



28
145

Universidad Nacional Autónoma de México

Facultad de Ingeniería

DISEÑO Y CONSTRUCCION DE LINEAS SUBMARINAS

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO CIVIL
P R E S E N T A
Daniel Antonio Morales Serrat**

México, D. F.

1983



Universidad Nacional
Autónoma de México



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.

INDICE

	Pag.
I. INTRODUCCION	1
II. ELEMENTOS DE DISEÑO	3
II.1. Oleaje	3
II.1.1. Fuerza de Coriolis	3
II.1.2. Olas por Viento	4
II.1.3. Sistemas de Medición de Olas	8
II.1.4. Predicción de Olas	9
II.1.5. Movimiento del Agua en el Lecho Marino Inducido por las Olas	11
II.1.6. Tubería Paralela a los Frentes de Ola	13
II.1.7. Tubería Localizada en un Angulo de Ataque Respecto al Flujo de la Ola	16
II.1.8. Estabilidad de la Tubería Contra las Fuerzas de Olas	17
II.2. Corrientes	18
II.2.1. Circulación de Aguas Superficiales en el Océano	18
II.2.2. Las Corrientes en la Costa	18
II.2.3. Corrientes por Vientos	18
II.2.4. Corrientes por Mareas	19
II.2.5. Medición de Corrientes	21
II.2.6. Presentación de los Datos de Corrientes	22
II.2.7. Corriente Perpendicular a la Tubería	24
II.2.8. Valores de los Coeficientes	24
II.2.9. Corriente Incidente en Angulo a la Tubería	26
II.3. Topohidrografía	27
II.3.1. Batimetría	30
II.4. Características del Lecho Marino	33
II.4.1. Líneas sobre el Lecho Marino	33
II.4.2. Líneas Atrincheradas	35
II.5. Acción Corrosiva	37
II.5.1. Clasificación de la Corrosión	39
II.5.2. Corrosión Galvánica	42
II.5.3. Corrosión por Celda de Concentración	42
II.5.4. Métodos de Protección Anticorrosiva	43
III. CRITERIOS DE DISEÑO	46
III.1. Objetivo	46
III.2. Diseño para Operación de Tuberías de Línea	47
III.2.1. Diseño	47

III.3.	Diseño Estructural	65
III.3.1.	Análisis Aproximado del Tendido de la Tubería con curvatura "S"	65
III.3.2.	Método de las Rigideces Modificado para el Análisis del Tendido de Tuberías con curvatura "S"	67
III.3.3.	Análisis de la Tubería con Lastre de Concreto	74
III.4.	Diseño de Estabilidad	80
IV.	PROCEDIMIENTOS DE TENDIDO	82
IV.1.	Instalación de Tuberías dentro de Costa	82
IV.1.1.	Bastidor	82
IV.2.	Instalación de Tuberías en Aguas Fuera de Costa	85
IV.2.1.	Método del Stinger	85
IV.2.2.	Método Reel (Carrete)	88
IV.2.3.	Grúa Flotante	89
IV.3.	Instalación de Tuberías Dentro y Fuera de Costa	93
IV.3.1.	Tiro por el Fondo	93
IV.3.2.	Método de Flotación	96
IV.4.	Protección y Preparación de la Tubería	99
IV.4.1.	Recubrimiento Anticorrosivo a base de Alquitrán de Hulla	100
IV.4.2.	Protección Catódica	101
IV.4.3.	Recubrimiento de Concreto	103
V.	EXPERIENCIA EN DOS BOCAS	106
V.1.	Objetivo	106
V.2.	Localización	106
V.3.	Diseño de Operación	106
V.4.	Flotabilidad Negativa	108
V.5.	Revisión Estructural	109
V.6.	Protección y Preparación de la Tubería	112
V.6.1.	Revestimiento Anticorrosivo y de Fricción	112
V.6.2.	Protección Catódica	112
V.6.3.	Arrestadores de Pandeo	112
V.6.4.	Enterrado de la Línea	112
VI.	CONCLUSIONES	113
	BIBLIOGRAFIA	115

I. INTRODUCCION

Las líneas submarinas podemos dividir las en dos tipos. El primero es el referente a emisores submarinos, los cuales son líneas destinadas a llevar desde la tierra hasta el océano las aguas de desperdicio provenientes principalmente de casas habitación, edificios habitacionales y comerciales, así como de industrias. El segundo tipo se refiere a conductos submarinos, que son la base del estudio de esta tesis. Los conductos submarinos se usan principalmente para el transporte del petróleo y el gas natural, fuentes primordiales de energía. Los países, que tienen estos recursos, tienen la necesidad de contar con los elementos y movilización de hidrocarburos entre los centros de producción y los centros de consumo o exportación.

En los primeros años de la industria del petróleo, toda la producción se extraía de pozos ubicados sobre tierra firme y el transporte del petróleo crudo desde los yacimientos hasta las refinerías y el de los productos derivados desde éstas hasta los centros de consumo, se efectuó mediante oleoductos, vagones de ferrocarril y camiones. Posteriormente se inició el transporte marítimo, el cual se intensificó con la explotación de yacimientos marinos. Con la aparición de los buques petroleros, se hizo necesario el acondicionamiento de muelles para tener en ellos las instalaciones necesarias para la carga y descarga de los buques. 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.

Las tuberías 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. Las líneas submarinas han dado la solución al alto costo en la construcción de muelles para buques de gran calado. Estas líneas generalmente son construidas conectando los almacenamientos terrestres con boyas marinas, que suministran la carga a los buques tanques, en donde la profundidad del mar es suficiente para permitir su posicionamiento. Esta boya puede ser con brazos giratorios, con el objeto de que al sujetarse el buque, éste tenga la libertad de girar a su alrededor según la dirección del viento. Y por otro lado, conectan los puntos de explotación marítimos con zonas de almacenamiento en tierra.

Dentro del cúmulo de actividades de construcción encaminadas a la realización de conductos en general, 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 planeación de estas 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 se requiera en altamar.

En la tierra existen varias zonas, en donde se han construido complicadas redes de líneas submarinas, destacando por la magnitud de los proyectos desarrollados las zonas del Mar del Norte, el Mediterráneo y el Golfo de México. La importancia de los proyectos se puede medir con las características propias de la línea o de su cons-

trucción como pueden ser longitud de la línea, diámetro de la tubería, peso, profundidad de tendido, etc.

En México, en los últimos años debido al importante incremento mundial en la demanda del petróleo se ha intensificado la búsqueda de yacimientos y consecuentemente la producción del crudo. Una de las zonas de mayor activación en cuanto a producción de petróleo es el Golfo de México en las costas del Sureste de México. En la Sonda de Campeche, donde se cuenta con toda la producción marina de crudo en México, 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. Tales líneas fueron:

- 1.- 42 kilómetros de 1.22 m (48") de diámetro para las boyas 1 y 2 de Dos Bocas, Tabasco.
- 2.- 727 kilómetros de oleoductos de 91.4 m (36") de diámetro consistentes en tres líneas, que unen los yacimientos con la terminal de Dos Bocas, Tabasco, y dos que unen a las tres boyas para carga de buques-tanque en Cayo Arcas, a 85 km al Norte de los yacimientos.
- 3.- 146 kilómetros de gasoductos de 91.4 m (36") de diámetro de los cuales dos son de recolección y uno de transporte de gas a tierra.
- 4.- 345 kilómetros de líneas de recolección en diámetros de 0.40 m a 0.60 m entre plataformas instaladas.

Aunque desde 1961 se construyeron las primeras líneas submarinas por parte de Petróleos Mexicanos, para la explotación de yacimientos en el Golfo de México, ha sido en los últimos años en los que se ha obtenido en México la experiencia adecuada para la construcción de estas líneas, ya que la gran mayoría de las líneas en la Sonda de Campeche se construyeron a partir de 1979 hasta la fecha.

Debido a la importancia que significa el desarrollo en nuestro país de la construcción y diseño de líneas submarinas, es que he desarrollado el presente trabajo. En este trabajo se pretende dar un aspecto general de todos los factores que intervienen en el desarrollo de una obra marítima de este tipo, sobresaliendo los factores de diseño, métodos de tendido, diseño estructural en el tendido de la tubería y la experiencia en Dos Bocas, Tabasco.

En el diseño de una línea submarina intervienen diversos factores, que pueden modificar las características propias de la tubería y además determinan las condiciones necesarias para que el proceso de tendido y su estabilidad una vez instalada sean asegurados. Estos factores son analizados en el segundo capítulo de esta tesis y son los correspondientes al oleaje, corrientes, topohidrógrafa, características del lecho marino y la acción corrosiva.

II. ELEMENTOS DE DISEÑO

II.1. Oleaje

Los movimientos del aire son una influencia muy significativa sobre ciertos procesos importantes en el mar, por lo que serán considerados en esta sección.

II.1.1. Fuerza de Coriolis

Cuando un objeto se mueve en una trayectoria circular, aunque tenga una velocidad constante, se generará una aceleración dirigida hacia el centro del círculo, aceleración centrípeta. Conforme a la segunda ley de Newton, un objeto acelerado tiene una fuerza de magnitud igual al producto de la aceleración y la masa del objeto actuando en dirección de la aceleración.

Considerando un punto sobre una superficie esférica con movimiento rotacional alrededor de un eje fijo, con una velocidad (w) constante, podemos afirmar, que tiene una aceleración dirigida hacia el eje rotacional, sobre un plano perpendicular al eje, que contiene también el punto en cuestión. Un objeto sin movimiento sobre este punto tendrá la misma aceleración que el punto. Pero, si el objeto se mueve a lo largo de la superficie con una velocidad (u) constante respecto al punto, resulta que por causa de la rotación de la esfera, el objeto tendrá una aceleración con respecto al punto a lo largo de la superficie. Esta aceleración es dada por la siguiente ecuación:

$$a = 2 u w \sin \phi \quad (II.1.1.)$$

donde el ángulo ϕ está definido en la fig. II.1.

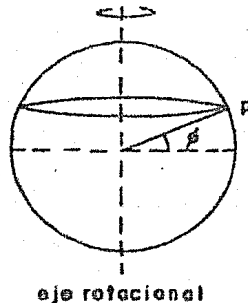


Figura II.1. Diagrama esquemático de la rotación de la tierra

La aceleración como está expresada en la ecuación II.1.1. es conocida como la "aceleración de Coriolis" y tiene una dirección perpendicular a la velocidad u , y la fuerza que aparece en función de esa aceleración es la "fuerza de Coriolis".

En un nivel de aproximación muy grande podemos asociar el razonamiento anterior con el movimiento de la tierra y los objetos en movimiento a lo largo de su superficie.

FE DE ERRATAS

PAGINA 4, línea 36, donde dice: ...vertical entre dos crestas adyacentes.
debe decir: ... horizontal entre dos crestas adyacentes.

PAGINA 13, la definición de la nomenclatura en la ecuación II.1.5. es la siguiente:

ρ : densidad del fluido,

A : área expuesta a la fuerza inducida por la ola perpendicular a ésta

C_D : coeficiente de arrastre, ver sección II.2.8.

PAGINA 16, línea 8, dice: En el siguiente capítulo ...,
debe decir: En esta sección ...

PAGINA 48, línea 33, dice: El nominal exterior estará determinado...
debe decir: El diámetro nominal exterior estará determinado ...

PAGINA 83, línea 2, donde dice: ... se colocan vigas longitudinales, una en cada ...,
debe decir: ... se colocan vías longitudinales, una en cada ...

PAGINA 87, línea 17, donde dice: ... al introducirse en el agua en los dos métodos anteriores.
debe decir : ... al introducirse en el agua en el método anterior.

La tierra tiene una velocidad angular de 7.29×10^{-5} rad / s y el ángulo ϕ en la fig. II.1. es la latitud de algún objeto en un punto de su superficie. Los procesos atmosféricos o marítimos a gran escala caen dentro del caso de los efectos por la fuerza de Coriolis. En la tierra la fuerza de Coriolis tiende a desviar los objetos en movimiento, en el hemisferio Norte hacia la derecha y en el hemisferio Sur hacia la izquierda.

La fuerza de Coriolis, dejada a su propia inclinación, guiaría movimientos de aire paralelos a las franjas de alta y baja presión, pero la existencia de fricción entre el viento y la superficie de la tierra, en modelos globales de viento origina los siguientes movimientos de aire.

El aire, que inicialmente se mueve hacia el Sur desde zonas subtropicales altas del hemisferio Norte, finalmente soplará desde el Noreste. El aire, que inicialmente se mueve hacia el Norte desde zonas subtropicales altas del hemisferio Sur, finalmente soplará desde el Sureste. Estos vientos son los llamados Alisios del Noreste y Sureste respectivamente y la región donde se fusionan cerca del ecuador se conoce como la zona de "calmas ecuatoriales".

Los vientos occidentales ocurren en la zona templada entre las zonas subtropicales altas y las zonas subpolares bajas; en el hemisferio Norte estos vientos usualmente tienen un componente Sur y en el hemisferio Sur un componente Norte. En medio de estas zonas está el "estruendo de los cuarenta", donde las velocidades del viento frecuentemente son elevadas.

Aunque la anterior presentación simplificada de los vientos a gran escala, en esencia es válida para una interpretación promedio, siempre existirán sobre la superficie terrestre cavidades de alta y baja presión, y como fronteras, líneas de demarcación entre masas de aire de distinto origen y otros fenómenos meteorológicos.

II.1.2. Olas por Viento

Cuando el viento sopla sobre la superficie del agua ocurren dos cosas generalmente. Primero, la fricción entre el viento y la superficie causa una corriente empujada por el viento, debida al agua superficial arrastrada bajo el viento. Y segundo, se desarrollan olas en la superficie del agua.

Las olas generadas por el viento, se pueden visualizar como un tren de protuberancias de agua. Entre las crestas hay una región más baja, que se extiende bajo el nivel del agua tranquila. Esa región más baja es conocida como el seno de la ola. La altura de ola es la distancia vertical desde el seno hasta la cresta de la ola. El tiempo tomado entre la llegada de dos crestas de olas sucesivas a un punto fijo, es el período de la ola. Otro concepto usado es la longitud de ola, que es la distancia vertical entre dos crestas adyacentes. Existe mucha variación entre las olas generadas en la misma localidad y por el mismo viento, por lo que generalmente las características generales de ola, se enfocan como la altura y período promedio.

La altura y período de un tren de olas en un punto de la superficie del mar depende de varios factores, especialmente de la magnitud de la velocidad del viento, su duración, la profundidad del agua y el Fetch del viento, que es la distancia que viaja el viento sobre el mar antes del punto en cuestión. La altura y el período de la ola crece en relación directa a la velocidad, a la duración y al Fetch del viento. El efecto de la profundidad del agua, en aguas bajas es extremadamente complejo.

Cuando las olas son generadas por acción del viento se conocen como olas de mar o de viento. Las ondulaciones superficiales persisten después de que el viento ha cesado o han salido del área en que fueron generadas. Existen varios niveles de acción de las olas, asociados con distintas velocidades del viento o fuerzas del viento. Estos niveles son mostrados en la tabla II.1.1., donde H_s , la altura de ola significativa, es el promedio de la tercera más alta de todas las alturas de ola observadas en un cierto tiempo, y es usada con más frecuencia, como la altura de ola representativa, que la altura promedio de las olas. T es el período promedio de ola. Las cifras usadas para el estado del mar y la fuerza del viento son simplemente índices.

Aunque existe un período o frecuencia de ola dominante asociado con las olas generadas por una tormenta particular, existe un espectro de períodos en cualquier mar "picado". Existe una confusión de períodos de ola dentro del área donde las olas son generadas, pero es eliminada en gran parte, cuando las olas salen del área de generación. Esto se debe a que la velocidad con que la ola avanza sobre la superficie del mar, depende de su período, o sea, se incrementa en relación directa al período de la ola. Así se forma un mecanismo natural llamado "dispersión", en el cual las olas con frecuencia diferentes son separadas del grupo de olas.

Cuando el oleaje sale del área de generación, se mueve a través del océano a lo largo de grandes círculos. La energía por unidad de área del agua superficial, es la energía específica y su medida es la altura de la ola elevada al cuadrado. La energía específica del oleaje propagado a través del océano profundo, lentamente es reducida debido al espaciamiento del tren de olas, por efectos friccionales, por vientos y corrientes adversas. Además por efectos no lineales puede haber un cambio de energía en distintas frecuencias de ola.

El oleaje en su travesía por aguas profundas, a miles de millas de distancia del área de generación, comienza con olas largas y bajas; el período decrece progresivamente conforme la altura del oleaje crece al máximo para disminuir otra vez. El oleaje en mar abierto originado por tormentas moderadamente cercanas y grandes, pueden lograr una gran altura.

En el océano profundo, la velocidad o celeridad de las olas teóricamente depende solo del período de la ola. En profundidades cercanas a la costa la celeridad depende del período de ola y de la profundidad del agua; en aguas muy bajas, teóricamente solo depende de la profundidad del agua. En general, para un período de ola dado, la celeridad de ola decrece en relación directa con la profundidad del agua. Esta situación origina el fenómeno de "refracción", cuando el oleaje entra en la zona costera. Una cresta larga de una ola que avanza sobre la masa de la tierra, eventualmente encontrará diferentes profundidades de agua bajo de ella y

a lo largo de su longitud. En regiones de aguas bajas la ola tendrá a retrasarse en relación a la ola sobre aguas profundas, con el resultado de que una línea de cresta anteriormente recta se deforme hacia adentro en áreas bajas y hacia afuera sobre depresiones. Este fenómeno tiende a cambiar la dirección de la ola y a aumentar la altura de ola en áreas donde la energía de la ola es concentrada (áreas bajas) y la disminuyen en donde las ortogonales (líneas perpendiculares a la cresta de la ola) divergen la ola. Además la altura de la ola tiende a aumentar también por la disminución de la profundidad. La altura de la ola crece hasta que la ola rompe en una profundidad de 1.2 a 1.3 veces la altura de la ola, en puntos de baja pendiente frente a la costa. En puntos de pendiente moderada, la altura de ola puede llegar a ser más grande que la profundidad en que rompe. El área comprendida entre el límite donde ocurre el rompimiento de ola y la línea de costa, se conoce como zona de oleadas.

Aunque la refracción tiende a atraer los frentes de ola en paralelo con la línea de costa, generalmente las olas se aproximan con un pequeño ángulo en relación a la línea de costa. Existe un componente de energía que conduce las corrientes a lo largo de la costa o litorales, paralelas a la playa, dentro de la zona de oleadas. Tales corrientes son de gran importancia, ya que pueden transportar grandes cantidades de sedimentos a lo largo de la costa. Bajo ciertas condiciones locales y con olas de gran tamaño se pueden originar fuertes corrientes litorales.

Cuando las olas rompen, hay un transporte de agua desde la línea de rompimiento hacia la costa. Esta agua se renueva tantas veces como las olas rompen y tienden a estancarse hasta cierto grado junto a la costa. Por medio de esto se crea un nacimiento que genera una corriente estrecha que fluye alejándose de la costa de una manera perpendicular, pero frecuentemente con un ángulo respecto a la línea de costa.

Cuando esta corriente cortante penetra bajo las rompientes de las olas, el fluido se esparce y su velocidad decrece. Esto se conoce como cabeza de rasgadura. Las corrientes cortantes generadas en conjunto con olas grandes pueden ser excesivamente fuertes y también las corrientes a lo largo de la costa, por las que se alimentan, pueden moverse velozmente.

El comportamiento de una partícula de agua cerca de la superficie, cuando una ola pasa, es como sigue aproximadamente:

Cuando la cresta de la ola se acerca, la partícula se mueve en la dirección del viaje de la ola llegando a su máxima velocidad de flujo bajo la cresta. Así la partícula empieza a frenar gradualmente para tomar la dirección contraria, en dirección opuesta al sentido de la ola, llegando a una velocidad de flujo horizontal máxima en esa dirección, bajo el seno de la ola. La velocidad de flujo se reduce cuando la cresta se acerca para repetirse el proceso. El camino de flujo de una partícula es aproximadamente circular en aguas profundas y en aguas bajas la órbita de la partícula de agua, es aproximadamente una elipse. Cerca del fondo, en aguas bajas el flujo de una partícula es paralelo al fondo.

Tabla II.1.1. Características de olas de viento totalmente desarrolladas (Cifras Beaufort)

No. de Beaufort	Velocidad del viento (nudos)	Descripción del viento	Estado del mar	T (s)	Hs, altura de ola significativa (m)
4	11 - 16	brisa moderada	3	6.1	1.1
5	17 - 21	brisa fresca	4	6.5	1.8
6	22 - 27	brisa fuerte	5	7.3	2.9
7	28 - 33	viento fuerte cercano	6	7.8	4.1
8	34 - 40	viento fuerte	6	8.3	5.5
9	41 - 47	viento muy fuerte	6	9.0	7.0
10	48 - 55	tormenta	7	9.4	8.8
11	56 - 63	tormenta violenta	8	10.0	11.3
12	64 - 70	huracán	9	10.4	13.7

II.1.3. Sistemas de Medición de Olas

Los dispositivos para la medición de olas pueden dividirse en general en cuatro grupos. El primero envuelve sensores, que desde lo alto observan la superficie del agua. Estos sensores, que pueden ser a base de rayos infrarrojos, se pueden montar en una plataforma marina. Sistemas a base de rayos laser pueden ser operados desde un aeroplano. Este tipo de dispositivos generalmente queda fuera del uso para requerimientos constructivos.

Los otros tres grupos están en posibilidades de coleccionar datos de oleaje para proyectos de líneas submarinas. El primero envuelve sensores, que flotan sobre la superficie del agua; el segundo son dispositivos, que operan desde un sitio bajo la superficie del agua; y el tercero son dispositivos, que se extienden a través de la superficie.

Por ejemplo tenemos el "waverider", el sistema de medición más usado, que consiste en una sólida boya esférica de 0.70 m de diámetro, diseñado para flotar sobre la superficie, con una antena de 2.0 m, montada en la parte superior y un cable para mantener la boya en una estación (fig. II.2.). Una articulación giratoria en la parte sumergida de la boya conecta al sistema de amarre para reducir su tendencia a girar. Lo que podría ocasionar falsas lecturas y posibles volcaduras de la boya. El "waverider" se eleva y baja junto con la superficie del agua. Tal movimiento provoca una aceleración vertical en la boya. Esta es la cantidad, que es sentida dentro de la boya por un acelerómetro estabilizado, suspendido en una esfera de plástico, colocada en el fondo de la boya. La historia de los desplazamientos de la boya es recuperada por la doble integración de los registros de la aceleración. Los efectos de la aceleración horizontal son minimizados con una sensibilidad horizontal de reporte menor del 3% de la vertical. Este dispositivo ha sido diseñado para transmitir la información a la costa a una distancia mayor a los 50 km en una señal de frecuencia modulada.

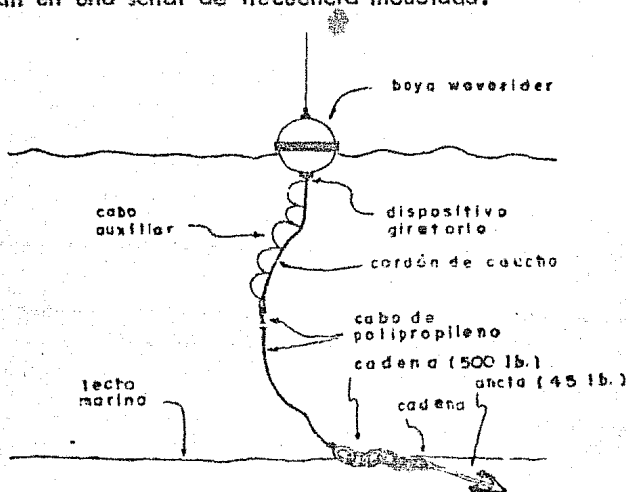


Figura II.2. Arreglo de amarre de la boya "waverider"

Un ejemplo del segundo grupo son los sensores de presión. Estos dispositivos existen en muchos diferentes tipos; uno de ellos envuelve una cámara de paredes de material dúctil. Manómetros de presión son colocados interiormente en las paredes de la cámara y registran la expansión y contracción de la cámara como resultado de la presión inducida por la ola sobre el dispositivo. Tales cambios son detectados por un circuito electrónico adecuado, correlacionado con las cargas aplicadas. Estos dispositivos pueden contar con una carta interna, donde los datos de presión son registrados. También pueden contar con un cable conectado a un instrumento de registro sobre la costa en tierra.

Para el tercer grupo de dispositivos tenemos como ejemplo el bastón de resistencias de olas. Existen varios tipos de varillas verticales, que pueden ser usadas como sensores de olas. Todos los principios eléctricos, como resistencia, inductancia y capacitancia han sido usados. Los que estamos mencionando son los basados en la resistencia. Esta categoría puede ser dividida en resistencia continua y alterna.

Un equipo de resistencia continua por ejemplo, consiste en un cable de acero de alta resistencia, cubierto con una envoltura de plástico, sobre la cual se enrolla en espiral un alambre de nicromo como cubierta sobre toda la longitud del cable. El centro del cable viene a ser una varilla de conexión a tierra, ya que está en contacto directo con el agua del mar. La parte baja del alambre de nicromo es conectada a la parte baja de la varilla de conexión a tierra, completando el circuito abajo a través del alambre de nicromo y atrás a través del cable. La resistencia del bastón es aproximadamente 30 Ohm / m.

Cuando el agua aumenta su nivel sobre el bastón, el circuito eléctrico a través del alambre de nicromo a tierra disminuye. La disminución es lineal con la inmersión del bastón. Cualquier método de graficación de los cambios de resistencia puede ser usado para producir un registro de las variaciones de los niveles del agua.

Una forma de presentación de datos muy usual de las características de olas es tener juntos la distribución de frecuencia de altura y período enlistados por varios segmentos de dirección aproximada de la ola. Cuando hace falta la dirección, una sola tabla del período y la altura asociados es obtenida. Los promedios de alturas y períodos para tales tablas pueden ser listados, así como la desviación estandar de ambas cantidades.

El término "frecuencia" se usa para referir el número de veces que es observada una mezcla de condiciones de olas.

II.1.4. Predicción de Olas

Las características de las olas de viento en aguas profundas dependen de la velocidad del viento, la duración del viento y la distancia, que el viento viaja a través del mar hasta el punto en cuestión. Esto se conoce como el Fetch. La determinación de olas puede ser de dos maneras, haciendo uso de una serie de curvas publicadas por Bretschneider; una es haciendo una predicción a futuro derivada de

la información meteorológica y la segunda supone ciertas condiciones de olas en base a datos obtenidos en el pasado. Para propósitos de diseño de olas se hace uso del segundo método.

Una carta sinóptica de las condiciones ambientales provee las bases para la predicción de olas. La configuración de líneas imaginarias de presión constante (isobaras), mostradas en la carta, proveen la guía de los vientos, y las velocidades calculadas son usadas para determinar las condiciones del oleaje. En estas cartas se señalan puntos de medición de la velocidad del viento, tomados por alguna estación en una nave o en la costa, así también vienen indicadas la dirección y velocidad del viento en cada uno de esos puntos.

Los gradientes de presión pueden ser determinados a partir de los espacios entre las isobaras sobre la carta sinóptica. El viento resultante de los factores de gradientes de presión y latitud (representando a la fuerza de Coriolis) es conocido como viento geostrófico. La superficie del viento es estimada a partir del viento geostrófico, considerando el radio de curvatura de las isobaras y la estabilidad atmosférica.

La primera característica para seleccionar un Fetch sobre una carta sinóptica es que debe estar considerablemente en dirección al lugar para el cual se desea la información. La selección del fetch es una de las decisiones más subjetivas para el diseño de olas. La extensión del fetch normalmente se toma como una distancia, que cruza ligeramente de manera perpendicular a una isobara, llegando a su fin cuando la dirección excede de los 15° del promedio o cuando la velocidad es aproximadamente 5 nudos o menor.

La historia día a día de patrones de isobaras permite hacer la predicción, para determinar la variación respecto al tiempo de la velocidad del viento. Con información sobre el fetch, la duración y velocidad del viento, la altura de ola significativa al final del viento y el período de ola asociado pueden ser determinados. La energía de ola resultante se extiende lateralmente y en favor del viento. Las olas más largas desplazan las más cortas en un proceso conocido como dispersión. El decaimiento de la altura de la ola, cuando las olas más largas van en la dirección del viento, resulta principalmente del esparcimiento de la energía más que de los efectos friccionantes. Para propósitos de cálculos del punto de predicción generalmente debería de estar dentro de un ángulo de 30° de la dirección del viento dominante en el fetch. Sin embargo, para mares grandes una energía de oleaje apreciable puede propagarse en ángulos de 40° , 50° o más de la dirección principal del viento generado.

La zona costera podemos dividirla en diferentes franjas conforme al nivel de agua, que delimita aproximadamente las áreas, fig. 11.3.

El montículo de arena formado antes del canal se le conoce como barrera, la cual aparece junto a la playa en época de poca acción de olas y se aleja con el aumento de la acción de olas. Las alteraciones de la altura de ola entre las aguas profundas y el rompimiento se puede considerar que depende de tres efectos. El

primero es el debido al decrecimiento de la profundidad. El segundo es el debido a la encorvadura del frente de ola, las variaciones de la profundidad a lo largo de su longitud y al enfoque de la energía de ola, llamado refracción. La tercer influencia viene desde el fondo mismo. Los efectos de la disipación de energía, tales como la fricción o flujo dentro y fuera del material del fondo.

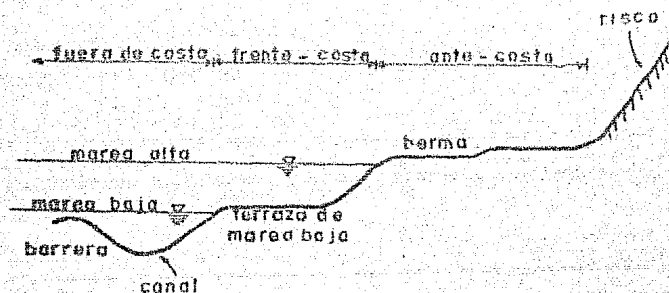


Figura II.3. Sección transversal de la costa

La altura H de ola puede ser calculada por la ecuación:

$$H = K_s K_r H_0 \equiv K_H H_0 \quad (II.1.2.)$$

donde H_0 es la altura de ola en aguas profundas, K_s es el coeficiente de decrecimiento de la profundidad y K_r es el coeficiente de refracción. K_s es una función solamente de los parámetros adimensionales $T = \sqrt{g/h}$, donde T es el período de ola constante, g es la aceleración debida a la gravedad y h es la profundidad del mar.

Una ortogonal es una línea imaginaria perpendicular a la cresta de una ola en cualquier punto. La distancia más corta entre dos espacios ortogonales cercanos a una ola en aguas profundas es representada por b_0 . Cuando esta ola pasa cerca a la costa, es posible visualizar la historia del par de ortogonales. Si b^* es la distancia perpendicular entre ellas en cualquier profundidad h , entonces el coeficiente de refracción en esa profundidad teóricamente es:

$$K_r = \sqrt{b_0 / b^*} \quad (II.1.3.)$$

II.1.5. Movimiento del Agua en el Lecho Marino Inducido por las Olas

Dos notables idealizaciones son básicas en lo que se conoce como la teoría lineal de olas. La primera es que la superficie del agua es senoidal en el tiempo y el espacio en un plano de dos dimensiones; y la segunda es que el agua tiene una viscosidad nula. Conforme a la teoría lineal de olas, el movimiento del agua justamente abajo, en el fondo del mar, es paralelo a él y toma la forma del movimiento armónico simple, o sea de la proyección plana de un seno de ola. De

acuerdo a esta teoría, las partículas de agua obtienen una velocidad máxima de flujo en la dirección del movimiento que sigue la superficie de la ola bajo su cresta, y ellas alcanzan la misma velocidad de flujo pico en la dirección contraria bajo el seno de las olas. Esta velocidad de flujo pico se determina por especificación de la altura de ola (H), el período (T) y la profundidad del agua con la ayuda de la gráfica de la figura 11.4.

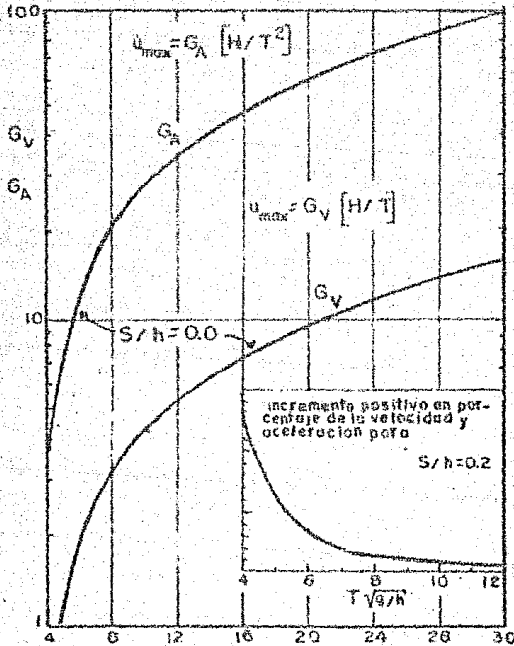


Figura 11.4. Predicción de la velocidad y aceleración de flujo máximas de las partículas del agua cerca del fondo según la teoría lineal de olas

Las dos suposiciones sobre las cuales la teoría lineal de oleaje está basada, son claramente falsas. Con respecto a la primera, las olas en aguas costeras se manifiestan cercanas a una constante de tiempo entre cresta y cresta, no a una constante en la serie de alturas de ola. En adición, el agua superficial muestra senos largos y bajos y crestas puntiagudas como la figura 11.5. Adicionalmente, el movimiento real del agua cerca del fondo, bajo las pendientes de las olas, es paralelo al lecho marino, pero no lo es por medio de un movimiento armónico simple. Las velocidades de flujo bajo el seno de olas se desarrollan relativamente lentas y el valor pico es menor que la velocidad de flujo pico bajo la cresta. La máxima velocidad de flujo es tan aproximada, como conviene en el corto tiempo de giro de la cresta. Sin embargo, esta teoría hace un muy buen trabajo en la predicción de la máxima velocidad, incluso bajo y cerca de donde las olas rompen, con las siguientes calificaciones. La teoría lineal de olas trabaja solo en un promedio de interpretaciones. Es un hecho experimental, que un número de olas, que tengan la misma altura, período y profundidad, no producen la misma velocidad máxima.

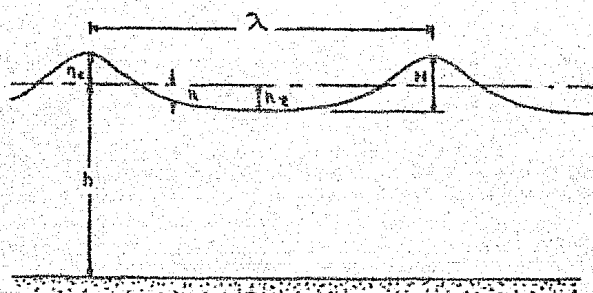


Figura II 5. Perfil de olas

La misma observación puede ser usada para predecir las aceleraciones del flujo cercano al fondo bajo olas, que no son justamente las mismas, porque las olas envueltas tuvieron la misma H , T y h . Esto es real, y la relativa dispersión de los datos en este caso es más severo que el caso de la velocidad de flujo. La conducta media de tales aceleraciones no es adecuadamente predicada por la teoría lineal de oleaje.

La teoría lineal de oleaje se debe usar para determinar los valores iniciales asociados a las aceleraciones y velocidades pico. Se debe aplicar factores a los valores cinemáticos para hacerlos más congruentes con los valores extremos encontrados en el océano.

II.1.6. Tubería Paralela a los Frentes de Ola

La siguiente ecuación, la ecuación de Morison, considera la fuerza horizontal (F) inducida por la ola totalmente sobre el tubo colocado paralelo al frente de olas, por lo tanto perpendicular al movimiento del agua,

$$F = F_D + F_I \quad (II.1.4.)$$

donde F_D es la fuerza de arrastre y F_I es una fuerza de inercia. La ecuación para la fuerza de arrastre en el caso de las olas es:

$$F_D = C_D \frac{\rho}{2} A U |U| \quad (II.1.5.)$$

El producto de la velocidad de flujo por su valor absoluto mantiene el signo propio de la fuerza aplicada, lo que se perdería si se eleva al cuadrado.

El valor pico de U es U_{max} . Para la acción de carga del oleaje, el número de Reynolds se define por:

$$R_w = \frac{U_{max} D}{\nu} \quad (II.1.6.)$$

Cualquiera que sea el valor de R_w , no sería confundido con R en coeficientes de fuerza en acción.

La ecuación para la fuerza de inercia es :

$$F_I = C_I \rho V U \quad (11.1.7.)$$

donde C_I es un coeficiente de inercia, U es la aceleración del flujo en el instante y V es el volumen del tubo, donde

$$V = \frac{\pi D^2}{4} L_x \quad (11.1.8.)$$

En estos términos, la fuerza de inercia es un término dependiente de la aceleración. Como las aceleraciones son en gran parte el movimiento del agua inducidas por la ola, tal término es una inclusión indispensable en el caso general de fuerza de olas. El coeficiente de inercia puede ser escrito como:

$$C_I = 1 + C_m \quad (11.1.9.)$$

donde C_m es un coeficiente de masa sumado. C_I es una función del espacio libre relativo de un tubo desde el linderó. Para un flujo de fluido ideal, se ha demostrado que C_I desciende desde el valor 3.29 para un tubo contra el linderó hasta el valor asintótico de 2.00 para una tubería remota del linderó. En la práctica, para los efectos de un fluido real, los valores de C_I para el flujo de un fluido ideal deben ser ajustados. (Ver figura 11.6.)

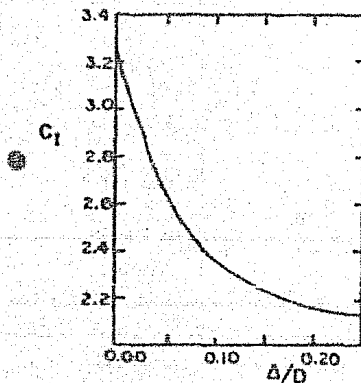


Figura 11.6. Variación del coeficiente de inercia con el espacio libre relativo para un fluido ideal

Para la determinación de la fuerza máxima inducida por oleaje, ejercida sobre una tubería durante el tránsito de una ola de diseño prescrito, podemos proceder de la siguiente manera:

$$F_{\max} = C_{\max} \frac{\rho}{2} A U_{\max}^2 \quad (11.1.10.)$$

La curva envolvente para datos del océano es la mostrada en la figura II.7. El parámetro β indica los aspectos de la velocidad y aceleración del flujo. Se ha encontrado que C_{max} es independiente del número de Reynolds y el espacio libre de la tubería, así como de la dureza de la tubería. El C_{max} mostrado en la figura II.6. debe ser usado para el diseño de tuberías submarinas paralelas a los frentes de olas.

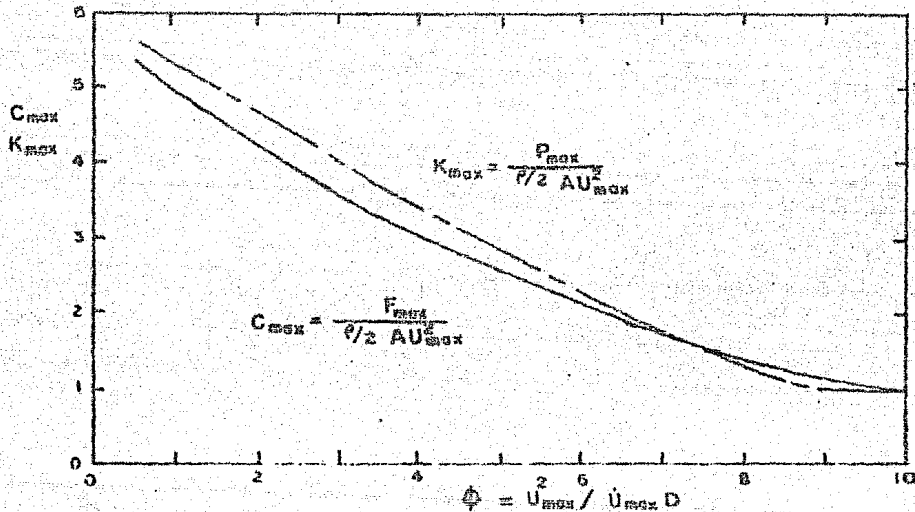


Figura II.7. Curvas de diseño para tuberías con cualquier claro libre, paralelas al frente de olas

Para los casos, en que el valor del parámetro β es menor a 0.5, la fuerza de ola horizontal máxima se puede calcular simplemente por la expresión:

$$F_{max} = C_1 \rho \nabla \dot{U}_{max} \quad \beta < 0.5 \quad (II.1.11)$$

donde C_1 se escoge en la figura II.6. Para valores de β pequeños, la contribución de la fuerza de inercia a la fuerza total es dominante. Para valores de β mayores de 10, la fuerza de arrastre es lo más importante. El valor β lo podemos encontrar por la siguiente ecuación:

$$\beta = \beta_3 \frac{\dot{U}_{maxaire}^2}{\dot{U}_{maxaire}} \quad (II.1.12)$$

donde β_3 es un factor empírico.

Para la fuerza vertical máxima podemos usar la ecuación:

$$P_{max} = K_{max} \frac{\rho}{2} AU_{max}^2 \quad (II.1.13)$$

La variación de K_{max} con β se muestra en la figura II.7.

Las ecuaciones II.1.10. y II.1.13. se pueden escribir como sigue:

$$F_{max} = C_{max} \frac{\rho}{2} D_1 \beta_1 U_{max\text{aire}}^2 \quad (\text{II.1.14.})$$

$$P_{max} = K_{max} \frac{\rho}{2} D_1 \beta_1 U_{max\text{aire}}^2 \quad (\text{II.1.15.})$$

donde β_1 es un factor de corrección, y se sugiere que tome un valor de 1.08 y β_3 un valor de 0.86.

Entonces el diseño lo podemos comenzar encontrando los siguientes dos valores:

$$\left[\frac{\rho}{2} D_1 U_{max\text{aire}} \right] \quad \text{y} \quad \left[\frac{U_{max\text{aire}}^2}{U_{max\text{aire}}} \right]$$

Usando el valor $\beta_3 = 0.86$ obtenemos β_1 de la ecuación II.1.12. y así obtenemos de la gráfica de la figura II.7. los valores de C_{max} y K_{max} . Con esto podemos usar las ecuaciones II.1.14. y II.1.15. con el valor $\beta_1 = 1.08$.

II.1.7. Tubería Localizada en un Angulo de Ataque Respecto al Flujo de la Ola

En el siguiente capítulo el cálculo de las fuerzas máximas horizontal y vertical, provocadas por las olas incidentes con un ángulo de ataque, se lleva a cabo haciendo uso de las curvas de la figura II.11. para ajustar estas fuerzas. La fuerza horizontal en ese caso se refiere a la fuerza perpendicular a la tubería.

La tubería por sí misma debe resistir los esfuerzos de flexión, a que se ve sometida debido a las direcciones alternantes de las cargas inducidas por el oleaje sobre su longitud. Lo siguiente es una estimación de cargas por medio de la derivación de un diagrama razonable de cargas para la tubería para una ola de diseño específica caracterizada por su período y su altura de ola en aguas profundas. El primer paso es derivar un diagrama de refracción para la ola de diseño. La profundidad a lo largo de la tubería en cualquier punto es conocida. Entonces podemos graficar estos puntos con la variación de la altura de ola y su longitud. Cuando la ola de diseño por sí misma es una ola rompiente, las alturas de ola en los comienzos del rompimiento pueden ser usadas.

La teoría del aire se puede usar para obtener los primeros valores de velocidades y aceleraciones pico. Usando los coeficientes descritos en la sección II.2.6., podemos determinar C_{max} y K_{max} , y el ángulo de la ola ortogonal a la línea (a partir del diagrama de refracción) permite la determinación de θ . Un valor específico de este ángulo nos permite entrar a la figura II.11. y derivar los coeficientes alterados de la fuerza máxima de la ola. Las fuerzas pueden ser calculadas como sigue:

$$F'_{max} = C'_{max} \frac{\rho}{2} (D_1 \theta) \beta_1 U_{max\text{aire}}^2$$

$$P'_{max} = K'_{max} \frac{\rho}{2} (D_1 \theta) \beta_1 U_{max\text{aire}}^2$$

$F_{\max}$ es la fuerza horizontal perpendicular. El diagrama resultante de ninguna manera representa la distribución de fuerzas inducidas por el oleaje a lo largo de la línea expuesta en cualquier tiempo; se asume que la cresta se localiza a toda lo largo de la tubería.

El diseño envuelve, tomando varias estaciones a lo largo de la línea con distancias $\bar{\lambda} / \sin \bar{\theta}$, donde $\bar{\lambda}$ y $\bar{\theta}$ corresponden al promedio de ángulos de ataque y longitudes de olas entre el punto de la cresta fuera de costa y el punto de la cresta dentro de costa.

Como un procedimiento de diseño adecuado, la variación entre dos estaciones adyacentes de crestas de ola puede ser representado aproximadamente como una función cosenoidal. La distribución de la fuerza resultante a todo lo largo de la tubería puede ser usada en un análisis de esfuerzos flexionantes para la tubería.

II.1.8. La Estabilidad de la Tubería Contra las Fuerzas de Ola

Las tuberías submarinas expuestas frecuentemente han fallado por deslizamiento. El potencial del deslizamiento puede ser estimado, usando el mismo método general como el caso de flujo constante.

Aunque una tubería expuesta por sí misma es estable, si está sujeta a un oleaje fuerte, el área a lo largo de la tubería en el lado opuesto a la aproximación de olas es muy vulnerable al ataque. Cuando un fuerte movimiento de aguas, inducido por olas, se mueve sobre la tubería, se origina un remolino particularmente poderoso, que se desprende desde el lomo de la tubería y choca con el fondo erosionando el material bajo la tubería.

Así el diseño completo de una tubería submarina expuesta, debería considerar la protección del fondo del mar donde la tubería está alojada.

11.2. Corrientes

Las corrientes podemos considerarlas desde dos puntos de vista; primero, a gran escala formando parte de la circulación de aguas superficiales en el océano y segundo las corrientes debidas a la acción arrastrante de vientos locales en una costa y las asociadas con las mareas.

11.2.1. Circulación de Aguas Superficiales en el Océano

La circulación de aguas superficiales en el océano, en determinadas costas, perturban la circulación de aguas cercanas a las costas.

Los vientos proveen la fuerza-impulso mayor para la circulación de agua en todos los océanos. Entonces no debe sorprendernos que los modelos de circulación oceánica en el Atlántico y Pacífico tienen que manifestarse, en el hemisferio norte con giros en el sentido de las manecillas del reloj y en el hemisferio sur en sentido contrario.

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.

11.2.2. Las Corrientes en la Costa

Como se mencionó en un principio, las corrientes en la costa son debidas principalmente por la acción de los vientos y las mareas.

Las corrientes a gran escala, que forman parte de la circulación global del océano, solo raras veces penetran en aguas costeras.

En el estudio de la mecánica de fluidos el término convección en general es usado para describir la transformación de alguna propiedad, como el calor, en conjunto con movimientos de la masa del líquido. No hay restricciones en la dirección para esta palabra. En los estudios de la meteorología y oceanografía la palabra convección indica movimientos verticales; y el término advección se refiere a mociones horizontales. En lo que sigue consideraremos exclusivamente el tipo advectivo de la moción del agua.

11.2.3. Corrientes por Vientos

Aunque hay sistemas de tiempo global a gran escala sobre la superficie de la tierra, los efectos locales pueden tomar un papel mayor en la determinación de los vientos en una locación particular. Por ejemplo, ciertas localidades pueden ser protegidas del viento prevaleciente, por colinas y montañas, y así pueden experimentar condiciones tranquilas o quizá remolinos, ya que el viento está sobrepasando las obstrucciones. En este caso un remolino es aire en movimiento circular. Las locaciones situadas en valles paralelos a la dirección del viento prevaleciente pueden experimentar altas velocidades del viento, ya que los vientos, bloqueados por coli-

nas o montañas flanqueantes, son forzados hacia el valle. Las comunidades costeras tienen su propio sistema de viento, que puede ser más importante que el sistema a gran escala. El calentamiento, que sufre la tierra durante el día, causa que el aire se levante y se dirija hacia la costa resultando una brisa en la costa. Cuando la tierra se enfría en la noche más que el agua del mar o del lago, el aire frío adyacente a la superficie de la tierra fluye bajo el aire caliente fuera de costa y causa un viento fuera de costa.

En el curso de un año el viento en cualquier localidad varía considerablemente en los términos de la velocidad y dirección. Tales cambios pueden ser considerados en base a muchas escalas distintas del tiempo, desde el estacional hasta el diario y de varios minutos. Las ráfagas envuelven cambios repentinos en la velocidad y dirección del viento en períodos de tiempo de segundos.

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. Sin embargo, existe el efecto de la profundidad del agua y de la dureza del suelo. La dirección de la corriente de superficie no es exactamente igual a la dirección del viento, por el efecto de rotación de la tierra. Sin embargo, este efecto puede ser despreciado en sistemas de vientos-corrientes a pequeña escala. Y como primera aproximación en tales casos, el viento y la corriente originada por él, se considera que se mueven en la misma dirección.

Como ya se consideró anteriormente, los vientos fuera de costa se alejan de ella con las aguas superficiales, siendo reemplazadas por aguas más frías subsuperficiales fuera de costa.

II.2.4. Corrientes por Mareas

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 su superficie, acoplado con efectos centrífugos. 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. Las fuerzas de producción de mareas para cualquier lugar del mar abierto tienen una variabilidad considerable, ya que el sol y la luna no describen caminos repetidos, aparentes, a lo largo del ecuador. Debido a la elipticidad de las órbitas del sol y la luna, la distancia de estos a la tierra varían durante sus ciclos. Otro factor, que viene a complicar el sistema de producción de mareas, es que el tiempo que tarda el sol en cerrar un círculo alrededor de la tierra, aparentemente, es de 24 hr, mientras que la luna lo hace en 24 hr 50,5'. Por la variabilidad de la posición del sol y la luna, un ciclo completo de mareas no es realizado en un

año. Una mejor figura para un ciclo de mareas completo es de 18.6 años.

En base a períodos mensuales, cuando el sol y la luna son alineados más cercanos entre sí, las fuerzas de producción de mareas de los dos cuerpos son fuertemente aditivas y los niveles poco comunes de pleamar y bajamar, que resultan, son conocidos como aguas vivas. Cuando el sol y la luna son orientados en ángulo recto, aproximadamente, sus fuerzas de producción de mareas no se complementan mutuamente, resultando así períodos de marea anormalmente pequeños o sea las diferencias entre el nivel máximo y mínimo del agua, la cual se conoce como marea muerta.

Uno de los tipos de marea usual es la marea mixta, en la que se presentan dos pleamares y dos bajamares por día, pero ni los pleamares ni los bajamares sucesivos son iguales. Otros dos tipos de mareas usuales son la marea diurna y semi-diurna. La primera produce dos pleamares y dos bajamares por día, cada una de igual magnitud. La segunda solo produce un pleamar y un bajamar por día.

Algunas mediciones hechas en mar abierto han mostrado que corrientes giratorias son el resultado de la propagación de saliente de la marea sobre la superficie del mar. El flujo del agua es continuo, aunque no de velocidad constante, y la dirección de rotación es compatible con el efecto de Coriolis. Comúnmente se tienen velocidades de un nudo o menos. El crecimiento y decrecimiento de la superficie del océano solo puede tener lugar, si existe un transporte de agua de mar hacia y fuera de una región. Cerca de las costas o en estrechos las corrientes de mareas son corrientes reversibles solo en una dirección. Se dice que hay una corriente inunadante, cuando la marea está creciendo, y una corriente menguante, cuando la marea decrece. Una marea floja ocurre, cuando no hay un movimiento horizontal del agua. La dirección hacia la cual la corriente de marea fluye es conocida como curso.

Se ha demostrado que no se pueden encontrar generalidades para cubrir la diferencia en la fase entre las mareas y corrientes asociadas. Aún para la misma locación en distintos tiempos esto se cumple. También se demuestra que la fuerza de las corrientes de costa inducidas por la marea en locaciones diferentes de ninguna manera reflejan diferencias en tipos de marea. Sin embargo, se sugiere asumir como razonable el tomar fuerzas de corrientes de marea para una locación dada, como proporcionales a las diferencias en el curso de las mareas.

Cuando una saliente de marea pasa una isla, el agua del mar es forzada alrededor de la isla hasta el lado posterior. El término divergencia es usado para describir el área de aguas arriba de una isla, que aparece como el origen de la corriente ramificada. La región, en la cual las corrientes de los dos lados se unen, es conocida como convergencia. El crecimiento y decrecimiento de mareas causan corrientes veloces en los pasajes de muchos atolones. Tal acción es interior, si la marea está creciendo, y fuera de la laguna central, si la marea decrece. Similamente la acción de la marea puede conducir a corrientes fuertes en las interrupciones de arrecifes-barreras y otras áreas restringidas, tales como canales estrechos entre islas. Para fuertes corrientes originadas por el viento, en muchos casos es posible,

sobreponerse a la moción del agua inducida por la marea y cambiar materialmente el patrón normal del flujo de la marea cercana a la superficie del agua.

11.2.5. Medición de Corrientes

Las mediciones de corrientes es posible dividir las en dos clases principales, el método Lagrangiano y el método Euleriano.

El método Lagrangiano para determinación de corrientes se puede dividir en dos tipos separados de aproximación. En uno, la corriente es seguida por un dispositivo llamado "drogue" (ancla flotante), el cual es colocado en el mar con el lugar, profundidad y tiempo conocidos. Como el drogue se mueve con las corrientes prevaletientes, periódicamente es recolocado en su posición otra vez establecida y el tiempo anotado. Como resultado se obtiene una serie de tiempo discontinuos de la posición del drogue. Graficando las locaciones y el tiempo es posible reconstruir los movimientos detallados del drogue; el grado de definición depende de la frecuencia, con la cual el drogue fue recolocado y la exactitud, con la cual su posición fue reestablecida.

El otro tipo de aproximación envuelve un seguidor de corriente, que es dejado en una posición conocida, pero no es recolocado en intervalos de tiempo. Su posición final, si fue arrojado sobre la costa, donde puede permanecer un tiempo determinado atrapado en una red o recogido en el mar, es todo lo que se conoce. Conociendo solamente los puntos iniciales y finales y el tiempo de este tipo de seguidores, el cual es llamado "drifter", no podemos proveer los movimientos detallados entre los dos puntos. Todo lo que se puede establecer es que la mínima velocidad del drifter, y esperamos que también de la corriente, es la distancia recorrida entre los dos puntos dividida entre el tiempo soltado y recuperado.

Existen numerosos dispositivos para ser usados en cada uno de estos métodos. Estos dispositivos dependen de la profundidad, a que se quiere medir la corriente, la exactitud de los datos obtenidos, la facilidad para ser localizados y colocados y el material de que están hechos. En la figura 11.8. se muestran dos dispositivos del tipo drogue. El cruciforme tiene sus álaves de idénticas dimensiones y pueden estar hechos de madera en capas y para dar mayor peso se puede anclar un marco de metal a uno de los lados o a los dos según la profundidad, a que se quiera colocarlo. El tipo de paracaídas consta de un tubo de PVC con pesos por dentro cerrado en el fondo para mantenerlo vertical. En el fondo se le coloca otro peso y se sujeta el paracaídas.

El método Euleriano hace uso de medidores más complicados, con dispositivos electrónicos para mandar sus registros a tierra. Los medidores considerados en este método están fijos a un cable anclado o un pesado marco colocado en el fondo. Así es posible transmitir los datos de la corriente oceánica a una estación registradora ubicada en la costa por medio de un radio telemetría de una boya con superficie adecuada o a lo largo de un cable submarino. Y además se pueden tomar los registros en el lugar, donde se miden las corrientes. Estos registros son intermitentes para conservar la potencia completa.

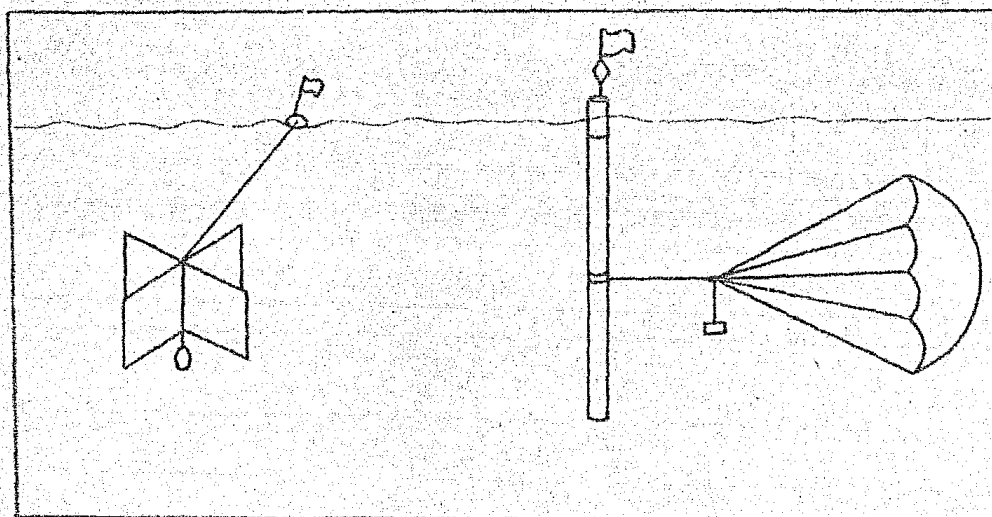


Figura 11.8. Representación esquemática de los dispositivos cruciforme y paracaídas

Existe un dispositivo para tomar mediciones de corriente desde un bote en marcha llamado electrokinetografía geomagnética (GEK). El GEK mide el potencial eléctrico inducido por el movimiento del agua del mar a través de campos magnéticos de la tierra. Esto es consumado, remolcando un par de electrodos atrás de una nave registrando el potencial entre los electrodos conforme pasan a lo largo del curso y otra vez en ángulo recto al curso.

11.2.6. Presentación de los Datos de Corriente

Los datos obtenidos usando métodos Lagrangianos normalmente son presentados sobre una carta del área, que muestra las posiciones sucesivas de los drogues envueltos, con una nota indicando el tiempo, que el drogue ocupó en esa locación. Usando las distancias a escala y los tiempos envueltos, el promedio de velocidades de la corriente para cada segmento se puede obtener fácilmente.

Es común, presentar los datos Eulerianos derivados de la medición de corrientes en la forma de una rosa de corrientes, similar a una rosa de vientos, figura 11.9. La longitud de cualquier línea radial indica la frecuencia relativa de ocurrencia de corrientes en esa dirección. La longitud de cualquier segmento a lo largo de esa línea indica la frecuencia relativa de corrientes teniendo la dirección y fuerza apropiados. La rosa de corrientes provee una excelente figura para observar las velocidades de corrientes. Sin embargo, esto es necesariamente una figura imperfecta, porque las diferentes direcciones y velocidades de la corriente son formadas teniendo una pérdida de detalles.

Un método usual para presentar la información de la velocidad de la corriente en una estación para una profundidad de agua conocida, es la separación de las características de la velocidad y dirección y presentarlas en un histograma. Esta aproximación es inferior a la envuelta en una rosa de corrientes, porque la correlación en ejes perpendiculares entre la velocidad y la dirección no se demuestra.

Aunque la rosa de corrientes muestra una correlación de cruz entre la velocidad y la dirección de la corriente, no muestra la correlación en una serie de tiempos de la velocidad y dirección, es decir, no muestra el tiempo sobre el cual la corriente consistentemente se mueve en la misma dirección y aproximadamente con la misma velocidad. Por ejemplo, si la porción de la figura 11.9. muestra que la corriente se mueve en una dirección al Norte el 25 % del tiempo, entonces los extremos hora a hora tendrían la corriente moviéndose hacia el Norte durante una hora cada cuatro horas o moviéndose consistentemente al Norte durante seis horas una vez al día.

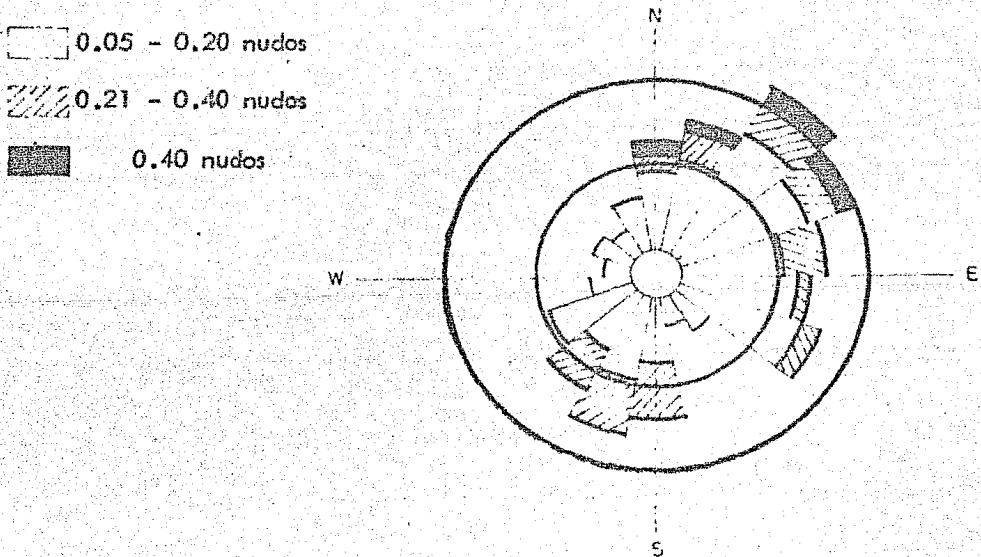


Figura 11.9. Rosa de corrientes

Por lo menos hay dos o tres maneras para poder demostrar la correlación existente entre la velocidad y la dirección. Primero, graficando los promedios horarios de la velocidad y dirección de la corriente contra el tiempo. Segundo, vectores progresivos aproximados al sitio sobre la carta, usando la estación envuelta como origen, una cuerda de principio a fin de los vectores de la velocidad promedio horario de la corriente expresados en términos de la distancia viajada por el agua, que ya pasó por la estación envuelta. Así se mostraría el tiempo de variación del flujo para una estación dada.

II.2.7. Corriente Perpendicular a la Tubería

Un líquido fluyendo ejerce una fuerza sobre un objeto sumergido en él. El componente de tal fuerza actuando en la línea del vector de la velocidad de la corriente de acceso es llamada fuerza de arrastre. La ecuación usada para determinar esta fuerza (F_D) para un líquido de densidad ρ y una velocidad de aproximación de la corriente V es:

$$F_D = C_D \frac{\rho}{2} A V^2 \quad (II.2.1.)$$

donde C_D es el coeficiente de arrastre y A es el área proyectada del objeto visto por la corriente de aproximación. Para un cilindro o tubería de diámetro D y la longitud l con ángulos rectos respecto a la corriente

$$A = D l \quad (II.2.2.)$$

Un cuerpo asimétrico o cercano al lindero siente una fuerza de levantamiento constante, que es perpendicular a los vectores incidentes de la velocidad. La ecuación es muy similar a la anterior.

$$F_L = C_L \frac{\rho}{2} A V^2 \quad (II.2.3.)$$

donde C_L es el coeficiente de levantamiento.

Conviene definir ahora los parámetros, el número de Reynolds R y el espacio libre relativo Δ .

$$R = \frac{V D}{\nu} \quad (II.2.4.)$$

$$G = \frac{\Delta}{D} \quad (II.2.5.)$$

ν : viscosidad cinemática del fluido

Δ : espacio libre entre el borde inferior de la tubería y el lindero

Es conveniente considerar el caso de un espacio libre de tubería diferente de cero, ya que en la línea pueden existir tramos, que no estén apoyados totalmente en el lecho marino.

II.2.8. Valores de los Coeficientes

Está bien establecido que el coeficiente de arrastre de la corriente continua para un cilindro circular, que es perpendicular a la corriente y lejos de los linderos, depende de una multitud de factores, que incluyen el número de Reynolds, la dureza de la superficie del cilindro, la intensidad de la turbulencia en la corriente y la escala de los remolinos y si existe o no vibración del cilindro. Para valores

grandes del número de Reynolds, es decir, valores encontrados en una posición de la ingeniería del diseño, el coeficiente de arrastre para un cilindro fijo, se independiza del número de Reynolds y, aparentemente, de las características de la turbulencia de la corriente para un cierto valor de la rugosidad de la superficie. Para una superficie muy dura, típica de superficies en el medio ambiente marino, el coeficiente de arrastre alcanza un valor de 1.02. Este valor se obtuvo para cifras del número de Reynolds hasta 6×10^6 .

Sustancialmente hay menos información disponible acerca del coeficiente de arrastre para cilindros cercanos al lindero que para cilindros alejados. Como se muestra que el valor de C_D para una tubería aparece independiente del espacio libre relativo de la pared de la tubería, se considera un valor de diseño $C_D = 1.0$ para tuberías perpendiculares a la corriente continua haciendo caso omiso del espacio libre relativo.

Por el contrario, la proximidad de la tubería al lindero hace una diferencia razonable al valor del coeficiente de diseño de levantamiento de un estado estable. La curva mostrada en la figura II.10, se usa para tuberías expuestas a la corriente continua perpendicular a sus líneas. Entre paréntesis se hace notar que los coeficientes de levantamiento para tuberías suaves son más altos que los coeficientes para tuberías duras, pero la figura II.10 refleja la situación más conservadamente.

A pesar de la tendencia mostrada en la figura II.10, es evidente, a partir de experimentos del flujo continuo y uniforme, que los coeficientes de levantamiento para cilindros varían muy poco con la proximidad de la pared, por lo que hace poca diferencia en la fuerza máxima de alzamiento sufrida por el derramamiento de vórtices en el cilindro y la carga resultante del cilindro oscilante. Esta función de forzamiento de alta frecuencia no debe ser desatendida en el diseño de tuberías, que estén a alguna distancia del suelo.

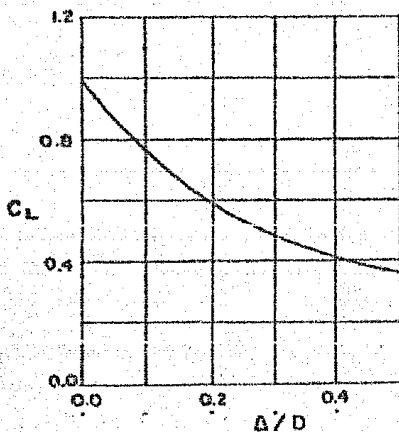


Figura II.10 Variación del coeficiente de levantamiento de un flujo continuo con el espacio libre relativo de una tubería perpendicular al flujo

II.2.9. Corriente Incidente en Angulo a la Tubería

Cuando una corriente continua se acerca a la tubería en un ángulo θ , distinto al ángulo recto (90°), es conveniente pensar en la fuerza horizontal sobre la tubería perpendicular a su línea en vez de la fuerza de arrastre. Esta fuerza es:

$$F_H = C_H \frac{\rho}{2} (D l_n) V^2 \quad (II.2.6.)$$

El área $D l_n$ es la misma usada en el caso precedente y la velocidad V es la velocidad de la corriente en vez de la componente horizontal, lo que hace que esta ecuación y la ecuación II.2.1. sean compatibles.

La fuerza, que se encuentra alejándose del lindero por el ángulo de la tubería, se puede escribir como sigue:

$$P_V = C_V \frac{\rho}{2} (D l_n) V^2 \quad (II.2.7.)$$

Las relaciones C_H / C_D y C_V / C_L han sido marcadas en la figura II.11. Estas curvas fueron elaboradas a partir de datos de muchas fuentes. El valor de referencia para C_D es 1.0 como se delineó anteriormente. El valor de referencia para C_L se puede determinar usando la figura II.10.

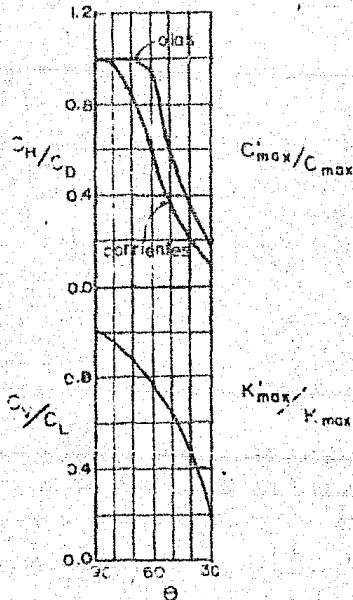


Figura II.11. Diseño de curvas propuesto para tuberías de cualquier espacio en ángulo frente a corrientes u olas frontales

II. 3. Topohidrografía

El conocimiento de la profundidad del lecho marino 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. La tensión en la carcasa 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 es necesaria. Las técnicas de medición de profundidad en la actualidad son adecuadas y tienen una exactitud al 1 %, lo cual es enteramente suficiente para estos estudios, siempre que sea combinado con un sistema exacto y repetible del control horizontal.

Como la superficie terrestre, 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. Una pendiente uniforme es poco significativa a no ser que el suelo sea fuertemente inestable o que la línea se pueda deslizar a través del fondo. La irregularidad y la curvatura del fondo son mucho más importantes. 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, como se ha presentado en ejemplos del Mar del Norte. La flexión causada por el propio peso en los espacios libres puede sobreforzar la tubería, particularmente durante la prueba hidrostática. Un espacio libre tiene la libertad de giro y se pueden generar grandes oscilaciones. Si el vórtice cambia su posición, se inducirán fuerzas hidrodinámicas fluctuantes, cuyos espectros se presentan con frecuencia cercanos a las flexiones naturales. Las oscilaciones de este tipo pueden quebrantar el concreto del revestimiento de la línea y desprendiéndose aligeraría la tubería empeorando la situación y acarreando un progresivo desarrollo de espacios libres. 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.

La figura II.12. es un ejemplo de un plano topográfico, que muestra el área escabrosa del lecho marino del mar cercano a Noruega. La figura II.13. es perfil de una ondulación de arena y se muestra la configuración, que tomaría una línea submarina instalada sobre ella. Los ejemplos mostrados son relativamente extremos,

sin embargo, hasta la más pequeña facción induce espacios libres significantes. Por ejemplo, una colina de 1 m de altura induciría dos espacios de 50 m de longitud a cada uno de sus lados adyacentes, si estos son planos. Por esto es conveniente la determinación de los efectos de la rugosidad del fondo en la tubería, y para esto se requiere el conocimiento exacto de la topografía con las medidas relativas dentro de 0.1 m. Esta exactitud es difícil de obtener y menos en aguas profundas. En aguas bajas usualmente se pueden obtener perfiles exactos del lecho marino: la figura II.14. es un perfil a través de una trinchera submarina excavada por un arado en sedimentos fangosos y una comparación entre registros diferentes. Las medidas tomadas por un buzo indican que la aproximación del perfil está dentro de 0.1 m. Este perfil fue obtenido por medio de ecosondas (Meso-tech 120 kHz).

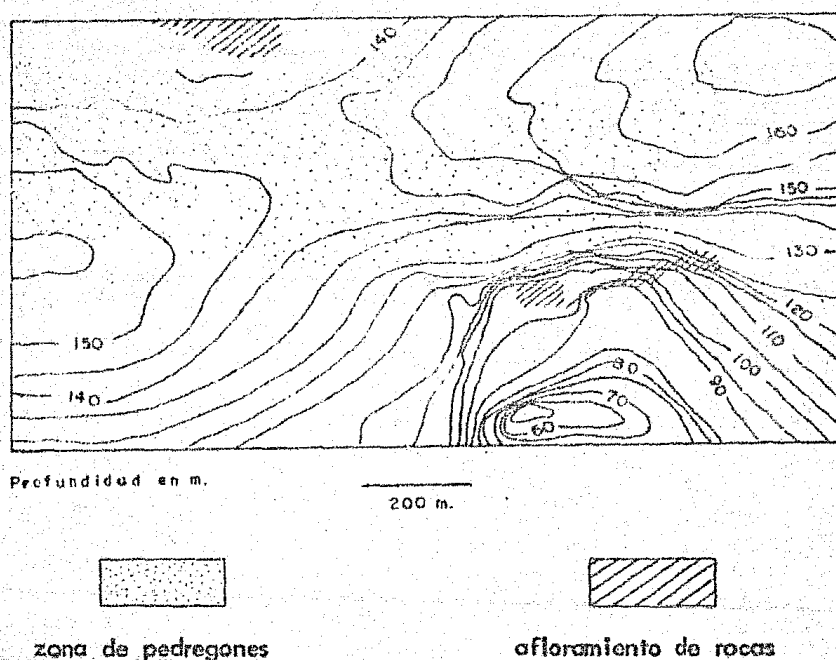


Figura II.12. Topografía de la textura del lecho marino cercano a la costa noruega

Una medición mucho más exacta se puede obtener reduciendo el paralaje de error, efectos del declive del fondo, errores inducidos por el tiempo en la medición y los efectos de la incertidumbre en la velocidad del sonido, usando una eclisa perfiladora remolcada justamente sobre el fondo pudiendo seguir una trayectoria plana sin movimientos verticales abruptos. Existen equipos con más exactitud en la medición como lo es el Up-Ward-Looking a base de ecosonido, o un equipo submersible con navegación inercial y alta frecuencia perfiladora.

Un estudio topográfico de toda una ruta de una línea submarina con una exactitud de 0.1 m asociado a un buen control horizontal, 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, muestrear el fondo con mediciones detalladas de algunos lugares. Con estos datos se podría hacer un análisis determinístico de la configuración de la línea sobre las áreas muestreadas, o la rugosidad del fondo podría ser descrita estadísticamente por la desviación estandar de la profundidad, por la distribución de cimas o canales, o por la autocorrelación y espectro de la superficie, y ellos podrían estar dentro del análisis de la línea. Esto ha sido aplicado a un problema especial de líneas en tierra, en un área, donde se presentan heladas generándose asentamientos inducidos por el derretimiento diferencial. En general, un estudio sistemático de la rugosidad del fondo del mar es solo el principio de la descripción del escenario, y una descripción cuantitativa todavía está en el futuro.

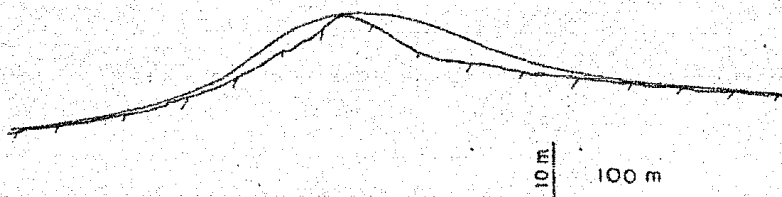


Figura II.13. Sección transversal de una onda de arena

La información batimétrica obtenida por ecosondas es suplementada por una película del fondo dada por un Side-Scan-Sonar, el cual viene a ser más sofisticado. Los registros de este aparato hacen posible identificar mayor cantidad de obstáculos, como grandes pedregones, ruinas, cables sueltos y líneas existentes.

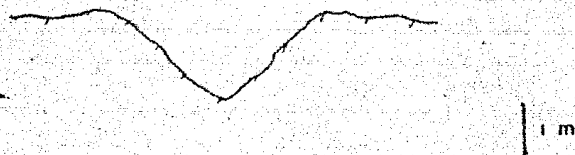


Figura II.14. Sección de una trinchera obtenida por un perfilador de alta frecuencia

11.3.1. Batimetría

Aunque existen cartas batimétricas de numerosas áreas costeras alrededor del mundo, que muestran detalles considerables sobre la profundidad del agua, raramente proveen detalles convenientes para el diseño de un sistema de líneas submarinas, por lo que comúnmente se lleva a cabo un estudio batimétrico para garantizar la información dada por las cartas o para obtenerla de zonas donde no se cuente con ninguna información.

Un medio para llevar a cabo una verificación de la profundidad del agua es haciendo uso de una sondaleza. La sondaleza consiste en un objeto pesado sujeto al final de una cuerda marcada con un sistema conveniente de unidades. El objeto pesado cae al fondo del mar mientras del otro lado se toma la cuerda consigo. Entonces la profundidad se deduce de la lectura dada por la superficie del agua sobre la cuerda. Con esta técnica existen problemas, tales como el ángulo de la cuerda con la vertical, dependiendo del movimiento relativo del barco, y la acción de ola interfiriendo en la definición de la superficie del agua.

Los estudios con la sondaleza en la zona de oleaje a veces se realizan haciendo uso de helicópteros. El cable de la sondaleza contiene una conexión débil, por lo que fácilmente se rompe, si la sondaleza se atora en alguna obstrucción bajo del agua. El cable es marcado adecuadamente, y un examinador en la costa puede leer la cantidad obtenida en la cuerda bajo su altura. El examinador toma la lectura, cuando una alarma suena en el helicóptero indicando que la sondaleza ha tocado el fondo. Al mismo momento dos ángulos relativos a una línea de base conocida son tomados por dos operadores con tránsito en la costa, determinando así la posición del punto geoméricamente.

Otra manera de obtener las profundidades del mar es por medio de aparatos de eco-sonido. La mayoría de las cartas batimétricas se han hecho usando técnicas de profundidad-sonido. El Fathometer, medidor de profundidad, ha sido usado por varias décadas como un método de determinación rápida desde la superficie del agua de las profundidades del agua. El fathometer trabaja con impulsos ultrasónicos emitidos por una fuente, que en la mayoría de las veces está montada sobre el casco de un barco. Estos impulsos envuelven frecuencias de aproximadamente 7 - 200 kHz, dependiendo del modelo y son dirigidos hacia abajo verticalmente con un rayo radiogoniométrico agudo (3°) y reflejado por el fondo. Los ecos de los impulsos son recibidos por un hidrofono montado en el barco. El tiempo entre la transmisión de un impulso particular y su recepción en el barco se traduce a la profundidad del agua conociendo la velocidad del sonido en el agua, y se expone en un registro de diagrama adecuado. El fathometer puede ser usado para obtener la profundidad del agua mientras el barco está en marcha, conforme el barco obtiene el perfil de profundidad a lo largo de una línea deseada, de la cual los puntos extremos pueden ser conocidos. Se debe permitir una tolerancia para el estado de marea en el cual se ha hecho el examen, cuando se transfieren las profundidades a la carta batimétrica para verificarlas en éstas, aunque en muchos sistemas de fathometer es posible permitir una tolerancia para el estado de marea haciendo uso de un control interno.

Algunos problemas de estos aparatos deben ser mencionados. La traducción del tiempo del viaje del impulso ultrasónico hacia la profundidad y hasta su aparición en el registro del fathometer se hace usando un valor constante prefijo de la velocidad del sonido en el agua del mar, típicamente es 1463 m / seg. Si las condiciones oceanográficas locales son tales que este o cualquier otro valor, que ha sido puesto, es erróneo, entonces las profundidades obtenidas serán erróneas igualmente. Algunos estudios han demostrado que la velocidad acústica varía con la temperatura, la salinidad y presión. La velocidad acústica en el agua es dada por la siguiente expresión empírica:

$$c = 141,000 + 421 T - 3.7 T^2 + 110 S + 0.018 d \quad (11.3.1.)$$

donde T es la temperatura (°C), S es la salinidad (por ‰ / mil unidades), d es la profundidad (cm).

Los sistemas fathometer trabajan mejor, si el fondo es de material firme, así los limos por ejemplo, son un suelo reflector pobre; el rastreo del fondo en tales casos puede ser borroso. Por otro lado, este tipo de rastreo borroso puede permitir a un operador experimentado juzgar la naturaleza del fondo del mar.

Así también cuando se está realizando un examen de la profundidad, y en el agua surgen burbujas ocasionadas por el motor fuera de borda de un bote o la propela de un barco más grande obstaculizando el sistema de medición, se produce una disminución en la intensidad del sonido generada por el traductor obteniendo una escasa definición del fondo.

Una acción de ola fuerte también puede bombear cantidades poco usuales de aire en la superficie del agua con resultados equivalentes a lo antes dicho.

Una acción fuerte de oleaje también puede originar que al hacer un rastreo sencillo sobre un área no permite al operador determinar por completo, cuales ondulaciones mostradas por el fondo del mar son reales y cuales realmente se originan de la acción inducida por oleaje o del movimiento del barco. Sin embargo, este problema puede ser eliminado grandemente haciendo un reexamen del área en direcciones opuestas a lo largo del mismo tramo.

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. Líneas del contorno se pueden dibujar con máquinas o manualmente.

La densidad de líneas obtenidas por un fathometer está en función de la complejidad de las condiciones del fondo. Antes de que una alineación de una línea submarina en particular sea decidida tentativamente, se puede realizar un examen preliminar usando un amplio espacio, por ejemplo de 90 m. Pero una vez que la locación de la tubería ha sido establecida provisionalmente en una ruta hacia la

costa, un examen final en forma de red debería ser arreglado para obtener detalles excelentes.

El concepto general de sensores remotos del fondo, desde la superficie del agua, ha sido extendido bajo el concepto de receptores de profundidad a dos medios muy importantes para obtener datos geológicos necesarios para un proyecto marino de desagüe. El primer estudio, el sistema de examinación lateral, provee información perteneciente a la configuración o la microbatimetría del fondo de cada lado del tramo seguido por el barco. El segundo estudio es el sistema de perfil sísmico, que describe la acodadura de los materiales del subsuelo a lo largo de una ruta particular seguida por el barco. Ambos estudios caen bajo el nombre general de exámenes geofísicos.

11. 4. Características del Lecho Marino

11.4.1. Líneas sobre el Lecho Marino

Algunas líneas submarinas son simplemente alojadas en un sitio en el lecho marino sin ser enterradas. Una línea submarina es relativamente ligera, por ejemplo, una línea típica de petróleo tiene un peso sumergido de 4 kN/m , mientras una tubería de gas puede pesar solamente 100 N/m . Debido a esto, la influencia de una línea en el fondo del mar no se extiende mucho y ocurre un asentamiento ligero.

El asentamiento en el lecho marino está influenciado por el método de instalación. El jalar el tubo con tendencia a acanalar el lecho marino bajo la línea y la instalación desde una barcaza induce una reacción concentrada del orden de 100 kN cerca del punto, en donde la línea llega al fondo, y ambos efectos permiten mejor el asentamiento que el que ocurriría, si el tubo fuera uniformemente asentado. Los grandes asentamientos del suelo usualmente ocurren en sedimentos muy suaves en deltas o lagos. Las propiedades de estos materiales, como la densidad y el esfuerzo cortante, pueden ser determinadas por las técnicas convencionales de la mecánica de suelos. Por ejemplo, durante la prueba de arado en un canal dragado en un delta, la investigación mostró que el fondo estaba cubierto por un limo muy suave, con comportamiento casi de un fluido con una resistencia al esfuerzo cortante de 10 N/m^2 aproximadamente.

Una línea submarina debe ser lateralmente estable bajo la acción de corrientes submarinas. Las fuerzas hidrodinámicas actuantes se pueden calcular por la ecuación de Morison usando una fuerza de flotación empírica, coeficientes de inercia y arrastre.

La resistencia al movimiento lateral provista por el suelo bajo la línea, debe ser suficiente para mantenerla en su lugar contra la más desfavorable combinación de fuerzas de elevación y arrastre.

La manera más fácil de obtener la resistencia lateral es tratar el contacto entre el suelo y la tubería, regido por la fricción Coulomb, asegurando que la tubería sea estable, si la relación de acción horizontal a la vertical ejercida por el fondo no exceda el coeficiente de fricción lateral límite, usualmente dentro de 0.5 a 1.0. En el caso de una tubería descansando sobre rocas, la anterior idealización es buena. En el caso de una tubería descansando sobre un material suave, lo anterior está más abierto a la crítica, aunque ha sido comprobado satisfactoriamente en la práctica. Un análisis más sofisticado de la resistencia lateral está basado en la propia mecánica de suelos. Si tenemos un suelo de arcilla, las propiedades descriptivas son el esfuerzo cortante y la densidad. El esfuerzo cortante es apropiado, porque la carga de ola es de una duración tan corta que una redistribución significativa del agua no puede ocurrir ni a pequeña escala. Si el suelo es arena, la densidad, la fricción interna, la cohesión y los grados de dilatación son las propiedades relevantes del suelo.

En cuanto a la resistencia lateral, el estrato más alto es el más importante. Por ejemplo, arena cubierta por pocos centímetros de piedrecillas dará a la tubería una resistencia diferente a la que nos daría una arena pura. Algunas técnicas de estudios topográficos no aseguran la localización de estratos delgados de la superficie, y en este sentido son inadecuadas.

Pocas mediciones de la resistencia lateral han sido hechas, aunque es un experimento bastante simple para llevarlo a cabo.

Una línea descansando sobre arena o cieno puede estar sujeta a severos asentamientos inducidos por la licuefacción de los materiales. Cargas de olas o de terremotos inducen esfuerzos alternantes en el fondo del mar, que pueden causar un incremento en la presión de poro a un nivel, en el que las fuerzas efectivas se verían reducidas y la resistencia al esfuerzo cortante llegaría a ser muy pequeña, y la tubería se hundiría en el fondo bajo su propio peso o si está enterrada y es más ligera que el suelo licuado, flotaría hacia la superficie del suelo. Recientemente se ha puesto más atención a la licuefacción inducida por olas que a la inducida por terremotos. Las escalas del tiempo en cada fenómeno son totalmente diferentes. La carga de terremoto es relativamente intensa, pero tarda solamente pocos segundos, así que hay pocos ciclos y tiempo para disipar la presión de poro. Por otro lado, una tormenta puede durar varias horas originando que las fuerzas cortantes cíclicas en el fondo del mar aumenten, cuando la carga oscilatoria inducida por la ola en el fondo aumenta. Como la intensidad de la fuerza cortante cíclica aumenta, la presión de poro comienza a crecer, pero al mismo tiempo empieza una difusión constante de la presión de poro. Sea o no que el material alcance las condiciones de licuefacción, depende del balance entre el valor del incremento de la altura de ola (y por eso el valor del incremento de la presión de poro), y la difusión y la reducción consecuente de la presión de poro permitida por la permeabilidad. El análisis obviamente es complicado y no se ha desarrollado completamente en la actualidad. Esto se hace más difícil por el hecho de que la generación de presión de poro por el esfuerzo cortante es un fenómeno inherentemente no lineal, y lógicamente no puede ser puesto en modelos lineales de difusión y relaciones de fuerza-tensión del suelo.

Algunos investigadores han obtenido y dan el siguiente modelo analítico de la generación de la presión de poro:

$$\Delta U_N (1 - U_{N-1}) = (\tau_N / \sigma'_{N-1})^{2A} f(N) \quad (11.4.1)$$

donde U_N es la presión de poro adimensional normalizada con respecto a la presión de confinación efectiva inicial, ΔU_N es el incremento de la presión de poro residual adimensional en el ciclo $N - 1$; τ_N es la fuerza cortante cíclica aplicada en el ciclo $N - 1$; σ'_{N-1} es el esfuerzo efectivo principal y $f(N)$ es la función expresando el hecho de que el efecto de una fuerza dada de un ciclo disminuye con el aumento del total del número de ciclos. En estudios hechos empíricamente en arenas de Ottawa, Canada, la función $f(N)$ es:

$$f(N) = 6.13 N^{1.7} - 0.46 \quad (11.4.2)$$

Esto es una idealización relativamente compleja, pero todavía no es tan sofisticada como para tomar en cuenta los efectos de drenaje. La licuefacción necesita mucho más estudio todavía, tanto en laboratorio como en campo. Desde el punto de vista del sitio de investigación, aún no es claro que parámetros son los más significantes. Fue usual pensar que solamente en yacimientos sueltos se presentará la licuefacción y que el parámetro crítico sería la relación de vacíos o la porosidad. Yacimientos sueltos pueden ser identificados en el sitio por instrumentos penetrómetros de cono. Sin embargo, trabajos recientes han mostrado que también arena extremadamente densa, con una densidad relativa del 100 %, puede licuarse y puede generar presiones de poro aumentadas, y también puede ser involucrado un segundo mecanismo de licuefacción en el cual las presiones de poro negativas locales causan cavitación. La tendencia de la arena a licuarse, estrictamente tiene que ser sensitivamente estructural, y por esto las mediciones en el sitio son más apropiadas que pruebas de laboratorio en muestras, las cuales están sujetas a perturbancias, particularmente durante el recuperación de muestras del agua profunda.

11.4.2. Líneas Atrincheradas

Muchas tuberías submarinas son alojadas dentro del lecho marino, para protegerlas de daños posibles causados por barcas pescadoras y anclas, así como para reducir la fuerza de olas y corrientes. Hay varias maneras para realizar la excavación necesaria. Puede realizarse por medio del dragado convencional para luego alojar la tubería en la trinchera. Esto es factible solo en aguas relativamente bajas. Una segunda técnica es llevar a cabo la excavación después que la línea ha sido alojada por medio de propulsión a chorro. Este método consiste en el uso de una especie de trineo, que es jalado por la barcaza, el cual está provisto de dos mangueras flexibles, que arrojan agua a propulsión sobre dos uñas de hierro, que son acarreadas por el trineo a cada lado del tubo, guiando el chorro hacia abajo del tubo para lograr la excavación. Un tercer método es excavar con un arado jalado a todo lo largo de la ruta antes o después de que la línea ha sido alojada. El método más efectivo naturalmente depende del tipo de suelo. En medios arcillosos, lo mejor es usar la propulsión a chorro. En arenas este método logra una trinchera baja y amplia con paredes de solamente pocos grados de inclinación; así la profundidad de la trinchera lograda es decepcionante. Una trinchera amplia no protege muy efectivamente a la tubería y el relleno natural puede ser extremadamente bajo. Los arados pueden ser usados en arenas o arcillas, y dispositivos para cortar principalmente son usados para arcillas duras. En la etapa actual de desarrollo, ninguno de los métodos anteriores son efectivos en la roca. Y puede ser necesario romper la roca con explosivos convencionales o cargas determinadas, y luego remover el material tronado por medio de dragado.

El costo y la eficiencia de la técnica de atrincherar son determinados por la relación de avance y la profundidad de la trinchera lograda en cada caso. Cuando la arena es desalojada por propulsión, la relación del avance depende de la densidad y del ángulo de presión interna en el sitio. El diseño de arado ha sido grandemente estudiado. En arcilla el parámetro, que gobierna, es la fuerza cortante, la cual de-

termina la draga necesaria para jalar el arado hacia adelante. En la arena varias preguntas teóricas quedan abiertas, pero parece que los factores más importantes son la densidad en el sitio, la fricción interna y un parámetro de dilatación, que describe la tendencia de la presión de poro a disminuir, cuando el suelo es cortado rápidamente.

La profundidad de la trinchera raramente es más de 2 m, excepto en las playas y en las zonas de oleaje. Es por lo tanto mucho más útil tener muchas muestras de suelo poco profundo que algunas profundas, y simples "cores" de gravedad son usados. Estos son suplementados por un perfil del subsuelo, el cual detecta las estructuras generales de los primeros 20 m de profundidad del lecho y confiablemente identifica rocas y cambios mayores en la densidad del sedimento, así se tiene una interpretación del suelo entre las locaciones del núcleo de la muestra. Una prueba de penetración rápida y barata en el sitio en los primeros 2 m del lecho sería extremadamente útil. Un arado puede ser jalado a varios nudos de velocidad y el registro continuo del dragado del arado da una buena indicación de los cambios en el fondo, y así es sugerido que un arado pequeño es un dispositivo de examen útil.

Todos los métodos de atrincheramiento son grandemente afectados por los pedregones. Esto particularmente es verdadero, si se está atrincherando a lo largo de una tubería, porque el trineo de propulsión o el arado en movimiento pueden atararse con un pedregón y contra la tubería, causando un daño severo al lastre de concreto y al revestimiento anticorrosivo. Un dispositivo confiable para detectar pedregones en los primeros 2 m de profundidad del lecho marino sería de un valor inmenso.

11.5. Acción Corrosiva

La palabra "corrosión" describe la destrucción de un material causado por la acción química o electroquímica del medio ambiente, que lo rodea.

Como se sabe, la mayoría de los metales se presentan en la naturaleza no en forma elemental, sino formando compuestos de los que ha de extraerse el metal por medio de operaciones metalúrgicas, de fusión, purificación, etc. El fenómeno de corrosión puede considerarse como la tendencia del metal a volver a su estado natural. Dicho de otra forma, corrosión es todo proceso mediante el cual los elementos pasan del estado metálico al estado iónico.

Entre los efectos perjudiciales de la corrosión pueden citarse:

- a) Pérdida uniforme de metal y proporcionalmente de resistencia.
- b) Pérdida de metal en zonas localizadas, que puede conducir a la perforación o a una pérdida de resistencia, que ya no guarda proporción con la cantidad de metal eliminado.
- c) Pérdida de dimensiones y de acabado superficial.
- d) Producción de productos de corrosión.
- e) Desprendimiento de actividad, si el metal, que se corroe, es radioactivo.

Según el comportamiento de los metales frente a la corrosión, es posible dividirlos en dos grupos: los que dan lugar a una película sólida y los que no la producen. Cuando se forma una película, generalmente la velocidad de corrosión es decreciente con el espesor de la misma, mientras que cuando no se forma, la velocidad de ataque prácticamente es constante, mientras no se agote el medio corrosivo.

Aunque todos los metales poseen tendencia a corroerse, existen grandes diferencias entre las velocidades de corrosión de unos y otros. Algunos metales como el oro, la plata, el platino, etc. muestran una resistencia considerable a corroerse en un gran número de sustancias y se conocen con el nombre de metales "nobles".

El fenómeno de corrosión en un medio acuoso, puede ser comparado al funcionamiento de una pila galvánica, como se ilustra en la figura 11.15.

A partir de esta analogía se puede observar que los factores necesarios para que el fenómeno de la corrosión se lleve a cabo son:

1. La existencia de dos metales de características electroquímicas diferentes, es decir, un ánodo y un cátodo.
2. Presencia de una solución conductora o electrolito.
3. Continuidad eléctrica para establecer un intercambio de electrones entre el ánodo y el cátodo. Esto se lleva a cabo ya sea por un simple contacto físico entre los metales (electrodos) o bien mediante conductores metálicos y conexiones.

Si alguno de estos factores no existe, el sistema corrosivo no se establece y, por lo tanto, no se corroerá el metal.

Es conveniente hacer notar que en todos los casos el electrodo, que se destruye, es el ánodo y es aquel en el que se desarrollan todas las reacciones de oxidación o anódicas.

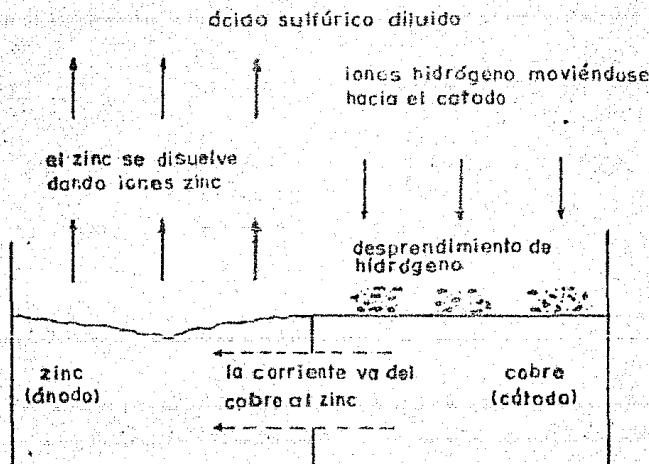
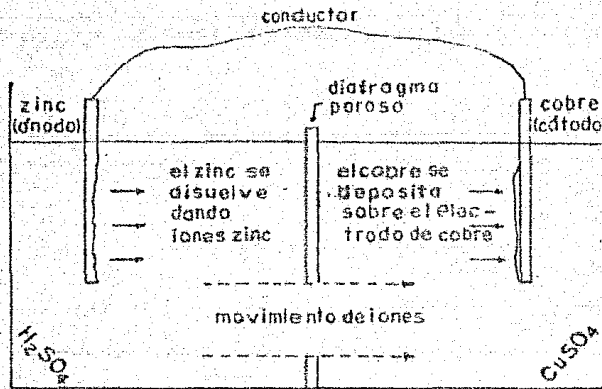


Figura II.15. Analogía entre un sistema galvánico y el fenómeno de corrosión

II.5.1. Clasificación de la Corrosión

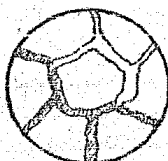
La corrosión, de acuerdo con su aspecto, se puede clasificar en microscópica y macroscópica. Esta última forma es la más evidente y a su vez puede dividirse en corrosión generalizada y localizada (picadura). De estos dos tipos el más noble corresponde al caso generalizado, ya que presupone un desgaste parejo, que en un momento dado permitiría reemplazar a tiempo la pieza o el equipo involucrado. Por otro lado, la corrosión localizada se concentra en un solo punto y, generalmente, conduce a la destrucción total del equipo, a pesar de que el área involucrada sea relativamente despreciable.

Existen otros tipos de corrosión macroscópica, tales como la galvánica, la corrosión por celda de concentración y otros sistemas, que involucren el efecto de un esfuerzo, ya sea cíclico (corrosión por fatiga) o bien estático y de tensión (corrosión bajo esfuerzo o bajo tensión).

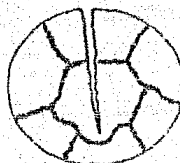
Por lo que respecta a los tipos microscópicos de corrosión, debe recordarse que las manifestaciones macroscópicas son el reflejo de estos mecanismos. Para explicarlos es conveniente recordar que al solidificar un metal, primeramente cristaliza el componente casi puro segregando las impurezas a los límites de grano y en consecuencia creándose zonas con diferencias composicionales. Y estableciéndose de este modo la existencia de diferentes características electroquímicas y por lo tanto un ánodo y un cátodo. Al entrar en contacto con un medio corrosivo, la porción más reactiva se oxida primero y los límites de grano se disuelven gradualmente. La corrosión adopta así una propagación entre granos o cristales puros y de ahí que reciba el nombre de intergranular.

En forma similar, cuando el factor, que impera, es puramente mecánico (aplicación de un esfuerzo, etc.), la grieta, que crece, sigue un camino perpendicular a la aplicación de la carga, sin importar los límites de grano y atraviesa los granos metálicos.

Este tipo de propagación a través de los granos se conoce como transgranular. En la figura II.16. se ilustran estos dos tipos de corrosión microscópica.



corrosión
intergranular



corrosión
transgranular

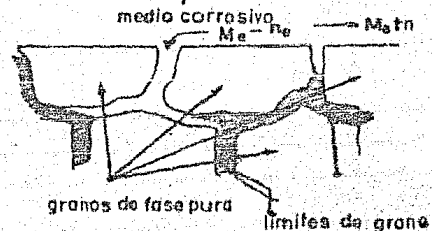
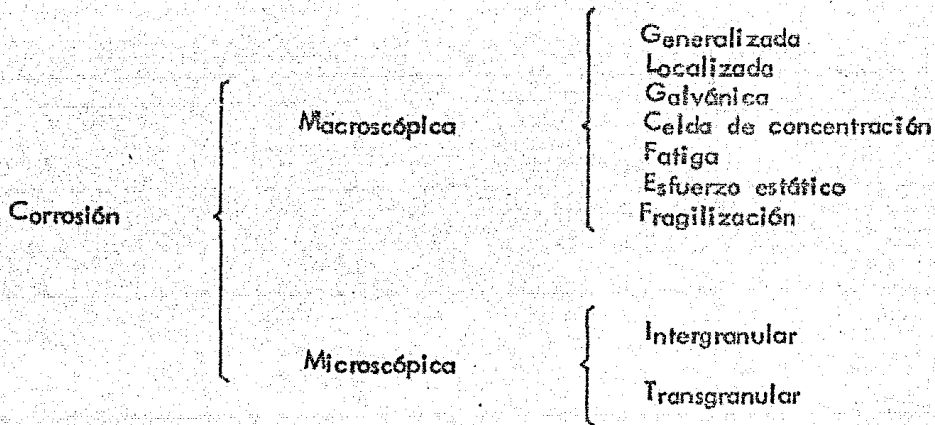


Figura II.16. Mecanismo y diferentes tipos de corrosión microscópica

En cuanto al medio corrosivo, la corrosión puede ser clasificada en amarga y dulce. Se llama amarga aquella que involucra al ácido sulfhídrico o a sulfatos y la dulce se relaciona con cualquier otro tipo de medio corrosivo, especialmente el anhídrido carbónico (CO_2). Esta división se debe a la tremenda corrosividad asociada con el H_2S , que afecta en alto grado la ductilidad de los aceros, en tanto que los otros medios tienden a provocar corrosión generalizada, pero no reducen las propiedades mecánicas del metal involucrado.

A continuación se presenta en forma sumariada la clasificación de la corrosión según su aspecto morfológico.



Los metales, que intervienen en un sistema corrosivo, tienen diferentes características, que es lo que permite que se realice la corrosión y una manera de medir su grado de corrosividad es conociendo su potencial estándar. El potencial estándar presenta el potencial relativo de una cierta reacción electroquímica en condiciones de equilibrio, al potencial del hidrógeno. Si este valor se toma como 0.0 Volt y respecto a él se ordenan los potenciales de los otros elementos, se obtiene una tabla como la ilustrada a continuación.

De esta tabla se puede observar que aquellos materiales, que se oxidan con facilidad relativa, presentan un potencial estándar negativo, en tanto que aquellos materiales más resistentes desde el punto de vista corrosivo presentan potenciales electropositivos.

Si se pone en contacto un metal de carácter electro-negativo con uno de carácter electro-positivo, este último actuará catódicamente en tanto que el primero será anódico. En forma general, la posición en la tabla 11.2. define la tendencia relativa de un metal a oxidarse.

Así, en cualquier reacción electroquímica el elemento más negativo se corroerá en tanto que el más positivo permanecerá sin ser atacado pues en él se desarrollarán las reacciones de reducción.

Tabla II.2. Potenciales estándar de algunos metales comerciales

Extremo anódico	E^0 (potencial estándar)	Algunos metales comerciales
$K^0 - e^- \rightleftharpoons K^+$	- 2.92 Volts	
$Mg^0 - 2e^- \rightleftharpoons Mg^{+2}$	- 2.38 Volts	Aleaciones de Magnesio
$Al^0 - 3e^- \rightleftharpoons Al^{+3}$	- 1.66 Volts	Aleaciones de Aluminio
$Zn^0 - 2e^- \rightleftharpoons Zn^{+2}$	- 0.76 Volts	Zinc y Galvanizados
$Cr^0 - 3e^- \rightleftharpoons Cr^{+3}$	- 0.71 Volts	
$Fe^0 - 2e^- \rightleftharpoons Fe^{+2}$	- 0.44 Volts	Acero, Hierro dulce y Hierro colado, Aceros in- oxidables activos de la series 400 y 300
$Cd^0 - 2e^- \rightleftharpoons Cd^{+2}$	- 0.40 Volts	
$Co^0 - 2e^- \rightleftharpoons Co^{+2}$	- 0.27 Volts	
$Ni^0 - 2e^- \rightleftharpoons Ni^{+2}$	- 0.23 Volts	
$Sn^0 - 2e^- \rightleftharpoons Sn^{+2}$	- 0.14 Volts	Soldaduras blandas Sn - Pb
$Pb^0 - 2e^- \rightleftharpoons Pb^{+2}$	- 0.12 Volts	
$2H^+ + 2e^- \rightleftharpoons H_2$	0.00 Volts	REFERENCIA
$Sn^{+4} + 2e^- \rightleftharpoons Sn^{+2}$	+0.15 Volts	
$Cu^{+2} + 2e^- \rightleftharpoons Cu^0$	+0.34 Volts	Bronce al Manganese, Latón naval, amarillo y rojo, Bronce al Silicio, Cuproniqueles Níquel pasivado
$O_2 + 2H_2O + 4e^- \rightleftharpoons 4OH^-$	+0.40 Volts	
$Fe^{+3} + e^- \rightleftharpoons Fe^{+2}$	+0.77 Volts	Aceros inoxidables pasivados de las series 400 y 300
$Hg_2^{+2} + 2e^- \rightleftharpoons 2Hg^0$	+0.80 Volts	
$Ag^+ + e^- \rightleftharpoons Ag^0$	+0.80 Volts	Soldadura de plata
$Pd^{+2} + 2e^- \rightleftharpoons Pd^0$	+0.83 Volts	
$O_2 + 4H^+ + 4e^- \rightleftharpoons 2H_2O$	+1.20 Volts	
$Pt^{+2} + 2e^- \rightleftharpoons Pt^0$	+1.20 Volts	
$Au^{+3} + 3e^- \rightleftharpoons Au^0$	+1.42 Volts	
Extremo catódico o noble		

Generalmente la corrosión, que se presenta en una tubería enterrada o sumergida, es del tipo de corrosión galvánica o corrosión por celda de concentración.

II.5.2. Corrosión Galvánica

Este tipo de corrosión se manifiesta al poner en contacto metales de características electroquímicas diferentes. Como ya se mencionó, se establece un par galvánico, cuando se conectan metales en los cuales el potencial estándar difiere o bien, cuando en un solo metal se presenta:

- a) Una microestructura doble o múltiple, por ejemplo carburos en aceros, donde el carburo es corrientemente el elemento catódico respecto de la que lo rodea; grafito en fundiciones donde el grafito actúa también como cátodo; en estructuras de latones conteniendo más del 36 % de zinc, etc.
- b) Grietas en la superficie de una película de óxido, que se forma sobre los metales al contacto de éstos con el oxígeno del aire o por presencia de capas gruesas incompletas sobre la superficie del metal.
- c) Diferencias de concentración de oxígeno en solución, en diferentes puntos de la superficie metálica.
- d) Diferencias de temperatura, tensiones, tratamiento térmico del metal.

Como ya se dijo también, son cuatro los factores, que permiten el establecimiento de un sistema de corrosión galvánica, por lo que es evidente que eliminando uno de ellos, se evitará la corrosión. El par galvánico puede desaparecer haciendo uso del mismo metal o de metales de características similares.

II.5.3. Corrosión por Celda de Concentración

Este tipo de corrosión también es conocido como de celda de aereación diferencial. Generalmente, se lleva a cabo sobre un sólo tipo de metal. Su origen es la diferencia de concentración del medio corrosivo en puntos contiguos del metal sometido al ataque.

En la figura II.17. se representan dos sistemas, donde se establecen diferencias de concentración; en un caso de sales disueltas, y en el otro de oxígeno en solución.

Este es uno de los sistemas corrosivos más comunes.

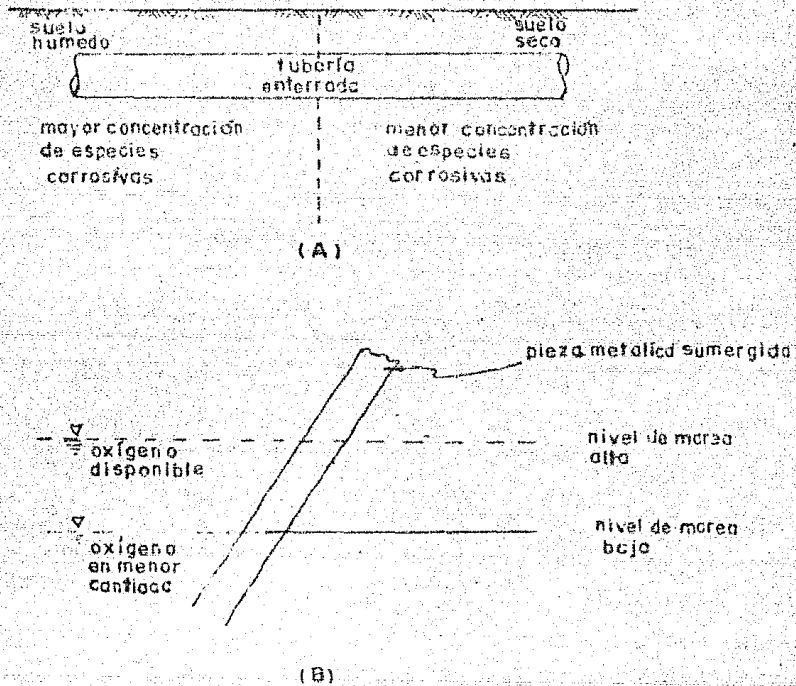


Figura II.17. Representación de posibles celdas de concentración

(A) Tubería enterrada

(B) Tubería o estructura sumergida

II.5.4. Métodos de Protección Anticorrosiva

Los diferentes métodos para proteger los materiales metálicos de la corrosión pueden clasificarse en los siguientes grupos:

- Métodos basados en la protección o recubrimiento del material evitando el contacto directo con el medio corrosivo. Los recubrimientos hoy utilizados son de muchos tipos, según el material y las condiciones de empleo.
- Métodos basados en la modificación del medio corrosivo. Si el medio es gaseoso, puede recurrirse a la eliminación de los componentes perjudiciales, por ejemplo, el vapor de agua. Si es líquido, se podría hacer la solución más alcalina.
- Métodos basados en la incorporación de elementos de aleación al metal. Estas adiciones entrarán a formar parte de la película de óxido, que se forme, mejorando así sus propiedades protectoras.

- d) Métodos basados en la aplicación de procedimientos eléctricos. Por ejemplo, la protección catódica y la pasivación anódica. El primero consiste en la aplicación de una diferencia de potencial opuesta a la de la pila de corrosión, que se forme con lo que se disminuirá o anulará la reacción de corrosión. El segundo se aplica a materiales capaces de formar una película superficial pasiva, que puede mantenerse en medios en los que normalmente no sería estable, mediante la aplicación de una diferencia de potencial adecuada para hacer anódica la superficie, que ha de protegerse, frente al electrodo de referencia.

En la protección de tuberías de conducción subterránea o sumergida generalmente se utilizan para evitar la corrosión en las líneas, los recubrimientos anticorrosivos y la protección catódica, por separado o simultáneamente.

El uso de recubrimientos anticorrosivos considera la formación de una barrera, que impida el acceso de los agentes corrosivos a la superficie metálica y el aislamiento de ésta para evitar la formación de la corriente eléctrica entre los dos electrodos. Su durabilidad está condicionada a la resistencia, que presente esta película al medio agresivo.

La protección catódica

El proceso de corrosión en los metales se lleva a cabo por medio del flujo de electrones, que abandonan la superficie metálica con la consecuente disolución y el paso del metal a forma iónica. Mediante la protección catódica, se imprime corriente eléctrica invirtiendo el sentido del flujo de electrones y evitando así la disolución del metal. Este método se ilustra esquemáticamente en la figura II.18.

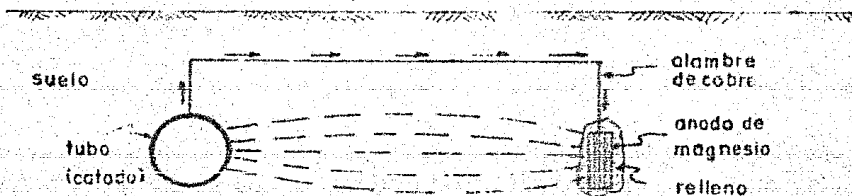


Figura II. 18. Protección catódica con ánodos galvánicos

La corriente de electrones necesaria para establecer un sistema de protección catódica pueda obtenerse formando una pila eléctrica espontánea, usando ánodos de metales más activos como el zinc, aluminio y magnesio o bien mediante la impresión de corriente eléctrica, por medio de una fuente externa de energía usando rectificadores de corriente alterna con diodos de selenio o silicio.

En el primer caso la protección catódica recibe el nombre de protección catódica con ánodos galvánicos de sacrificio, mientras que en el segundo se le da el nombre de protección catódica por corriente impresa.

III. CRITERIOS DE DISEÑO

III.1. Objetivo

El presente capítulo tiene por objeto el diseño de la tubería desde el punto de vista de operación, diseño estructural y diseño de estabilidad.

Dentro de lo referente al diseño de la tubería para su operación, es tratada de igual manera como una tubería en tierra. Este diseño toma en cuenta las leyes de la hidráulica aplicada a conductos a presión. El procedimiento y las especificaciones indicadas son conforme a las Normas de Diseño de Petróleos Mexicanos.

El diseño estructural de la tubería contempla los esfuerzos, a que es sometida ésta en el proceso de tendido durante el cual sufre las mayores deformaciones considerando el método del Stinger o cualquier otro en el que se genera una doble curvatura en la tubería. En este capítulo se presentan dos métodos de análisis. El primero, es un método de análisis aproximado del problema, el cual se recomienda sea usado para líneas tendidas a poca profundidad del mar en donde se presentan pocas deformaciones de la línea. El segundo considera la tubería como una barra sometida a esfuerzos flexionantes causados por el peso de la línea y esfuerzos axiales originados por la tensión sometida por la barcaza simultáneamente. Este análisis recientemente desarrollado puede ser utilizado a cualquier profundidad del mar.

Y por último, 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 de 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. El cálculo de estas fuerzas fue considerado en el capítulo II. En este capítulo se analiza la estabilidad tomando en cuenta las fuerzas antes indicadas, así como el peso de la tubería y el coeficiente de fricción del lecho marino. En el caso de tuberías enterradas se dan los coeficientes de flotabilidad negativa según especificaciones de Petróleos Mexicanos.

Los criterios de diseño de operación y de estabilidad de la línea pueden ser usados indistintamente para conductos y emisores submarinos. Sin embargo, el diseño estructural solo se considera para conductos submarinos o emisores, que sean construidos con tubería de acero e instalados por los métodos indicados. Esto es debido a que generalmente los emisores son tendidos con métodos en los que no se generan grandes esfuerzos, ya que la tubería se construye con materiales menos resistentes que el acero y consecuentemente sin ser soldadas las uniones. Los métodos de tendido para emisores se presentan en el capítulo IV.

III.2. Diseño para Operación de Tuberías de Línea

Las tuberías de línea pueden ser usadas en el transporte de hidrocarburos líquidos, gaseosos y productos químicos o petroquímicos.

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

III.2.1. Diseño

El diseño de tuberías para el transporte de hidrocarburos en fase líquida, gaseosa y productos químicos, deberá considerar entre otros, los siguientes aspectos:

- a) Características físicas y químicas del fluido. En caso de que se manejen productos químicos o petroquímicos además se deberá considerar la toxicidad, reactividad e inflamabilidad del producto.
- b) Presión y temperatura máximas de operación en condiciones estables.
- c) Especificaciones del material seleccionado.
- d) Cargas adicionales. En el diseño de tuberías deberán considerarse las cargas adicionales, que puedan preverse actuarán sobre la tubería, de acuerdo con las características de las regiones que atraviesa y las condiciones de trabajo, tales como:
 1. Cargas externas por condiciones de operación.
 2. Cargas de viento además de las relativas a expansión y flexibilidad en tuberías suspendidas o aéreas. Para tuberías aéreas o no soportadas continuamente, además de los factores aplicables, que se mencionan en este inciso, deberán considerarse cargas vivas, como lo son el peso del producto transportado, la nieve, el hielo, etc.; y cargas muertas como el peso de la tubería, recubrimientos, rellenos, válvulas y otros accesorios no soportados.
 3. Sismos.
 4. Vibración y resonancia causada por vibración.
 5. Esfuerzos causados por asentamientos o derrumbes en regiones de suelos inestables.
 6. Efectos de contracción y expansión térmica cuando la diferencial de temperaturas es mayor a 30°C.
 7. Efectos de los movimientos de los componentes o accesorios conectados.
 8. Esfuerzos por golpe de ariete.
 9. Esfuerzos debidos a cambios de nivel o dirección.
 10. Esfuerzos en cruces de ríos.
 11. 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). Además deberá determinarse la clase de localización para cumplir lo establecido para válvulas de sellamiento y calidad de soldadura.
- g) Espesor adicional por desgaste o margen de corrosión.

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.

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

donde t : espesor de pared mínimo de un tubo, sometido solamente a presión interna

P : Presión de diseño en $\text{lb} / \text{pulg}^2$, deberá ser mayor o igual a la presión máxima de operación en condiciones estables y ésta a su vez deberá ser mayor a $1.06 \text{ kg} / \text{cm}^2$. (Según normas del código ANSI B 31.4 y el reglamento de trabajos petroleros.)

D : Diámetro nominal exterior [pulgadas]

S : Esfuerzo de trabajo máximo permisible [$\text{lb} / \text{pulg}^2$]

El espesor mínimo requerido es el valor calculado en la fórmula III.2.1. incrementado con las tolerancias obtenidas del análisis y evaluación de los factores mencionados en los párrafos d), e), f) y g) de este capítulo, el cual nunca será menor al indicado en la tabla III.4. (para gases usar tabla III.5.). La suma de los esfuerzos longitudinales producidos por presión, cargas vivas y muertas y aquellos producidos ocasionalmente por viento o sismos, no deberán exceder de un 80% del valor de la resistencia mínima especificada a la cedencia del tubo. No es necesario considerar el viento y los sismos como si actuaran simultáneamente, pero se tomará en cuenta para este cálculo el mayor valor de esfuerzo esperado para cualquiera de estas condiciones.

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 10 años.

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

La presión máxima de operación es la presión máxima en cualquier punto de la tubería, que puede desarrollarse operando el ducto al 100% en condiciones de flujo regular, uniforme y constante teniendo en cuenta las pérdidas por fricción. El nominal exterior estará determinado a partir del análisis hidráulico del transporte de un fluido por un ducto. Este análisis considera las pérdidas de carga en el flujo de un fluido por el ducto. Si se aumenta el diámetro de la tubería, 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 tubería debe permanecer constante. Por lo cual el peso es proporcional al cuadrado del diámetro y el costo también. Por lo tanto el costo por año de la tubería puede expresarse por αD^2 , en que α 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.

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

$C = \lambda$: coeficiente de pérdida de carga.

El costo anual de la tubería se podrá expresar así:

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

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

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

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 (figura III.2.). Aquí el punto A correspondería al costo total anual mínimo y el diámetro más económico.

El esfuerzo de trabajo máximo permisible S es el valor a la tensión más grande, a que pueda 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,

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

donde F : 0.72 (adimensional). Esto es un factor de diseño basado en el espesor nominal de la pared. Al establecer este factor se consideraron y to-

maron en cuenta las diferentes deficiencias de espesor y las tolerancias de defectos estipulados en especificaciones aprobadas por el código ANSI B 31.4.

E : eficiencia (adimensional) de junta soldada de acuerdo con la tabla III.1.

R : resistencia mínima especificada a la cedencia $[lb / pulg^2]$, de acuerdo con la tabla 402.3.1. y 423.1. del código ANSI B 31.4., usado para materiales nuevos de especificación conocida y aprobada.

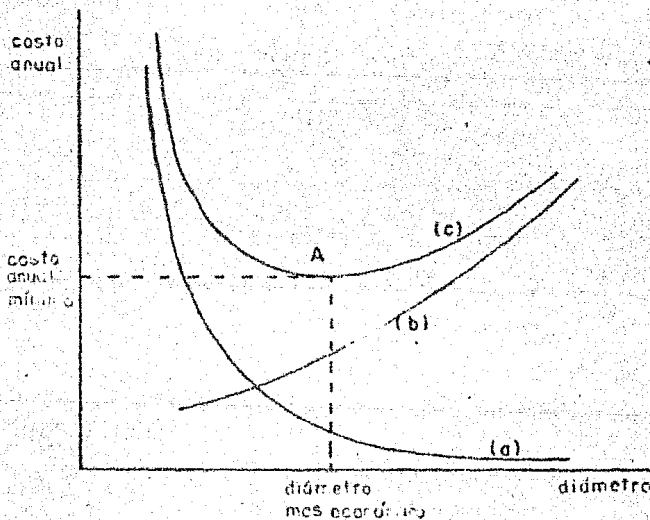


Figura III.1. Gráfica para obtención del diámetro óptimo de una tubería correspondiente al costo mínimo anual

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 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 este 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.1., 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 el cálculo de tuberías para hidrocarburos gaseosos la fórmula III.2.1. se va a modificar al incluir los factores F, E y T definidos más adelante. Entonces tenemos:

$$t = \frac{P.D.}{2SEFET} \quad (\text{III.2.6.})$$

- t : Espesor de pared mínimo de un tubo, sometido exclusivamente a presión interna [pulgadas]
 P : Presión de diseño [lb / pulg²]
 D : Diámetro nominal exterior pulg
 F : Factor de diseño adimensional basado en la densidad de población de acuerdo a la tabla III.2.
 E : Eficiencia (adimensional) de junta soldada longitudinal de acuerdo a la tabla III.2.
 T : Factor de diseño (adimensional) basado en la temperatura de diseño de acuerdo con la tabla III.3.
 S : Resistencia mínima especificada a la cedencia [lb / pulg²] de acuerdo con el apéndice C del código ANSI B 31.8 para tubos y accesorios nuevos de especificación conocida y aprobada. En el caso de tubería usada de especificación conocida, se procederá análogamente al determinar el valor de R para hidrocarburos líquidos. Cuando se trate de un tubo, que después de trabajada en frío, es calentado a 315°C o más por un medio distinto de soldadura, deberá reducirse el valor de S en un 25% del valor determinado normalmente.

A continuación se dan las limitaciones de diseño para transporte de hidrocarburos gaseosos:

- La suma de los esfuerzos longitudinales no deberá exceder del 75% del esfuerzo de trabajo máximo permisible, que es igual al producto de S x F x T. Este valor deberá ser considerado en la condición más severa de temperatura.
- La combinación o suma vectorial de esfuerzos producidos por expansión (flexión y torsión), no deberán exceder del 72% de la resistencia mínima especificada a la cedencia.
- La suma de los esfuerzos señalados en los puntos a) y b) precedentes, no deberá exceder el valor de la resistencia mínima especificada a la cedencia determinado para la fórmula III.2.5.

Para el transporte de productos químicos o petroquímicos la ecuación III.2.1. mantiene su forma original, solo que el esfuerzo de trabajo máximo permisible en este caso designado S" se determinará por el producto de 5 factores de diseño y el esfuerzo permisible a la tensión, entonces:

$$S^* = F_1 \times F_2 \times F_3 \times F_4 \times F_5 \times S \quad [\text{lb} / \text{pulg}^2] \quad (\text{III.2.7.})$$

- F_1 : Factor de diseño por densidad de población (adimensional), tabla III.2.
 F_2 : Factor de diseño por grado de toxicidad (adimensional), tabla III.6.
 F_3 : Factor de diseño por grado de inflamabilidad (adimensional), tabla III.6.
 F_4 : Factor de diseño por grado de reactividad (adimensional), tabla III.6.
 F_5 : Factor de diseño basado en el estado físico del producto (adimensional), tabla III.7.
 S : esfuerzo permisible a la tensión $[\text{lb} / \text{pulg}^2]$, considerando la eficiencia de la soldadura, de acuerdo con el apéndice A del código ANSI B 31.3, para tubos nuevos de especificación conocida y aprobada. Para tubos usados de especificación conocida, se deberá proceder análogamente para la determinación de R en la fórmula III.2.5. para transporte de hidrocarburos líquidos y aplicar el apéndice A del código ANSI B 31.3.

Para productos químicos o petroquímicos, la suma de los esfuerzos longitudinales producidos por presión, cargas vivas y muertas y aquellos producidos ocasionalmente por el viento o sismos, no deberá ser mayor de 1.33 veces el esfuerzo permisible a la tensión del material (S).

Tabla III.1. Eficiencia de junta soldada longitudinal o espiral "E"

Número de especificación	Tipo de tubo (1)	Eficiencia de junta "E", tubo fabricado después de 1958
ASTM A 53	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
	soldado por resistencia eléctrica	1.00
ASTM A 135	soldado por fusión eléctrica, paso sencillo o doble	0.80
ASTM A 139	soldado por fusión eléctrica	1.00
ASTM A 155	tubo de acero soldado en espiral	0.80
ASTM A 211	soldado por fusión eléctrica, arco sumergido doble	1.00
ASTM A 381	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
API 5L	soldado por resistencia eléctrica	1.00
	soldado por arco sumergido	1.00
API 5LS	sin costura	1.00
	soldado por resistencia eléctrica	1.00
	soldado por centelleo (Flash)	1.00
	soldado por inducción eléctrica	1.00
API 5LX	soldado por arco sumergido	1.00
	sin costura	1.00
	soldado por resistencia eléctrica	1.00
	soldado por centelleo (Flash)	1.00
API 5LU	soldado por inducción eléctrica	1.00
	soldado por arco sumergido	1.00
	sin costura	1.00
	soldado por resistencia eléctrica	1.00
Conocido	soldado por centelleo (Flash)	1.00
	soldado por inducción eléctrica	1.00
	soldado por arco sumergido	1.00
	canocido	(3)
Desconocido	sin costura	1.00 (6)
Desconocido	soldado por centelleo (Flash)	1.00 (4)
Desconocido	soldado por fusión eléctrica	0.80 (4)

Tabla III.1. Eficiencia de junta soldada longitudinal o espiral "E" (continuación)

Número de especificación	Tipo de tubo (1)	Eficiencia de junta "E", tubo fabricado después de 1958
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)

Nota:

- (1) Las definiciones para los diferentes tipos de tubo se establecen en la sección 400.2 Código ANSI B 31.4.
- (2) La fabricación se discontinuó y el proceso se suprimió de la norma API 5L en 1962.
- (3) Se aplican los valores de "E" de arriba para tubos nuevos o usados, si se conocen la especificación y tipo de tubo, y 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 la junta es desconocido.
- (6) El factor se aplica para tubo nuevo o usado de especificación desconocida ASTM A 120, si el tipo de junta de soldadura es soldado a tope en horno, o para tubo de 4 1/2" de diámetro exterior y más pequeño, si se desconoce el tipo de junta.

Tabla III.2. Factor de diseño "F" por clase de localización

Clase de localización	Factor de diseño
1	0.72
2	0.60
3	0.50
4	0.40

Localización 1. Es la que tiene 10 ó menos construcciones en un área unitaria, o en los casos en donde la tubería se localice en zonas donde la población no exceda de 75 habitantes por km^2 .

Localización 2. Es la que tiene más de 10, pero menos de 50 construcciones en un área unitaria de terreno.

Localización 3. Es la que tiene 50 ó más construcciones destinadas a ocupación humana o habitacional en un área unitaria ó en la que a 100 m o menos de la tubería exista una construcción o un área al aire libre ocupada por 20 personas o más durante su uso normal.

Localización 4. Es en la que cada área unitaria está destinada fundamentalmente a ser zona de ocupación humana o habitacional, en la que más de las dos terceras partes de la superficie estén ocupadas por construcciones de cualquier tipo y donde exista tránsito intenso de vehículos u otras tuberías enterradas.

Tabla III.3. Factor de diseño "T" por temperatura (°C)

Temperatura (Celsius)	Factor de diseño "T"
121 ó menos	1.000
150	0.967
175	0.933
200	0.900
225	0.867

Nota: Para temperaturas intermedias deberá interpolarse para determinar el factor.

Tabla III.4. 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 (pulgadas)
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 estándar de acuerdo con el código ANSI B 36.10. El uso de juntas roscadas está limitado en la sección 414.1 del código ANSI B 31.4.

Tabla III.5. Espesor mínimo nominal de pared para tubo de acero (pulgadas) (1)

Tamaño nominal (pulgadas)	Diámetro exterior (pulgadas)	tubo, extremos planos (2)			tubo, extremos roscados (2)			estaciones de compresión
		clase de localización			cualquiera			
		1	1	2	3 y 4			
1/8	0.405	0.035	0.065	0.065	0.065	0.068	0.095	extremos planos o roscados
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	extremos planos solamente
1 1/4	1.640	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	extremos planos
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	

Tabla III.5. Espesor mínimo nominal de pared para tubo de acero (pulgadas) (1) (continuación)

Tamaño nominal (pulgadas)	Diámetro exterior (pulgadas)	tubo, extremos planos (2)				tubo, extremos roscados (2)	
		clase de localización				cualquiera	estaciones de compresión
		1	1	2	3 y 4		
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

extremos planos
solamente

Notas:

(1) El espesor mínimo nominal para tubo de acero de extremos planos, menor de 50.8 mm (2 pulg) 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 tubería de instrumentación, control y muestra, deberá estar de acuerdo con lo establecido en la sección 845.5 del código ANSI B 31.8, última edición.

(4) Mientras el código ANSI B 31.8 no indique lo contrario para diámetros de 44, 46 y 48 pulgadas, 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.6. Factores de diseño "F₂", "F₃" y "F₄" por toxicidad, inflamabilidad y reactividad

Grado de riesgo *	Factores de diseño		
	"F ₂ "	"F ₃ "	"F ₄ "
4	0.80	1.20	0.91
3	0.91	1.23	1.00
2	1.00	1.27	1.11
1	1.18	1.30	1.22
0	1.33	1.33	1.33

* El grado de riesgo deberá determinarse de acuerdo con lo indicado en la clasificación de la National Fire Protection Association (NFPA, Fire Protection Guide on Hazardous Materials, secciones 704 M, 49 y 325 M), de la cual la relación anexa es resumen.

Relación anexa a la tabla III.6.

Producto	Grado de riesgo		
	Toxicidad	Inflamabilidad	Reactividad
bisulfuro de carbono	2	3	0
cloruro de metilo	2	4	0
acetileno	1	4	3
ácido cianhídrico	4	4	2
metanol	1	3	0
hidrógeno	0	4	0
amoníaco	3	1	0
acrilonitrilo	4	3	2
ácido nítrico	3	0	0
etileno	1	4	2
acetaldehído	2	4	2
bromo etileno	3	0	0
tetraetilo de plomo	3	2	3
alcohol etílico	0	3	0
cloruro de etilo	2	4	0
dicloroetano	2	3	0
cloruro de vinilo	2	4	1
óxido de etileno	2	4	3
propileno	1	4	1
butadieno	2	4	2
acroleína	3	3	2

Relación anexa a la tabla III.6. (continuación)

Producto	Grado de riesgo		
	Toxicidad	Inflamabilidad	Reactividad
ácido acrílico	3	2	2
acetónitrilo	2	3	0
cumeno	0	2	0
alcohol isopropílico	1	3	0
óxido propileno	2	4	2
benceno	2	3	0
clorobenceno	2	3	0
etilbenceno	2	3	0
estireno	2	3	2
nitrobenceno	3	2	0
ciclohexano	1	3	0
tolueno	2	3	0
xilenos	2	3	0
naftaleno	2	2	0
ácido clorhídrico	3	0	0
ácido sulfúrico	3	0	2
cloro	3	4	0
ácido fluorhídrico	4	0	1
oxígeno (líquido)	3	4	3
cianógeno	4	0	0
ácido sulfhídrico	3	0	0

Tabla III.7. Factor de diseño "F₅" por estado físico **

Fase	Factor de diseño
gas	1.00
líquido	0.91

** Estado físico del producto bajo las condiciones del transporte

Nota:

En la fórmula

$$S^* = F_1 \times F_2 \times F_3 \times F_4 \times F_5 \times S$$

se deberá cumplir la siguiente condición:

$F_2 \times F_3 \times F_4 \times F_5 \times S$ Resistencia mínima especificada a la cedencia del material por la eficiencia de junta soldada (RMEC x E).

Tabla 402:3.1 (a) Tabulación de ejemplos de esfuerzos permisibles para usarse en sistemas de tubería de transporte de petróleo líquido

Especificación	Grado	Resistencia de fluencia mínima especificada [lb / pulg ²]	Notas	(E) factor de junta de soldadura	(5) valor de esfuerzo permisible, -20°F a 250°F [lb / pulg ²]
Sin costura					
API 5L	A 25	25,000	(1)	1.00	18,000
API 5L, ASTM A 53, ASTM A 106	A	30,000	(1), (2)	1.00	21,600
API 5L, ASTM A 53, ASTM A 106	B	35,000	(1), (2)	1.00	25,200
ASTM A 106	C	40,000	(1), (2)	1.00	28,800
ASTM A 524	I	35,000	(1)	1.00	25,200
ASTM A 524	II	30,000	(1)	1.00	21,600
API 5LU	U 80	80,000	(1), (4)	1.00	57,600
API 5LU	U100	100,000	(1), (4)	1.00	72,000
API 5LX	X 42	42,000	(1), (2), (4)	1.00	30,250
API 5LX	X 46	46,000	(1), (2), (4)	1.00	33,100
API 5LX	X 52	52,000	(1), (2), (4)	1.00	37,450
API 5LX	X 56	56,000	(1), (4)	1.00	40,300
API 5LX	X 60	60,000	(1), (4)	1.00	43,200
API 5LX	X 65	65,000	(1), (4)	1.00	46,800
API 5LX	X 70	70,000	(1), (4)	1.00	50,400
Soldado a tope en horno					
ASTM A 53		25,000	(1), (2)	0.60	10,800
API 5L clase I y II	A 25	25,000	(1), (2), (3)	0.60	10,800
API 5L (Bessemer), ASTM A 53 (Bessemer)		30,000	(1), (2), (5)	0.60	12,950

Tabla 402.3.1 (a) Tabulación de ejemplos de esfuerzos permisibles para usarse en sistemas de tubería de transporte de petróleo líquido (continuación)

Especificación	Grado	Resistencia de fluencia mínima especificada [lb / pulg ²]	Notas	(E) factor de junta de soldadura	(S) valor de esfuerzo permisible, -20°F a 250°F [lb / pulg ²]
Soldado por traslape en horno					
API 5L clase I		25,000	(1), (2), (6)	0.80	14,400
API 5L clase II		28,000	(1), (2), (6)	0.80	16,150
API 5L (Bessemer)		30,000	(1), (2), (6)	0.80	17,300
API 5L horno eléctrico		25,000	(1), (2), (6)	0.80	14,400
Soldado por resistencia eléctrica y soldado eléctrico centelleo					
API 5L	A 25	25,000	(1), (7)	1.00	18,000
API 5L, ASTM A 53,					
ASTM A 135	A	30,000	(2)	0.85	18,360
API 5L, API 5LS,					
ASTM A 53, ASTM A 135	A	30,000	(1)	1.00	21,600
API 5L, ASTM A 53,					
ASTM A 135	B	35,000	(2)	0.85	21,420
API 5L, API 5LS,					
ASTM A 53, ASTM A 135	B	35,000	(1)	1.00	25,200
API 5LS, API 5LX	X 42	42,000	(1), (2), (4)	1.00	30,250
API 5LS, API 5LX	X 46	46,000	(1), (2), (4)	1.00	33,100
API 5LS, API 5LX	X 52	52,000	(1), (2), (4)	1.00	37,450
API 5LS, API 5LX	X 56	56,000	(1), (4)	1.00	40,300
API 5LS, API 5LX	X 60	60,000	(1), (4)	1.00	43,200
API 5LS, API 5LX	X 65	65,000	(1), (4)	1.00	46,800
API 5LS, API 5LX	X 70	70,000	(1), (4)	1.00	50,400
API 5LU	U 80	80,000	(1), (4)	1.00	57,600
API 5LU	U100	100,000	(1), (4)	1.00	72,000

Tabla 402.3.1 (a) Tabulación de ejemplos de esfuerzos permisibles para usarse en sistemas de tubería de transporte de petróleo líquido (continuación)

Especificación	Grado	Resistencia de fluencia mínima especificada [lb / pulg ²]	Notas	(E) factor de junta de soldadura	(S) valor de esfuerzo permisible, -20°F a 250°F [lb / pulg ²]
Soldado por fusión eléctrica					
ASTM A 134	---	---	---	0.80	---
ASTM A 139	A	30,000	(1), (2)	0.80	17,300
ASTM A 139	B	35,000	(1), (2)	0.80	20,150
ASTM A 155	---	---	(2), (8)	0.90	---
ASTM A 155	---	---	(1), (8)	1.00	---
Soldado sumergido					
API 5L, API 5LS	A	30,000	(1)	1.00	21,600
API 5L, API 5LS	B	35,000	(1)	1.00	25,200
API 5LS, API 5LX	X 42	42,000	(1), (2), (4)	1.00	30,250
API 5LS, API 5LX	X 46	46,000	(1), (2), (4)	1.00	33,100
API 5LS, API 5LX	X 52	52,000	(1), (2), (4)	1.00	37,450
API 5LS, API 5LX	X 56	56,000	(1), (4)	1.00	40,300
API 5LS, API 5LX	X 60	60,000	(1), (4)	1.00	43,200
API 5LS, API 5LX	X 65	65,000	(1), (4)	1.00	46,800
API 5LS, API 5LX	X 70	70,000	(1), (4)	1.00	50,400
API 5LU	U 80	80,000	(1), (4)	1.00	57,600
API 5LU	U100	100,000	(1), (4)	1.00	72,000
ASTM A 381	Y 35	35,000	(1), (2)	1.00	25,200
ASTM A 381	Y 42	42,000	(1), (2)	1.00	30,250
ASTM A 381	Y 46	46,000	(1), (2)	1.00	33,100
ASTM A 381	Y 48	48,000	(1), (2)	1.00	34,550

Tabla 402.3.1. (a) Tabulación de ejemplos de esfuerzos permisibles para usarse en sistemas de tubería de transporte de petróleo líquido (continuación)

Especificación	Grado	Resistencia de fluencia mínima especificada lb / pulg ²	Notas	(E) factor de junta de soldadura	(S) valor de esfuerzo permisible, -20°F a 250°F [lb / pulg ²]
ASTM A 381	Y 50	50,000	(1)	1.00	36,000
ASTM A 381	Y 52	52,000	(1)	1.00	37,450
ASTM A 381	Y 60	60,000	(1)	1.00	43,200
ASTM A 381	Y 65	65,000	(1)	1.00	46,800

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 valor de esfuerzo permisible son aplicables a tubo fabricado antes de 1959.
- (3) La clase II producido bajo la edición 23 de API 5L, 1968, 6 anterior tiene una resistencia de fluencia mínima especificada de 28,000 lb / pulg².
- (4) Otros grados proporcionados en API 5LS, API 5LU y API 5 LX 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) A 25 no se produce en la soldadura eléctrica por centelleo.
- (8) Véase la especificación de la placa aplicable para el límite de fluencia.

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.

Los esfuerzos debidos a flexión durante la construcción tienen un papel preponderante en el diseño de una línea de conducción bajo el agua, y en esta sección se hace alusión a lo referente a esta etapa del diseño de tuberías submarinas.

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", curvaturas que son controladas desde la barcaza por medio de un tensionador. 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.

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 Aproximado del Tendido de la Tubería con Curvatura "S"

El problema antes planteado puede ser analizado por medio del siguiente procedimiento.

Se deberá verificar que el esfuerzo máximo T_{max} , generado en la tubería no alcance un valor capaz de producir una falla de inestabilidad o estrangulamiento del tubo, debido a la excesiva curvatura. En este procedimiento, el esfuerzo crítico σ_{cr} dado por la siguiente ecuación deberá ser mayor que cualquier esfuerzo generado en la tubería.

$$\sigma_{cr} = 1.3 \cdot \frac{E h}{r [3(1-\nu^2)]^{1/2}} \quad (III.3.1.)$$

donde E : módulo de elasticidad del tubo,
 h : espesor de la pared del tubo,
 r : distancia del eje neutro a la fibra más alejada,
 μ : módulo de Poisson.

El esfuerzo máximo $\sigma_{\max}$, será el generado por el momento máximo $M_{\max}$ en la línea, conforme a la siguiente ecuación:

$$\sigma_{\max} = \frac{M_{\max}}{I} r \quad (\text{III.3.2.})$$

Bajo las condiciones indicadas en la figura III.2., tenemos:

$$V_A = \frac{EI}{R_A L} + \frac{\omega L}{2} \quad (\text{III.3.3.})$$

$$M = \frac{EI}{R_A} \left(\frac{x}{L} - 1 \right) + \frac{\omega x}{2} (L - x) \quad (\text{III.3.4.})$$

$$L^4 - \frac{4EI}{\omega R_A} L^2 - \frac{24EIh}{\omega} = 0 \quad (\text{III.3.5.})$$

donde V_A : fuerza cortante originada en la barcaza
 ω : peso unitario de la tubería,
 L : longitud de tubería suspendida en el mar
 R_A : curvatura en el Stinger
 M : momento flexionante en cualquier punto x
 x : distancia de cualquier punto sobre la tubería, medida a partir del final de la barcaza.
 h : profundidad del lecho marino

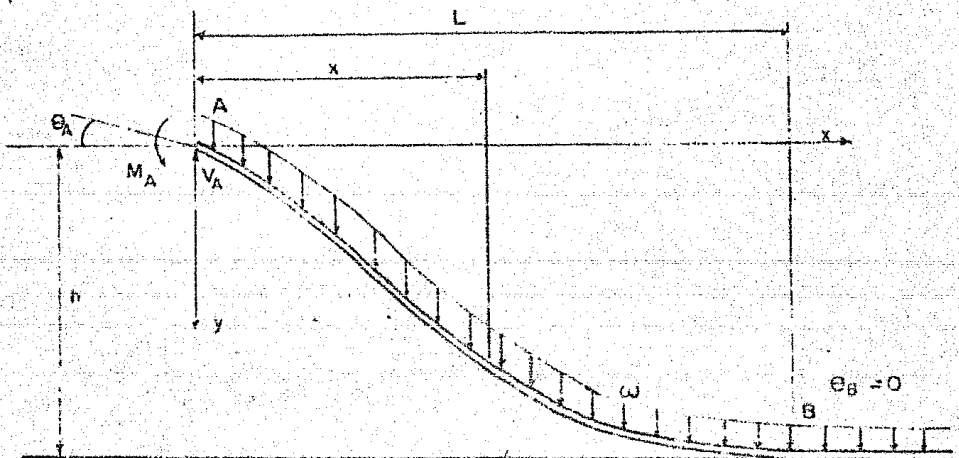


Figura III.2. Características de una tubería con curvatura "S"

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.

Derivando respecto a x la ecuación III.3.4. e igualando a cero, podemos encontrar la distancia x , a la cual se localiza el momento máximo $M_{\max}$ producido en la tubería.

$$x = \frac{L}{2} + \frac{EI}{R_A L W} \quad (\text{III.3.6.})$$

Sustituyendo este valor de x en la ecuación III.3.4., obtenemos el momento máximo $M_{\max}$.

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

$$\frac{Wx}{2} - \left(\frac{EI}{R_A L} - \frac{Wx}{2} \right) x - \frac{EI}{R_A} = 0 \quad (\text{III.3.7.})$$

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 L en la ecuación III.3.5.,
3. Cálculo de x en la ecuación III.3.6.,
4. Cálculo del $M_{\max}$ en la ecuación III.3.4.,
5. Determinación del esfuerzo máximo $T_{\max}$ en ecuación III.3.2. y verificación con el esfuerzo máximo permisible S según especificaciones de Petróleos Mexicanos y el esfuerzo crítico σ_{cr} en la ecuación III.3.1.

III.3.2. Método de las Rigideces Modificado para el Análisis del Tendido de Tuberías con Curvatura "S"

Recientemente desarrollado, este método de análisis estructural toma en cuenta la flexión y la fuerza axial simultáneas actuantes sobre la tubería, la cual además, es tratada estructuralmente como una barra. Este método de análisis es el método de rigideces, usual para una barra, modificado con el objeto de considerar el efecto de la carga axial, a que está sujeta la tubería.

El comportamiento estructural de una tubería submarina durante la etapa del tendido es no lineal geoméricamente, debido a las grandes deformaciones, a que está sujeta. Esto hace necesario modificar la matriz de rigideces usual de una barra, con el objeto de considerar el efecto de la fuerza axial, que actúa sobre ella.

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.

Para el análisis de la tubería submarina por medio del método de rigideces, se propone dividir el sistema en tres subestructuras, tal como se muestra en la figura III.3.

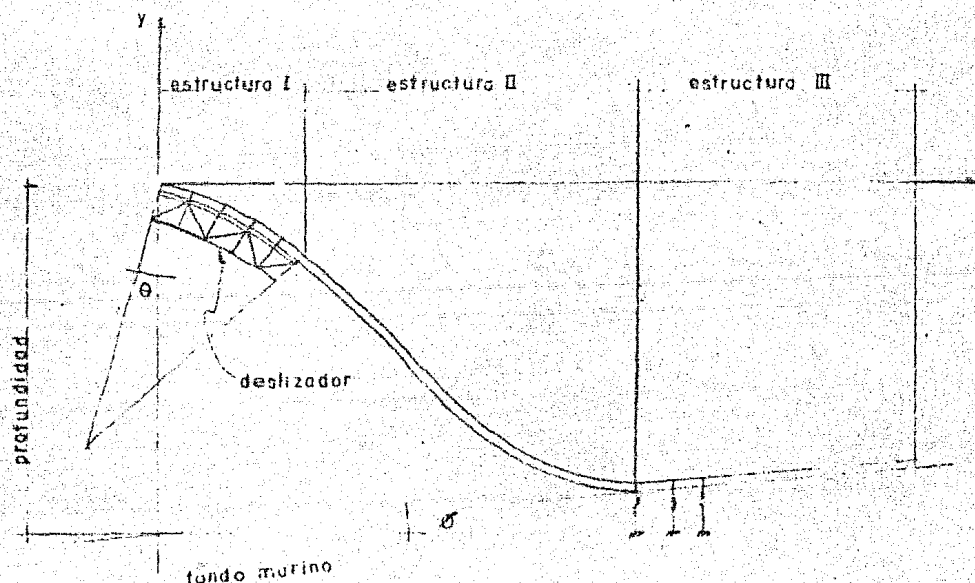


Figura III.3. Modelo estructural del sistema

La estructura I representa parte de la tubería apoyada en la barcaza y deslizador; la estructura II, el tramo de la tubería suspendido; y la estructura III, el tramo de tubería soportado por el lecho marino.

La estructura I se subdivide conforme al número de apoyos, que tenga el Stinger. La estructura II puede tomarse como una sola barra o puede dividirse en varios tramos dependiendo de la naturaleza de las cargas a considerar en el análisis. En lo que respecta a la estructura III, podemos considerarla por tramos apoyados en resortes discretos en su extremo de acoplamiento con la estructura II y por una barra en fundación elástica.

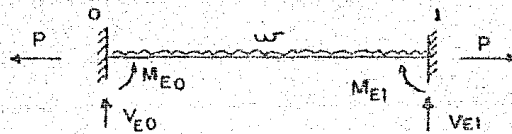
Una vez determinadas las características de las tres estructuras, se calculan las matrices de rigidez modificadas de ellas y se prescriben desplazamientos verticales de tal manera, que la estructura I siga el contorno del deslizador y la II haga contacto con el fondo marino. De esto se obtienen las fuerzas necesarias para mantener el estado de deformación deseado a las estructuras procediéndose a efectuar el acoplamiento con la III y a solucionar el sistema.

$$\bar{F}_E + k \bar{d} = \bar{F} \quad (\text{III.3.8.})$$

Esta ecuación se resuelve para los desplazamientos chequeándose en los nodos apoyados con resortes discretos el signo o sentido del desplazamiento. Si resultan de tal manera, que provoquen tensión en los apoyos, deberá modificarse la matriz de rigidez del sistema eliminando la contribución de estos resortes, ya que el terreno solo trabaja en compresión y nuevamente se resuelve el sistema para desplazamientos hasta que no exista más este problema. Una vez que se obtienen los desplazamientos definitivos, se calculan los elementos mecánicos en las barras y los esfuerzos en ellas. Si estos rebasan los valores permisibles especificados por los códigos, deberá efectuarse un nuevo análisis incrementando la tensión aplicada a la tubería o modificando la curvatura del deslizador, según la localización de los esfuerzos críticos.

Estructura I

La primera estructura se tomará como una barra horizontal con carga repartida y se le prescribirán sus desplazamientos empotrándola.



En la fórmula III.3.8. el vector de empotramiento $\bar{F}_E$ se definirá como se indica a continuación:

$$\bar{F}_E = \begin{bmatrix} V_{E0} \\ M_{E0} \\ V_{E1} \\ M_{E1} \end{bmatrix} \quad (\text{III.3.9.})$$

donde

$$V_{E0} = \frac{wL}{2} = V_{E1} \quad \text{y} \quad M_{E0} = \frac{w}{U^2} \left[1 + \frac{UL \sinh UL}{2(1 - \cosh UL)} \right] = -M_{E1}$$

La rigidez k en la fórmula III.3.8. para el caso de una barra en tensión considerando la carga axial es:

$$k = k_T \begin{bmatrix} -U \sinh UL & 1 - \cosh UL & U \sinh UL & 1 - \cosh UL \\ 1 - \cosh UL & \frac{\sinh UL - UL \cosh UL}{U} & \cosh UL - 1 & \frac{UL - \sinh UL}{U} \\ U \sinh UL & \cosh UL - 1 & -U \sinh UL & \cosh UL - 1 \\ 1 - \cosh UL & \frac{UL - \sinh UL}{U} & \cosh UL - 1 & \frac{\sinh UL - UL \cosh UL}{U} \end{bmatrix} \quad (\text{III.3.10.})$$

$$\text{donde } k_T = \frac{P}{2(\cosh UL - 1) - UL \sinh UL}$$

P : fuerza axial de tensión

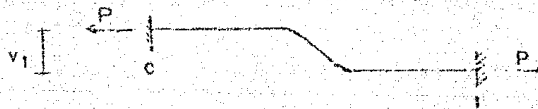
$U^2 = P / EI$

L : longitud de la barra

En la misma fórmula, $\bar{d}$ se define como los desplazamientos y giros de la barra:

$$\bar{d} = \begin{bmatrix} v_1 \\ \theta_1 \\ v_2 \\ \theta_2 \end{bmatrix} \quad (III.3.11.)$$

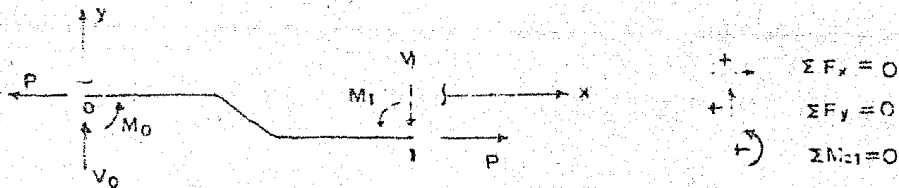
En nuestro caso solamente consideramos un desplazamiento vertical, el cual se obtiene a partir de los datos del radio de curvatura del Stinger, que es la deformación, que sufrirá nuestra tubería.



Una vez que se tienen definidos cada uno de los elementos de la fórmula elemental de las rigideces, se puede determinar con datos reales el vector $\bar{F}$, el cual sustituyendo sus valores

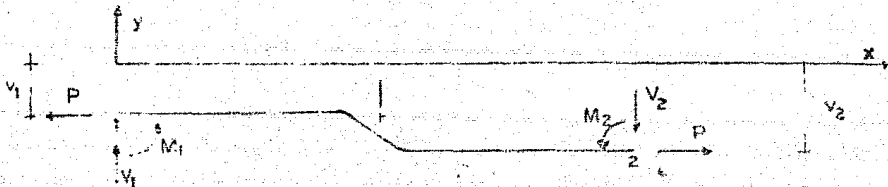
$$\bar{F} = \begin{bmatrix} V_0 \\ M_0 \\ V_1 \\ M_1 \end{bmatrix} \quad (III.3.12.)$$

en la barra se checará que ésta se encuentre en equilibrio.



Estructura II

De manera similar a la anterior, la estructura II será analizada como una barra horizontal considerando sus desplazamientos verticales de la siguiente manera.



El desplazamiento vertical en el punto 1 de la estructura II será igual al desplazamiento vertical en el punto 1 de la estructura I y el punto 2 de la estructura II tendrá un desplazamiento v_2 igual a la profundidad del mar.

Al igual que en la estructura I, aquí los giros θ serán considerados nulos. Así mismo se checará el equilibrio en la estructura II, una vez encontrado el vector $\bar{F}$.

Estructura III

La estructura III, como se mencionó al principio del capítulo, será considerada como una barra en fundación elástica, o sea que está apoyada en resortes en sus extremos, lo que le permite tener desplazamientos discretos, como se muestra en la figura III.4.

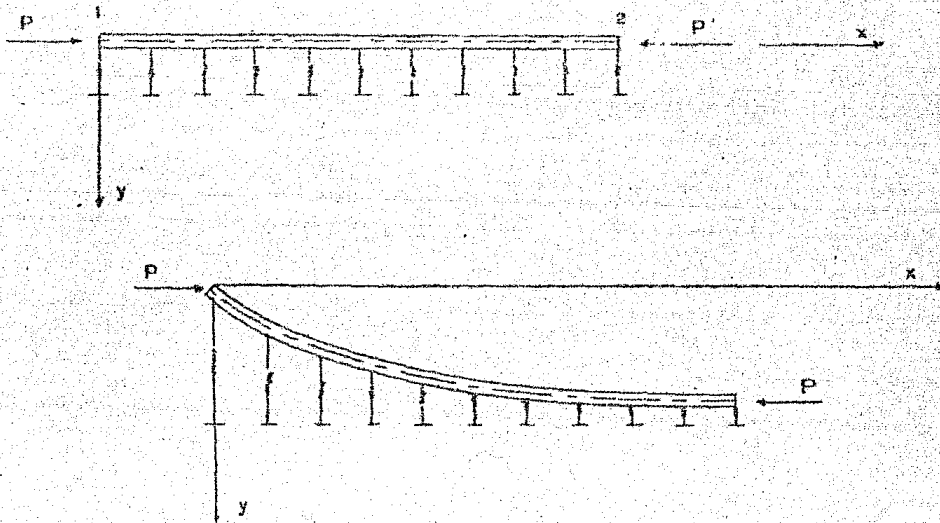


Figura III.4. Barra con fundación elástica

Partiendo del equilibrio en un elemento diferencial de la barra de la figura III.4., se puede llegar a obtener las matrices de rigideces, que usaremos para la resolución de la estructura III. En la fórmula III.3.8. tendremos:

$$k = C k_0 \quad (\text{III.3.13.})$$

donde $C = EI \frac{2(\alpha^2 + \beta^2)}{(s/\beta)^2 (sh/\alpha)^2}$

$$k_0 = \begin{bmatrix} -\frac{sh}{\alpha} - \frac{sc}{\beta} & -\frac{1}{2} \left[\left(\frac{sh}{\alpha} \right)^2 + \left(\frac{s}{\beta} \right)^2 \right] & \frac{shc}{\alpha} + \frac{chs}{\beta} & -\frac{shs}{\alpha\beta} \\ \frac{1}{2} + \beta^2 \left[\frac{sc}{\beta} - \frac{shch}{\alpha} \right] & -\frac{shs}{\alpha\beta} & \frac{1}{\alpha^2 + \beta^2} \left[\frac{shc}{\alpha} - \frac{chs}{\beta} \right] & \frac{1}{\alpha^2 + \beta^2} \left[\frac{sh}{\alpha} - \frac{s}{\beta} \right] \\ -\frac{shch}{\alpha} - \frac{sc}{\beta} & -\frac{1}{2} \left[\left(\frac{sh}{\alpha} \right)^2 + \left(\frac{s}{\beta} \right)^2 \right] & \frac{1}{\alpha^2 + \beta^2} \left[\frac{sc}{\beta} - \frac{shch}{\alpha} \right] & \frac{1}{\alpha^2 + \beta^2} \left[\frac{shc}{\alpha} - \frac{chs}{\beta} \right] \end{bmatrix}$$

$sh = \text{sen } h\alpha L$
 $ch = \text{cos } h\alpha L$
 $s = \text{sen } \alpha L$
 $c = \text{cos } \alpha L$
 $y \alpha$ será:

$$\text{en tracción} \quad \alpha = \sqrt{\frac{k}{4EI} + \frac{P}{4EI}} \quad \beta = \sqrt{\frac{k}{4EI} - \frac{P}{4EI}}$$

$$\text{en compresión} \quad \alpha = \sqrt{\frac{k}{4EI} - \frac{P}{4EI}} \quad \beta = \sqrt{\frac{k}{4EI} + \frac{P}{4EI}}$$

donde $k = b k_0$ k_0 : módulo de fundación elástica
 b : ancho de la barra.

Los vectores $\bar{d}$ y $\bar{F}$ en la fórmula III.3.8. serán análogos:

$$\bar{F} = \begin{bmatrix} V_1 \\ M_1 \\ V_2 \\ M_2 \end{bmatrix} \quad ; \quad \bar{d} = \begin{bmatrix} v_1 \\ \theta_1 \\ v_2 \\ \theta_2 \end{bmatrix}$$

Esta matriz de rigidez es válida cuando: $P < 2 \sqrt{kEI}$ (III.3.14.)

En el caso de la estructura III, se considera que no tiene desplazamientos verticales, por lo que el vector de carga $\bar{F}$ será igual al vector de empotramiento $\bar{F}_0$ (Ver Figura III.5.).

El vector de empotramiento $\bar{F}_0$ se obtiene a partir de las siguientes fórmulas:

$$V_{E2} = V_{E3} = \frac{-2(\omega)(ch - c) \left(\frac{sh}{\alpha} - \frac{s}{\beta} \right)}{(\omega^2 + \beta^2) \left[\left(\frac{s}{\beta} \right)^2 - \left(\frac{sh}{\alpha} \right)^2 \right]} \quad (\text{III.3.15.})$$

$$M_{E2} = -M_{E3} = \frac{-\omega}{(\omega^2 + \beta^2) \left[\left(\frac{s}{\beta} \right)^2 - \left(\frac{sh}{\alpha} \right)^2 \right]} \left[\left(\frac{s}{\beta} \right)^2 + \left(\frac{sh}{\alpha} \right)^2 - \frac{2shs}{3\beta} \right] \quad (\text{III.3.16.})$$

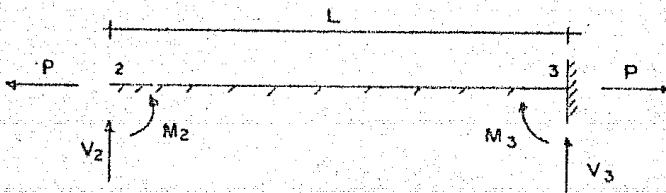
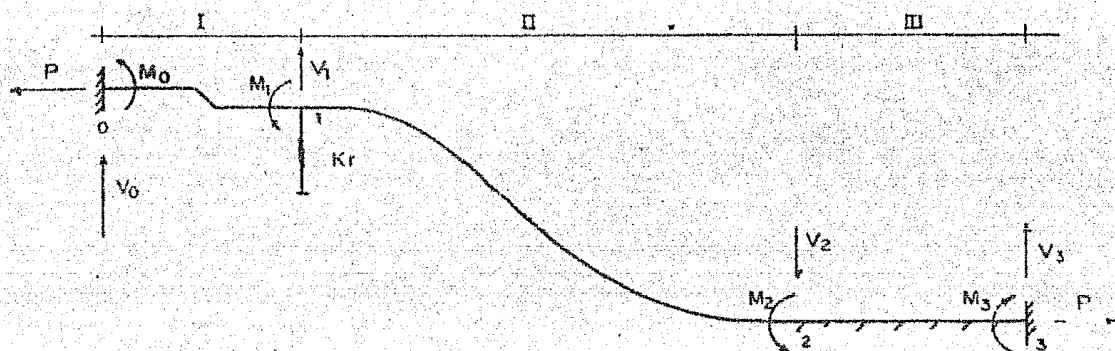


Figura III.5. Tramo de tubería (estructura III) considerado barra en fundación sin desplazamientos verticales

Una vez que se han determinado los valores de las reacciones de las tres estructuras en forma independiente, se procede a efectuar el acoplamiento de las estructuras deformadas I y II con la III como a continuación se indica:



donde M_i , V_i son los elementos mecánicos resultantes de sumar los correspondientes de cada extremo de las barras, que concurren al nodo "i". Para la obtención de los desplazamientos y giros, considerando los grados de libertad en 1 y 2, se tiene la siguiente relación de rigidez.

$$\begin{bmatrix} \bar{F}_{E1} \\ \bar{F}_{E2} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} [K_{22}]_I + [K_{11}]_{II} + K_R & [K_{12}]_{II} \\ [K_{21}]_{II} & [K_{22}]_{II} + [K_{11}]_{III} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{\delta}_1 \\ \bar{\delta}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} F_1 \\ F_2 \end{bmatrix} \quad (\text{III.3.17.})$$

Sustituyendo valores en esta ecuación matricial y despejando los desplazamientos y giros, obtenemos los respectivos δ_{y1} , θ_{z1} , δ_{y2} , θ_{z2} para los puntos 1 y 2.

Con los valores obtenidos podemos calcular ahora los elementos mecánicos en los extremos de las barras sustituyendo en la ecuación fundamental de las rigideces.

$$\begin{aligned} \bar{F}_{EI} + k_I \bar{\delta} &= \bar{F} & \text{para la estructura I} \\ \bar{F}_{EII} + k_{II} \bar{\delta} &= \bar{F} & \text{para la estructura II} \\ \bar{F}_{EIII} + k_{III} \bar{\delta} &= \bar{F} & \text{para la estructura III} \end{aligned}$$

y la fuerza en el resorte será $F_r = k_r \delta_{y1}$.

Si en la obtención de los elementos mecánicos de la estructura III (la barra en fundación elástica) se obtiene una fuerza negativa en el extremo izquierdo de la barra, indica que el terreno en determinada porción no trabaja, ya que no admite tracciones. Por esta razón es conveniente proporcionar entre las estructuras II y III un tramo apoyado con resortes discretos, los cuales dependiendo del nivel de la tracción aplicada, podrán trabajar en compresión o en tracción. Cuando suceda lo último habrá que eliminar la contribución de rigidez de los elementos en tracción y obtener la nueva solución.

Los desplazamientos en la dirección "Y" obtenidos en la ecuación matricial III.3.17. de los nodos 1 y 2 son relativos a las posiciones de deformación prescrita. Esto es, los desplazamientos reales en "Y" serán la suma del desplazamiento prescrito más el obtenido en la solución del sistema.

Si se deseara comprobar que existe el equilibrio en la estructura deformada, es necesario saber la reacción producida por la fundación elástica y el punto por el cual pasa su resultante. Estas cantidades se pueden determinar como sigue:

$$R_T = k \int_0^L v_x dx \quad (III.3.18.)$$

$$\bar{x} = \frac{\int_0^L x v_x dx}{\int_0^L v_x dx} \quad (III.3.19.)$$

donde R_T : reacción del terreno

$\bar{x}$: distancia entre el nodo 2 y la resultante del terreno.

A partir de la determinación de las fuerzas actuantes en las estructuras, podremos determinar los esfuerzos a que se encuentra sometida la tubería. Si estos rebasan los esfuerzos permisibles, se tendrán que modificar los desplazamientos y para esto se necesitará modificar el radio de curvatura del Stinger o la fuerza de tensión axial como ya se ha mencionado.

III.3.3. 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 tubería 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.

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; 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.

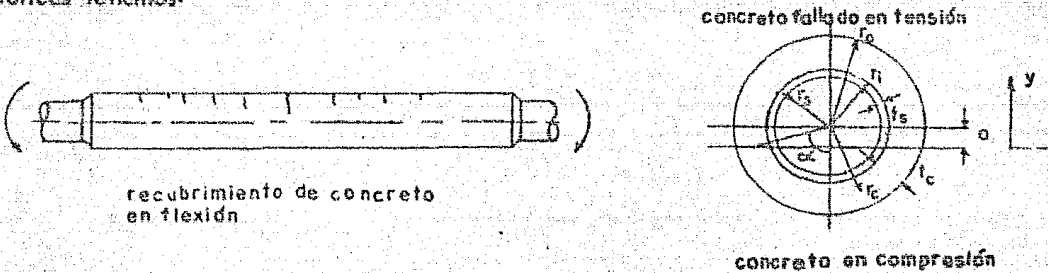
Tensiones a causa del Lastre de Concreto

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 causando 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:



$$\sum F = \int \sigma_s dA_s + \int \sigma_c dA_c = 0 \quad (\text{III.3.20.})$$

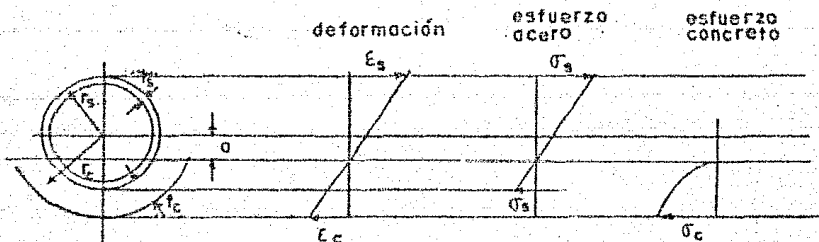
$$\sigma_s = E_s (y/R), \quad \sigma_c = E_c (y/R), \quad a = r_c \cos \alpha$$

sustituyendo en III.3.20.

$$E_s t_s \sin \alpha - \alpha a t_c - \pi N \frac{E_s}{E_c} t_s a = 0 \quad (\text{III.3.21.})$$

Con un procedimiento iterativo en la ecuación III.3.21. se encuentra el valor de α (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)

$$K_c = E_s (I_s + A_s a^2) + E_c I_c \quad (\text{III.3.22.})$$

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

$$I_c = \alpha \left[\left(r_0^4 - r_1^4 \right) / 4 + d^2 \left(r_0^2 - r_1^2 \right) \right] + \sin 2\alpha \left(r_0^4 + r_1^4 \right) - 4/3 \alpha \sin \alpha \left(r_0^3 - r_1^3 \right) \quad (\text{III.3.23.})$$

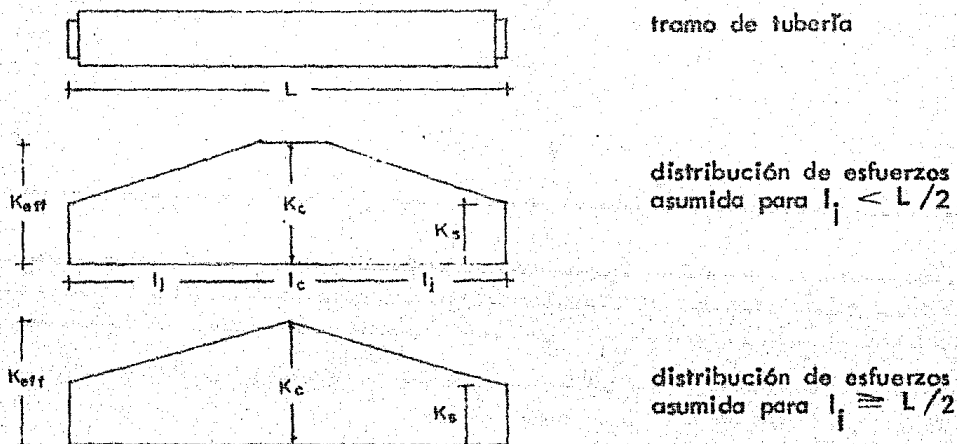
Sin embargo, estudios experimentales han demostrado que, si la tubería con lastre de concreto es doblada, ocurre un resbalamiento entre el lastre de concreto y la superficie del revestimiento anticorrosivo reduciendo así los esfuerzos compresivos en el concreto.

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

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

Algunos estudios realizados sobre la longitud de la 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 del concreto 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 figura III.6. 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, está determinada como l_c .



- K_s : esfuerzos iniciales del tubo
 K_c : esfuerzos iniciales con el recubrimiento unido
 K_{eff} : esfuerzos efectivos del recubrimiento
- Figura III.6. Distribución de esfuerzos en el área de la junta

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

$$K_{\text{eff}} = (2 I_j K_i + K_c I_c) / L \quad (\text{III.3.24.})$$

donde $K_i = 0.5 (K_c + K_s)$
 L : longitud del tubo
 $K_s = E I_s$

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

$$K_{\text{eff}} = (K_s + K_r) / 2 \quad (\text{III.3.25.})$$

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 de concreto es alcanzado en el punto medio del tramo de la tubería y la distribución de la rigidez es la demostrada en la figura III.6. Entonces la rigidez efectiva de la tubería es:

$$K_{\text{eff}} = (K_s + K_c) / 2 \quad (\text{III.3.26.})$$

Esfuerzo en el Área 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 tubería, para un radio mediano dado, la intensificación del esfuerzo en el área analizada es:

$$f = \frac{\text{el esfuerzo máximo en el área de junta}}{\text{el esfuerzo máximo en el recubrimiento de concreto}} = \sigma_b / \sigma_{sc} \quad (\text{III.3.27.})$$

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:

$$f = (K_r) (r_s) / (E_s I_s) (r_s + a) \quad (\text{III.3.28.})$$

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 muestran en la figura III.7.

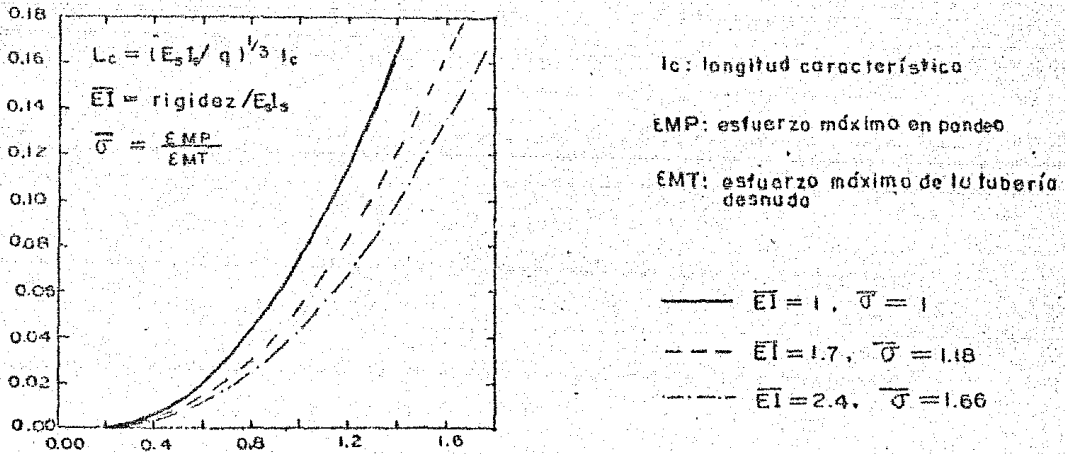


Figura III.7. Esfuerzo máximo - rigidez asumida

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 I_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.

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 normalizado se muestra en la figura III.7. para cada una de las configuraciones de las cuerdas de tubería calculadas.

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

La figura III.7. 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

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 perpendicular a la tubería de diámetro D , que se encuentra en el lecho marino. Las fuerzas envueltas en 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.

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:

$$W_B = \frac{F_0}{\mu_s} + P_L \quad (III.4.1.)$$

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

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.

Las especificaciones de Petróleos Mexicanos marcan un coeficiente de flotabilidad negativa para las tuberías submarinas, las cuales generalmente son protegidas enterrándolas en el lecho marino. Este coeficiente varía según la localización de la tubería y se indica en la siguiente tabla.

Ubicación	R
Lagunas, zonas inundables	1.15
pantanos	1.15
arroyos	1.20
rios	1.30
mar	1.35

Entonces se debe cumplir lo siguiente:

$$P \geq P_1 R$$

(III.4.3.)

en donde P : peso unitario del tubo recubierto de concreto,
 P_1 : empuje ascendente unitario del agua, calculado de acuerdo con la
densidad del líquido desalojado,
 R : coeficiente de flotabilidad negativa.

IV. PROCEDIMIENTOS DE TENDIDO

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 envuelta. En la primera están los métodos de instalación adaptados a aguas bajas menores a los 6 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. El segundo grupo de métodos son los adaptados en la zona hacia mar adentro a partir de los 6 m de profundidad en donde es posible usar barcos y barcazas. Estos métodos se enlistan bajo la zona fuera de costa. 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 línea al ser instalada y es inherente con la profundidad, a que será alojada la línea. Y se accionan con la profundidad del agua. Este problema es el objetivo principal a vencer en las nuevas técnicas de instalación fuera de costa.

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: primero, el trabajo en aguas bajas donde no tienen acceso las barcazas; y segundo, 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 construido a lo largo de la línea de instalación. Un bastidor metálico está constituido 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 más tarde.

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 el re-

cuperamiento de ellas, una vez que se haya terminado el trabajo. Después se colocan vigas 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.

Mientras la grúa está extendiendo el bastidor, otra grúa puede estar ocupada en la costa colocando placas de fierro piloteadas por un martillo vibratorio y/o se puede estar llevando a cabo la excavación con una draga para preparar el piso donde será instalada la tubería. La excavación se facilita al usar las placas de fierro, que sirven como protección para las olas y corrientes. Esta excavación se principia justamente a un lado de las placas y después en el centro de la trinchera.

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 ó 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 pasados bajo la tubería. El uso de las placas de fierro como paredes a lo largo de la vía de instalación es una manera original de sistema de estabilización lateral para prevenir que la tubería tenga movimientos transversales, debidos a las persistentes olas durante la instalación. La grúa lleva la sección de tubería hasta donde va a ser instalada y la baja hasta el fondo protegido por las paredes de fierro para llevar a cabo la unión con la tubería ya instalada. Una vez hecho esto, la grúa regresa por otra sección. (figura IV.1.)

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

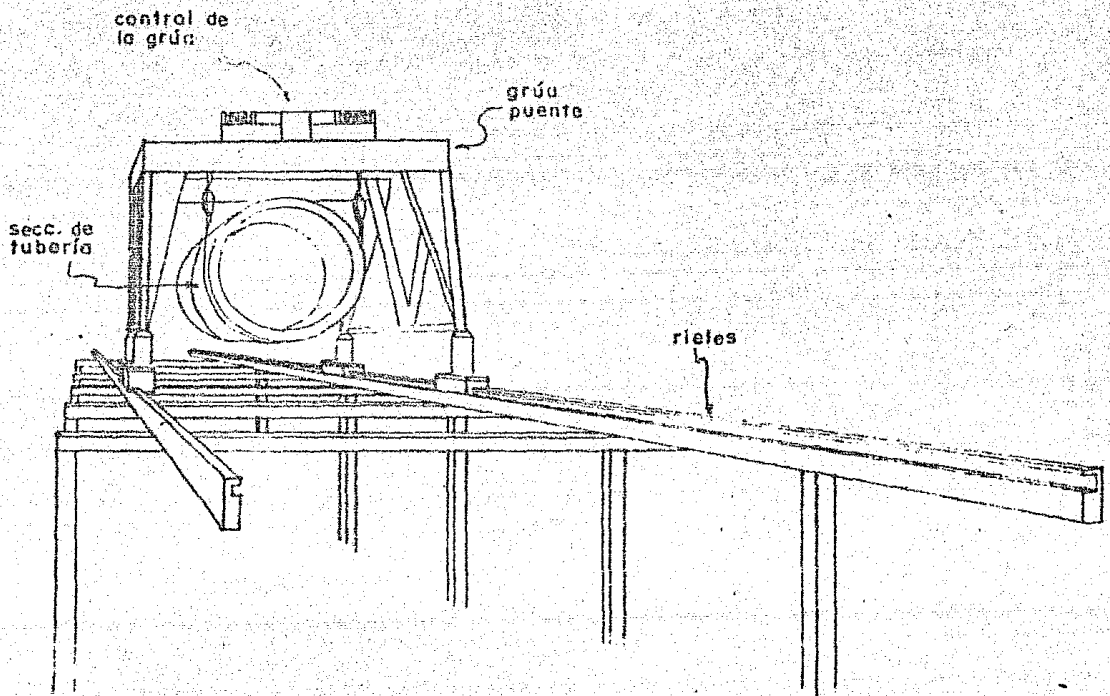


Figura IV.1. La estructura Bastidor y su grúa puente para el tendido de tubería dentro de costa

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

IV.2.1. Método del Stinger

Este método de instalación de tubería submarina también se conoce como el método de la barcaza de instalación y es usado en la industria de gas y oleos fuera de costa; es el más conocido y usado actualmente.

La tubería en tramos pequeños, que varían entre los 9 y 13 m, es preparada en la costa y almacenada en una o varias camas de tubería. La preparación consiste en la aplicación del recubrimiento anticorrosivo y el lastre de concreto. Una vez que se tiene la tubería preparada y almacenada, es transportada en chalanes remolcados, desde la costa hasta una barcaza de instalación ubicada fuera de costa en la línea de dirección donde la tubería será instalada.

La barcaza de instalación debe contar con el equipo necesario para la unión 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, está provista de 4 a 7 unidades de trabajo en donde se llevan a cabo: primero, las uniones soldadas y las radiografías para verificarlas; segundo, la aplicación del recubrimiento anticorrosivo en las uniones; tercero, 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 instalado una máquina tensionadora, que sujeta la línea, 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 figura IV.2. se puede apreciar el método de la barcaza de instalación.

Para reducir el radio de curvatura de la línea al ser instalada, si el Stinger no es suficiente en profundidades mayores, se puede hacer uso de flotadores, que son sujetos a la línea 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 a la barcaza debe ser un ciclo optimizado para evitar que el proceso general de instalación se vea interrumpido por este motivo.

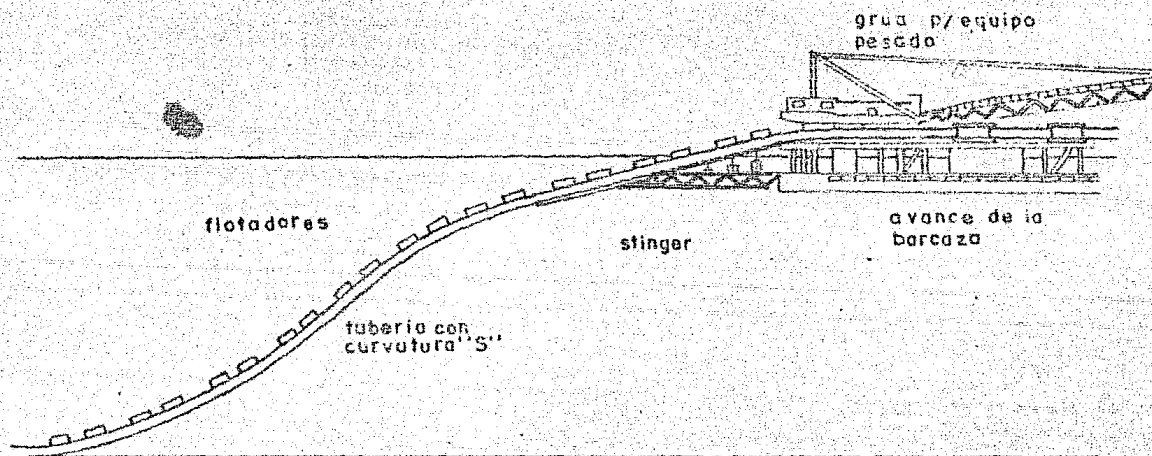


Figura IV.2. Barcaza de instalación

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

- a) aproximación a tierra,
- b) tendido en aguas profundas.

En la primera fase, la barcaza de instalación permanece fija, lo más cercano posible a la playa y la tubería es jalada hacia ella por medio de un sistema de maulacates 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. Esta técnica ha sido usada en profundidades tan bajas como 1.50 a 2.00 m. Las unidades de instalación más modernas de este tipo son capaces de instalar tuberías a profundidades mayores de los 300 m con diámetros de 75 a

90 cm. 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 curvatura 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.

Al igual que el método de flotación, este método se puede clasificar como método de curva "S", ya que la tubería, al ser instalada, sufre dos deformaciones; una en la zona donde se introduce en el agua y otra en la zona donde llega al fondo del mar, que la hacen ver como una "S".

En Alemania Occidental, en los últimos años, 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 en un principio se desarrolló en Italia, en donde se construyó la barcaza de instalación "Castoro Sei", la cual cuenta con una rampa inclinable, casi vertical con un movimiento máximo de 90° . Esta rampa tiene como fin eliminar la curvatura formada en la tubería al introducirse en el agua en los dos métodos anteriores. Sin embargo, se manifiestan grandes esfuerzos en la curvatura, que se forma en el fondo del mar (ver figura IV.3.) .

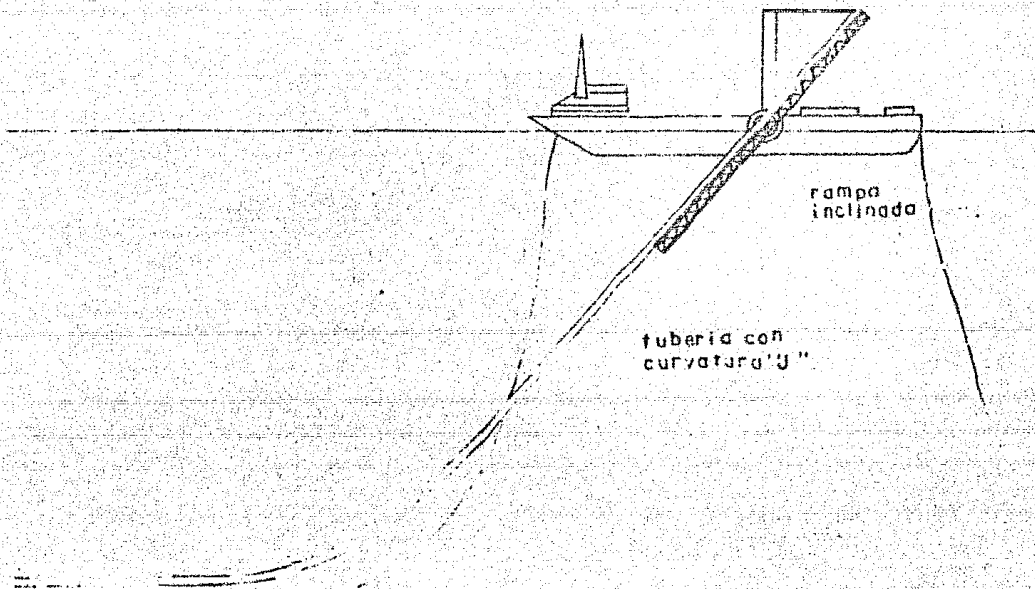


Figura IV.3. Diagrama representativo del método-"J"

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 en la barcaza, permite colocar tuberías de cualquier diámetro hasta una profundidad de 600 m.

Las modificaciones estudiadas en Alemania Occidental, 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 puedan 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 bisels 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 más profundos.

IV. 2.2. Método Reel (Carrete)

Este método de instalación desarrollado en los Estados Unidos, 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 (figura IV.4.).

Cuando se termina el rollo de tubería, la barcaza de instalación se separa del tramo dejando el extremo fuera de costa de la tubería, 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 evitar 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.

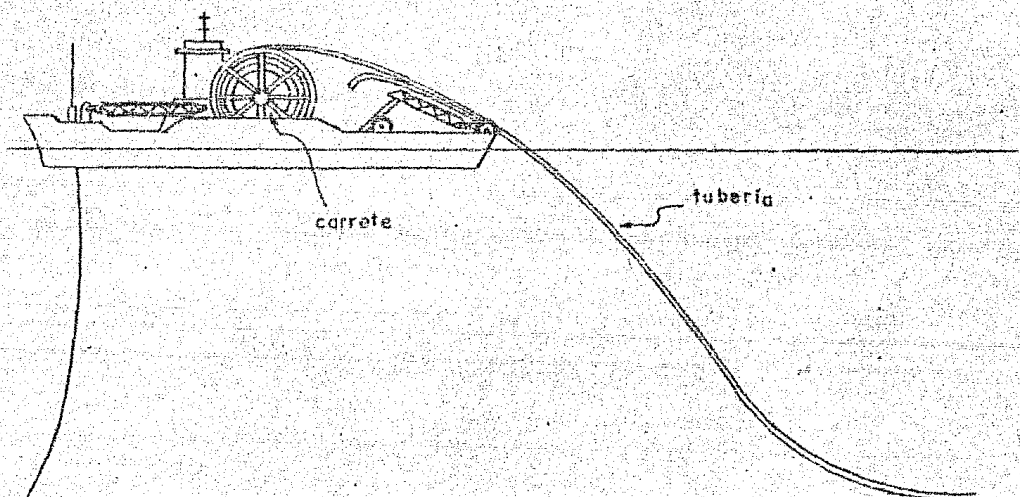


Figura IV.4. Instalación de tubería según el método Reel

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 6000m por rollo. Otro buque de instalación, el "Apache", dispuesto con un rollo en posición vertical, admite tuberías hasta de 40 cm de diámetro y una longitud por rollo de 9000 m y puede colocar la tubería a 600 m de profundidad. Este buque puede colocar una tubería de 15 cm de diámetro, con rollos de 48 000 m de longitud a una profundidad de 900 m.

IV.2.3. Grúa Flotante

Este método en un sentido es similar a la técnica del Stinger, en el cual son usados una gran barcaza y un chalán, que suministra la tubería. Pero 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. Esto no es un método rápido y su uso envuelve altos costos. El espectro de usos para este método es desde sistemas de tuberías muy grandes hasta líneas pequeñas. 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 (figura 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 (figura IV.6.) está constituido por dos partes principales: una, es 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 figura IV.7.; la otra parte principal es básicamente un puente de una grúa, movido por pisones 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 pisones 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 removido para permitir que una nueva 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.

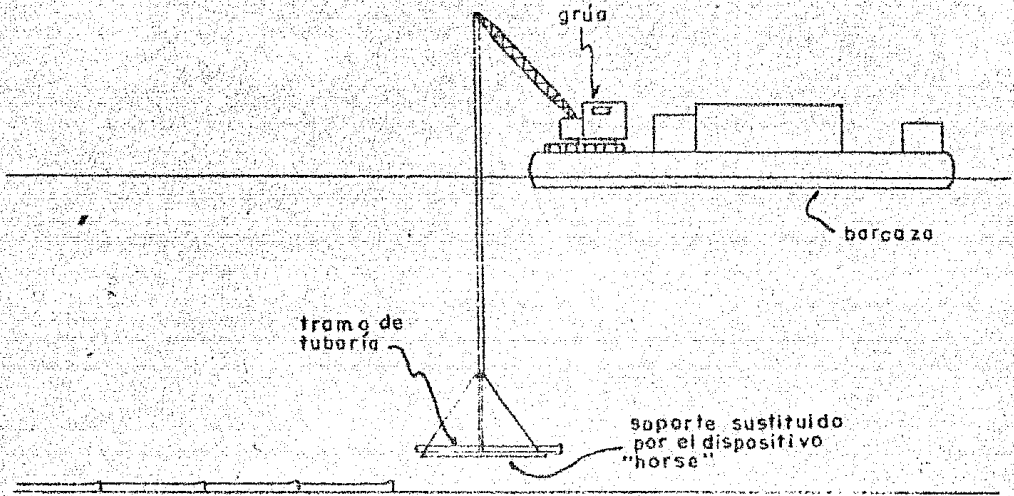


Figura IV.5. Método de instalación de tubería para emisores submarinos (grúa flotante)

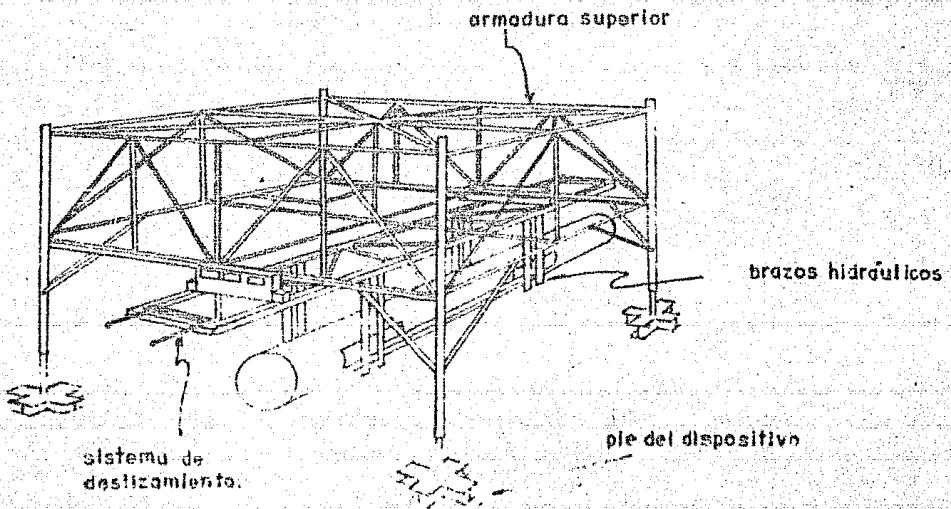


Figura IV.6. El dispositivo de instalación "horse"

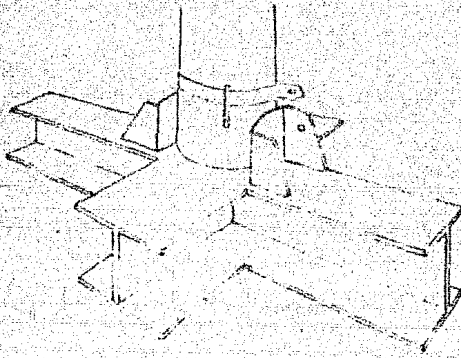


Figura IV.7. Pie del dispositivo "horse"

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.

IV.3. Instalación de Tuberías Dentro y Fuera de Costa

IV.3.1. Tiro por el Fondo

Este método generalmente es usado para líneas submarinas relativamente cortas; aunque puede ser usado como parte complementaria en la instalación de líneas de mayor longitud. Para este procedimiento se requiere de un área sustancial atrás de la costa y cercana a ella, donde la tubería unida en tramos largos pueda ser almacenada en una cama paralela a la dirección propuesta para la línea (ver figura IV.8.). Este procedimiento básicamente consiste en jalar los tramos de tubería, que varían de 450 m 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 (ver figura IV.9.).

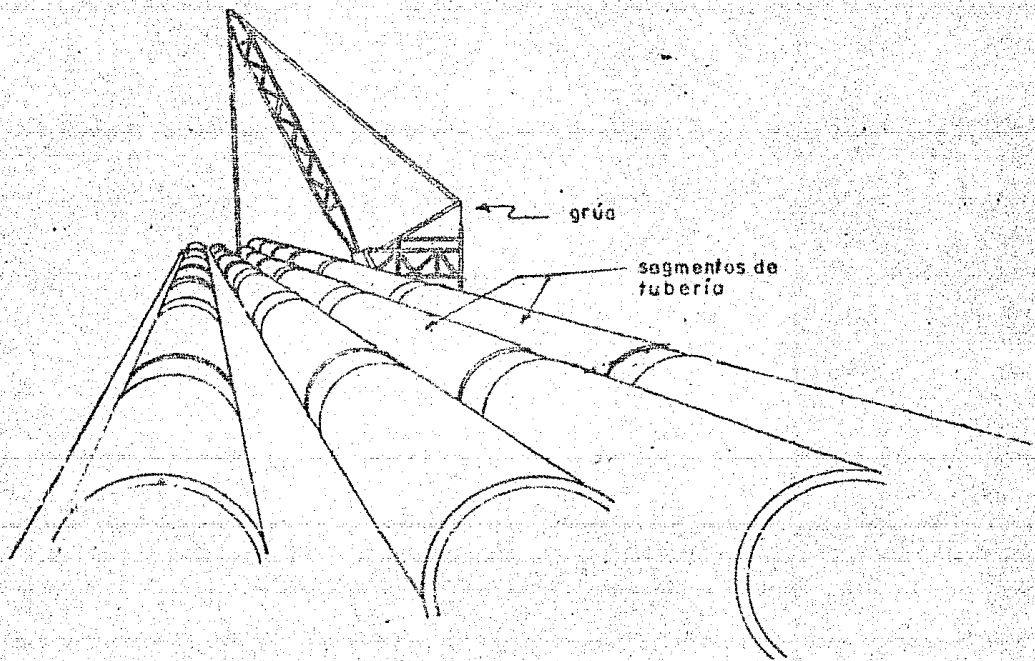


Figura IV. 8. Cama de tramos de tubería soldada

La vía de deslizamiento puede ser de varios tipos; por ejemplo, a base de rodillos fijos con movimiento rotacional, o rodillos móviles, que se deslizan 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 deberán 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 malla de alambre.

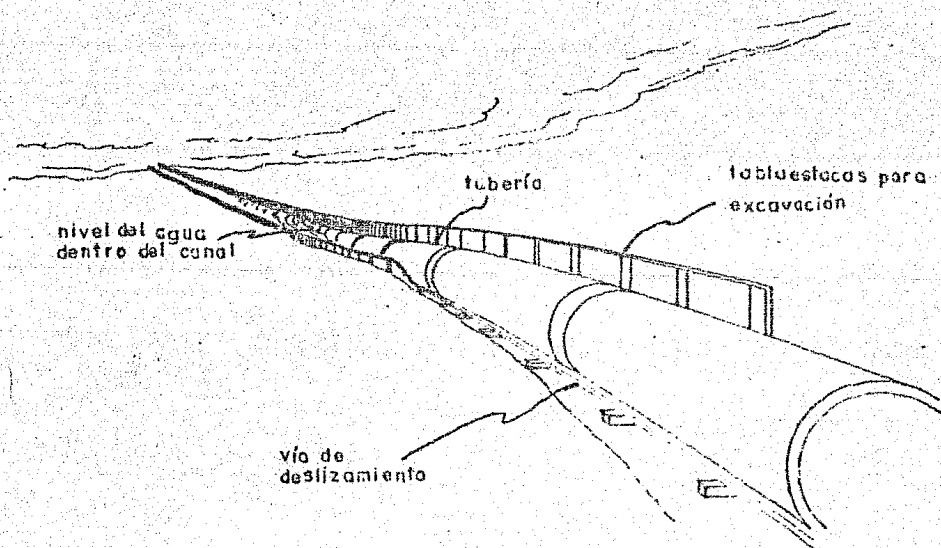


Figura IV.9. Tubería introduciéndose en el agua de un canal abierto hasta la vía de deslizamiento

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 fuera de costa y sobre una torre en la línea de la costa. Sin embargo, usualmente se usa 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. (ver figura IV.10.)

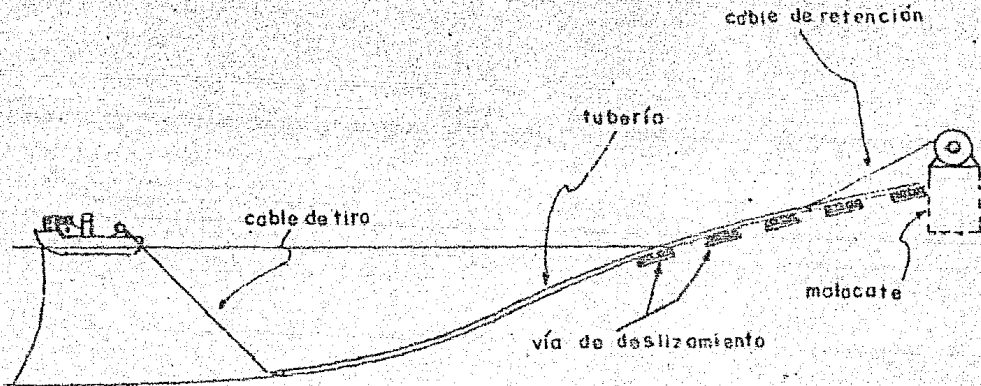


Figura IV.10. Esquema representativo del procedimiento de tiro por el fondo para tendido de una línea submarina

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 ser marcada con boyas y debidamente 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.

El material del suelo marino es un factor muy importante en el jalado de una línea por el fondo. Si es un material muy suave, la tubería tenderá a atrincherarse en un grado muy alto, lo que podría aumentar la fuerza de fricción dificultando el arrastre de la tubería. Por el contrario, si es un material rocoso, la fricción podría ser menor, pero el recubrimiento de concreto se podría ver afectado por el arrastre, causando su desprendimiento y posteriormente dañar el recubrimiento anticorrosivo. Lo ideal sería tener un suelo suave en cierta consistencia, que permitiera que la línea se atrincherara de una forma aceptable solo para tener cierta protección y que permitiera ser jalada con cierta fricción.

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. 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; una que es la más usual es la de flotadores herméticos y la otra es con 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 tiene 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, por lo que se deberá estudiar la manera más apropiada para hacerlo. 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 esto se podría adaptar un complicado sistema consistente en bombas de presión, que desalojen el agua 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.

Para jalar la tubería usualmente se usa un cable de acero. En tuberías de diámetro pequeño se cuenta con dos ventajas por lo menos: primero, las fuerzas de flotación del cable, que jala, se pueden ajustar con el llenado o vaciado de la tubería; segundo, 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

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

sujetados 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.
(ver figura IV.11.)

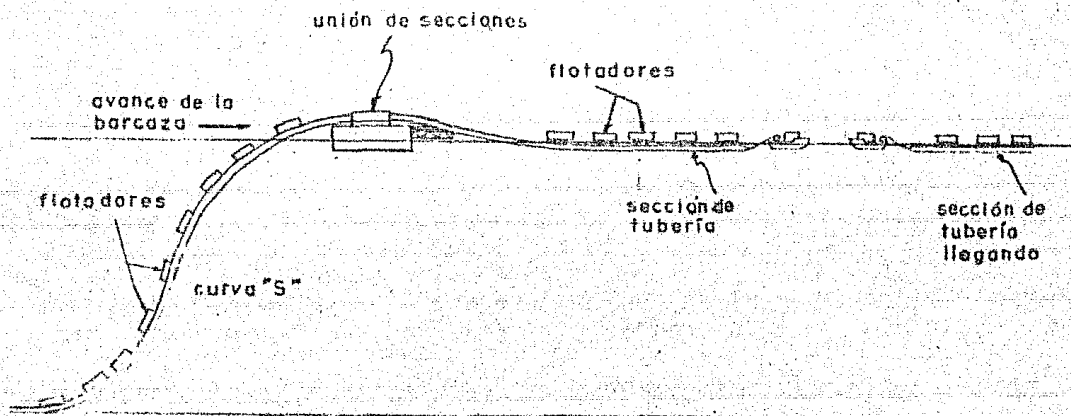


Figura IV.11. Diagrama esquemático del método de flotación

Este método puede ser una operación peligrosa, ya que se puede ver afectada por las condiciones de un mar moderado. Aún por 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 el R.A.T. (lo cual en francés quiere decir remolque - unión - tensión).

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. Y 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.

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. Protección y Preparación de la Tubería

Las tuberías submarinas dependiendo de la función, que van a realizar, pueden ser de diferentes materiales. Estos materiales pueden ser, por ejemplo: hierro colado, hierro forjado, acero, concreto, tuberías de concreto-acero, dula de madera, arcilla vitrificada, plástico, etc. La mayoría de estos materiales han sido usados para emisores submarinos. Para tuberías de conducción de gas o petróleo generalmente se usa tuberías de acero.

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. Debido a esto, es necesario darles la protección anticorrosiva adecuada. La tubería de hierro colado usada en los emisores es protegida interiormente con una capa de cemento, el cual puede ser colado por centrifugación. El tipo de cemento utilizado es especial para usarse en estructuras expuestas a la rigurosa acción de los sulfatos, así también puede contener materiales repelentes al agua. Las tuberías de concreto igualmente deben ser construídas con cemento del tipo antes indicado. Estas tuberías algunas veces, en que van a estar sometidas a presiones altas, son reforzadas por un cilindro de acero exterior.

Para evitar el ataque de los sulfatos interiormente es recubierta por una capa de cemento resistente a los ácidos y por capas de vinilo o de acero inoxidable, las cuales se colocarán en las zonas donde el ataque de sulfatos es más pronunciado.

Las tuberías de plástico pueden ser, por lo menos de tres tipos distintos: polivinilo de cloruro (PVC), polietileno de alta densidad y tubería armada con fibra de vidrio (FRP). Estos materiales ofrecen una excelente resistencia al ambiente corrosivo y son ligeros y flexibles. Lo único que podría ser contraproducente de estas tres características, es la ligereza, que, aunque es una ventaja en la instalación de la línea, podría ser dañada muy fácilmente por anclas, dispositivos de pesca y hasta por la fauna marina. Además de que solo se encuentra disponible en tamaños pequeños.

La tubería de acero utilizada en la construcción de líneas de conducción, generalmente debe ser protegida en sus superficies interna y externa contra la corrosión. Es reconocida la existencia de corrosión interna de tuberías en el transporte de crudos y productos de hidrocarburos, por lo que no debe iniciarse el transporte a menos que los efectos corrosivos del fluido hayan sido investigados y se hayan tomado las medidas necesarias para mitigar la corrosión interna. Es importante preservar la eficiencia de una línea por el control de la corrosión interna y proteger la calidad del fluido.

Para limitar en parte la corrosión interna se pueden hacer frecuentes corridas de diablos o esferas, deshidratadores, usar inhibidores o proteger con una cubierta el interior de la tubería, en el transporte de petróleo crudo y gas licuado.

El control de la corrosión externa de un sistema de tuberías enterrado o sumergido debe ser provisto para cada componente del sistema excepto cuando se demuestre que en el área no existe un medio corrosivo. Si hay indicios de condiciones corrosivos, la tubería debe protegerse catódicamente.

Los diferentes sistemas de control de corrosión externa, que se pueden aplicar, son los siguientes:

1. Cubiertas metálicas a base de aluminio u óxido de aluminio aplicado en espesores de 200 micrones a 2000°C.
2. Cubiertas por incrustación de polietileno a 680°F.
3. Resinas epóxicas.
4. Cubiertas a base de polietileno estirado a presión.
5. Cubiertas a base de cintas plásticas.
6. Cubiertas de alquitrán y de asfaltos.
7. Sistemas de protección catódica.

Las cubiertas protectoras más usuales en Petróleos Mexicanos son a base de alquitrán de hulla para tuberías enterradas o sumergidas. Los sistemas de protección catódica deben complementar a la protección mecánica, por lo que generalmente los dos sistemas se presentan en la protección anticorrosiva de las tuberías.

IV.4.1. Recubrimiento Anticorrosivo a Base de Alquitrán de Hulla

Materiales

Pintura Primaria. Se hace uso de dos tipos de pintura primaria: tipo A a base de alquitrán de hulla y tipo B de secado rápido a base de productos sintéticos. A menos que se especifique lo contrario, debe usarse la pintura primaria tipo B, que puede ser empleada bajo todas las condiciones, cuando se aplica esmalte de alquitrán de hulla. La pintura primaria tipo B sintética debe consistir de caucho tratado con cloro, plásticos sintéticos y solventes; compuestos que presenten una adherencia apropiada y efectiva entre el metal y el esmalte de alquitrán de hulla.

Esmalte de Alquitrán de Hulla. El esmalte debe ser esmalte de alquitrán de hulla AWWA tipo I o tipo II. Debe estar ajustado a un proceso especial de combinación de esmalte con un material inerte de relleno. Debe contener asfalto o algún otro derivado del petróleo. El alquitrán de hulla debe ser producido de la hulla, que tenga un valor calorífico de 13 000 Btu/lb y carbonizada a una temperatura mayor a 900°C.

Fibra de Vidrio. La fibra de vidrio para refuerzo del esmalte debe ser de una porosidad intercomunicada uniforme apropiada para que sus fibras encajen y queden ahogadas en el esmalte caliente, sin que se disgregue su estructura. El peso deberá ser mayor a 0.84 lb/pls² con un espesor de 0.33 mm y una resistencia al desgarramiento mayor a 1 lb en sentido longitudinal y 2 lb en el sentido transversal.

Fieltro de Asbesto. Este material debe ser saturado de alquitrán con un contenido de asbesto del 85% no saturado. El fieltro puede ser o no perforado con agujeros de 1.6 mm en tresholillo distanciados 2.5 cm. El peso de este material debe ser entre 12 lb/100 ft² y 15 lb/100 ft².

Papel kraft o de estraza. El papel de estraza debe ser liso, de 75 lb por 500 hojas de 24 x 36 pulg.

Aplicación del Recubrimiento

Antes de aplicar el procedimiento de limpieza a base de chorro a presión o con máquina viajera, con rasquetas y cepillos en línea, se deberán quitar totalmente las grasas o aceites de la superficie del tubo mediante el chorro de un solvente apropiado a base de alquitrán de hulla frotando con trapos limpios. Una vez aplicados los procedimientos de limpieza, la tubería deberá presentar una superficie libre de polvo o arena, herrumbre, incrustaciones u otras impurezas, con una apariencia grisacea mate. La aplicación de la pintura primaria se hace inmediatamente después de la limpieza de los tubos, por medio de brochas, aspersión, máquinas viajeras, etc. La aplicación de la pintura debe ser uniforme y libre de chorreaduras, gotas, discontinuidades de espesor, escurrideros, puntos desnudos, etc. El espesor de la película seca debe ser aproximadamente de 0.002".

Sobre la pintura primaria deberá colocarse la cinta de fibra de vidrio, que servirá de refuerzo para el esmalte.

El esmalte de alquitrán de hulla debe ser previamente calentado a una temperatura recomendada por el fabricante para que pueda ser aplicada por derrame sobre el tubo girando por su eje longitudinal con un espesor de $3/32"$ y $1/32"$ como variante. La temperatura debe ser tal que permita fusionar el esmalte con la pintura primaria, aproximadamente es de 230°C . Sin enfriarse el esmalte, se debe colocar la capa protectora de fieltro aplicada en espiral con un traslape mayor de $1/2"$. Esta capa debe quedar nitidamente lisa, sin que el esmalte salga por la junta de traslape. Y por último, el recubrimiento es protegido por una envoltura de papel estraza, lo que se conoce como el calado, para el caso en que la tubería sea almacenada en un lapso mayor de dos meses. El recubrimiento anticorrosivo final en tuberías submarinas debe tener un espesor entre $5/32"$ y $1/8"$.

IV.4.2. Protección Catódica

El sistema de protección catódica consiste en aislar eléctricamente las tuberías enterradas o sumergidas. El sistema de protección catódica puede realizarse con ánodos de sacrificio o ánodos de corriente. Cada uno de los dos tipos se explican en el segundo capítulo de este trabajo. Este sistema debe ser instalado durante la construcción de la línea o como máximo en el lapso de un año después de construída.

La instalación eléctrica debe ser hecha de acuerdo a la norma No 3.135.01, "Instalación de Sistemas para Protección Catódica" de Petróleos Mexicanos.

Para el aislamiento del circuito eléctrico formado con la tubería, debe instalarse una junta aislante en los límites de la línea con el fin de hacer una protección independiente aislándola de las estaciones de bombas, tanques de almacenamiento

o instalaciones similares. El proyecto de la línea debe contener la localización de las juntas aislantes de los ánodos eléctricos.

A los sistemas de tuberías enterradas o sumergidas con revestimiento deben instalarse suficientes conductores para prueba, a fin de tomar mediciones eléctricas indicativas del funcionamiento de la protección catódica. Estos conductores deben ser unidos directamente al tubo mediante procesos de soldadura de baja temperatura usando polvo de aluminio y óxido de cobre, limitando la carga a cartuchos de 15 gr. Estos puntos de unión deberán ser herméticos al lodo y al agua. Esto es importante, aunque es impráctico hacerlo en tuberías submarinas.

En tuberías submarinas construidas por Petróleos Mexicanos es muy frecuente el uso de ánodos de aluminio, tipo brazalete, Galvalum III o similar, aprobado por el IMP. Estos pueden ser del tipo de molde cilíndrico o del tipo segmentado.

Las dimensiones del ánodo deben ser compatibles con las de la tubería. El diámetro interior del ánodo debe ser igual al diámetro exterior de la tubería más el espesor del recubrimiento anticorrosivo y su diámetro exterior igual al diámetro exterior del lastre de concreto. Los ánodos deberán quedar colados junto con el lastre de concreto.

La superficie de los ánodos de sacrificio, en su caso, deberá examinarse visualmente al 100% para verificar que esté libre de recubrimientos y grietas, que afecten su eficiencia.

Para una tubería submarina el sistema de protección catódica debe tener una vida útil de 20 años como mínimo.

El rendimiento de la aleación de aluminio debe calcularse en base a los siguientes parámetros:

- a) Capacidad de corriente 881 A hr / kg
- b) Potencial de circuito abierto 1.04 V

Composición del ánodo	%
Elemento	
Zinc	2.800 - 3.50
Silicio	0.110 - 0.21
Indio	0.010 - 0.02
Fierro	0.080 max.
Cobre	0.006 max.
Otros	0.020 max.
Aluminio	balance

El ánodo de brazalete del tipo molde cilíndrico debe unirse a la tubería por soldadura circunferencial. Previamente a la instalación del ánodo, debe removerse un área pequeña del recubrimiento anticorrosivo de la tubería sin dañarla, hasta des-

cubrir el metal para efectuar la soldadura. Después de instalado el ánodo, se deberá reparar el recubrimiento anticorrosivo sobre todas las superficies expuestas de acero. La superficie externa del ánodo de brazalete debe estar libre de recubrimiento de concreto, anticorrosivo, aceite o alquitrán.

IV.4.3. Recubrimiento de Concreto

El recubrimiento de concreto debe ser aplicado a las tuberías de conducción en cruzamientos de ríos, arroyos, lagunas, pantanos, zonas inundables y en el mar. Este recubrimiento tiene dos propósitos:

1. Como lastre para mantener sumergida a la tubería,
2. Para protección del recubrimiento anticorrosivo de las tuberías submarinas.

Los materiales generalmente usados para el lastre de concreto son los siguientes:

- a) Concreto de peso normal, mínimo de $2,250 \text{ kg/m}^3$, elaborado con cemento portland, arena, grava y agua.
- b) Mortero fabricado con cemento portland y arena pétreo, con peso volumétrico mínimo de $2,250 \text{ kg/m}^3$.
- c) Mortero fabricado con cemento portland, arena pétreo y finos de mineral de hierro, con peso volumétrico mínimo de $3,000 \text{ kg/m}^3$.
- d) Mortero fabricado con cemento portland y finos de barita, con peso volumétrico mínimo de $2,600 \text{ kg/m}^3$.

De acuerdo con los tipos de material citados, las mezclas se proporcionarán de acuerdo con los valores aproximados de la tabla IV.1.

El revenimiento del concreto estará comprendido entre 8 y 14 cm debiendo determinarse su valor en cada caso de acuerdo con las características de los agregados y los detalles del proyecto. La tolerancia del revenimiento será de $\pm 2.0 \text{ cm}$.

El tamaño máximo del agregado grueso, cuando se use concreto normal, será el siguiente:

Espesor del lastre (cm)	Tamaño máximo de agregado (mm)
hasta 5	6.3
5 - 7	9.5
mayor de 7	12.7

Para tuberías submarinas la resistencia del mortero o concreto deberá ser de 300 kg/cm^2 a los 28 días.

Si el agua, en la que está sumergida la tubería contiene sulfatos o sustancias, que ataquen el concreto, se usará cemento tipo V o los aditivos adecuados.

El acero de refuerzo tendrá las siguientes características:

Tabla IV.1. Proporcionamiento de mezclas para recubrir tuberías de conducción

Tipo de mortero o concreto	Cemento		Arena		Grava		Agua		Barita		Mineral de hierro	
	kg	l	kg	l	kg	l	kg	l	kg	l	kg	l
a	400	266	700	437	1100	742	200	200				
b	550	367	1460	912			250	250				
c	450	300	1130	705			225	225			1350	360
d	450	300	1050	651			225	225	880	352		

Espesor del concreto (cm)	Calibre del alambre	Separación de los alambres (cm)
hasta 5	17	3.8 3.8 (hexagonal)
5 a 7	14	7.6 7.6 (cuadrado)
mayor de 7	12	7.6 7.6 (cuadrado)

Aplicación del Lastre de Concreto

La malla de refuerzo se colocará en el tercio medio del espesor del concreto, con una separación uniforme de la superficie del tubo, fijándola con separadores de metal, concreto o asbesto. Se deberán tomar las debidas precauciones para no dañar el recubrimiento anticorrosivo.

La colocación del concreto podrá hacerse por dos procedimientos:

- A mano, usando cimbra. Este método es adecuado cuando el lastrado puede efectuarse en las cercanías del lugar de colocación de la tubería, reduciéndose el costo de acarreo de los tubos lastrados. En este caso la mezcla se compactará aplicando un vibrador a la cimbra.
- En planta, usando una máquina capaz de producir un recubrimiento uniforme en espesor, densidad y consistencia de la mezcla.

Los extremos del tubo en una longitud de 30 cm no deberán ser recubiertos para efectuar la soldadura de campo de las juntas. Después de soldadas, las juntas deben ser recubiertas con el mismo material y en el mismo espesor empleado en el resto del tubo. Sin embargo, dependiendo del proyecto, es posible recubrir estas juntas con cinta del tipo "Servi-Wrap Rockguard" de 40.6 cm de ancho en una capa sencilla centrada en la línea de soldadura con un traslape longitudinal de 5.1 cm. Después se aplica una capa de 15.2 cm centrado en la porción de metal todavía desnudo traslapado con la cinta antes puesta y con el recubrimiento anticorrosivo. Por último, se cubre con espuma de poliuretano rollenando el hueco para que tenga un espesor igual al recubrimiento de concreto.

El espesor del concreto deberá tener una tolerancia del $\pm 10\%$ y la densidad del concreto - 5%.

V. EXPERIENCIA EN DOS BOCAS

OLEODUCTO SUBMARINO, TERMINAL MARITIMA DE DOS BOCAS - BOYA Nº1

V.1. Objetivo

El oleoducto submarino a la boya Nº 1, junto con el oleoducto a la boya Nº 2 en Dos Bocas, Tabasco fueron construidos con el fin de lograr una exportación de 1,500,000 barriles por día conforme a la demanda existente. Las dos líneas de aproximadamente 21 km de longitud conectan la terminal marítima con dos boyas marinas localizadas en puntos donde la profundidad del mar permite el posicionamiento de los buques petroleros. Con la construcción de estas líneas, se logró des congestionar los puertos como Pajaritos y Minatitlán, evitándose así el acondicionamiento o construcción de puertos con mayor capacidad.

V.2. Localización

La figura V.1. muestra la ubicación de los oleoductos submarinos en Dos Bocas, Tab. y en Cayo Arcas y su posición relativa con las líneas submarinas y yacimientos existentes en la Sonda de Campeche. Dos Bocas, Tab. es el área situada aproximadamente a 80 km al Sur de Coatzacoalcas sobre las costas del Golfo de México y 80 km al Noroeste de la ciudad de Villahermosa, Tab.

V.3. Diseño de Operación

El oleoducto submarino de Dos Bocas, Tab. fue diseñado para tener una vida útil de 20 años. Las estimaciones de exportación a futuro son de 4,000,000 barr/día, de los cuales en la terminal se exportarán 2,200,000 barr/día. Este volumen será exportado por medio de las dos boyas. Sin embargo, es el volumen usado para el diseño de la línea considerando que una de las dos líneas se encuentre fuera de servicio en determinado momento.

Conociendo las características del producto transportado y el gasto requerido, podemos calcular la pérdida de presión para diferentes diámetros. De la fórmula III.2.2. tenemos:

$$\Delta p = 0.0605 \frac{Q^2 G_g f}{D^5} L \quad (V.3.1.)$$

$$f = \frac{0.3305}{N_R^{0.252}} \quad (V.3.2.)$$

$$N_R = 92.24 \frac{Q}{D \nu} \quad (V.3.3.)$$

donde

Δp : pérdida de presión en lb/pulg²
 Q : gasto en barriles por día

G_e : densidad relativa del producto transportado en este caso $G_e = 0.891$, con el producto a una temperatura de 51.7°C

L : longitud en millas, ver figura V.2.

D : diámetro interior en pulgadas

f : coeficiente de fricción de Darcy-Weisbach

N_R : número de Reynolds

ν : viscosidad cinemática en centistokes, en este caso $\nu = 47$ CSK

Sustituyendo en las fórmulas V.3.1., V.3.2. y V.3.3., podemos obtener la siguiente tabla:

D [pulg]	Δp [kg/cm ²]	Δp_p [kg/cm ²]	P_E [kg/cm ²]	$p_{\max}$ [kg/cm ²]
30	188.26	2.28	4.00	194.54
36	77.09	2.28	4.00	63.37
40	46.12	2.28	4.00	52.40
42	36.37	2.28	4.00	42.65
44	29.01	2.28	4.00	35.29
46	23.38	2.28	4.00	29.66
48	19.02	2.28	4.00	25.30
52	12.90	2.28	4.00	19.18

La presión máxima de operación $p_{\max}$, conforme a la ecuación de la energía de Bernoulli es:

$$P_{\max} = P_E + \Delta P_p + \Delta P \quad (V.3.4.)$$

donde P_E : presión de entrega del crudo a la boya

ΔP_p : presión debida al decremento de posición de la tubería, ver figura V.2.

ΔP : pérdida de presión debida a la fricción del crudo con la pared de la tubería.

El espesor de la pared de la tubería, en estos cálculos fue considerado $t = 0.500"$.

La presión de diseño de la tubería, conforme a la fórmula III.2.1. para los diferentes diámetros propuestos, es:

D [pulg]	P_{dis} [kg/cm ²]
30	101.27
36	84.39
40	75.95
42	72.33
44	69.04
46	66.04
48	63.29
52	58.42

Como podemos observar, la presión de diseño de la tubería para el diámetro de 48" es aproximadamente 2.5 veces mayor que la presión de operación. En el diseño de tuberías de transporte de hidrocarburos de Petróleos Mexicanos, generalmente se debe dejar un amplio margen de seguridad. Y éste es incrementado en tuberías, que por su localización e importancia significan grandes pérdidas en caso de suspender su operación como es el caso de la línea tratada. El espesor se incrementó en 0.125" para darle un margen de corrosión durante su vida útil. Además considerando los costos anuales por pérdidas de energía y comparándolos con los generados por la construcción de la tubería, se decidió la construcción de la línea de 48" con el espesor de 0.625".

V.4. Flotabilidad Negativa

Según especificaciones de Petróleos Mexicanos, el coeficiente de flotabilidad negativa para líneas localizadas en el mar debe ser $R = 1.35$. Entonces tenemos que:

$$1.35 = \frac{W_{TL}}{E_w} \quad (V.4.1.)$$

donde W_{TL} : peso unitario de la tubería con recubrimiento de concreto
 E_w : empuje del agua por el volumen desalojado.

Tomando las siguientes convenciones y sustituyendo en la ecuación V.4.1., tenemos:

W_T : peso unitario de la tubería con revestimiento anticorrosivo
 D_2 : diámetro exterior del recubrimiento de concreto
 D_1 : diámetro interior del recubrimiento de concreto
 γ_c : peso volumétrico del concreto, 3000 kg/m³

$$\gamma_c (D_2^2 - D_1^2) \frac{\pi}{4} + W_T = 1.35 \frac{D_2^2 \pi}{4} \gamma_w \quad (V.4.2.)$$

El espesor requerido será:

$$t_c = \frac{D_2 - D_1}{2} \quad (V.4.3.)$$

Sabemos que el espesor del revestimiento anticorrosivo en promedio debe ser 5/32", con un peso aproximado de $\gamma_r = 1400 \text{ kg/m}^3$; entonces tenemos:

$$W_T = 471.03 + 13.36 = 484.39 \text{ kg/m}$$

Sustituyendo valores en V.4.2. y V.4.3.

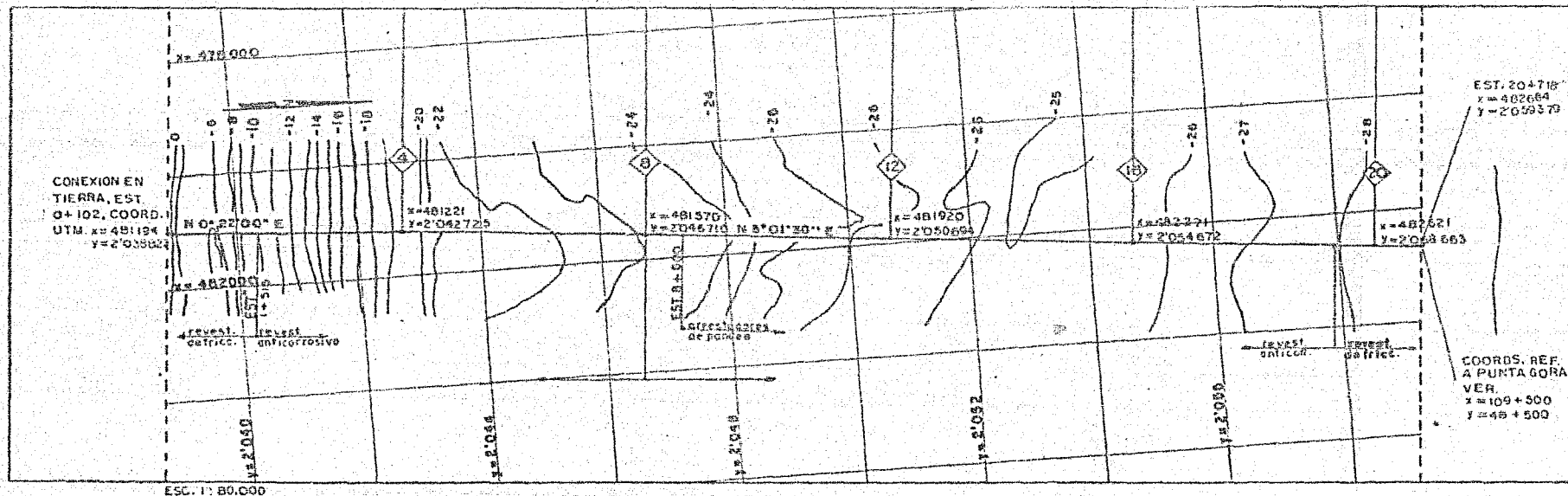
$$D_2 = 1.54 \text{ m} \quad \text{y} \quad T_c = 16 \text{ cm}$$

TUBERIA DE 1219 mm (48 PULG) DE DIAMETRO EXTERIOR Y 1037 mm (41.25 PULG) DE ESPESOR DE PARED EN ACUERDO A ASPECIFICACIONES API-5L GRABO X-60 S18V CRUDO S.
 REVESTIMIENTO ANTICORROSIVO DE LAMINADO DE ALQUITRAN DE NOLLA DE 4.0 mm (0.156 PULG) DE ESPESOR VARIAS 280 EXHA O SIMILAR ENTRE EST. 1+156 Y EST. 19+304
 REVESTIMIENTO DE LASTER DE CONCRETO DE 50.0 kg/m³ (158 LB/PIE³) DE DENSIDAD ESPESOR 160 mm (6.30 PULG)
 ANillos DE BLOQUEO GALVALUM DE 162 mm (6.38 PULG) DE ESPESOR 1.251.2 kg/523 LB Y 45.56 A CADA 93.8 mm (3.73 PULG) EL PRIMERO EN EST. 0+126.4
 REVESTIMIENTO DE FRICCION DE 7.9 mm (0.31 PULG) Y REVEST. ENTRE EST. 0+1162 Y 1+516 Y ENTRE EST. 19+304 Y 20+718
 ARRESTOPES DE PUNDO DE ANILLO EXTERNO ENTRE EST. 8+600 Y EST. 20+718 UNO A CADA 304.8 mm (12.00 PULG) EL PRIMERO EN EST. 8+600

INFORMACION DE LA TUBERIA
 REVESTIMIENTO ANTICORROSIVO
 REVESTIMIENTO DE CONCRETO
 PROTECCION CATORICA
 REVESTIMIENTO DE FRICCION
 ARRESTOPES DE PUNDO

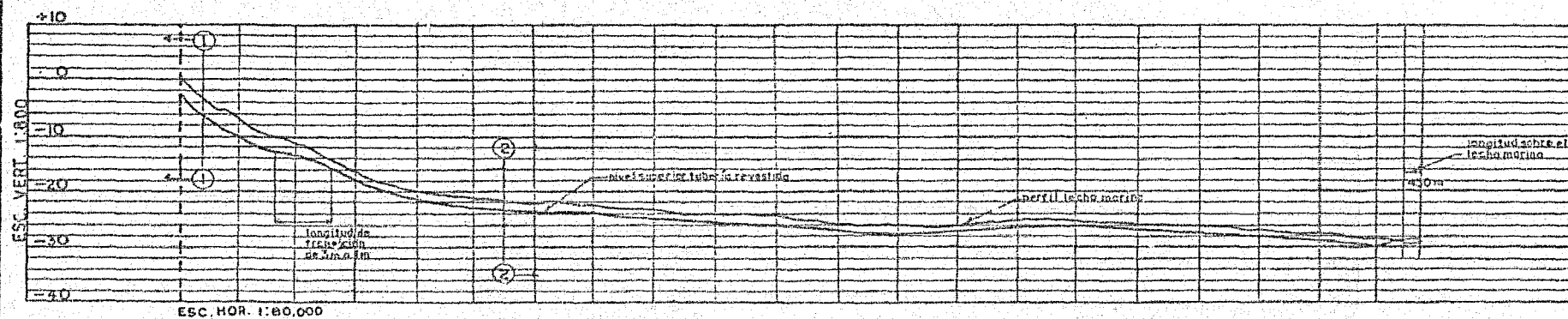
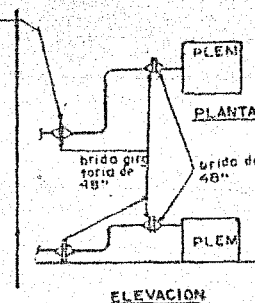
NOTAS:

- EL SISTEMA DE COORDENADAS ES UNIVERSAL TRANSVERSO MERCATOR LUT 1973.
- TODAS LAS COORDENADAS DISTANCIAS Y PROFUNDIDADES DEL AGUJER ESTAN EN METROS.
- LOS PUNOS ESTAN REPERIDOS AL SISTEMA DE COORDENADAS USADAS EN ESTOS PLANOS.
- LOS DATOS DE LA LINEA EN LA PROXIMIDAD DEL PUERTO DE LA TUBERIA HASTA LA ESTACION DE PROYECCION PROYECTOR, ETC. SERAN DISEÑADOS POR EL CONTRATISTA DE LA LINEA C/O.

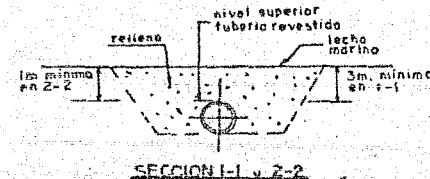


PLANTA DE ALINEAMIENTO

CONDICIONES DE DISEÑO
 PRESION MAXIMA: 25.3 kg/cm² (360 LB/POU²)
 TEMPERATURA MAXIMA: 57.22° (135° F)
 SERVICIO: CRUDO DULCE



PERFIL DE LA TUBERIA



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO	OLEODUCTO DE 48" DE DOS BOCAS A NOVA No 1.
FACULTAD DE INGENIERIA	ALINEAMIENTO DE EST 0+000 A 20+718
TESIS PROFESIONAL	FIGURA V.2
DANIEL A. MORALES SERRAT.	

Con este espesor la línea llegó a tener un peso total por tramo de tubería $W_{TT} = 31.85 \text{ t}$, siendo así una de las tuberías más pesadas que se hayan construido.

V.5. Revisión Estructural

El tendido del oleoducto de 48" en Dos Bocas, Tab., se llevó a cabo por medio del método del Stinger indicado en el capítulo IV. La configuración tomada por la tubería fue del tipo curva "S". Entonces la revisión estructural se puede realizar por medio de los métodos indicados en el capítulo III.

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

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

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

El esfuerzo máximo T_{max} generada en la tubería deberá ser menor al esfuerzo máximo permisible S .

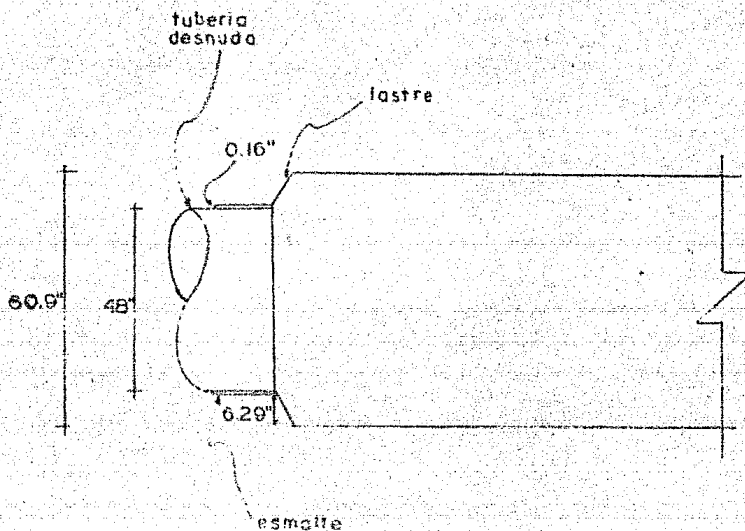


Figura V.3. Características dimensionales del oleoducto de 48" D.N. en Dos Bocas, Tab.

Con las características geométricas de la tubería mostradas en la figura V.3., podemos calcular la posición del eje neutro a , sustituyendo los valores en la ecuación III.3.21. tenemos:

$$0.1104 \sin \alpha - 0.16 \alpha a - 0.5145 a = 0$$

$$a = 0.69 \cos \alpha$$

Con un procedimiento iterativo obtenemos

$$\alpha = 77.7^\circ$$

$$a = 0.147 \text{ m}$$

Sustituyendo en las ecuaciones III.3.23., III.3.22. y III.3.26. obtenemos:

$$\begin{aligned} I_c &= 12.29 \times 10^6 \\ I_s &= 1.22 \times 10^6 \\ K_c^s &= 4.61 \times 10^{12} \\ K_c^c &= 2.20 \times 10^{12} \\ K_{\text{eff}}^s &= 3.41 \times 10^{12} \end{aligned}$$

donde

I_c : momento de inercia de la parte del concreto a compresión,

I_s : momento de inercia del acero,

K_c^s : la rigidez del tubo, considerando una perfecta unión del concreto con el tubo,

K_c^c : la rigidez del tubo desnudo, en las zonas de unión de dos tramos de tubería,

K_{eff}^s : la rigidez efectiva de la tubería.

El valor de la rigidez efectiva K_{eff}^s es la rigidez promedio de la tubería, tomando en cuenta que en las zonas de unión recién recubiertas de concreto, este no trabajará debido al poco tiempo de su aplicación y en la tubería lastrada de antemano se considera el concreto, que trabaja a compresión.

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

$$\rho = \frac{S}{E_r} \quad (V.5.1.)$$

$$\rho = \frac{3037.97}{2.039 \times 10^9 (61)} = 2.44 \times 10^{-5} \text{ cm}^{-1}$$

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

Donde 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 la ecuación III.3.5. tenemos:

$$L^2 (L^2 - 48.59 \times 10^6) - 2.99 \times 10^{16} = 0$$

de donde

$$L = 14100 \text{ cm.}$$

Este valor de L se calculó considerando al peso unitario de la tubería menos el empuje del agua y considerando que el Stinger se sumerja en el agua hasta una profundidad de 5 m. Con este valor de L podemos ahora calcular el momento máximo $M_{\max}$.

Sustituyendo en III.3.6. y III.3.4. tenemos:

$$x = \frac{14100}{2} + \frac{3.41 \times 10^{12}}{6.85(14100) 40.983.61} = 7911.46 \text{ cm.}$$

$$\begin{aligned} M_{\max} &= \frac{3.41 \times 10^{12}}{40.983.61} \left(\frac{7911.46}{14100} - 1 \right) + \frac{6.85(7911.46)}{2} (14100 - 7911.46) \\ &= 131.17 \times 10^6 \text{ kg cm} \end{aligned}$$

$$R = \frac{3.41 \times 10^{12}}{131.17 \times 10^6} = 25,986.64 \text{ cm}$$

El radio de curvatura es menor al mínimo permitido, por lo que se deberá modificar el peso unitario W de la tubería. Por iteraciones obtenemos que con un peso $W = 3.00 \text{ kg/cm}$ se tienen los siguientes resultados:

$$\begin{aligned} L &= 17957 \text{ cm} \\ x &= 10523.13 \text{ cm} \\ M_{\max} &= 82.90 \times 10^6 \text{ kg cm} \\ R &= 41,133.90 \text{ cm} \end{aligned}$$

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

Para lograr el peso unitario $W = 3.00 \text{ kg/cm}$ se colocaron boyas de poliuretano con un volumen de 3.00 m^3 a cada 450 m aproximadamente. Con esto se tuvo un empuje ascensorial de 4.61 kg/cm logrando en la tubería un peso efectivo dentro del agua de 2.24 kg/cm manteniendo así un margen de seguridad por movimiento de la barcaza.

V.6. Protección y Preparación de la Tubería

V.6.1. Revestimiento Anticorrosivo y de Fricción

El revestimiento anticorrosivo consistió en la aplicación normal de alquitrán de hulla reforzado con capas de fibra de vidrio y felpa asfáltica según especificaciones de Petróleos Mexicanos, ver capítulo IV, sección 4. La tubería además fue protegida con un revestimiento de fricción, que consiste en la aplicación de dos capas de epóxico catalizado agregando en la segunda capa un granulado tipo Brutem # 11, esparcido sobre toda la superficie del tubo. Este revestimiento tiene por objeto proteger la tubería de los deslizamientos generados por los cambios de temperatura al ser operada. En la figura V.2. se indican las zonas donde se colocó revestimiento de fricción.

V.6.2. Protección Catódica

La protección catódica se llevó a cabo colocando ánodos de aluminio Galvalum III tipo brazaletes segmentados de 162 mm de espesor a cada 97.6 m. Las placas de sujeción de los ánodos son soldadas a la tubería en dirección circunferencial quedando integrados junto con el espesor del lastre de concreto.

V.6.3. Arrestadores de Pandeo

Los arrestadores de pandeo tienen la función de absorber los esfuerzos generados por los movimientos parciales de la tubería, si se llegan a producir. Estas piezas evitan que el pandeo de la tubería se propague hasta las instalaciones en tierra. En el oleoducto, que estamos tratando, los arrestadores fueron sustituidos por una sección de tubería injertada en la línea con un espesor mayor al de la tubería. En la figura V.2. se indica la localización de los arrestadores de pandeo.

V.6.4. Enterrado de la Línea

Con el objeto de proteger la línea de las fuerzas generadas por las corrientes submarinas debidas al oleaje, la tubería fue enterrada en el fondo del mar. Esta operación se realizó utilizando una embarcación especial dotada de un equipo de excavación, consistente en un moderno sistema a base de un trineo con chiflones de agua, los cuales ponen en suspensión el material del fondo, en el que yace la tubería provocando que ésta se hunda y quede enterrada. Este trineo está provisto de dispositivos electrónicos, que mandan información al operador para regular la velocidad de avance. Cuenta además con un sistema de sensores, que permiten localizar la tubería y posicionar el trineo desde la superficie. Y está conectado a la barcaza por medio de tres mangueras de alta presión para poder accionarlo. Los chiflones del trineo son accionados por 8 bombas con capacidad de 2000 galones/minuto cada una a una presión de 2000 psi.

VI. CONCLUSIONES

Las características del proyecto de una línea submarina dependen de los elementos de diseño. Una línea submarina puede ser enterrada o simplemente alojada en el lecho marino. Para decidir entre las dos posibilidades se deberá evaluar la factibilidad de cada una conociendo las características del material del lecho marino y evaluar las fuerzas actuantes, debidas a las corrientes generadas por el oleaje y/o por el viento.

El conocimiento de la configuración del fondo del mar nos dará la información sobre la profundidad y el perfil que tomará la línea al ser instalada. Esto nos permitirá tomar las precauciones necesarias en el proceso de tendido y en los espacios libres generados por salientes en caso de su existencia. La acción corrosiva del medio ambiente sobre la tubería es un elemento, que también es considerado en el diseño de la tubería.

El diseño de una línea submarina se compone del análisis de la tubería desde tres puntos de vista. El diseño conforme a la operación de la línea, 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 las líneas submarinas. Los procedimientos de análisis estructural atienden a las líneas, que toman una configuración de curva "S" en la etapa de tendido. El análisis aproximado presentado trata a la tubería como una viga estructural, lo cual hace que se pueda utilizar en tendidos de líneas en aguas poco profundas en donde se generen pocas deformaciones relativamente. El método de las rigideces modificado la considera como una barra, permitiéndonos usarlo en tendidos a pequeñas y grandes profundidades. Estos dos métodos son complementados al hacer un análisis de la tubería considerando un incremento de la rigidez proporcionado por el lastre de concreto, que generalmente le es aplicado.

El diseño de estabilidad depende de si la línea estará enterrada o sobre la superficie del lecho marino. En el primer caso solo necesitaremos lograr un coeficiente de flotabilidad negativa para lograr que se sumerja en el agua. Y en la segunda condición, además necesitamos considerar las fuerzas proporcionadas por las corrientes submarinas.

Existen varios procedimientos de tendido de líneas submarinas, los cuales se dividen en tres grupos: instalación dentro de costa, instalación fuera de costa y los usados dentro y fuera de costa. La elección de uno de ellos depende de las condiciones ambientales, tales como: el oleaje, las corrientes, la profundidad del mar y las características del lecho marino. Y también de las características de la tubería como el diámetro, longitud, espesor, peso y material. El método más dinámico es el del Stinger, el cual es factible usarlo para casi todas las condiciones, que se presenten. Sus únicas limitaciones son la profundidad, y además no puede ser usado con tuberías de concreto, aunque se han colocado tuberías hasta 300m de profundidades del mar. El método del Bastidor, puede ser usado con oleaje fuerte, pero en bajas profundidades y distancias relativamente cortas. El método Reel solo puede ser usado con tuberías de diámetro pequeño y espesores grandes. La Grúa Flotante es muy útil para tuberías de concreto o acero-concreto en aguas tranquilas al igual que el método

de flotación, pero es demasiado lento. El tiro por el fondo sólo es factible uso lo en lechos marinos compuestos por materiales suaves y para tuberías cortas. Así podemos asegurar que estas limitaciones los ponen en desventaja con el método del Stinger.

El método del Stinger es el método más usado en México por Petróleos Mexicanos. Los 1260 km de tubería que PEMEX ha colocado a partir de 1979, los ha tendido por medio de este procedimiento. Una de las obras realizadas fue el oleoducto de 48" en la terminal marítima de Dos Bocas, Tab.

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. En el caso del oleoducto submarino de 48" se mostró la manera de llevar a cabo el cálculo del diámetro proponiendo un espesor de la tubería escogiéndose el de menor pérdida con cierto margen de seguridad.

Debido a que la tubería, según el proyecto debía ser enterrada, su estabilidad se logró considerando un coeficiente de flotabilidad negativa de 1.35 según especificaciones de PEMEX. Lógicamente, en el caso contrario este coeficiente podría ser modificado al evaluar las fuerzas de las corrientes submarinas.

La revisión estructural hecha por medio del análisis aproximado demuestra que es una manera sencilla de llevarlo a cabo. Sin embargo, en profundidades mayores de 40 m es recomendable hacer uso del método de rigideces modificado. Esto nos llevaría a un cálculo más complicado, en el que nos ayudaría mucho una computadora.

Con todos los elementos proporcionados en este trabajo, se cubren todas las actividades, que intervienen de una u otra manera en el Diseño y Construcción de Líneas Submarinas. Y podemos asegurar con la experiencia en Dos Bocas y en general en toda la Bahía de Campeche, en donde se han aplicado las técnicas más avanzadas, que se tiene en México un fuerte auge dentro de este tipo de obras.

BIBLIOGRAFIA

Ing. José H. Aguilar Alcerreca, Ing. José A. Boyer Orozco, Ing. Roberto Sempere Ramírez, Ingeniería de Ríos y Costas, Arte y Fotografía S.A., México 1977.

Robert A. Grace, Marine Outfall Systems Planning, Design and Construction, Prentice - Hall, Inc., Englewood Cliffs, New Jersey 1978.

Ing. Pablo A. Guerra Cárdenas, Ing. Mauricio Jessurun Solomou, "El Oleoducto de 48" de la Terminal Marítima de Dos Bocas, Tabasco", Ingeniería Vol. LI, N° 1, Facultad de Ingeniería UNAM, México 1981.

Jochen Langer, "Pipelines auf dem Tiefseegrund", Umschau in Wissenschaft und Technik, N° 23, Brönnner Verlag Breidenstein GmbH, Frankfurt 1981.

Claudio Mataix, Mecánica de Fluidos y Máquinas Hidráulicas, Harla, Madrid 1970.

A.H. Mouselli, "Method helps analyze pipelines with thick concrete coating", Oil and Gas Journal, Vol. 76, N° 15, Petroleum Publishing Co., Tulsa, Oklahoma 1978.

Oleoducto Submarino de 48", Revista Grupo ICA, N° 13, México 1980.

A.C. Palmer, R.J. Brown Associates, Application of Offshore Site Investigation Data to the Design and Construction of Submarine Pipelines, CEC.

Instalación de Sistemas para Protección Catódica, Norma 3.135.01, Petróleos Mexicanos, segunda edición, México 1981.

Recubrimiento Continuo de Concreto en Tuberías de Conducción, Norma 3.112.03, Petróleos Mexicanos, México 1973.

Sistemas de Transporte de Petróleo por Tubería, Norma 3.374.01, Primera y Segunda Parte, Petróleos Mexicanos, México 1975.

Sistemas de Tuberías de Transporte de Petróleo, Diseño, Norma 2.374.04, Petróleos Mexicanos, México 1979.

Sistemas de Tuberías de Transporte y Distribución de Gas, Diseño, Norma 2.374.08, Petróleos Mexicanos, México 1981.

P. & G.J. Staff Report, "R.A.T. Pipeline Method Passes Test in North Sea", Pipeline and Gas Journal, Vol. 204, N° 12, Harcourt Brace Jovanovich Publications, Dallas, Texas 1977.

Dr. Rafael Ruiz B., Corrosión, Instituto Mexicano del Petróleo.

José Salazar Araya, "Tuberías Submarinas Revestidas de Hormigón", Petróleo Internacional, Vol. 37, N° 3, Petroleum Publishing Co., Tulsa, Oklahoma 1979.