llega a la zona de operaciones, se inicia la soldadura y se empieza a depositar la tubería sobre el fondo a medida que la barcaza avanza.

Para realizar el tendido, la barcaza dispone de un brazo flexible en su extremo posterior, denominado " *Stinger* ", sobre el cual se apoya la tubería en la zona en que se introduce en el agua. Con esto se impide que se produzca un quiebre brusco de la tubería a la salida de la barcaza.

La curvatura del " *Stinger* " puede variarse, y también su longitud, ya que está compuesto de varios tramos articulados y con compartimientos estancos, los que se pueden inundar o vaciar en forma controlada.

Para dar tensión a la tubería y así disminuir las curvaturas excesivas, se dispone de un tensionador, elemento que aprisiona el extremo de la tubería sobre la barcaza, permitiendo su desplazamiento bajo tensión controlada. Esto impide que además por causas accidentales, se suelte el extremo de la tubería y se vaya al fondo del mar.

En cuanto al desplazamiento de la barcaza durante el tendido, éste se efectúa accionando un sistema de anclas, lo que permite movimientos parciales de pocos metros y muy controlados. Por lo demás este tipo de embarcaciones generalmente no tienen un sistema de propulsión propio, por lo tanto deben de ser remolcadas hasta el sector de operaciones. Este método de instalación es el más conocido y usado actualmente.

Cabe hacer notar que la barcaza de tendido, o instalación, debe de contar con el equipo necesario para la union de la tubería y las maniobras requeridas a bordo y fuera de la barcaza. Además de tener la capacidad de almacenar la tubería que le es suministrada

por los chalanes, (embarcación menor, de fondo plano, que sirve para el transporte de tramos de tubería), está provista de 4 a 7 unidades de trabajo en donde se llevan a cabo :

- 1 °. Las uniones soldadas y las radiografías para verificarlas.
- 2 °. La aplicación del recubrimiento anticorrosivo en las uniones.
- 3 °. La aplicación del lastre de concreto en las mismas.

Cuenta además, con dos grúas de carga, una con la capacidad necesaria para mover el equipo pesado sobre la barcaza, y otra para las maniobras de descarga de la tubería de los chalanes a la barcaza. Tiene instalada una máquina tensionadora como ya se había mencionado anteriormente, que sujeta la tubería, que va siendo soldada, para facilitar el proceso de unión de los tramos de tubos. Por último, tiene adaptada en la popa, una rampa de deslizamiento, por la cual se hace pasar la tubería soldada, que se extiende hacia el fondo del mar unos cuantos metros bajo la superficie. Esta rampa, conocida como "*Stinger*", tiene por objeto ampliar el radio de curvatura de la tubería soldada, y evitar que aparezcan grandes esfuerzos, que la dañen. La longitud y curvatura del "*Stinger*" pueden ser modificadas, dependiendo de la profundidad del mar y del radio de curvatura máximo de la tubería. En la Fig. IV.2 se puede apreciar el método de la barcaza de instalación (Lay Barge).

Para reducir el radio de curvatura de la tubería al ser instalada, si el "*Stinger*" no es suficiente en profundidades mayores, se puede hacer uso de flotadores que son sujetados a la tubería por medio de cuerdas o abrazaderas, los cuales proporcionarán cierta fuerza de flotación. Aunque este método se distingue por reducir los esfuerzos, a que se ve sometida la tubería, se han cuantificado esfuerzos hasta del 85 % del límite elástico mínimo especificado. Una vez que la tubería ha sido alojada en el fondo, se deberán liberar los flotadores.

El proceso de suministro de tubería, tanto al chalán como a la barcaza, debe de ser un ciclo optimizado para evitar que el proceso general de instalación se vea interrumpido por este motivo.

En la Fig. IV.2a , se muestra esquemáticamente el procedimiento de carga por el cual no se pone en peligro la estabilidad de los chalanes, y garantiza un remolque rápido y seguro. El proceso empieza con la carga de 4 tubos en la popa, parte del "*chalan*" que está diseñada para soportar una carga mayor. Posteriormente, en forma alternada se cargan otros 4 tubos en la franja junto a la proa y se procede a voltear el "*chalán*" cargando todo el lado opuesto. Una vuelta más y se completa la cama inferior de tubería.

La carga de la cama superior, inicia con la colocación de 4 tubos en proa, y dos en la parte central de la franja inmediatamente contigua, y otros 4 tubos en la siguiente franja,

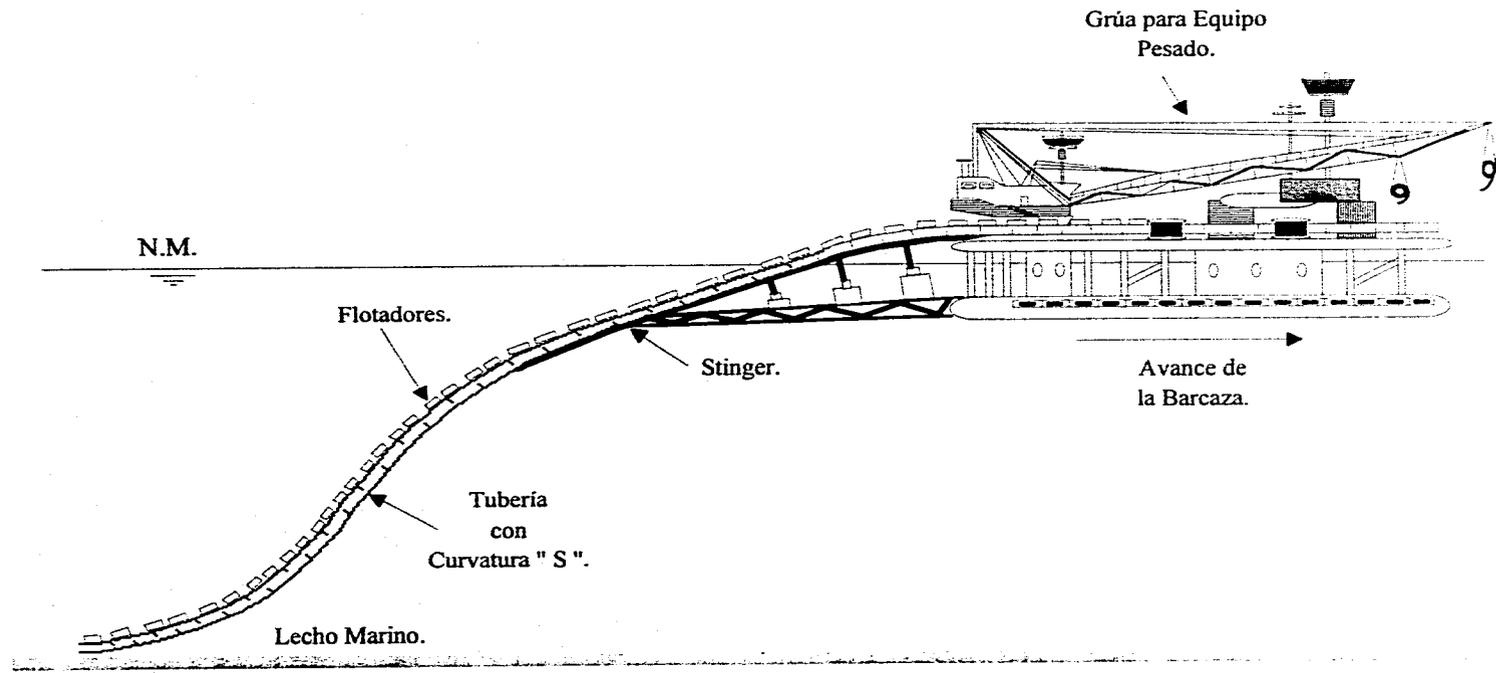


Fig. IV.2 Barcaza de Instalación.

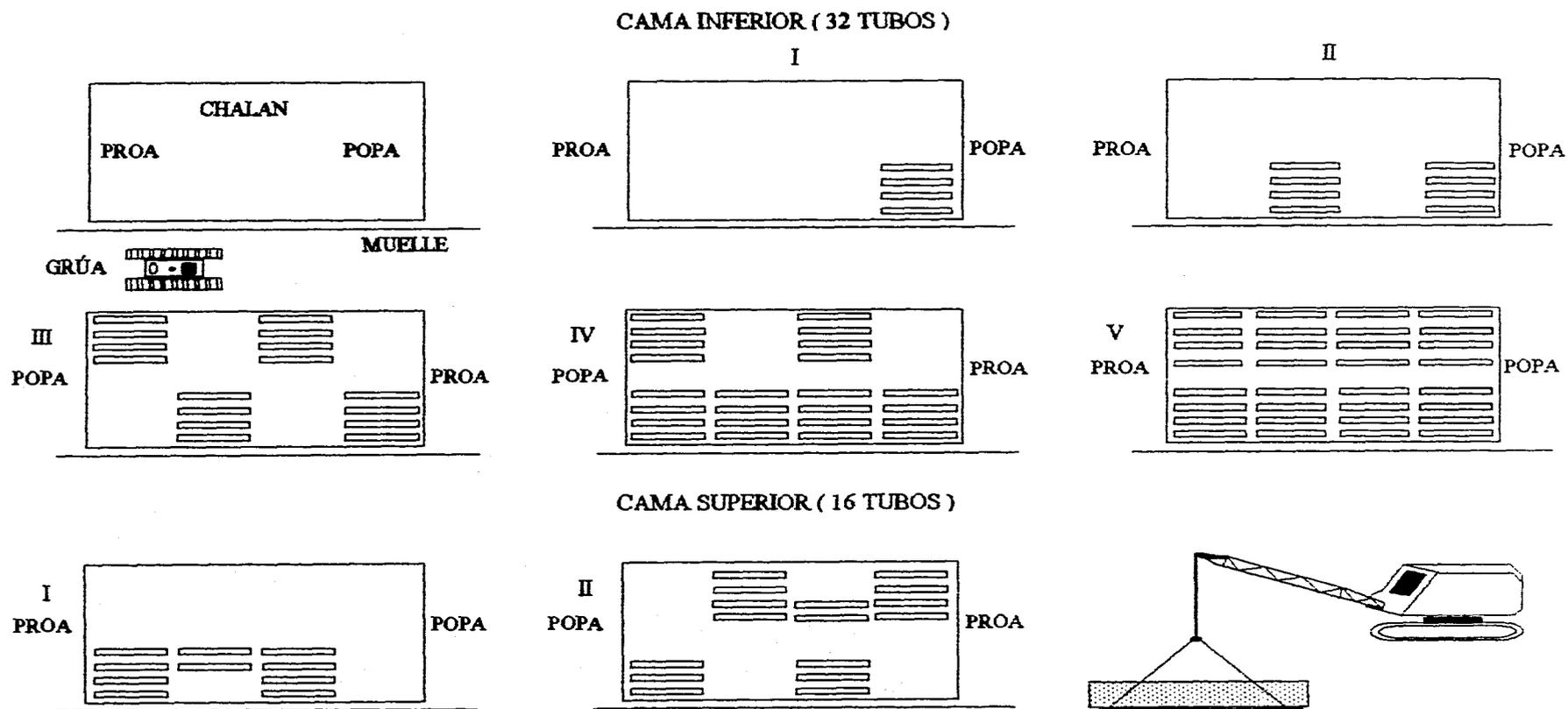


Fig. IV.2a. Procedimiento de Carga de Chalanes de Transporte de Tubería.

quedando libre la franja de popa. Se voltea el chalán y se repite la operación en el lado opuesto, pero ahora en lugar de colocar 4 tubos, nada más colocamos 3 y en la parte central no se colocan. El resultado obtenido mediante este procedimiento es que el chalán queda equilibrado con respecto a su eje transversal, y ligeramente inclinado con respecto al eje longitudinal. Esto proporcionará un remolque rápido sin peligro de que el chalán se vaya a pique al clavar la proa y se pierdan tubos.

Cuando la tubería va a unir un punto ubicado en la playa con otro fuera de costa, generalmente se distinguen dos fases :

- a) La aproximación a tierra.
- b) El tendido en aguas profundas.

En la primera fase, la barcaza de instalación permanece fija, lo más cercano posible a la playa (esto es debido al calado de la barcaza), y la tubería es jalada hacia ella por medio de un sistema de malacates instalados en tierra y alineados con el eje de la tubería. Esta fase es requerida en la zona de la costa, donde la barcaza no tiene acceso debido a la poca profundidad del agua.

En la segunda fase, conforme se van uniendo los tramos de tubería sobre la barcaza, ésta se va deslizando mar adentro en movimientos parciales de pocos metros, lo cual logra accionando su sistema de anclas.

El presente método parece ser la manera más rápida y económica de instalación de una tubería submarina. Este método solo tiene una restricción, la debida a la profundidad a que se va a instalar la tubería. En profundidades muy grandes, para evitar que la tubería sufra daños por los esfuerzos a que se ve sometida, será necesario utilizar espesores mayores, lo cual acarreará que la curva formada en la rampa de deslizamiento sea mayor, y para dar apoyo a la tubería, será necesario entonces utilizar un " *Stinger* " cada vez más grande.

En Alemania Occidental se ha estudiado otro método de instalación conocido como el método "J", llamado así, debido a la curva que se desarrolla en el proceso de instalación.

Este método cuenta con una barcaza de instalación la cual contiene una rampa inclinable, casi vertical. Esta rampa tiene como fin eliminar la curvatura formada en la tubería al introducirse en el agua en el método anterior. Sin embargo se manifiestan grandes esfuerzos en la curvatura que se forma en el fondo del mar (Fig. IV.3).

En esta barcaza de instalación, debido a la posición de la rampa, solo se puede hacer una conexión soldada a la vez. Esta técnica, al eliminar el problema de la curvatura de la barcaza, permite colocar tuberías de cualquier diámetro hasta una profundidad de 600 m .

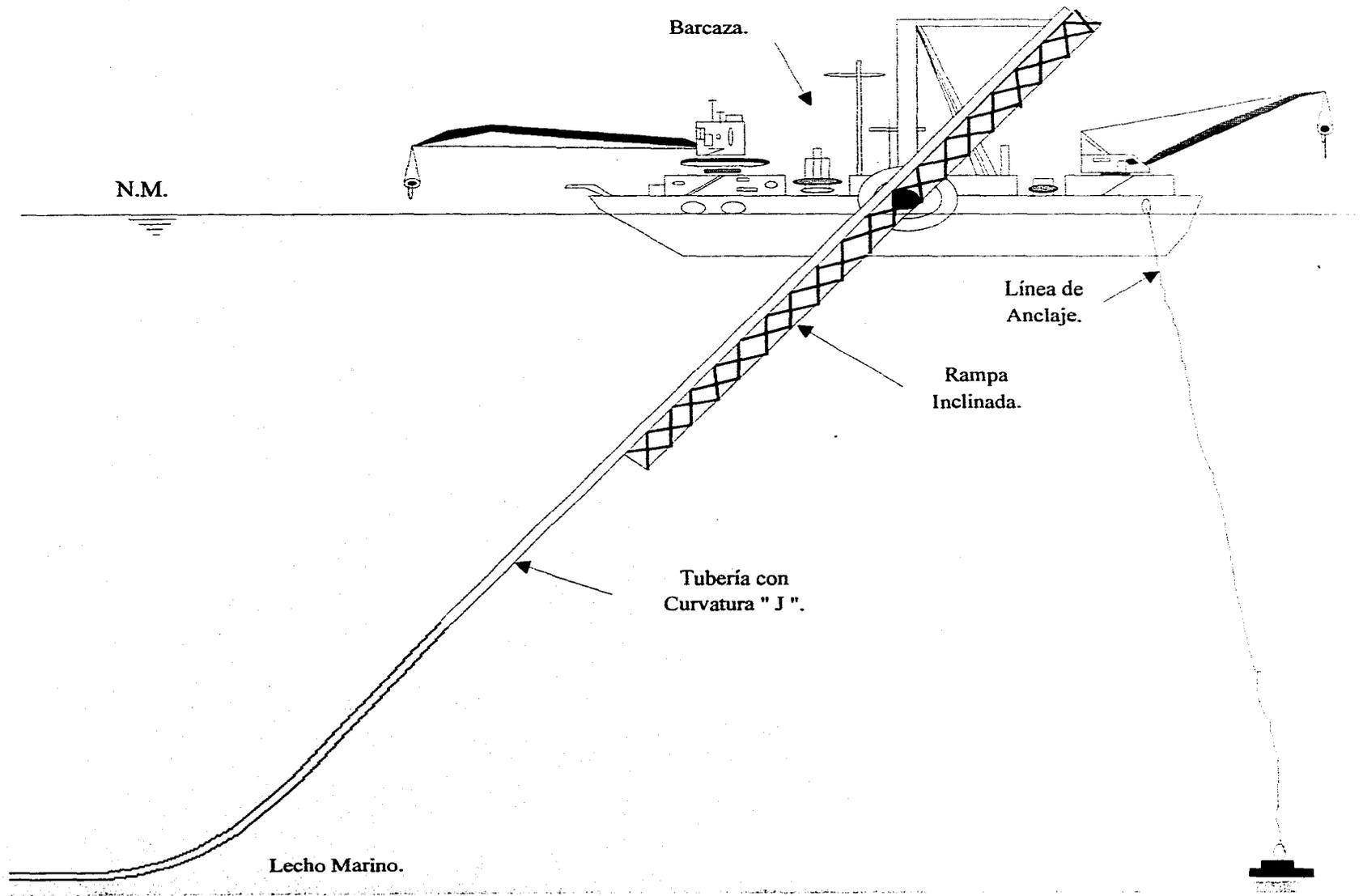


Fig. IV.3 Diagrama Representativo del Método-" J ".

Las modificaciones estudiadas en Alemania, aunque no han sido probadas, se estima que permitirán instalar 1500 m de tubería diario, y hasta profundidades de 2000 m en el mar. Estas modificaciones consisten en hacer mayor la rampa de deslizamiento, de modo que se pueda soldar tramos de tubería prefabricados de 50 m de longitud, y la soldadura a realizar, se haría precalentando los extremos de tubería a soldar, por medio de inducción de una bobina en forma de disco para obtener una temperatura de 950 °C. Obtenida esta temperatura, se colocarán los extremos en posición de soldar para llevar a cabo el quemado de biseles, y una vez logrado un perfil uniforme, los tubos se comprimen uno con el otro hasta fundirse y lograr así quedar soldados.

Aunque, debido a las inversiones enormes necesarias para probarlo, este método de instalación podría ser una solución a los problemas presentados para la instalación de tubería submarina, en mares cada vez mas profundos.

IV.2.2. Método de Carrete (Reel).

Este método de instalación en comparación con los anteriores, es un método relativamente sencillo. Semejante a la instalación de un cableado, la tubería de acero ya soldada en tramos de longitud de alrededor de 5000 m , es devanada en un gran rollo de aproximadamente 40 veces el diámetro del tubo. Este rollo de tubería es acoplado en un mecanismo rotatorio sobre la barcaza y se transporta hasta el sitio de instalación. Una vez que se tiene ubicado el punto de instalación, mediante el mecanismo rotatorio, se comienza a desenrollar la tubería haciéndola pasar por una rampa instalada al frente del " *carrete* ", que sirve como guía para empezar a bajarla al fondo del mar (Fig. IV.4).

Cuando se termina el rollo de tubería, la barcaza de instalación se separa del tramo dejando el extremo fuera del agua, sostenido por flotadores o por un remolcador, y se dirige hacia la costa a recoger otro rollo. Con el nuevo rollo instalado regresa al extremo fuera de costa del tramo ya instalado, para realizar la conexión con el nuevo rollo y continuar con la instalación de la tubería.

En este método, cuando la tubería es devanada y desenrollada, los tubos se ven sometidos a grandes esfuerzos y llegan a tener deformaciones plásticas. Debido a esto, el uso de este método está limitado para tuberías de pequeño diámetro y espesores relativamente grandes. El peso de la tubería debe proporcionar además por sí sola, la fuerza de ascensión negativa para que la tubería flote y sea estable una vez instalada. Esto es debido a que por el método de instalación, no es factible colocar un recubrimiento de concreto, ya que éste no soportaría las deformaciones de la tubería al ser devanada y desenrollada.

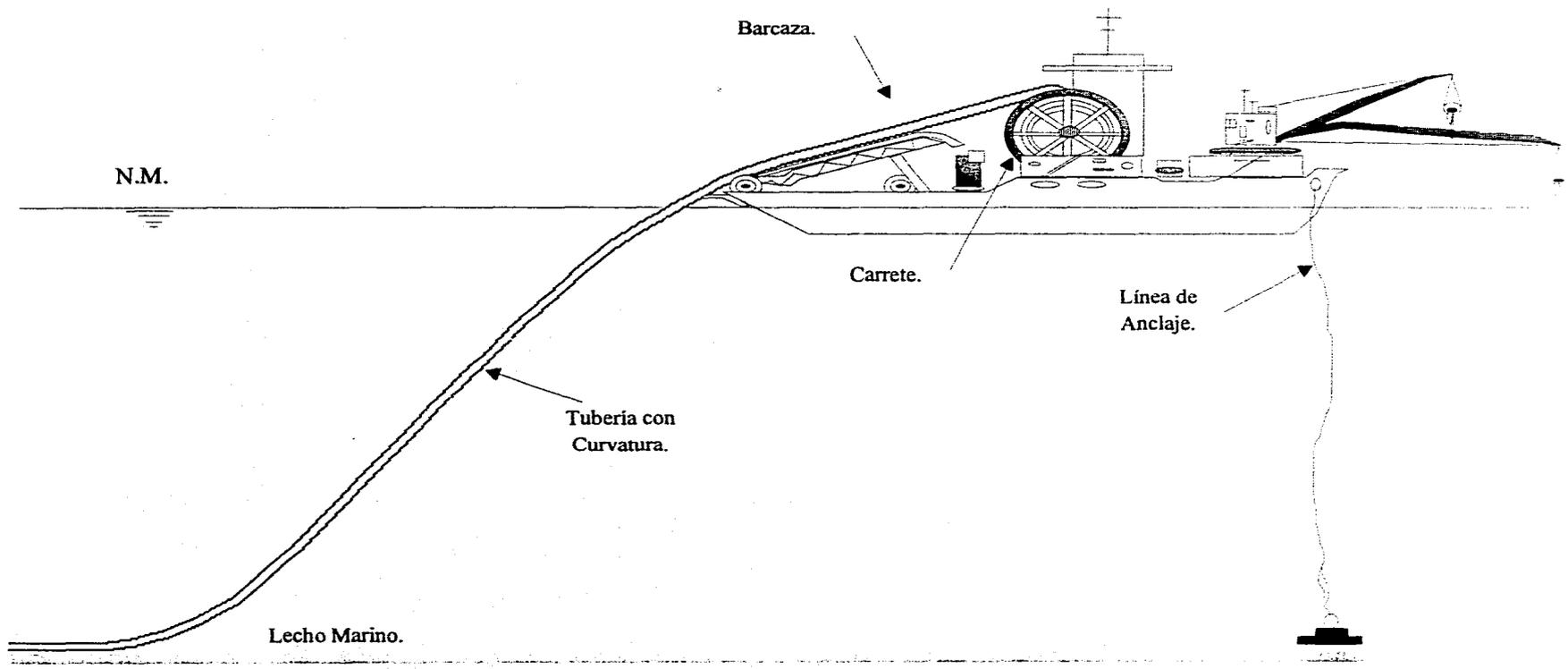


Fig. IV.4 Instalación de Tubería según el Método Reel.

Los rollos de tubería en la barcaza, generalmente están colocados de manera que los tubos quedan en una posición vertical, como lo está en la figura IV.4 , pero pueden estar, dependiendo de la barcaza, en una posición horizontal, lo que permite introducir la tubería con un ángulo de pocos grados y el centro de gravedad estaría en un sitio bajo.

Una de las unidades de instalación más grandes de este tipo puede admitir como máximo, tuberías de 30 cm de diámetro con una longitud de 6000 m por rollo, a una profundidad de 900 m .

IV.2.3. Método de la Grúa Flotante (Derrick Floating Method).

Este método en un sentido es similar a la técnica del " *Stinger* ", en el cual son usados una gran barcaza de instalación y un chalán que suministra la tubería. En este caso, una grúa sobre la barcaza de instalación es la que baja un tramo de tubería, el cual es sostenido horizontalmente en el fondo para unirlo a la línea existente. Este no es un método rápido y su uso envuelve altos costos. Este método generalmente se usa en tuberías para emisores submarinos en donde la unión de los tubos no es soldada.

Se han construido numerosos emisores submarinos en aguas protegidas, donde un adecuado trabajo de construcción se ha realizado, a través de una grúa-barcaza, con una viga pesada soportando la longitud de un tubo que va a ser unido a la línea ya instalada (Fig. IV.5). La nueva sección es jalada dentro de la campana de la sección instalada a través del uso de cables. La instalación final del nuevo tramo en la campana del anterior, se puede hacer por medio de la creación de un vacío en el espacio entre ellos, cuando han sido solamente empujados uno contra el otro. O puede ser hecho, usando pernos para asegurar la nueva sección dentro de la ya instalada. En aguas no protegidas sin embargo, es virtualmente imposible trabajar con la sección de tubería cuando está al final de los cables. Existe simplemente un insuficiente control sobre la posición de la sección que va a ser instalada, resultando un sacudimiento que no puede ser evitado; también la falta de control hace extremadamente difícil la inserción de la nueva sección dentro de la campana de la ya instalada. Se ha desarrollado un dispositivo conocido como " *the horse* ", que permite la construcción firme para dar el requisito de control necesario sobre la sección de tubería que está siendo instalada. Este dispositivo (Fig. IV.6) está constituido por dos partes principales :

- 1 °.- La armadura de acero que mide 12 x 12 m , y está soportada por cuatro patas las cuales cuentan cada una, con un pie de acero el cual se muestra en la Fig.IV.7.

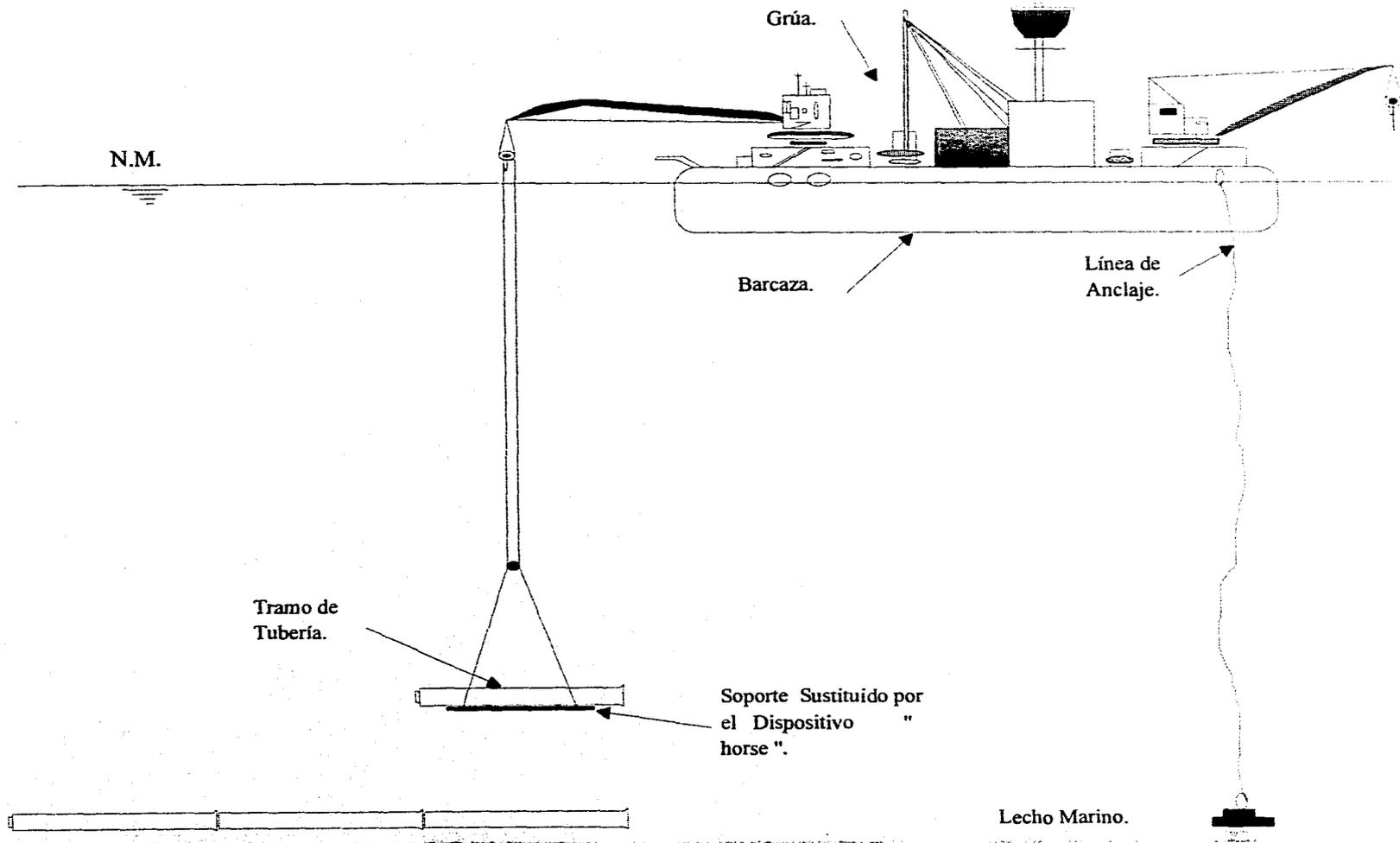


Fig. IV.5 Método de Instalación de Tubería para Emisores Submarinos (Grúa Flotante).

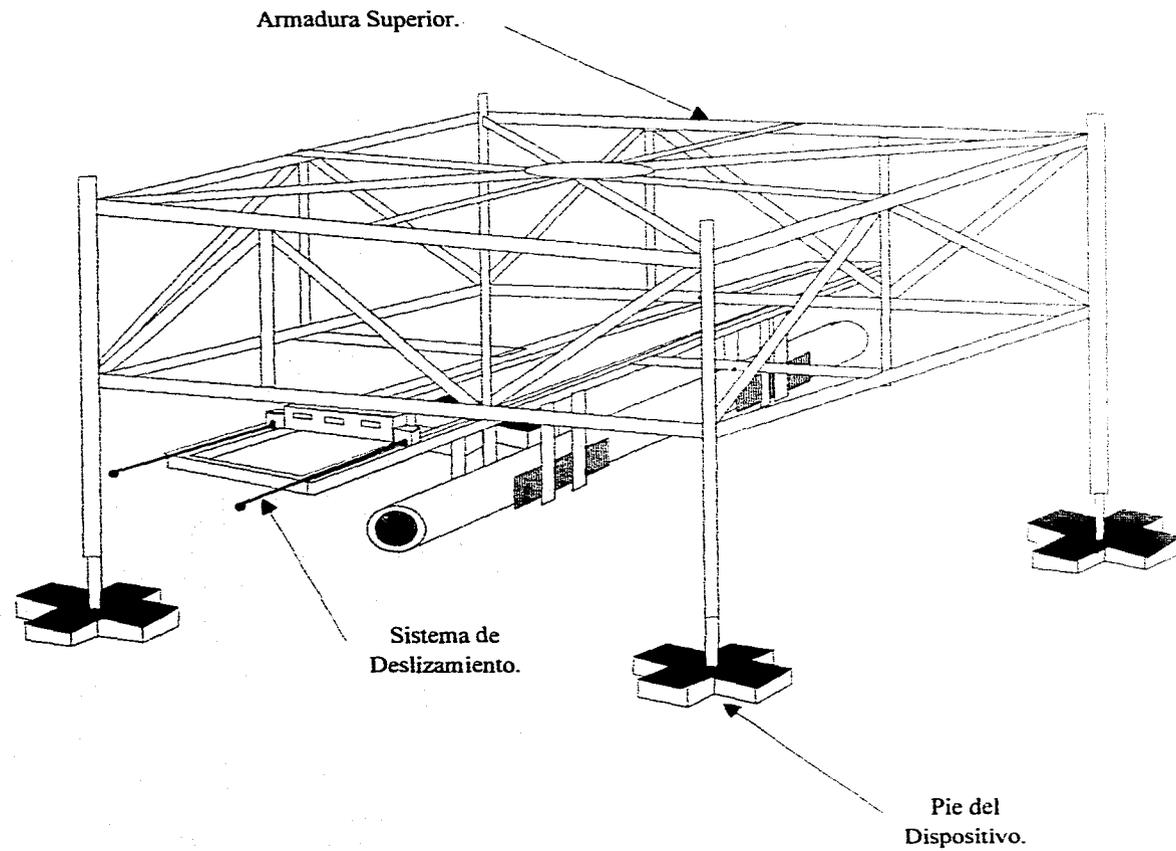


Fig. IV.6 El Dispositivo de Instalación " horse ".

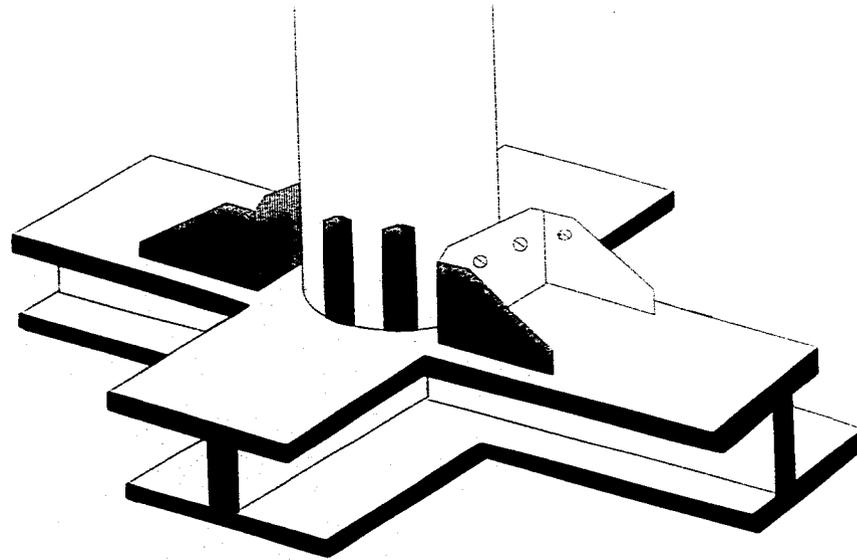


Fig. IV.7 Pie del dispositivo "horse".

2 ^o.- Está parte principal es básicamente un puente de una grúa movido por pistones hidráulicos a lo largo de rieles ubicados bajo la armadura de acero.

Este sistema de desplazamiento puede mover una sección de tubería, a partir de su posición central inicial, hasta 3 m en cualquiera de las cuatro direcciones posibles. Este sistema provee solo el movimiento horizontal, el movimiento vertical es consumado por medio de las cuatro patas extendibles de acero que sostienen la armadura. El control sobre los pistones hidráulicos que mueven el sistema de deslizamiento y las cuatro patas, es provisto por un largo atado de líneas hidráulicas desde la cubierta de la barcaza donde se localiza una consola de control.

Una vez que la sección de tubería es preparada sobre la cubierta de la barcaza, se hace rodar sobre una vía de acero para quedar bajo el "horse". El método por el cual, la tubería es sujeta al sistema de deslizamiento, es por medio de dos pares de brazos controlados hidráulicamente que tienen dos placas curvadas de acero en la forma de la tubería. Un brazo de este sistema puede ser movido para permitir que una sección sea rodada bajo el dispositivo. Una vez que se tiene todo preparado, el "horse" es sujeta por cuatro cables (uno en cada esquina superior), que son sostenidos por la grúa flotante.

Una persona parada sobre un tablón extendido hacia fuera en un lado de la barcaza dirige el bajado del "horse". Esta persona puede alinear el cable alzado con un sistema de alineación sobre la costa. Entonces, un buzo entra al agua y da instrucciones al operador de la grúa para realizar el bajado del "horse" al fondo del mar.

Ya que la tubería está en el fondo, el buzo deberá mandar instrucciones al operador de la consola de control, para mover el sistema de deslizamiento y el movimiento vertical del "horse", para unir la nueva sección con la tubería ya instalada. Después de esto la unión es revisada y probada para poder liberar la sección recién unida y regresar el "horse" a cubierta.

En profundidades mayores a 30 [m], el tiempo de trabajo del buzo está limitado por el tiempo de descompresión. Para esto se pueden usar cámaras de compresión en el fondo para mandar instrucciones y como resguardo para los buzos (Fig. IV.7a).

IV.3. Instalación de Tuberías Aproximándose a Costa.

IV.3.1. Método de Tiro por el Fondo (Bottom Pull Method).

Este método generalmente es usado para tuberías submarinas relativamente cortas; aunque puede ser usado como parte complementaria en la instalación de tuberías de mayor longitud. Para este procedimiento se requiere de un área sustancial atrás de la costa y

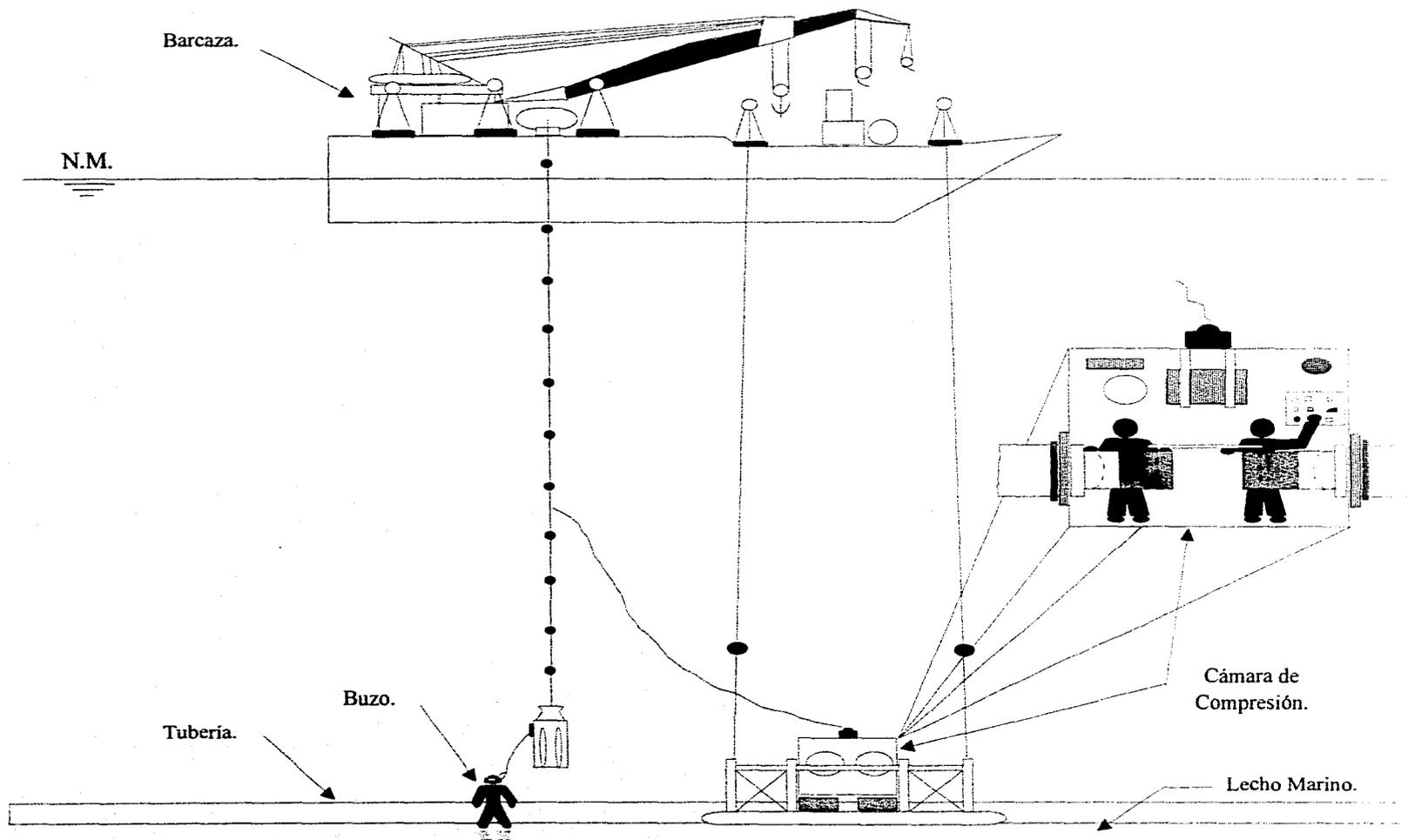


Fig. IV.7a. Cámara de Compresión Utilizada para Trabajos en el Fondo Marino.

cercana a ella, donde la tubería unida en tramos largos pueda ser almacenada en una cama paralela a la dirección propuesta para la línea (Fig. IV.8). Este procedimiento básicamente consiste en jalar los tramos de tubería que varían de 450 hasta 1500 m dependiendo del diámetro, espesor y capacidad del sistema de jalado. Adyacente a la cama de tramos de tubería, se deberá acondicionar una vía especial de lanzamiento, por la que se deberán deslizar los segmentos de tubería. Este sistema de vía de deslizamiento debe prolongarse hasta la zona determinada por las mareas bajas, con el fin de que la tubería sea jalada, ya sea por la vía de deslizamiento o completamente sumergida. También usualmente, para no llevar el sistema de deslizamiento hasta la zona de mareas bajas, se acondiciona un canal que haga llegar el agua hasta la vía de deslizamiento en un punto sobre la playa (Fig. IV.9).

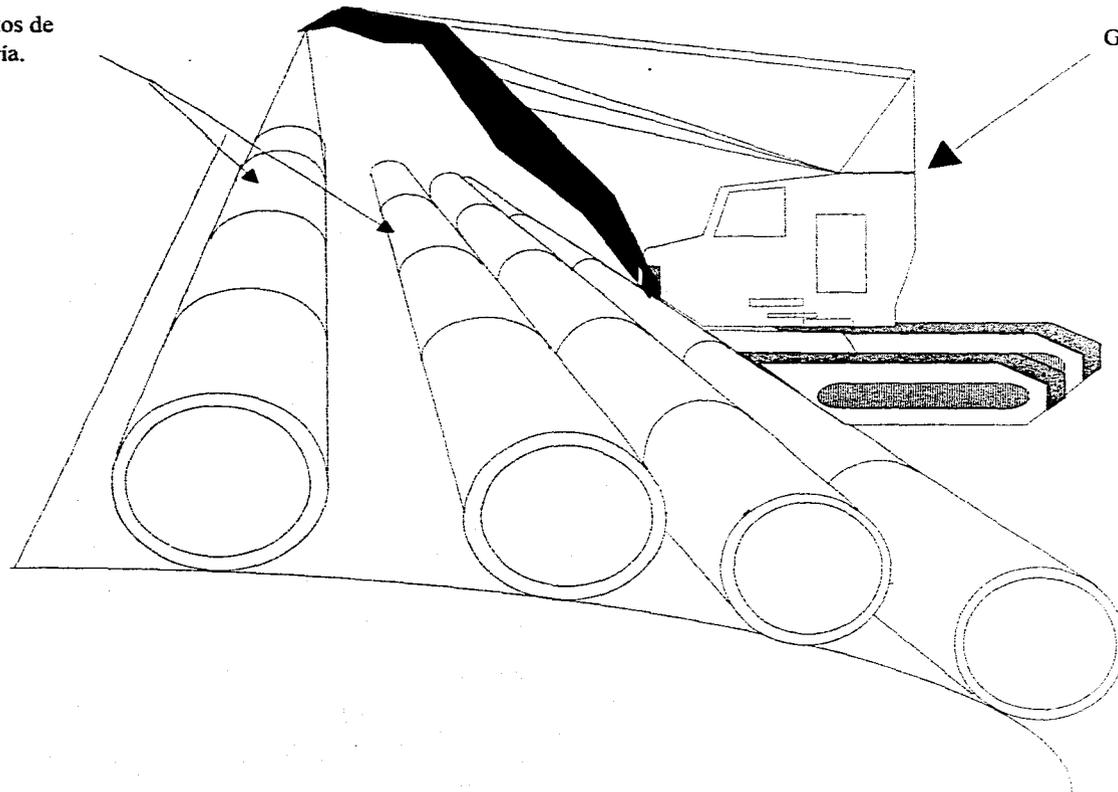
La vía de deslizamiento puede ser de varios tipos; por ejemplo, a base de rodillos fijos con movimiento rotacional, o rodillos móviles que se deslicen junto con la tubería, los cuales deberán ser recuperados cada vez que se deslice un segmento de línea hacia el mar. También puede ser a base de rieles sobre los que se deberá deslizar cada tramo de tubería soldada.

Cuando una sección de la tubería ha sido jalada hacia el agua sobre una vía de deslizamiento, será detenida de manera que el extremo en tierra quede en posición de ser soldado con el siguiente tramo de tubería. Una vez que se ha realizado la conexión de los dos tramos, este nuevo segmento de tubería combinado se vuelve a jalar para repetir el proceso. Cada vez que se realice una conexión entre los tramos de tubería, se procederá a "parchar" la tubería, lo cual consiste en aplicar el revestimiento anticorrosivo en la zona de la unión, así como el recubrimiento de concreto reforzado con mallas de alambre.

Existen varias formas para llevar a cabo el jalado de la tubería por el fondo del mar. Una de ellas hace uso de un pesado malacate colocado en la línea de la costa, que jala la tubería a través de un sistema de poleas, armado en un bloque anclado sobre una barcaza. Sin embargo, usualmente se utiliza una barcaza fuera de costa, en la línea central de la dirección de la tubería, ya sea manteniéndola anclada y haciendo uso de un malacate sobre su cubierta, o impulsándose hacia adelante haciendo uso de su sistema de anclas (Fig. IV.10).

La longitud de tubería para el jalado está limitada por la fuerza del malacate, la tensión permisible de la tubería y el peso de la línea. El constructor deberá verificar que la fuerza máxima de tiro del malacate por medio de poleas, o de la barcaza, sea mayor que la fuerza de fricción originada por el peso de la línea sobre el fondo del mar. La ruta de la tubería, ya sea atrincherada o no, debe de ser marcada con boyas y debidamente

Segmentos de
Tubería.



Grúa.

Fig. IV.8 Cama de Tramos de Tubería Soldada.

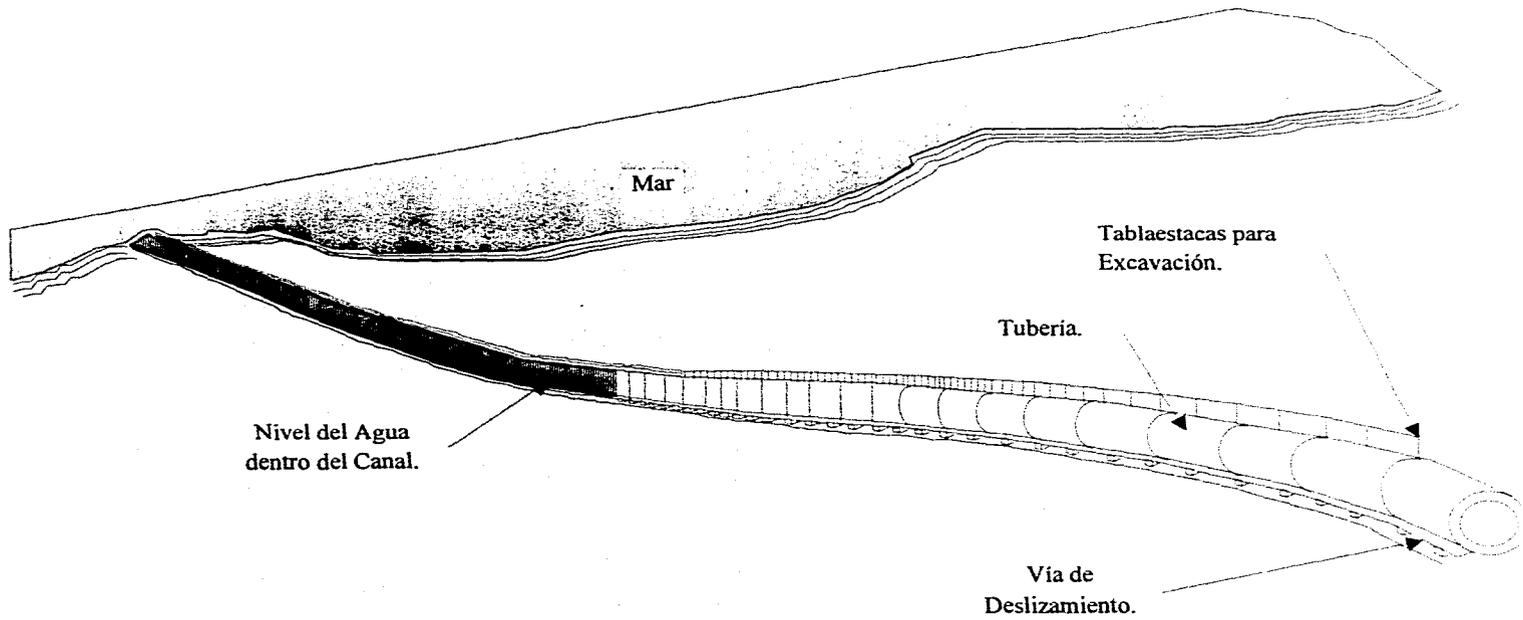


Fig. IV.9. Tubería Introduciéndose en el agua de un Canal abierto hasta la Vía de Deslizamiento.

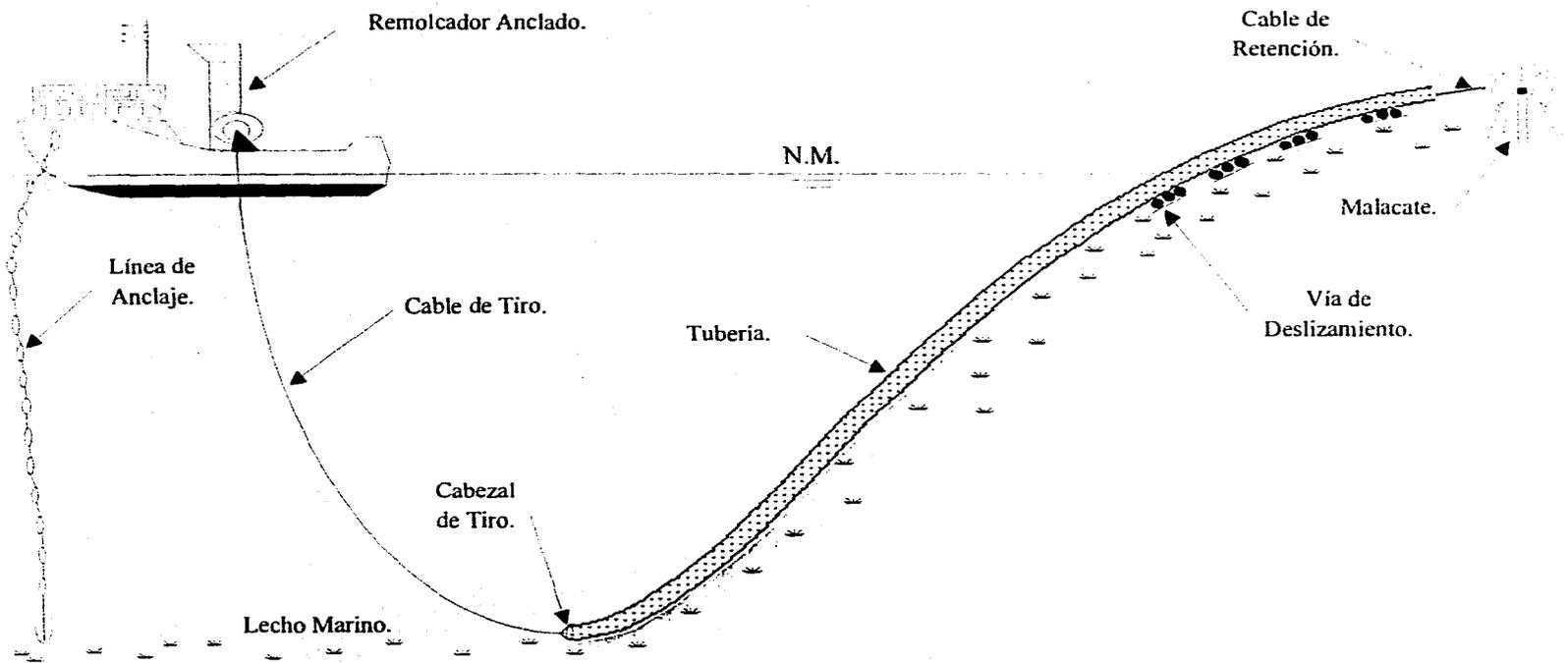


Fig. IV.10 Esquema Representativo del Procedimiento de Tiro por el Fondo para Tendido de una Línea Submarina (Bottom Pull).

inspeccionada por buzos. Cualquier obstrucción al jalado de la línea, como los sedimentos que se mueven hacia dentro de la trinchera por la acción de las olas y/o de corrientes debe ser removida. Estas obstrucciones se pueden prevenir instalando una pieza especial de dragado en el extremo fuera de costa de la tubería, lo que facilitará el proceso de arrastre de la línea.

La estabilidad de una tubería, una vez que ha sido instalada, depende mucho de la gravedad específica de su masa. Mientras que una tubería más pesada tiende a ser más estable, también es más difícil de jalarla a lo largo del fondo del mar. Por esta razón, las tuberías son jaladas cuando están vacías, y muchas veces se usan otros recursos para lograr fuerzas de flotación, que disminuyan la fuerza normal que existe entre la tubería y el fondo del mar.

Para jalar la tubería usualmente se usa un cable de acero. En tuberías de diámetro pequeño se cuenta con dos ventajas por lo menos :

1. Las fuerzas de flotación del cable que jala, se pueden ajustar con el llenado o vaciado de la tubería.
2. La tubería tiene menor tendencia a rotar que el cable.

Un cable puede ser muy difícil de mover una vez que se ha encajado en la arena del fondo.

La máxima velocidad de jalado es del orden de 6 [m/min]. Finalmente se recomienda inspeccionar una tubería por medio de buzos, cuando está en el proceso de jalado.

IV.3.2. Método de Flotación (Floating String Method).

Este método y el del " *Stinger* ", son conocidos también con el nombre de métodos de la *curva-S*, debido a la configuración que se forma en la tubería al llevar a cabo el tendido en el lecho marino. El método de flotación hace uso de flotadores sujetos a la tubería, para dar la fuerza de flotación necesaria para mantenerla en la superficie, y gradualmente depositarla en el fondo.

Como en el método precedente la tubería es unida en tramos largos los cuales se colocan en una cama paralela a la dirección de la línea, los flotadores son fijados a los tramos generalmente por medio de abrazaderas, aunque se puede hacer uso de cabos. Esta sujeción se hace justamente antes de que una parte de la tubería se mueva dentro del agua. A continuación se describe el método de flotación en sus etapas principales.

1. En la costa se forma una cama de tubería soldada en tramos largos de alrededor de 1000 m de longitud.

2. Cada tramo es jalado hasta la orilla del mar y es equipado con sus flotadores.
3. El tramo de tubería es remolcado sobre o justamente bajo la superficie del mar hasta el lugar donde la tubería será instalada.
4. Se realiza la conexión soldada a bordo de una barcaza dinámicamente situada. Esto se hace uniendo el extremo fuera de costa del tramo, que será instalado, y el siguiente tramo de tubería.
5. Una vez hecha esta unión, los flotadores del último tramo unido cercanos al extremo más próximo a la costa, son liberados dejando los flotadores cercanos al extremo opuesto.
6. La barcaza se desliza hacia adelante para hacer subir el extremo fuera de costa de la tubería que será instalada y el extremo del nuevo segmento (Fig. IV.11).

Este método puede ser una operación peligrosa, ya que se puede ver afectada por las condiciones de un mar moderado. Aún por las olas pequeñas la tubería tiende a ondularse. Así también las corrientes pueden desplazarla de su curso. Por estas razones, este método generalmente es usado en zonas donde las aguas son protegidas y se emplea para líneas largas. Como la tubería prácticamente es colgada de los flotadores, especialmente durante el bajado, se forman tensiones muy grandes.

En Francia, este método ha sido usado en combinación con un " *Stinger* " adaptado a la barcaza, para poder liberar todos los flotadores de la sección de tubería en proceso de ser instalada. También se ha adaptado una máquina tensionadora para poder facilitar el proceso de unión de las secciones de tubería. Este método es conocido como R.A.T. (lo cual en francés quiere decir remolque-unión-tensión) (Ver Fig. IV.11a).

Una variación de este método sería llevar a cabo la unión de los tramos en la costa, antes de que la porción completa sea jalada en el mar, de la misma manera en que se hace en el método de instalación anterior. En este caso, se debe considerar que la línea se tendrá que remolcar en casi toda su longitud, por lo que es necesario considerar el uso de varios remolcadores dependiendo de la longitud de la línea, para evitar que salga de su ruta por condiciones adversas del mar. El bajado de la línea comenzaría, una vez que se tiene la tubería completamente soldada.

Para lograr la flotación de la línea se puede contar con muchos recursos, por ejemplo : tubería llenada con aire, polietileno, madera, etc.

Así por ejemplo, para lograr fuerzas de flotación, se puede hacer uso de flotadores de madera, boyas o flotadores metálicos. Estos últimos se pueden utilizar de dos formas :

- 1 °. El uso de flotadores herméticos

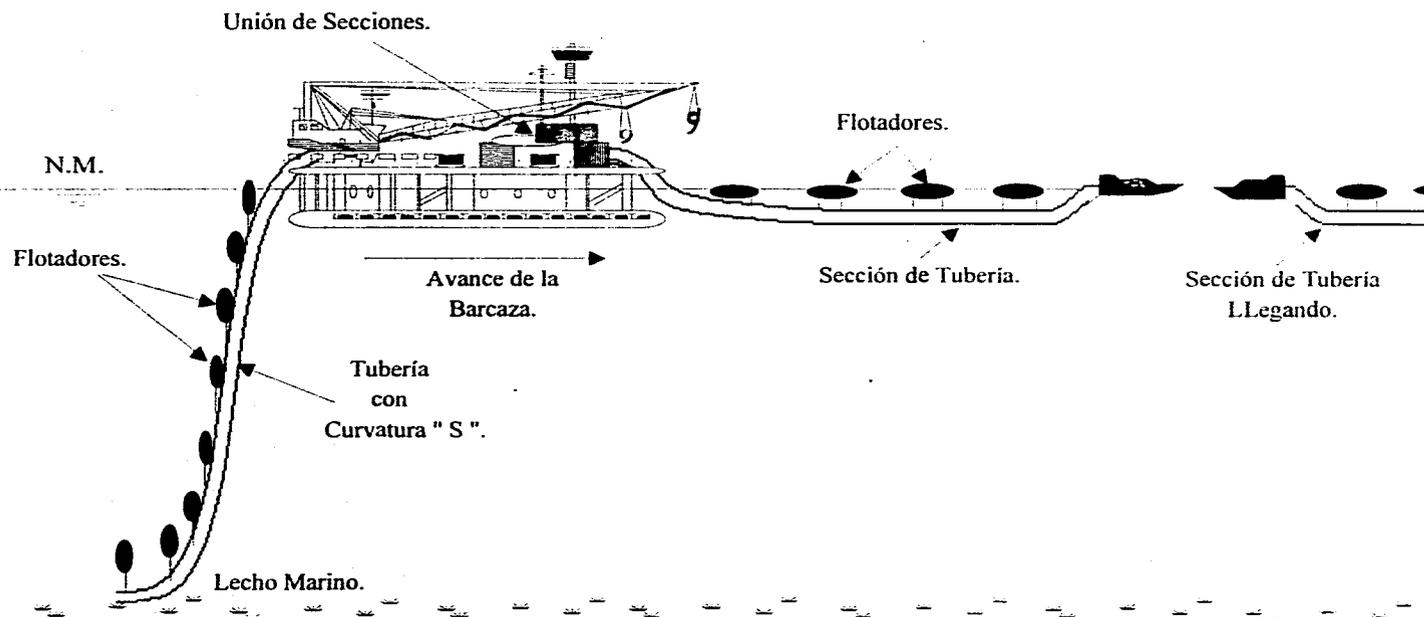


Fig. IV.11 Diagrama Esquemático del Método de Flotación.

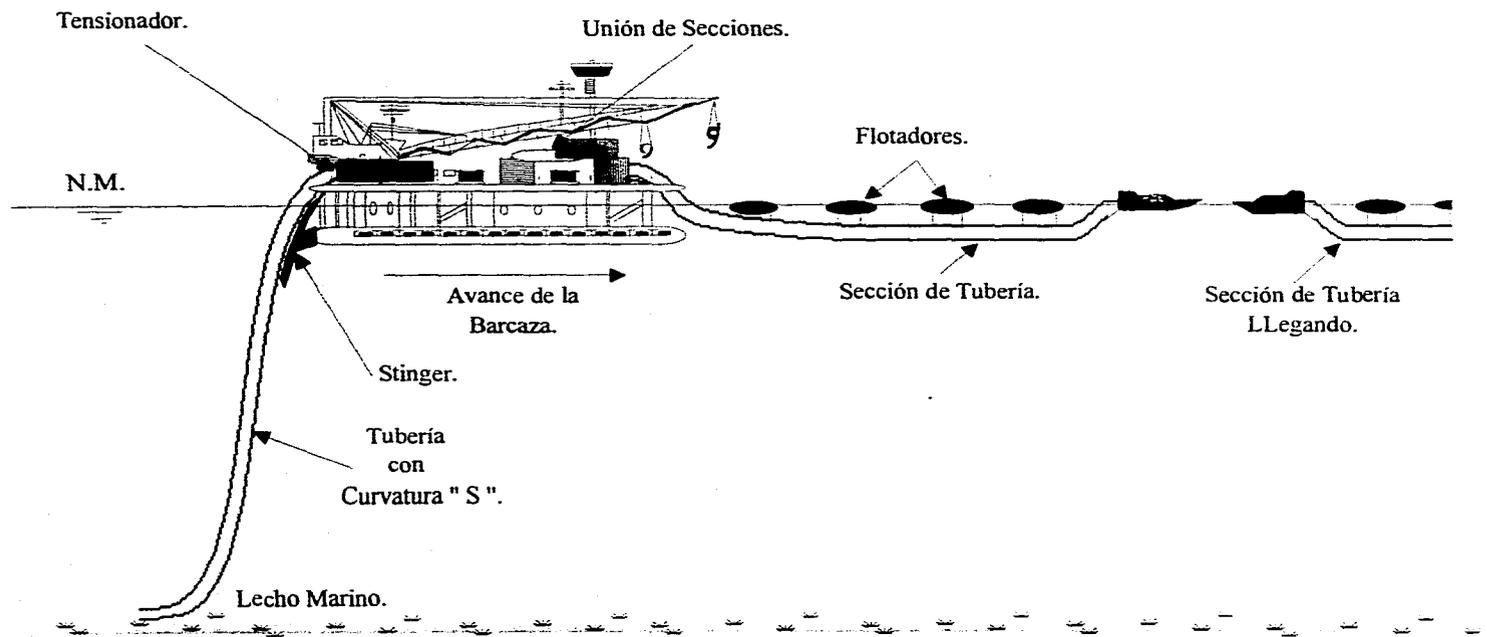


Fig. IV.11.a. Diagrama Esquemático del Método Remolque-Unión-Tensión (R.A.T.).

2. El uso de un sistema controlable de la flotabilidad de los flotadores haciendo uso de válvulas de entrada y salida.

El sistema de flotación controlable ya ha sido usado en algunas obras en los Estados Unidos, pero todavía se tienen dificultades en la operación. Cuando una línea debe ser liberada de los sistemas de flotación a profundidades de 60 [m] ó mayores, puede resultar un trabajo muy complicado. En los Estados Unidos existen sistemas adaptados a sumergibles para llevar a cabo la liberación de los sistemas de flotación.

Generalmente se aconseja tener una fuerza de flotación negativa de 75 a 150 N/m, para una tubería cuando es jalada por el fondo del mar. Cuando la tubería, debido a los flotadores es más ligera, la acción de las olas y corrientes pueden empujarla fuera del curso correspondiente. Es necesario tener la capacidad de inundar la línea rápidamente en un momento dado, con el fin de evitar que sea desplazada totalmente de su ruta si las condiciones adversas se tornan más severas. Para lograr ésto, se podría adaptar un complicado sistema que consiste en bombas de presión, que desalojen el agua de dentro de la tubería una vez que hayan cesado las condiciones adversas, y para inundar la línea se podría contar con una válvula que permita el paso del agua al interior de la tubería. La estabilidad de la línea puede ser aumentada haciendo uso de flotadores salientes, los que evitarán que la tubería tenga un movimiento rotacional mayor a los 20°. Y para evitar que la línea se desplace fuera de su ruta, se puede hacer uso de anclas de tensión, así como de un malacate de retenida sobre la playa.

La capacidad del malacate o la fuerza de tiro de un remolcador para jalar un tramo flotante hacia el mar, en comparación con la capacidad necesaria para hacerlo con el mismo tramo por el fondo del mar, generalmente es menor. Sin embargo, la acción de las olas y corrientes juntas podrían originar grandes esfuerzos en contra del deslizamiento de los tramos de tubería.

IV.4. Enterrado de la Tubería.

El desarrollo de las técnicas para enterrar la tubería después de que ésta ha sido tendida, representa un lento y costoso trabajo. La tubería debe enterrarse para asegurar una mayor protección contra el peligro de huracanes, barcos, remolcadores y barcasas, y en general, para protegerla contra cualquier fenómeno que suceda en el fondo del mar. La vulnerabilidad a estos peligros aumenta para las tuberías de grandes diámetros.

Los diferentes factores determinantes para que una tubería deba ir enterrada, son :

- a) Si la zona es de gran tráfico de embarcaciones, ya que se corre el peligro de que con las anclas se golpee la tubería.

- b) Si es zona de grandes tormentas, que pueden propiciar el movimiento de las líneas superficiales.
- c) Si en la región se presentan los fenómenos de erosión, socavación o incremento de vegetación marina considerables.
- d) Si la zona es pesquera, especialmente de camarones ya que los barcos llevan rastras que penetran en el suelo 60 u 80 cm .

El enterrado se lleva a cabo por medio de una embarcación especial, dotada de los equipos necesarios para excavar la zanja y posicionar la tubería en el fondo de ella.

El "zanjado" que se realiza para enterrar la tubería puede efectuarse por "dragado", o con "dispositivos de chorro", todo esto antes mencionado se realiza por medio de una barcaza zanjadora (*Creek*) (Ver Fig. IV.12), la cual mediante un trineo con chiflones de agua accionados por 8 bombas con una potencia total de 32,000 Hp , pone en suspensión el material del fondo en el que yace la tubería, provocando que esta se hunda y quede enterrada.

Las tuberías de gran diámetro requieren de un gran volumen de dragado para la excavación de las trincheras.

El enterrado puede efectuarse inmediatamente después del tendido, resultando ser una operación rápida realizada por la barcaza zanjadora.

Si la nueva tubería va a cruzarse con otra ya existente, debe bajarse de nivel la más antigua y tenderse la nueva por encima, dejándolas separadas por una capa de concreto o con sacos de arena, un mínimo de dos metros. '

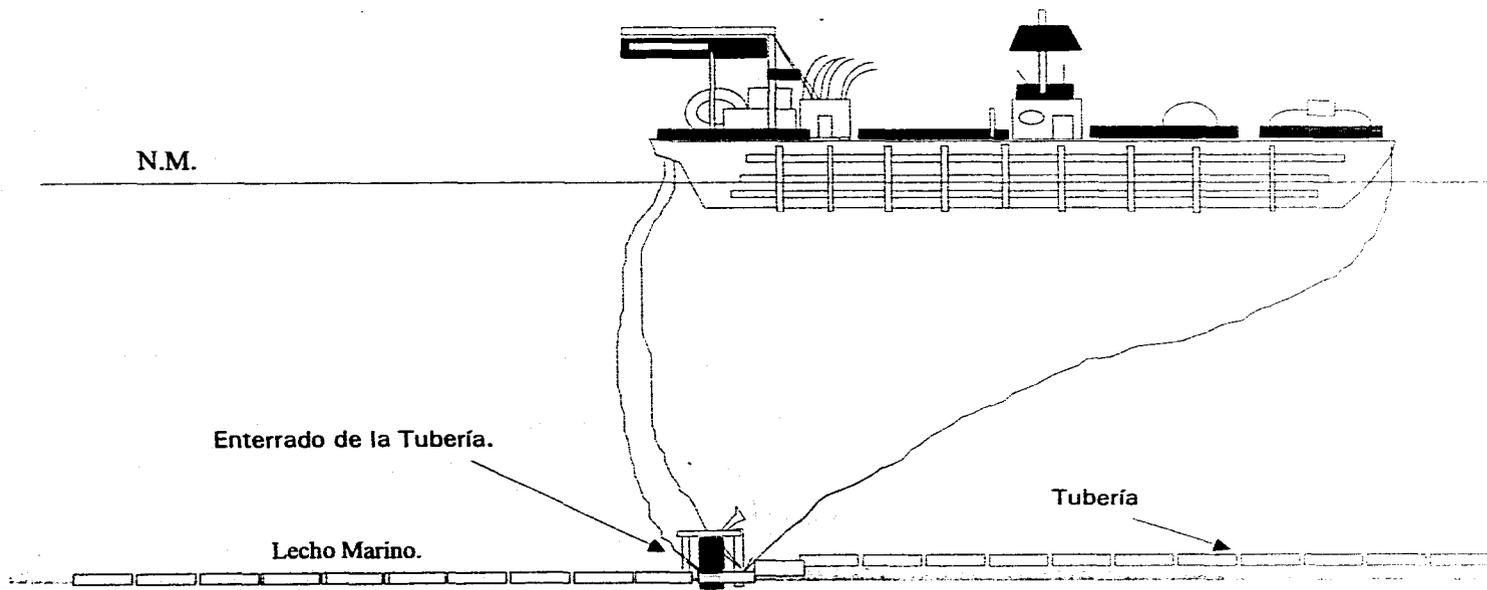


Fig. IV.12 Barcaza de Enterrado de la Tubería.

CAPITULO V

CONSTRUCCION DE TUBERIAS SUBMARINAS

V.1. Tubería de Acero.

Las tuberías submarinas dependiendo de la función que van a realizar, pueden ser de diferentes materiales. Estos materiales pueden ser, por ejemplo :

- a) Hierro colado.
- b) Hierro forjado.
- c) Acero.
- d) Concreto.
- e) Tuberías de concreto-acero.
- f) Duela de madera.
- g) Arcilla vitrificada.
- h) Plástico etc.

La mayoría de estos materiales han sido usados para emisores submarinos. Para tuberías de conducción de gas o petróleo generalmente se usan tuberías de acero.

El acero que la constituye deberá tener una composición química que asegure una buena ductilidad, resistencia, tenacidad y soldabilidad. La composición química durante el proceso de fabricación será normalmente determinada mediante un análisis de colado, que deberá cumplir con los siguientes porcentajes :

C	Mn	Si	P	S	Co	Va	Ti
% máx							
0.160	1.350	0.350	0.020	0.015	0.050	0.060	0.050

Si los lotes de tubería se originan en fundiciones separadas, se efectuará un análisis comprobatorio en los tubos, haciéndose como mínimo, una vez por cada 50 tubos dependiendo del tipo de tubería, permitiéndose una variación máxima como sigue :

C	Mn	Si	P	S	Co	Va	Ti
% máx							
0.200	1.450	0.450	0.025	0.020	0.050	0.060	0.050

Dichas proporciones como se ve varían hasta en un 10 % dependiendo del código, del autor y de las condiciones de operación de la tubería, siendo las primeras las más utilizadas.

Las combinaciones de los metales entre sí y con los metalóides (el hidrógeno, oxígeno, silicio, fósforo, azufre, etc.) se conocen como aleaciones. Por lo tanto todo metal constituye, por consiguiente, una aleación cuyas propiedades se mejoran mediante la adición de una pequeña cantidad de metales o metalóides.

El metal más importante es el hierro, que se subdivide en arrabio o hierro de primera fusión que contiene de 3 a 4 % de carbono, y en acero con 0.03 a 1.6 % de carbono. En cuanto al acero que contiene de 0.03 a 0.3 % de carbono, le llaman vulgarmente hierro forjado (o simplemente hierro); a medida que aumente la proporción de carbono, disminuye la temperatura de fusión (1500 °C en el acero dulce) y el peso específico (7.85 en el acero dulce).

El carbono es el regulador principal de la resistencia y posibilita el temple y la corrección del acero para el revenido.

El silicio es necesario para una fundición compacta, porque evita la salida de gases disueltos y aumenta el límite de elasticidad, disminuyendo la maleabilidad y la soldabilidad. El manganeso actúa como desoxidante. El acero al manganeso (con 6 al 15% de Mn) ofrece una gran resistencia al desgaste, el manganeso neutraliza la acción desfavorable del silicio sobre la soldadura. El fósforo reduce considerablemente la capacidad de resistencia a los golpes y la plasticidad en frío (una cantidad grande de

fósforo origina la fractura en frío), por cuya razón en proporción anda entre el 0.1 %, ó hasta el 0.02 % cuando se trata de aceros fuertemente solicitados.

El azufre disminuye sensiblemente la resistencia al choque, posibilitando que el acero, cuando la proporción pasa de 0.2 %, se rompa fácilmente al calentarse al rojo vivo.

Como podemos observar, las aleaciones con diferentes elementos varían las propiedades del acero. Para el caso de tuberías que serán colocadas en el mar, las modificaciones de las proporciones se pueden igualar con un coeficiente denominado "*Carbón Equivalente*" (debido a que es el elemento de mayor influencia), que no debe ser mayor al valor de 0.4 calculado a partir de la fórmula siguiente :

$$C.E. = C + \frac{Mn}{6} + \frac{Cr+Mo+V}{5} + \frac{Ni+Cu}{15} \quad (V.1.1).$$

V.2. Soldadura.

La soldadura es el proceso de fusión en el que el calor sirve para hacer conexiones entre piezas de acero teniendo como ventajas al usarla, su economía, rigidez, adaptabilidad, eficiencia y seguridad. Para las tuberías que transportan aceite crudo se utilizan los siguientes tipos :

1. " *Tubo soldado por resistencia eléctrica* " (Electric resistance welded pipe). Es la tubería que tiene una junta longitudinal a tope, en donde la unión se produce por el calor obtenido por la resistencia de la tubería, al flujo de la corriente eléctrica (en un circuito en el cual la tubería forma parte), y por la aplicación de presión.
2. " *Tubo soldado a traslape en horno* " (Furnace lap welded pipe). Tiene juntas longitudinales traslapadas, manufacturadas por el proceso de soldadura a forja, en donde la unión se produce por el calentamiento del tubo preforjado a la temperatura de soldar, y por un mandril localizado entre dos cilindros para soldar, los cuales comprimen y sueldan los bordes superpuestos.
3. " *Tubo soldado a tope en horno* " (Furnace butt welded pipe). Originalmente son tramos individuales al cortar planchas de metal para tubos, que tienen una junta longitudinal a tope soldada a forja por la presión mecánica desarrollada al laminar la plancha de metal, calentada en el horno a través de un molde cónico (comunmente conocido como campana de soldar) el cual sirve para soldar y moldear.
4. " *Soldado continuo* " (Continuos welded). Son tuberías producidas por planchas de metal enrolladas y posteriormente cortadas en longitudes individuales, tienen

una junta longitudinal a tope soldada a forja por la presión mecánica desarrollada al laminar la plancha de metal caliente, a través de un conjunto de cilindros para soldar de paso redondo.

5. "Tubo soldado por fusión eléctrica" (Electric fusion welded pipe) . Tubería que tiene junta longitudinal a tope donde la unión se lleva a cabo con soldadura manual o automática con arco eléctrico. La soldadura puede ser sencilla o doble.
6. "Tubo soldado en espiral" (Spiral welded pipe) . También se manufactura por el proceso de soldadura por fusión eléctrica con juntas a tope, a traslape, o en espiral.
7. "Tubo soldado por centelleo" (Electric flash welded pipe) . Tubería con junta longitudinal a tope unida simultáneamente en el área de contacto, por el calor obtenido por la resistencia al flujo de la corriente eléctrica entre 2 superficies, y por la aplicación de presión después de que casi alcanza su completo calentamiento. El chispeo y el recalentamiento siempre expulsan metal de la junta.
8. "Soldado por doble arco sumergido" (Double submerged arc welded) . Tubería con junta longitudinal a tope producida por lo menos con 2 cordones de soldadura, uno está en el interior del tubo; la unión es por calentamiento por medio del arco eléctrico entre el electrodo de metal y la superficie de trabajo. La soldadura es protegida por una cubierta granular de material fundido. No se usa presión y el metal de relleno para la soldadura del interior y el exterior se adquiere de los electrodos.

Los métodos de soldadura los podemos dividir de la siguiente manera :

- * Soldadura por Presión.
- * Soldadura por Fusión.

En realidad en la práctica, no existe el método de soldadura solamente por presión, dentro del primer grupo definido encontramos entonces a la soldadura realizada a base de presión y calor (resistencia-eléctrica), y en el segundo grupo la realizada únicamente a base de calor (arco-eléctrico).

Basicamente el procedimiento más usado en estructuras costafuera es el del arco eléctrico, el cual pertenece al segundo grupo de clasificación (soldadura por fusión).

Arco-Eléctrico.- Para soldar con arco eléctrico se utiliza la corriente eléctrica como generadora de la temperatura necesaria para fundir los metales que se van a unir.

El arco eléctrico es el salto de corriente eléctrica entre dos electrodos que se encuentran a una distancia específica entre sí. Para lograr establecer el arco eléctrico es necesario, una vez iniciado el paso de corriente, juntar la punta de la

varilla de metal de aportación (llamado electrodo), con el metal base y separarlo rápidamente a la distancia especificada para que arda satisfactoriamente.

Una vez que se genera el arco, el hueco formado entre el metal base y el electrodo, queda totalmente ocupado por un gas altamente contaminado con gran cantidad de partículas sólidas de metal. Este gas, a diferencia del aire que es un buen aislante, funciona como un excelente conductor, generándose gran cantidad de calor en un tiempo muy reducido en la zona cubierta por el arco (ver Fig. V.1).

Existen básicamente dos tipos de electrodos, los que se funden y los que no se funden. Los electrodos que se funden generalmente presentan un revestimiento copelante. El revestimiento del electrodo al derretirse produce un gas que dá mayor estabilidad al arco, evitando que las partículas que se van fundiendo salgan de la zona del arco, este gas también elimina la absorción de gases del aire por la soldadura, como son el oxígeno y el nitrógeno. El gas producido reduce considerablemente la resistencia del aire al paso de la corriente eléctrica. Además estos electrodos son los que constituyen el metal depositado. Los electrodos se pueden encontrar en forma de carretes o bobinas para ser utilizados con máquinas automáticas; en forma de varillas con longitudes y diámetros diferentes para soldadura manual.

Es importante realizar de forma adecuada, todas las soldaduras utilizadas en los procesos de fabricación de tuberías submarinas y en estructuras construídas en costafuera. Una soldadura es tanto o más fuerte que la pieza en la cual se ejecuta, por lo que un buen control de calidad es muy importante.

En la Fig. V.2 se muestran esquemáticamente los diferentes tipos básicos de soldadura.

Dentro de la soldadura con arco eléctrico existen las siguientes variantes :

- * Arco Abierto.
- * Automático por Arco Sumergido.
- * Semi-automático Manual.

A continuación se hará un muy breve resumen de cada uno de los procedimientos.

Arco Abierto. En este tipo de procedimientos, se utilizan para realizar la soldadura, electrodos del tipo de varilla revestida con un recubrimiento que pueda ser alguna celulosa sódica o potásica, algún óxido de hierro, polvos de hierro ácido, etc.

Se necesitan utilizar transformadores eléctricos ó máquinas de soldar de combustión interna para soldar con este método. Estas máquinas pueden proporcionar corriente alterna o continua y con amperaje variable de 100 a 450.

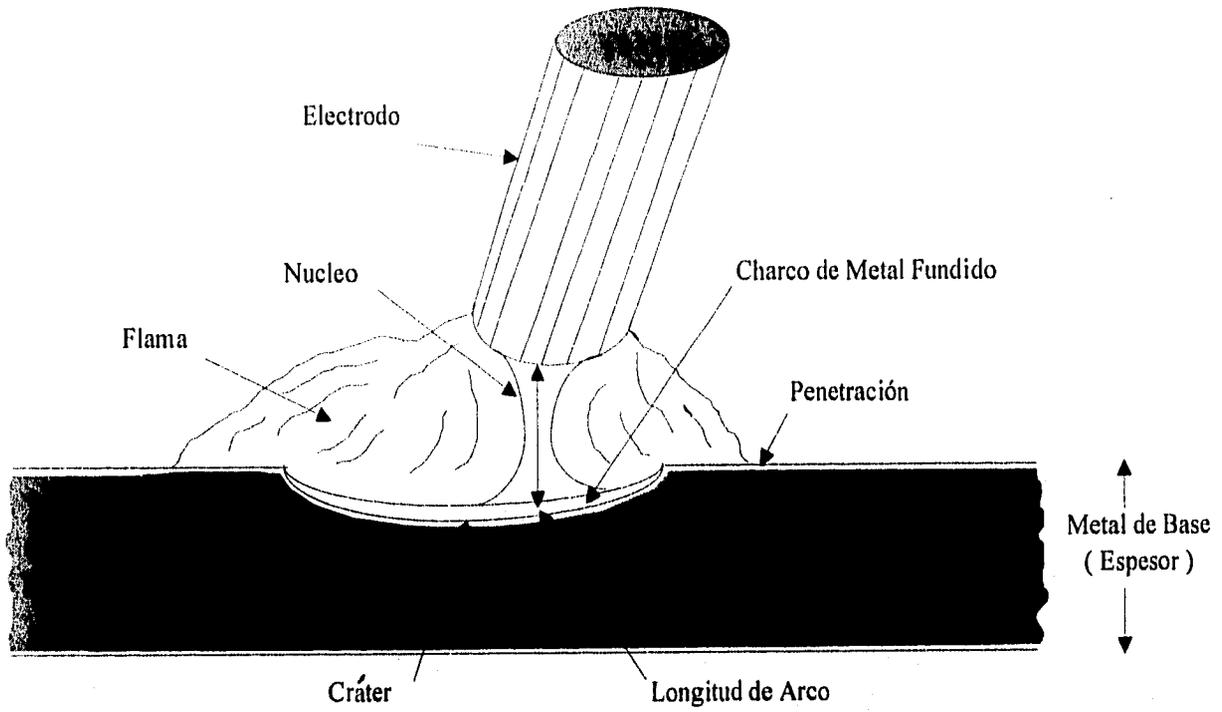


Fig. V.1. Representación Esquemática del Procedimiento de Arco Eléctrico.

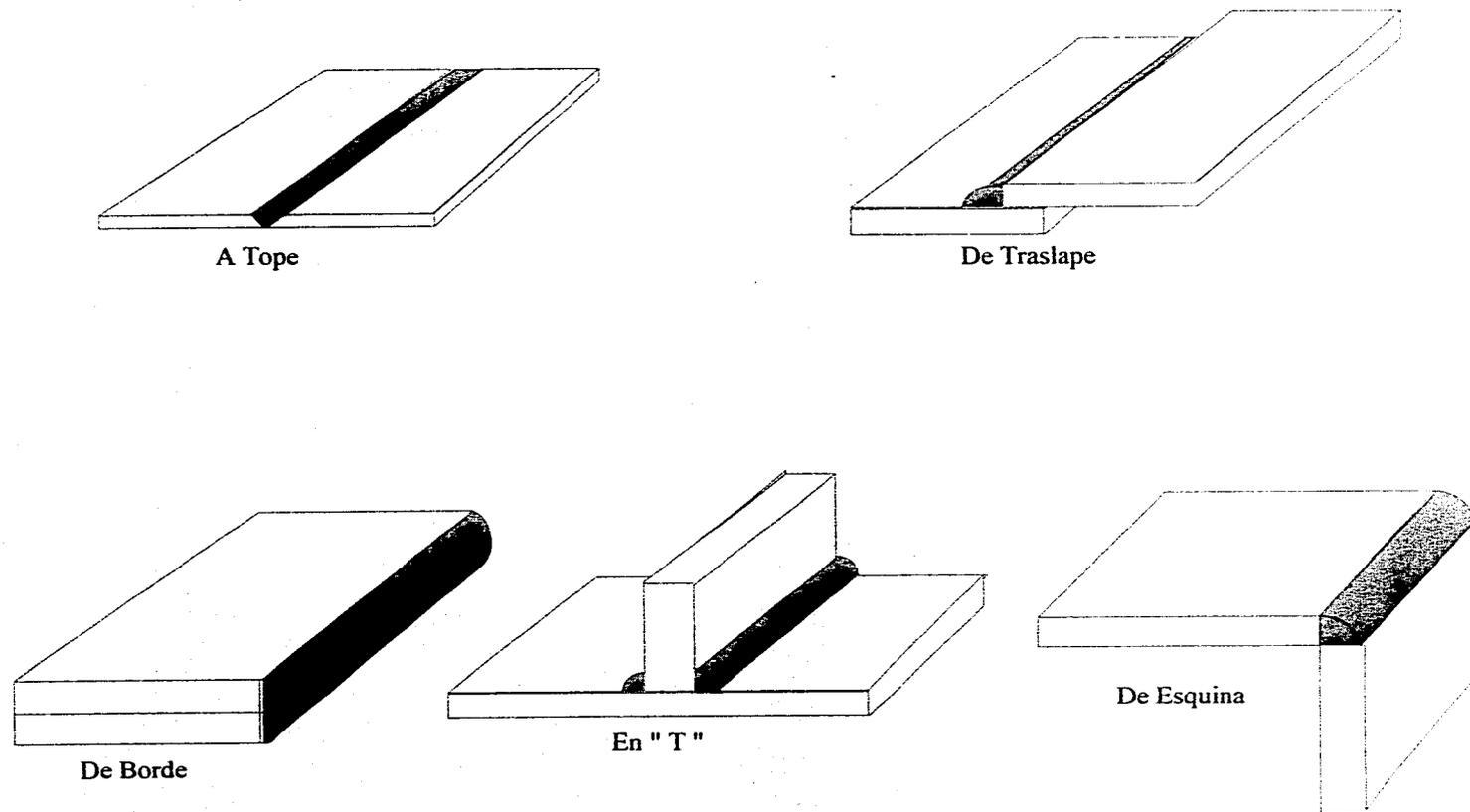


Fig. V.2 Tipos Básicos de Uniones Soldadas.

Automático por Arco Sumergido. Este procedimiento es el utilizado para soldaduras de alto rendimiento como por ejemplo, el de soldaduras de tubería de diámetros desde 30 " hasta 62 " y con espesores desde 1 " hasta 2 1/2 ". Este sería el caso de soldaduras realizadas para la fabricación de pilotes y conductores en plataformas marinas.

El equipo utilizado en este proceso consiste en un transformador de corriente con amperaje con capacidad generalmente de 1500 amperes (fuente de energía), y un cabezal electrónico computarizado que es el que suministra el electrodo tipo alambre, de acuerdo a la velocidad determinada que se proyecta para realizar la soldadura.

El material fundente en este caso se suministra en forma de polvo por medio de un dispositivo especial. El polvo cubre totalmente el arco eléctrico, y una vez depositado el cordón de soldadura, lo sigue cubriendo junto con el metal base mientras éste se enfría, a manera de protector.

En este procedimiento la maquinaria utilizada no se mueve, lo que se mueve es la propia tubería por medio de los posicionadores motrices. La tubería avanza y gira sobre su propio eje para que la máquina aplique la soldadura en donde se programó (proceso computarizado).

Semi-automático Manual (Innershield). Este procedimiento al igual que el primero que se describió son de tipo manual, dependiendo mucho su correcta aplicación de la calidad del soldador que la realice.

La diferencia básica entre este método y el de arco abierto, es que en este método se utiliza una fuente de energía similar, pero con un cabezal para el electrodo menor.

El electrodo utilizado es el de tipo alambre (*carrete*) localizándose en el centro de este el material fundente. La velocidad de salida del electrodo se puede controlar manualmente desde el cabezal, dependiendo ésta del soldador y del material que se esté soldando.

El proceso de soldado requiere de personal altamente calificado para el manejo del equipo, ya sea manual, semiautomático o automático, y estará sujeto a una supervisión constante hasta lograr finalmente una buena calidad, en base a radiografías y apegándose a la sección API-1104.

Cuando por alguna razón se tiene pandeo o indentación en la tubería, deberá recortarse la zona afectada más un diámetro, y unirse por medio de soldadura circunferencial; recomendaciones y especificaciones al respecto están en la sección 6 del API-1104.

V.2.1. Defectos Principales en Soldaduras.

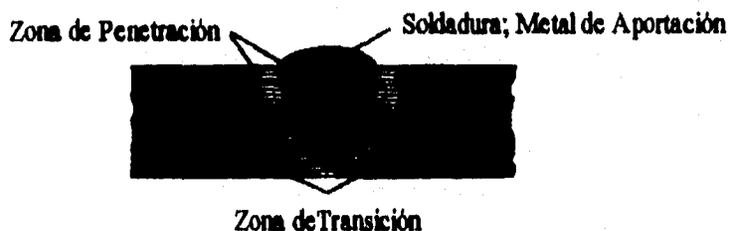
El control de calidad en todos los procesos de fabricación de tuberías submarinas, es como en cualquier obra de ingeniería muy importante. En el caso particular de la construcción de este tipo de estructuras se han establecido especificaciones y tolerancias muy estrictas, las cuales se deben vigilar rigurosamente.

A pesar de que las tuberías submarinas se diseñan para trabajar en condiciones adversas, cuando éstas se presentan (por lo que general sucede continuamente), los materiales de fabricación son sometidos a esfuerzos cercanos a su capacidad de resistencia. Esto obliga a que se lleve un estricto control de calidad en los materiales usados y con mayor razón en las soldaduras realizadas, para evitar que en alguna parte de la estructura se vaya a presentar una reducción de la resistencia. Una disminución de estas propiedades podría resultar, que en una concentración de esfuerzos, el material falle en esta parte teniendo consecuencias graves tanto economicamente como en la posible pérdida de vidas humanas.

Para poder realizar un control de calidad adecuado, es necesario conocer cuales son los defectos principales que se pueden encontrar en soldaduras realizadas en estructuras costafuera, y para el caso particular en tuberías submarinas.

* Defectos en Soldaduras. Es importante conocer el cordón de soldadura para detectar rápidamente los defectos de ésta. El cordón de soldadura presenta tres zonas :

Una zona central de metal de aportación; una zona de penetración que debe haber alcanzado la fusión, pues en caso contrario habría solamente pegadura (defecto grave); finalmente, una zona de transición en la que el metal sometido a las altas temperaturas, ha sufrido transformaciones de carácter físico y químico por un efecto de temple. Una velocidad de enfriamiento demasiado elevada después de la soldadura, hace al metal frágil y puede producir fisuras.

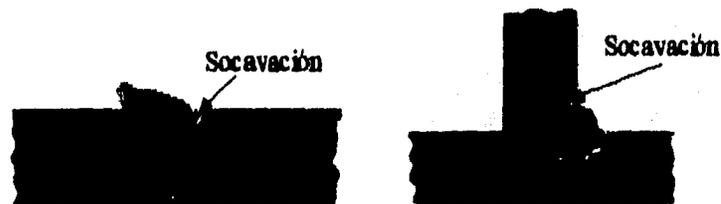


Las soldaduras deben ser uniformes y el metal depositado debe ser homogéneo, sin huecos, sin gas incluido, ni incorporaciones de escoria.

Los defectos más importantes que pueden presentarse debido a una mala aplicación de la soldadura son :

- Socavación.
- Falta de Fusión.
- Penetración Incompleta.
- Inclusión de Escoria.
- Porosidad.

Socavación. Este defecto se puede identificar visualmente, y consiste en quemar excesivamente el metal base debido a la aplicación de corriente sobrada, o a una longitud demasiado grande del arco. Dependiendo de las características del electrodo utilizado y de la posición de soldar será más fácil o más difícil que se presente este fenómeno. Para corregir este defecto se debe limpiar perfectamente el cordón de soldadura.



Falta de Fusión. Este fenómeno se presenta cuando en algún punto de la junta, siempre y cuando no sea la raíz de la soldadura, el metal base y el metal de aportación no se funden. No es común encontrar este defecto en soldaduras con arco.

Penetración Incompleta. Este defecto en realidad es una falta de fusión en la raíz de la soldadura. Se debe a una mala preparación, a un ángulo inadecuado de los biseles, o posiblemente a la aplicación de una técnica inapropiada, como por ejemplo usar un electrodo de diámetro muy grande, o soldar con demasiada velocidad. Este defecto genera grietas debido a la contracción.

Inclusiones de Escoria. En el proceso de soldadura, durante el depósito y solidificación del metal de aportación, se presentan reacciones químicas entre el aire, el metal y el recubrimiento del electrodo. Estas reacciones generan óxidos metálicos y otros componentes sólidos, que se depositan en forma de inclusiones alargadas o

globulares en la soldadura. Este defecto se puede evitar escogiendo adecuadamente el electrodo a utilizar para evitar que éste reaccione con el metal base.

Porosidad. Son bolsas de gas dentro del metal de la soldadura. El gas puede quedar atrapado en el metal como resultado de una solubilidad reducida al enfriarse la soldadura, o por la formación de gases debido a reacciones químicas. Este defecto se debe a corrientes y longitudes de arco excesivas.

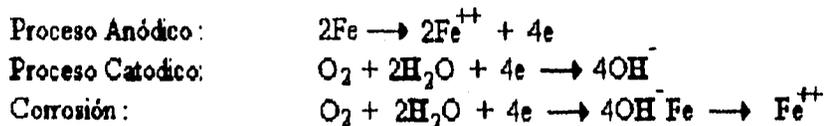
V.3. Juntas de Campo.

Las juntas de campo sirven para evitar que la humedad penetre hasta la tubería en el tramo en que fué soldado. El material utilizado para las tuberías marinas en México, es una cinta hecha de " *servi-wrap rockguard* " o similar, compuesto de espuma de poliuretano multicomponente con un propelente de fluorocarbono, su resistencia a la compresión tiene un valor mínimo de 12.7 kg/cm^2 (180 lb/pg^2), según norma ASTM D1621-73. Exteriormente las juntas tienen una cubierta de formas desechables, su ancho y largo varían en función del tirante de agua a que va a ser sometida, van unidas por grapas y abrazaderas.

Después de colocar el primer encintado queda una parte no protegida, que deberá limpiarse antes de encintarse y traslaparse con el revestimiento anticorrosivo, (que será tratado en el inciso siguiente) como se muestra en la Fig. V.3.

V.4. Protección Anticorrosiva y Catódica.

Las tuberías usadas en los emisores submarinos están expuestas a ser afectadas altamente por la corrosión, debido a los fluidos que desalojan y al medio ambiente. La corrosión es el principal agente destructor a que está sujeta la tubería. Consiste en un proceso electroquímico producido en los metales como una reacción al medio ambiente. La reacción se presenta cuando se genera una corriente en que los átomos del metal, ceden uno o más electrones formando iones de carga positiva; éstos se combinan con oxígeno del agua para formar la carga negativa. Debido a esto, es necesario darles la protección anticorrosiva adecuada. La reacción puede expresarse como :



La corrosión por lo tanto ocurre en la parte del ánodo y no del cátodo. Las causas del medio ambiente que generan el fenómeno son : (Fig. V.4)

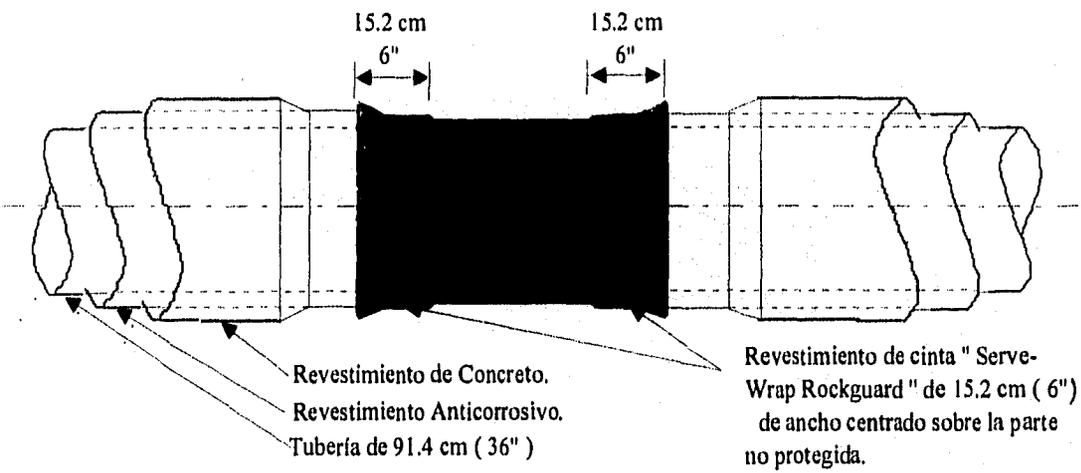
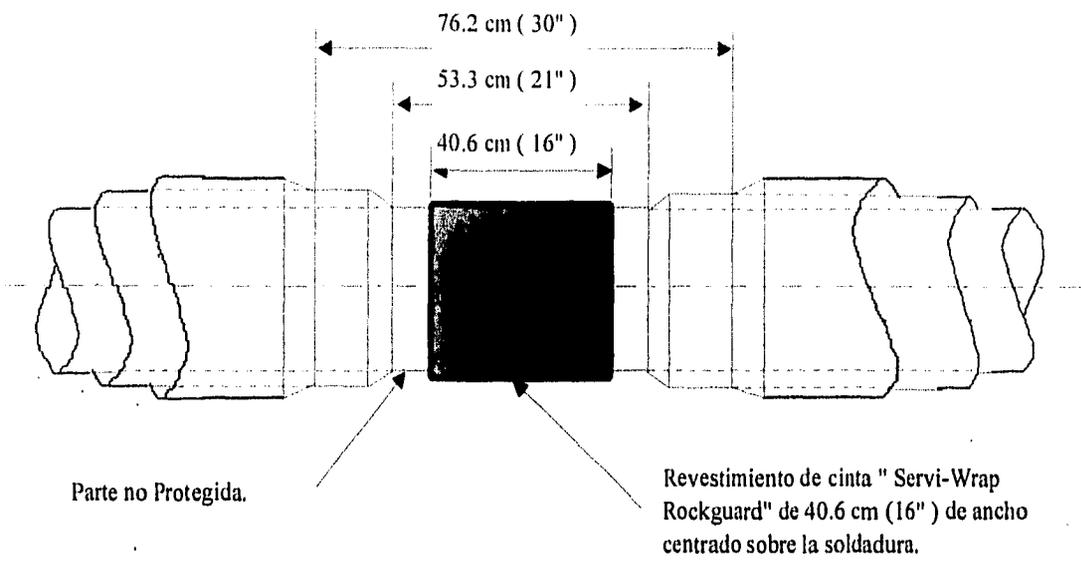


Fig.V.3 Junta de Campo.

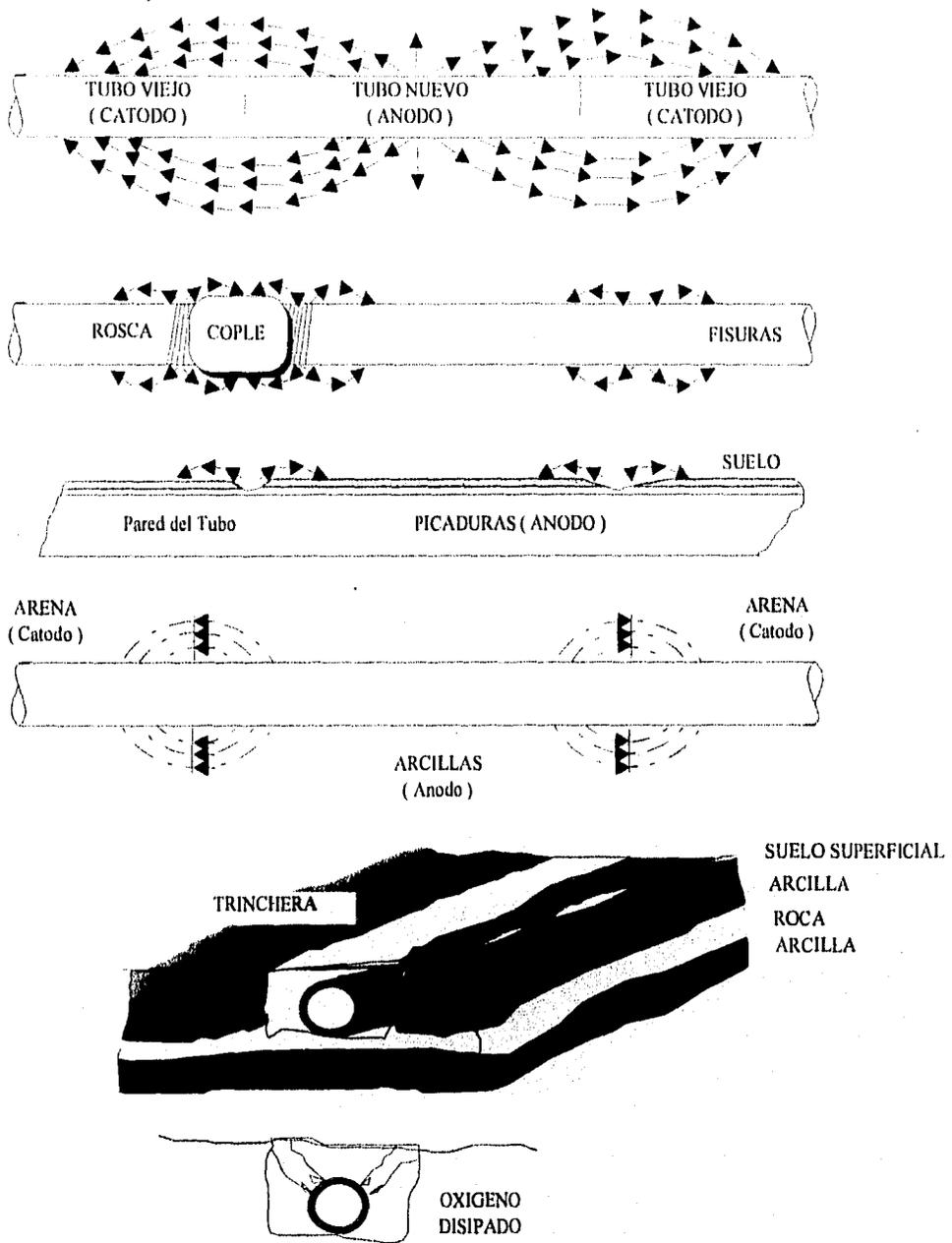


Fig.V.4 Algunos Factores que Producen Corrosión.

- a). Tener el contacto con diferentes suelos . La existencia de varios suelos en contacto con la tubería genera un electrolito, que a su vez hace que se presente una corriente que provoque la corrosión.
- b). Mezcla de diferentes suelos . Cuando se entierra la tubería en una zanja se cubre con material mezclado, que genera pequeñas celdas produciendo algo de corrosión.
- c). Al existir aereación del suelo . En tuberías enterradas se presentan partes del suelo con variación en el contenido de humedad que produce las mismas consecuencias.
- d). Corrosión bacteriológica . Como su nombre lo indica, se da por bacterias desarrolladas en el suelo por la humedad junto con la presencia de material orgánico, sales químicas, acidéz del suelo y finalmente como consecuencia de la temperatura que puede transmitir la tubería.
- e). Ataque químico indirecto . No se tiene cátodo ni ánodo, sino reacciones secundarias debido a cambios térmicos, flexión, carga, etc.
- f). Oxidación seca . Se genera cuando la tubería está expuesta a gases y el proceso se vuelve rápido cuando existe humedad.
- g). Unión de un material viejo con un material nuevo . Debido a que el primero forma el cátodo y el segundo el ánodo.
- h). Unión de una tubería con coples, bridas, soldadura, etc. . En este caso se tiene una gran área catódica que la constituye en sí la tubería y los ánodos formados por los elementos citados.
- i). Que presente huecos la tubería . Porque se hace más facil el desprendimiento de electrones.
- j). Acción atmosférica . Se debe a los continuos cambios de humedecimiento y secado de la tubería.

El Código ANSI B31-4 establece diferentes métodos para proteger la tubería de acero contra la corrosión durante el transporte de aceite crudo :

- 1.- Revestimiento Anticorrosivo Interno y Externo.
- 2.- Anodos Galvánicos.
- 3.- Aumentar el Espesor de la Tubería de Acero.

1. Revestimiento Anticorrosivo Interno y Externo.

1.a. Revestimiento Anticorrosivo Interno.

En las líneas por sus diversas aplicaciones en la conducción de fluidos, ha sido necesario proveerles un recubrimiento interior, para evitar los problemas de corrosión, que

acarrea consigo la pérdida de eficiencia, en la conducción, por la rugosidad del acero y la contaminación de los fluidos.

Se están produciendo para el recubrimiento materiales plásticos, épicos e inhibidores que sean capaces de resistir la acción erosiva, la corrosión y la acumulación de iones en las ranuras.

Resultados de pruebas indican que con un recubrimiento interior la capacidad de entrega se aumenta en un 6 %; en cuanto a tuberías viejas las fugas han sido reducidas considerablemente y se ha aumentado su vida útil; en el momento de la limpieza, los diablos requieren la mitad de la presión que en la tubería sin recubrir y con un número menor de pasadas.

1. b. Revestimiento Anticorrosivo Externo.

Forma la primera línea de defensa contra la corrosión del medio ambiente, antes de colocar el revestimiento anticorrosivo sobre toda la pared exterior de la tubería de acero, se calienta cada tramo para eliminar toda la humedad, posteriormente se limpia la superficie que va estar en contacto con el recubrimiento, con un solvente no aceitoso o con un abrasivo (arena a presión), protegiendo los extremos con tapones para no afectar el interior. Los pequeños defectos deben limpiarse a mano a excepción de las ranuras.

Si después de transcurridas 3 horas no se ha iniciado la colocación del revestimiento se tendrá que volver a limpiar con chorros de arena.

El revestimiento está compuesto por un primario constituido de un material sintético, que es esparcido y rociado a una temperatura de 49 °C a la superficie seca y limpia de la tubería, la que es mantenida entre 29 y 38 °C hasta que alcance un espesor de 2.1 mm de película seca. Este puede ser aplicado a mano o con pistola, no permitiendo que se presenten escurrimientos y goteos. Además hasta el momento de que endurezca hay que prevenir el contacto con polvo u otros materiales extraños.

Terminada esta etapa, viene la colocación del revestimiento y la envoltura, que consiste en una capa de esmalte aplicada también en caliente de manera continua, cuyo espesor alcanza los 2.4 mm, y antes de que enfríe, viene una envoltura de refuerzo de fibra de vidrio colocada en espiral uniformemente. Inmediatamente después, es colocada una envoltura de fieltro (vidromat) para impedir que se formen arrugas.

En el caso que el recubrimiento de concreto no se vaya a colocar inmediatamente, hay que proteger el recubrimiento con papel " Kraft ", o lechada de cal; el primero ofrece la ventaja de que puede ser removido fácilmente mientras el segundo ayuda a la fijación del concreto.

Los extremos de los tubos en una franja de 267 mm , se dejan libres de recubrimiento para llevar acabo el soldado.

La inspección de la protección es realizada con un detector eléctrico portatil que sirve para localizar poros o fisuras del revestimiento mediante pulsaciones.

2. Anodos Galvánicos.

La segunda línea de defensa contra la corrosión, es creando un campo eléctrico tanto en la superficie como dentro del metal, que asegure que los iones del metal no fluyan, o que logre contrarrestar la corriente directa generada durante el fenómeno. De las técnicas más recientes que funcionan para tal finalidad, es por medio de anodos galvánicos, que son brazaletes cuyo diámetro varía desde 4" (10.2 cm) hasta 48" (121.9 cm), y un peso entre los 10 kg y los 1000 kg , su diámetro exterior generalmente coincide con el recubrimiento de concreto si es que lleva (Fig. V.5).

Para un mejor control de la corriente y para grandes efectos corrosivos se utilizan fuentes externas de corriente, y solo se estará seguro de necesitarlas al concluir el diseño; dentro de los factores que en él intervienen que son :

- a). Longitud y diámetro de la tubería.
- b). Si lleva o no lastre de concreto.
- c). Colocación en forma superficial o enterrada.
- d). Existencia de otras tuberías en las cercanías.
- e). Temperatura de operación.
- f). Tipo de material a utilizar.
- g). Vida útil de la estructura.

Existen diversos tipos de materiales para construir los ánodos, siendo los principales los de zinc y aluminio; sin embargo solamente se han utilizado en México los de aluminio. A continuación se darán algunas de las características al respecto de los ánodos.

Anodos de Zinc . Son los que tradicionalmente se utilizan en tuberías, se empezaron a usar hace unos 150 años por Humphrey Davy. Ahora son ampliamente empleadas las aleaciones de zinc con aluminio, cadmio, y en pequeñas proporciones, de plomo, hierro y cobre. Los brazaletes de éste elemento trabajan a altas temperaturas, pero no operan favorablemente cuando la tubería es enterrada en arenas o lodos, y es cuando hay que adicionar otro tipo de protección. Su costo resulta mínimo comparado con la inversión de la tubería, alcanzan una vida útil entre 20 y 40 años, están separados 100 ft (30.5 m) para líneas de 12" (30.48 cm) y 500 ft (152.4 m) en líneas de menor diámetro.

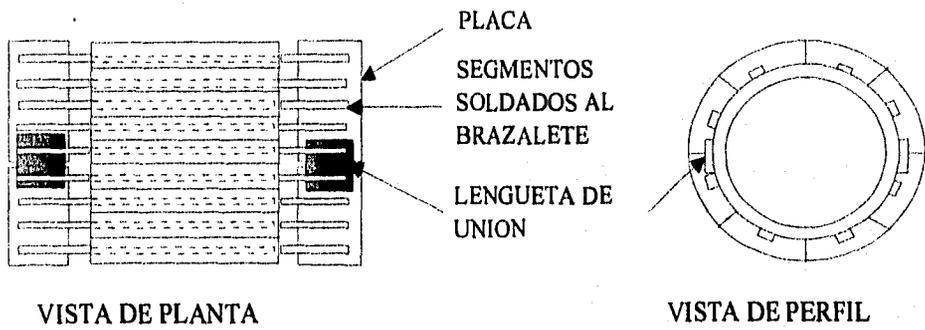
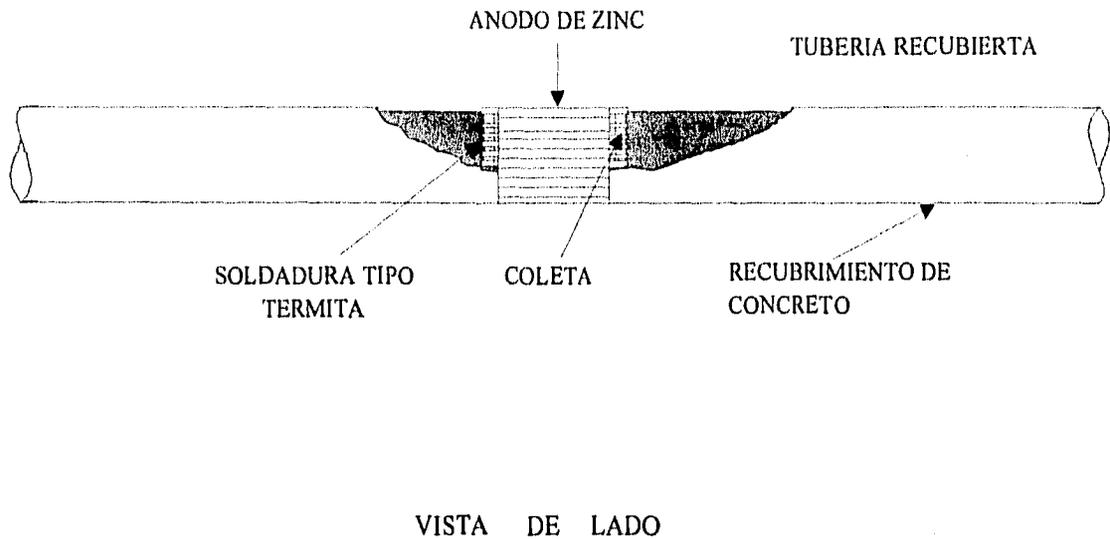


Fig.V.5. Protección Anódica.

Anodos de Aluminio. Los ánodos de aluminio han sido desarrollados para ser utilizados en lodos, tienden a disminuir su capacidad a altas temperaturas. Las aleaciones más comunes son con iridio, fierro, silicio, zinc, aumentando 3 veces la eficiencia que los ánodos de zinc, pero resultan más costosos. Tienen una duración alrededor de los 20 años, manteniendo una densidad de corriente protectora de 3.3 mA/m^2 .

La colocación de los brazaletes se lleva a cabo en forma sistemática y cuidadosa mientras la línea es tirada, porque ya colocada no es fácil llevar el control, mantenimiento o reparación del sistema de protección. La continuidad de los brazaletes es "checada", al integrarse con los tramos de la línea así como su potencial, mediante lecturas graficadas, trazando perfiles que servirán al propietario para verificar que se cumple con las especificaciones.

Los brazaletes ya diseñados son colocados en las uniones de los tubos durante el tendido. Las uniones son entonces soldadas en la barcaza a los intervalos marcados por el diseño.

3. Aumentar el Espesor de la Tubería de Acero.

El espesor mínimo no debe ser menor de 0.050" por corrosión interna y de 0.075" por corrosión externa. En el caso que se prevén ambas, se suman los espesores.

V.5. Lastre de Concreto Armado.

Después del recubrimiento anticorrosivo externo viene una capa de concreto armado que cumple con dos funciones principales (Fig. V.6) las cuales son :

- 1) Lastrar la estructura para su estabilidad.
- 2) Brindar protección.

El lastre de concreto deberá cumplir con las especificaciones siguientes :

- a) Es colocado alrededor de la tubería uniformemente con variaciones en su espesor hasta de 0.25" (6.35 mm).
- b) El peso volumétrico comúnmente usado es de 140, 150, 165 y 190 lb/ft^3 (2240, 2400, 2640 y 3040 kg/m^3) con una tolerancia de $\pm 5 \text{ lb/ft}^3$ (80 kg/m^3).
- c) La resistencia mínima es de 4000 lb/pg^2 (280 kg/cm^2) a los 7 días de iniciado el fraguado y de 5000 lb/pg^2 (350 kg/cm^2) a los 28 días.

Los elementos que lo constituyen son proporcionados por peso y son :

- * **Cemento.** Cumplirá con las especificaciones del ASTM C-150-73a, es del Tipo I y no se acepta con grumos o endurecido.

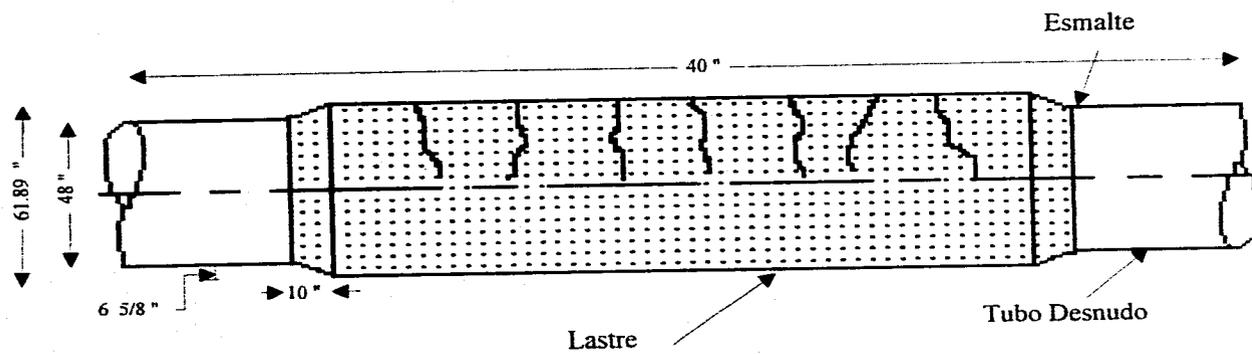


Fig. V.6. Tubería Lastrada con Concreto.

- * *Agregados Pétreos*. Serán en la medida que marca el ASTM clausulas C-33-74a y C-29-78. Estarán libres de sales, ácidos, alcalis, sustancias dañinas y materiales orgánicos; deben ser " *checados* " cada 15 días cuando se encuentran almacenados.
- * *Agua*. El agua será limpia y no contendrá aceite, ácidos, sal o impurezas orgánicas.
- * *Acero de Refuerzo*. La cantidad dependerá del diseño, se fabrica de lingotes para producir una malla de alambre galvanizado calibre 11 - 12, con una cuadrícula de 1" x 2.64" (2.5 x 6.7 cm). En el ASTM A-615 indica las propiedades físicas y químicas del acero de refuerzo.

Para la colocación, primero va una malla a $1" \pm 1/4"$ (2.54 ± 0.6 cm) del recubrimiento anticorrosivo externo y la segunda a $1/2" \pm 1/4"$ (1.27 ± 0.6 cm) del límite exterior del concreto, los traslapes son de 1" (2.54 cm) como mínimo.

El concreto es colocado en forma continua, capa por capa, por medios mecánicos durante un lapso no mayor de 30 minutos después de haber iniciado el mezclado. La temperatura mínima permisible durante el tiempo que dura la operación es de 40 °F (4.5 °C), en el caso de que disminuya deberá protegerse para evitar agrietamientos.

En los extremos de cada tubo, el concreto estará a una distancia de 15" (38.1 cm), sirviendo el espacio para hacer las uniones en campo, pero terminará en un bisel con un ángulo menor a los 60°.

El curado del concreto puede realizarse de 3 maneras :

- * *Curado con Agua* . Es mantenido húmedo el concreto después de las dos primeras horas de colado y hasta en un período no menor de 4 días.
- * *Curado con Membrana* . Después de haber rociado con agua y que ésta haya desaparecido, se cubre el concreto de manera uniforme con una membrana plástica.
- * *Curado con Vapor* . Se inicia después de dos horas de haberse colado, es de los más eficientes pero se debe cuidar de no dañar al anticorrosivo.

Cada tramo será identificado con fecha, espesor y peso del lastre, ya que en el caso de detectar fallas en la etapa de inspección deberá ser " *checado* " el lote de donde provino.

Las reparaciones se pueden hacer en el recubrimiento de concreto sin curar, en un área no mayor de 1 ft² (0.093 m²), cuidando de no mover el refuerzo y de utilizar la mezcla similar a la original. Cuando el daño excede de 1 ft² (0.093 m²) y no se extiende a más de 3 ft (0.92 m) de longitud, la reparación implica remover el concreto

por debajo del refuerzo; si es mayor de 3 ft (0.92 m) será necesario cambiar el tramo completo.

En el caso de que existiera desprendimiento de concreto en un área de 1 ft² (0.93 m²), no es necesaria la reparación; para un área entre 1 ft² (0.093 m²) y 3 ft² (0.28 m²), el concreto se corta alrededor de la superficie dañada, permitiendo así la adhesión del nuevo material. Cuando el área es mayor de 3 ft² (0.28 m²) implica remover el concreto dañado.

En el caso de que el lastre de concreto se desprenda, puede realizarse una junta de campo con formas metálicas y rellenando el hueco con concreto.

Cuando se tienen los tramos listos son transportados y vueltos a supervisar para detectar daños especialmente en el recubrimiento y en sus extremos biselados. El transporte es después de pasadas las 24 horas de colados, y hasta los 7 días se podrán estribar.

CAPITULO VI

PRUEBA HIDROSTATICA E INSPECCION DE TUBERIAS

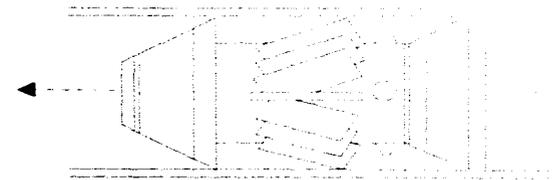
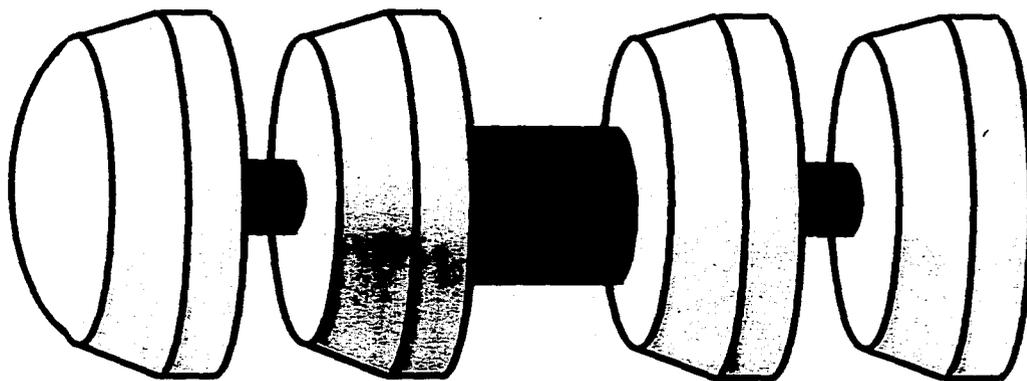
VI.1. Prueba Hidrostática.

Se realiza cuando la línea está totalmente terminada, cuando se trata de un ducto terrestre generalmente se hace por tramos que no son mayores de 25 km; en tuberías submarinas debe ser probada toda su longitud de una sola vez, por la imposibilidad de colocar trampas submarinas intermedias.

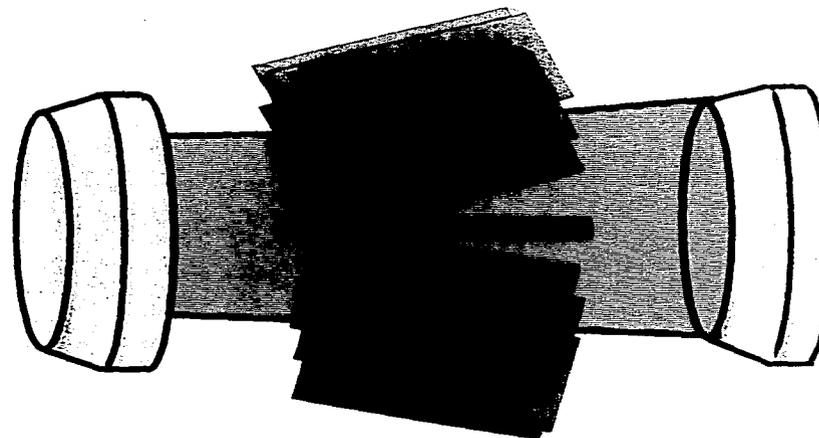
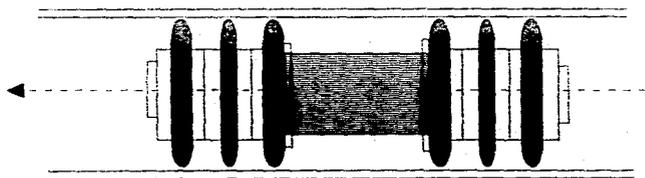
Ya instalada la tubería con todos sus accesorios y antes de entrar en operación, se lleva a cabo la prueba hidrostática, primero hay que limpiar interiormente la línea de toda clase de desechos, óxidos, polvo, rebabas, etc; ésto es posible mediante un " *diablo de desplazamiento positivo* ", para que posteriormente, pase un " *diablo de calibración* " provisto de un plato de medición que ayuda a comprobar la integridad de la misma, y es lanzado 16 km (de ser posible) después del primer diablo y así se mantiene durante la maniobra (Fig. VI.1).

El plato de medición tiene un 95 % del diámetro interno para que pueda registrar las deformaciones existentes; posteriormente serán valuadas cada una de las deformaciones detectadas para que en el caso extremo se reemplace el tramo de tubería averiado.

Después de la medición interna final viene la ejecución de la prueba que consiste en llenar la tubería con agua salada limpia, y libre de material en suspensión, mezclada con un inhibidor de corrosión y un eliminador de oxígeno que permanecerá más de 21 días dentro.



Diablo de Desplazamiento y Bacheo (SBN-4A)



Diablo Limpiador con Cuchillas (2CC-BL)

Fig. VI.1. Diferentes Tipos de Diablos Usados en Tuberías Submarinas.

Durante las primeras 24 Hrs se mantiene una presión igual a 1.5 veces la presión de operación referida a la presión del mar. El esfuerzo circunferencial durante la prueba no exceda del 90 % de la resistencia mínima a la cedencia (SYMS).

Para inducir la presión se utilizará una bomba de desplazamiento positivo que logre ejercer más de las 100 psi (7.02 kg/cm²); un manómetro de precisión para medir la presión de prueba; un medidor de peso muerto que registra los incrementos de 1 psi (0.07 kg/cm²); un registrador con graficadora que opere las 24 Hrs durante la prueba; un termómetro y un termógrafo que nos indique las variaciones de temperatura; por lo que si existiera una variación notable se tendría que investigar la causa.

Todo el equipo mencionado permite llevar un control, y en el caso que se presenten valores de presión y temperatura por causa de fallas o fugas, después de hacer la reparación se continuará la prueba durante otras 24 Hrs hasta obtener resultados satisfactorios.

Posterior a la prueba se correrán cinco veces como mínimo, dependiendo de las necesidades, los " *diablos* " del tipo adecuado para desplazar completamente el agua que haya quedado en la tubería, dichos " *diablos* " se hacen circular a una velocidad que fluctúa entre los 6 y los 9 km/hr.

Finalmente se corren cuando menos otros cinco " *diablos* " de empaques separados entre sí por un " *bache* " de alcohol de 20 a 30 barriles, con el propósito de secar completamente el interior del ducto.

VI.2. Inspección de Tuberías.

La evaluación de la seguridad y productividad de una tubería requiere, como cualquier otro sistema técnico, el conocer recientemente la condición de dicho sistema, en nuestro caso, la tubería.

La finalidad de la inspección de tuberías de conducción, es comprobar periódicamente que operen con seguridad de acuerdo con los requisitos y ordenamientos estipulados.

Los resultados obtenidos de las inspecciones, deberán reportarse a todas las dependencias involucradas las cuales, corregirán las anomalías existentes para asegurar la operación de los sistemas o tuberías de conducción.

Para poder llevar a cabo la inspección de un tramo o sistema de tubería, se deberá disponer de la información siguiente :

- a) Características de la Tubería : Servicio, diámetro, longitud, condiciones de operación, especificaciones del material, etc.

- b) Planos Topográficos que Indiquen : Trazo, kilometraje, estaciones, válvulas, cruzamientos, injertos, clase de localización, etc.
- c) Datos acerca del recubrimiento exterior aplicado.
- d) Diseño de la Protección Catódica aplicada y registro de las mediciones.
- e) Histograma de fugas, registro de accidentes y reparaciones en el tiempo de operación del sistema.
- f) Datos sobre otras tuberías o estructuras metálicas próximas que crucen, sigan trayectorias paralelas o se deriven del sistema de tubería que se inspeccionará.
- g) Reportes de calibración, reparación, fallas, accidentes, simulacros y actividades de seguridad.
- h) Reportes de inspecciones anteriores y solicitudes de trabajo para corregir anomalías.

La inspección de tuberías mediante pruebas no destructivas se realizan en forma periódica, con el empleo de equipos electrónicos llevados a bordo de una embarcación, cada uno de ellos aportando cierta información que de manera conjunta defina las condiciones en que está operando la línea de conducción.

Mediante reportes se detallarán todos los aspectos importantes observados en los registros con su respectiva fecha y localización :

Entre los equipos que sirven para dicho fin son :

1. Sistema de Posicionamiento : Para dar la ubicación y registrar las marcas de evento a cada determinada distancia ó tiempo.
2. Sistema de Magnetómetro : Dentro de la inspección, ayuda a localizar y a realizar levantamientos de las líneas en el caso de que se requiera.
3. Sistema Pinger : Es un sistema creado por ORE, tiene como principal función el de delinear trincheras y detectar tuberías enterradas con una precisión hasta de 5 cm, aun bajo condiciones de operaciones no muy favorables. Consta de una consola que maneja 4 rangos de frecuencia : 3.5, 5, 14, 20 KHz; los dos primeros son para una máxima penetración en los sedimentos; el 3^{er} rango para registrar tuberías de pequeño diametro (hasta 4 ") enterradas someramente y el último para delinear trincheras. Para representar la información se hace uso de una graficadora de alta resolución que opere con diferentes escalas; un transductor fijo o móvil; en el caso de ser móvil se requiere adicionalmente un malacate provisto de cable suficiente para ser remolcado.
4. Sistema de Mapeo de Fondo Marino : Este sistema es similar al sonar de barrido lateral; pero con algunas inovaciones en cuanto al manejo y a la presentación de la

información recopilada. Consta de un sensor hidrodinámico, un malacate con cable de acero, una graficadora y dos grabadoras de cinta magnética. La grabación produce una visión en planta de los accidentes topográficos así como su ubicación, en los registros éstos operan con sus dimensiones correctas, y para la inspección logra verificar la existencia de alguna fuga en las tuberías. Su funcionamiento consiste en que el sensor emite señales sónicas que al reflejarse en el fondo marino no vuelven a ser recibidas por el mismo, captando de esta manera todos los eventos con una gran definición. Con dicho equipo se logra cubrir fajas de hasta 500 m a cada lado del sensor, siendo alimentada por corriente alterna de 125 o 210 Volts con 60 Hz logrando una resolución de 0.25 m dependiendo de la escala empleada.

5. Sistema de Detección de Fugas : Consiste de un sensor acústico remolcado que sirve para localizar fugas en las tuberías submarinas; para obtener resultados consta de una unidad procesadora, una impresora, y una pantalla que registra toda la información percibida por el sensor.

Adicionalmente a la aplicación de estos sistemas se hacen pruebas con rayos X, métodos ultrasónicos, medidores de potencial, y de análisis magnético.

Estas inspecciones se realizan puesto que las estadísticas muestran que las tuberías a pesar de los medios de protección están expuestos a sufrir algún daño, estos diferentes tipos de daños estan indicados en la Tabla VI.1.

Con el propósito de mantener la integridad de los sistemas de tubería en el fondo marino se debe establecer y cumplir programas de vigilancia y mantenimiento continuos.

Todas las tuberías en que se observen fugas o se comprueben mermas en el transporte, deberán rehabilitarse. La dependencia que dé mantenimiento a una tubería, deberá establecer y cumplir programas para vigilar, a intervalos no mayores de 5 años, con el fin de conocer y registrar sus condiciones.

Cuando en una tubería de conducción se realice una reparación con carácter provisional, tal como el uso de trampas, de inmediato debe quedar programada la reparación definitiva, la que se llevará a cabo en un termino no mayor de 3 días. Para la reparación permanente de una tubería con fuga, si es posible ponerla fuera de operación, la reparación se efectuara cortando una porción cilíndrica del tubo y reemplazándola con tubo de similar o mayor espesor, y si la tubería no es puesta fuera de operación, se debe reducir la presión de operación a un nivel seguro, realizándose en cada caso un análisis en el cual participarán : operación, mantenimiento, seguridad de la rama responsable del ducto, y deberá soldarse un aditamento de diseño y material adecuado a las dimensiones necesarias,

Datos Potenciales debidos a :		EXTENSO	MODERADO	MENOR	MAXIMA PROBABILIDAD	OCURRENCIA ESPERADA	POCO PROBABLE
Corrosión Externa*		*			*		
Tirante de agua	} Estados Naturales Excediendo las de diseño.		*				*
Oleaje							
Corrientes							
Mareas							
Viento			*				*
Efectos Termales y Hielo							
Abrasión y Desgaste				*			*
Huracanes		*					*
Tormentas Severas		*					*
Sismos		*					*
Transporte de Suelos				*		*	
Erosión				*		*	
Fenomenos del Fondo				*		*	
Accidentes Navales*		*			*		
Arrastre de Anclas*		*			*		*
Pesca		*					*
Dragado			*				*
Descarga de Desperdicios							
Errores del Operador				*		*	
Equipo Inadecuado		*				*	
Equipo en Malas Condiciones		*				*	
Sabotaje		*				*	*

Tabla. VI.1. Relación de los Factores de Falla más Frecuentes en Tuberías.

Corrosión Interna	*					
Explosión	*					*
Fuego	*					*
Daño Inadvertido Durante la Construcción		*			*	
Deficiencias de Materiales		*				*
Deficiente Control de Calidad		*				*
Coeficientes de Diseño			*			*

* Estadísticamente los más frecuentes.

Tabla. VI.1. Relación de los Factores de Falla más Frecuentes en Tuberías.

(Continuación)

alrededor del tubo, o se puede colocar una abrazadera diseñada para la fuga y posteriormente soldarla al tubo.

Los tubos reemplazados deben ser probados en igual forma que un tubo nuevo.

Cuando se observe abatimiento en el gasto que pudiera ser indicio de obstrucción en la tubería por acumulación de líquidos, polvos y otros materiales extraños, debe efectuarse la limpieza de la tubería en el tramo afectado, lo cual podrá realizarse mediante la corrida de diablos adecuados a cada caso.

En la inspección radiográfica de soldaduras, se especifica que se tomen radiografías al 100 % de las soldaduras, cualquiera que sea el número de placas necesario para radiografiar una soldadura.

Las soldaduras se consideran defectuosas cuando presenten fallas como : falta de penetración o fusión incompleta, quemadas, líneas de escoria, inclusiones individuales de escoria, fractura, porosidad o bolsas de gas, socavado externo, recubrimiento cóncavo, altibajos, también se considerarán defectuosas cuando en una longitud de soldadura de 12 " exista cualquier acumulación de los defectos antes anotados, o cuando dicha longitud de soldadura sea menor de 12 " y en el 8 % o más de dicha longitud exista acumulación de dichos defectos.

CONCLUSIONES

A lo largo de este trabajo se han presentado criterios y requisitos que deben de llevarse a cabo para la buena realización, tanto del proyecto como de la construcción, así como de su inspección de este tipo de tuberías para la conducción de hidrocarburos.

El conocimiento de la configuración del fondo del mar proporcionará la información sobre la profundidad y el perfil que tomará la línea al ser instalada, y ésta puede ser enterrada o simplemente alojada en el lecho marino. Todo ésto nos permitirá tomar las precauciones necesarias en el proceso de instalación o tendido de la misma.

Las ilustraciones presentadas en este trabajo, dan una mejor idea de los procedimientos de construcción que se pueden emplear, y de detalles tan importantes como el recubrimiento, lastrado y lanzamiento de la tubería.

El diseño de una tubería submarina se compone del análisis de la tubería desde tres puntos de vista. El diseño conforme a la operación de la tubería, el diseño estructural y el diseño de su estabilidad. El diseño conforme a su operación no difiere con el realizado para tuberías terrestres. El diseño estructural y el de estabilidad solamente se presenta en tuberías submarinas.

En el diseño de la tubería para su operación, deben considerarse diferentes diámetros para poder hacer una comparación de la energía perdida, traducida en capital durante su vida útil, con los costos de construcción de las líneas de acuerdo a sus diámetros. Y de aquí escoger el proyecto más económico a construir.

Existen varios procedimientos de instalación de tuberías submarinas, los cuales se dividen en tres grupos : instalación dentro de costa, instalación en aguas fuera de costa y la instalación aproximándose a costa. La elección de uno de ellos depende de la selección de la ruta que se haya decidido tomar, y ésto aunado a las condiciones ambientales, tales como : el oleaje, las corrientes, la profundidad del mar y las características del lecho marino. El método más dinámico es el del " *Stinger* ", el cual es factible usarlo para casi todas las condiciones que se presenten.

El método del " *Stinger* " es el método más usado en México por Petróleos Mexicanos. Los cientos de kilómetros de tubería que PEMEX ha colocado a partir de 1979, los ha tendido por medio de este procedimiento, principalmente en la Sonda de Campeche.

Con todos los elementos proporcionados en este trabajo, se cubren todas las actividades, que intervienen de una u otra manera en el *Proyecto y Construcción de Tuberías Submarinas para la Conducción de Hidrocarburos.*

GLOSARIO

BARCAZA: Embarcación de puerto que sirve para transportes auxiliares, especialmente el de cargas desde los muelles u otros buques hasta el costado del que debe embarcarse de nuevo.

BATIMETRIA: Medida de la profundidad de los mares o de los lagos.

BOTTOM PULL: Tiro por el fondo.

CARGAS: Pesos o fuerzas sostenidos por una estructura (tubería).

CATODO: Electrodo a través del cual una corriente sale de un elemento electrolítico.

CODIGOS: Procedimientos escritos para el diseño, selección de materiales y procesos industriales o de explotación para la producción de artículos; en este caso tuberías.

CORRIENTE: Corriente originada por la acción del oleaje, que transcurre paralela a la costa.

CORROSION: Ataque físico o químico en superficies (tuberías). Destrucción gradual de un metal (superficie interna de la tubería) o una aleación, producida por un proceso químico, como la oxidación o el ataque de un producto.

COSTAFUERA: Area geográfica marina a partir de la orilla del mar.

DEPRESION: Area estructuralmente baja de la corteza terrestre.

DEVANADO: Enrollado de un cable (para este caso una tubería) en un carrete.

DRAG: Arrastre.

EMBARCACIÓN: Una de las denominaciones generales que se aplican a toda construcción naval capaz de flotar.

ESTABILIDAD: Estado de una estructura sometida a carga, sobre la que no actúan, en ningún punto, esfuerzos capaces de superar los límites de elasticidad de los materiales.

GEOTECNIA: Aplicación de métodos científicos y principios de ingeniería a los problemas de ingeniería civil mediante la adquisición, interpretación y utilización de los conocimientos de materiales existentes en la corteza terrestre.

GEOFISICA: Conjunto de disciplinas que aplican los principios y métodos de la física al estudio de la Tierra.

GRANULOMETRIA: Medición del tamaño de los granos en las rocas sedimentarias.

INERCIA: Incapacidad de los cuerpos para modificar su estado de reposo o de movimiento

JUNTA: Unión de dos tuberías o más por medio de un cople, la cual va soldada a la tubería en cada uno de sus extremos.

LIFT: Elevación.

MALACATE: Tambor vertical para enrollamiento de cable, arrastrado por un motor de combustión interna.

MAREA: Movimiento periódico y alternativo de ascenso y descenso de las aguas del mar debido a la combinación de las atracciones lunar y solar.

MORFOLOGIA: Estudio de la configuración y contornos de los objetos y en particular de la superficie de la tierra.

MUESTRA: Material del yacimiento en su estado natural y de su lugar de origen llevándose a la superficie para su examen físico.

NORMAS: Reglas que se deben seguir. Modelo a que se ajusta un trabajo.

NUCLEOS: Muestras cilíndricas de material obtenida mediante la penetración de una barra hueca especial, en un estrato a fin de conocer la composición del material.

OCEANOGRAFIA: Descripción y cartografía de los mares.

OLEAJE: Conjunto y sucesión de olas.

PANDEO: Deformación de un miembro estructural bajo cargas de compresión.

PETROLEO: Aceite mineral hidrocarburado no refinado que se extrae de yacimientos naturales en muchas partes del mundo.

POPA: Parte posterior de la nave, en donde está el timón.

PROA: La parte delantera de todo buque, con la cual corta las aguas del mar.

SOCAVACION: Hacer un hueco por debajo del terreno o dejándole en falso.

TOPOGRAFIA: Técnica de verificar medidas de las posiciones relativas de puntos sobre la superficie de la Tierra, de manera que se pueden describir verdaderas proporciones horizontales y verticales.

TOPOHIDROGRAFIA: Levantamiento de los planos hidrográficos a lo largo de la costa.

VORTICE : (Remolino). Flujo rotatorio de líquidos o gases alrededor de un área de depresión central.

YACIMIENTO PETROLERO: Es el estrato de roca permeable que ocupa el petróleo; el cual se puede explotar por medio de la perforación.

BIBLIOGRAFIA

1. *OFFSHORE PLATFORMS AND PIPELINING*. Ed. The petroleum Publishing Company. Tulsa, 1979.
2. Le, P.Tirant.- *SEABED RECONNAISSANCE AND OFFSHORE SOIL MECHANICS FOR THE INSTALLATION OF PETROLEUM STRUCTURES*. Ed. Technip.
3. *COMPENDIO DE ESPECIFICACIONES Y ARTICULOS TECNICOS*. Ed. Pemex.
4. Herrejón, Luis de la Torre.- *ESTRUCTURAS MARITIMAS*. Ed. Limusa.
5. *PIPELINES IN THE OCEAN*. Ed. American Society Engineers.
6. *I SEMINARIO SOBRE INGENIERIA CIVIL APLICADA A LA INDUSTRIA PETROLERA*. Ed. IMP. Tomo II, México, 1976.
7. *CURSO DE GEOTECNIA MARINA*. Ed. Centro de Educación Continua, Facultad de Ingeniería UNAM. México, 1983.
8. *PROYECTO Y CONSTRUCCION DE OBRAS MARITIMAS*. Ed. Centro de Educación Continua, Facultad de Ingeniería UNAM. México, 1986.
9. *PROYECTO Y CONSTRUCCION DE OBRAS MARITIMAS*. Ed. Centro de Educación Continua, Facultad de Ingeniería UNAM. México, 1987.
10. Guerra, P. Cárdenas.- " *EL OLEODUCTO DE 48" DE LA TERMINAL MARÍTIMA DE DOS BOCAS, TABASCO* ". Ed. Facultad de Ingeniería UNAM. México, 1981.
11. " *OLEODUCTO SUBMARINO DE 48 pg* ". Ed. Revista Grupo ICA. México 1980.
12. A. H. Mouselli.- " *METHOD HELPS ANALYZE PIPELINES WHITH THICK CONCRETE COATING* ". Oil and Gas Journal, Petroleum Publishing Co., Tulsa, Oklahoma 1978.
13. P. & G. J. Staff Report.- " *R.A.T. PIPELINE METHOD PASSES TEST IN NORTH SEA* ", Pipeline and Gas Journal, Harcourt Brace Jovanovich Publications., Dallas, Texas 1977.
14. Solarza, José Araya.- " *TUBERIAS SUBMARINAS REVESTIDAS DE HORMIGON* ". Petróleo Internacional., Petroleum Publishing Co., Tulsa, Oklahoma 1979.
15. " *CONSIDERACIONES ESTRUCTURALES EN EL DISEÑO DE TUBERIAS SUBMARINAS* ". Ed. IMP., México, 1980.
16. *PIPE LINE INDUSTRY*. USA, Agosto de 1977.
17. *PETROLEUM ENGINEER*. USA, Noviembre de 1979.
18. *OFFSHORE*. USA, Agosto de 1978.
19. *PIPE LINE INDUSTRY*. USA, Julio de 1978.
20. *PIPE LINE INDUSTRY*. USA, Marzo de 1982.

21. *OFFSHORE*. USA, Julio de 1978.
22. *PIPE LINE INDUSTRY*. USA, Abril de 1978.
23. *PIPE LINE & GAS JOURNAL*. USA, Abril de 1981.
24. *WORLD OIL*. USA, Julio de 1976.
25. *OBRAS*. México, Julio de 1981.
26. *PIPE LINE INDUSTRY*. USA, Julio de 1977.
27. *PIPE LINE INDUSTRY*. USA, Octubre de 1982.
28. *PIPE LINE INDUSTRY*. USA, Noviembre de 1982.
29. *PIPE LINE INDUSTRY*. USA, Diciembre de 1982.
30. *RULES FOR THE DESIGN, CONSTRUCTION AND INSPECTION OF SUBMARINE PIPELINES AND PIPELINE RISERS*. Ed. Det Norske Veritas (DNV), Dinamarca, 1976.
31. *GAS TRANSMISSION AND DISTRIBUTION PIPING SYSTEMS*. ANSI B31-8., 1975.
32. *HIGH-TEST LINE PIPE LINE*. API 5LX, 1977.
33. *LIQUID PETROLEUM TRANSPORTATION PIPING SYSTEMS*. ANSI / ASME B31-4., 1979.
34. Lara, B. Nájera. - " *ESTUDIOS GEOTECNICOS PARA LA INSTALACION DE TUBERIAS SUBMARINAS* ". Tesis F.I. UNAM., México 1985.

el momento en que se va a perforar el pozo, este se puede en virtud de que a partir del nivel (-) 220 del lecho marino la barrera de perforación ya no puede penetrar.

VI. Instalación de la superestructura

El barco-grúa se encuentra anclado en la posición que se detalla en el diagrama 19 y los pasos para realizar este tipo de trabajo son los que se mencionan a continuación.

A) Corte de los pilotes

Sobre los pilotes de la subestructura se montan directamente la superestructura sin que haya elementos de intersección. En cualquier caso lo más importante del montaje de estas estructuras es el corte que se hace a los pilotes. De la calidad del corte dependerá el desgaste que tenga la subestructura y de la habilidad de los cortadores. Los pasos para cortar los pilotes son los siguientes:

1. Colocar el nivel en el centro de la subestructura y leer las lecturas de los cortes con precisión.

2. Con la estaca medir que los cortes sean los mismos en todas las direcciones sobre los elementos estructurales que se cortarán en el nivel (-) 12.

3. Calcular e bajar los niveles de excavación.

4. Revisar con el nivel que los cortes sean los mismos en todas las direcciones.

El nivel de corte deberá ser el mismo en todas las direcciones y deberá ser el mismo en todos los puntos de corte.