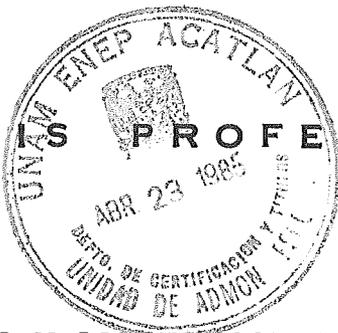




# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES  
"ACATLAN"  
INGENIERIA CIVIL

TESIS PROFESIONAL



DISEÑO Y CONSTRUCCION DE TUBERIAS  
SUBMARINAS PARA EL TRANSPORTE DE  
ACEITE CRUDO

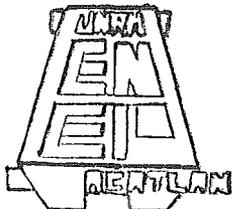
P R E S E N T A N :

- 1) ALEJANDRO GERMAN MEJIA DAMIAN
- 2) EDUARDO ENRIQUE HERRERA ROSAS

- 1) 7860541-9
- 2) 7860583-5

M-0028700

MEXICO, 1984





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.

*A mi madre y hermanos*

*A Hugo y Ruth*

*A.G.M.D.*

*A mis padres, hermana y sobrina  
A mis familiares y amigos*

E.E.H.R.

*Agradecimiento especial:*

*Ingenieros Civiles Asociados*

*Compañía Mexicana Aerofoto*

*Proyectos Marinos*

*y a las fuentes de información*

*Instituto Mexicano del Petróleo*

*Instituto Politécnico Nacional*

*Facultad de Ingeniería*

*E.N.E.P. Acatlán*

*Al Dr. Raúl Flores Berrones*

*Ing. Raúl Carlos González*

*Ing. Ernesto Inderbitzin*

*Sinceramente al M. en I. Juan José Vilchis Viveros*

*por el apoyo y la responsiva brindada*

*para la elaboración de la presente*

## P R O L O G O

En la segunda mitad de la década de los años setenta, México experimenta un desarrollo inusitado; se invierte en grandes obras de infraestructura dentro del Sector Público, la industria crece y se diversifica, la economía a nivel mundial ofrece mercados atractivos para la exportación y la importación, el mercado mundial petrolero sufre una expansión y los precios del petróleo registran una alza considerable.

Coincide con estos fenómenos económicos mundiales el descubrimiento de yacimientos de petróleo en el Golfo de Campeche. Su explotación y transporte representaba un reto para los mexicanos; había que desarrollar nuevas tecnologías en materia de perforación con equipos y plataformas más sofisticados, recolección, compresión y transporte del petróleo y del gas procedente de los campos marinos.

Había que importar tecnologías y equipos para iniciar estos desarrollos y posteriormente consolidarlos con tecnologías nacionales.

El objetivo se logró, México se colocó como cuarto productor de petróleo en el mundo. La tecnología se adquirió, se adecuó a las condiciones nacionales y se desarrolló un nuevo concepto en la explotación de yacimientos petroleros marinos con recursos tecnológicos nacionales.

Este trabajo pretende conjugar tecnologías aplicables al diseño de oleoductos submarinos, con las condiciones oceanográficas existentes en la Sonda de Campeche, a su construcción en condiciones normales y de peligrosidad y a su operación y mantenimiento durante su vida útil.

Para su elaboración se ha tenido que recurrir a múltiples fuentes de información, tanto teórica como práctica y de operación y a consultas con especialistas en Mecánica de Fluidos, Geotecnia, Mecánica de Suelos, disciplinas que pretendemos armonizar en cada uno de los aspectos que componen el diseño, la construcción y el mantenimiento de tuberías submarinas para transporte de petróleo.

No pretendemos que esto sea un manual, pero si logramos que la Tesis sea consultada y de alguna manera contribuya a desarrollar esta especialidad, habremos logrado nuestro objetivo.

M. en I. Juan José Vilchis Viveros.

## RELACION DE FIGURAS

1.-	Localización de la Sonda de Campeche .....	12
2.-	Principales caracteres estructurales en el Golfo de México.....	13
3.-	Perfil estratigráfico bajo la plataforma Canterell 255.....	16
4.-	Equipos de exploración Geofísica.....	28
5.-	Plano de Posicionamiento .....	31
6.-	Plano Batimétrico .....	32
7.-	Plano de Isopacas .....	34
8.-	Plano de riesgos para el tendido de tuberías .....	35
9.-	Perfil de la línea de tendido en el proyecto .....	36
10.-	Registro del magnetómetro .....	39
11.-	Posición del barco muestreador al ser anclado .....	48
12.-	Muestreador por gravedad .....	50
13.-	Muestreador por pistón .....	52
14.-	Prueba in situ mediante la veleta a control remoto .....	55
15.-	Escala de Beaufort .....	64
16.-	Características de la ola .....	66
17.-	Trayectoria de las partículas en una ola .....	68
18.-	Efectos de las corrientes y el oleaje .....	77
19.-	Fuerzas actuantes en la tubería .....	93
20.-	Componentes de la tubería submarina .....	96

21.-	Factores de capacidad de carga según Terzaghi .....	97
22.-	Coefficiente ascensional .....	101
23.-	Valores de adherencia .....	103
24.-	Coefficiente de arrastre e inercia. ....	106
25.-	Proceso de diseño de una tubería submarina.....	110
26.-	Factores que intervienen en el diseño. ....	112
27.-	Valores de la resistencia mínima a la cedencia .....	116
28.-	Coefficientes de la eficiencia de juntas .....	119
29.-	Movimiento y restricción de una tubería submarina .....	120
30.-	Esfuerzos en la pared del tubo .....	123
31.-	Tabla del Código ANSI B31-4 .....	124
32.-	Tabla del Código DNV .....	125
33.-	Fuerza de anclaje .....	127
34.-	Expansiones del tubo por presión y temperatura .....	129
35.-	Comportamiento de la tubería por efecto de carga .....	131
36.-	Comportamiento de la tubería por efecto de la temperatura .....	133
37.-	Momentos y deflexiones .....	135
38.-	Plástica durante el tendido de la tubería .....	137
39.-	Plástica durante el abandono de la tubería .....	142
40.-	Plástica aplicando una tensión en la tubería .....	143
41.-	Fuerzas en el Riser .....	148
42.-	Expansiones desarrolladas hacia el Riser .....	153
43.-	Modelo de simulación para el diseño del Riser .....	154
44.-	Criterio para controlar el vórtice .....	157

45.-	Desplazamiento del ducto. ....	159
46.-	Interacción suelo-tubería .....	160
47.-	Curva esfuerzo-deformación del suelo .....	162
48.-	Distribución de presiones del suelo sobre la tubería .....	164
49.-	Comportamiento del suelo al someterse a una carga .....	166
50.-	Relación entre transferencia de carga y esfuerzo cortante sin --- drenar (1966) .....	167
51.-	Modelo del elemento finito según Lyons .....	170
52.-	Gráficas del coeficiente de fricción .....	172
53.-	Factor $N_q$ para suelos granulares (Brinch Hansen, 1961) .....	174
54.-	Factor $N_c$ para suelos cohesivos (Brinch Hansen, 1961) .....	175
55.-	Mecanismos de falla. ....	177
56.-	Coeficientes $K_c$ y $K_s$ (Reese y Casbarian, 1968) .....	182
57.-	Factores de fricción $F'_c$ y $F'_q$ (Vasic, 1965). ....	183
58.-	Origen del petróleo .....	194
59.-	Componentes del Sistema Tubular .....	197
60.-	Monoboya .....	199
61.-	Junta de campo .....	210
62.-	Algunos factores que producen corrosión. ....	212
63.-	Protección anódica .....	218
64.-	Tubería lastrada con concreto .....	223
65.-	Bacimetría útil para el alineamiento .....	233
66.-	Gráfica esfuerzos-radio de curvatura .....	234
67.-	Proceso constructivo de la barcaza con rampa de deslizamiento....	236

68.- Procedimiento de carga de tubería .....	238
69.- Barcaza de carrete .....	241
70.- Barcaza semisumergible .....	242
71.- Diferentes formas de remolcar la tubería .....	244
72.- Enterrado de la tubería .....	246
73.- Soldadura hiperbárica .....	250
74.- Fijación de una monoboya .....	253
75.- Gráficas de densidad y viscosidad cinemática para el aceite ----- crudo .....	255
76.- Diagrama de Moody .....	261
77.- Distribución de velocidades .....	262
78.- Relación entre la velocidad y el Número de Reynolds .....	264
79.- Dimensiones, pesos y presiones de prueba según el API-5LX .....	267
80.- Fenómeno de derrame .....	275
81.- Dibujo .....	277

## RELACION DE ANEXOS

I.	Estratigrafía y Propiedades del suelo en el Campo Akal.....	287
II.	Determinación del Recubrimiento de Concreto.....	288
III.	Influencia de los Peligros Ambientales más Frecuentes en el Golfo de México con su Respectivo Método de Protección.....	293
IV.	Deducción del Esfuerzo Circunferencial (SH) .....	294
V.	Ejemplo de Diseño para una Tubería Totalmente Restringida....	296
VI.	Deducción de las Ecuaciones durante el Tendido Aplicando una Tensión. ....	300
VII.	Constantes y Relaciones para el Diseño. ....	303
VIII.	Estabilidad de las Tuberías en Arcillas muy Blandas .....	304
IX.	Costo Directo por Concepto de Soldadura. ....	306
X.	Formas de Estabilizar una Tubería .....	308
XI.	Características de la Barcaza para el Tendido de Tubería ETPM DLB 1601 .....	309
XII.	Características de la Barcaza "Creek" para el Zanjado .....	316
XIII.	Plano del Riser de la Plataforma Pol 73 .....	320
XIV.	Especificaciones para la Construcción de la Tubería de Crudo de Dos Bocas a la Plataforma de Enlace Abkatun. ....	321
XV.	Oleoductos en la Sonda de Campeche. ....	324
XVI.	Relación de los Factores de falla más Frecuentes en Tuberías.	325

## INDICE GENERAL

INTRODUCCION .....	1
Capítulo I	
<u>CONDICIONES AMBIENTALES</u>	
I.1 DESCRIPCION DEL LECHO MARINO .....	5
I.1.1 Formación de las Plataformas Continentales .....	5
I.1.2 Plataforma Continental del Golfo de México .....	9
I.1.3 Estratigrafía y Geología Superficial de la Bahía de - Campeche. ....	14
I.1.4 Factores del Lecho Marino en la Bahía de Campeche que repercuten en el Diseño de Tuberías .....	18
I.2 ESTUDIOS GEOFISICOS Y GEOTECNICOS .....	21
I.2.1 Estudios Geofísicos .....	21
I.2.2 Estudio Magnetométrico .....	37
I.2.3 Estudios Geotécnicos .....	44
I.3 CONDICIONES DE OLAJE Y CORRIENTES .....	62
I.3.1 Viento y Mareas .....	62
I.3.2 Oleaje .....	65
I.3.3 Corrientes .....	75

Simbología del Capítulo I .....	78
---------------------------------	----

## Capítulo II

### BASES DE DISEÑO

II.1 CODIGOS DE DISEÑO .....	79
II.1.1 Códigos a utilizar .....	79
II.1.2 Código DNV .....	81
II.1.3 Código ANSI B31-4.....	84
II.1.4 Código ANSI B31-8.....	86
II.1.5 Código API-5LX .....	88
II.1.6 Código ASA .....	90
II.1.7 Código ASTM .....	91
II.2 ESTABILIDAD EN LA ESTRUCTURA .....	92
II.2.1 Fuerzas Actuantes .....	92
II.2.2 Estabilidad Vertical de la Tubería .....	94
II.2.3 Estabilidad Horizontal de la Tubería .....	102
II.2.4 Condiciones de Estabilidad .....	108
II.3 ANALISIS DE ESFUERZOS .....	109
II.3.1 Etapas del Diseño .....	109
II.3.2 Parámetros que intervienen en el Diseño .....	113
II.3.3 Determinación del Espesor de Pared .....	117

II.3.4	Análisis de las Tuberías en el Lecho Marino .....	118
II.3.5	Análisis de las Tuberías durante el Tendido .....	136
II.3.6	Análisis del Riser .....	146
II.4	INTERACCION SUELO-TUBERIA .....	158
II.4.1	Relación Esfuerzo-Deformación del Suelo .....	158
II.4.2	Componente Axial o Longitudinal .....	161
II.4.3	Componente Horizontal Lateral .....	168
II.4.4	Estabilidad Lateral .....	176
II.4.5	Componente Vertical Lateral .....	179
	Simbología del Capítulo II .....	185

### Capítulo III

#### CONSTRUCCION Y FUNCIONAMIENTO

III.1	COMPONENTES Y LIMITES .....	192
III.1.1	Aceite Crudo .....	192
III.1.2	Componentes del Sistema Tubular .....	193
III.1.3	Límites .....	196
III.2	RECUBRIMIENTOS DE LA TUBERIA .....	201
III.2.1	Tubería de Acero .....	201
III.2.2	Soldadura .....	205

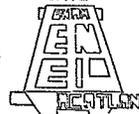
III.2.3	Juntas de Campo .....	208
III.2.4	Protección Anticorrosiva y Catódica .....	209
III.2.5	Lastre de Concreto Armado .....	222
III.2.6	Recubrimientos en el Riser .....	229
III.3	TENDIDO Y CONEXIONES DE LA LINEA .....	231
III.3.1	Alineamiento .....	231
III.3.2	Métodos de Tendido .....	232
III.3.3	Enterrado de la Tubería .....	243
III.3.4	Conexiones .....	248
III.4	COMPORTAMIENTO HIDRAULICO .....	254
III.4.1	Número de Reynolds .....	254
III.4.2	Coefficiente de Fricción .....	258
III.4.3	Distribución de Velocidades .....	260
III.4.4	Obtención del Diámetro .....	263
III.4.5	Fenómeno de Derrame .....	266
III.4.6	Prueba Hidrostática .....	276
III.4.7	Inspección de Tuberías .....	280
	Simbología del Capítulo III .....	283

CONCLUSIONES .....285

ANEXOS .....287

BIBLIOGRAFIA .....326

INGENIERIA  
CIVIL



## INTRODUCCION

DISEÑO Y CONSTRUCCION DE TUBERIAS SUBMARINAS PARA EL  
TRANSPORTE DE ACEITE CRUDO

## I N T R O D U C C I O N

El presente trabajo versa principalmente sobre la tecnología desarrollada en la Sonda de Campeche para el diseño y construcción de tuberías marinas que cumplan con la función de transportar aceite crudo.

El proceso se inicia con la recopilación de información y de los elementos suficientes para su realización como lo son los estudios: geológicos, oceanográficos, geofísicos y geotécnicos. Un estudio geológico aporta la información referente a la composición del suelo y de la roca subyacente con las características propias según el lugar y con respecto a como influye el viento, mareas, oleaje y corrientes mediante un estudio oceanográfico. Los estudios geofísicos son útiles para indicar la trayectoria que seguirá la línea y por último los estudios geotécnicos se realizan a lo largo de la trayectoria sirviendo para conocer el comportamiento del suelo. Conjuntamente nos definirán la ruta más conveniente para la instalación de ductos aportando además los parámetros que serán útiles durante el diseño.

Si el conocimiento de las condiciones externas son un proceso a seguir el otro lo constituye el ducto que satisfaga las necesidades opera

tivas apoyándose en las especificaciones de los códigos desarrollados y confirmados en la práctica. Existen varios de éstos y cada uno hace sus respectivas recomendaciones hacia el problema que se está contemplando.

La tubería como estructura es sometida a una serie de esfuerzos -- producto de las fuerzas tanto internas como externas a que está sujeta; son analizadas las de mayor efecto, indicándose la causa que las produce para lograr establecer el equilibrio en las diferentes posiciones en que es colocada con respecto al lecho marino.

La etapa de diseño se lleva a cabo teniendo como base las especificaciones, considerando las restricciones a que puede estar sujeta y tiene como finalidad que resulte una estructura funcional, económica y que brinde seguridad. Durante dicha etapa se checan los esfuerzos que se suscitan durante el proceso constructivo y operativo en todo el sistema tubular constituido principalmente por la tubería submarina, curva de expansión y Riser.

Un factor de interés lo representa el suelo, su comportamiento al ser sometido a una carga se estudia en las tres direcciones considerando que se trata de un material homogéneo, isotrópico, linealmente elástico y semiinfinito. Son analizados los esfuerzos y las deformaciones que se pueden presentar con sus respectivos mecanismos de falla tanto en suelos friccionados como cohesivos.

Las tuberías de aceite crudo son hechas con un acero especial para que puedan cumplir con su objetivo. Como son fabricadas en tramos, para unir las se requiere aplicarle soldadura y juntas de campo. Para contrarrestar la destrucción de dicho material por la corrosión, se le --- aplica una protección tanto interna como externa a base de epóxicos y - esmaltes. Un segundo método de protección lo componen los ánodos galvánicos distribuidos a lo largo de la línea. Generalmente para lograr la estabilidad se coloca alrededor un lastre de concreto armado que a la - vez que fungirá como protector.

Ya que se define el sitio donde se colocará la tubería se procede a su instalación, para lo cual se han seguido una serie de métodos constructivos de tendido llevados a cabo con diferentes tipos de barcaza. - Después del tendido como una forma de protección a la estructura y por condiciones de estabilidad es enterrada la tubería auxiliándose de un arado; existen diversos tipos y se elige el que se apegue más a las especificaciones constructivas. Las tuberías submarinas son conectadas con plataformas, instalaciones en tierra o monoboyas requiriéndose de una - metodología y equipo especializado para lograrlo.

El aceite crudo dentro de la tubería se analiza con el fin de congocer la cantidad de fluido que puede ser transportado, partiendo de sus características como la densidad, viscosidad y la fricción interna con

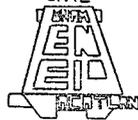
estos parámetros se logra determinar el diámetro más aceptable y consecuentemente el gasto. También se estudia el problema de derrame para evaluar las pérdidas generadas por este fenómeno y el chequeo de su resistencia, mediante la prueba hidrostática.

Por último, para la inspección y mantenimiento de los ductos operando, es necesario una supervisión utilizando diversos equipos electrónicos llevados a bordo de una embarcación.

CAPITULO I

INGENIERIA  
CIVIL

**CONDICIONES  
AMBIENTALES**



DISEÑO Y CONSTRUCCION DE TUBERIAS SUBMARINAS PARA EL  
TRANSPORTE DE ACEITE CRUDO

## CONDICIONES AMBIENTALES

### I.1 DESCRIPCION DEL LECHO MARINO

#### I.1.1 Formación de las Plataformas Continentales

La Tierra hipotéticamente se originó hace unos 5000 millones de años a causa de uno de los varios remolinos de material incandescente que viajaba a través del Universo. El agua atrapada dentro del material se empezó a evaporar y a caer en forma de lluvia, aunado a esto, una gran nube envolvía a la Tierra impidiendo el paso de los rayos del Sol. Ambos fenómenos hicieron posible que la temperatura disminuyera en su corteza hasta el grado de ebullición del agua, creándose así el océano primigenio.

A causa del enfriamiento de las masas rocosas superficiales y a los movimientos sísmicos, la topografía del fondo oceánico no fue uniforme, teniendo lo que dividir para su estudio en cuatro regiones: a) la plataforma continental provista de la vida y aguas poco profundas; b) el talud continental constituido por escarpes; c) la elevación continental formada por sedimentos y d) la cuarta región, el mar profundo.

La plataforma continental es la región que nos interesa para nuestro estudio, en el Atlántico Occidental llega a tener una longitud de 160 km. y en el litoral de Siberia un ancho hasta de 1300 km. En forma general se componen por un manto rocoso y de sedimentos producto de la erosión marina y terrestre que han sido transportados por ríos, corrientes marinas, atmósfera, etc. Son depositados de manera que las partículas pequeñas tardan más tiempo suspendidas en el agua que las de mayor tamaño. De una manera particular su estratigrafía se ve influenciada por las condiciones externas predominantes.

Las plataformas continentales aparentemente son zonas planas, pero se han llegado a descubrir grandes depresiones, lo cual ha sido corroborado con los perfiles que se han logrado obtener por medio de los estudios llevados a cabo en ellas.

Los sedimentos mas comunes son las arenas con tamaño entre 2.0 y 0.02 mm de diámetro; las hay de tres tipos: a) arenas terrígenas compuestas principalmente de cuarzo, son el producto de la erosión de las rocas de los continentes y que fueron transportadas por los ríos hasta llegar al mar; b) arenas conchíferas, como su nombre lo indica se forman de conchas en donde predomina el carbonato de calcio; c) arenas autógenas, generadas in situ debido a la precipitación del agua de mar.

Sin embargo, existe otra clasificación de las arenas dependiendo -- del proceso que las originó: las arenas físicas, las arenas químicas y las orgánicas o bien el nombre dado por un proceso combinado.

Los lodos es otro de los materiales frecuentes, se presentan un tanto cohesivos y son el resultado de la combinación de agua con limos de - diámetro entre 0.02 y 0.002 mm; también se encuentran arcillas con tamaño desde 0.002 a 0.0002 mm.

Los sedimentos que no son muy fáciles de encontrar son las gravas - con diámetro entre 2 y 64 mm, los cantos rodados entre 64 y 256 mm, los bloques mayores a 256 mm y los fragmentos de origen volcánico.

Los mantos rocosos generalmente subyacen a los sedimentos descritos, a su vez pueden tratarse de rocas sedimentarias principalmente como lo - son las areniscas originadas por arena cementada y extendidas en grandes áreas a causa de las corrientes en las aguas someras. Las areniscas están clasificadas en tres: arenisca de cuarzo en la que predomina dicho - mineral; la arkosa que contiene principalmente feldespato y la grauvaca - compuesta de arcilla y gravas, además de partículas de pizarras y minerales ferromagnesianos.

Otro tipo de rocas sedimentarias presentes son las formadas de limos y arcillas denominadas pizarras, llamadas así en el caso de que tengan una estructura laminar y barrolitos si su estratificación se encuentra separada por unos cuantos milímetros. Aunado a este último tipo de estructura, cuando predomina el tamaño de las arcillas se llama arcillolita y aleurita en el caso de limos.

Las rocas sedimentarias con más del 50% de mineral de calcita son las calizas, encontrándose en el lecho marino diversos tipos dependiendo del material orgánico predominante, así enunciamos la caliza coralígena, caliza de algas, caliza de foraminíferos (animales de caparazón calcáreo), caliza oolítica (esferitas calcáreas del grosor de huevos de peces o cabezas de agujas), coquina (compuesta de conchas grandes) y la creta (compuesta de cocolitos). A su vez las calizas que tienen un alto contenido de arcillas se les denomina margas.

Los arrecifes de coral son muy comunes en las plataformas continentales, son rocas sedimentarias que al transformarse dan como resultado las dolomitas, se caracterizan por ser buenas almacenadoras de petróleo. Las dolomitas tienen como principal mineral la dolomita compuesta de bicarbonato de calcio y magnesio, es semejante a la caliza y puede transformarse en ésta dependiendo de la cantidad de calcita que contenga.

En general, podemos decir que las calizas son casi tan abundantes - como las areniscas.

Las evaporitas, entran dentro de la misma clasificación de rocas - con que hemos venido tratado, son las formadoras de los depósitos de sal, varían mucho en su composición y textura, son el producto de la evaporación de aguas que contienen minerales disueltos. Un tipo de evaporita - es la halita o sal común.

Finalmente enunciaremos a los conglomerados, se trata de una roca - formada por guijarros, cantos y bloques, encontrándose principalmente en depósitos marinos siendo acarreados hasta estos lugares por las corrientes marinas.

### I.1.2 Plataforma Continental del Golfo de México

En el caso particular de la Plataforma Continental Mexicana, cuenta con una vasta área de 431,050 km<sup>2</sup> y una longitud del orden de los 8,700 km, representa la tercera parte de las provincias geológicas con posibi-

lidades petroleras, por lo que aquí radica su importancia.

Enfocándonos a la plataforma continental del Golfo de México, Petróleos Mexicanos la ha dividido en las siguientes provincias geológicas:

Al norte del país la Provincia de Laguna Madre (26,600 km<sup>2</sup>) formada por una cuenca sedimentaria del Terciario, su margen occidental se encuentra en exploración de hidrocarburos en sedimentos del Oligoceno, Paleoceno y Eoceno.

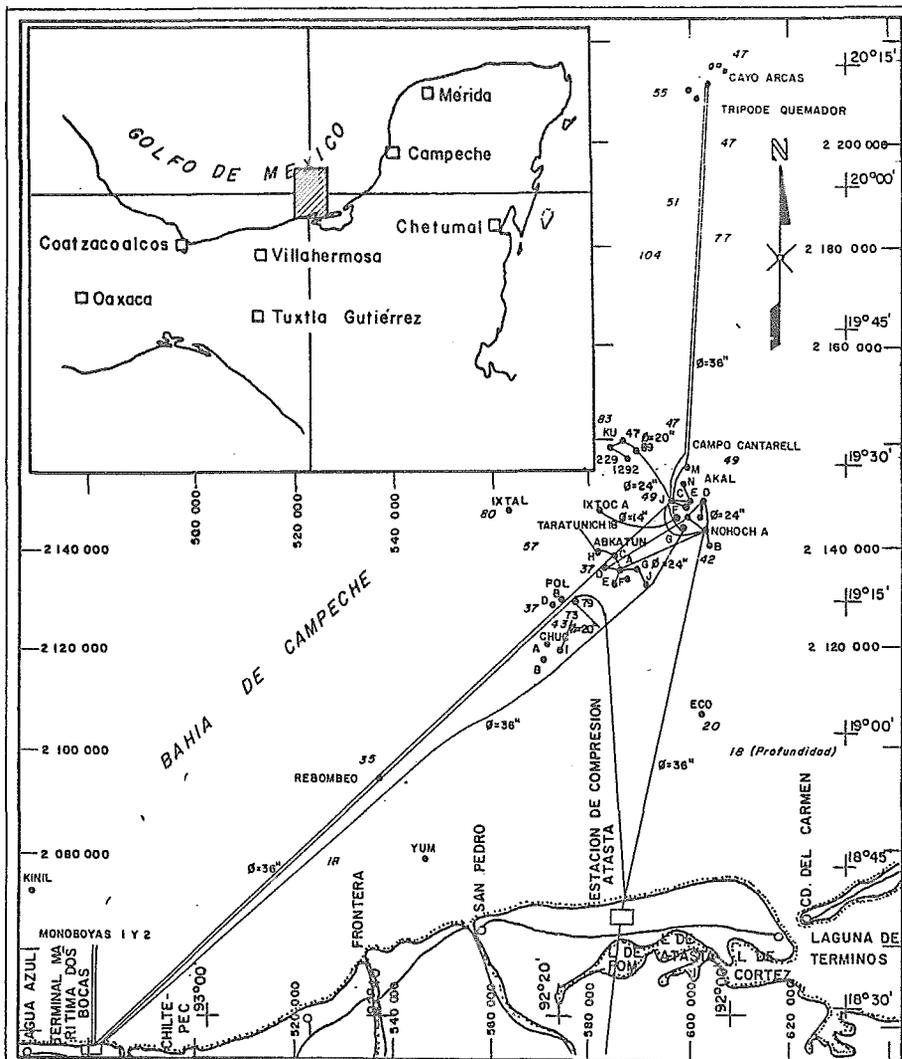
Inmediatamente al sur tenemos la Provincia de Tampico (15,000 km<sup>2</sup>) que aporta el mayor volumen de producción acumulada, proveniente de una roca constituida por calcarenitas de tipo oolítico y calizas bioclásticas de la edad del Jurásico Superior, sus trampas son de tipo estratigráfico en combinación con acumulamientos contra islas jurásicas. Al sur de la provincia se localiza el Atolón de la Faja de Oro que involucra un arrecife longitudinal de 150 km.

Continuando hacia el sur tenemos la Provincia de Veracruz (6,100 -- km<sup>2</sup>) encontrada en una cuenca de depósitos sedimentarios terrígenos; en su margen oriental se presentan rocas mesozóicas. Se considera como una de las provincias más prometedoras para el futuro.

La Provincia de Coatzacoalcos (28.600 km<sup>2</sup>) esta dividida en dos: -- Occidental y la Sonda de Campeche. La primera localizada en la cuenca del Istmo y se extiende hasta la de Sigsbee hacia el centro del Golfo; - presenta trampas de tipo estructural-estratigráfico.

La segunda, la de la Sonda de Campeche, se localiza a unos 80 km de Ciudad del Carmen, comprendida entre las líneas N 2130 y N 2170, E 580 y E 615 o latitudes 19°45' y 19°15' y longitudes 91°15' y 92°15' dentro de la Bahía de Campeche (Fig. 1). La Sonda está limitada por el talud occidental de una paleoplataforma Mesozóica-Cenozóica cubierta por sedimentos terrígenos; en esta zona se han llevado a cabo los más recientes descubrimientos para la explotación de hidrocarburos, provenientes de formaciones dolomíticas porosas del Terciario y del Mesozóico, presentando espesores hasta de 1000 m. Al oriente existen los anticlinales asimétricos y afallados, hacia el centro y sur los diapiros (Fig. 2).

La Sonda de Campeche cuenta con una superficie de 700 km<sup>2</sup> de estructuras productoras, razón por la que ha tenido el mayor auge en materia petrolífera; cuenta con los siguientes campos enunciados según su importancia: 1) Akal; 2) Nohoch; 3) Abkatun; 4) Ixtoc; 5) Ku; 6) Maloob; 7) Chac; 8) Kutz; 9) Kannab; 10) Pol y 11) Ixch. Algunos aún sin producir.



México, 1984

## LOCALIZACION DE LA SONDA DE CAMPECHE



TESIS PROFESIONAL

Fig. 1



En general, en la Bahía de Campeche se presentan con tirantes de -- agua de 37 m en el campo Abkatun; 45 en Cantarell; 49 en Ixtoc; 63 en -- Bacab y llegando a 83 m en el campo Ku.

La Provincia de Campeche (165,500 km<sup>2</sup>) originada por una plataforma Mesozóica-Cenozóica se encuentra compuesta de rocas carbonatadas y evaporitas; las trampas predominantes son de tipo estratigráfico y arrecifal, existiendo además las debidas a la topografía del basamento y a las asociadas con discordancias y paleocanales.

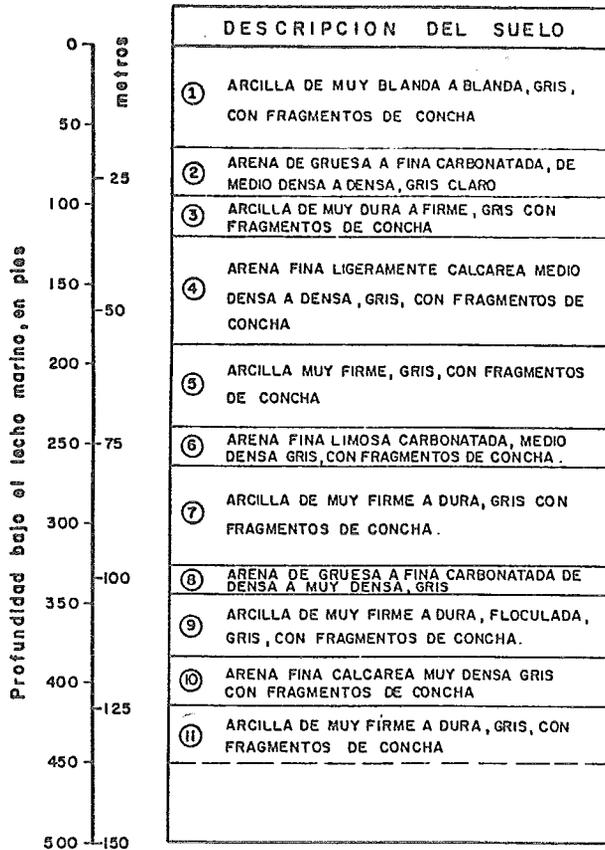
### I.1.3 Estratigrafía y Geología Superficial de la Bahía de Campeche

Como ya ha sido mencionado, la Bahía de Campeche se localiza al su-  
reste de México, constituye la prolongación de la cuenca salina del Gol-  
fo de México. Su origen data de la última orogénesis del Paleozóico en  
el que se formaron el sistema montañoso localizado hacia el sur de la re-  
gión, posteriormente se tuvieron deslizamientos hacia la cuenca por efec-  
to de las fallas encontradas en los límites con la costa. En el Jurási-  
co hubo la depositación de sales y evaporitas y en el Cretácico prosigue

ron los carbonatos y los clásticos térreos. En el Terciario viene la --  
formación de sedimentos areno-arcillosos. Dentro de la región encontra-  
mos arrecifes de coral y montículos de carbonatos.

Superficialmente se ha logrado establecer la siguiente estratigra--  
ffa: en las cercanías de la costa se define una capa de aproximadamente  
10 m de arenas densas; en seguida un suelo arcilloso de consistencia fir-  
me a dura, hacia mar adentro superficialmente encontramos material arci-  
lloso de una consistencia de blanda a muy blanda y con un alto contenido  
de agua. El espesor de las arcillas es de 25 m en la parte suroeste y -  
disminuye hacia el norte y este, sobreyace una arena carbonatada con una  
granulometría de fina a media y compacidad densa que aparece superficial-  
mente hacia el borde de la plataforma continental. Seguido a estos es--  
tratos continúa la alternancia de arenas y arcillas. En la Fig. 3 se re-  
presenta el perfil estratigráfico del suelo bajo el sitio donde esta ubi-  
cada la plataforma de Cantarell 255, lo cual da una idea de como se dis-  
ponen las diferentes capas de un lugar en específico.

Los arrecifes de coral se sitúan en el estrato de las arenas carbo-  
natadas de manera aleatoria, componen montículos con una altura entre 3  
y 5 m logrando sobresalir en los lugares donde el estrato de arcillas es  
pequeño.



México, 1984

PERFIL ESTRATIGRAFICO BAJO LA  
PLATAFORMA CANTARELL 255

Fig. 3



TESIS PROFESIONAL

Las fallas y plegamientos predominan cerca de los bordes de la plataforma continental, sus desplazamientos han alcanzado los 50 m. Las fallas no alcanzan a repercutir en los estratos encontrados en los primeros 75 m de profundidad, y son generadas a causa de los movimientos de los domos salinos profundos.

El gas detectado superficialmente supuestamente es de tipo biogénico, y principalmente se localiza entre los 19°00 de latitud y la línea costera; en el campo Pol se tiene la evidencia de una depresión cuyas dimensiones son de 125 m de diámetro por 24 m de profundidad que fue ocasionado por un escape violento de gas.

En el Pleistoceno por un descenso del nivel del mar se crearon ríos que posteriormente fueron rellenados, creándose los paleocanales, son de dimensiones pequeñas y presentan una topografía sub-superficial muy irregular, uno del que se tiene conocimiento se encuentra a 15 km mar adentro de la Terminal Marítima de Dos Bocas.

#### I.1.4 Factores del Lecho Marino en la Bahía de Campeche que repercuten en el Diseño de las Tuberías.

Las tuberías submarinas están sustentadas por el estrato más superficial; como se menciona en el inciso anterior, se compone de arcillas blandas a muy blandas, de color gris oscuro encontrándose en combinación con fragmentos de conchas, su espesor varía de los 5 a los 25 m. No obstante, existen lugares con material arenoso en las cercanías de las desembocaduras de los ríos y zonas con arrecifes de coral cercanos a la costa. La resistencia al corte de las arcillas varía entre 0.03 y 0.2 kg/cm<sup>2</sup>; sin embargo llegan a alcanzar el 0.3 kg/cm<sup>2</sup>; para fines prácticos se considera 0.1 kg/cm<sup>2</sup>. Los índices de plasticidad están entre 22 y 75 que nos indican que poseen una alta plasticidad, su límite líquido cercano al contenido natural de agua varía entre 45 y 100%. Para las arcillas limosas o arenosas tenemos límites líquidos hasta del 30%. En cuanto a la sensibilidad determinada en muestras inalteradas y remodeladas con pruebas de cortante con veleta miniatura muestran una variación de 2 a 7, considerando el 3 como el valor promedio más representativo. En el Anexo No. 1 son enunciadas las propiedades del suelo que prevalecen en el Campo Akal.

En cuanto a las arenas podemos decir que se encuentran combinadas con fragmentos de concha y coral, y que pueden ser susceptibles a la licuación por sismo o por cargas cíclicas de oleaje.

La baja capacidad de carga presentada por los suelos cohesivos blan dos hace que la tubería se entierre más de lo necesario, teniéndose que depositar sacos de arena en las trincheras construídas previamente a la colocación. En casos extremos se puede cambiar la trayectoria del tendi do. A su vez los paleocanales también implican problemas de asentamien- tos diferenciales excesivos.

Como se mencionará, otro de los problemas es la licuación que puede hacer que la tubería sea desenterrada, en el caso de que lo estuviera y como consecuencia queda sujeta a movimientos laterales de oleaje y co- rrientes. Como recomendación se deben realizar pruebas para conocer la probabilidad de que el fenómeno ocurra.

El deslizamiento de los suelos suele ocurrir cerca de los delta de los ríos a causa de la mezcla de los materiales, de la variación granulo métrica, del perfil del fondo y de la acumulación progresiva de los mate- riales. En zonas donde se ve la posibilidad de deslizamientos se deben desechar para evitar consecuencias catastróficas.

La existencia de fallas en movimiento representan otros problemas - en líneas que serán instaladas, cuando no existe otra opción en la trayec- toria se recurre a reforzar la tubería en el tramo de cruce con la falla o bien, colocando válvulas de control en ambos lados de la falla y en mu

chos casos es preferible dejar sobre la superficie la tubería con lo que se evitan las restricciones por el suelo.

Para tirantes de agua pequeños y por condiciones oceanográficas extraordinarias en la Bahía de Campeche es posible la socavación, siendo recomendable anclar la tubería en las cercanías a la costa.

Los arrecifes de coral presentan una altura hasta de 5 m, resultando un obstáculo para el zanjado y una costosa inversión para la instalación de las líneas, por lo tanto cambiar la ruta de tendido resulta lo más apropiado.

Por ser una zona petrolífera, existen acumulaciones de gas en el subsuelo sobre todo en sedimentos no consolidados, que tiende a salir por las fallas, creando una disminución de la resistencia del suelo al encontrarse a una presión mayor que la hidrostática. Los sitios afectados se caracterizan por tener depresiones o cráteres, debiéndose tomar las debidas precauciones para trabajar en ellos.

## 1.2 ESTUDIOS GEOFISICOS Y GEOTECNICOS.

### 1.2.1 Estudios Geofísicos

En México la exploración geofísica marina en la plataforma continental del Golfo de México se inicia en el año de 1948 frente a las costas de los Estados de Veracruz y Tabasco, tuvo como finalidad conocer las condiciones y extensiones de los entrapamientos de hidrocarburos. En 1972 los trabajos geofísicos de sismología, gravimetría y magnetometría ayudaron a descubrir la provincia petrolífera más importante del país de la que ya se ha hecho referencia, la Sonda de Campeche.

Los métodos geofísicos son métodos de exploración indirecta que en una de sus modalidades permiten efectuar estudios de reconocimiento en zonas marinas para identificar sus rasgos geológicos, estructurales, estratigráficos y de tirante de agua, con lo cual se está en condiciones de situar los lugares más convenientes y que no representen un riesgo para la colocación de las tuberías.

Para realizar un estudio geofísico, se deben seguir las siguientes etapas:

- 1.- Recopilación de Datos y Planeación.
- 2.- Trabajo de Campo.
  - 2.1.- Equipos de Exploración.
  - 2.2.- Actividades.
- 3.- Trabajo en Gabinete.
  - 3.1.- Elaboración de Planos.
  - 3.2.- Conclusiones y Recomendaciones.

- 1.- Recopilación de Datos y Planeación.

Antes de iniciar los estudios geofísicos, se debe contar con cierta información como es la localización donde se va a ubicar el corredor, -- así como la longitud del recorrido.

Con estos datos se dibuja un croquis, generalmente constituido por 3 líneas paralelas que serán recorridas en forma longitudinal, manteniendo una separación de 150 m entre una y otra y coincidiendo la línea central con el trazo del proyecto de tendido. A su vez, sobre estas líneas se programan marcas de evento (pree-plots) para los registros a cada 150

m. Adicionalmente se proponen líneas de amarre, dispuestas en forma perpendicular a las líneas mencionadas, cuya separación será a cada 500 m - y a 150 m las marcas de evento.

En el mismo croquis se ubican las estaciones reflectoras, que servirán de apoyo al Sistema de Posicionamiento.

Dentro de la planeación, está el de organizar las brigadas con el personal que laborará en mar o en tierra.

## 2.- Trabajo de campo.

### 2.1.- Equipos de Exploración.

- 1.- Sistema de Posicionamiento.
- 2.- Sistema Medidor de Profundidad del Tirante de Agua.
- 3.- Sistema Transductor Sintonizado.
- 4.- Sistema Sonar de Barrido Lateral.
- 5.- Sistema Perfilador Estratigráfico Somero.

## 1. Sistema de Posicionamiento.

Básicamente funciona de la siguiente manera: se cuenta con una antena omnidireccional instalada en el barco que envía una señal electromagnética de alta frecuencia a las estaciones reflectoras, mismas que al regresar nos proporciona por medio de un sistema periférico, la distancia del barco a cada una de ellas para formar una triangulación. Siguiendo el método anterior y por medio de los pree-plots se puede dirigir la trayectoria de la embarcación durante el recorrido de las líneas. El Sistema de Posicionamiento cuenta con un equipo periférico que permite transformar las distancias a coordenadas y así poder corregir la dirección de la embarcación en caso de que exista alguna desviación a causa de las corrientes, oleaje e inclusive por el efecto del viento.

Para llevar a cabo el posicionamiento se utilizan comunmente dos sistemas:

- 1.a.- Sistema Shoran: Sistema de medición de corto alcance (hasta 80 km) que funciona con frecuencia entre 210 y 320 megaciclos por segundo y longitudes de onda entre 0.94 y 143 m. La posición esta dada por la intersección de 2 o más círculos imaginarios con centros en cada estación reflectora lográndose una precisión en las medidas de  $\pm 3$  m.

1.b.- Sistema Maxiran: Es un sistema de largo alcance que funciona en base al tiempo que tarda una señal radioelectrónica en viajar de la unidad móvil a las 2 ó 3 estaciones reflectoras y retornar nuevamente. La posición es determinada de igual manera que en el sistema Shoran. Opera con -- frecuencias de 426 y 444 megahertz, una es para interrogar a las estaciones por la unidad móvil y la otra para el caso recíproco. La precisión varía entre 15 y 25 m en la medición de cada distancia.

## 2. Sistema Medidor de Profundidad del Tirante de Agua.

Esta provisto de un transductor piezométrico (emite y recibe señales) llamado Ecosonda que convierte la energía eléctrica en energía de sonido transmitiéndola hacia el fondo marino, al reflejarse se transforma nuevamente en energía eléctrica, pasando posteriormente a la graficadora del sistema donde quedará registrada. El tiempo del recorrido de la onda es proporcional a la profundidad medida. Con los registros se pueden localizar burbujas de gas en el tirante de agua y anomalías batimétricas (tuberías, arrecifes de coral, etc.).

## 3. Sistema Transductor Sintonizado.

Es un sistema similar al anterior que por lo que muchas veces no es utilizado, se compone de un transductor piezométrico que emite un --- pulso acústico de alta resolución con uno o dos ciclos de frecuen--

cia y con un defasamiento en tiempo para cada señal. Al regresar - ésta es graficada en papel seco para determinarnos con una mayor -- precisión la profundidad del lecho marino, ayuda a la localización de burbujas de gas en la columna de agua y suministra perfiles del subfondo de una manera superficial. El transductor es remolcado a estribor del barco.

#### 4. Sistema Sonar de Barrido Lateral.

El transductor (Tow Fish) es remolcado por medio de un malacate y - emite un pulso acústico lateral a babor y estribor que al recibirse en la graficadora se obtienen registros en papel húmedo que muestran una perspectiva bidimensional o fotografía cilíndrica del fondo. -- Con el sistema se localizan tuberías, arrecifes de coral, montes de lodo, rastras de anclas, cráteres y formaciones producidas por la - migración ascendente de gas, lográndose cubrir franjas hasta de 1 - km de ancho.

#### 5. Sistema Perfilador Estratigráfico Somero.

Conocido también como Sistema del Pulso Acústico. Este sistema ope - ra bajo el principio del método sísmico de reflexión, que consiste en un transmisor marino colocado en un flotador (Uniboam), que se - encarga de crear un pulso acústico que al reflejarse en el fondo --

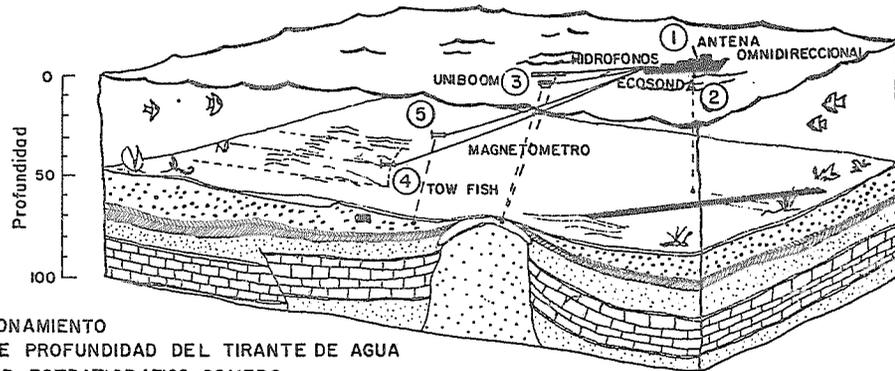
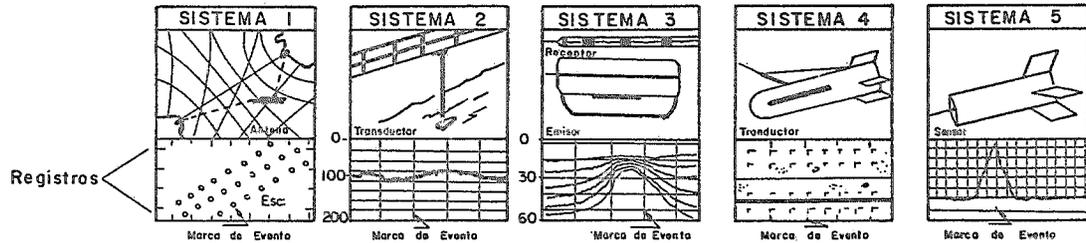
y por las diferentes capas del subsuelo (hasta 60 m de penetración) es recibido por medio de 8 hidrófonos de alta resolución conectados en serie. De aquí pasa la señal por un filtrado para eliminar reflexiones parásitas, burbujas o cavitación y por último llega a una graficadora, donde se observa el registro de la disposición de las capas del perfil recorrido en función de tiempos dobles.

La disposición de los sistemas en la embarcación permite realizar el trabajo de manera simultánea sin que exista interferencia (Fig. 4).

## 2.2.- Actividades.

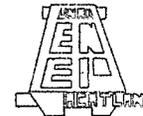
Para llevar a cabo el trabajo en campo es necesario:

- a) Ubicar estaciones reflectoras para el Sistema de Posicionamiento, otorgándoles generalmente coordenadas cartesianas en el sistema U.T.M. (Universal Transverso Mercator). Las estaciones pueden localizarse en tierra o en plataformas marinas dependiendo del alcance del equipo para cubrir el área y/o de que existan lugares que interfieran a la señal emitida. Cuando exista interferencia, ésta se evita haciendo uso de torres. Un factor -



1. SISTEMA DE POSICIONAMIENTO
2. SISTEMA MEDIDOR DE PROFUNDIDAD DEL TIRANTE DE AGUA
3. SISTEMA PERFILADOR ESTRATIGRAFICO SOMERO
4. SISTEMA SONAR DE BARRIDO LATERAL
5. SISTEMA DEL MAGNETOMETRO

## EQUIPOS DE EXPLORACION GEOFISICA



TESIS PROFESIONAL

Fig. 4

que se debe tomar en cuenta, en la ubicación de las estaciones, es que la señal sea recibida en ángulos especificados, pues de lo contrario se corre el riesgo de tener información errónea, - para tal caso se recurre a cambiar las estaciones sobre una poligonal abierta, previamente levantada.

- b) Instalar el equipo de exploración en una embarcación adecuada - para el buen funcionamiento de los mismos.
- c) Ejecutar el levantamiento del corredor de acuerdo a las líneas y puntos programados.
- d) Desinstalar el equipo que no se este utilizando.

### 3.- Trabajo en Gabinete.

#### 3.1. Elaboración de Planos.

Después de concluir el trabajo de campo, se recopila toda la información de cada uno de los sistemas para ser procesada en gabinete con la ayuda de grabadoras analógicas, microcomputadoras, computadoras electrónicas y graficadoras automáticas, y así poder elaborar los planos que a continuación se enuncian:

1) Plano de Posicionamiento.

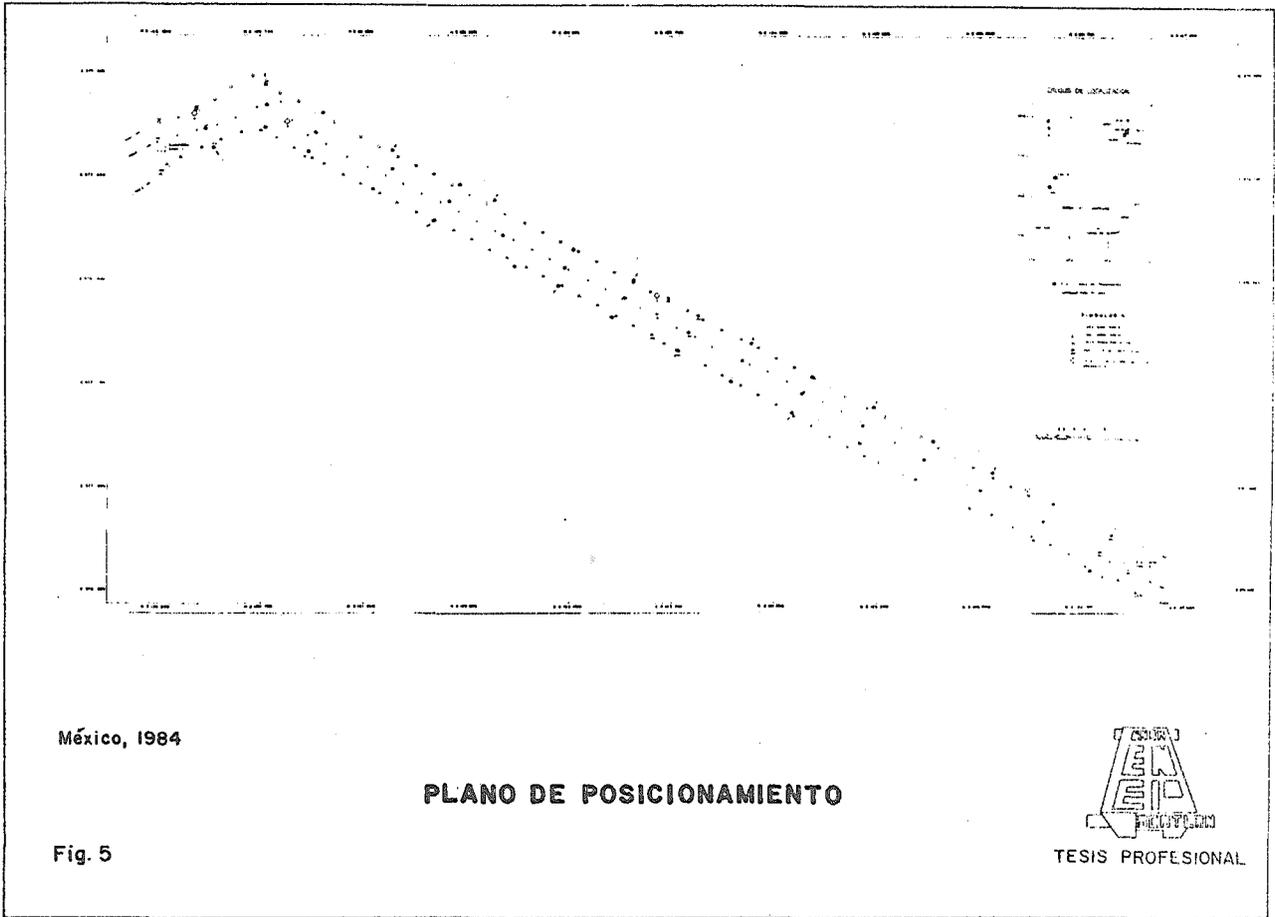
En este plano se ubican todas las líneas con los puntos levantados (post-plots) referidos a un sistema coordinado, indicando para cada uno de ellos el número que le corresponde para su identificación con los registros y el sentido de recorrido para realizar las correcciones de posición de los diferentes sensores. --- (Fig. 5)

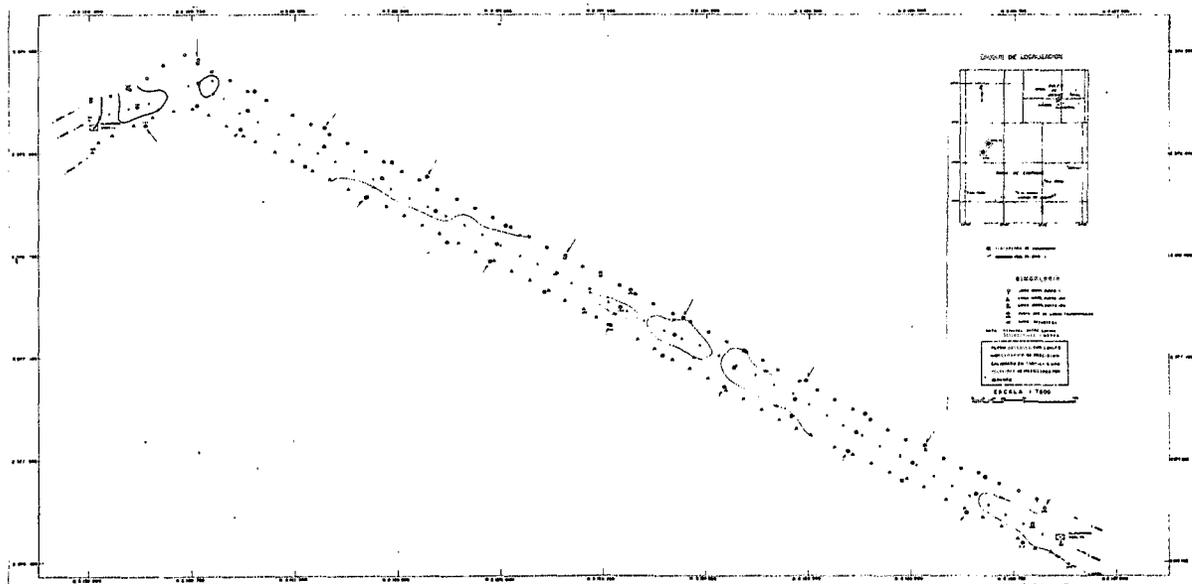
2) Plano Batimétrico.

Se elabora un plano batimétrico con el fin de conocer la topografía del suelo marino y su pendiente, recopilando la información del Sistema Medidor de Profundidad del Tirante de Agua o del Sistema Transductor Sintonizado. Para esto, se tiene que determinar la profundidad del lecho marino, partiendo de conocer la velocidad del sonido en el agua; que varía dependiendo de la temperatura y de la salinidad. Para la Sonda de Campeche anda del orden de los 1460 m/seg. Las profundidades son referidas a un plano como puede ser el nivel medio del mar o nivel de baja mar medio, para lo cual se deben corregir las lecturas de los registros por sumergencia del sensor y por mareas. (Fig. 6)

3) Plano de Isopacas.

De los registros del Sistema Perfilador Estratigráfico Somero se determina el espesor de sedimentos no consolidados (lodos) definiéndose desde el fondo del mar hasta el primer reflector con---





México, 1984

**PLANO BATIMETRICO**

Fig. 6



TESIS PROFESIONAL

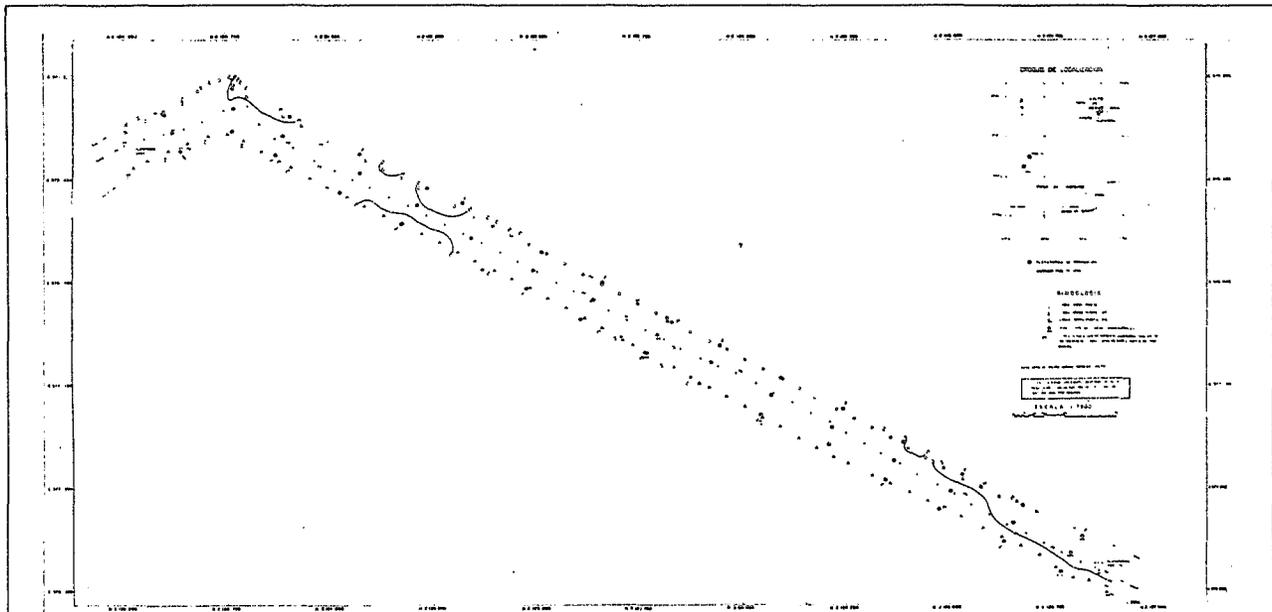
trastante y continuo de la trayectoria levantada. Como los registros están dados en tiempo dobles de reflexión, para convertirlos en profundidades se emplea una ley de velocidades deducida de los pozos perforados con fines geotécnicos o bien conociendo la densidad del suelo. Los valores son corregidos debido al desplazamiento relativo entre el emisor y el receptor al momento de estar operando. Como los resultados son vaciados a un plano estamos en condiciones de conocer la disposición de los sedimentos bajo el lecho marino. (Fig. 7)

4) Plano de Riesgos para el Tendido de Tuberfa.

Auxiliándose de la información del Sonar de Barrido Lateral se hace un plano con el fin de delimitar las características del fondo que resulten de interés al proyecto o tendido de la tuberfa como son: localización de tuberfas existentes, gas disperso, arrecifes de coral, cráteres e instalaciones diversas. (Fig. 8)

5) Perfiles.

De cada una de las líneas se hace un perfil que muestra la disposición del tirante de agua, el fondo del mar, los sedimentos no consolidados y la primera capa resistente, además de todos los eventos relevantes que presenten riesgos al tendido. (Fig. 9)



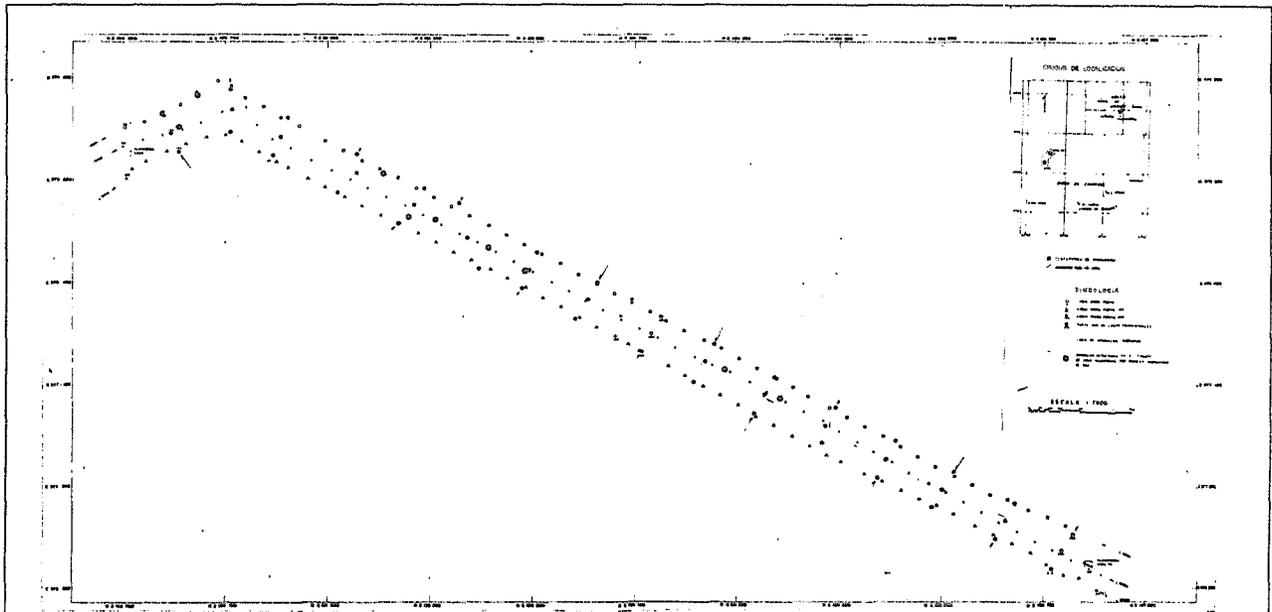
México, 1984

### PLANO DE ISOPACAS

Fig. 7



TESIS PROFESIONAL



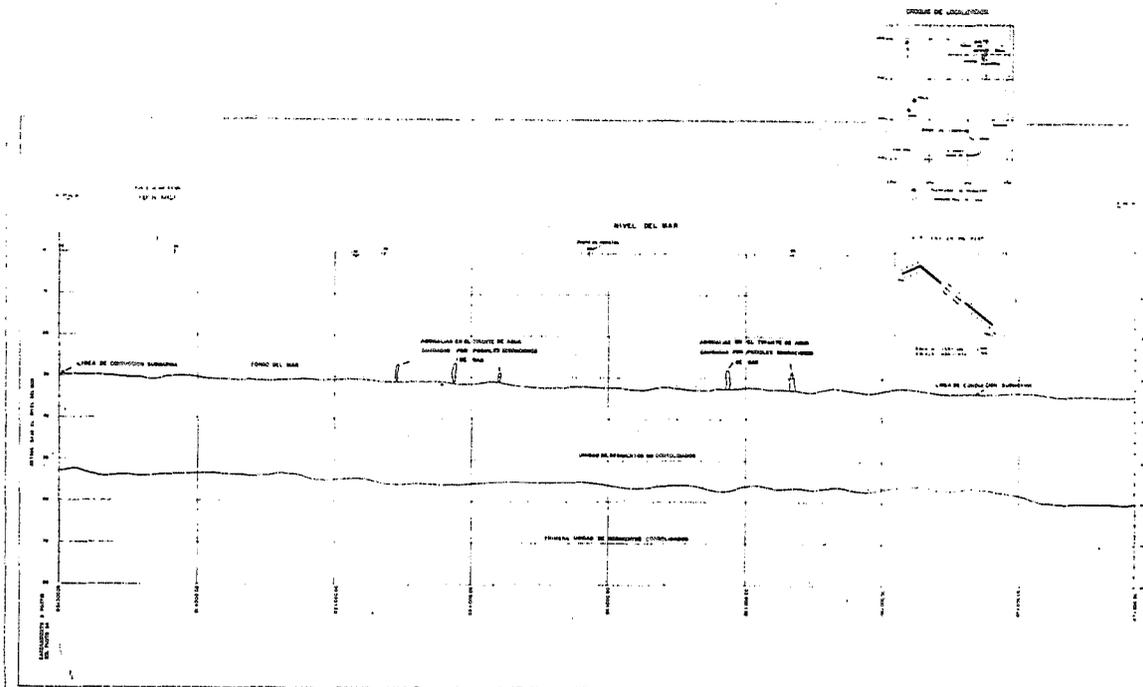
México, 1984

**PLANO DE RIESGOS PARA EL  
TENDIDO DE TUBERIAS**

Fig. 8



TESIS PROFESIONAL



### 3.2.- Conclusiones y Recomendaciones.

El objetivo de un estudio geofísico es el de definir si el tendido de tubería sobre el trazo proyectado se verá afectado por las condiciones del suelo marino o simplemente hay que realizar algunas modificaciones.

#### I.2.2 Estudio Magnetométrico

Es un método geofísico de exploración que se basa en el estudio de las propiedades magnéticas de los cuerpos que contengan minerales ferromagnesianos, utiliza como instrumento de medición el magnetómetro que registra la intensidad del campo magnético terrestre, ya que cuya dirección e intensidad varía de un punto a otro.

La intensidad magnética se mide en Gauss, en el sistema CGS, pero - tiene conversión a otras unidades también comunes como son:  $1 \text{ Gamma} = 10^{-5} \text{ Gause} = 10^{-5} \text{ Oersted} = 10^{-9} \text{ Webers/m}^2 = 10^{-9} \text{ Tesla}$ , siendo las dos primeras unidades las que principalmente se aplican en Geofísica. Físicamente un Oersted es la fuerza medida en dinas ejercida sobre una unidad de

polo magnético en un punto dado.

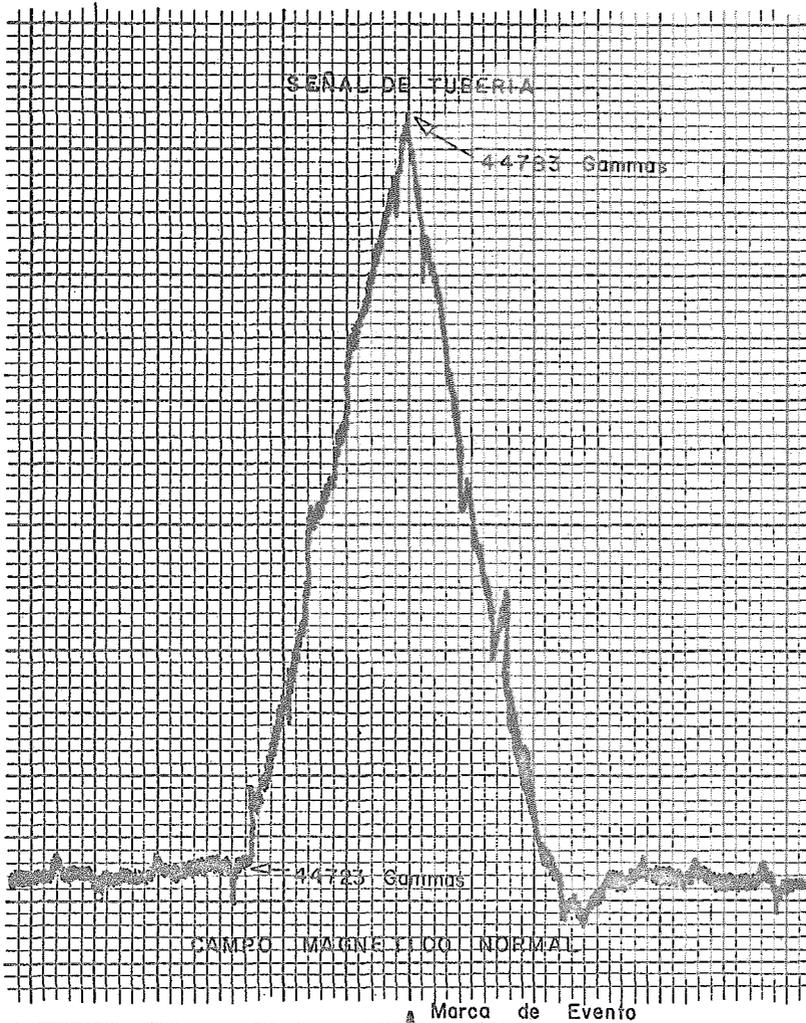
Las tuberías tienen una alta magnetización permanente y muestra anomalías de intensidad de campo que dependen de su longitud y profundidad de enterrado, factor que aprovecha el método para su localización. (Fig. 10)

De igual manera que en los estudios geofísicos, se siguen las siguientes etapas para efectuar un estudio magnetométrico:

- 1.- Recopilación de Datos y Planeación.
- 2.- Trabajo de Campo.
  - 2.1.- Equipo de Exploración.
  - 2.2.- Actividades.
- 3.- Trabajo en Gabinete.
  - 3.1.- Elaboración de Planos.
  - 3.2.- Conclusiones y Recomendaciones.

- 1.- Recopilación de Datos y Planeación.

Se elabora una retícula a base de líneas de recorrido para la zona que se pretende estudiar; la separación entre ellas debe ser mínima para asegurar un cruce al barrer con el magnetómetro.



México, 1984

REGISTRO DEL MAGNETOMETRO



TESIS PROFESIONAL

Fig. 10

## 2.- Trabajo de Campo.

### 2.1.- Equipo de Exploración.

1. Embarcación.- La embarcación puede tratarse de motolancha de motor de 50 HP que cuenta con las siguientes dimensiones: eslora (longitud) 21 pies (6.3 m) manga (ancho) 7 pies (2.1 m), calado (profundidad), máximo 2 pies (0.6 m). Debe contar con un compartimiento especial para la instalación del equipo electrónico, que permita su óptima operación. La lancha con el calado indicado son porque permiten continuar con el estudio en las cercanías con la costa. Para los trabajos mar adentro se utilizan embarcaciones con mayores dimensiones.
2. Sistema de Posicionamiento.- Se utiliza el sistema de posicionamiento según el tipo de trabajo que se ha planeado, sirve para hacer el recorrido de la retícula programada.
3. Sistema de Detección de Campo Magnético.- El sistema se compone principalmente de un magnetómetro que mide la intensidad del campo magnético; alcanza una precisión de  $\pm 10$  gammas, por lo que su uso se enfoca principalmente a la

búsqueda de cuerpos metálicos que presenten alguna anomalía al compararse con el campo magnético que prevalece en la región. El magnetómetro es calibrado dependiendo del campo existente en el lugar, en la zona de Campeche anda alrededor de 45 000 gammas, está compuesto de un embobinado toroidal, balanceado por calibración que se encuentra sumergido en un fluido de hidrocarburo que lo hace sensible a la aplicación magnética. Opera bajo el fenómeno de la orientación de protones originado por el movimiento de sus espines que el campo terrestre induce en su bobina con una frecuencia cuya tensión puede ser medida.

El magnetómetro es remolcado por la embarcación, mide el valor de la intensidad del campo a intervalos periódicos de 3 lecturas por segundo, la presentación de la información se puede graficar en escalas de 25, 50, 100, 200, 250, 500, 1000 y 2000 gammas, a lo ancho del papel con almacenamiento de información con una computadora en forma simultánea.

4. Consola Electrónica.- Incluye los circuitos electrónicos para procesar la señal obtenida del campo magnético terrestre en unidades de gammas, puede amplificar la señal y fun

ciones de control del sistema.

5. Cables.- Sirven para conectar los equipos del sistema como son: la consola, la fuente de energía, el equipo periférico y el magnetómetro.
6. Graficadora.- La graficadora tiene 2 plumillas, una para marcar el valor de la magnitud del campo terrestre y la otra para marca de evento. La graficadora emplea papel de 40 m de largo por 25 cm de ancho y las velocidades de graficación es de 5, 2.5, 1.25 y 0.6 cm/min.

## 2.2.- Actividades.

- a) Ubicar estaciones reflectoras para el Sistema de Posicionamiento, siguiendo la misma secuencia que para los estudios geofísicos.
- b) Instalar el equipo en la embarcación adecuada.
- c) Ejecutar el levantamiento del corredor de acuerdo a las líneas y puntos programados.
- d) Si se conocen los extremos de la tubería, es posible inducir corriente directa para aumentar la intensidad del campo magnético

y así ayudar a la detección. Por ejemplo un ampere de corriente a través de una tubería de longitud infinita produce 10 gammas - más a 60 ft (18 m) de distancia.

### 3.- Trabajo en Gabinete.

#### 3.1.- Elaboración de Planos.

La latitud geográfica implica diferentes representaciones de la señal para un mismo cuerpo varían en amplitud y longitud. Esto es tomado en cuenta durante la etapa de interpretación.

Generalmente se elaboró un único plano, primero vaciándose todos -- los puntos del posicionamiento referidos a un sistema coordinado, anexando el croquis de localización donde se llevó a cabo el estudio; después son representados los valores de intensidad de campo para cada punto ya con la corrección por la disposición antena sensor, y finalmente se configura con curvas isogammas.

En el caso de que se haya inducido una corriente, se hace una corrección a los valores, restando el número de gammas correspondiente.

### 3.2.- Conclusiones.

La configuración de las curvas de isogamas, permite conocer la localización de la tubería, pero no la profundidad real, debido a que no se cuenta con los datos referentes al espesor y composición de ésta. Para definir que se trata de una línea de conducción se parte del conocimiento del número de gammas que debe producir con respecto al campo prevalenciente en el lugar.

### I.2.3. Estudios Geotécnicos.

La colocación de la tubería en el fondo marino se debe realizar con la suficiente información de la zona. Con los estudios geofísicos se ha visto la forma de estudiar al suelo marino de una manera indirecta, pero no es suficiente, ahora entramos a la investigación de las condiciones del

suelo en forma directa para conocer: la capacidad de carga, deformaciones, tendencia a la licuación en el caso de arenas, etc., en base al conocimiento de las propiedades índice y mecánicas dadas a partir de efectuar estudios geotécnicos a lo largo del trazo de la línea de conducción.

Es conveniente dividir el estudio geotécnico marino en varias etapas para su correcta ejecución:

1. Recopilación de Datos y Planeación.
2. Trabajo de Campo.
  - 2.1. Exploración.
  - 2.2. Muestreo.
  - 2.3. Pruebas in situ.
  - 2.4. Interpretación de datos.
3. Trabajo en Laboratorio.
  - 3.1. Laboratorio en el Barco.
  - 3.2. Laboratorio en Tierra.
4. Análisis.
  - 4.1. Determinación de los Parámetros de Diseño.
  - 4.2. Criterio de Análisis.
  - 4.3. Cálculos.
  - 4.4. Conclusiones y Recomendaciones.
5. Instrumentación.

## 1. Recopilación de Datos y Planeación.

Esta etapa consiste en reunir la información de los estudios geológicos, oceanográficos, climáticos y geofísicos para definir la mejor manera de hacer el estudio geotécnico.

## 2. Trabajo de Campo.

Los trabajos de campo consistirán en la obtención de muestras, tanto alteradas como inalteradas, provenientes de sondeos de localización conocida. Asimismo, se efectuarán pruebas in situ por medio de veleta operada a control remoto desde el barco.

### 2.1.- Exploración Directa.

La exploración es efectuada desde un barco con dimensiones mínimas para maniobras y almacenaje de los materiales y equipo necesario para realizar los sondeos.

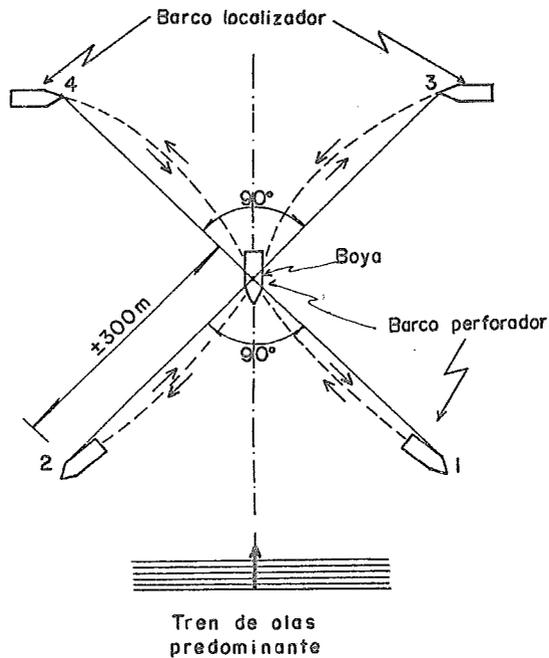
El barco se coloca en el sitio correcto ayudado por otra nave posicionadora que cuente con el equipo electrónico adecuado. Una vez -

posicionado, el barco perforador se fija por medio de cuatro anclas o simplemente maniobrando con vista a popa dirigiéndolo hacia el -- tren de olas predominante para disminuir el movimiento del balanceo, permitiendo el de cabeceo, que no resulta ser tan crítico durante -- la perforación (Fig. 11).

El sondeo se realiza mediante una perforación de capacidad adecuada, haciendo descender la tubería de perforación por un tubo que atra-- viesa el barco desde la cubierta hasta el fondo del casco; en el -- caso de no existir, puede hacerse por un costado del mismo.

## 2.2.- Muestreo.

Para la obtención de muestras del suelo marino a lo largo del trazo de tendido, se planean tanto sondeos someros a 2.0 m de profundidad y a cada 2 km, como sondeos a 6.0 m de profundidad y a cada 12 km. Los primeros son mediante muestreador por gravedad y los segundos -- utilizando el método de pistón (piston core).



México, 1984

**POSICION DEL BARCO MUESTREADOR  
AL SER ANCLADO**

Fig. II

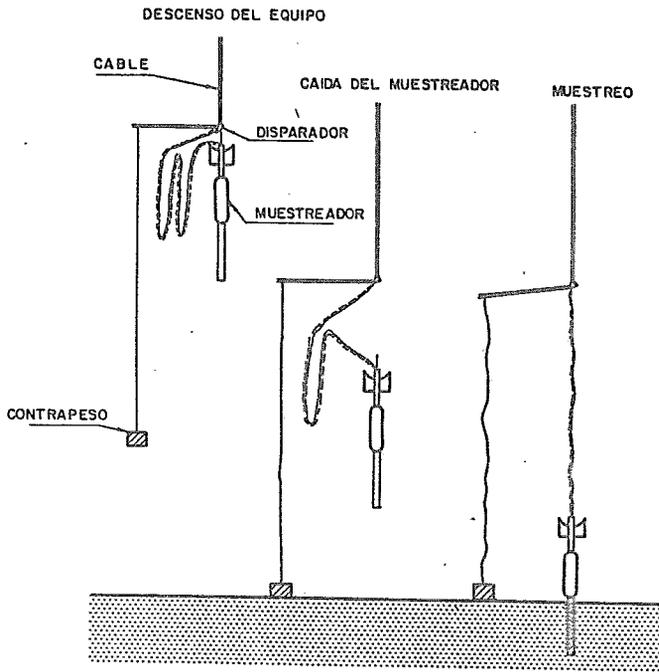


TESIS PROFESIONAL

El muestreador por gravedad (drop core) consta básicamente de una - sección formada por un cabezal pesado con aletas estabilizadoras. - El muestreador lleva en su interior un tubo de plexiglass de 4.4 cm (1.75") de diámetro interior y aproximadamente 5.0 cm (2") de diámetro exterior en el cual queda alojada la muestra (Fig. 12). Tiene una zapata con reducción de la pared del barril y una canastilla de lenguetas que se encuentran colocadas en el extremo inferior del barril muestreador que ayuda a reducir al máximo la alteración de la muestra durante su obtención en el terreno y para evitar que ésta - se salga del tubo de plexiglass durante su recuperación.

El peso utilizado para llevar a cabo el muestreo puede variarse, -- cambiando el número de pesas en el cabezal, comunmente va de 400 a 800 lbs (181.4 a 362.8 kg). Sin embargo, el peso es función de las condiciones del terreno y se escoge aquel que permita una óptima penetración. La recuperación de la muestra está limitada por la consistencia del suelo.

Cuando se vaya a efectuar el muestreo, el equipo es colocado a un - lado de la embarcación por medio de un sistema de marco y malacate. El muestreador se suelta y se deja caer libremente lográndose la penetración por el peso propio del aparato. Una vez recuperado el --



México, 1984

**MUESTREADOR POR GRAVEDAD**

Fig. 12



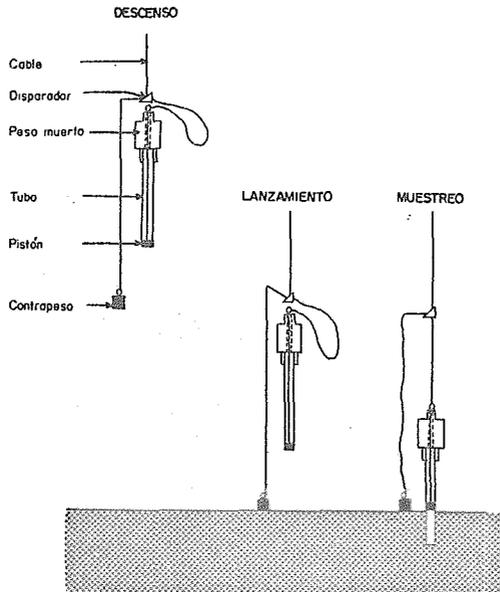
TESIS PROFESIONAL

muestreador por medio de un malacate, es llevado a cubierta del barco donde se quita la zapata y la canastilla y se saca del barril el tubo de plexiglass conteniendo la muestra. Dicho tubo se recorta al tamaño requerido, se tapan ambos extremos y se sellan para evitar cambios de humedad, finalmente se identifica con el número de muestra, fecha y localización.

Las muestras de suelo marino hasta una profundidad de 6.0 m (20 ft) por debajo del lecho, se obtienen usando un muestreador accionado por medio de un pistón (Fig. 13). Consiste básicamente de una sección con el barril muestreador y una segunda sección formada por una cabeza con un peso de 1000 lb (453.6 kg) y aletas para estabilizar la unidad mientras cae dentro del agua; un tubo de plexiglass de 8.9 cm (3.5") de diámetro interior y 9.8 cm (3.85") de diámetro exterior se inserta dentro del barril y se asegura mediante una zapata cortante y una canastilla.

En el interior del tubo de plexiglass se coloca al pistón inmediatamente arriba de la zapata, o sea, en la parte inferior del barril, quedando sujeto por un cable.

Al igual que el muestreador por gravedad, la unidad se encuentra instalada a un lado de la embarcación sostenida por un sistema de mar--



México, 1984

**MUESTREADOR POR PISTON**

Fig. 13



TESIS PROFESIONAL

co y malacate. El muestreador se suelta y se deja caer libremente hasta el suelo marino, al entrar en contacto con éste, se activa un mecanismo que hace que el cable jale al pistón hacia la parte superior del tubo a una distancia pre-determinada. El desplazamiento del pistón se arregla de tal manera que coincide con la penetración requerida del barril dentro del suelo, así se forma una succión haciendo que la porción de suelo entre al muestreador, al mismo tiempo que éste penetre al suelo por su propio peso.

La recuperación del muestreador a su vez es con un malacate eléctrico, al tenerlo en cubierta se le quitan la zapata y la canastilla y se saca el tubo de plástico del barril, el cual contiene la muestra en su interior. El tubo se recorta, si es necesario al tamaño requerido de la muestra; ambos extremos se cubren y se sellan para protegerla de los cambios de humedad. Posteriormente se marcan en forma adecuada para identificarlas por número de muestra, fecha y localización.

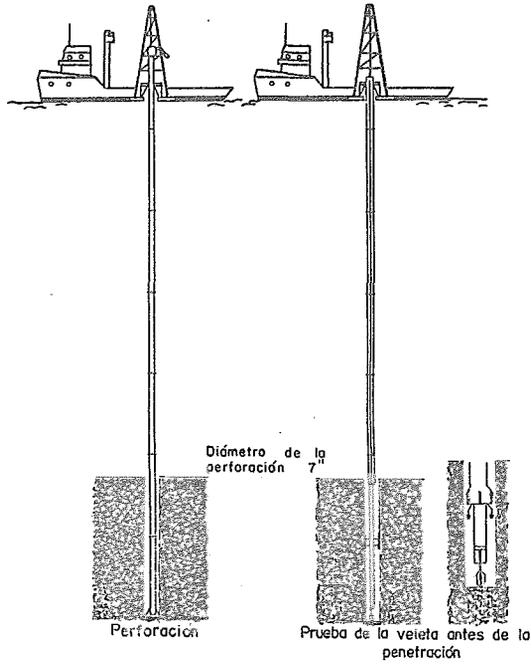
### 2.3.- Pruebas in situ.

Una medida de comparación de los resultados de laboratorio con la resistencia del fondo marino in situ, es mediante una valeta de con

troil remoto operada desde la cubierta del barco. Dicha valeta, mide la resistencia al corte sobre una muestra no drenada no consolidada, evitando la disipación del par motor a través de la tubería. El sistema se compone de una veleta, cuchillas de reacción, sistema de aplicación y medición del momento de torsión, un tubo cabezal, - un tubo martillo y un cable guía especial que lleva en su interior los cables eléctricos que transmiten las señales de la consola de control a los sistemas de aplicación y medición del par de torsión. La velocidad con que gira la veleta varía de 50 a 105°/min (Fig.14).

#### 2.4.- Interpretación de Datos.

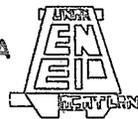
Al extraer las muestras, se va elaborando un registro de campo que permita la formación de estratigrafía preliminares, que serán corroboradas o modificadas posteriormente al realizar los ensayos de laboratorio referentes a la clasificación por medio del SUCS (Sistema Unificado de Clasificación de Suelos). En dichos registros debe -- anotarse la clasificación de campo deducida de las pruebas de dilatación, resistencia en estado seco y tenacidad, los resultados de - la valeta a control remoto, las anomalías surgidas durante la perfo



México, 1984

**PRUEBA IN SITU MEDIANTE LA VELETA  
A CONTROL REMOTO**

Fig. 14



TESIS PROFESIONAL

ración y muestreo, fecha de iniciación y terminación, tirante de --  
agua existente durante la operación, grado de alteración de las mues-  
tras, longitud recuperada y todos los datos de interés para determi-  
nar las condiciones del subsuelo.

### 3.- Trabajo en Laboratorio.

En esta fase, las muestras se ensayan tanto en un laboratorio monta-  
do en el barco perforador, como en otro más completo instalado en -  
tierra.

#### 3.1.- Laboratorio en el Barco.

La conveniencia de efectuar pruebas a bordo de la nave muestreadora,  
consiste en que las muestras han sufrido una alteración mínima debi-  
do a la perforación y a la extracción de la misma; mientras que en  
el laboratorio en tierra, los especímenes se ensayan con un tiempo  
posterior y los resultados son menos representativos.

Los ensayos en el laboratorio del barco principalmente son los si-  
guientes:

- Resistencia al corte con valeta miniatura y/o con torcómetro antes de extraer la muestra del muestrero.
- Resistencia a la compresión en muestras no confinadas.
- Reacción al ácido clorhídrico.

Para efectuar las pruebas, el laboratorio debe contar con el equipo mínimo para ejecutarlas como es un extractor de muestras, consolidómetro, torcómetro, veleta, balanza de precisión, horno eléctrico, - etc.

### 3.2.- Laboratorio en Tierra.

Un laboratorio fijo tiene la ventaja de contar con una mayor diversificación de pruebas y una mejor precisión en los resultados. En éste caso, los ensayos más comunes son:

- Identificación, clasificación visual y determinación del contenido de humedad a cada 30 cm de muestra recuperada.
- Obtención de los Límites de Atterberg a cada 90 cm, efectuándose cuando menos una prueba de este tipo en cada muestra.
- Análisis granulométrico por mallas a cada 90 cm en caso de tratarse de suelos friccionantes o porcentaje de finos si el material es cohesivo.

- Determinación del contenido de carbonatos cuando menos a cada 90 cm de muestra recuperada.
- Pruebas triaxiales no consolidadas no drenadas en probetas de suelo seleccionadas en base a su consistencia, para poder labrarla y que entre en el anillo de consolidación.
- Prueba de consolidación unidimensional con saturación inicial --- cuando las muestras puedan labrarse dentro del anillo de consolidación.
- Resistencia a la compresión no confinada en suelos cohesivos ó -- cohesivos-friccionantes.
- Cuando se realicen los cuatro ensayos anteriores, deberán programarse pruebas de densidad de sólidos y peso volumétrico natural - para poder evaluar las propiedades tales como la relación de vacíos, peso volumétrico seco y grado de saturación.

#### 4.- Análisis.

Una vez clasificados y ensayados los especímenes, es posible conocer las características del suelo a lo largo del trazo donde se ubicará la tubería, así como las propiedades índice y mecánicas de los materiales, que nos determinarán la ruta más factible y el tipo de sustentación de la línea.

#### 4.1.- Determinación de los Parámetros de Diseño.

De los resultados de las pruebas aplicadas a los especímenes, se conocen las características del suelo marino tales como contenido natural de humedad, tamaño y distribución de los granos, límites líquido y plástico, cohesión del material, ángulo de fricción interna junto con la envolvente de falla, relación de vacíos y asentamientos esperados para diferentes períodos de tiempo.

#### 4.2.- Criterios de Análisis.

Después de conocer la clasificación del suelo en cohesivo, friccional o una combinación de ambos entramos a la aplicación de alguna teoría, la mejor para el fenómeno que se está analizando.

Uno de los fenómenos que con mayor cuidado es estudiado es el de capacidad de carga del terreno que servirá de apoyo a la tubería, el cual no solo depende de las propiedades mecánicas del suelo, sino también de la geometría de la estructura.

Con respecto a los asentamientos, su magnitud debe limitarse, debido a que los esfuerzos a que se somete la estructura se incrementan

al deformarse el suelo en contacto. El mayor problema lo presentan los suelos cohesivos en que los hundimientos se producen muy lentamente, en cuanto a los suelos granulares se dan durante la etapa de tendido.

#### 4.3.- Cálculos.

Una vez identificadas las teorías a aplicar y conocidos los parámetros de los materiales, aparece la etapa numérica para el cálculo de la capacidad de carga y asentamientos. Debiéndose revisar con cuidado cada uno de los pasos seguidos.

#### 4.4.- Conclusiones y Recomendaciones.

Son un resumen hacia donde convergen todos los resultados de los ensayos y las evaluaciones de la capacidad de carga y asentamientos, determinándose así si el trazo es el correcto y el tipo de apoyo también. Se indica la profundidad de enterrado o si se requiere una protección adicional en caso de existir alguna falla activa o la presencia de gas.

## 5.- Instrumentación.

La finalidad que persigue la instrumentación dentro de la Geotécnica es el de corroborar las teorías utilizadas y verificar el buen comportamiento y seguridad de la línea, efectuando mediciones periódicas. La instalación de celdas de presiones y bancos de nivel fijos para los desplazamientos servirán como instrumentos, sin embargo, - debido a lo elevado de su costo no han sido colocados hasta ahora - en ninguna línea de conducción de la Bahía de Campeche.

### I.3 CONDICIONES DE OLEAJE Y CORRIENTES

#### I.3.1 Viento y Mareas

Antes de adentrarse a examinar la influencia del oleaje y corrientes sobre las estructuras colocadas en el lecho marino se analizarán algunos aspectos de los fenómenos con que están íntimamente relacionados: como -- son el Viento y las Mareas, los cuales servirán como apoyo en varias etapas del proceso.

El viento es la circulación debido a los cambios de temperatura en la atmósfera de masas de aire más o menos paralelas a la superficie terrestre. Cuando el aire es calentado su densidad disminuye y asciende, a su vez, es remplazado por aire frío; esta conversión atmosférica genera los vientos.

La dirección, frecuencia e intensidad de una zona en particular, para un período de tiempo, es representada gráficamente por una Rosa de -- los Vientos, y en si la fuerza que ejerce ha sido clasificada en la esca

la establecida por Admiral Beaufort, conocida por Escala Beaufort, en la cual el rango de intensidad esta dado del 0 al 12 y cada número nos indica aproximadamente su velocidad y descripción (Fig. 15).

Si nos interesa conocer la presión del viento sobre una estructura recurrimos a la proporción:

$$p = k_0 v^2 \quad (I.3.1)$$

donde  $k_0$  es una constante y toma el valor de 0.0363; cuando la velocidad  $v$  está en kilómetros por hora y  $p$  en kilogramos por metro cuadrado.

Las mareas es el período de elevación y descenso de las aguas oceánicas producidas por la atracción de la luna y el sol. En promedio las mareas altas ocurren cada 12 horas con 25 minutos y se debe a que una revolución lunar alrededor de la Tierra se logra en 50 minutos más que el día solar. Las mareas están influenciadas por la posición que guardan - ambos astros, no obstante, que la luna ejerce más dominio sobre la Tierra.

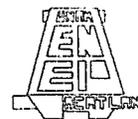
En sitios específicos la configuración de su costa y la profundidad del suelo marino harán variar el comportamiento de las mareas, es por esto, que la Secretaría de Marina publica anualmente gráficas de mareas pa

NUMERO DE BEAUFORT	DESCRIPCION	VELOCIDAD EN Km/hr
0	Calma	0 - 2
1	Aire ligero	2 - 5
2	Brisa leve	7 - 13
3	Brisa suave	15 - 22
4	Brisa moderada	24 - 33
5	Brisa fresca	35 - 44
6	Brisa fuerte	46 - 57
7	Vendaval moderado	59 - 70
8	Vendaval fresco	72 - 85
9	Vendaval fuerte	87 - 100
10	Vendaval total	102 - 117
11	Tormenta	119 - 140
12	Huracán	Arriba de 140

México, 1984

### ESCALA DE BEAUFORT

Fig. 15



TESIS PROFESIONAL

ra diversos puntos de la República, ahí se podrán denotar los niveles -- máximo, medio y mínimo de las mareas llamadas respectivamente pleamar, - nivel medio del mar y bajamar.

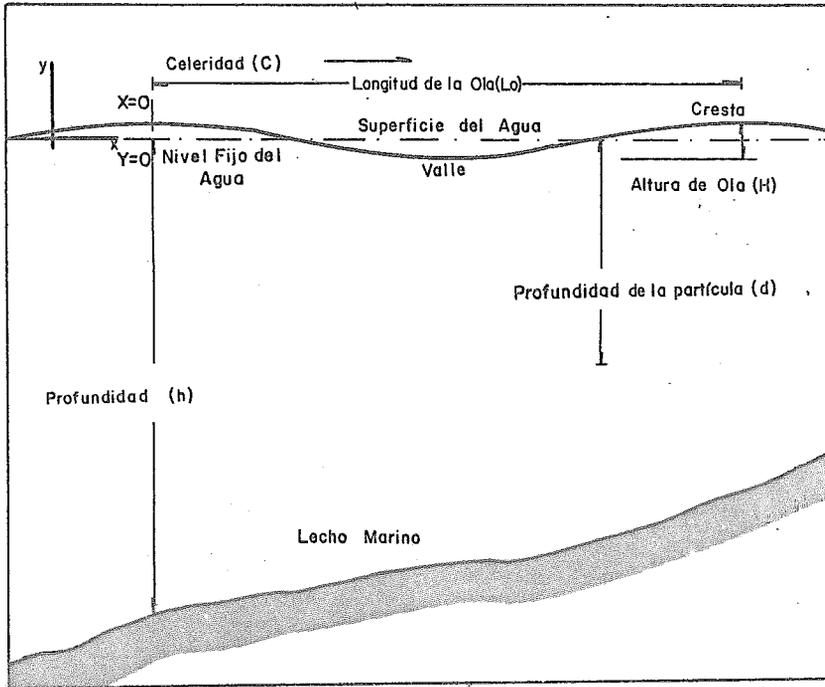
### 1.3.2 Oleaje

El oleaje son ondas de forma irregular que viajan por la superficie del agua y que son originadas principalmente por el esfuerzo tangencial del viento, aunado a los fenómenos de tensión superficial, viscosidad, - mareas y sismo.

Considerando a una ola como onda, se le han asignado las siguientes características (Fig. 16):

1. Longitud de ola  $L_o$ : Distancia entre crestas consecutivas.
2. Altura de ola  $H$ : Distancia vertical entre cresta y valle.
3. Período  $T$ : Es el tiempo que tarda una ola en recorrer la distancia  $L_o$ .
4. Celeridad de la ola  $C$ : Es la longitud  $L_o$  entre el período  $T$ , o sea:

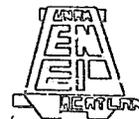
$$C = \frac{L_o}{T} \quad (I.3.2.)$$



México, 1984

### CARACTERISTICAS DE LA OLA

Fig. 16



TESIS PROFESIONAL

Con un instrumento de medición denominado oleógrafo que registra la amplitud y longitud de olas por lo menos durante un año y mediante observaciones periódicas que nos definan la dirección o frente de tren de --- olas, es posible deducir la ola característica del lugar que servirá para establecer las condiciones normales de operación. Para diseño se hace uso de la Estadística para obtener la ola de diseño que incluirá un período de retorno entre 10 y 15 años.

Experimentalmente se ha visto que una ola de 300 m de longitud en alta mar alcanza afectar hasta una profundidad de 150 m; tales magnitudes no ocurren en los litorales del país, en donde la máxima ola registrada ha sido de 60 m. Euler y Lagrange propusieron diferentes trayectorias de la propagación de las partículas del oleaje que sirvieron como base para el desarrollo de dos grupos de teorías: la de las Teorías Lineales o Rotacionales y la de las Teorías no Lineales o de la Ola Irrotacional (Fig. 17).

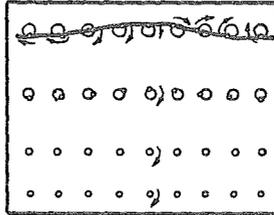
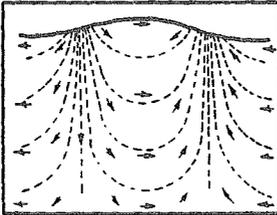
En este trabajo se ha determinado utilizar al grupo de Teorías Lineales de las cuales se enunciarán algunas:

- 1) Teoría de Airy, que trata de la Teoría Lineal Simple (Senoidal)
- 2) Teoría de Stokes o Teoría de la Ola Superficial Trocoidal.
- 3) Teoría en función de las Corrientes, que resulta ser de las más complejas.

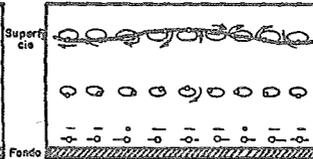
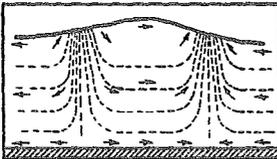
PRESENTACION  
PROGRESIVA  
SEGUN EULER

PRESENTACION  
PROGRESIVA  
SEGUN LAGRANGE

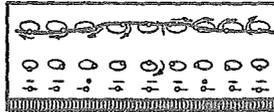
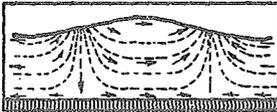
AGUAS PROFUNDAS



AGUAS INTERMEDIAS



AGUAS SOMERAS O POCO PROFUNDAS



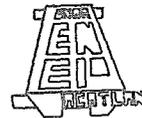
DIRECCION DEL OLEAJE

DIRECCION DEL OLEAJE

México, 1984

TRAYECTORIA DE LAS PARTICULAS  
EN UNA OLA

Fig. 17



TESIS PROFESIONAL

Cada teoría establece el rango de profundidad en que puede ser aplicada, cayendo necesariamente en alguno de los 3 casos siguientes:

- 1.- Aguas Someras o Poco Profundas.
- 2.- Aguas Intermedias.
- 3.- Aguas Profundas.

Con los datos de la ola de diseño y apoyándose en alguna Teoría seleccionada, se podrá conocer la velocidad y aceleración en las dos componentes (vertical y horizontal) de las partículas de agua a diferentes -- profundidades y que serán tomadas en cuenta al evaluar las fuerzas que -- influyen en la estabilidad de las tuberías colocadas en el lecho marino.

Por ahora, solo se darán las componentes de la velocidad y aceleración en los rangos de profundidad mencionadas, haciendo referencia a la teoría utilizada.

Para entrar a la evaluación de cualquiera de las ecuaciones relacionadas con el oleaje, primeramente se debe calcular la longitud de ola --  $L_o$ , a partir del período con la expresión:

$$L_o = \frac{g}{2\pi} T^2 \quad (I.3.3.)$$

asimismo, es necesario conocer la longitud de ola  $L_h$  a la profundidad que se localiza la tubería mediante la fórmula:

$$L_h = L_0 \tanh \frac{2\pi d}{L_h} \quad (I.3.4.)$$

además de que:

$Y$  = Distancia vertical desde el nivel fijo del agua hasta la partícula con signo (-).

$d$  = Profundidad de la partícula con signo (+).

$X$  = Distancia medida en dirección del avance de la ola desde la -- cresta de ésta.

$t'$  = Tiempo medido desde que la cresta pasa por el centro del objetivo.

$g$  = Aceleración de la gravedad.

$e$  = Base de los logaritmos neperianos.

1.- Aguas Someras o poco Profundas.

Teoría de Olas Progresivas, a un tiempo fijo.

Rango de Aplicación

$$\frac{d}{L_h} < \frac{1}{20} \quad (I.3.5.)$$

## a) Componentes Horizontales:

- Velocidad

$$u_h = \frac{L_h H}{2T d} \quad (I.3.6.)$$

- Aceleración

$$\dot{u}_h = \frac{H \pi^2 L_h}{T^2 d} \quad (I.3.7.)$$

## b) Componentes Verticales:

- Velocidad

$$u_v = \frac{\pi H}{T} \left(1 + \frac{Y}{d}\right) \quad (I.3.8.)$$

- Aceleración

$$\dot{u}_v = \frac{2 \pi^2 H}{T^2} \left(1 + \frac{Y}{d}\right) \quad (I.3.9.)$$

## 2.- Aguas Intermedias.

Teoría de Stokes para Aguas Estacionarias.

Rango de Aplicación

$$\frac{1}{20} \leq \frac{d}{L_h} < \frac{1}{2} \quad (I.3.10.)$$

## a) Componentes Horizontales:

- Velocidad

$$u_h = \frac{\pi H}{T} \frac{\cosh(2\pi(Y+d)/L_h)}{\sinh 2\pi d/L_h} \cos 2\pi \left( \frac{X}{L_h} - \frac{t'}{T} \right)$$

- Aceleración

$$\dot{u}_h = \frac{2\pi^2 H}{T^2} \frac{\cosh(2\pi(Y+d)/L_h)}{\sinh 2\pi d/L_h} \sin 2\pi \left( \frac{X}{L_h} - \frac{t'}{T} \right)$$

## b) Componentes Verticales:

- Velocidad

$$u_v = \frac{\pi H}{T} \frac{\sinh(2\pi(Y+d)/L_h)}{\sinh 2\pi d/L_h} \sin 2\pi \left( \frac{Y}{L_h} - \frac{t'}{T} \right)$$

- Aceleración

$$\dot{u}_v = -\frac{2\pi^2 H}{T^2} \frac{\sinh(2\pi(Y+d)/L_h)}{\sinh 2\pi d/L_h} \cos 2\pi \left( \frac{X}{L_h} - \frac{t'}{T} \right)$$

En el inciso de aguas someras, se indica que las ecuaciones se dedujeron a partir de un tiempo fijo ( $t' = 0$ ) lo cual facilita los cálculos y no difieren los resultados en gran proporción con los reales. En el caso de aguas intermedias, primero se dieron en forma generalizada y ahora haciendo la misma consideración las ecuaciones se reducen a:

## a) Componentes Horizontales:

- Velocidad

$$u_h = \frac{\pi H}{T} \frac{\cosh(2\pi(Y+d)/L_h)}{\sinh 2\pi d/L_h} \quad (I.3.15.)$$

- Aceleración

$$\dot{u}_h = \frac{2\pi^2 H}{T} \frac{\cosh(2\pi(Y+d)/L_h)}{\sinh 2\pi d/L_h} \quad (I.3.16.)$$

## b) Componentes Verticales:

- Velocidad

$$u_v = \frac{\pi H}{T} \frac{\sinh(2\pi(Y+d)/L_h)}{\sinh 2\pi d/L_h} \quad (I.3.17.)$$

- Aceleración

$$\dot{u}_v = -\frac{2\pi^2 H}{T^2} \frac{\sinh(2\pi(Y+d)/L_h)}{\sinh 2\pi d/L_h} \quad (I.3.18.)$$

## 3.- Aguas Profundas:

Teoría de las Olas Progresivas, a un tiempo fijo.

Rango de Aplicación.

$$\frac{1}{2} < \frac{d}{L_h} < \infty \quad (I.3.19.)$$

## a) Componentes Horizontales:

- Velocidad

$$u_h = \frac{\pi \text{He}^{2\pi Y/L_h}}{T} \quad (\text{I.3.20.})$$

- Aceleración

$$\dot{u}_h = -\frac{2\pi^2 \text{He}^{2\pi Y/L_h}}{T^2} \quad (\text{I.3.21.})$$

## b) Componentes Verticales:

- Velocidad

$$u_v = -\frac{\pi \text{He}^{2\pi Y/L_h}}{T} = -u_h \quad (\text{I.3.22.})$$

- Aceleración

$$\dot{u}_v = \frac{2\pi^2 \text{He}^{2\pi Y/L_h}}{T^2} = -\dot{u}_h \quad (\text{I.3.23.})$$

### I.3.3 Corrientes

El movimiento de la Tierra, junto con los factores de salinidad, temperatura y oleaje influyen en el desplazamiento de grandes volúmenes de agua generándose así las corrientes: la fuerza del viento causa principalmente corrientes superficiales, induciéndole al agua diferentes velocidades.

Hasta ahora no se conocen las trayectorias de muchas de ellas a pesar de que se han venido investigando desde 1855, ni tampoco su origen y destino. Lo cierto es que ocasionalmente alcanzan velocidades suficientes para causar daños a las estructuras instaladas en el fondo del mar.

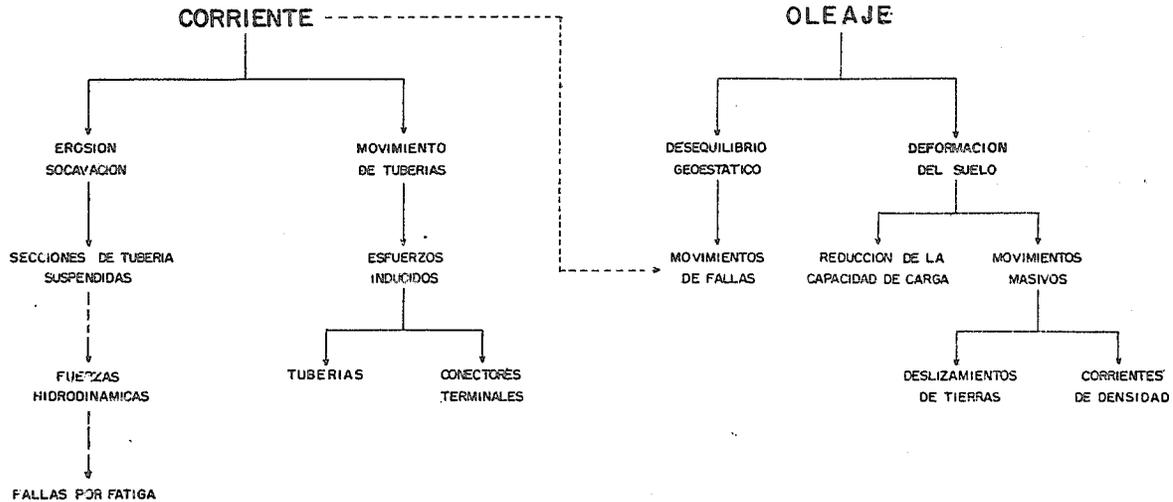
Así como es necesario conocer las velocidades originadas por las olas, debemos cuantificar las debidas a las corrientes para posteriormente sumarlas vectorialmente, y checar como afecta a la estabilidad de la estructura.

A diferencia de las olas, las velocidades y aceleraciones de las partículas de agua en las corrientes no pueden deducirse a partir de fórmulas basadas en alguna teoría, sino que es necesario realizar estudios

oceanográficos en el lugar, esto es, mediante la instalación de corrientómetros que nos indiquen la dirección y efecto de las corrientes.

Otra forma de obtener la información es con cartas oceanográficas - como las de Hydrographic Office of the U.S. Navy.

En la Fig. 18 se indican los diversos efectos que causan las corrientes y el oleaje sobre las estructuras y lecho marino.



México, 1984

## EFFECTOS DE LAS CORRIENTES Y EL OLEAJE

Fig. 13



TESIS PROFESIONAL

SIMBOLOGIA DEL CAPITULO I

C = Celeridad de la ola

Lo = Longitud de la ola

T = Período de la ola

H = Distancia vertical entre cresta y valle o altura de la ola

Y = Distancia vertical desde el nivel fijo del agua hasta la partícula con signo (-)

d = Profundidad de la partícula con signo (+)

X = Distancia medida en dirección del avance de la ola desde la cresta de ésta.

t' = Tiempo medido desde que la cresta pasa por el centro del objeto.

g = Aceleración de la gravedad.

e = Base de los logaritmos neperianos

p = Presión

v = Velocidad

ko = Constante de proporcionalidad

$u_h$  = Componente horizontal de la velocidad

$\dot{u}_h$  = Componente horizontal de la aceleración

$u_v$  = Componente vertical de la velocidad

$\dot{u}_v$  = Componente vertical de la aceleración

$\pi$  = Pi

$L_h$  = Longitud de la ola a determinada profundidad

CAPITULO II

**BASES DE  
DISEÑO**

INGENIERIA  
CIVIL



DISEÑO Y CONSTRUCCION DE TUBERIAS SUBMARIINAS PARA EL  
TRANSPORTE DE ACEITE CRUDO

## B A S E S   D E   D I S E Ñ O

### II.1 CODIGOS DE DISEÑO

#### II.1.1 Códigos a utilizar

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

Los criterios adoptados por los códigos, están de acuerdo con las  
condiciones establecidas dentro de la ingeniería e indican como evaluar  
la resistencia, durabilidad, cargas, esfuerzos y como llevar a cabo un -  
control de calidad, para que no haya una variación significativa bajo --  
condiciones de operación del sistema para el que fué diseñado.

Los códigos que a continuación se describen, no son los únicos, pe-  
ro si los que ofrecen un mayor apoyo en el diseño de tuberías marinas y de  
sus accesorios; principalmente los dos primeros que son los más apegados a  
ductos para el transporte de aceite crudo. Los demás sirven únicamente -

como complemento en alguna etapa del proceso.

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

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

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

API-5LX. Especificaciones del Instituto Americano del Petróleo. --  
"Pruebas para Tuberías".

ASA. Código de la Asociación Estandar Americana.

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

### II.1.2 Código DNV

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

Sección II. Medio Ambiente.- Describe todos los fenómenos ambientales que puedan afectar en el funcionamiento del sistema, tales como viento, oleaje, corrientes, sismicidad, comportamientos geotécnicos y geológicos, temperatura, corrosión y otros. Señala como seleccionar la ruta más adecuada, basándose en estudios batimétricos, geológicos, geofísicos y oceanográficos.

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

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

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

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

Sección VII. Fabricación de Tubos y Componentes.- Se refiere a la fabricación de las tuberías, unidas por juntas, coples o soldadura, junto con su control de calidad y pruebas necesarias para conocer la seguridad del sistema durante la operación.

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

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

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

### II.1.3 Código ANSI B31-4

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

Capítulo II. Diseño.- Para un mejor manejo, se divide el capítulo en las siguientes partes: a) Condiciones y criterios; b) Presión de diseño de los componentes de la tubería; c) Limitaciones y aplicaciones del diseño en los componentes; d) Selección y limitaciones de las juntas o uniones de la tuberías; e) Deformaciones, flexibilidad, uniones estructurales, soportes y apoyos; f) Tuberías especiales.

Capítulo III. Materiales.- Especifica las características de los materiales acerados (acero, hierro fundido ó calado, maleable y forjado o dulce), en cuanto a propiedades y limitaciones.

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

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

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

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

Capítulo VIII. Control de Corrosión.- Describe los alcances de la protección anticorrosiva interna y externa a base de recubrimientos, protección catódica o induciendo corriente eléctrica; ya sea en tuberías enterradas, sumergidas o expuestas.

#### II.1.4 Código ANSI B31-8

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

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

Capítulo III. Componentes de los Sistemas Tubulares y Construcción de Detalles.- El propósito del capítulo es proveer un conjunto de estándares que incluya: a) Especificaciones para la selección de todos los accesorios que integran al sistema; - b) Métodos aceptables para elegir conectores secundarios; c) Como prevenir los efectos por cambios de temperatura; - d) Como realizar el anclaje o el diseño de los soportes en tuberías semi o totalmente enterradas.

Capítulo IV. Diseño, Instalación y Pruebas.- Contiene los conceptos referentes a: a) Índices de densidad de población; b) Clases de localización; c) Presión de diseño; d) Espesor de tubo; e) Procedimientos constructivos; f) Pruebas después de la construcción. Todo es aplicado para hierro colado, dúctil o tubo de plástico PVC; los dos últimos son solo para gas a bajas presiones.

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

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

### II.1.5 Código API-5LX

- Sección I. Alcance.- Describe la mejor manera de aprovechar el Código, así como las limitaciones que contiene en cuanto a su aplicación.
- Sección II. Proceso de Manufacturación y Materiales.- Puntualiza las propiedades con que deben contar el tubo al formar parte del sistema.
- Sección III. Propiedades Químicas y Pruebas.- Abarca los porcentajes de los materiales y las variaciones mínimas permisibles de los componentes del tubo durante su manufacturación, junto con las pruebas llevadas a cabo durante el proceso.
- Sección IV. Propiedades Físicas y Pruebas.- Especifica las propiedades de resistencia a la tensión y a la cedencia mínima que requieren los tubos y la soldadura. A la vez, señala el número de prueba para comprobar dichas propiedades.
- Sección V. Dimensiones, Pesos y Longitudes.- Por medio de una tabulación, da a conocer las dimensiones, pesos y longitudes co-

merciales, utilizadas en el caso de cumplir con las especificaciones del Código.

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

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

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

Sección IX. Marcado y Protección.- Las tuberías manufacturadas de acuerdo con este Código deben ser marcadas para indicar tamaño o peso por unidad de longitud, resistencia, tipo de acero, presión de prueba y todas las características rele-

vantes para su identificación. En cuanto a su protección, se indicará como debe recubrirse para evitar daños durante las maniobras de instalación y transporte.

#### II.1.6 Código ASA

La American Standard Association (ASA) en 1951, mediante el Comité B31, se dió a la tarea de unificar criterios estructurales para tuberías a presión. Particularmente se enfocó al cálculo de espesores, a los requerimientos mínimos de seguridad, manufactura y esfuerzos permisibles - de trabajo.

Los códigos ASA, están divididos en las siguientes secciones:

ASA B31.1 (1955) - Tuberías para Conducción de Agua y Vapor.

ASA B31.3 (1962) - Tuberías para Refinerías Petroleras.

ASA B31.4 (1959) - Tuberías para el Transporte de Aceite.

ASA B31.8 (1963) - Tuberías para la Transmisión y Distribución de Gas.

### II.1.7 Código ASTM

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

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

## II.2 ESTABILIDAD EN LA ESTRUCTURA

### II.2.1 Fuerzas Actuantes

Para analizar la estabilidad de la tubería, es necesario conocer - las fuerzas que actúan sobre ésta, las cuales no únicamente dependen de las características de la tubería y de las condiciones ambientales, sino también de la forma de apoyo con el suelo (Fig.19 ). Denotaremos como:

Fuerza Vertical,  $F_V$

Fuerza Horizontal,  $F_H$

Capacidad de Carga,  $F_C$

Peso de la Tubería,  $F_W$

Fuerza Boyante,  $F_B$

Fuerza Ascensional,  $F_L$

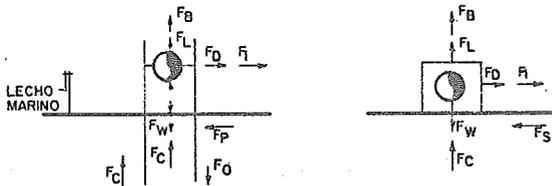
Resistencia a la Extracción,  $F_O$

Resistencia al Deslizamiento,  $F_S$

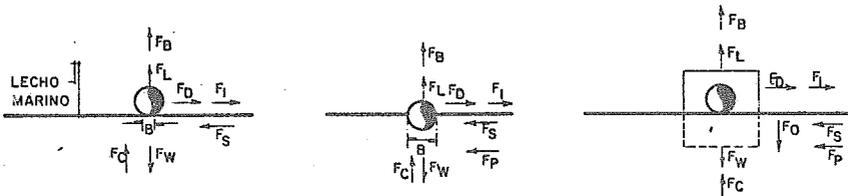
Fuerza de Arrastre,  $F_D$

Fuerza de Inercia,  $F_I$

### TUBERIA SIN ASENTAR



### TUBERIA COLOCADA SUPERFICIAL O PARCIALMENTE ENTERRADA

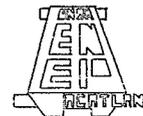


### TUBERIA ENTERRADA



México, 1984

### FUERZAS ACTUANTES EN LA TUBERIA



TESIS PROFESIONAL

Fig. 19

Resistencia Pasiva del Suelo,  $F_p$

Fuerza de Impacto,  $F_x$

Únicamente las fuerzas ascensional, arrastre e inercia son consideradas hidrodinámicas.

Cada una de las fuerzas son determinadas por unidad de longitud y actuando dentro de un plano bidimensional en el que se tiene únicamente dos componentes: vertical y horizontal.

## II.2.2 Estabilidad Vertical de la Tuberfa

- Capacidad de Carga ( $F_c$ )

Interacción Suelo-Tuberfa. Partiendo de la relación de Terzaghi:

$$q_u = 1/2 \gamma' B N_{\gamma}' + c N_c + \gamma' N_q H' \quad (II.2.1.)$$

Considerando la Fig. 20. Donde:

$$B = 2 \sqrt{j(Do_c - j)} \quad j \leq Do_c/2 \quad (II.2.2.)$$

$$B = j \quad j > Do_c/2 \quad (II.2.3.)$$

Por la forma de la tubería, la falla por capacidad de carga puede presentarse de tipo local; el mismo Terzaghi sugiere para tal caso, utilizar  $\phi'$  y  $c'$  determinados como:

$$\tan \phi' = 2/3 \tan \phi \quad (II.2.4.)$$

$$c' = 2/3 c \quad (II.2.5.)$$

modificándose la relación anterior de la siguiente manera:

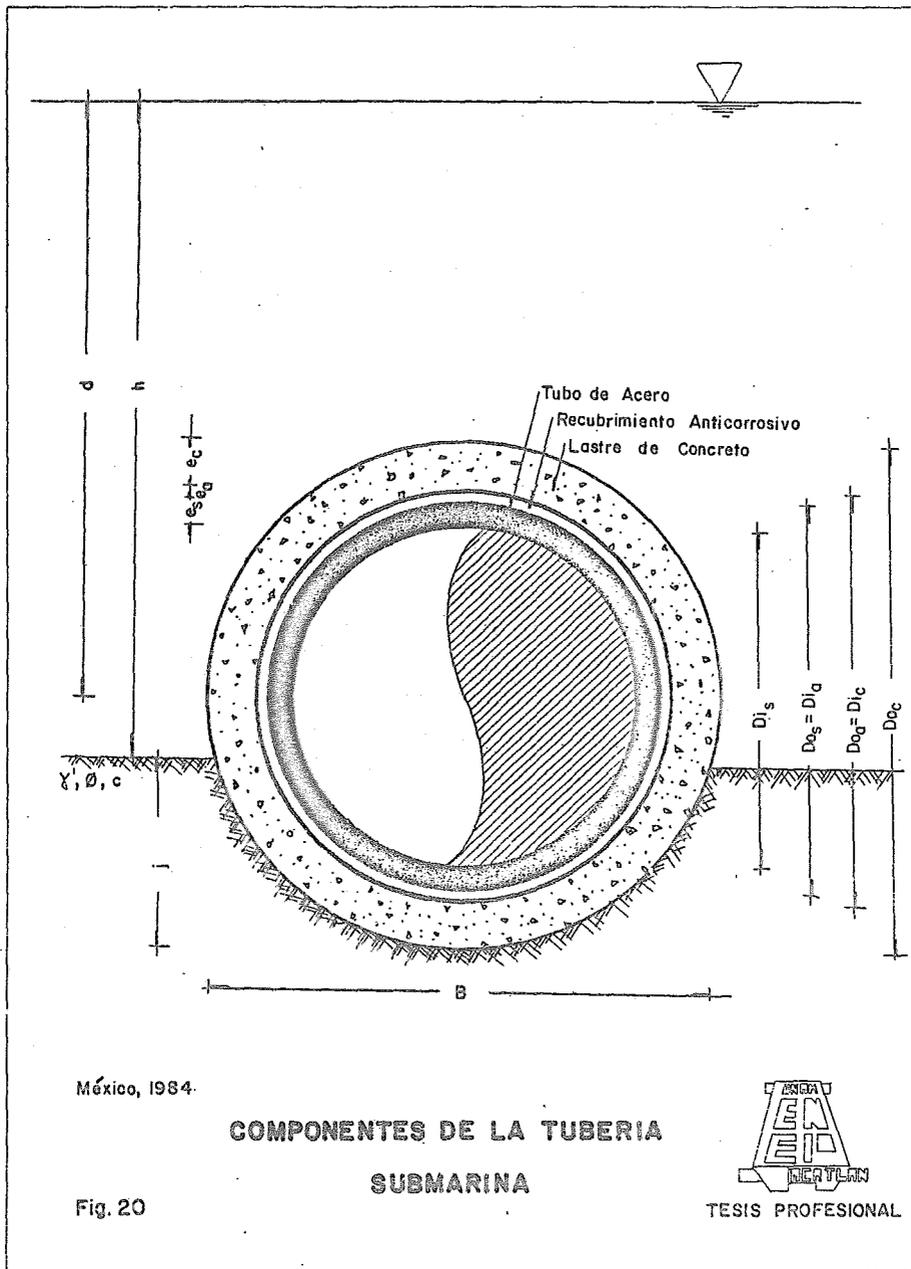
$$q_u = 1/2 \gamma' B N'_\gamma + 2/3 c N'_c + \gamma' H N'_q \quad (II.2.6.)$$

En suelos puramente cohesivos ( $\phi = 0$ ), los parámetros  $N'_c = 5.7$ ,  $N'_q = 1.0$  y  $N'_\gamma = 0.0$ ; sustituyendo valores (Fig. 21).

$$q_u = 5.7c' + \gamma' H' \quad (II.2.7.)$$

Por otra parte, si se trata de suelos friccionantes ( $c = 0$ ), la fórmula queda como:

$$q_u = 1/2 \gamma' B N'_\gamma + \gamma' H' N'_q \quad (II.2.8.)$$



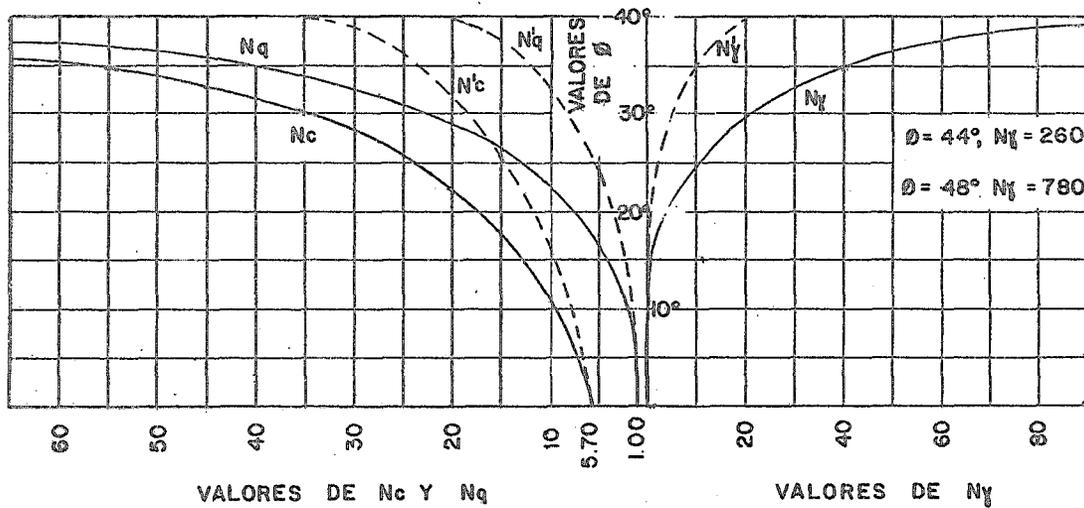
México, 1984.

**COMPONENTES DE LA TUBERIA  
SUBMARINA**

Fig. 20



TESIS PROFESIONAL



México, 1984

**FACTORES DE CAPACIDAD DE CARGA  
SEGUN TERZAGHI**

Fig. 21



TESIS PROFESIONAL

Para cualquiera de los casos anteriores, la capacidad de carga de -  
diseño se obtiene considerando un factor de seguridad (FS) aplicado para  
cada tipo de suelo de la siguiente manera:

$$F_C = 5.7c'/FS + \gamma'H' \quad (\text{II.2.9.})$$

$$F_C = (1/2\gamma'BN'_{\gamma} + H'\gamma'N'q)/FS \quad (\text{II.2.10.})$$

- Peso de la Tubería ( $F_W$ )

Interacción Suelo-Tubería. Incluye el peso propio, el del lastre -  
de concreto, del anticorrosivo y el peso del líquido transportado.

a) Peso del Acero:

$$W_s = \frac{(D_{o_s}^2 - D_{i_s}^2)}{4} \gamma_s \quad (\text{II.2.11.})$$

b) Peso del Anticorrosivo:

$$W_a = \frac{(D_{o_a}^2 - D_{i_a}^2)}{4} \gamma_a \quad (\text{II.2.12.})$$

c) Peso del Concreto:

$$W_c = \frac{(D_o^2 - D_i^2)}{4} \gamma_c \quad (\text{II.2.13.})$$

d) Peso del Crudo:

$$W_{oil} = Ah \gamma_{oil} \quad (\text{II.2.14.})$$

por lo tanto tenemos que:

$$F_W = W_s + W_a + W_c + W_{oil} \quad (\text{II.2.15.})$$

- Fuerza Boyante ( $F_B$ )

Interacción Agua-Tubería. Esta basada en el Principio de Arquímedes que dice que si un cuerpo se encuentra total o parcialmente sumergido en un fluido, experimenta un empuje ascendente actuando sobre su centro de gravedad igual al peso del fluido desalojado.

La fuerza boyante esta dada en base a tres términos: el primero es por la pared de la tubería; el segundo por el aire contenido en el fluido y el tercero debido al propio fluido.

$$F_B = (1/4\pi \gamma_w (D_o_c^2 - D_i_s^2)) + (1/4A''\pi \gamma_w D_i_s^2) + (1 - A'') (1/4\pi \gamma_w D_i_s^2)$$

- Fuerza Ascensional ( $F_L$ )

Interacción Agua-Tubería. La fuerza ascensional se debe al movimiento de las partículas de agua causado por las corrientes y oleaje. Su magnitud esta dada por la fórmula:

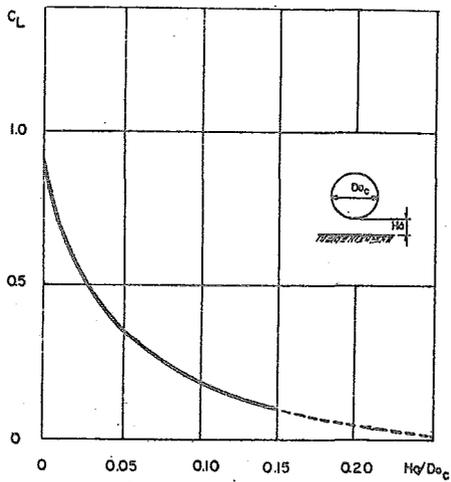
$$F_L = 1/2 C_L \rho D_o_c u_v^2 \quad (II.2.17.)$$

el coeficiente ascensional ( $C_L$ ) involucrado, dependen de la proximidad del tubo con el fondo marino, siendo mínimo (0.04) cuando se encuentra se parado a una distancia de  $1/2 D_o_c$ , y es máximo (1.0) cuando la distancia es cero (Fig. 22).

- Resistencia a la Extracción ( $F_O$ )

Interacción Suelo-Tubería. En ocasiones en las que es necesario sustentan la estructura por medio de soportes, se genera una fuerza tendiente a impedir que el soporte se mueva. Esta fuerza se conoce también como capacidad de carga por fricción que tiene como ecuación:

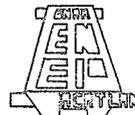
$$F_O = K_o \gamma' D_o_c \tan \delta_o + C_a \quad (II.2.18.)$$



México, 1984

COEFICIENTE ASCENCIONAL

Fig. 22



TESIS PROFESIONAL

en donde  $\delta_0$  es el ángulo de fricción entre el suelo y el soporte, su valor puede ser considerado como  $2/3\theta$ .  $K_0$  oscila entre 0.4 y 0.6 para arenas muy sueltas o muy compactas respectivamente. El valor de  $C_a$  es posible obtenerlo de manera aproximada de la tabla de la Fig. 23.

Por lo tanto, la tubería será estable verticalmente, si se cumplen las siguientes condiciones:

$$F_C > F_W - (F_B + F_L) \quad (\text{II.2.20.})$$

$$F_W \geq F_B + F_L \quad (\text{II.2.21.})$$

Con la segunda condición, es posible limitar la profundidad de trincheramiento (Anexo No. II).

### II.2.3 Estabilidad Horizontal de la Tubería

- Resistencia al Deslizamiento ( $F_S$ )

MATERIAL DEL SOPORTE	CONSISTENCIA DE LA ARCILLA	COHESION (ton/m <sup>2</sup> )	ADHERENCIA (ton/m <sup>2</sup> )	qu (ton/m <sup>2</sup> )	ADHERENCIA (ton/m <sup>2</sup> )
Concreto y Madera	blanda	0 - 4	0 - 3.5	0 - 7.5	0 - 3.5
	firme	4 - 8	3.5 - 4.5	7.5 - 15	3.5 - 5.0
Acero	dura	8 - 15	4.5 - 7.0	15 - 30	5.0 - 6.5
	blanda	0 - 4	0 - 3	0 - 7.5	0 - 3.5
	firme	4 - 8	3 - 4	7.5 - 15	3.5 - 5.0
	dura	8 - 15	6	15 - 30	5.0 - 6.0
				30	6.0

México, 1984

### VALORES DE ADHERENCIA

Fig. 23



TESIS PROFESIONAL

Interacción Suelo-Tuberfa. Es la resistencia que opone el suelo - para que la línea se mueva, es estimada dependiendo del tipo de suelo:

a) Suelos Friccionantes:

$$F_S = F_V \tan \phi + 1/2 \gamma' H'^2 \tan^2 (45^\circ + \phi/2) \quad (\text{II.2.21.})$$

b) Suelos Cohesivos:

$$F_S = cB + (1/2 \gamma' H' + 2c)H' \quad (\text{II.2.22.})$$

Las ecuaciones anteriores pueden simplificarse de manera más sencilla:

$$F_S = K_F F_V \quad (\text{II.2.23.})$$

aunque la fórmula es simple, el problema radica en conocer el factor  $K_F$ , el cual varía en un rango muy amplio, entre 0.18 y 0.4 para suelos friccionantes y de 0.6 a 1.2 en suelos cohesivos.

· Fuerza de Arrastre ( $F_D$ ).

Interacción Agua-Tuberfa. El movimiento horizontal de las partículas debidas a corrientes y oleaje inducen una fuerza sobre los objetos - sumergidos; dicha fuerza es:

$$F_D = 1/2 C_D \rho D_o C u_h^2 \quad (\text{II.2.24.})$$

como puede observarse, la fuerza depende de la componente horizontal de la velocidad elevada al cuadrado, por lo que se ve enormemente incrementada al aumentar el movimiento de las partículas. El factor  $C_D$  puede tomarse de la Fig. 24.

#### - Fuerza de Inercia ( $F_I$ )

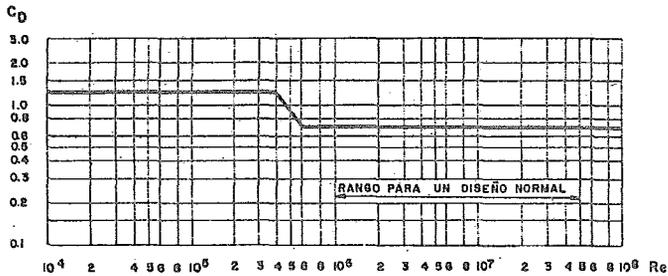
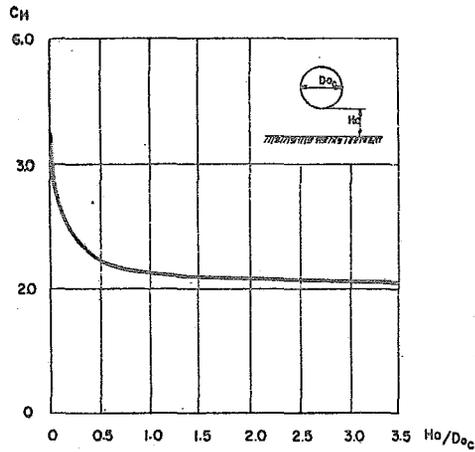
Interacción Agua-Tubería. La aceleración de las partículas del agua al entrar en contacto con la estructura, origina una fuerza de tipo inercial calculada de la siguiente ecuación:

$$F_I = 1/4 C_I \rho D_o C^2 \dot{u}_h \quad (\text{II.2.25.})$$

el coeficiente de inercia  $C_I$  es función de la distancia existente entre el lecho marino y la tubería; su valor lo encontramos en la Fig. 24.

#### - Resistencia Pasiva del Suelo ( $F_p$ )

Interacción Suelo-Tubería. Cuando la tubería se encuentra parcialmente enterrada, las fuerzas horizontales actuantes son contrarrestadas por la fuerza pasiva lateral del suelo. La resistencia que ofrece es en:



México, 1984

**COEFICIENTES DE ARRASTRE  
E INERCIA**

Fig. 24



a) Suelos Friccionantes:

$$F_p = N_q \gamma H' D_{0c} \quad (\text{II.2.26.})$$

b) Suelos Cohesivos

$$F_p = N_{cc} D_{0c} \quad (\text{II.2.27.})$$

como la tubería está semienterrada, se tomará en cuenta únicamente la parte proporcional del diámetro  $D_{0c}$  que corresponda a la parte embebida:

- Fuerza de Impacto ( $F_x$ )

Interacción Objeto Externos-Tubería. Las tuberías están sujetas a fuerzas de impacto causadas por factores accidentales como al tirar las anclas los barcos o debido al movimiento de los animales marinos y de objetos sumergidos. Una manera de protección es enterrándola, pero existen casos en que no es posible y entonces hay que considerar una sobreprotección en función de la magnitud de las fuerzas de impacto. Lógicamente - para valuar este tipo de fuerza entra el criterio y la experiencia del - diseñador.

#### II.2.4 Condiciones de Estabilidad

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

$$F_V = F_W - (F_B + F_L) \geq 0 \quad (\text{II.2.28.})$$

$$F_H = F_D + F_I - F_P - F_S - F_X \leq 0 \quad (\text{II.2.29.})$$

además

$$F_V < F_C \quad (\text{II.2.30.})$$

$$F_V < F_0 \quad (\text{II.2.31.})$$

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

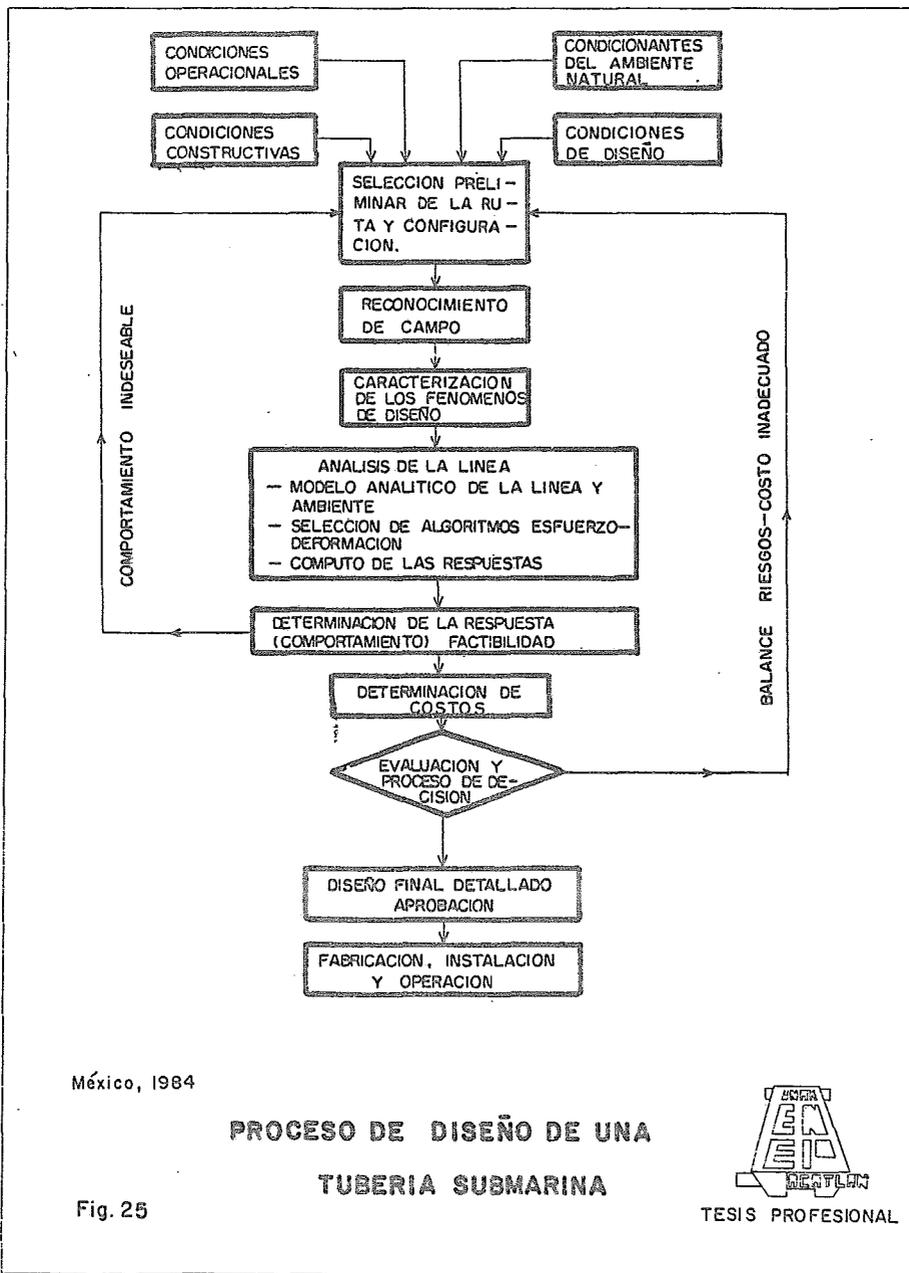
Cuando aún existe la incertidumbre de que se presente la inestabilidad por los factores ambientales que pueden darse en el Golfo de México, se recurrirán a los métodos de solución del Anexo No. III.

## II.3 ANALISIS DE ESFUERZOS

### II.3.1 Etapas del Diseño

La Etapa de Diseño se lleva a cabo cuando se cuenta con los elementos necesarios para su ejecución. En la Fig. 25 a manera de diagrama de flujo se puede ver la correlación de los pasos a seguir, que de una forma somera, son los que a continuación se enuncian:

- a) Selección preliminar de la ruta.- Esto implica que se consideren las restricciones naturales, las restricciones de operación (como son la localización de válvulas, bombas, etc.), las restricciones de construcción y las restricciones por diseño (especificaciones de códigos).
  
- b) Exploración del lugar.- Consiste en realizar los estudios geofísicos, geotécnicos, geológicos y oceanográficos del área que atravesará la línea para asegurar la tubería contra los peligros propios del lugar.



- c) Características de los peligros en el Diseño.- Muchas veces no es posible definir las zonas de riesgo, o si así fuera resultaría muy costoso tratar de evitarlas, es por eso que la tubería se diseña - considerando las fuerzas accidentales a que pudiera estar sujeta.
  
- d) Análisis de la Línea.- Mediante un modelo estructural se ha analizado la línea, idealizándola con las cargas actuantes y apoyos que representen las restricciones del suelo, pudiendo obtener de esta manera ecuaciones de diseño para un caso real.
  
- e) Funcionamiento y Seguridad de la Línea.- Es necesario valorar los esfuerzos que se van a presentar durante el funcionamiento; si son excesivos es necesario repetir el análisis con nuevas soluciones - como por ejemplo, cambiar la ruta del tendido hasta obtener el diseño satisfactorio.
  
- f) Determinación del Costo.- El diseñador tendrá que evaluar los costos de fabricación, instalación y operación para seleccionar la ruta más económica.

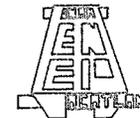
En si, durante el Diseño intervienen muchos factores, siendo en forma resumida los de mayor peso los mostrados en la Fig. 26.

CONSTRUCCION	AMBIENTE	OPERACION	DISEÑO	ECONOMIA	EFFECTOS COLATERALES
Equipo de fabricación	Definición de: oleaje	Puntos o conexiones terminales  Presiones	Métodos de análisis  Lineamientos para la selección de ruta	Costos de: Construcción  Operación	Impacta en: Otras instalaciones y operaciones
Equipo de instalación	Corrientes	Temperatura y corrosividad de los fluidos transportados	Especificaciones	Falla	El medio ambiente
Material de tubería	Sismos	Mantenimiento	Reglamentos	Reparación	El sistema social y político en caso de falla
Proceso de soldado	Desplazamientos de fallas	Reparaciones	Esfuerzos permisibles y factores de seguridad		
Control de calidad	Acción del hielo	Control de escape de fluidos	Tiempo disponible		
Tendido, relleno y protección de la tubería	Tirantes de agua	Probabilidad aceptable de falla	Permisos		

México, 1984

## FACTORES QUE INTERVIENEN EN EL DISEÑO

Fig. 26



TESIS PROFESIONAL

### II.3.2 Parámetros que intervienen en el Diseño

- Presión Interna  $P_i$ . Es la presión que se transmite a las paredes del ducto por efecto del fluido que transporta.
- Presión Externa  $P_e$ . Debido a las sollicitaciones del medio que circunda a la estructura se genera una presión de tipo externo.
- Presión de Diseño.- Es definida como la diferencia entre la máxima presión de operación (interna) y la presión debida al agua y suelo (externa).
- Presión Máxima de Trabajo.- Es la presión máxima que se espera a que trabaje la tubería considerando la presión estática y la fricción.
- Presión de Prueba.- Es la diferencia entre la presión externa y la presión interna recomendada por los códigos de diseño para la prueba hidrostática del sistema.
- Temperatura de Diseño.- Es la temperatura en que opera la tubería bajo condiciones normales. La diferencia entre la temperatura

ra de diseño y la temperatura ambiental durante el tiempo de instalación debe ser considerada para las deformaciones posteriores. Si la temperatura de diseño anda en el rango de 20 a 250°F (-6.7° C a 121.7°C) no afecta al Diseño.

- Cargas Muertas: Constituyen la carga muerta: el peso de la tubería y de sus componentes, peso del recubrimiento menos la fuerza boyante en secciones sumergidas, peso del suelo que soporta y el peso de los ánodos.
  
- Cargas Vivas: Se consideran principalmente la del fluido que --transporta durante el funcionamiento o el peso del agua durante la prueba hidrostática, así como el viento, olas y corrientes.
  
- Cargas Accidentales: Son las causadas por las fuerzas de impacto o sismo que pueden ser obtenidas de un consultor en Geofísica.
  
- Esfuerzo Circunferencial de Tensión (SH): El resultado de la presión interna, considerados para determinar el espesor de pared -de la tubería durante el diseño, su valor está limitado tanto en condiciones de operación como en la prueba hidrostática.

- Esfuerzo Longitudinal o de Compresión (SL): Es el producto de los esfuerzos por cambios de temperatura y por la deformación radial.
  
- SMYS. Resistencia mínima a la cedencia en si este valor se obtiene de las especificaciones que indique el fabricante de la tubería (Fig. 27).
  
- Esfuerzo de Tensión Equivalente (STE). Es la suma algebraica -- del esfuerzo circunferencial y el esfuerzo longitudinal a la compresión; resultado de la temperatura, peso y condiciones de carga.
  
- Esfuerzo Equivalente de Von Mises (SEQ). Este esfuerzo es utilizado para limitar las condiciones de carga en general tanto en tuberías como en los Risers. El nombre lo lleva por su autor.

Los demás tipos de esfuerzos tratados durante el capítulo son deducidos a partir de las condiciones geométricas y de cargas y solamente se requiere partir de su definición para conocer su valor.

ESPECIFICACION	GRADO	TIPO (1)	SMYS (psi)
API 5L	A25	BW, ERW, S	25,000
API 5L	A	ERW, FW, S, DSA	30,000
API 5L	B	ERW, FW, S, DSA	35,000
API 5LS (2)	A	ERW, DSA	30,000
API 5LS	B	ERW, DSA	35,000
API 5LS	X42	ERW, DSA	42,000
API 5LS	X46	ERW, DSA	46,000
API 5LS	X52	ERW, DSA	52,000
API 5LS	X56	ERW, DSA	56,000
API 5LS	X60	ERW, DSA	60,000
API 5LS	X65	ERW, DSA	65,000
API 5LS	X70 (Tentative)	ERW, DSA	70,000
API 5LX (2)	X42	ERW, FW, S, DSA	42,000
API 5LX	X46	ERW, FW, S, DSA	46,000
API 5LX	X52	ERW, FW, S, DSA	52,000
API 5LX	X56	ERW, FW, S, DSA	56,000
API 5LX	X60	ERW, FW, S, DSA	60,000
API 5LX	X65	ERW, FW, S, DSA	65,000
API 5LX	X70 (Tentative)	ERW, FW, S, DSA	70,000
ASTM A53	Open Hearth, Basic Oxygen, Elect. Furnace	BW	25,000
ASTM A53	Bessemer	BW	30,000
ASTM A53	A	ERW, S	30,000
ASTM A53	B	ERW, S	35,000
ASTM A106	A	S	30,000
ASTM A106	B	S	35,000
ASTM A106	C	S	40,000
ASTM A135	A	ERW	30,000
ASTM A135	B	ERW	35,000
ASTM A139	A	EFW	30,000
ASTM A139	B	EFW	35,000
ASTM A381	Class Y-35	DSA	35,000
ASTM A381	Class Y-42	DSA	42,000
ASTM A381	Class Y-46	DSA	46,000
ASTM A381	Class Y-48	DSA	48,000
ASTM A381	Class Y-50	DSA	50,000
ASTM A381	Class Y-52	DSA	52,000
ASTM A381	Class Y-56	DSA	56,000
ASTM A381	Class Y-60	DSA	60,000
ASTM A381	Class Y-65	DSA	65,000
ASTM A134	-	EFW	(3)
ASTM A155	-	EFW	(3)
ASTM A333	1	S, ERW	30,000
ASTM A333	3	S, ERW	35,000
ASTM A333	4	S	35,000
ASTM A333	6	S, ERW	35,000
ASTM A333	7	S, ERW	35,000
ASTM A333	8	S, ERW	75,000
ASTM A333	9	S, ERW	46,000
ASTM A559	-	ERW	35,000

(1) Abbreviations: BW - Furnace butt-welded; ERW - Electric resistance welded; S - Seamless; FW - Flash welded; EFW - Electric fusion welded; DSA - Double submerged-arc welded.

(2) Intermediate grades are available in API 5LS and 5LX.

(3) See applicable plate specification for SMYS.

México, 1984

VALORES DE LA RESISTENCIA  
 MINIMA A LA CEDENCIA

Fig. 27



TESIS PROFESIONAL

### II.3.3 Determinación del Espesor de Pared

Una tubería está hecha de acero por ser un material que ofrece una gran resistencia, es flexible y trabaja favorablemente a presiones variables. Sin embargo, para que cumpla con dichas funciones requiere de un cierto espesor de pared.

Primeramente se definirá de manera empírica un espesor mínimo ---- ( $e_{min}$ ) con que se logra cierta rigidez en el ducto durante la fabricación transporte y colocación.

$$e_{min} = \frac{D_{o_s} + 20}{400} \quad (II.3.1.)$$

recordando que  $D_{o_s}$  es el diámetro externo del tubo de acero y que cumple con las condiciones hidráulicas establecidas. Ya el espesor de la tubería bajo presión interna es:

$$e_s = \frac{P_i D_{o_s}}{2S} + G \quad (II.3.2.)$$

Donde  $e_s$  = Espesor de pared nominal de acero

$P_i$  = Presión interna

- S = Máximo esfuerzo tangencial permisible en la pared del tubo.
- =  $0.72 \times "E" \times$  Resistencia mínima a la cedencia (SMYS) para tubos nuevos de especificación conocida.
- G = Espesor de la rosca, muesca, etc.
- "E" = Eficiencia de junta según tipo de soldadura (Fig. 28)

Esta es una de las relaciones más utilizadas y de donde se parte para diseñar, la deducción, se muestra en el Anexo No. IV.

#### II.3.4 Análisis de las Tuberías en el Lecho Marino

Las tuberías en el lecho marino pueden encontrarse enterradas o sin enterrar y a su vez con o sin restricciones. Ambas condiciones se muestran en la Fig. 29.

La estructura no es conveniente enterrarla cerca de las plataformas, lo cual ayuda a que se desarrolle la expansión que se verá posteriormente en el análisis del Riser.

ESPECIFICACION NO.	TIPO DE SOLDADURA	FACTOR DE JUNTA "E"
ASTM A 53 & A 120	Seamless	1.00
	Electric Resistance Welded	1.00
	Furnace Lap Welded	0.80
	Furnace Butt Welded	0.60
ASTM A 106	Seamless	1.00
ASTM A 134	Electric Fusion Welded single or double pass	0.80
ASTM A 135	Electric Resistance Welded	1.00
ASTM A 139	Electric Fusion Welded single or double pass	0.80
ASTM A 155	Electric Fusion Welded	1.00
ASTM A 211	Spiral Welded Pipe	0.80
ASTM A 381 (54T)	Electric Fusion Welded	1.00
API 5L	Seamless	1.00
	Electric Resistance Welded	1.00
	Electric Flash Welded	1.00
	Furnace Lap Welded	0.80
	Furnace Butt Welded	0.60
API 5LX	Seamless	1.00
	Electric Resistance Welded	1.00
	Electric Flash Welded	1.00
	Submerged Arc Welded	1.00

México, 1984

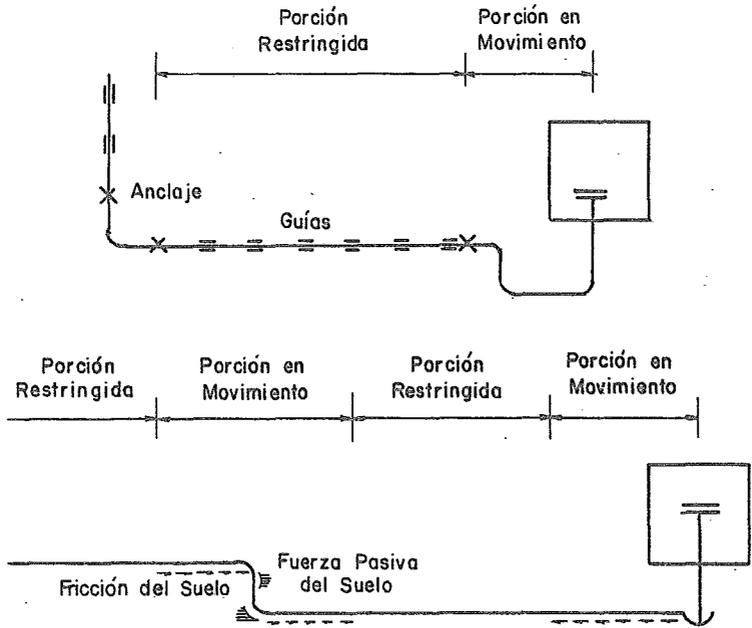
**COEFICIENTES DE LA EFICIENCIA DE  
JUNTA**

Fig. 28



TESIS PROFESIONAL

### TUBERIA SIN ENTERRAR



### TUBERIA ENTERRADA

México, 1984

## MOVIMIENTO Y RESTRICCIÓN DE UNA TUBERIA SUBMARINA

Fig. 29



TESIS PROFESIONAL

Porción Restringida:

La restricción en una tubería sin enterrar se logra por medio del anclaje y en una enterrada por la fricción del suelo, así se podrá reducir al máximo el movimiento causado por los esfuerzos longitudinales.

Hay que hacer notar que la fricción del suelo depende de las propiedades del material existente en el suelo marino, como también de las olas y corrientes que ayudan a compactarlo, dando como resultado un mayor coeficiente de fricción y una menor expansión. Los diseñadores habrán de considerar la condición más crítica durante la vida de la estructura.

Para conocer la fuerza requerida para lograr la restricción, se parte de conocer los factores que influyen en el desplazamiento. Primeramente el incremento de temperatura de  $T_1$  a  $T_2$  logrando que la sección se expanda  $\alpha(T_2 - T_1)L$  y el esfuerzo circunferencial que hace que la longitud disminuya en  $\mu SHL/E$ , donde  $E$  es el módulo de elasticidad de la tubería, por lo tanto la expansión neta es:

$$\Delta = \alpha(T_2 - T_1)L - \mu SHL/E \quad (II.3.3.)$$

como el esfuerzo longitudinal ó de compresión es el requerido para comprimir la expansión  $\Delta$ , para regresar a la longitud inicial lo determinamos como:

$$SL = -\frac{E \Delta}{L} = -E \alpha (T_2 - T_1) + \mu SH \quad (\text{II.3.4.})$$

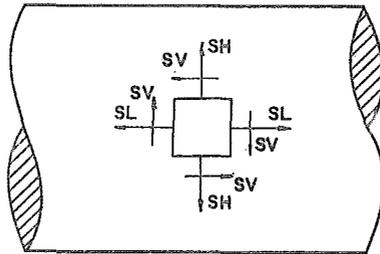
En la Fig. 30 se observa como se presentan los esfuerzos circunferenciales (SH) y los longitudinales (SL) en la pared de la tubería, donde el máximo esfuerzo cortante es:

$$SV_{\text{máx}} = \sqrt{\frac{(SH - SL)^2}{4} + SV^2} \quad (\text{II.3.5.})$$

en que SV es el esfuerzo cortante en los ejes principales de la tubería. A partir de esta relación se puede deducir el esfuerzo de tensión equivalente:

$$STE = 2.0SV_{\text{máx}} = \sqrt{(SH - SL)^2 + 4SV^2} \quad (\text{II.3.6.})$$

como puede verse en la Fig. 31 su valor está limitado a 0.9 SMYS, según el Código ANSI B31-4 para la condición 3. A su vez en la Fig. 32 se muestran las restricciones del Código DNV.



México, 1984 .

**ESFUERZOS EN LA PARED DEL TUBO**

Fig. 30



TESIS PROFESIONAL

CONDICION DE CARGA		C A R G A S					ANSI B31.4 ESFUERZOS PERMISIBLES					
NUMERO	DESCRIPCION	PRESION DE DISEÑO	PRESION DE PRUEBA HIDROSTATICA	TEMPERATURA DE DISEÑO (1)	PESO MUERTO MAS CONTENIDO	MOVIMIENTOS DE LOS SOPORTES IMPUESTOS (1)	OLEAJE Y VIENTO Y/O OTRAS CARGAS OCASIONALES	ESFUERZO RADIAL (3)	ESFUERZO LONGITUDINAL	ESFUERZO TENSOR EQUIVALENTE	RANGO DE ESFUERZOS DE EXPANSION	ESFUERZOS CORTANTES DE MOHR
1	CASO DE CARGA OPERACIONAL	0			0	0	0	0.72E	0.80	-	-	0.45
2	CASO DE ESFUERZO LONGITUDINAL - ADITIVO (Solo cargas sustentadas)	0			0			0.72E	0.54	-	-	0.45
3	CASO DE ESFUERZO TENSOR EQUIV.	0		0	0	0	0	0.72E	-	0.90	-	-
4	CASO DE RANGO DE ESFUERZO DE - EXPANSION. (1)			0		0		0.90	0.90	-	-	-
5	CONDICIONES DE PRUEBA.		0		0			0.90	0.90	-	-	-

NOTAS : 1) - LA TEMPERATURA Y LOS MOVIMIENTOS IMPUESTOS PARA LA CONDICION DE CARGA Nº 4 DEBE TOMARSE COMO UN RANGO, ESTO ES, LA DIFERENCIA ENTRE LOS VALORES MINIMO Y MAXIMO PRESENTADOS DURANTE LA VIDA DEL SISTEMA DE TUBERIA.

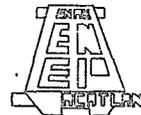
2) -  $0.72 \times 0.75 = 0.54$

3) - VER B31.4 CLAUSULA 402.4 PARA VALORES "E" DE FACTOR DE JUNTAS POR-SOLDADURA.

México, 1984

## TABLA DEL CODIGO ANSI B31-4

Fig. 31



TESIS PROFESIONAL

CONDICION DE CARGA		C A R G A S	PRESION DE DISEÑO	PRESION DE PRUEBA HIDROSTATICA	TEMPERATURA DE DISEÑO	PESO MUERTO MAS CONTENIDO	MOVIMIENTOS DE LOS SOPORTES IMPUESTOS	OLEAJE Y VIENTO Y/O OTRAS CARGAS OCASIONALES	DNV-1976 ESFUERZOS PERMISIBLES (2) FACTORES DE ESFUERZOS DE CEDENCIA							
Nº.	DESCRIPCION								TUBERIAS				DUCTOS ASCENDENTES			
		ESFUERZOS RADIALES	ESFUERZOS LONGITUDINALES (3)	ESFUERZOS CORTANTES (3)	ESFUERZOS DE VAN MISES EQUIVALENTES (1)	ESFUERZOS RADIALES	ESFUERZOS LONGITUDINALES (3)	ESFUERZOS CORTANTES DE MOHR	ESFUERZOS DE VAN MISES EQUIVALENTES (1)							
2	SOLO CARGAS FUNCIONALES	0	0	0	0	0	0	0.72	0.72	0.52	0.72	0.65	0.65	0.45	0.60	
3	CARGAS AMBIENTALES EXTREMAS MAS CARGAS FUNCIONALES.	0	0	0	0	0	0	0.72	0.80	0.52	0.96	0.65	0.80	0.45	0.80	
5	CONDICIONES DE PRUEBA		0	0	0			0.90	0.90	0.70	0.90	0.90	0.90	0.70	0.90	

NOTAS :

- (1) ESTOS ESFUERZOS NECESITAN VERIFICARSE SOLO SI LA DEFORMACION POSIBLE DE LA TUBERIA EXCEDE LA DEFORMACION PERMISIBLE .
- (2) PARA TEMPERATURAS DE MATERIAL SUPERIORES A LOS 120° C. LOS FACTORES DE ESFUERZOS PERMISIBLES DEBEN REDUCIRSE POR UN FACTOR DE REDUCCION DE CAPACIDAD NORMAL DE TEMPERATURA Y:
- (3) LAS REGLAS DEL DNV NO IMPONEN ALGUNA LIMITACION A ESTOS ESFUERZOS.

**TABLA DEL CODIGO DNV**

Fig.32



TESIS PROFESIONAL

En la Fig. 33 tenemos representada la fuerza de "anclaje" que se presenta para restringir el movimiento, es el resultado de los esfuerzos longitudinales y circunferenciales que se determina como:

$$F_a = A (0.5SH - SL) \quad (II.3.7.)$$

sustituyendo la ecuación II.3.4: tenemos que:

$$F_a = A ((0.5 - \mu)SH + E \alpha (T_2 - T_1)) \quad (II.3.8.)$$

Siendo:

A = Area de la sección transversal del tubo

$\mu$  = Módulo de Poisson

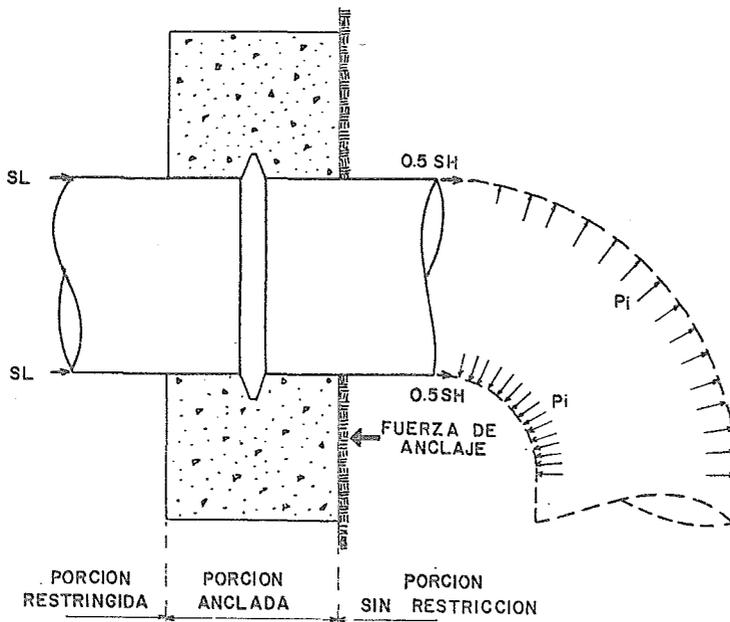
$\alpha$  = Coeficiente de dilatación térmica

L = Longitud

Porción sin Restricción:

Combinando todo los esfuerzos, el esfuerzo de tensión equivalente es:

$$STE = \sqrt{SB^2 + 4ST^2} \quad (II.3.9.)$$



México, 1984

### FUERZA DE ANCLAJE

Fig. 33



TESIS PROFESIONAL

con

$$SB = i \sqrt{\frac{My^2 + Mz^2}{Z}} \quad (II.3.10.)$$

$$ST = \frac{Mx}{2Z} \quad (II.3.11.)$$

Siendo SB = Esfuerzo flexionante

ST = Esfuerzo Cortante Torsional

i = Factor de intensificación de esfuerzos

MX, My y Mz = Momento con respecto a los ejes x, y y z

Z = Módulo de sección de la tubería

El efecto del esfuerzo longitudinal hace que la tubería se expanda  $0.5SHL/E$  y considerando la relación II.3.3 determinamos que (Fig. 34):

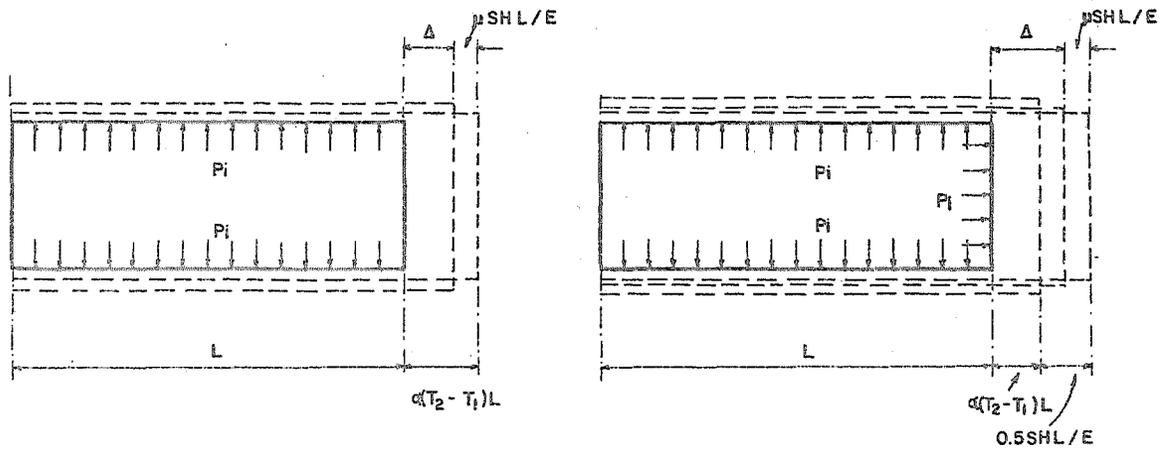
$$\Delta = \alpha (T_2 - T_1)L + 0.5SHL/E - 0.3SHL/E \quad (II.3.12.)$$

como la deformación  $\epsilon' = \Delta/L$ , entonces:

$$\epsilon' = \alpha (T_2 - T_1) + 0.2 SH/E \quad (II.3.13.)$$

a su vez, la fuerza de anclaje puede deducirse como:

$$Fa = E\epsilon'A = E (\alpha(T_2 - T_1) + 0.2SH/E)A \quad (II.3.14.)$$



México, 1984

**EXPANSIONES DEL TUBO POR  
PRESION Y TEMPERATURA**

Fig. 34



TESIS PROFESIONAL

$$F_a = A(\alpha E(T_2 - T_1) + 0.2SH) \quad (II.3.15.)$$

llegando a la misma relación de la ecuación II.3.8.

En el Anexo No. V se expone un problema de ejemplo para una tubería totalmente restringida en la que se aplican las relaciones anteriores.

Existen sitios a lo largo de los ductos no enterrados, donde los esfuerzos se vuelven críticos debido a los varios factores a que son sometidos, como son principalmente:

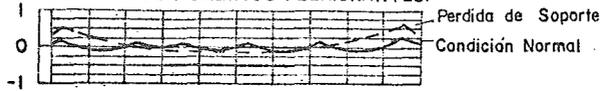
En la Fig. 35, el Caso A muestra la tubería en condiciones normales junto con el diagrama de momentos respectivo marcado con línea continua; mientras que la discontinua representa cuando se le adiciona una tensión. Se observa inmediatamente que los puntos de apoyo disminuyen, incrementándose así el momento flexionante.

Para el Caso B, al aumentar el peso, el diagrama de momentos se ve modificado esencialmente sobre los puntos de apoyo.

La influencia de la temperatura del fluido al ser transportado hace que se produzcan expansiones; el caso más crítico es cuando la tube--

**CASO A**

DIAGRAMA DE MOMENTOS FLEXIONANTES.

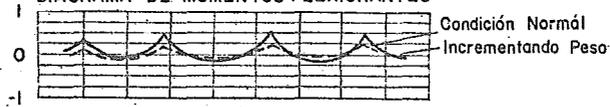


Adicionando Tensión:



**CASO B**

DIAGRAMA DE MOMENTOS FLEXIONANTES



Incrementando Peso:

Sin variar el numero de Soportes



México, 1984

**COMPORTAMIENTO DE LA TUBERIA  
POR EFECTO DE CARGA**

Fig. 35



TESIS PROFESIONAL

ría sigue una curva convexa porque se incrementa la flexión (Fig. 36). Cuando se tiene una curva cóncava, la fricción del suelo contrarresta dicho efecto. Por lo tanto, dependiendo de los factores, deberán tomarse las precauciones necesarias para que no se presente la falla.

Métodos modernos de diseño establecen que las tuberías sean capaces de resistir por sí solas las cargas a que están sujetas o exclusivamente reforzar una pequeña longitud sobre los tramos de apoyo por medio de anillos de rigidez colocándolos con cierta separación la tubería trabaja como viga continua, excepto en los claros con juntas de expansión donde se pierde dicha continuidad.

Debido a la restricción de un anillo de rigidez o anclaje se generan esfuerzos flexionantes secundarios en la proximidad de éste disminuyendo a medida de que se aleja. No obstante, estos esfuerzos se deben sumar a los longitudinales. En una tubería con deformaciones totalmente restringida, el esfuerzo máximo secundario a flexión es:

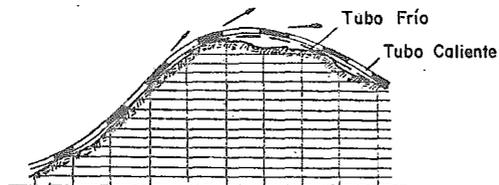
$$SB_1 = 1.82 \frac{Pir}{e_s} \quad (II.3.16.)$$

donde  $r$  es el radio del tubo y las demás literales ya han sido definidas.

CURVA CONCAVA



CURVA CONVEXA



México, 1984.

COMPORTAMIENTO DE LA TUBERIA  
POR EFECTO DE LA TEMPERATURA

Fig. 36



TESIS PROFESIONAL

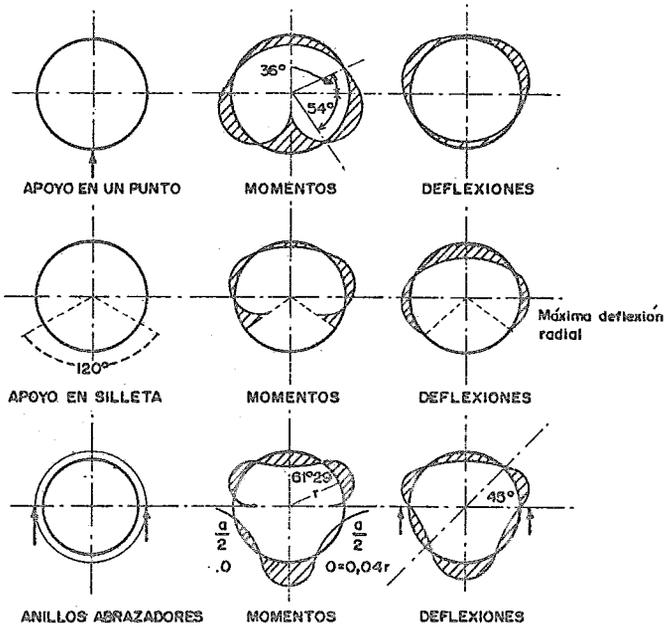
Si el valor aportado por la relación anterior resulta excesivo será necesario aumentar el espesor a cada lado del anillo de rigidez en una longitud mínima  $l$  dada por:

$$l = 3/q' \quad (\text{II.3.17.})$$

$$q' = 1.285/re_s \quad (\text{II.3.18.})$$

esta relación se dedujo considerando que a la distancia  $l$  el esfuerzo secundario flexionante se vuelve despreciable.

Dependiendo del tipo de apoyo y como se manejan placas delgadas con grandes diámetros, la tubería tiende a deformarse también en su sección transversal de diversas maneras como se representa en la Fig. 37. Junto, están los diagramas de momento deducidos de la teoría de los cascarones cilíndricos que ayudan a situar las juntas longitudinales, así como los anillos de rigidez para evitar caer en puntos de grandes deformaciones; por lo tanto, los anillos de rigidez o anclajes deberán colocarse excéntricamente al eje centroidal de la sección del anillo con el fin de reducir al máximo los momentos flexionantes.



México, 1984

MOMENTOS Y DEFLEXIONES

Fig. 37



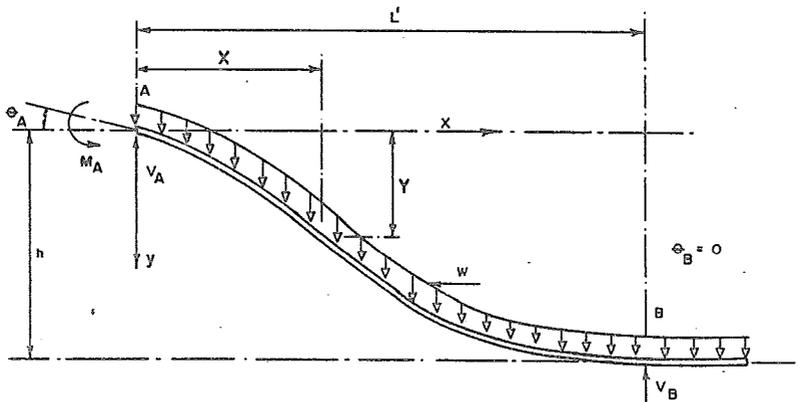
TESIS PROFESIONAL

### II.3.5 Análisis de las Tuberías durante el Tendido

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

Estableciendo las condiciones ilustradas en la Fig. 38 donde:

- $w$  = Peso de la línea por unidad de longitud
- $h$  = Profundidad del lecho marino
- $L'$  = Longitud no apoyada
- $\theta_A$  y  $\theta_B$  = Pendiente en los extremos A y B
- $M$  = Momento flexionante
- $R_A$  = Radio de curvatura en A
- $o$  = Distancia del eje a la fibra más alejada



México, 1984

**PLASTICA DURANTE EL TENDIDO  
DE LA TUBERIA**

Fig. 38

$I$  = Momento de inercia de la sección transversal

$V_A$  y  $V_B$  = Reacciones en los apoyos A y B

$X$  = Distancia desde el apoyo izquierdo

$Y$  = Flecha ó deflexión

Se deduce que:

$$M = M_A + V_A X - \frac{wX^2}{2} \quad (\text{II.3.19.})$$

por la relación de la flexión:

$$M_A = - \frac{EI}{R_A} \quad (\text{II.3.20.})$$

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

$$V_A = \frac{EI}{R_A L'} + \frac{wL'}{2} \quad (\text{II.3.21.})$$

Sustituyendo queda:

$$M = \frac{EI}{R_A} \left( \frac{X}{L'} - 1 \right) + \frac{wX}{2} (L' - X) \quad (\text{II.3.22.})$$

utilizando el método de la doble integración para deformaciones tenemos;

$$\frac{d^2Y}{dX^2} = -\frac{M}{EI} = -\frac{1}{R_A} \left(\frac{X}{L'} - 1\right) - \frac{wX}{2EI} (L' - X) \quad (\text{II.3.23.})$$

integrando con respecto a X:

$$\theta = \frac{dY}{dX} = -\frac{1}{R_A} \left(\frac{X^2}{2L'} - X\right) - \frac{wX^2}{12EI} (3L' - 2X) + C_1 \quad (\text{II.3.24.})$$

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

$$\theta = -\frac{1}{R_A} \left(\frac{X^2}{2L'} - X\right) - \frac{wX^2}{12EI} (3L' - 2X) + \theta_A \quad (\text{II.3.25.})$$

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

$$\theta_A = -\frac{L'}{2R_A} + \frac{wL'^3}{12EI} \quad (\text{II.3.26.})$$

integrando nuevamente:

$$Y = \frac{1}{R_A} \left(\frac{X^3}{6L'} - \frac{X^2}{2}\right) - \frac{wX^3}{24EI} (2L' - X) + \theta_A X + C_2 \quad (\text{II.3.27.})$$

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

$$Y = -\frac{1}{R_A} \left(\frac{X^3}{6L'} - \frac{X^2}{2}\right) - \frac{wX^3}{24EI} (2L' - X) + \theta_A X \quad (\text{II.3.28.})$$

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

$$h = \frac{L'^2}{3R_A} - \frac{wL'^4}{24EI} + \theta_A L' \quad (\text{II.3.29.})$$

sustituyendo valores en II.3.26;

$$L'^4 - \frac{4EI}{wR_A} L'^2 - \frac{24EIh}{w} = 0 \quad (\text{II.3.30.})$$

De la última relación y teniendo como datos  $w$ ,  $E$ ,  $I$ ,  $h$  y  $R_A$  podremos valorar  $L'$  y  $M$ .

Si se desea conocer la distancia donde el momento es máximo, basta con derivar e igualar a cero, esto es:

$$\frac{dM}{dX} = \frac{EI'}{R_A L'} + \frac{wL'}{2} - wX = 0 \quad (\text{II.3.31.})$$

y será:

$$X = \frac{L'}{2} + \frac{EI}{R_A L' w} \quad (\text{II.3.32.})$$

el punto de inflexión lo calcularemos resolviendo la ecuación:

$$\frac{wX^2}{2} - \left( \frac{EI}{R_A L'} + \frac{wL'}{2} \right) X + \frac{EI}{R_A} = 0 \quad (\text{II.3.33.})$$

Un caso particular lo tenemos bajo las condiciones de la Fig. 39; - es una operación llevada a cabo cuando es abandonada la tubería, y las - ecuaciones que rigen son:

$$V_A = \frac{wL^1}{2} = V_B \quad (\text{II.3.34.})$$

$$M = \frac{wL^1}{2}X - \frac{wX^2}{2} \quad (\text{II.3.35.})$$

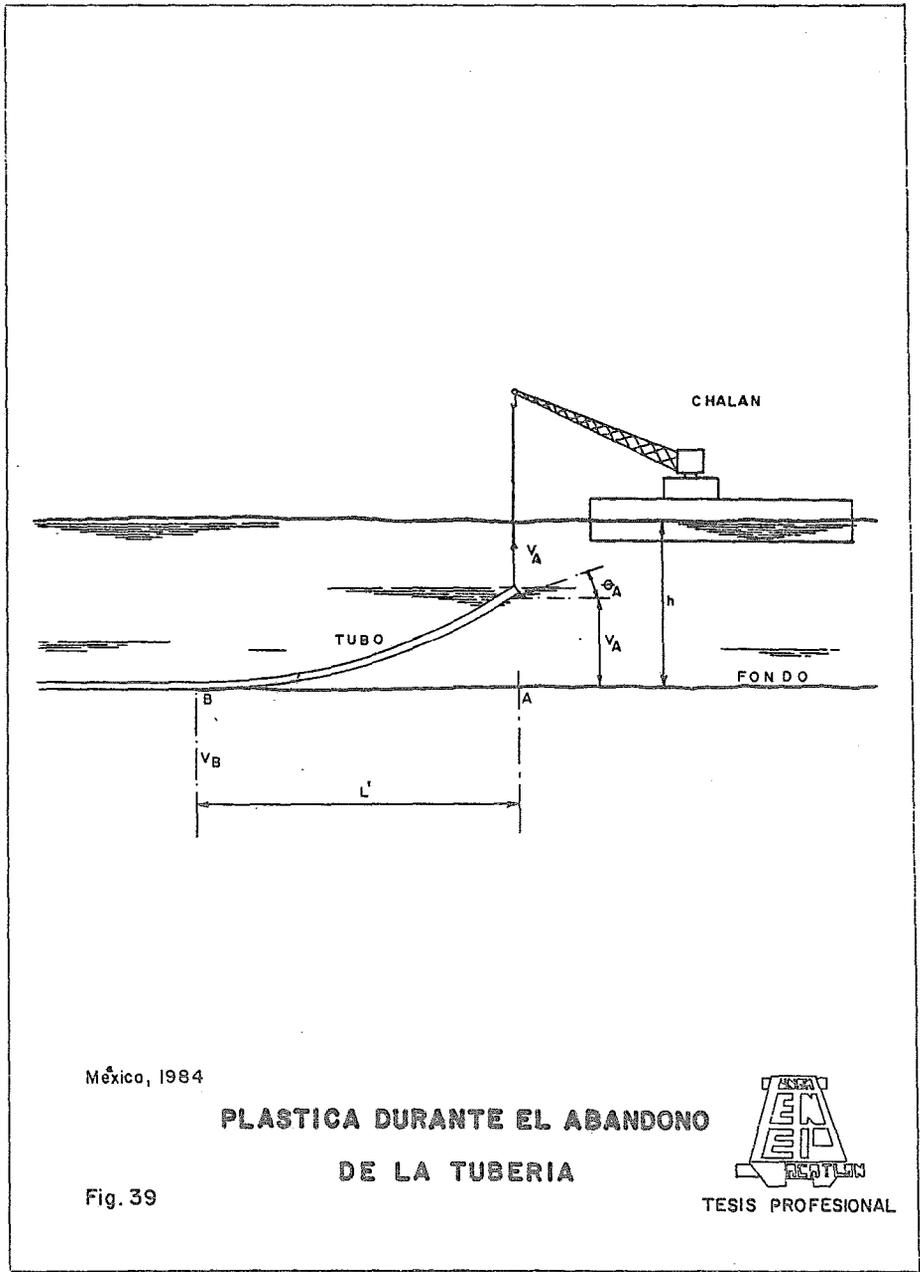
$$M_{\text{máx}} = \frac{wL^1^2}{8} \quad (\text{II.3.36.})$$

$$L^1,4 - \frac{24EIh}{w} = 0 \quad (\text{II.3.37.})$$

Para líneas en que se aplica una tensión T del orden de 5 a 20 Ton.- para ayudar a disminuir la curvatura de la tubería durante el tendido, se sigue el criterio dado anteriormente; para llegar a las siguientes ecuaciones que determinan el valor de los elementos mecánicos (Fig. 40). En el Anexo No. VI se dan las deducciones:

$$M = - \frac{EI}{R_A} + V_A X - \frac{wX^2}{2} - TY \quad (\text{II.3.38.})$$

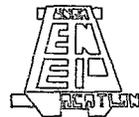
$$V_A = \frac{EI}{R_A L} + \frac{wL^1}{2} + \frac{T h}{L^1} \quad (\text{II.3.39.})$$



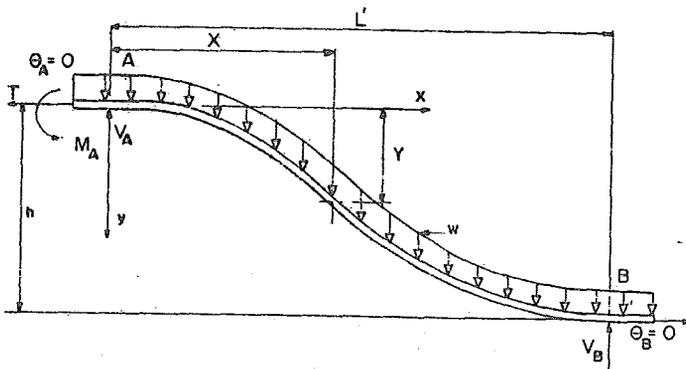
México, 1984

**PLASTICA DURANTE EL ABANDONO  
DE LA TUBERIA**

Fig. 39



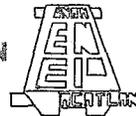
TESIS PROFESIONAL



México, 1984

**PLASTICA APLICANDO UNA TENSION  
EN LA TUBERIA**

Fig. 40



TESIS PROFESIONAL

$$\left(\frac{T}{24EIR_A} - \frac{w}{12EI}\right)L^4 + \left(\frac{1}{3R_A} - \frac{hT}{6EI}\right)L^2 - h = 0$$

$$\frac{1}{R_A} = \frac{wL^2 T}{2T^2 L^2} + \frac{6hT^2}{6EIT} \quad (\text{II.3.41.})$$

Todo el análisis anterior no toma en cuenta el efecto de torsión --- que induce el chalan a la tubería, ni la carga que en realidad actúa a lo largo del eje deformado; sin embargo, los resultados son lo suficientemente aproximados para realizar maniobras durante el tendido.

Los esfuerzos que pueden ser críticos en la etapa del tendido son:

- a) Tendido normal de la tubería
- b) Inicio del tendido de la tubería
- c) Abandono de la tubería
- d) Izaje de la tubería

debiendo cumplir con la ecuación siguiente para asegurar una operación segura:

$$\frac{F_x}{A} + \frac{M}{Z} \leq 0.85 \text{ SMYS} \quad (\text{II.3.42.})$$

por la fórmula de la esquadria:

$$SB = \frac{M}{I} o = \frac{Eo}{R_A} < SB \text{ permisible} \quad (\text{II.3.43.})$$

En que:

SB = Esfuerzo en la fibra más alejada

o = Distancia al eje neutro de la fibra más alejada

Pero estas expresiones muchas veces suelen ser muy teóricas y ocurre la falla durante la construcción. Inicialmente empieza el agrietamiento excesivo del recubrimiento de concreto y su desprendimiento, enseguida viene el pandeo o debilitamiento del tubo.

Timoshenko propone para conocer el esfuerzo crítico en falla por pandeo para cilindros donde este restringida su expansión longitudinal a:

$$SB_{cr} = \frac{E}{3(1 - \mu^2)} \left( \frac{e_s}{r} \right) \quad (\text{II.3.44.})$$

También es conveniente checar que los esfuerzos no alcancen valores para la falla de inestabilidad elástica o estrangulamiento como consecuencia de la excesiva curvatura, con la igualdad:

$$SB_{cr} = 1.3 \frac{E e_s}{r \sqrt{3(1 - \mu^2)}} \quad (\text{II.3.45.})$$

### II.3.6 Análisis del Riser

El Riser es el segmento de tubería vertical que conecta la línea del lecho marino con las instalaciones en la plataforma, esta sujeto a la subestructura (jacket) por medio de abrazaderas que evitan su movimiento en todas direcciones, sin embargo, trabaja a presiones y temperaturas muy altas ejercidas por los elementos con que se conecta y por el fluido que transporta por lo que se considera parcialmente restringida.

Aquí los factores del medio ambiente como olas, viento y corrientes juegan un papel importante porque inducen una presión que hacen que la plataforma sufra desplazamientos. Se aclara que la conexión superior se diseña para una altura tal que una ola de tormenta con un período de retorno de 100 años no la toque con el fin de omitir las fuerzas de corriente y oleaje.

Ya dentro del estudio estructural nos interesa conocer:

- a) Esfuerzos a que es sometido el Riser
- b) Control de expansiones en el Riser
- c) Distribución de abrazaderas.
- d) Factores de inestabilidad

a) Esfuerzos a que es sometido el Riser.

Un estudio de esfuerzos para cada uno de los elementos de la tubería en una forma detallada es mediante modelos de simulación por computadora, en él se combinan los efectos de presión interna, flexión, esfuerzos longitudinales, esfuerzos circunferenciales y los de temperatura principalmente.

En el Riser podemos estimarlos estableciendo nuevamente que (Fig. 41):

$A$  = Area de la sección transversal del tubo

$Z$  = Módulo de sección del tubo

$D_o$  = Diámetro externo del tubo de acero

$e_s$  = Espesor de la pared del tubo de acero

$i$  = Factor de intensificación de esfuerzos

$G$  = Espesor de la rosca, muesca, etc.

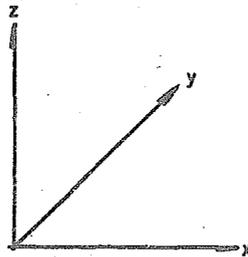
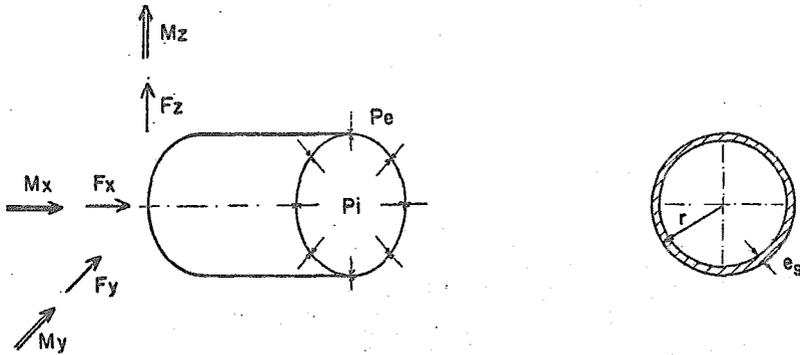
$F_x, F_y$  y  $F_z$  = Fuerzas a lo largo de los ejes  $x, y$  y  $z$

$M_x, M_y$  y  $M_z$  = Momentos con respecto a los ejes  $x, y$  y  $z$

$P_i$  = Presión interna

$P_e$  = Presión externa

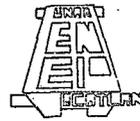
$r$  = Radio



México, 1984

FUERZAS EN EL RISER

Fig. 41



TESIS PROFESIONAL

Esfuerzo Circunferencial:

- Considerando exclusivamente la presión interna:

$$SH = \frac{PiDo_s}{2e_s} + G \quad (II.3.46.)$$

- Considerando la presión interna y externa, que no es muy usual:

$$SH = (Pi - Pe) \left( \frac{r}{e_s} - 0.4 \right) + G \quad (II.3.47.)$$

Esfuerzo Axial:

$$SAX = \frac{Fx}{A} \quad (II.3.48.)$$

Esfuerzo Flexionante:

$$SB = \frac{i}{Z} \sqrt{My^2 + Mz^2} \quad (II.3.49.)$$

Esfuerzo Longitudinal:

$$SL = SAX + SB \quad (II.3.50.)$$

Esfuerzo Cortante Directo:

$$SF = \frac{1}{2A} \sqrt{F_y^2 + F_z^2} \quad (\text{II.3.51.})$$

Esfuerzo Cortante por Torsión:

$$ST = \frac{M_x}{2Z} \quad (\text{II.3.52.})$$

Esfuerzo Cortante:

$$SV = SF + ST \quad (\text{II.3.53.})$$

Esfuerzo de Expansión:

$$SE = \sqrt{SB^2 + 4ST^2} \quad (\text{II.3.54.})$$

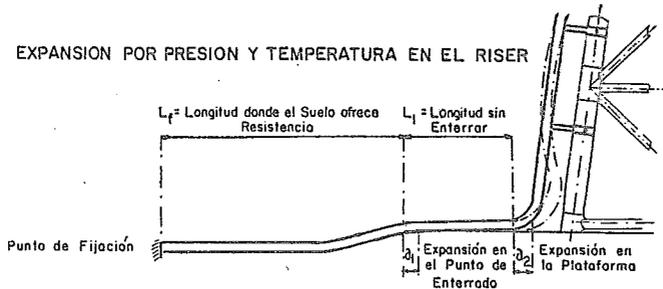
Esfuerzo de Tensión Equivalente:

$$STE = SH + SL \quad (\text{II.3.55.})$$

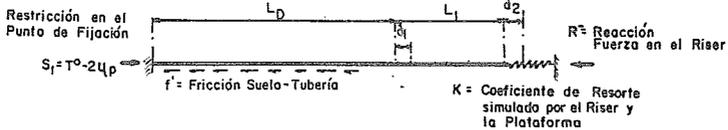
Esfuerzo Equivalente de Von Mises

$$SEQ = \sqrt{SL^2 + SH^2 - SLSH + 3ST^2} \quad (\text{II.3.56.})$$

### EXPANSION POR PRESION Y TEMPERATURA EN EL RISER



### EXPANSION POR PRESION Y TEMPERATURA EN EL MODELO DE SIMULACION



- $\alpha$  = Coeficiente de Dilatación Térmica
- $\Delta t$  = Temperatura Diferencial
- $E$  = Módulo de Elasticidad
- $A$  = Area Transversal de la Tubería de Acero
- $P_i$  = Presión Interna
- $r$  = Radio
- $e_s$  = Espesor del Tubo de Acero
- $\nu$  = Módulo de Poisson

$$T^0 = \alpha \cdot \Delta t \cdot E \cdot A$$

$$p = P_i \cdot \pi \cdot (r - e_s)^2$$

$$S = T^0 + p(1 - 2\nu)$$

$$a = \frac{f'AE}{K}$$

$$R = a + S + fL_1 - \sqrt{a(a + 2fL_1 + 2S) + f^2L_1^2}$$

$$L_D = \frac{S-R}{f}$$

$$\delta_1 = \frac{fL_D}{EA} (S - f \frac{L_D}{2})$$

$$\delta_2 = \frac{R}{K}$$

México, 1984

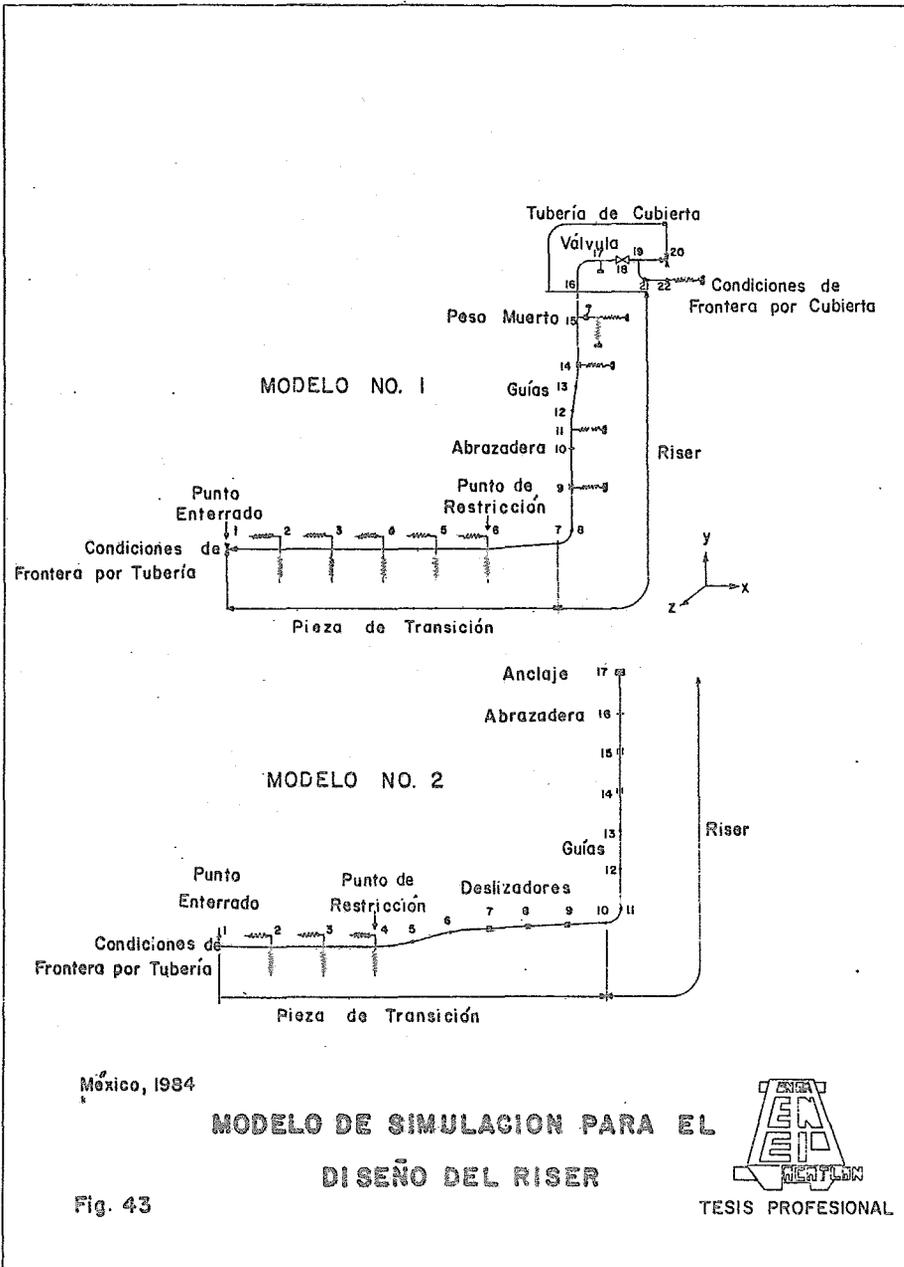
## EXPANSIONES DE SARROLLADAS

## HACIA EL RISER

Fig. 42



TESIS PROFESIONAL



d) Algunas causas de inestabilidad en el Riser.

El Pandeo es una consecuencia de operar con una "barra" circular hueca cuya longitud es de varios diámetros y esta asociado a grandes deformaciones; sus causas y efectos son:

Efectos de Pandeo Local: Puede ocurrir por la combinación del momento flexionante con la presión del tirante de agua. Este efecto llega a ser muy significativo cuando la línea no se encuentra en operación o cuando esta sujeta a repentinos cambios de presión interna. El Código DNV -- (1976) Apéndice B señala métodos para checar dicho fenómeno.

Propagación del Pandeo: La propagación a lo largo del Riser es diferente al pandeo local, sin embargo, las partes del fondo deben ser chequeadas. El Código anterior en el Apéndice B ofrece el método de chequeado; -- mientras el ANSI B31-4 y B31-8 contiene algunos criterios al respecto.

El Vórtice: Es una inestabilidad de tipo dinámico causado por la velocidad de las partículas del agua debido al viento, olas y corrientes, -- generando cargas cíclicas por las oscilaciones dentro y fuera de la línea de flujo. El Vórtice cuya frecuencia alrededor del cilindro es función -- del diámetro y de la velocidad, cuando coincide con la frecuencia natural

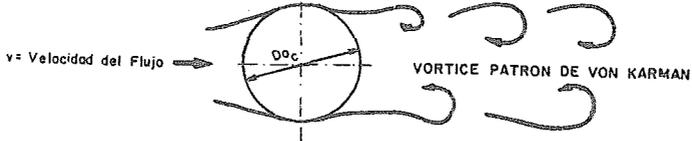
de vibración del Riser, da como resultado el aleteo del tubo. La Fig. 44 propone un método para conocer los parámetros de interés dentro del fenómeno. El Código DNV Apéndice A recomienda una forma de evitar la resonancia causada por el vórtice.

La Inestabilidad Estructural: Puede ser causada por la fatiga que es una consecuencia de someter al conducto continuamente y en forma variada a esfuerzos por los movimientos inducidos, cambios de temperatura etc. para evitarla, el número de ciclos de esfuerzos debe ser comparado con un rango en el que ocurra la falla, dicho procedimiento es verificado para varios puntos del Riser. El Código DNV en la sección 4.4.4 y Apéndice B-3 contiene recomendaciones al respecto.

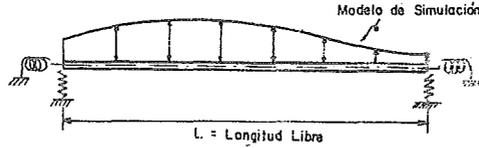
En resumen el Riser se diseña para cierta expansión por efecto de la presión y temperatura, tomándo en cuenta la interacción con el suelo y el efecto de las cargas ambientales.

Al final en el Anexo No. VII se tiene una tabla con los valores y relaciones de apoyo para la aplicación de las ecuaciones que han sido utilizadas durante este proceso.

Vibraciones mayores transversales cuando vórtices alternativos son espaciados



Vibraciones mayores en línea cuando los vórtices son espaciados en pares



$I$  = Momento de Inercia de la Sección Transversal del Tubo

$E$  = Módulo de Elasticidad

$m$  = Masa por Unidad de Longitud de Tubería (Incluyendo la masa virtual)

$k_0$  = Constante de Proporcionalidad que puede ser obtenida de

Tablas o en forma aproximada, en la Energía

FS = Factor de Seguridad = 1.5

$v_{máx}$  Velocidad Máxima

$$\text{Frecuencia Natural} = \lambda = k_0 \sqrt{\frac{EI^4}{mL^4}}$$

$$\lambda > \frac{v_{máx}}{5D_0c} \text{ FS Para evitar excitación transversal}$$

$$\lambda > \frac{v_{max}}{25 D_0c} \text{ FS Para evitar excitación en línea}$$

México, 1984

## CRITERIO PARA CONTROLAR EL VORTICE

Fig. 44



TESIS PROFESIONAL

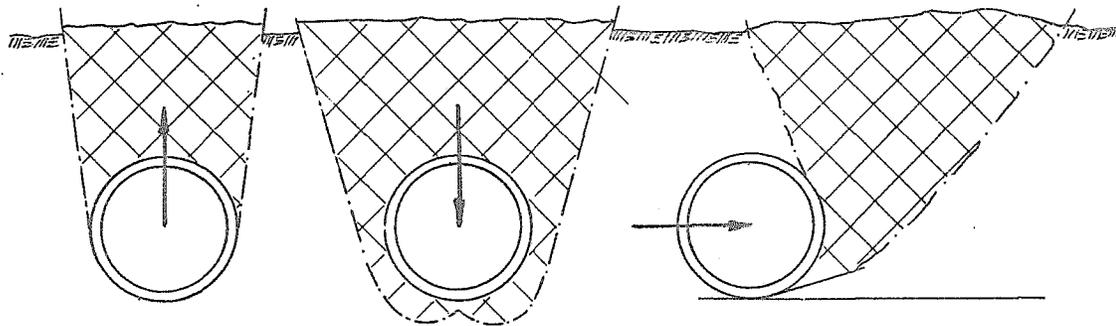
## II.4 INTERACCION SUELO-TUBERIA

### II.4.1 Relación Esfuerzo-Deformación del Suelo

Después del análisis estructural, viene el de la interacción del suelo-tubería, para lo cual se debe contar con estudios geológicos, oceanográficos, geofísicos y geotécnicos con el fin de poder predecir el comportamiento de los suelos.

La importancia de la interacción radica en que las tuberías submarinas se encuentran en contacto con el suelo casi en toda su longitud, haciendo que en él se produzcan esfuerzos y deformaciones causadas por el movimiento, precisamente en todos los puntos de contacto (Fig. 45).

La resistencia ofrecida por el suelo ha sido dividida en 3 direcciones, denotada por  $t$ ,  $p$  y  $q$  correspondientes a los ejes  $x$ ,  $y$  y  $z$  (Fig. 46).



MOVIMIENTO  
ASCENDENTE

MOVIMIENTO  
DESCENDENTE

MOVIMIENTO  
LATERAL

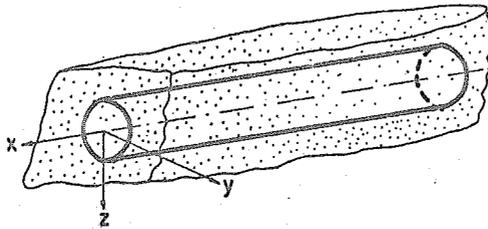
México, 1984

### DESPLAZAMIENTOS DEL DUCTO

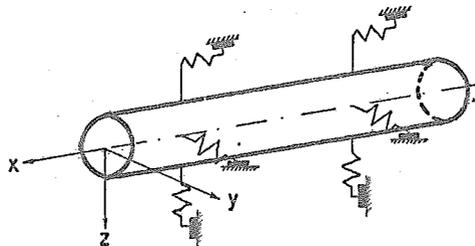
Fig. 45



TESIS PROFESIONAL



CONDICION ACTUAL



CONDICION IDEALIZADA

México, 1984

INTERACCION SUELO-TUBERIA

Fig. 46



TESIS PROFESIONAL

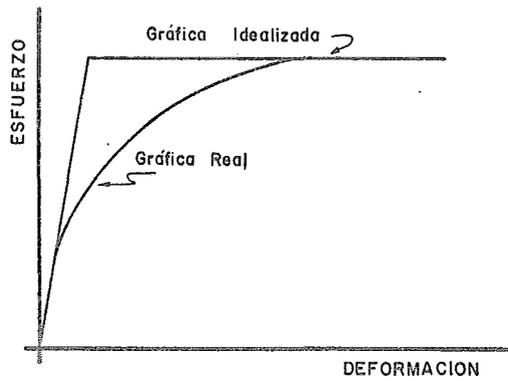
Para trazar las curvas esfuerzo-deformación  $t-x$ ,  $p-y$  y  $q-z$  mostradas en la Fig. 47, primero se tiene un estado elástico donde la resistencia es proporcional al desplazamiento del tubo, y después un estado plástico donde la resistencia permanece constante para cualquier desplazamiento. Estas curvas siguen un comportamiento hiperbólico, pero para simplificar el problema se opta por utilizar relaciones lineales.

En tales gráficas existe un punto de esfuerzo constante último  $(t_u, p_u \text{ y } q_u)$  para el cual se dá la deformación máxima  $(x_u, y_u \text{ y } z_u)$ .

A continuación se dan las funciones de los esfuerzos con el valor correspondiente al desplazamiento máximo, dependiendo del tipo de suelo.

#### II.4.2 Componente Axial o Longitudinal

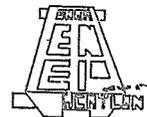
La componente axial o longitudinal es causada cuando la línea se empieza a mover y el suelo inicia a ofrecer una resistencia debida a la fricción; este caso ha sido tratado de forma similar al de pilotes.



México, 1984

**CURVA ESFUERZO-DEFORMACION  
DEL SUELO**

Fig. 47



TESIS PROFESIONAL

Para conocer el esfuerzo a que se sujeta el suelo se parte de las siguientes ecuaciones:

a) Para Arenas

$$t = \bar{\sigma}_n \tan \emptyset \quad (\text{II.4.1.})$$

$$\bar{\sigma}_n = \frac{\gamma' z'}{2} (1 + \cos 2\theta + K_o(1 - \cos 2\theta)) \quad (\text{II.4.2.})$$

Siendo  $\bar{\sigma}_n$  = Esfuerzo normal efectivo sobre el perímetro de la tubería - (Fig. 48).

$H'$  = Profundidad desde el lecho marino hasta el centro de tubería.

$\emptyset$  = Angulo de fricción interna.

$\theta$  = Angulo que nos define el punto sobre el perímetro donde se desea evaluar el esfuerzo normal efectivo.

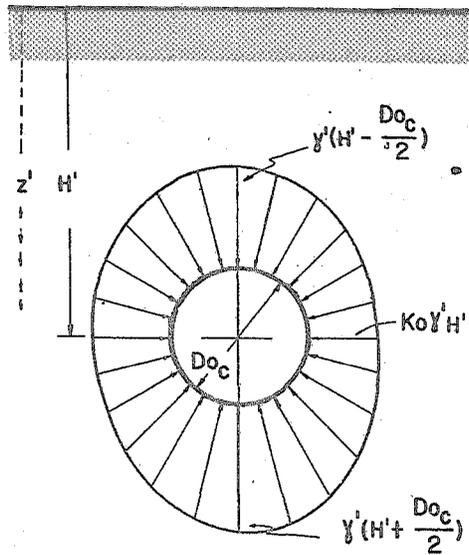
$K_o$  = Coeficiente de empuje lateral correspondiente a la condición de suelo en reposo.

Para obtener el esfuerzo axial total por unidad de longitud, se debe integrar de  $\theta = 0$  a  $\theta = 360^\circ$ , o sea:

$$T_o = \int t ds \quad (\text{II.4.3.})$$

sustituyendo valores:

$$T_o = 2 \int_{-\pi/2}^{\pi/2} \gamma' z' \tan \emptyset (1 + \cos 2\theta + K_o(1 - \cos 2\theta)) ds \quad (\text{II.4.4.})$$



México, 1984

**DISTRIBUCION DE PRESIONES DEL SUELO  
SOBRE LA TUBERIA**

Fig. 48



TESIS PROFESIONAL

y desde que  $z' = H' - (D_o_c/2)\sin\theta$  y  $ds = (D_o_c/2)d\theta$

$$T_o = \frac{\eta'}{2} \gamma' H' D_o_c (1 + K_o) \tan\phi \quad (\text{II.4.5.})$$

representándonos  $T_o$  la carga máxima, o última denotada por  $t_u$  en la Fig. 49, junto se presenta con un desplazamiento  $x_u$  del orden de 0.1 a 0.2".

b) Para arcillas.

$$t = C_a \quad (\text{II.4.6.})$$

$$t = \alpha' S_u \quad (\text{II.4.7.})$$

Donde  $C_a$  = Adhesión

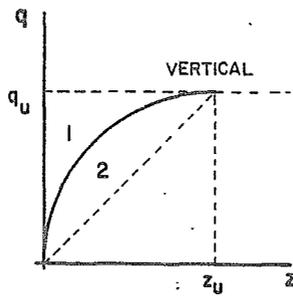
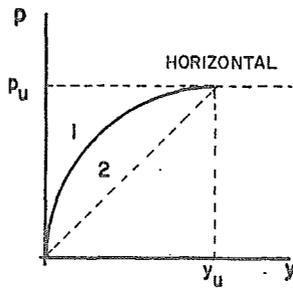
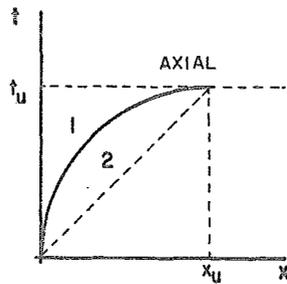
$S_u$  = Resistencia al esfuerzo cortante del suelo sin drenar.

$\alpha'$  = Coeficiente empírico que varía con  $S_u$  (Fig. 50).

entonces, la máxima carga axial por unidad de longitud es integrando  $t$  alrededor de la tubería, por lo tanto.

$$T_o = \eta' D_o_c \alpha' S_u \quad (\text{II.4.8.})$$

presentándose con una deformación  $x_u$  del orden de 0.1 a 0.2".



- 1) Comportamiento Normal
- 2) Comportamiento Ideal

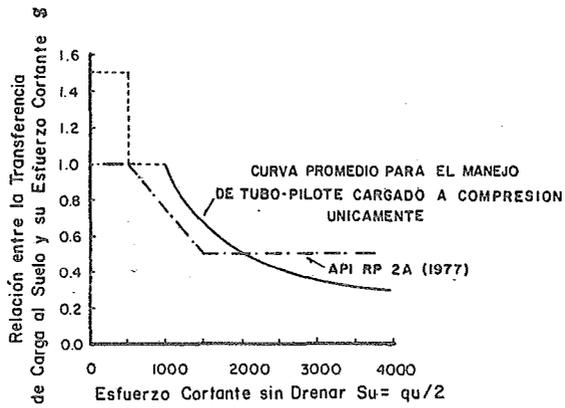
**COMPORTAMIENTO DEL SUELO AL  
SOMETERSE A UNA CARGA**

México, 1984

Fig. 49



TESIS PROFESIONAL



México, 1984

RELACION ENTRE TRANSFERENCIA DE CARGA Y ESFUERZO CORTANTE SIN DRENAR (1966)

Fig. 50



TESIS PROFESIONAL

### II.4.3 Componente Horizontal Lateral

Un pequeño desplazamiento lateral horizontal se genera cuando la tubería se mueve longitudinalmente, siendo más crítica cuando dicha tubería se continúa casi en forma perpendicular como es el caso de la curva de expansión.

La resistencia lateral del suelo en dirección horizontal ha sido tratada como un problema de fricción de Coulomb dentro de la Teoría de la Perfecta Plasticidad; ésta se define como el producto de la fuerza normal por un coeficiente de fricción, es decir:

$$P = f'w_n \quad (\text{II.4.9.})$$

siendo  $w_n = F_W - F_B \quad (\text{II.4.10.})$

En que  $f'$  = Coeficiente de fricción de Coulomb

$w_n$  = Peso de la tubería sumergida

$F_W$  = Peso de la tubería

$F_B$  = Fuerza Boyante

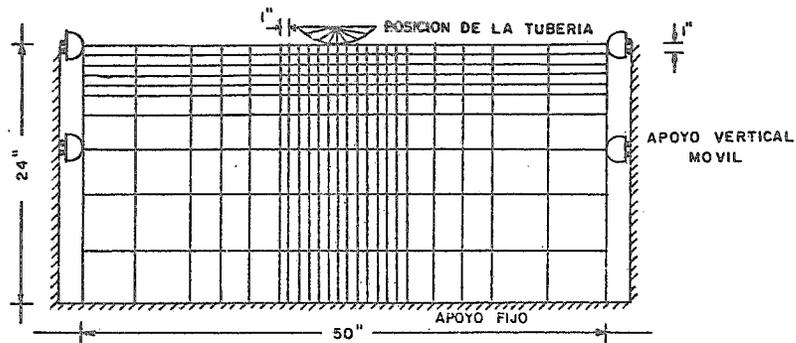
Esta relación es válida cuando; el soporte es rígido, la tubería está deslizando paralelamente a la superficie de soporte y  $P$  es independiente del desplazamiento lateral. Sin embargo, dichas premisas no se establecen en su totalidad y por lo tanto, hay que hacer las siguientes consideraciones al utilizar dicha relación.

a) Para Arcillas:

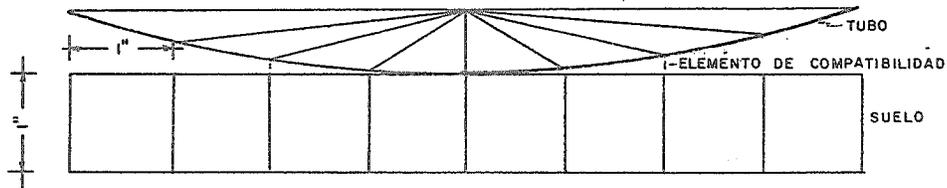
Lyons concluyó, que el criterio no es posible aplicarlo en arcillas blandas, al respecto se propone utilizar un procedimiento de elemento finito (Fig. 51). Con él se obtiene un "coeficiente de fricción" en función de las condiciones de esfuerzos por el contacto suelo-tubería, -- los coeficientes con tal procedimiento tuvieron una buena correlación con los datos experimentales, observándose que la resistencia lateral decrecía con el incremento del diámetro y aumentaba con el incremento del peso sumergido.

b) Para Arenas:

La relación se cumple sobre todo, en tuberías ligeras soportadas por arenas densas. El coeficiente de fricción al deslizamiento fluctúa para aluvión en 0.3, en arenas sobre 0.4 y en gravas en 0.5; en cuanto a los coeficientes estáticos alcanzan valores mayores en un 70%.



DISPOSICION SUELO -TUBERIA

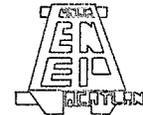


DETALLE DEL CONTACTO SUELO -TUBERIA

México, 1984

MODELO DEL ELEMENTO FINITO  
SEGUN LYONS

Fig. 51



TESIS PROFESIONAL

También para el caso de las arenas se creó un modelo de fricción de Coulomb donde se dedujo que el coeficiente de fricción era independiente del peso de la tubería sumergida y no había efecto apreciable al variar el diámetro de la tubería.

Karal únicamente hizo una modificación a la ecuación inicial de la resistencia lateral, cambiandola por:

$$P = F W_n \quad (\text{II.4.11.})$$

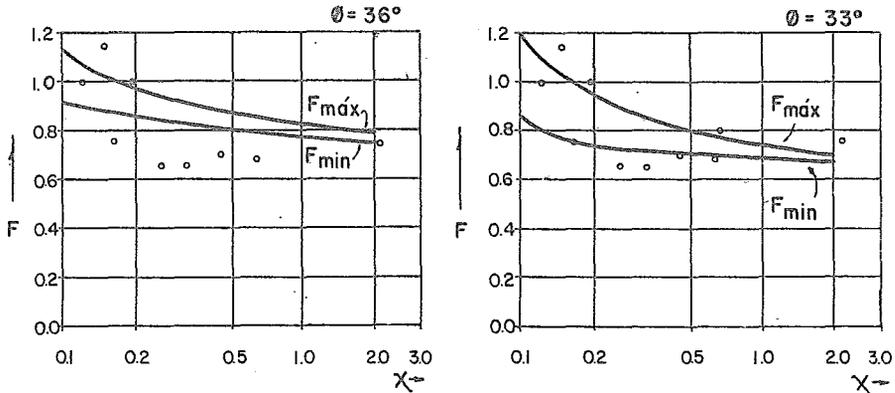
en que F representa el coeficiente de estabilidad lateral para tuberías enterradas; siendo inferido por Lyons en arenas a partir del ángulo de fricción interna para valores de  $\phi = 33^\circ$  y  $36^\circ$  según la gráfica de la Fig. 52. En arcillas es deducido por las relaciones dadas en la misma figura y utilizándo la gráfica correspondiente.

Otro método de deducir P, es por las ecuaciones de Audibert y Nyman, en que:

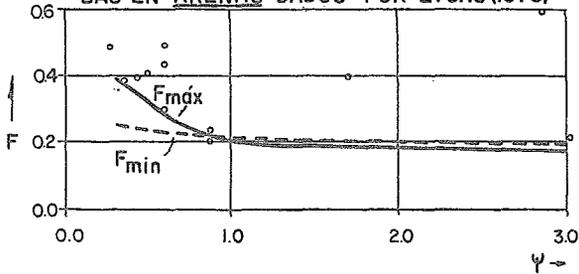
a) Para Arenas:

$$P = \frac{y'}{A' + B'y'} \quad (\text{II.4.12.})$$

$$\chi \left\{ \begin{array}{l} = \frac{\gamma D_o c}{4 F_B} \text{ Para un análisis a corto plazo} \\ = \frac{\gamma D_o c}{4 F_B} \text{ Para un análisis a largo plazo} \end{array} \right.$$



COMPARACION DE LOS VALORES CALCULADOS DE F CON RESULTADOS DE PRUEBAS EN ARENAS DADOS POR LYONS (1973)

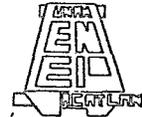


$$\psi \left\{ \begin{array}{l} = \frac{Su D_o c}{2 F_B} \text{ Para un análisis a corto plazo} \\ = \frac{c D_o c}{2 F_B} \text{ Para un análisis a largo plazo} \end{array} \right.$$

COMPARACION DE LOS VALORES CALCULADOS DE F CON VALORES DE PRUEBAS EN ARCILLAS DADOS POR LYONS (1973) México, 1984

GRAFICAS DEL COEFICIENTE DE FRICCION

Fig. 52



Siendo  $A' = 0.145y'/qu$

$B' = 0.855/qu$

$qu = \gamma'H'Nq$

$y' = 0.02(H'+ Do_c/2)$  para arenas sueltas

$= 0.015(H'+ Do_c/2)$  para arenas densas

$\gamma'$  = Peso específico del suelo sumergido

$H'$  = Profundidad desde el lecho marino al centro de la tubería

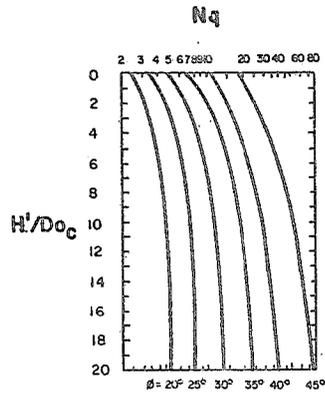
$Nq$  = Factor de capacidad de carga en cimientos o para cargas horizontales según Brinch Hansen (Fig. 53).

b) Para Arcillas:

$$Pu = cNc \quad (II.4.13.)$$

Donde:  $c$  = Cohesión

$Nc$  = Capacidad de carga para cimientos o para cargas horizontales según Brinch Hansen (Fig. 54).



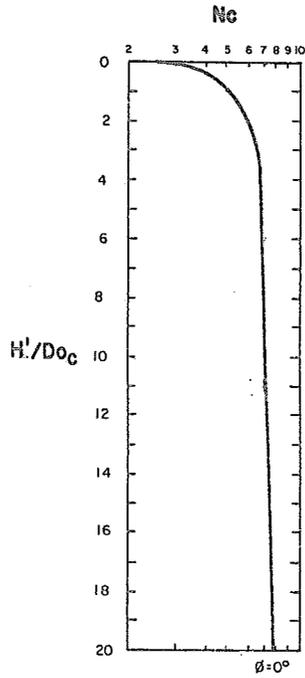
México, 1984

**FACTOR  $N_q$  PARA SUELOS GRANULARES  
(BRINCH HANSEN, 1961)**

Fig. 53



TESIS PROFESIONAL

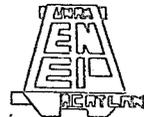


México, 1984

FACTOR  $N_c$  PARA SUELOS COHESIVOS

(BRINCH HANSEN, 1961)

Fig. 54



TESIS PROFESIONAL

#### II.4.4 Estabilidad Lateral

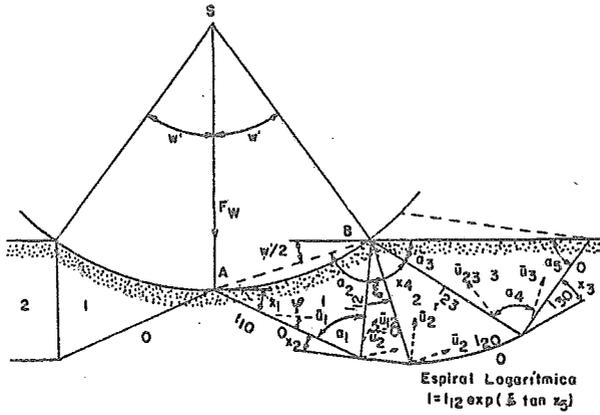
Karal dedujo que desde el punto de vista de estabilidad, el problema de resistencia lateral es similar al de capacidad de carga en cimentaciones sujetas a una carga inclinada. A pesar de ésto, el análisis de estabilidad es complejo debido a que la interacción suelo-tubería es curvo, además de que se aceptan grandes desplazamientos horizontales en el diseño y por último porque el suelo presenta deformaciones plásticas antes de ofrecer resistencia lateral.

Con tales antecedentes, se han desarrollado las siguientes premisas para definir los mecanismos de falla del suelo:

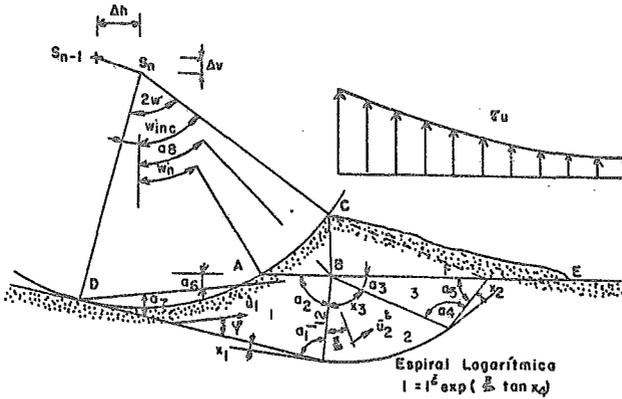
- 1) Determinación de la profundidad de enterrado. Esta regido por el ángulo  $2w'$  en el mecanismo de falla No. 1 (Fig. 55). Presenta como incógnitas las  $X_i$  ( $i = 1, 2, \dots, 5$ ) con lo que se busca establecer el equilibrio para que:

$$w_n = F_W - F_B \quad (\text{II.4.14.})$$

considerando que para cada  $w_n$  existe un ángulo  $2w$ .



MECANISMO DE FALLA NO. 1



MECANISMO DE FALLA NO. 2

México, 1984

MECANISMOS DE FALLA

Fig. 55



TESIS PROFESIONAL

- 2) Determinación de la resistencia lateral del suelo. Ya conocida la profundidad de penetración en función de  $2w$ , se entra a precisar el mecanismo de falla No. 2, cuyas incógnitas son las  $X_i$  --- (1, 2, 3 y 4). La resistencia lateral es entonces dada al incrementar los desplazamientos hasta que la máxima fuerza horizontal es encontrada con su respectiva superficie de falla.

Las ecuaciones del equilibrio de la energía que nos permiten valorar las  $X_i$  se encuentran en el reporte "Lateral stability of submarine pipelines" de K. Karal del Laboratorio River and Harbour, Trondheis, Norway y - "Soil resistance to lateral sliding of marine, pipelines" de C. G. Lyons del TC paper 1876 (1973) Vol. II p.p. 479-484.

Varias hipótesis se han establecido para el mecanismo de falla No. 2, siendo en primera instancia:

- 1.- El mecanismo de falla crítico es obtenido cuando se tiene la menor área de contacto suelo-tubería.
- 2.- El mecanismo de falla pasa por el punto B cuando  $\alpha_7 = 0$ , y por lo tanto la superficie se vuelve plana. Bajo tales condiciones la máxima resistencia lateral ha sido encontrada.

- 3.- El suelo superior al plano se CF es despreciable.
- 4.- En el caso del  $c > 0$  o  $S_u > 0$ , el mecanismo se desarrolla para un  $\alpha_7 > 0$  considerando que no hay disipación de energía arriba del plano AE y para  $\alpha_7 = 0$  hay una reducción del 50% en  $c$  ó  $S_u$  del suelo arriba de AB.
- 5.- La estabilidad lateral a una profundidad de enterrado mayor de un diámetro carece de importancia puesto que los efectos hidrodinámicos decrecen.
- 6.- No se toma en cuenta el tiempo que tarda para que se inicie el movimiento después de la colocación de la estructura.

#### II.4.5 Componente Vertical Lateral

Mientras que la componente axial y lateral horizontal tienen una respuesta simétrica del suelo, no sucede lo mismo con respecto a la componente vertical, en que el comportamiento depende del sentido: ascendente o descendente.

Así, para un desplazamiento descendente el problema ha sido tratado - como una cimentación de forma cilíndrica, en que la relación q-z se establece a partir de la teoría de capacidad de carga, por lo tanto:

$$q_u = cN_c + \gamma'H'N_q + 1/2 \gamma'B N_\gamma \quad (\text{II.4.15.})$$

Siendo:  $N_c$ ,  $N_q$  y  $N_\gamma$  = Factores de capacidad de carga

$c$  = Cohesión

Para el caso particular de las arcillas:

$$q_u = cN_c + \gamma'H' \quad (\text{II.4.16.})$$

representándose junto con un desplazamiento del orden  $z_u = 0.1Do_c$  a ----  $0.15Do_c$ .

Para el problema del desplazamiento ascendente, la máxima resistencia ofrecida por el suelo a una tubería para ser levantada es:

a) Para Arcillas.

$$F_0 = KcLDo_c \quad (\text{II.4.17.})$$

b) Para Arenas.

$$F_0 = K_s \gamma H' L D_{oc} \quad (\text{II.4.18.})$$

Con  $K_c$ ,  $K_s$  = Factores empíricos para arcillas y arenas respectivamente -  
mostrados en la Fig. 56.

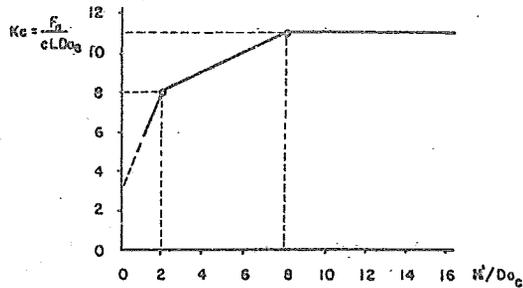
Para el mismo caso de desplazamiento ascendente, Vesic propuso como la resistencia máxima radial a la expansión del suelo marino producida -- por cuerpos cilíndricos a la relación:

$$F_0 = cF'c + \gamma H'F'q \quad (\text{II.4.19.})$$

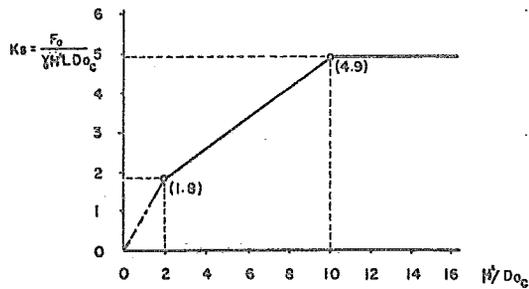
Donde  $F'c$  y  $F'q$  = Factores de expansión, que depende de la forma, profundidad y ángulo de fricción interna del suelo (Fig. 57).

La deformación considerada como crítica anda alrededor de 4% de la profundidad de enterrado.

Cada una de las relaciones están fundamentadas en la experimentación sobre suelos muestreados, sin embargo, para lograr generalizar los parámetros a un área en cuestión conviene utilizar valores más bajos en resis--



ARCILLAS BLANDAS



ARENAS FINAS

México, 1984

COEFICIENTES  $K_c$  Y  $K_s$  (REESE Y  
CASBARIAN, 1968)

Fig. 56



TESIS PROFESIONAL



tencias; y para cargar valores aumentados. Así, se estará diseñando con un "factor de seguridad".

En el Anexo No. VIII en base a conclusiones experimentales son dados a conocer algunos de los pasos que se han seguido para conocer los parámetros de un suelo arcilloso muy blando (frecuentes en la Sonda de Campeche) y en donde se requiere mantener estable a la tubería.

SIMBOLOGIA DEL CAPITULO II

- $F_V$  = Fuerza vertical
- $F_H$  = Fuerza horizontal
- $F_C$  = Capacidad de carga
- $F_W$  = Peso de la tubería
- $F_B$  = Fuerza boyante
- $F_L$  = Fuerza ascensional
- $F_O$  = Resistencia a la extracción
- $F_S$  = Resistencia al deslizamiento
- $F_D$  = Fuerza de arrastre
- $F_I$  = Fuerza de inercia
- $F_P$  = Resistencia pasiva del suelo
- $F_X$  = Fuerza de impacto
- $q_u$  = Capacidad de carga última
- $B$  = Ancho de la cimentación
- $\gamma_m$  = Peso específico del material
- $\gamma'$  = Peso volumétrico del suelo sumergido ( $\gamma' = \gamma_m - 1$ )
- $c$  = Cohesión
- $j$  = Profundidad del enterrado de la tubería con respecto a  $D_{o_c}$
- $\phi$  = Angulo de fricción interna del suelo
- $H'$  = Profundidad desde el lecho marino hasta el centro de la tubería
- $W_s$  = Peso del acero

$W_a$  = Peso del anticorrosivo

$W_c$  = Peso del concreto

$W_{oil}$  = Peso del aceite crudo

$L'$  = Longitud de tubería no apoyada

$\theta_A$  y  $\theta_B$  = Pendiente en los extremos A y B

$M$  = Momento flexionante

$R_A$  = Radio de curvatura en A

$L$  = Longitud de la tubería

$o$  = Distancia del eje a la fibra más alejada

$I$  = Momento de inercia en la sección transversal

$V_A$  y  $V_B$  = Reacciones en los apoyos A y B

$X$  = Distancia horizontal desde el apoyo izquierdo

$Y$  = Flecha o deflexión

$T$  = Fuerza de tensión

$SB_{m\acute{a}x.}$  = Esfuerzo máximo por flexión

$SAX$  = Esfuerzo axial

$F_x, F_y$  y  $F_z$  = Fuerzas actuantes en los ejes  $x, y, z$ .

$SF$  = Esfuerzo cortante directo

$SV$  = Esfuerzo cortante

$D$  = Diámetro medio

$SB_{cr}$  = Esfuerzo crítico

$r_g$  = Radio de giro

$t, p$  y  $q$  = Esfuerzos en las direcciones  $x, y, z$

- $t_u, p_u$  y  $q_u$  = Esfuerzo constante último en la dirección x, y, z  
 $x_u, y_u$  y  $z_u$  = Deformación máxima del suelo en los ejes x, y, z  
 $\bar{\sigma}_n$  = Esfuerzo normal efectivo sobre el perímetro de la tubería  
 $\theta$  = Angulo que sitúa el punto sobre el perímetro donde se desea  
 valuar el esfuerzo normal efectivo  
 $T_u$  = Carga máxima o última  
 $\alpha'$  = Coeficiente empírico que varía con  $S_u$   
 $S_u$  = Resistencia al esfuerzo cortante del suelo sin drenar  
 $P$  = Fuerza normal, resistencia lateral  
 $w'$  = Angulo que define el mecanismo de falla  
 $D_{o_s}, D_{i_s}$  = Diámetro externo e interno del tubo de acero  
 $D_{o_a}, D_{i_a}$  = Diámetro externo e interno del recubrimiento anticorrosivo  
 $D_{o_c}, D_{i_c}$  = Diámetro externo e interno del recubrimiento de concreto  
 $\gamma_{oil}$  = Peso específico del crudo  
 $A_h$  = Area hidráulica  
 $\gamma_s$  = Peso específico del acero  
 $\gamma_a$  = Peso específico del anticorrosivo  
 $\gamma_c$  = Peso específico del concreto  
 $\gamma_w$  = Peso específico del agua  
 $A''$  = % de aire en el fluido  
 $C_L$  = Coeficiente ascensional  
 $\rho$  = Densidad del agua  
 $u_v$  = Componente vertical de la velocidad  
 $K_o$  = Coeficiente de empuje lateral correspondiente a la condición  
 de suelo en reposo

- $\delta_0$  = Angulo de fricción interna entre el suelo y la estructura  
(  $\delta_0 = 2/3 \phi$  )
- FS = Factor de seguridad
- $K_F$  = Coeficiente de fricción o de deslizamiento
- $C_D$  = Coeficiente de arrastre
- $C_I$  = Coeficiente de inercia
- Ca = Adherencia
- $\hat{u}_h$  = Componente horizontal de la aceleración
- $N_c, N_q$  y  $N_\gamma$  = Coeficientes adimensionales que dependen del ángulo de fricción interna del suelo
- $e_{min}$  = Espesor de acero mínimo permisible
- $e_s$  = Espesor del acero
- $P_i$  = Presión interna
- $P_e$  = Presión externa
- S = Máximo esfuerzo tangencial permisible
- $e_c$  = Espesor del concreto
- $e_a$  = Espesor del anticorrosivo
- $f'$  = Coeficiente empírico de Coulomb
- $w_n$  = Peso de la tubería sumergida
- F = Coeficiente de estabilidad lateral
- A' y B' = Parámetro en función de  $y'/q_u$
- $y'$  = Parámetro de estabilidad
- $z'$  = Profundidad desde el lecho marino
- $P_u$  = Resistencia lateral última
- $X_i$  = Incógnitas de los mecanismos de falla

$K_c$  y  $K_s$  = Factores empíricos para arcillas y arenas respectivamente

$F'_c$  y  $F'_q$  = Factores de expansión

$\epsilon_t$  = Expansión térmica

$\epsilon_p$  = Expansión por presión interna

$\pi$  =  $P_i$

$q'$  = Relación

$T_o$  = Carga máxima

$GE$  = Gravedad específica

$k_o$  = Constante de proporcionalidad

$\lambda$  = Frecuencia natural

$\Delta t$  = Temperatura diferencial

$K$  = Coeficiente de resorte

$\vec{R}$  = Reacción

$m$  = Masa

$L_f$  = Longitud donde el suelo ofrece resistencia

$L_1$  = Longitud sin enterrar

$\partial_1$  = Expansión en el punto de enterrado

$\partial_2$  = Expansión en la plataforma

$\chi, \psi, \&, T^\circ, S, L_D$  = Relaciones

$\beta$  = Relación entre la transferencia de carga al suelo y su esfuerzo cortante.

$e'$  = Espesor

$r_{med}$  = Radio medio

$SMYS$  = Resistencia mínima a la cedencia

- G = Espesor de rosca, muesca, etc.
- "E" = Eficiencia de junta
- SL = Esfuerzo longitudinal
- SH = Esfuerzo circunferencial
- STE = Esfuerzo de tensión equivalente
- SE = Esfuerzo de expansión
- SEQ = Esfuerzo equivalente de Von Mises
- $T_1$  = Temperatura inicial
- $T_2$  = Temperatura final
- $\alpha$  = Coeficiente de dilatación térmica
- $\mu$  = Módulo de Poisson
- A = Area de la sección transversal del tubo de acero
- $\Delta$  = Deformación total
- $SV_{\text{máx}}$  = Máximo esfuerzo cortante
- SV = Esfuerzo cortante
- Fa = Fuerza de anclaje
- SB = Esfuerzo flexionante
- ST = Esfuerzo cortante torsional
- i = Factor de intensificación de esfuerzos
- $M_x, M_y$  y  $M_z$  = Momento con respecto a los ejes x, y, z
- Z = Módulo de sección de la tubería
- $\epsilon'$  = Deformación unitaria
- $SB_1$  = Esfuerzo máximo secundario a la flexión

$r$  = Radio

$l$  = Longitud mínima del anillo de rigidez

$k_0$  = Constante de proporcionalidad

$w$  = Peso de la línea por unidad de longitud

$h$  = Profundidad del lecho marino

$H_0$  = Altura de la tubería sobre el lecho marino

$u_h$  = Componente horizontal de la velocidad

$C_1, C_2$  = Constantes arbitrarias

$M_{\text{máx}}$  = Momento flexionante máximo

$\gamma$  = Peso específico del suelo

CAPITULO III

INGENIERIA  
CIVIL

**CONSTRUCCION Y  
FUNCIONAMIENTO**



DISEÑO Y CONSTRUCCION DE TUBERIAS SUBMARINAS PARA EL  
TRANSPORTE DE ACEITE CRUDO

## CONSTRUCCION Y FUNCIONAMIENTO

### III.1 COMPONENTES Y LIMITES

#### III.1.1 Aceite Crudo

El principal componente de toda la tecnología marina lo constituye el Petróleo. Petróleo (del latín petroleum: petra-piedra y oleum-aceite) significa aceite de piedra; químicamente es una mezcla compleja de hidrocarburos compuesta de aproximadamente de un 76 a un 86% de carbono y de un 10 a un 14% de hidrógeno, puede contener impurezas de elementos como el oxígeno, azufre y nitrógeno y de metales tales como el hierro, níquel, vanadio y -- otros.

Su origen no se conoce con exactitud, pero lo más certero es que provenga de material orgánico a pesar de que los mayores lugares explotables se localizan en sitios que alguna vez fueron lagos o mares.

El petróleo, puede asumir los 3 estados físicos: sólido, líquido y gaseoso, solamente en las 2 últimas formas puede ser transportado. Se hace la aclaración que el presente trabajo se enfoca exclusivamente al transpor

te de aceite crudo o sea el petróleo en estado líquido, más detalles al respecto se dan en la parte referente al comportamiento hidráulico.

Para que se formen los yacimientos de petróleos, deben presentarse - cuatro factores básicos: 1) que exista la suficiente presión y temperatura dentro de una roca generadora para transformar la materia orgánica; 2) debe existir una roca almacenadora permeable; 3) a su vez una roca impermeable en la parte superior que sirva como sello y 4) que el yacimiento - en él sea una trampa geológica (Fig. 58).

### III.1.2 Componentes del Sistema Tubular

#### Tuberías Submarinas.

El petróleo crudo extraído de los yacimientos marinos es conducido -- por medio de tuberías submarinas definidas por el Código DNV como la parte de la tubería localizada bajo la superficie del agua, parcial o totalmente enterrada en el lecho. Por ser una estructura debe mantener un comporta-- miento satisfactorio bajo las condiciones para las que ha sido diseñado, - brindando siempre una seguridad al medio circundante en el momento de ope-- rar.



Riser.

El Riser es el tubo que conecta las tuberías submarinas con las instalaciones en cubierta de la plataforma, se coloca casi verticalmente a una de las piernas por medio de abrazaderas o soportes. Este elemento presenta una pequeña zona denominada "splash" es donde se efectúa el rozamiento más severo por efecto de la variación de nivel del agua.

Dentro de todo el sistema, el Riser resulta de lo más problemático de proteger y de diseñar para que pueda ofrecer una resistencia al ataque corrosivo, al flujo de la corriente, al impacto, debe aceptar cierta flexibilidad, tener una larga vida útil sin mantenimiento y no deberá albergar ningún tipo de vida sobre él.

Curva de Expansión.

Es la parte, que cumple con la función de absorber los desplazamientos originados por el incremento de temperatura al estar transportando los hidrocarburos. Generalmente se encuentra enterrada para disminuir la magnitud del movimiento horizontal y transmitir parte de los esfuerzos al suelo marino.

Dependiendo de la longitud de la línea, se podrá optar para el diseño una curva en forma de "L" o de "Z". Esta última, obviamente, se utiliza - en el caso de una mayor longitud de tubería, debido a que los esfuerzos se disipan en un mayor número de direcciones.

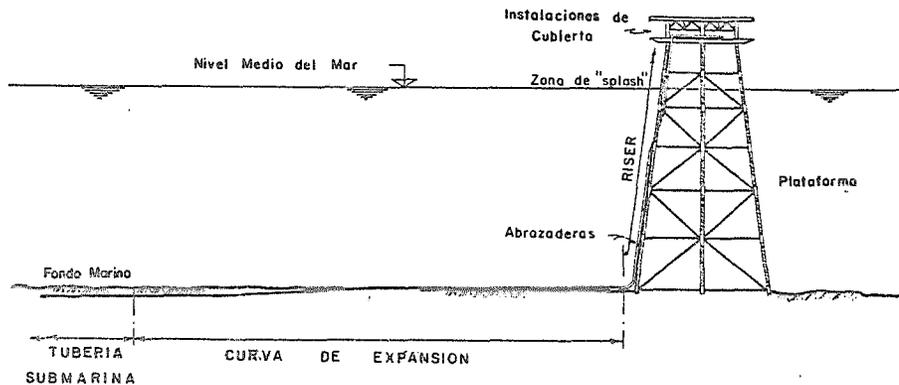
Además de estos 3 elementos que componen el sistema, existen otros -- componentes como son las válvulas, soportes, codos, etc. que ayudan al control y funcionamiento de las tuberías durante la operación. (Fig. 59)

### III.1.3 Límites

Desde el momento de que se extrae el petróleo de los yacimientos y es transportado por tuberías, éstas pueden ligarse a 3 tipos de estructuras:

- a) Plataformas.
- b) Monoboyas.
- c) Instalaciones en Tierra.

a) Plataformas: Las plataformas son estructuras constituidas de secciones tubulares de gran resistencia, cumplen principalmen-



México, 1984

### COMPONENTES DEL SISTEMA TUBULAR

Fig. 59



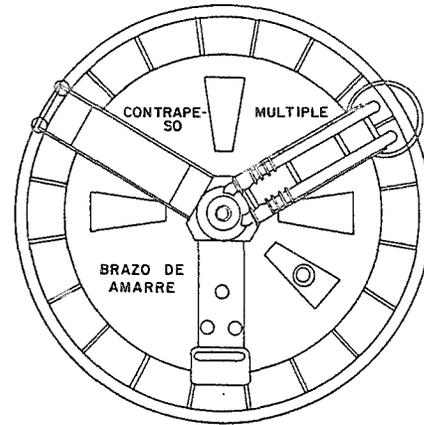
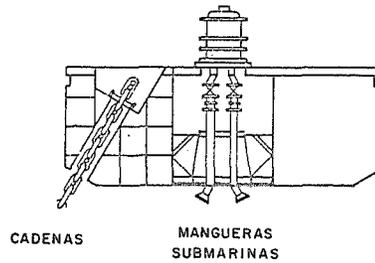
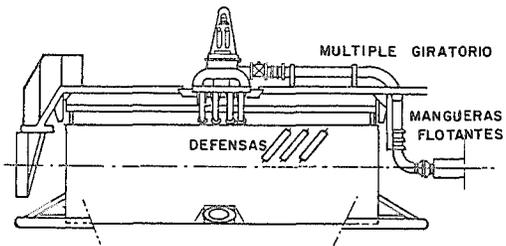
TESIS PROFESIONAL

te con la función de explotación y producción de petróleo. Las hay de diferentes tipos, y su elección dependerá de las condiciones oceanográficas y de la profundidad a la que se encuentra el lecho marino.

Así tenemos que, a una profundidad mayor de los 100 m se utilizan de tipo flotante; las de tipo semisumergibles son muy versátiles y no tienen límite con respecto a la profundidad y el tipo de plataforma fija, es la más efectiva en aguas someras, la fijación con el suelo se lleva a cabo por medio de pilotes.

b) Monoboyas: En el caso de no contar con muelles o dársenas de maniobras que permitan a los barcos llegar a la costa, es necesario contar con instalaciones fuera de éstas, que sirvan para cargar o descargar el petróleo para lo cual se crearon las monoboyas, con una ubicación geográfica definida. En la Bahía de Campeche se localizan en Cayo Arcas y Dos Bocas.

Un tipo de monoboja es la mostrada en la Fig. 60, se encuentra anclada con cadenas para impedir su movimiento,



México, 1984

MONOBOYA

Fig. 60



TESIS PROFESIONAL

evitando así que los barcos sean fijados al conectarse.

Entre las ventajas que se tienen al tener monoboyas es su sencilla instalación y manejo, el barco podrá maniobrar hasta colocarse en la posición de ofrecer la menor resistencia al viento, bajo condiciones desfavorables - opera mejor que cualquier otro tipo de estructura, además se puede cambiar de lugar en el caso que se requiera.

- c) Instalaciones en Tierra: El producto que viene del mar es conducido a tierra a las Plantas de Refinación y a las Petroquímicas, para que los productos derivados de uso comercial sean procesados y elaborados. De aquí continúa su distribución por tuberías o por otro medio de transporte.

### III.2. RECUBRIMIENTOS DE LA TUBERIA

#### III.2.1 Tubería de Acero.

Antes de entrar a la descripción de los recubrimientos, se mencionará la composición química de la tubería de acero.

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

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

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

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

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

Las proporciones de los elementos que constituyen la tubería tienen - una gran influencia en las propiedades del acero, haciéndolas variar como se enuncia a continuación:

Los elementos se clasifican en metales y metaloides; los metales son, por ejemplo: hierro, cobre, aluminio, zinc, estaño, etc.; se distinguen en general por el llamado "brillo metálico" y son buenos conductores del calor y la electricidad, mientras que los metaloides son: el hidrógeno, oxígeno, silicio, fósforo, azufre, etc.; no tienen la mayoría el brillo metálico y son malos conductores del calor y la electricidad. Algunos metaloides como el silicio, el fósforo y el azufre son encontrados a menudo en -- los metales, alterando a veces notablemente las propiedades de éstos.

Las combinaciones de los metales entre sí y con los metaloides se conocen como aleaciones; así tenemos los "aceros aleados" que significa que el acero normalmente contiene otros metales especiales tales como el cromo,

volframio, níquel, etc.. Un metal, verbigracia el hierro o el cobre, debe berían constar en el sentido estricto de la palabra, exclusivamente de hierro o cobre sin cuerpos extraños. Sin embargo, algunos metales como el -- hierro no podrían prácticamente ser empleados o serlo en raras ocasiones. Por lo tanto, todo metal constituye, por consiguiente, una aleación cuyas propiedades se mejoran mediante la adición de una pequeña cantidad de metales o metaloides.

El metal más importante es el hierro, que se subdivide en arrabio o hierro de primera fusión que contiene de 3 a 4% de carbono y en acero con 0.03 a 1.6% de carbono. El acero se divide en acero soldable o soldado y acero fundido u homogéneo, según se obtenga en estado líquido o pastoso. - En cuanto al acero que contiene de 0.03 a 0.3% de carbono le llaman vulgarmente hierro forjado (o simplemente hierro). El arrabio o hierro de primera fusión no sirve para soldar, el hierro colado que se adquiere de éste - por una simple refundición en el cubilete, puede ser soldado.

En vista de la especial importancia del hierro, se da a los otros metales el nombre de metales no férreos, de los cuales son soldables el co-bre, el aluminio, el níquel, el plomo, el zinc, la plata, el oro y el platano. Las aleaciones que prácticamente pueden aplicarse a las soldaduras son el latón (aleación de cobre y zinc), bronce (aleación de cobre y esta-ño), las de aluminio, las de magnesio y el metal Monel.

Como se mencionara anteriormente, el acero contiene de 0.03 a 1.6% de carbono; a medida que aumenta la proporción de carbono, disminuye la temperatura de fusión (1500°C en el acero dulce) y el peso específico (7.85 en el acero dulce), pero aumenta la resistencia a la tracción de 30 a 100 ---  $\text{kg/mm}^2$  (para volver a disminuir ligeramente), baja el alargamiento de 28 a 2%, aumenta la dureza de 100 a 360 unidades Brinel y disminuye la soldabilidad. El carbono es el regulador principal de la resistencia y posibilita el temple y la corrección del acero para el revenido.

El silicio es necesario para una fundición compacta, porque evita la salida de gases disueltos y aumenta el límite de elasticidad, disminuyendo la maleabilidad y la soldabilidad. El manganeso actúa como desoxidante. - El acero al manganeso (con 6 al 15% de Mn) ofrece gran resistencia al desgaste, el manganeso neutraliza la acción desfavorable del silicio sobre la soldadura. El fósforo reduce considerablemente la capacidad de resistencia a los golpes y la plasticidad en frío (una cantidad grande de fósforo origina la fractura en frío), por cuya razón en proporción anda entre el 0.1% ó hasta el 0.02% cuando se trata de aceros fuertemente solicitados.

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

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

$$\text{C.E.} = \text{C} + \frac{\text{Mn}}{6} + \frac{\text{CrMoV}}{5} + \frac{\text{NiCu}}{15} \quad (\text{III.2.1.})$$

### III.2.2 Soldadura

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

- 1.- Electric Resistance Welded Pipe: En la tubería que tiene una -- junta longitudinal a tope, en donde la unión se produce por el -- calor obtenido por la resistencia de la tubería con el flujo de la corriente eléctrica (en un circuito en el cual la tubería for

ma parte) y por la aplicación de presión.

- 2.- Furnace Lap Welded Pipe: Tiene juntas longitudinales traslapadas, manufacturada por el proceso de soldadura a forja, en donde la unión se produce por el calentamiento del tubo preforjado a la temperatura de soldar y por un mandril localizado entre dos cilindros para soldar, los cuales comprimen y sueldan los bordes superpuestos.
- 3.- Furnace Butt-Welded Pipe: Originalmente son tramos individuales al cortar planchas de metal para tubos, que tienen una junta longitudinal a tope soldada a forja por la presión mecánica desarrollada al laminar la plancha de metal, calentada en el horno a través de un molde cónico (comunmente conocido como campana de soldar) el cual sirve para soldar y moldear.
- 4.- Continuous Welded: Son tuberías producidas por planchas de metal enrolladas y posteriormente cortadas en longitudes individuales, tienen una junta longitudinal a tope soldada a forja por la presión mecánica desarrollada al laminar la plancha de metal caliente a través de un conjunto de cilindros para soldar de paso redondo.

- 5.- Electric Fusion Welded Pipe: Tubería que tiene junta longitudinal a tope donde la unión se lleva a cabo con soldadura manual - o automática con arco eléctrico. La soldadura puede ser sencilla o doble y puede hacerse con o sin metal rellenedor.
  
- 6.- Spiral Welded Pipe: También se manufactura por el proceso de -- soldadura por fusión eléctrica con juntas a tope, a traslape o - en espiral.
  
- 7.- Electric Flash Welded Pipe: Tubería con junta longitudinal a tope, unida simultáneamente en el área de contacto, por el calor - obtenido por la resistencia al flujo de la corriente eléctrica - entre las 2 superficies y por la aplicación de presión después - de que casi alcanza su completo calentamiento. El chispeo y el recalentamiento siempre expulsan metal de la junta.
  
- 8.- Double Sumerged Arc Welded: Tubería con junta longitudinal a tope producido por lo menos con 2 cordones de soldadura, uno está en el interior del tubo, la unión es por calentamiento por medio del arco eléctrico entre el electrodo de metal y la superficie - de trabajo. La soldadura es protegida por una cubierta granular de material fundido. No se usa presión y el metal relleno para la soldadura del interior y el exterior se adquiere de los -- electrodos.

El proceso de soldado requiere de personal altamente calificado para el manejo del equipo, ya sea manual, semiautomático o automático y estará sujeto a una supervisión constante hasta checar finalmente su calidad en base de radiografías y apegándose a la sección 8 del API-1104.

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

Como un dato adicional se mencionará que la soldadura utilizada en el Oleoducto de 36" de Dos Bocas a la Plataforma de Enlace Abkatun fue automática de arco metálico. En el Anexo No. IX se desglosa el costo directo -- por concepto de soldadura para dicho ducto.

### III.2.3 Juntas de Campo

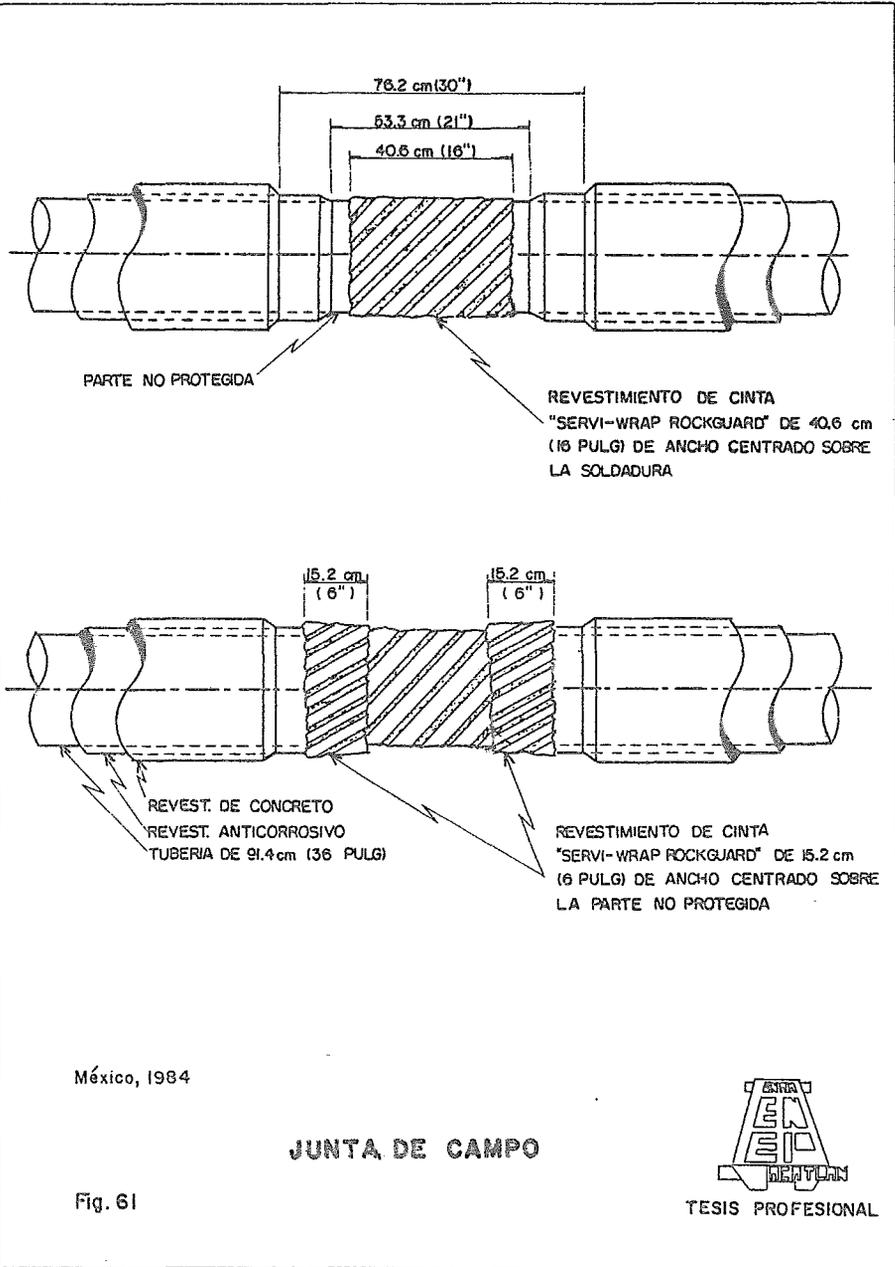
Las juntas de campo sirven para evitar que la humedad penetre hasta la tubería en el tramo en que fue soldado. El material utilizado para las tuberías marinas en México es una cinta hecha de servi-wrap rockguard o similar compuesto de espuma de poliuretano multicomponente con un propelente

de fluorocarbono, su resistencia a la compresión tiene un valor mínimo de  $12.7 \text{ kg/cm}^2$  ( $180 \text{ lb/pulq}^2$ ), según norma ASTM D1621-73. Exteriormente las juntas tienen una cubierta de formas desechables, su ancho y largo varían en función del tirante de agua a que va a ser sometida, van unidas por grasas y abrazaderas.

Después de colocar el primer encintado queda una parte no protegida - que deberá limpiarse antes de encintarse como envoltura de cigarrillo y -- traslaparse con el revestimiento anticorrosivo (tratado en el inciso si--- guiente) como se muestra en la Fig. 61.

#### III.2.4 Protección Anticorrosiva y Catódica

La corrosión es el principal agente destructor a que esta sujeta la - tubería. Consiste en un proceso electroquímico producido en los metales - como una reacción al medio ambiente. La reacción se presenta cuando se ge nera una corriente en que los átomos del metal ceden uno o más electrones formando iones de carga positiva; estos se combinan con el oxígeno del --- agua para formar la carga negativa. La reacción puede expresarse como:

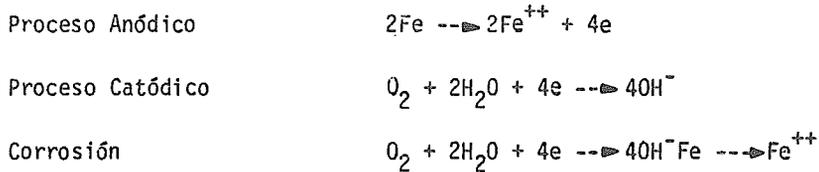


México, 1984

**JUNTA DE CAMPO**

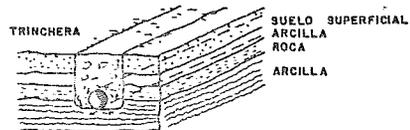
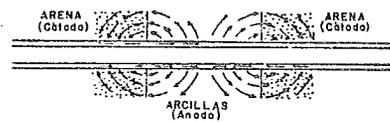
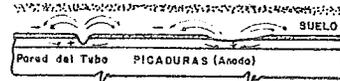
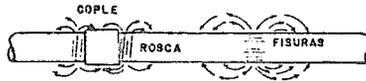
Fig. 61





La corrosión por lo tanto ocurre en la parte del ánodo y no del cátodo. Las causas del medio ambiente que generan el fenómeno son: (Fig. 62)

- Tener el contacto con diferentes suelos: La existencia de varios suelos en contacto con la tubería genera un electrolito, que a su vez hace que se presente una corriente que provoque la corrosión.
- Mezcla de diferentes suelos: Cuando se entierra la tubería en una zanja se cubre con material mezclado, que genera pequeñas celdas - produciendo algo de corrosión.
- Al existir aereación del suelo: En tuberías enterradas se presentan partes del suelo con variación en el contenido de humedad que produce las mismas consecuencias.
- Corrosión bacteriológica. Como su nombre lo indica, se da por bacterias desarrolladas en el suelo por la humedad junto con la presencia de material orgánico, sales químicas, acidéz del suelo y fi



México, 1984

ALGUNOS FACTORES QUE  
PRODUCEN CORROSION

Fig. 62



TESIS PROFESIONAL

nalmente como consecuencia de la temperatura que puede transmitir la tubería.

- Ataque químico indirecto: No se tiene cátodo ni ánodo, sino reacciones secundarias debido a cambios térmicos, flexión, carga, etc.
- Oxidación seca: Se genera cuando la tubería está expuesta a gases y el proceso se vuelve rápido cuando existe humedad.
- Unión de un material viejo con un material nuevo: Debido a que el primero forma el cátodo y el segundo el ánodo.
- Unión de la tubería con coples, bridas, soldadura, etc.: En este caso tiene una gran área catódica que lo constituye en sí la tubería y los ánodos formados por los elementos citados.
- Que presente huecos la tubería: Porque se hace más fácil el desprendimiento de electrones.
- Acción atmosférica: Se debe a los continuos cambios de humedecimiento y secado de la tubería, como sucede en la parte expuesta del Riser.

El Código ASA B31-4 establece diferentes formas para proteger la tubería de acero contra la corrosión durante el transporte de aceite crudo, - recomendando para el problema los métodos 1 y 3 de los 3 siguientes que se llevan a cabo en la Bahía de Campeche.

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

- 1.a.- Revestimiento Anticorrosivo Interno.

En las líneas por sus diversas aplicaciones en la conducción - de fluidos ha sido necesario proveerle un recubrimiento interior para evitar los problemas de corrosión que acarrea consigo la pérdida de eficiencia en la conducción por la rugosidad del acero y la contaminación de los fluidos.

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

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

En México, todavía no se cuenta con la suficiente información al respecto y los productos actualmente utilizados son de importación (1975).

#### 1.b.- Revestimiento Anticorrosivo Externo.

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

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

El revestimiento está compuesto por un primario constituido de un material sintético, que es esparcido y rociado a una temperatura de 49°C a la superficie seca y limpia de la tubería, la que es mantenida entre 29 y 38°C hasta que alcance un espesor de 5.1 mm de película seca. El primario puede ser aplicado a mano o con pistola, no permitiéndose que se presenten escurrimientos y goteos. Además hasta el momento de que endurezca hay -- que prevenir el contacto con polvo u otros materiales extraños.

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

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

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

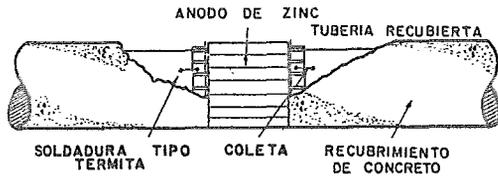
La inspección de la protección es realizada con un detector eléctrico portátil que sirve para localizar socavones mediante pulsaciones.

## 2.- Anodos Galvánicos.

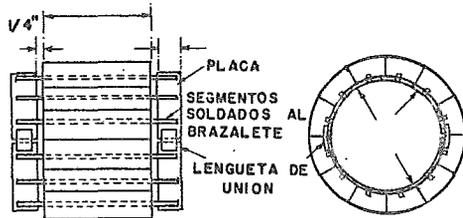
La segunda línea de defensa contra la corrosión es creando un -- campo eléctrico tanto en la superficie como dentro del metal que asegure -- que los iones del metal no fluyan o que logre contrarrestar la corriente -- directa generada durante el fenómeno. De las técnicas más recientes que -- funcionan para tal finalidad es por medio de anodos galvánicos, que son -- brazaletes cuyo diámetro varía desde 4" (10.2 cm) hasta 48" (121.9 cm) y -- un peso entre los 10 kg y los 1000 kg, su diámetro exterior generalmente -- coincide con el recubrimiento de concreto si es que lleva (Fig. 63).

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

- a) Longitud y diámetro de la tubería
- b) Si lleva o no lastre de concreto
- c) Colocación en forma superficial o enterrada



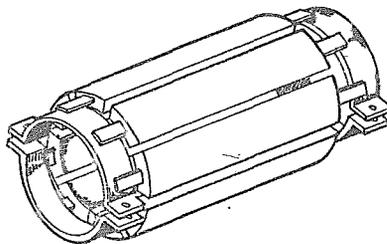
VISTA DE LADO



VISTA DE PLANTA

VISTA DE PERFIL

VISTA EN PERSPECTIVA



México, 1984

PROTECCION ANODICA

Fig. 63



TESIS PROFESIONAL

- d) Existencia de otras tuberías en las cercanías
- e) Temperatura de operación
- f) Tipo de material a utilizar
- g) Vida útil de la estructura

Dentro de su diseño entra el conocer el peso de los ánodos mediante la relación:

$$W = \frac{N \times 8766 \times A_s \times C_o}{1000 \times R \times J} \quad (\text{III.2.2.})$$

Donde N = Vida útil en años

A<sub>s</sub> = Area superficial en m<sup>2</sup>

C<sub>o</sub> = Densidad de corriente en mA/m<sup>2</sup>

R = Capacidad de aleación Ah/kg

J = Factor de utilización

En el Golfo de México el sistema de protección catódica es capaz de liberar inicialmente 65 mA/m<sup>2</sup>.

La capacidad de aleación es una medida de la cantidad de eléctrica en la cual el material dará como protección por unidad de peso de aleación en una unidad de tiempo. El factor de utilización es para asegurar en cierta

manera la corriente necesaria al final de la vida útil del ánodo, su valor se estima en 0.85.

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

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

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

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

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

### 3.- Aumentar el Espesor de la Tubería de Acero.

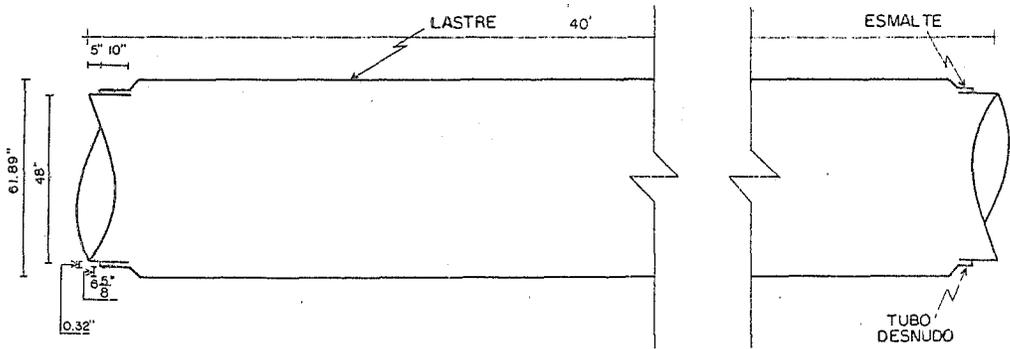
El espesor mínimo no debe ser menor de 0.050" por corrosión interna y de 0.075" por corrosión externa. En el caso que se preveen ambas, se su-- man los espesores.

### III.2.5 Lastre de Concreto Armado

Después del recubrimiento anticorrosivo externo viene una capa de concreto armado que cumple con la función en primer término de lastrar la estructura para su estabilidad y en segundo lugar de brindar protección (Fig. 64).

El lastre de concreto deberá cumplir con las especificaciones siguientes: es colocado alrededor de la tubería uniformemente con variaciones en su espesor hasta de 0.25" (0.64 cm), el peso volumétrico comúnmente usado es de 140, 150, 165 y 190 lb/ft<sup>3</sup> (2240, 2400, 2640 y 3040 kg/m<sup>3</sup>) con una tolerancia de + 5 lb/ft<sup>3</sup> (80 kg/m<sup>3</sup>), la resistencia mínima es de 4000 lb/pulg<sup>2</sup> (280 kg/cm<sup>2</sup>) a los 7 días de iniciado el fraguado y de 5000 lb/pulg<sup>2</sup> (350 kg/cm<sup>2</sup>) a los 28. Los elementos que lo constituyen son proporcionados por peso y son:

- a) Cemento.- Cumplirá con las especificaciones del ASTM C-150-73a, es del Tipo I y no se acepta con grumos o endurecido.
  
- b) Agregados Pétreos.- Serán en la medida que marca el ASTM cláusulas C-33-74a y C-29-78. Estarán libres de sales, ácidos, alcalis, sustancias dañinas y materiales orgánicos; deben ser checados ca-



México, 1984

### TUBERIA LASTRADA CON CONCRETO

Fig. 64



TESIS PROFESIONAL

da 15 días cuando se encuentran almacenados; la densidad requerida es de  $2700 \text{ kg/m}^3$  y estarán graduados y triturados con mallas - siguiendo el patrón:

Malla	% que Pasa
6 mm (1/4")	100
No. 16	30-75
50	10-40
100	0-25

c) Agua.- El agua será limpia y no contendrá aceite, ácidos, alcali- sal o impurezas orgánicas.

d) Acero de Refuerzo.- La cantidad dependerá del diseño, se fabrica de lingotes para producir una malla de alambre galvanizado cali- bre 11-12, con una cuadrícula de 1" X 2.64" (2.5 X 6.7 cm). En el ASTM A615 indica las propiedades físicas y químicas del acero de refuerzo.

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

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

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

El curado del concreto puede realizarse de 3 maneras:

Curado con Agua: Es mantenido húmedo el concreto después de las dos -- primeras horas de colado y hasta en un período no -- menor de 4 días.

Curado con Membrana: Después de haber rociado con agua y que ésta ha-- ya desaparecido se cubre el concreto de manera uni-- forme con una membrana plástica.

Curado con Vapor: Se inicia después de dos horas de haberse colado, -- es de los más eficientes pero se debe cuidar de no dañar al anticorrosivo.

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

Para el control de calidad se sacan 3 muestras de concreto diariamente para determinar su resistencia; 2 serán probadas a los 7 días y la restante a los 28, su resistencia no será menor que la indicada, de lo contra rio se tendrá nuevamente que lastrar.

Para comprobar que el acero de refuerzo se encuentre bien colocado y no esté en contacto con la tubería, se utiliza un ohmiometro o se elimina el concreto fresco en un área de 1" X 9" (2.54 X 22.9 cm). El peso de la tubería revestida se verifica por medio de una báscula con precisión certi ficada del 1% y la longitud no debe exceder más de 0.3 cms. ya que el peso final no puede variar del 1.9% del previsto.

También se realiza una prueba de absorción de agua en un cilindro de concreto endurecido y curado que tenga 4 o más días, éste deberá secarse a una temperatura de 99°C hasta que su peso se mantenga constante, después - se deja enfriar y se sumerge en agua durante 24 hrs. Para concluir la prue ba es eliminado el exceso de humedad superficial para posteriormente pesar se.

El peso de agua absorbida, para una longitud dada de tubería servirá para conocer cuanto se va a incrementar el peso al encontrarse sumergida, extrapolando podemos deducirlo como:

$$\text{Wagua absorbida} = \frac{Vc (W_{\text{sat}} - W_{\text{cs}})}{V_s} \quad (\text{III.2.3.})$$

Siendo  $Vc$  = Volumen de concreto por unidad de longitud de tubería.

$W_{\text{sat}}$  = Peso de la muestra de concreto saturada.

$W_{\text{cs}}$  = Peso de la muestra de concreto inmediatamente después del --  
secado.

$V_s$  = Volumen de la muestra de concreto usado en la prueba de saturación.

Las reparaciones se pueden hacer en el recubrimiento de concreto sin curar en un área no mayor de  $1 \text{ ft}^2$  ( $0.093 \text{ m}^2$ ), cuidando no mover el refuerzo y de utilizar la mezcla similar a la original. Cuando el daño excede de  $1 \text{ ft}^2$  ( $0.093 \text{ m}^2$ ) y no se extiende a más de 3 ( $0.92 \text{ m}$ ) de longitud, la reparación implica remover el concreto por debajo del refuerzo; si es mayor de 3 ft ( $0.92 \text{ m}$ ) es necesario remover todo el material.

En el caso de que existiera desprendimiento de concreto en un área de  $1 \text{ ft}^2$  ( $0.93 \text{ m}^2$ ) no es necesaria la reparación; para un área entre  $1 \text{ ft}^2$  --

(0.093 m<sup>2</sup>) y 3 ft<sup>2</sup> (0.28 m<sup>2</sup>) el concreto se corta alrededor de la superficie dañada permitiendo así la adhesión del nuevo material. Cuando el área es mayor de 3 ft<sup>2</sup> (0.28 m<sup>2</sup>) implica remover el concreto dañado.

Cuando existen grietas con un ancho mayor de 1/16" (0.16 cm) y abarque más de 180° circunferencialmente o tengan una longitud que sobrepase las 12" (30.54 cm) es necesario la reparación que consiste en cincelar la grieta 1" (2.54 cm) y colocar una mezcla proporcionada. Es recomendable que después de las reparaciones en el recubrimiento de concreto en los tramos averiados, permanezcan sin moverse durante 36 hrs., además se le proveera el curado adecuado.

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

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

El lastre de concreto no es la única solución con lo que se logra estabilizar la tubería submarina, se ha llegado a probar otros medios aprovechando los recursos con que se cuenta como puede observarse en el Anexo No. 4.

### III.2.6 Recubrimientos en el Riser

El ducto ascendente también es recubierto con protección anticorrosiva externa exceptuando los extremos biselados y las conexiones con las bridas. Antes de iniciar esta operación, se limpia la superficie de acero con un chorro de arena abrasiva previamente lavada, secada y graduada o bien con aire comprimido que sirva para remover todo el óxido y costras en la superficie. También se realiza una inspección en el tubo para comprobar que no tenga astillas, rebabas, salpicaduras de soldadura o ranuras que deberán eliminarse con un esmerilador.

El Riser en su zona expuesta al aire es recubierto primeramente con zinc inorgánico cuyo espesor varía entre 2.5 y 3.5 milésimas de pulgada (0.06 y 0.09 mm), seguido de un material epóxico poliamídico con un espesor de 4 a 6 milésimas de pulgada (0.1 a 0.15 mm), el acabado final es de poliuretano con un espesor entre 2 y 4 milésima de pulgada (0.05 y 0.1 mm).

En la zona de rompientes de olas (splash) definida como el área de -- 12' (3.65 m) arriba del nivel medio del agua y 10' (3.0 m) bajo el mismo, se recubre a base de hojas de neopreno fijado con un proceso de vulcanización cuyo espesor alcanza 1" (2.54 cm).

En la zona del Riser sumergida que inicia al finalizar la parte anterior y continúa hasta la soldadura hiperbárica, se recubre con una serie de capas de epóxico fenólico hasta un espesor de 16 mm; el lastre de concreto que servirá como recubrimiento será uniforme y no variará en su superficie más de 6 mm en toda la longitud.

### III.3 TENDIDO Y CONEXIONES DE LA LINEA

#### III.3.1 Alineamiento

Después de haber visto los resultados de los estudios geofísicos y geotécnicos del corredor donde va ser colocada la tubería, se elige la ruta de tendido más conveniente dependiendo de las condiciones batimétricas, de las estructuras pre-existentes, estratigrafía y de las especificaciones de construcción, diseño e instalación. Esta ruta debe situarse por medio de algún sistema de coordenadas, generalmente para este tipo de trabajos se elige el UTM auxiliándose de los equipos de posicionamiento electrónicos.

Otro criterio para elegir al alineamiento es mediante la ruta óptima para tuberías sin enterrar, auxiliándose de métodos estadísticos. Se inicia proponiendo un perfil ideal en donde el volumen de relleno y excavación sea mínimo, además de que el contacto suelo-tubería sea en una forma continua y los esfuerzos no sean superiores a los permisibles y sobrepasándolos al perfil batimétrico real se está en posibilidades de encontrar

una media y una varianza para puntos afines de ambos. Por lo tanto, la ruta óptima será la que resulte con una media y una varianza mínima la cual no necesariamente será la de trayectoria mínima (Fig. 65).

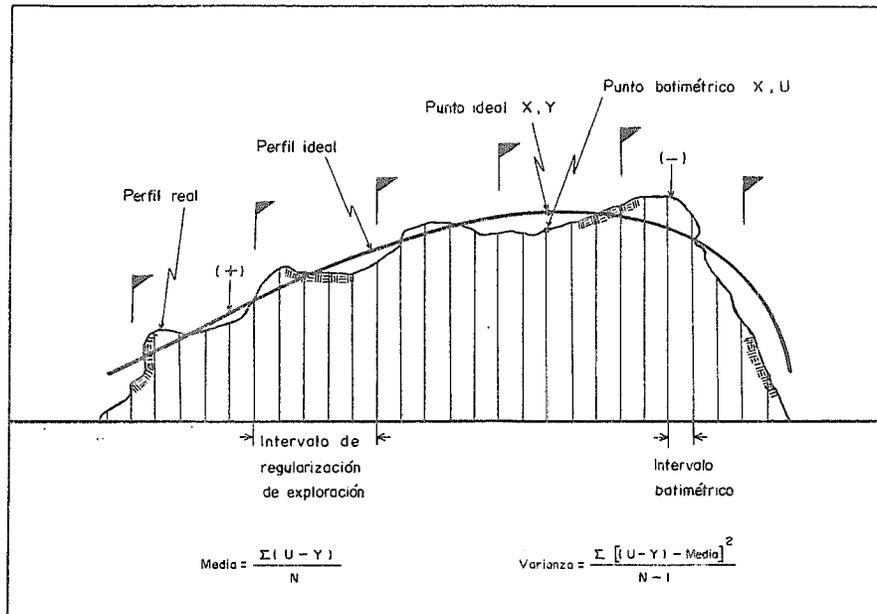
Dentro del alineamiento tienen que ver factores tales como que el radio mínimo por curvatura para cambio de dirección sea de 762 m dentro de un plano horizontal, para no causar flexión excesiva. En la Fig. 66 está el gráfico correspondiente para diferentes diámetros que también son utilizados en el momento del tendido.

### III.3.2 Métodos de Tendido

#### Barcaza con Rampa de Deslizamiento.

De los procedimientos más eficaces para el tendido de tuberías de gran diámetro (mayor de 12")(30.48 cm ) y a profundidades mayores de 30 metros es mediante barcaza provista de una rampa de deslizamiento (stinger). Método que ha sido utilizado en las aguas de la Bahía de Campeche.

Para la ejecución del método se requiere de una gran y compleja organización logística.



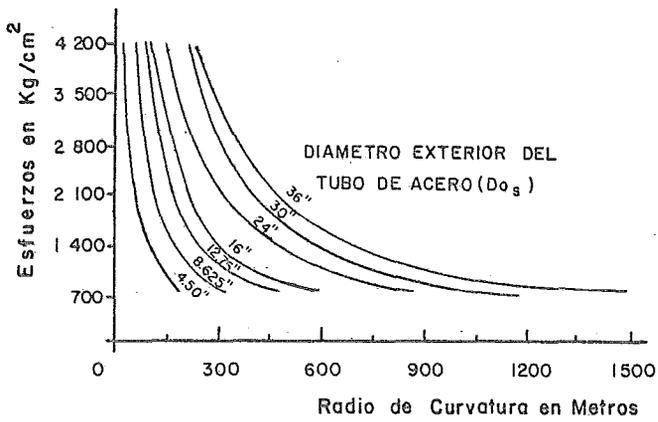
México, 1984

## BATIMETRIA UTIL PARA EL ALINEAMIENTO

Fig. 65



TESIS PROFESIONAL



México, 1984

**GRAFICA ESFUERZOS-RADIO  
DE CURVATURA**

Fig. 66



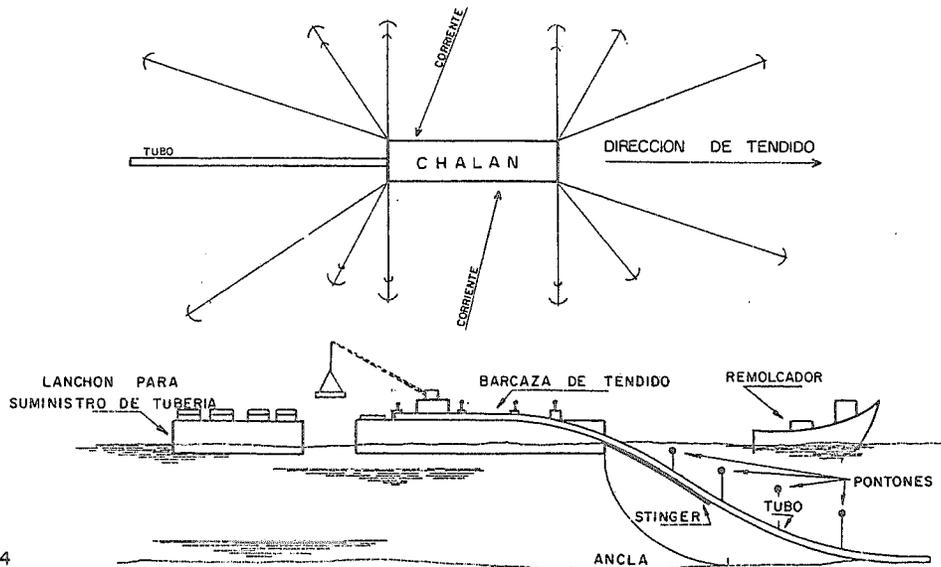
TESIS PROFESIONAL

La etapa de planeación en este caso, es de fundamental importancia -- por la necesidad de proveer el personal, material y equipo en altamar mu-- chas veces bajo condiciones adversas.

El proceso comienza desde el transporte del tubo desnudo a las plan-- tas de lastrado, para lo cual es necesario contar con bases de apoyo colo-- cadas en forma nivelada y que hagan contacto en 30° como mínimo, permitien-- dose apilarse hasta en 8 hileras. En las plantas de lastrado se siguen di-- ferentes etapas:

- 1.- Limpieza Exterior.
- 2.- Colocación del Recubrimiento Anticorrosivo y Catódico
- 3.- Aplicación del Lastre de Concreto.

Una vez listos los tubos, son transportados con lanchones remolcados a la barcaza de tendido, el máximo de apilamiento será de 2 hileras y lle-- vando atezadores de embarque para evitar dañarlas; además en su extremos llevan bridas ciegas que sirven como sello para evitar la entrada de mate-- riales extraños (Fig. 67). Para el manejo se utilizan cables o abrazade-- ras que se sujetan en puntos en donde no sean afectados los ánodos, bridas, codos, etc. o que en un momento dado puedan causar flexión.



México, 1984

**PROCESO CONSTRUCTIVO DE LA BARCAZA  
CON RAMPA DE DESLIZAMIENTO**

Fig. 67

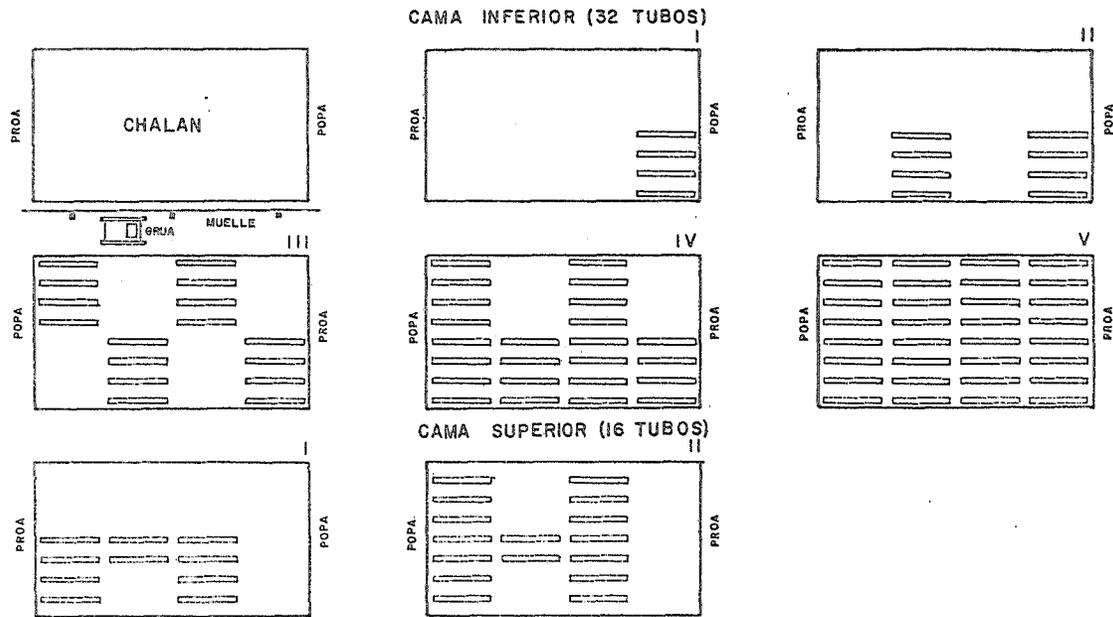


Los tubos son colocados en el interior de la barcaza por medio de grúa para iniciar el proceso de soldado. Un tramo de tubería entra a un alineador colocado en un extremo de la línea de soldado. En este lugar se bise-la al tubo, de tal manera que puede recibir directamente la porción de soldadura por aplicar.

La soldadura se realiza mediante los procedimientos tradicionales de arco metálico con soldadura automática pasando por 2 ó 3 estaciones diferentes.

La preparación de las juntas de campo será la operación que se tendrá que repetir constantemente ya sea para reparaciones o en la soldadura.

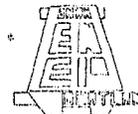
El movimiento de un tramo de tubería a lo largo de la línea de soldado registrará el avance de la embarcación logrado mediante un barco auxiliar que lleva a bordo equipos especiales de posicionamiento para seguir el alineamiento. El equipo de posicionamiento puede también estar montado en la barcaza de tendido, su avance se logra por medio de anclas atadas a malacates, que se contraen y sueltan cuerdas según el avance (Fig. 68). El desplazamiento con este sistema reduce al mínimo los movimientos de la barcaza y así se logra que los esfuerzos en la tubería no se vuelvan críticos.



México, 1984

**PROCEDIMIENTO DE CARGA DE TUBERIA**

Fig. 68



TESIS PROFESIONAL

Para evitar una curvatura excesiva, se aplica una tensión adicional, mediante un dispositivo especial (tensionadores) que van en la popa de la barcaza.

La salida hacia el fondo del mar se auxilia de una estructura de acero en forma de rampa denominada stinger que puede rigidizarse o flexionarse dependiendo como este instalada. A su vez está provista de una serie de rodillos para hacer que la tubería deslice sin dificultad.

La tubería sale provista de boyas de flotación o pontones, son elementos de poliestireno colocados 3 en promedio por tubo, ambos son recubiertos con tela de gallinero, después llevan tablas y por encima flejes tensionadores; las boyas sirven para dar mayor flotabilidad a la línea al ser tendida.

En el caso de existir condiciones meteorológicas y/o oceanográficas -desfavorables que pongan en peligro a la tubería se recurre al "abandono" colocándole un casquete soldado al extremo y bajándola al piso marino junto con boyas o un emisor acústico que permitirán su localización posterior.

Este método de tendido lo ejecutó la barcaza ETPM DLB 1601 cuyas características son las dadas en el Anexo No. XI.

Barcaza de Carrete.

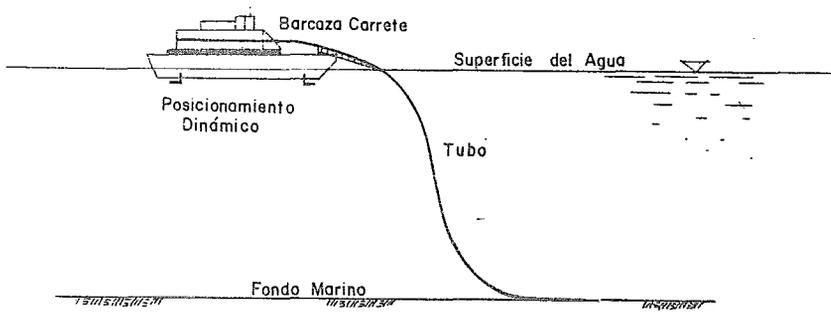
Es uno de los métodos más recientes para la instalación de líneas en

aguas profundas (Fig. 69). Su desventaja radica que el diámetro y el espesor de la tubería deben ser muy pequeños. Los tubos se sueldan y se colocan en un carrete de gran diámetro descendiendo por la rampa de lanzamiento en forma de "S" conforme avanza la barcaza.

#### Barcaza Semisumergible.

Las barcasas semisumergibles son muy útiles en aguas profundas (hasta 400 m). Los posicionadores con los que cuenta y sus características de ser semisumergible hacen innecesarias las anclas y malacates para poder avanzar, llegando inclusive a no percibir movimiento en la cubierta principal (Fig. 70). La posibilidad de la rampa de lanzamiento hacen que los esfuerzos durante el tendido sean mínimos debido a que la tubería desciende en una sola curva en forma de "J" en tramos de aproximadamente cuatro tubos dependiendo de su longitud. En este caso, los tubos se sueldan permaneciendo la rampa horizontal para posteriormente elevarla al avanzar la barcaza.

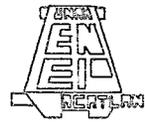
De aquí, se derivó el método de tendido aún en experimentación denominado en "J", es aplicado en tuberías de acero X60, su ventaja estriba en poder tender a una profundidad de 3000 m si su diámetro es de 20" (50.8 cm) y a 1200 m para 40" (101.6 cm), requiere una barcaza cuyas dimensiones sean: eslora 206 m, manga 42 m, altura 16 m y calado 8.7 m; no necesitará stinger



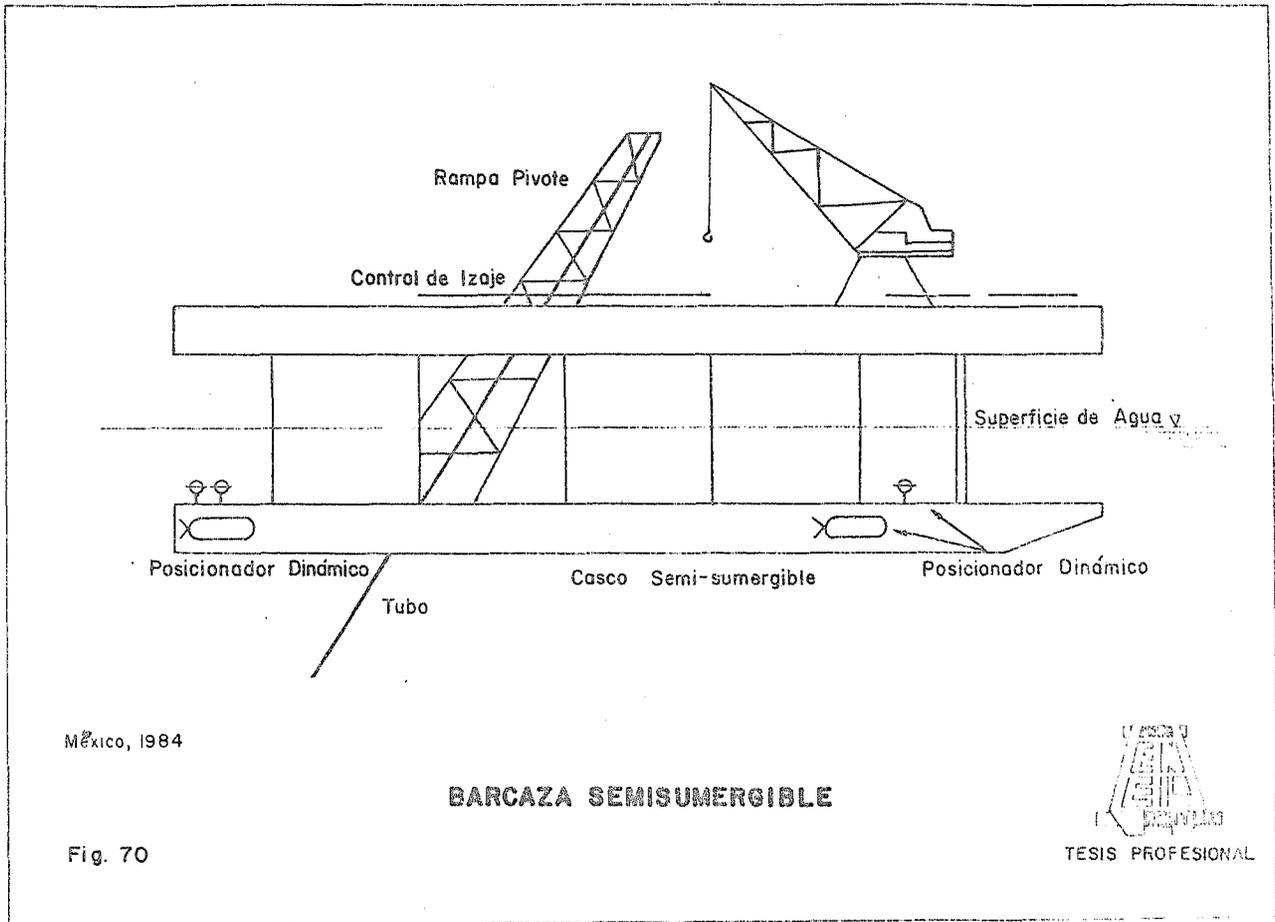
México, 1984

### BARCAZA DE CARRETE

Fig. 69



TESIS PROFESIONAL



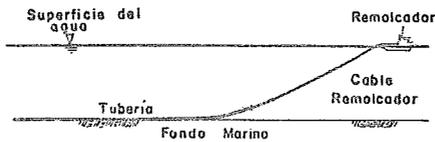
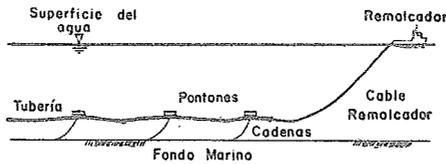
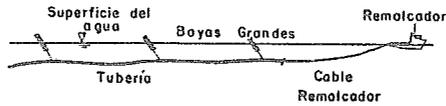
ni tensionadores, a los 89 m de la popa tendrá instalado un ensamblador -- con capacidad de carga de 24 000 toneladas. En general la operación de -- tendido será independiente de las condiciones ambientales.

#### Remolque de Tubería.

Este método presenta la ventaja de requerir una baja potencia para -- arrastrar la tubería, ya que su peso es soportado por pontones o por boyas, su desventaja radica en las limitaciones por condiciones ambientales y el tráfico marino. Una de las modalidades del método consiste en descender -- la estructura inclusive hasta el nivel del lecho marino pero ahora, el problema radica en las discontinuidades, obstáculos y topografía existentes -- (Fig. 71).

#### III.3.3 Enterrado de la Tubería

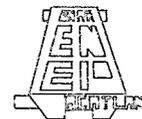
Una vez que la tubería ha tocado el fondo marino, se procede a ente-- rrarla, en caso de que lo permita el factor económico. Entre las condicionantes principales para llevar a cabo la dicha operación son:



México, 1984

DIFERENTES FORMAS DE REMOLCAR  
LA TUBERÍA

Fig. 71

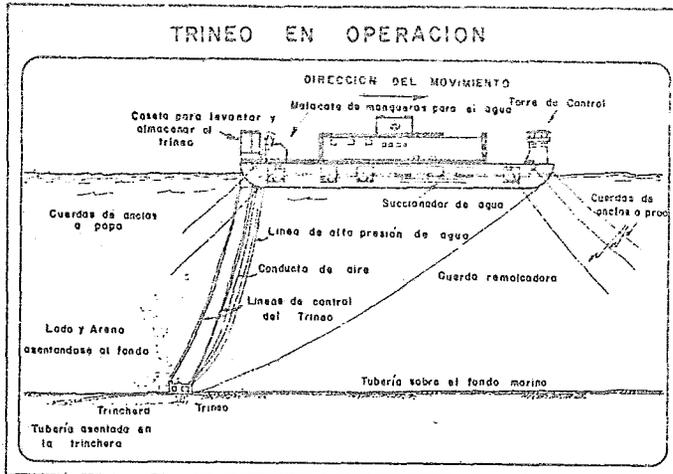


TESIS PROFESIONAL

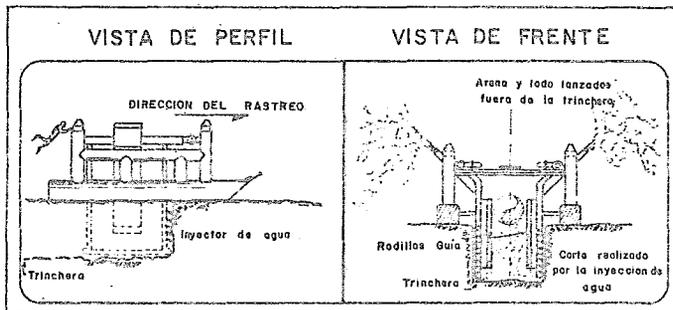
- 1.- Si la zona es de gran tráfico de embarcaciones, ya que se corre el peligro de que con las anclas se golpee la tubería.
- 2.- Si la zona es de grandes tormentas, que pueden propiciar el movimiento de las líneas sin enterrar.
- 3.- Si en la región se presentan los fenómenos de erosión, socavación o crecimiento de vegetación marina considerable.
- 4.- Si la zona es pesquera, especialmente de camarones, ya que los barcos llevan rastras que penetran en el suelo de 60 a 80 cm.

En el Golfo de México los 4 aspectos existen, por lo tanto, el enterrado es provisto en toda su longitud exceptuando los últimos 300 m antes de llegar a la plataforma. Va enterrada a una profundidad de 1 m generalmente, permitiendo una tolerancia en exceso de 30.5 cm (1 ft), sin embargo, deben desecharse crestas o valles en el perfil que tome, ya que como se mencionó pueden crearse esfuerzos excesivos.

El enterrado se lleva a efecto utilizando una embarcación especial dotada de los equipos necesarios para excavar una zanja y posicionar la línea en el fondo de ella (Fig. 72). El método usual consiste en un sistema a base de trineo con chiflones de agua, los cuales ponen en suspensión el ma



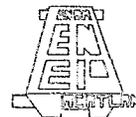
### TRINEO



México, 1984

## ENTERRADO DE LA TUBERIA

Fig. 72



TESIS PROFESIONAL

terial del suelo en el que yace provocando que la tubería se hunda y que se entierre por su propio peso. Los chiflones del trineo son accionados desde la barcaza por medio de bombas de gran capacidad. El enterrado puede iniciarse inmediatamente después del tendido, resultando ser una operación rápida, realizada por la barcaza Creek en la Sonda de Campeche (Anexo No. 12.)

La profundidad del zanjeado y las condiciones finales deben verificarse con una inspección por medio de buzos.

Existe el arado o trineo desarrollado por Smit International Marine Services BV que puede hacer zanjas para tuberías de 36" (91.5 cm) enterrándolas hasta una profundidad de los 6' (1.8 m), está diseñado para reducir el costo trabajando a gran velocidad y reduce el riesgo de operación en determinadas condiciones del suelo. El sistema es capaz de arar trincheras antes, simultáneamente o después del tendido; en el caso de ser posterior el arado tiene 2 cuchillas unidas por bisagras al módulo para el enterrado su ángulo definirá la forma de la trinchera, es remolcado hacia adelante y guiado en general por una barcaza por medio de cables y facilitando su adecuada posición con un sonar.

Otro tipo de arado, es a control remoto construido por Norway's Kvarner Brug A/S, está diseñado para enterrar tuberías de 48" (121.9 cm) con un tirante de agua de 1640' (500 m) pero se ha logrado hasta el momento alcan

zar una profundidad de 1049' (320 m), pesa 65 toneladas y tiene 30' (9.15 m) de largo, 31' (9.5 m) de ancho por 27' (8.3 m) de alto. La unidad se compone de 4 pares de ruedas que utilizan rieles, alcanza a moverse a 1640 ft/hr (500 m/hr) y hace que la tubería se entierre por su propio peso.

#### III.3.4 Conexiones

Necesariamente las tuberías submarinas en operación une a 2 puntos; uno fungiendo como abastecedor y el otro como abastecido, cualquiera de estos puntos puede tratarse de los siguientes elementos:

- A) Plataforma
- B) Instalaciones en Tierra
- C) Monoboyas

El procedimiento para la conexión se efectua de la siguiente manera:

- A) Plataformas:

La unión de la tubería con las plataformas se hace mediante la insta

lación del Riser; este es colocado con una barcaza que tenga como -- mínimo 100 m de eslora por 30 m de manga y 7 m de calado, provista -- del equipo necesario para la carga, descarga e instalación de tal -- elemento. La colocación en el sitio correcto es auxiliándose con la grúa de la barcaza y de buzos que puedan checar el sitio preciso con respecto a los puntos de referencia.

La unión entre la tubería submarina y la curva de expansión (Offset) en el caso de que se tenga, se logra con soldadura hiperbárica denominada así por realizarse dentro del agua (Fig. 73).

Finalmente se inspecciona cada una de las partes como los soportes, abrazaderas, sistema anticorrosivo, etc., para comprobar que no se omitieron detalles y que se cumplieron con las especificaciones marcadas en el plano de instalación respectivo (Anexo No. XIII).

#### B) Instalación en Tierra:

El proceso de instalación de la tubería desde mar adentro con tierra se le ha denominado "jalón a tierra", es una de las maniobras más delicadas y tardadas de toda la construcción, consiste en hacer llegar el inicio de la línea a la playa, pero a diferencia del tendido en -

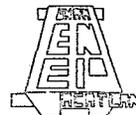
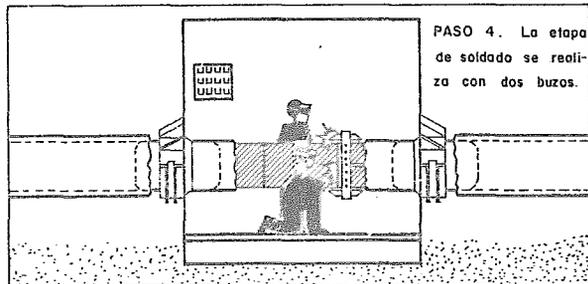
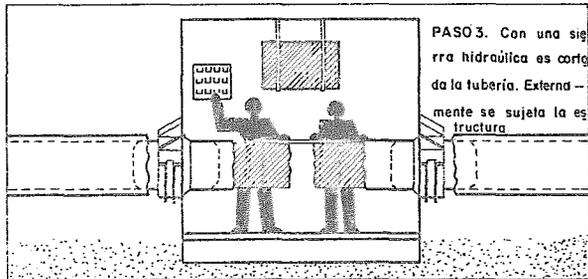
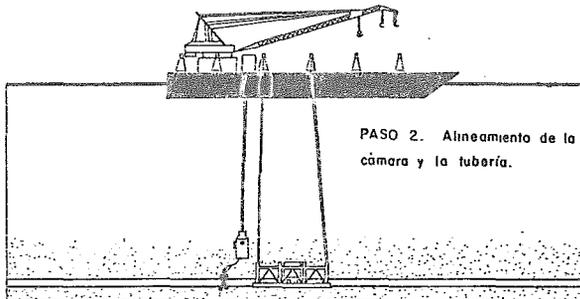
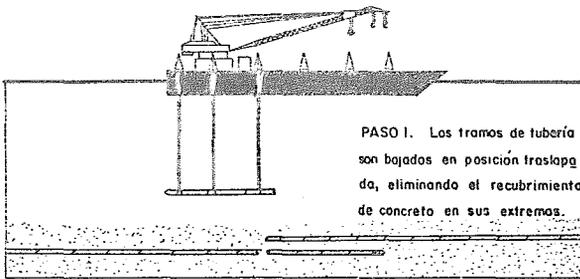


Fig. 73

**SOLDADURA HIPERBARICA**

TESIS PROFESIONAL

que la barcaza avanza conforme crece la longitud de la línea, ahora queda anclada en una posición y el equipo en tierra es el que desarrolla todas las actividades propias de la operación.

Para poder llevar a cabo el jalón, se construye una tablaestaca hincada en tierra, a la cual se anclan una serie de malacates, que son los encargados de proporcionar a la tubería la tensión necesaria para llevarla a la costa. En el extremo de la tubería, se suelda una "cabeza de jalón" en la que se engancha cable de acero. Se tira del cable de acero desde tierra conforme se van uniendo los tramos de tubería durante su paso por el tren de soldadura en la barcaza.

Los factores a emplearse en esta etapa que deben analizarse cuidadosamente para no proporcionar a la tubería una tensión mayor a la que pueda soportar principalmente son: el peso de la línea, (ya sea en el agua o en el aire) su flotabilidad, el coeficiente de rozamiento entre la tubería y el lecho marino, la distancia que recorre la tubería en mar y tierra.

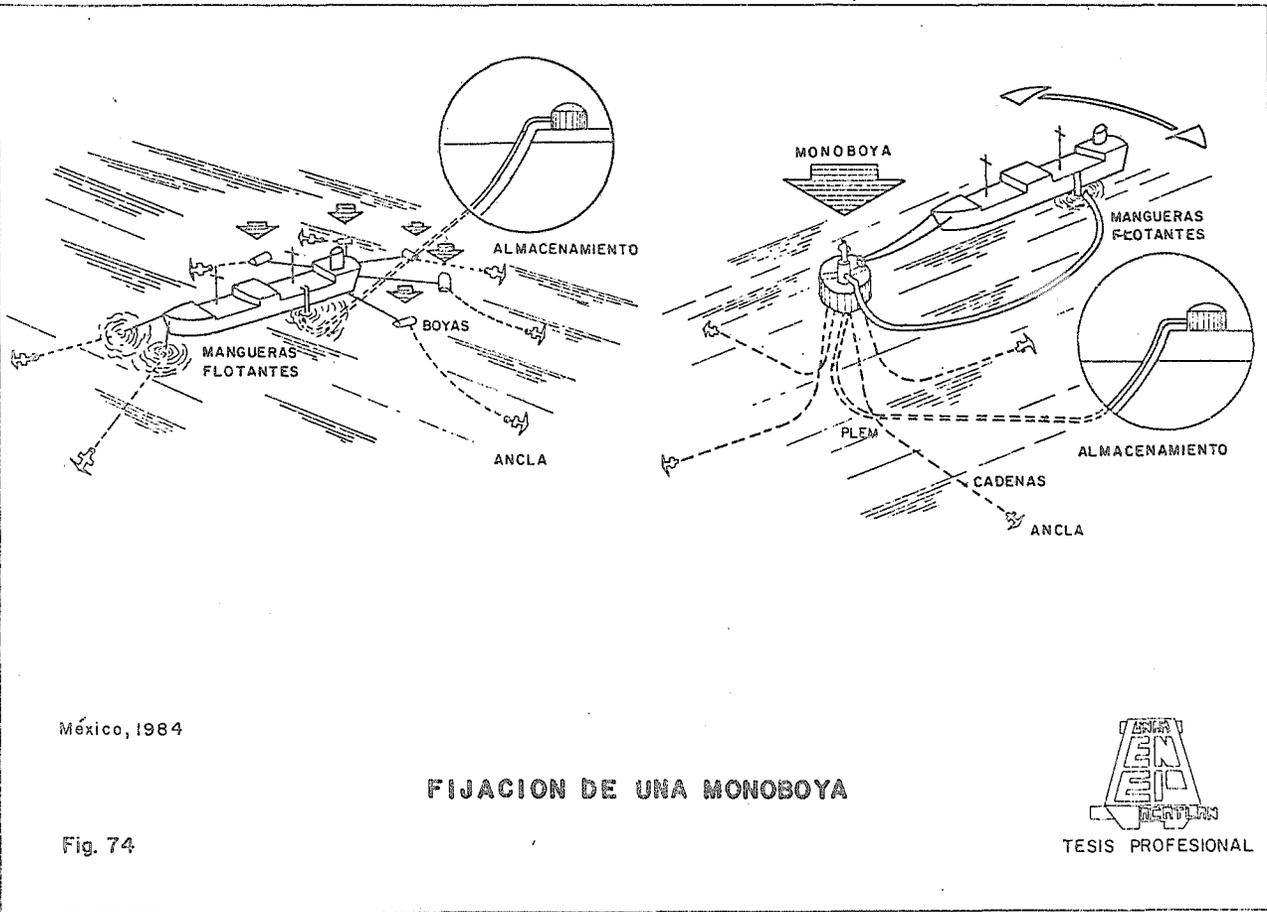
#### C) Monoboyas:

La conexión de la tubería con las monoboyas es más sencilla con res-

pecto a los dos procedimientos anteriores, se realiza con mangueras flotantes desde un punto de ubicación geográfica denominado Plem.

Las monoboyas unicamente sirven como receptoras, abastecidas de las instalaciones en tierra o de alguna plataforma (Fig. 74).

En el Anexo No.XIV se dan a conocer grosso modo las especificaciones que se siguieron para la construcción de la tubería de crudo de Dos Bocas a la Plataforma de Enlace Abkatun.



México, 1984

**FIJACION DE UNA MONOBOYA**

Fig. 74

### III.4 COMPORTAMIENTO HIDRAULICO

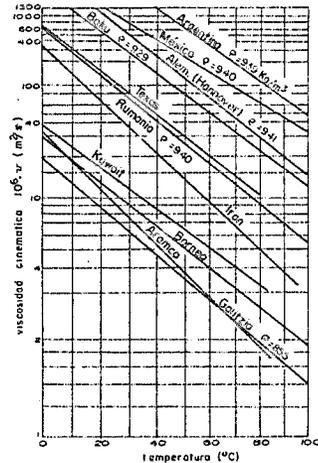
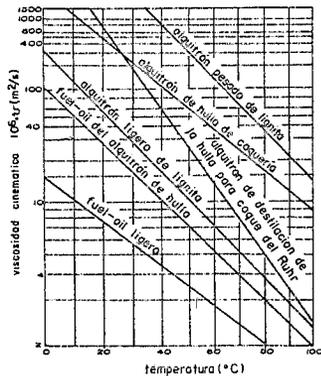
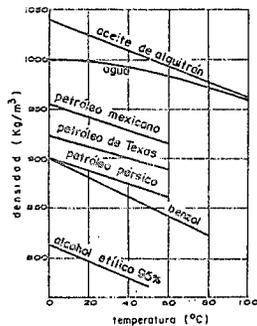
#### III.4.1 Número de Reynolds

Las tuberías desde el punto de vista hidráulico cumplen con la función de transportar fluidos, esto ha hecho que en la Industria Petrolera hayan alcanzado un gran auge y que representen un elemento de vital importancia - que repercute en toda su economía.

El presente tema solo esta enfocado al comportamiento del aceite crudo dentro de un ducto a presión, considerándolo en un medio continuo o sea sin intervalos de espacios vacios y además como un fluido homogéneo por presentar un solo estado físico (líquido) en que sus moléculas pueden cambiar de posición relativa.

Bajo tales condiciones, se establecen las siguientes características:

- a) Densidad.- Representa la masa del fluido contenido en un volumen; cambia al variar la temperatura y es independiente de la presión, por lo que se considera un fluido incompresible (Fig. 75). Su relación es:



México, 1984

## GRAFICAS DE DENSIDAD Y VISCOSIDAD CINEMATICA PARA EL ACEITE CRUDO

Fig. 75



TESIS PROFESIONAL

$$\delta = \frac{m}{V} \quad (\text{III.4.1.})$$

b) Viscosidad.- Es considerada como un factor de proporcionalidad en el que el esfuerzo cortante entre dos capas del mismo sea igual al gradiente normal de la velocidad, o sea:

$$SV = \eta \frac{\partial v}{\partial x} \quad (\text{III.4.2.})$$

En que  $SV$  = Esfuerzo Cortante

$\eta$  = Viscosidad

$\frac{\partial v}{\partial x}$  = Gradiente normal de velocidad

Para la misma definición se engloba la viscosidad dinámica cuya unidad mas usual es el poise equivalente a 1 gm/cm seg.

En la mecánica de fluidos es más utilizada la relación de la viscosidad dinámica con respecto a su densidad, el valor resultante nos define a la viscosidad cinemática ( $\nu$ ), o sea:

$$\nu = \frac{\eta}{\delta} \quad (\text{III.4.3.})$$

cuya unidad es el stoke equivalente a  $1 \text{ cm}^2/\text{seg}$ .

En si la viscosidad disminuye con el aumento de la temperatura, en cuanto a la variación con la presión es despreciable (Fig. 75).

A los fluidos de las formas de clasificarlos es por el tipo de régimen; laminar y turbulento. En el primero implica que las líneas de corriente están separadas y bien definidas, mientras en el segundo, existe un movimiento desordenado por efecto de la fricción interna y por la viscosidad del fluido.

Para definir con que tipo de régimen se está operando, se recurre al número establecido por Osborne Reynolds en 1883 que lleva su nombre, determinado como:

$$\text{Re} = \frac{v D_i \delta}{\eta} \quad (\text{III.4.4.})$$

comunmente para líquidos:

$$\text{Re} = \frac{v D_i S}{\nu} \quad (\text{III.4.5.})$$

este número toma valores menores a 2000 en un régimen laminar y mayores para el turbulento; razón por la cual se le ha denominado al 2000 como un valor crítico.

### III.4.2 Coefficiente de Fricción

A diferencia del coeficiente de fricción manejado en la interacción -- del suelo-tubería ahora veremos el deducido de la tubería con el fluido para evaluar las pérdidas generadas al ser transportado.

El coeficiente de fricción ( $f$ ) inicialmente era conocido por procedimientos experimentales hasta lograr deducirlo tomando en cuenta la rugosidad absoluta ( $\epsilon$ ), producto de las irregularidades de la superficie causadas por el tamaño y disposición de los grumos o de la rugosidad relativa inferida de la relación de  $\epsilon/D_i$ .

A continuación presentamos las igualdades más aproximadas de los coeficientes de fricción para las condiciones especificadas:

- En 1846, Poiseulle determinó el coeficiente de fricción para tubos lisos y rugosos en flujo laminar; siendo:

$$f = \frac{64}{Re} \quad (III.4.5.)$$

- Para 1913, Blassue formuló la relación en tubos lisos en flujo turbulento:

$$f = \frac{0.3164}{Re^{1/4}} \quad (III.4.7.)$$

- Por el año de 1920, Nikuradse encontró la igualdad en tubos lisos -- con  $Re < 3 \times 10^6$ :

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 2.1 \log Re \sqrt{f} - 0.8 = 2.1 \log \frac{Re \sqrt{f}}{2.51} \quad (III.4.8.)$$

en tubos rugosos con  $\epsilon/Di_s$  comprendido entre 1/30 a 1/1014 y flujo turbulento:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 2.1 \log \frac{Di_s}{2 \epsilon} + 1.74 = 2.1 \log \frac{3.71 Di_s}{\epsilon} \quad (III.4.9.)$$

- Por último Colebrook y White obtuvieron la ecuación en la zona de -- transición ( $Re \approx 2000$ )

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2.1 \log \left( \frac{\epsilon/Di_s}{3.71} + \frac{2.51}{Re \sqrt{f}} \right) \quad (III.4.10.)$$

Hay que hacer notar que la función representada por la ecuación anterior esta limitada en los valores de  $\epsilon/Di_s$ , puesto que para el Número de Reynolds siguiente el coeficiente se vuelve constante.

$$Re = \frac{200 Di_s}{\sqrt{f} \epsilon} \quad (III.4.11.)$$

Moody conjugó las relaciones anteriores sobre un diagrama que lleva -- su nombre y es considerado de tipo universal para tuberías comerciales que transporten cualquier líquido (Fig. 76).

### III.4.3 Distribución de Velocidades

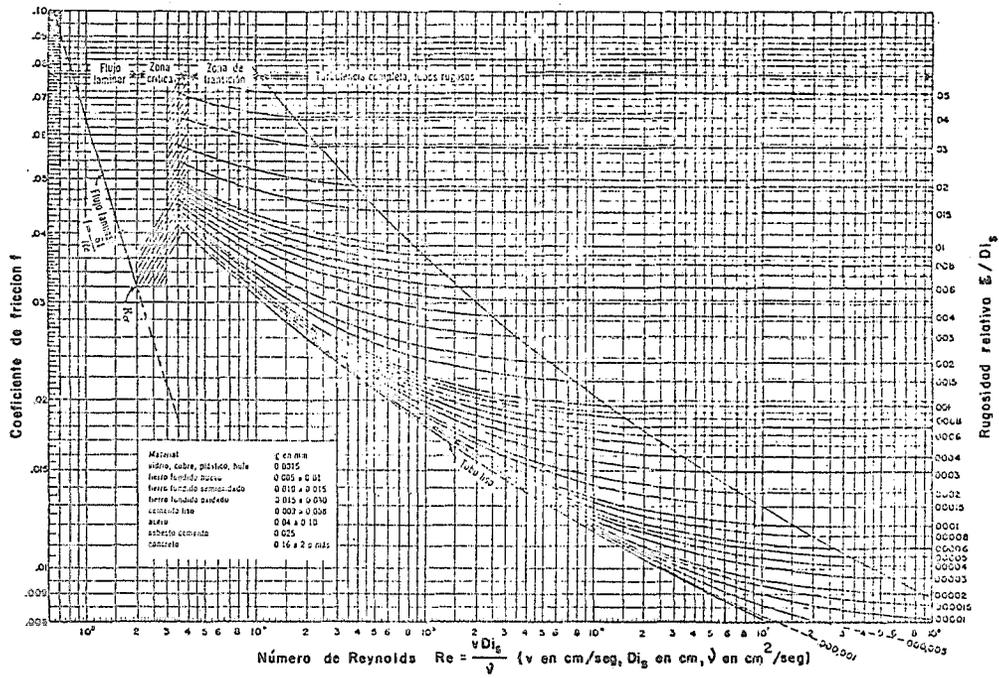
Las velocidades en el flujo laminar y turbulento obedecen al rozamiento de las líneas de corriente hasta llegar al generado con las paredes del tubo; si se hiciera un corte longitudinal la distribución de velocidades seguiría una parábola, donde la máxima posible se presente en el eje del tubo con valor de:

$$v_{\text{máx}} = \frac{\Delta p r^2}{4 \eta \Delta l} \quad (\text{III.4.12.})$$

los parámetros son los indicados en la Fig. 77 que nos indican  $r$  el radio,  $\Delta l$  la longitud en cuya cara frontal se ejerce la presión  $p$ , en la posterior  $p - \Delta p$  y  $\eta$  la viscosidad dinámica del líquido que fluye.

Ahora bien, la velocidad a una distancia cualquiera  $X$  del eje del tubo es:

$$v_x = v_{\text{máx}} \left(1 - \left(\frac{X}{r}\right)^2\right) \quad (\text{III.4.13.})$$



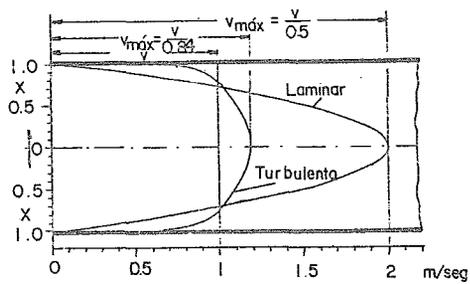
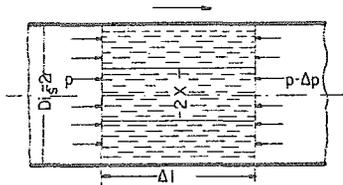
México, 1984

### DIAGRAMA DE MOODY

Fig. 76



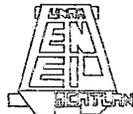
TESIS PROFESIONAL



México, 1984

## DISTRIBUCION DE VELOCIDADES

Fig. 77



TESIS PROFESIONAL

para  $X = r/\sqrt{2}$  se deduce la velocidad media equivalente a  $0.5v_{\text{máx}}$  en régimen laminar y de  $0.84v_{\text{máx}}$  en turbulento (Fig. 78).

#### III.4.4 Obtención del Diámetro

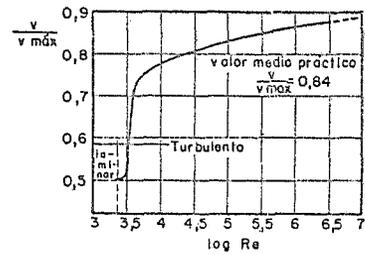
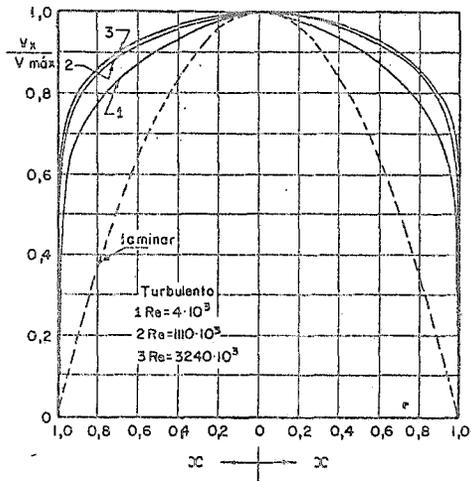
Al estar tratando con tuberías de gran diámetro y de longitudes de varios kilómetros, las pérdidas de energía apreciables son causadas por la fricción; no obstante, pueden presentarse otros factores como el cambio de sección, válvulas, etc. que también producen pérdidas, pero que comparadas con las primeras resultan despreciables.

En 1850 Darcy, Weisbach y otros investigadores dedujeron la expresión para conocer las pérdidas por fricción a partir de mantener un flujo permanente dentro de una sección circular constante, siendo:

$$h_f = f \frac{L}{D_i} \frac{v^2}{2g} \quad (\text{III.4.14.})$$

como dichas pérdidas son uniformes a lo largo de la tubería, se deriva una pendiente de fricción  $S_f$  que será:

$$S_f = \frac{h_f}{L} = \frac{f}{D_i} \frac{v^2}{2g} \quad (\text{III.4.15.})$$



México, 1984

RELACION ENTRE LA VELOCIDAD Y EL  
 NUMERO DE REYNOLDS

Fig. 78



TESIS PROFESIONAL

De aquí Darcy y Weisbach modificaron la ecuación a partir de la ecuación de continuidad para lograr que:

$$D_i^5 = \frac{8 Q^2}{g \pi^2 S_f} f \quad \text{(III.4.16.)}$$

ésta es la formula más veras en el diseño hidráulico para la conducción de aceite crudo, lógicamente para aplicarla es necesario contar con ciertos datos como el del gasto Q, la viscosidad cinemática , las perdidas de fricción  $h_f$ , el valor de la aceleración de la gravedad g y la longitud de la tuberfa L.

Al entrar a la ecuación anterior unicamente quedará en función del coeficiente de fricción; se propone un valor para encontrar el diámetro  $D_{i_s}$ . - Para verificar que el valor propuesto es el correcto recurrimos al número - de Reynolds puesto en la forma:

$$Re = \frac{4Q}{\pi \nu D_{i_s}} \quad \text{(III.4.17.)}$$

y con la rugosidad relativa ( $\epsilon/D_{i_s}$ ) se entra al diagrama de Moody o cualquiera de las relaciones mencionadas para determinar un nuevo coeficiente de -- fricción que deberá ser similar, al propuesto, de no ser así se seguirán haciendo iteraciones.

Finalmente el diámetro que resulte se cambiará por el diámetro comercial (Fig. 79).

En la Sonda de Campeche los oleoductos que operan son los mostrados en la tabla del Anexo No. XV en ella se indican los diámetros resultantes del análisis hidráulico.

#### III.4.5.- Fenómeno de Derrame

Para estimar las pérdidas de gasto a través de un orificio existente en una tubería (producido por ejemplo por corrosión) se parte de las condiciones presentes señaladas en la Fig. 80 en donde por la Ecuación de Bernoulli se establece que:

$$\frac{P_1}{\gamma_1} + \frac{v_1^2}{2g} = \frac{P_2}{\gamma_2} + \frac{v_2^2}{2g} \quad (\text{III.4.18.})$$

y el derrame ocurre para  $v_1$  muy pequeño comparado con  $v_2$ , despreciando el valor de  $v_1$  y considerando el flujo incompresible se determina que:

$$v_2 = \frac{2(P_1 - P_2)g}{\gamma_1} \quad (\text{III.4.19.})$$

además la contracción debida al orificio nos produce pérdidas que son tomadas en cuenta por el coeficiente de derrame ( $k$ ), su valor aproximado es de 0.6 a 0.7 para aberturas con aristas vivas y de 0.8 a 0.9 para ofificios --

1		2		3		4		5		6		7		8		9		10		11	
Dímetro Exterior		Peso		Espesor de Pared		Dímetro Interno		Presiones de Prueba													
kg/cm <sup>2</sup> , min.																					
in.	mm	lb/ft	W <sub>s</sub>	kg/m	in.	mm	mm	Gr X42	Gr X46	Gr X52	Gr X56	Gr X60	Gr X65	Gr X70							
D <sub>o</sub>	D <sub>i</sub>																				
2 1/8	60.3	2.03	3.02	0.083	2.11	56.1	134	136	153	165	177	192	207								
2 1/8	60.3	2.64	3.93	0.109	2.77	54.8	162	178	201	211	211	211	211	211							
2 1/8	60.3	3.00	4.47	0.125	3.18	54.0	186	205	211	211	211	211	211	211							
2 1/8	60.3	3.36	5.00	0.141	3.58	53.2	210	211	211	211	211	211	211	211							
2 1/8	60.3	3.65	5.44	0.154	3.91	52.5	211	211	211	211	211	211	211	211							
2 1/8	60.3	4.05	6.03	0.172	4.37	51.6	211	211	211	211	211	211	211	211							
2 1/8	60.3	4.30	6.54	0.188	4.78	50.3	211	211	211	211	211	211	211	211							
2 1/8	60.3	5.02	7.48	0.218	5.54	49.3	211	211	211	211	211	211	211	211							
2 1/8	60.3	5.67	8.45	0.250	6.35	47.6	211	211	211	211	211	211	211	211							
2 1/8	60.3	6.28	9.35	0.281	7.14	46.1	211	211	211	211	211	211	211	211							
2 1/8	60.3	9.03	13.45	0.436	11.07	38.2	211	211	211	211	211	211	211	211							
2 1/4	73.0	2.47	3.68	0.083	2.11	68.8	103	112	127	136	146	158	171								
2 1/4	73.0	3.22	4.80	0.109	2.77	67.5	134	147	167	179	192	208	211								
2 1/4	73.0	3.67	5.47	0.125	3.18	65.7	154	169	191	205	211	211	211								
2 1/4	73.0	4.12	6.14	0.141	3.58	65.9	174	191	211	211	211	211	211								
2 1/4	73.0	4.53	6.75	0.156	3.96	65.1	192	211	211	211	211	211	211								
2 1/4	73.0	4.97	7.40	0.172	4.37	64.3	211	211	211	211	211	211	211								
2 1/4	73.0	5.40	8.04	0.188	4.78	63.5	211	211	211	211	211	211	211								
2 1/4	73.0	5.79	8.62	0.203	5.16	62.7	211	211	211	211	211	211	211								
2 1/4	73.0	6.13	9.13	0.216	5.49	62.1	211	211	211	211	211	211	211								
2 1/4	73.0	7.01	10.44	0.250	6.35	60.3	211	211	211	211	211	211	211								
2 1/4	73.0	7.66	11.41	0.276	7.01	59.0	211	211	211	211	211	211	211								
2 1/4	73.0	13.69	20.39	0.552	14.02	45.0	211	211	211	211	211	211	211								
3 1/4	88.9	3.03	4.51	0.083	2.11	84.7	84	92	104	112	120	130	140								
3 1/4	88.9	3.95	5.88	0.109	2.77	83.4	110	121	136	147	157	171	184								
3 1/4	88.9	4.51	6.72	0.125	3.18	82.6	127	138	157	169	181	196	211								
3 1/4	88.9	5.06	7.54	0.141	3.58	81.7	143	156	176	191	204	211	211								
3 1/4	88.9	5.57	8.30	0.156	3.96	81.0	158	173	195	211	211	211	211								
3 1/4	88.9	6.11	9.10	0.172	4.37	80.2	174	191	211	211	211	211	211								
3 1/4	88.9	6.65	9.91	0.188	4.78	79.3	191	209	211	211	211	211	211								
3 1/4	88.9	7.58	11.39	0.216	5.49	77.9	211	211	211	211	211	211	211								
3 1/4	88.9	8.88	12.93	0.250	6.35	76.2	211	211	211	211	211	211	211								
3 1/4	88.9	9.66	14.39	0.281	7.14	74.6	211	211	211	211	211	211	211								
3 1/4	88.9	10.25	15.27	0.300	7.62	73.7	211	211	211	211	211	211	211								
3 1/4	88.9	18.58	27.67	0.600	15.24	58.4	211	211	211	211	211	211	211								
4	101.6	3.47	5.17	0.083	2.11	97.4	74	81	91	98	105	114	122								
4	101.6	4.53	6.75	0.109	2.77	96.1	96	105	120	129	138	148	161								
4	101.6	5.17	7.70	0.125	3.18	95.2	111	121	137	148	158	172	185								
4	101.6	5.81	8.65	0.141	3.58	94.4	125	137	155	167	179	193	209								
4	101.6	6.40	9.53	0.156	3.96	93.7	138	151	171	184	198	211	211								
4	101.6	7.03	10.47	0.172	4.37	92.9	153	167	188	203	211	211	211								
4	101.6	7.65	11.39	0.188	4.78	92.0	167	182	206	211	211	211	211								
4	101.6	9.11	13.57	0.226	5.74	90.1	200	211	211	211	211	211	211								
4	101.6	10.01	14.91	0.250	6.35	88.9	211	211	211	211	211	211	211								
4	101.6	11.16	16.62	0.281	7.14	87.3	211	211	211	211	211	211	211								
4	101.6	12.50	18.62	0.318	8.08	85.4	211	211	211	211	211	211	211								
4 1/2	114.3	3.92	5.84	0.083	2.11	110.1	65	72	81	87	93	101	109								
4 1/2	114.3	5.84	8.70	0.125	3.18	107.9	98	108	122	131	141	153	164								
4 1/2	114.3	6.56	9.77	0.141	3.58	107.1	111	122	138	148	159	172	185								
4 1/2	114.3	7.21	10.78	0.156	3.96	106.4	123	134	152	164	176	190	205								
4 1/2	114.3	7.95	11.84	0.172	4.37	105.6	136	148	168	181	193	209	211								
4 1/2	114.3	8.66	12.90	0.188	4.78	104.7	148	162	183	198	211	211	211								

(1 de 8)

México, 1984

**DIMENSIONES, PESOS Y PRESIONES DE PRUEBA SEGUN EL API-5LX**

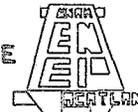


Fig. 79

TESIS PROFESIONAL

1		2		3		4	5		6		7		8		9		10		11	
Diámetro Externo		Peso		Espesor de Pared		Diámetro Interno	Presiones de Prueba				kg/cm <sup>2</sup> , mm.									
ln.	Do <sub>s</sub>	mm	lb/ft	W <sub>s</sub>	kg/m	ln.	e <sub>s</sub>	mm	Gr X42	Gr X46	Gr X52	Gr X56	Gr X60	Gr X66	Gr X70	Gr X76	Gr X80	Gr X86	Gr X90	
4½	114,3	9,32	13,28	0,203	5,16	101,0			160	175	193	211	211	211	211	211	211	211	211	211
4½	114,3	10,01	14,91	0,219	5,56	104,2			172	189	211	211	211	211	211	211	211	211	211	211
4½	114,3	10,79	16,07	0,237	6,02	107,3			185	205	211	211	211	211	211	211	211	211	211	211
4½	114,3	11,35	16,91	0,250	6,35	101,5			197	211	211	211	211	211	211	211	211	211	211	211
4½	114,3	12,66	18,56	0,281	7,14	100,0			211	211	211	211	211	211	211	211	211	211	211	211
4½	114,3	13,96	20,79	0,312	7,92	93,5			211	211	211	211	211	211	211	211	211	211	211	211
4½	114,3	14,93	22,31	0,327	8,56	97,2			211	211	211	211	211	211	211	211	211	211	211	211
4½	114,3	19,00	23,50	0,438	11,13	92,0			211	211	211	211	211	211	211	211	211	211	211	211
4½	114,3	22,51	33,53	0,531	13,49	87,3			211	211	211	211	211	211	211	211	211	211	211	211
4½	114,3	27,54	41,02	0,674	17,12	80,1			211	211	211	211	211	211	211	211	211	211	211	211
*6%	168,3	5,80	8,64	0,083	2,11	164,1			56	60	69	74	79	86	93					
*6%	168,3	7,59	11,31	0,109	2,77	162,7			73	80	90	97	104	112	122					
*6%	168,3	8,68	12,93	0,125	3,18	161,9			84	91	103	111	120	129	139					
*6%	168,3	9,76	14,54	0,141	3,58	161,1			94	103	117	126	135	146	157					
*6%	168,3	10,78	16,06	0,156	3,96	160,4			104	114	129	139	149	162	174					
6%	168,3	11,85	17,65	0,172	4,37	159,6			115	126	143	153	165	178	199					
6%	168,3	12,92	19,24	0,188	4,78	158,7			126	138	157	167	179	195	209					
6%	168,3	13,92	20,75	0,203	5,16	158,0			136	148	168	181	194	210	211					
6%	168,3	14,98	22,31	0,219	5,56	157,2			146	160	181	195	209	211	211					
6%	168,3	17,02	25,35	0,250	6,35	155,6			167	183	207	211	211	211	211					
6%	168,3	18,97	28,26	0,280	7,11	154,1			187	205	211	211	211	211	211					
6%	168,3	21,04	31,34	0,312	7,92	152,5			209	211	211	211	211	211	211					
6%	168,3	23,08	34,38	0,344	8,74	150,8			211	211	211	211	211	211	211					
6%	168,3	25,03	37,23	0,375	9,52	149,3			211	211	211	211	211	211	211					
6%	168,3	28,57	42,56	0,432	10,97	146,4			211	211	211	211	211	211	211					
6%	168,3	32,71	48,72	0,500	12,70	142,9			211	211	211	211	211	211	211					
6%	168,3	36,39	54,20	0,562	14,27	139,8			211	211	211	211	211	211	211					
6%	168,3	40,63	59,65	0,625	15,88	136,5			211	211	211	211	211	211	211					
6%	168,3	45,35	67,55	0,719	18,26	131,8			211	211	211	211	211	211	211					
*8%	219,1	11,35	16,91	0,125	3,18	212,7			64	70	79	86	91	99	107					
*8%	219,1	14,11	21,02	0,156	3,96	211,2			80	88	99	107	115	124	134					
8%	219,1	16,94	25,23	0,188	4,78	209,5			96	105	120	129	138	150	174					
8%	219,1	18,26	27,20	0,203	5,16	208,8			104	114	129	141	149	161	183					
8%	219,1	19,66	29,28	0,219	5,56	208,0			112	123	139	150	161	174	211					
8%	219,1	22,35	33,31	0,250	6,35	206,4			129	141	159	171	183	199	211					
8%	219,1	24,70	36,79	0,277	7,04	205,0			142	156	176	190	203	211	211					
8%	219,1	27,70	41,26	0,312	7,92	203,3			160	176	198	211	211	211	211					
8%	219,1	28,55	42,53	0,322	8,18	202,7			165	181	205	211	211	211	211					
8%	219,1	30,42	45,31	0,344	8,74	201,6			176	193	211	211	211	211	211					
8%	219,1	33,04	49,21	0,375	9,52	200,1			193	211	211	211	211	211	211					
8%	219,1	38,30	57,05	0,438	11,13	196,8			211	211	211	211	211	211	211					
8%	219,1	43,39	64,63	0,500	12,70	193,7			211	211	211	211	211	211	211					
8%	219,1	48,40	72,09	0,562	14,27	190,6			211	211	211	211	211	211	211					
8%	219,1	53,40	79,54	0,625	15,83	187,3			211	211	211	211	211	211	211					
8%	219,1	60,71	90,43	0,719	18,26	182,6			211	211	211	211	211	211	211					
*10%	273,0	17,65	26,29	0,156	3,96	265,1			73	79	90	97	104	112	122					
*10%	273,0	21,21	31,59	0,188	4,78	263,4			88	96	109	117	125	136	146					
*10%	273,0	22,87	34,06	0,203	5,16	262,7			95	104	117	127	136	147	158					
10%	273,0	24,63	36,69	0,219	5,56	261,9			102	112	127	136	146	157	170					
10%	273,0	28,04	41,77	0,250	6,35	260,3			117	128	145	155	167	181	195					
10%	273,0	31,20	46,47	0,279	7,09	258,3			130	143	161	174	186	202	211					
10%	273,0	34,24	51,00	0,307	7,80	257,4			143	157	177	191	205	211	211					
10%	273,0	38,23	56,94	0,344	8,74	255,5			160	176	199	211	211	211	211					
10%	273,0	40,48	60,29	0,365	9,27	254,5			170	187	211	211	211	211	211					
10%	273,0	48,24	71,83	0,438	11,13	250,7			205	211	211	211	211	211	211					
10%	273,0	54,74	81,54	0,500	12,70	247,6			211	211	211	211	211	211	211					
10%	273,0	61,16	91,08	0,562	14,27	244,5			211	211	211	211	211	211	211					
10%	273,0	67,58	100,66	0,625	15,88	241,2			211	211	211	211	211	211	211					
10%	273,0	77,03	114,74	0,719	18,26	236,5			211	211	211	211	211	211	211					

1		2		3		4		5		6		7		8		9		10		11	
Diámetro Externo		Peso		Espesor de Pared		Diámetro Interno		Presiones de Prueba				kg/cm <sup>2</sup> , min.									
In.	D <sub>o</sub>	mm	lb/ft	W <sub>s</sub>	kg/m	In.	e	mm	D <sub>i</sub>	Gr X42	Gr X46	Gr X52	Gr X66	Gr X60	Gr X65	Gr X70					
*12%	323.8	23.11	34.42	0.172	4.37	315.1	67	74	84	90	97	105	113								
*12%	323.8	25.22	37.57	0.188	4.78	314.2	74	81	91	98	105	115	123								
*12%	323.8	27.20	40.51	0.203	5.16	313.5	80	88	99	107	114	124	133								
*12%	323.8	29.31	43.66	0.219	5.56	312.7	86	94	107	115	123	134	143								
12%	323.8	33.38	49.72	0.250	6.35	311.1	98	108	122	131	141	153	164								
12%	323.8	37.42	55.74	0.281	7.14	309.5	110	121	137	148	158	172	184								
12%	323.8	41.45	61.74	0.312	7.92	308.0	123	134	152	164	176	190	205								
12%	323.8	43.77	65.20	0.330	8.38	307.0	130	142	161	173	186	201	211								
12%	323.8	45.58	67.89	0.344	8.74	306.3	136	148	168	181	193	209	211								
12%	323.8	49.56	73.82	0.375	9.52	304.8	148	162	183	197	211	211	211								
12%	323.8	53.52	79.72	0.406	10.31	303.2	160	175	198	211	211	211	211								
12%	323.8	57.59	85.78	0.438	11.13	301.5	172	189	211	211	211	211	211								
12%	323.8	65.42	97.44	0.500	12.70	298.4	197	211	211	211	211	211	211								
12%	323.8	73.15	108.96	0.562	14.27	295.3	211	211	211	211	211	211	211								
12%	323.8	80.93	120.55	0.625	15.88	292.0	211	211	211	211	211	211	211								
12%	323.8	88.63	122.01	0.688	17.48	289.5	211	211	211	211	211	211	211								
12%	323.8	96.12	143.17	0.750	19.05	285.7	211	211	211	211	211	211	211								
12%	323.8	103.53	154.21	0.812	20.62	282.6	211	211	211	211	211	211	211								
12%	323.8	110.97	165.29	0.875	22.22	279.4	211	211	211	211	211	211	211								
*14	355.6	27.73	41.20	0.188	4.78	346.0	67	74	84	90	96	104	112								
*14	355.6	30.93	46.07	0.210	5.33	344.9	75	82	93	101	108	117	126								
*14	355.6	32.23	48.01	0.219	5.56	344.5	79	86	97	105	112	122	131								
*14	355.6	36.71	54.68	0.250	6.35	342.9	90	98	111	120	128	138	150								
*14	355.6	41.17	61.32	0.281	7.14	341.3	101	110	124	134	144	156	168								
14	355.6	45.61	67.94	0.312	7.92	339.8	112	122	138	149	160	173	186								
14	355.6	50.17	74.73	0.344	8.74	338.1	123	135	153	165	176	191	205								
14	355.6	54.57	81.28	0.375	9.52	336.6	134	147	167	179	192	205	211								
14	355.6	58.94	87.79	0.406	10.31	335.0	146	160	180	194	208	211	211								
14	355.6	63.44	94.49	0.438	11.13	333.3	157	172	195	209	211	211	211								
14	355.6	67.78	100.96	0.469	11.91	331.8	168	184	208	211	211	211	211								
14	355.6	72.09	107.38	0.500	12.70	330.2	179	196	211	211	211	211	211								
14	355.6	80.66	120.14	0.562	14.27	327.1	202	211	211	211	211	211	211								
14	355.6	89.28	132.98	0.625	15.88	323.8	211	211	211	211	211	211	211								
14	355.6	97.81	145.69	0.688	17.48	320.6	211	211	211	211	211	211	211								
14	355.6	106.13	158.08	0.750	19.05	317.5	211	211	211	211	211	211	211								
14	355.6	114.37	170.55	0.812	20.62	314.4	211	211	211	211	211	211	211								
14	355.6	122.65	182.69	0.875	22.22	311.2	211	211	211	211	211	211	211								
14	355.6	130.85	194.90	0.938	23.83	307.9	211	211	211	211	211	211	211								
*16	406.4	31.75	47.29	0.188	4.78	396.8	59	65	73	79	84	91	98								
*16	406.4	34.25	51.02	0.203	5.16	396.1	64	70	79	85	91	98	106								
*16	406.4	36.91	54.98	0.219	5.56	395.3	69	75	86	91	98	106	115								
*16	406.4	42.05	62.63	0.250	6.35	393.7	79	86	97	105	112	122	131								
*16	406.4	47.17	70.26	0.281	7.14	392.1	88	96	109	117	126	136	147								
16	406.4	52.27	77.86	0.312	7.92	390.6	98	107	121	131	140	151	163								
16	406.4	57.52	85.63	0.344	8.74	389.9	108	118	134	144	154	167	180								
16	406.4	62.58	93.21	0.375	9.52	387.4	117	129	146	157	168	182	196								
16	406.4	67.62	100.72	0.406	10.31	385.8	127	139	157	170	182	197	211								
16	406.4	72.80	108.44	0.438	11.13	384.1	137	150	170	183	196	211	211								
16	406.4	77.79	115.87	0.469	11.91	382.6	147	161	182	196	210	211	211								
16	406.4	82.77	123.29	0.500	12.70	381.0	157	172	194	209	211	211	211								
16	406.4	92.66	138.02	0.562	14.27	377.9	176	193	211	211	211	211	211								
16	406.4	102.63	152.37	0.625	15.88	374.6	196	211	211	211	211	211	211								
16	406.4	112.51	167.58	0.688	17.48	371.4	211	211	211	211	211	211	211								
16	406.4	122.15	181.94	0.750	19.05	368.3	211	211	211	211	211	211	211								
16	406.4	131.71	196.18	0.812	20.62	365.2	211	211	211	211	211	211	211								
16	406.4	141.34	210.53	0.875	22.22	362.0	211	211	211	211	211	211	211								
16	406.4	150.59	231.75	0.938	23.83	358.7	211	211	211	211	211	211	211								
16	406.4	160.20	253.62	1.000	25.40	355.6	211	211	211	211	211	211	211								
16	406.4	169.43	282.37	1.062	26.97	352.5	211	211	211	211	211	211	211								
16	406.4	178.72	266.20	1.125	28.58	349.2	211	211	211	211	211	211	211								

1		2		3		4		5		6		7		8		9		10		11	
Diámetro Externo		Peso		Espesor de Pared		Diámetro Interno		Presiones de Prueba				kg/cm <sup>2</sup> , min.									
in.	Do <sub>s</sub>	lb/ft <sup>2</sup>	kg/m <sup>2</sup>	in.	mm	mm	Di <sub>s</sub>	Gr. X42	Gr. X45	Gr. X12	Gr. X56	Gr. X50	Gr. X65	Gr. X60	Gr. X50	Gr. X65	Gr. X60	Gr. X50	Gr. X65	Gr. X60	
*18	457,2	35,76	53,26	0,188	4,78	447,6	53	58	65	70	75	81	87								
*18	457,2	41,59	61,95	0,219	5,56	446,1	61	67	76	82	87	94	102								
*18	457,2	47,39	70,59	0,250	6,35	444,5	70	77	85	93	100	103	116								
*18	457,2	53,18	79,21	0,281	7,14	442,9	78	86	97	105	112	122	131								
18	457,2	58,94	87,79	0,312	7,92	441,4	87	96	108	116	124	135	145								
18	457,2	64,87	96,62	0,344	8,74	439,7	96	105	119	128	137	148	160								
18	457,2	70,59	105,14	0,375	9,52	438,2	105	115	129	139	149	162	174								
18	457,2	76,49	113,63	0,406	10,31	436,5	113	124	140	151	162	175	188								
18	457,2	82,15	122,36	0,438	11,13	434,9	122	134	151	163	174	189	204								
18	457,2	87,81	130,79	0,469	11,91	432,4	131	143	162	174	187	202	211								
18	457,2	93,45	139,19	0,500	12,70	431,8	139	153	173	186	199	211	211								
18	457,2	104,67	153,91	0,562	14,27	428,7	157	172	194	209	211	211	211								
18	457,2	115,98	172,75	0,625	15,88	425,4	174	191	211	211	211	211	211								
18	457,2	127,21	189,48	0,688	17,48	422,2	192	210	211	211	211	211	211								
18	457,2	138,17	205,80	0,750	19,05	419,1	209	211	211	211	211	211	211								
18	457,2	149,06	222,02	0,812	20,62	416,0	211	211	211	211	211	211	211								
18	457,2	160,03	238,36	0,875	22,22	412,8	211	211	211	211	211	211	211								
18	457,2	170,92	254,59	0,938	23,83	409,5	211	211	211	211	211	211	211								
18	457,2	181,56	270,43	1,000	25,40	406,4	211	211	211	211	211	211	211								
18	457,2	192,11	286,15	1,062	26,97	403,3	211	211	211	211	211	211	211								
18	457,2	202,75	302,00	1,125	28,58	400,0	211	211	211	211	211	211	211								
18	457,2	213,31	317,47	1,188	30,15	396,9	211	211	211	211	211	211	211								
18	457,2	223,61	333,07	1,250	31,75	393,7	211	211	211	211	211	211	211								
*20	508,0	46,27	68,92	0,219	5,56	496,9	58	64	72	77	83	90	97								
*20	508,0	52,78	78,54	0,250	6,35	495,3	66	72	82	89	95	103	111								
*20	508,0	59,18	88,15	0,281	7,14	493,7	75	82	93	100	107	115	124								
20	508,0	65,60	97,71	0,312	7,92	492,2	83	91	103	110	118	129	138								
20	508,0	72,21	107,56	0,344	8,74	490,5	91	100	113	122	131	141	153								
20	508,0	78,60	117,07	0,375	9,52	489,0	100	109	124	133	142	154	166								
20	508,0	84,96	126,55	0,406	10,31	487,4	108	118	134	144	154	167	180								
20	508,0	91,51	136,30	0,438	11,13	485,7	117	127	144	155	167	180	193								
20	508,0	97,83	145,72	0,469	11,91	484,2	124	136	154	166	178	193	193								
20	508,0	104,13	155,10	0,500	12,70	482,6	133	146	165	177	190	193	193								
20	508,0	110,67	165,73	0,562	14,27	479,5	149	164	185	193	193	193	193								
20	508,0	117,33	176,64	0,625	15,88	476,2	166	182	193	193	193	193	193								
20	508,0	124,00	187,63	0,688	17,48	473,0	183	193	193	193	193	193	193								
20	508,0	131,19	199,67	0,750	19,05	469,9	193	193	193	193	193	193	193								
20	508,0	138,40	212,55	0,812	20,62	466,8	193	193	193	193	193	193	193								
20	508,0	145,72	226,20	0,875	22,22	463,6	193	193	193	193	193	193	193								
20	508,0	153,06	240,43	0,938	23,83	460,3	193	193	193	193	193	193	193								
20	508,0	160,92	255,25	1,000	25,40	457,2	193	193	193	193	193	193	193								
20	508,0	169,21	270,94	1,062	26,97	454,1	193	193	193	193	193	193	193								
20	508,0	177,99	287,79	1,125	28,58	450,8	193	193	193	193	193	193	193								
20	508,0	187,21	305,25	1,188	30,15	447,7	193	193	193	193	193	193	193								
20	508,0	196,94	323,34	1,250	31,75	444,5	193	193	193	193	193	193	193								
20	508,0	207,18	342,04	1,312	33,32	441,4	193	193	193	193	193	193	193								
20	508,0	217,99	361,39	1,375	34,92	438,2	193	193	193	193	193	193	193								
*22	558,8	50,94	75,88	0,219	5,56	547,7	63	68	76	81	86	92	88								
*22	558,8	58,07	86,50	0,250	6,35	546,1	60	66	75	81	86	93	101								
*22	558,8	65,18	97,09	0,281	7,14	544,5	68	75	84	91	97	105	113								
22	558,8	72,27	107,65	0,312	7,92	543,0	75	82	93	101	108	117	126								
22	558,8	79,56	118,50	0,344	8,74	541,3	83	91	103	111	119	129	138								
22	558,8	86,61	129,01	0,375	9,52	539,8	91	99	112	121	129	140	151								
22	558,8	93,63	139,46	0,406	10,31	538,2	98	108	122	131	140	152	164								
22	558,8	106,86	159,23	0,438	11,13	536,5	106	116	131	141	151	164	176								
22	558,8	107,55	160,64	0,469	11,91	535,0	113	124	141	151	162	175	178								
22	558,8	114,81	171,01	0,500	12,70	533,4	121	132	150	161	172	176	176								
22	558,8	123,67	191,65	0,562	14,27	530,3	136	149	168	176	176	176	176								
22	558,8	142,68	212,52	0,625	15,88	527,0	151	165	176	176	176	176	176								
22	558,8	156,60	233,26	0,688	17,48	523,8	166	176	176	176	176	176	176								

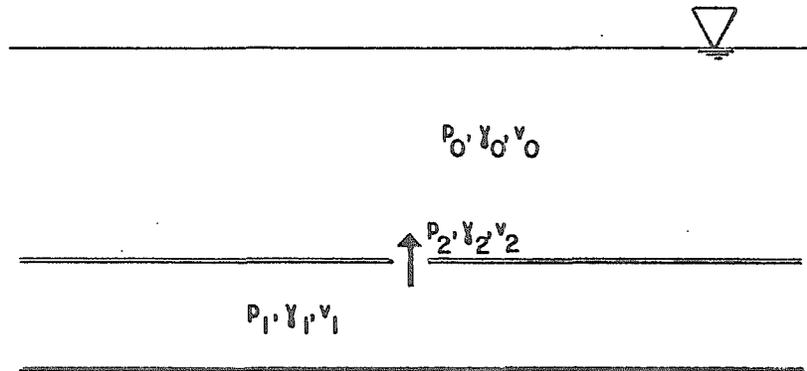
1		2		3		4		5		6		7		8		9		10		11	
Diámetro Externo		Peso		Espesor de Pared		Diámetro interno		Presiones de Prueba		Gr											
In.	Do <sub>s</sub> mm	lb/ft	W <sub>s</sub> kg/m	In.	e <sub>s</sub> mm	In.	e <sub>s</sub> mm	X42	X46	X42	X46	X42	X46	X42	X46	X42	X46	X42	X46	X42	X46
22	558.8	170.21	253.55	0.750	19.05	520.7	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176
22	558.8	183.75	273.70	0.812	20.52	517.6	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176
22	558.8	197.41	291.04	0.875	22.02	514.4	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176
22	558.8	211.00	311.28	0.938	23.53	511.1	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176
22	558.8	224.23	334.07	1.000	25.40	508.0	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176
22	558.8	237.48	353.73	1.062	26.97	504.9	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176
22	558.8	250.81	373.56	1.125	28.58	501.6	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176
22	558.8	264.06	393.00	1.188	30.15	498.5	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176
22	558.8	277.01	412.61	1.250	31.75	495.3	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176
22	558.8	284.88	431.78	1.312	33.32	492.2	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176
22	558.8	302.88	451.14	1.375	34.92	489.0	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176
22	558.8	315.89	470.06	1.438	36.50	485.8	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176
22	558.8	328.41	489.17	1.500	38.10	482.6	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176
24	609.6	63.41	94.45	0.250	6.35	596.9	56	60	69	74	79	86	92	99	106	113	120	129	139	150	162
24	609.6	71.18	105.02	0.281	7.14	595.3	63	68	77	83	89	96	104	111	119	129	139	150	162	176	188
24	609.6	78.93	117.57	0.312	7.92	593.8	69	76	86	92	98	107	115	123	133	143	154	166	178	190	204
24	609.6	86.91	129.45	0.344	8.74	592.1	76	84	94	101	109	118	127	137	147	158	169	181	193	206	221
24	609.6	94.62	140.94	0.375	9.52	590.6	83	91	103	111	119	129	139	150	162	174	186	198	211	224	240
24	609.6	102.31	152.29	0.406	10.31	589.0	90	99	111	120	129	139	150	162	174	186	198	211	224	240	257
24	609.6	110.22	164.17	0.438	11.13	587.3	97	106	119	129	139	150	162	174	186	198	211	224	240	257	275
24	609.6	117.55	175.55	0.469	11.91	585.8	104	114	129	138	148	158	169	180	191	202	213	224	236	248	267
24	609.6	125.49	186.92	0.500	12.70	584.2	111	121	137	148	158	169	180	191	202	213	224	236	248	267	287
24	609.6	140.68	209.54	0.562	14.27	581.1	124	136	154	162	172	182	192	202	212	222	232	242	252	262	282
24	609.6	156.03	232.41	0.625	15.88	577.8	138	152	172	182	192	202	212	222	232	242	252	262	272	282	302
24	609.6	171.29	255.14	0.688	17.48	574.6	153	162	182	192	202	212	222	232	242	252	262	272	282	292	312
24	609.6	186.23	277.39	0.750	19.05	571.5	162	172	192	202	212	222	232	242	252	262	272	282	292	302	322
24	609.6	201.09	299.52	0.812	20.62	568.4	172	182	202	212	222	232	242	252	262	272	282	292	302	312	332
24	609.6	216.10	321.38	0.875	22.22	565.2	182	192	212	222	232	242	252	262	272	282	292	302	312	322	342
24	609.6	231.03	344.12	0.938	23.83	561.9	192	202	222	232	242	252	262	272	282	292	302	312	322	332	352
24	609.6	245.84	365.85	1.000	25.40	558.8	192	202	222	232	242	252	262	272	282	292	302	312	322	332	362
24	609.6	260.17	387.52	1.062	26.97	555.7	202	212	232	242	252	262	272	282	292	302	312	322	332	342	372
24	609.6	274.81	409.37	1.125	28.58	552.4	212	222	242	252	262	272	282	292	302	312	322	332	342	352	382
24	609.6	289.44	430.76	1.188	30.15	549.3	212	222	242	252	262	272	282	292	302	312	322	332	342	352	392
24	609.6	303.71	452.38	1.250	31.75	546.1	212	222	242	252	262	272	282	292	302	312	322	332	342	352	402
24	609.6	317.91	473.53	1.312	33.32	543.0	212	222	242	252	262	272	282	292	302	312	322	332	342	352	412
24	609.6	332.25	494.59	1.375	34.92	539.8	212	222	242	252	262	272	282	292	302	312	322	332	342	352	422
24	609.6	346.50	515.78	1.438	36.50	536.6	212	222	242	252	262	272	282	292	302	312	322	332	342	352	432
24	609.6	360.45	536.89	1.500	38.10	533.4	212	222	242	252	262	272	282	292	302	312	322	332	342	352	442
24	609.6	374.31	557.53	1.562	39.67	530.3	212	222	242	252	262	272	282	292	302	312	322	332	342	352	452
26	660.4	68.75	102.40	0.250	6.35	647.7	51	56	63	68	73	79	85	91	97	103	109	115	121	127	133
26	660.4	77.18	114.96	0.281	7.14	646.1	58	63	71	77	82	89	96	102	108	114	120	126	132	138	144
26	660.4	85.60	127.50	0.312	7.92	644.6	64	70	79	85	91	98	106	112	118	124	130	136	142	148	154
26	660.4	94.26	140.40	0.344	8.74	642.9	70	77	87	93	101	109	117	124	131	138	145	152	159	166	173
26	660.4	102.63	152.87	0.375	9.52	641.4	77	84	95	102	110	119	128	136	144	152	160	168	176	184	192
26	660.4	110.93	165.30	0.406	10.31	639.8	83	91	103	111	120	129	138	147	156	165	174	183	192	201	210
26	660.4	119.57	178.10	0.438	11.13	638.1	89	98	111	120	129	138	147	156	165	174	183	192	201	210	219
26	660.4	127.89	190.48	0.469	11.91	636.6	96	105	119	128	137	146	155	164	173	182	191	200	209	218	227
26	660.4	136.17	202.33	0.500	12.70	635.0	102	112	127	136	145	154	163	172	181	190	199	208	217	226	235
26	660.4	152.68	227.42	0.562	14.27	631.9	115	126	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141
26	660.4	169.38	252.29	0.625	15.88	628.6	128	140	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141
26	660.4	185.99	277.03	0.688	17.48	625.4	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141
26	660.4	202.25	301.25	0.750	19.05	622.3	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141
26	660.4	218.43	325.35	0.812	20.62	619.2	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141
26	660.4	234.79	349.72	0.875	22.22	616.0	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141
26	660.4	251.07	373.97	0.938	23.83	612.7	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141
26	660.4	267.00	397.70	1.000	25.40	609.6	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141
28	711.2	74.09	110.36	0.250	6.35	698.5	48	52	59	63	67	73	79	84	89	94	99	104	109	114	119
28	711.2	83.19	123.91	0.281	7.14	696.9	53	58	66	71	76	82	89	94	99	104	109	114	119	124	129
28	711.2	92.26	137.42	0.312	7.92	695.4	59	65	73	79	84	91	98	104	110	116	122	128	134	140	146

1		2		3		4		5		6		7		8		9		10		11	
Diámetro Externo		Peso		Espesor de Pared		Diámetro Interno		Presiones de Prueba				kg/cm <sup>2</sup> min.									
In.	O <sub>s</sub>	mm	lb/ft <sup>2</sup>	W <sub>s</sub>	kg/m	In.	e <sub>s</sub>	mm	mm	Gr	Gr	Gr	Gr	Gr	Gr	Gr	Gr	Gr	Gr	Gr	Gr
									D <sub>s</sub>	X42	X45	X62	X66	X69	X65	X70	X70	X70	X70	X70	X70
28	711.2	101.61	151.35	0.344	3.74	693.7		65	72	81	87	93	101	109							
28	711.2	110.64	164.90	0.375	5.92	692.2		71	78	85	95	102	110	119							
28	711.2	119.65	173.22	0.406	10.31	690.6		77	84	96	103	111	120	129							
28	711.2	128.93	192.04	0.438	11.13	688.9		83	91	103	111	119	129	138							
28	711.2	137.90	205.40	0.469	11.91	687.4		89	98	110	119	127	138	148							
28	711.2	146.85	218.73	0.500	12.70	685.8		95	104	117	127	136	147	158							
28	711.2	164.69	245.31	0.562	14.27	682.7		107	117	132	142	153	165	178							
28	711.2	182.73	273.13	0.625	15.83	679.4		119	130	147	158	169	183	198							
28	711.2	200.98	293.91	0.688	17.48	675.2		131	143	162	174	186	202	211							
28	711.2	218.27	325.11	0.750	19.05	673.1		142	156	176	190	203	211	211							
28	711.2	235.78	351.19	0.812	20.62	670.0		154	169	191	205	211	211	211							
28	711.2	253.48	377.56	0.875	22.22	666.8		166	182	205	211	211	211	211							
28	711.2	271.10	403.80	0.938	23.83	663.5		178	195	211	211	211	211	211							
28	711.2	288.26	429.51	1.000	25.40	660.4		190	208	211	211	211	211	211							
*30	762.0	79.43	118.31	0.250	6.35	749.3		44	49	55	59	63	69	74							
*30	762.0	89.19	122.85	0.281	7.14	747.7		50	55	62	66	71	77	83							
30	762.0	98.93	147.36	0.312	7.92	746.2		56	60	68	74	79	86	92							
30	762.0	108.95	162.28	0.344	8.74	744.5		61	67	75	82	87	94	101							
30	762.0	113.65	176.73	0.375	9.52	743.0		66	73	82	89	95	103	111							
30	762.0	123.32	191.13	0.406	10.31	741.4		72	79	89	96	103	111	120							
30	762.0	132.29	205.98	0.438	11.13	739.7		77	85	96	103	111	120	129							
30	762.0	147.92	220.33	0.469	11.91	738.2		83	91	103	111	119	129	138							
30	762.0	157.53	234.61	0.500	12.70	736.6		89	97	110	118	127	137	148							
30	762.0	176.69	263.18	0.562	14.27	733.5		100	109	123	133	142	154	166							
30	762.0	195.08	292.06	0.625	15.83	730.2		111	121	137	148	158	172	185							
30	762.0	213.28	320.81	0.688	17.48	727.0		122	134	151	162	174	188	203							
30	762.0	231.29	349.67	0.750	19.05	723.9		133	146	165	177	190	205	211							
30	762.0	253.12	377.02	0.812	20.62	720.8		144	157	178	192	207	211	211							
30	762.0	272.17	405.40	0.875	22.22	717.6		155	170	192	202	211	211	211							
30	762.0	291.14	433.65	0.938	23.83	714.3		166	182	206	211	211	211	211							
30	762.0	309.72	461.33	1.000	25.40	711.2		177	194	211	211	211	211	211							
*32	812.8	84.77	126.26	0.250	6.35	800.1		41	46	51	56	59	64	69							
*32	812.8	95.19	141.79	0.281	7.14	798.5		46	51	58	63	67	72	78							
32	812.8	105.59	157.28	0.312	7.92	797.0		52	57	64	69	74	80	86							
32	812.8	116.30	173.23	0.344	8.74	795.3		57	63	71	76	82	89	95							
32	812.8	126.66	188.66	0.375	9.52	793.8		63	68	77	83	89	96	104							
32	812.8	136.99	204.05	0.406	10.31	792.2		67	74	84	90	96	104	112							
32	812.8	147.64	219.91	0.438	11.13	790.5		72	79	90	97	104	112	121							
32	812.8	157.94	235.25	0.469	11.91	789.0		78	85	96	104	111	120	130							
32	812.8	168.21	250.55	0.500	12.70	787.4		83	91	103	111	119	129	138							
32	812.8	188.70	291.07	0.562	14.27	784.3		93	102	115	124	134	144	155							
32	812.8	209.43	311.95	0.625	15.83	781.0		104	114	129	138	148	161	173							
32	812.8	230.08	343.70	0.688	17.48	777.8		115	125	141	153	163	177	191							
32	812.8	250.31	375.84	0.750	19.05	774.7		124	136	154	166	178	192	207							
32	812.8	270.47	407.87	0.812	20.62	771.6		135	148	167	180	193	209	211							
32	812.8	290.86	439.24	0.875	22.22	768.4		146	159	180	194	207	211	211							
32	812.8	311.17	470.49	0.938	23.83	765.1		156	171	193	207	211	211	211							
32	812.8	331.08	501.14	1.000	25.40	762.0		166	182	205	211	211	211	211							
*34	863.6	90.11	134.22	0.250	6.35	850.9		39	43	49	52	56	60	65							
*34	863.6	101.19	150.72	0.281	7.14	849.3		44	48	54	58	63	68	73							
34	863.6	112.25	167.20	0.312	7.92	847.8		49	53	60	65	70	75	82							
34	863.6	123.65	184.18	0.344	8.74	846.1		53	59	67	72	77	83	89							
34	863.6	134.67	200.59	0.375	9.52	844.6		58	64	72	78	84	91	98							
34	863.6	145.67	216.98	0.406	10.31	843.0		63	70	79	84	91	98	105							
34	863.6	157.00	233.35	0.438	11.13	841.3		68	75	85	91	98	106	114							
34	863.6	167.95	250.16	0.469	11.91	839.8		73	80	91	98	105	113	122							
34	863.6	178.89	266.46	0.500	12.70	838.2		78	86	97	104	112	121	130							
34	863.6	200.70	298.94	0.562	14.27	835.1		88	96	109	117	126	136	146							
34	863.6	222.78	331.33	0.625	15.83	831.8		98	107	121	130	140	151	163							

1		2		3		4		5		6		7		8		9		10		11	
Dímetro Externo		Peso		Espesor de Pared		Dímetro interno		Presiones de Prueba		kg/cm². av.											
la.	Do <sub>3</sub>	mm	lb/ft	kg/m <sup>3</sup>	la.	e <sub>s</sub>	mm	mm	D <sub>3</sub>	Gr. X42	Gr. X46	Gr. X52	Gr. X55	Gr. X60	Gr. X65	Gr. X70					
34	863,6	244,77	364,58	0,568	17,48		828,6	108	118	133	143	154	167	179							
34	863,6	266,33	396,70	0,750	19,05		825,5	117	129	145	156	167	181	195							
34	863,6	287,81	428,69	0,812	20,62		822,1	127	139	157	169	181	196	211							
34	863,6	309,55	461,07	0,875	22,22		819,2	137	150	169	182	195	211	211							
34	863,6	331,21	493,41	0,938	23,83		815,9	147	160	181	195	209	211	211							
34	863,6	357,44	524,96	1,000	25,40		812,8	156	172	193	208	211	211	211							
36	914,4	95,45	142,17	0,250	6,35		901,7	37	41	46	49	53	57	62							
36	914,4	107,20	159,67	0,291	7,14		900,1	41	46	51	56	59	64	69							
36	914,4	118,92	177,13	0,312	7,92		898,6	46	51	57	61	66	71	77							
36	914,4	131,00	195,12	0,344	8,74		896,9	51	56	63	67	72	79	84							
36	914,4	142,68	212,52	0,375	9,52		895,4	56	60	69	74	79	86	92							
36	914,4	154,34	229,89	0,406	10,31		893,8	60	65	75	80	86	93	100							
36	914,4	166,35	247,78	0,438	11,13		892,1	65	71	80	86	92	100	103							
36	914,4	177,97	265,09	0,469	11,91		890,6	69	76	86	92	99	107	115							
36	914,4	189,57	282,36	0,500	12,70		889,0	74	81	91	98	105	114	123							
36	914,4	212,70	316,62	0,562	14,27		885,9	83	91	103	110	119	129	138							
36	914,4	236,13	351,72	0,625	15,83		882,6	92	101	114	123	132	143	154							
36	914,4	259,47	386,48	0,668	17,48		879,4	101	111	126	136	145	157	169							
36	914,4	282,35	420,56	0,750	19,05		876,3	111	121	137	148	158	172	185							
36	914,4	305,16	454,54	0,812	20,62		873,2	120	132	148	160	172	186	200							
36	914,4	328,21	488,91	0,875	22,22		870,0	129	141	160	172	184	200	211							
36	914,4	351,25	523,19	0,938	23,83		866,7	139	152	172	185	198	211	211							
36	914,4	373,80	556,78	1,000	25,40		863,6	148	162	183	197	211	211	211							
38	965,2	135,58	187,05	0,212	7,92		949,4	44	48	54	58	63	67	72							
38	965,2	153,35	206,07	0,244	6,74		947,7	43	53	60	64	69	75	80							
38	965,2	170,69	224,45	0,275	9,52		946,2	43	58	65	70	75	81	87							
38	965,2	187,01	242,80	0,306	10,31		944,6	57	62	70	76	81	88	95							
38	965,2	203,71	261,72	0,338	11,13		942,9	61	67	76	82	87	95	102							
38	965,2	220,99	280,01	0,369	11,91		941,4	65	72	82	87	93	101	110							
38	965,2	238,25	298,27	0,500	12,70		939,8	70	77	86	93	100	103	117							
38	965,2	254,71	316,71	0,562	14,27		936,7	79	86	97	105	112	122	131							
38	965,2	271,60	335,60	0,625	15,83		933,4	87	96	108	110	125	135	146							
38	965,2	288,46	354,36	0,688	17,48		930,2	96	105	119	129	138	149	160							
38	965,2	305,37	373,42	0,750	19,05		927,1	105	115	130	140	150	162	175							
38	965,2	322,50	392,76	0,812	20,62		924,0	114	124	141	151	162	176	189							
38	965,2	339,93	412,56	0,875	22,22		920,8	122	134	152	163	175	183	204							
38	965,2	357,28	432,02	0,938	23,83		917,5	132	143	162	175	188	203	211							
38	965,2	375,16	452,59	1,000	25,40		914,4	140	153	173	186	200	211	211							
40	1016,0	102,25	136,99	0,212	7,92		1000,2	41	46	51	56	59	64	69							
40	1016,0	115,69	151,01	0,244	6,74		998,5	46	50	56	61	65	71	76							
40	1016,0	129,70	165,28	0,275	9,52		997,0	50	55	62	66	71	77	83							
40	1016,0	143,68	180,72	0,306	10,31		995,4	54	59	67	72	77	84	90							
40	1016,0	158,06	196,65	0,338	11,13		993,7	58	64	72	77	83	90	97							
40	1016,0	172,94	213,04	0,369	11,91		992,2	63	68	77	83	89	96	104							
40	1016,0	188,93	230,18	0,500	12,70		990,6	66	73	82	89	95	103	111							
40	1016,0	204,71	247,38	0,562	14,27		987,5	75	82	93	100	107	115	124							
40	1016,0	220,53	264,49	0,625	15,83		984,2	83	91	103	111	119	129	138							
40	1016,0	236,36	282,26	0,688	17,48		981,0	91	100	113	122	131	141	153							
40	1016,0	252,39	300,23	0,750	19,05		977,9	100	109	124	133	142	154	165							
40	1016,0	268,84	318,19	0,812	20,62		974,8	108	118	134	144	154	167	180							
40	1016,0	285,62	336,59	0,875	22,22		971,6	116	127	144	155	166	180	194							
40	1016,0	302,22	355,37	0,938	23,83		968,3	124	136	154	166	178	193	207							
40	1016,0	318,52	374,41	1,000	25,40		965,2	133	146	165	177	190	205	211							
42	1066,8	153,04	207,95	0,244	6,74		1049,3	44	48	54	58	62	67	72							
42	1066,8	166,71	225,31	0,275	9,52		1047,8	48	52	59	63	67	73	79							
42	1066,8	180,35	243,63	0,306	10,31		1046,2	51	56	63	69	73	79	86							
42	1066,8	194,42	262,59	0,338	11,13		1044,5	56	60	69	74	79	86	92							
42	1066,8	208,03	281,86	0,369	11,91		1043,0	59	65	74	79	85	92	99							

1		2		3		4		5		6		7		8		9		10		11	
Diámetro Externo		Peso		Espesor de Pared		Diámetro Interno		Presiones de Prueba						kg/cm <sup>2</sup> min.							
In.	mm	lb/ft	kg/m	In.	mm	In.	mm	Gr X12	Gr X16	Gr X22	Gr X26	Gr X30	Gr X35	Gr X40	Gr X45	Gr X50	Gr X55	Gr X60	Gr X65	Gr X70	
Do <sub>s</sub>		W <sub>s</sub>		e <sub>s</sub>		Di <sub>s</sub>															
42	1066.8	221.61	330.09	0.500	12.70	1041.4	63	70	78	84	91	98	105								
42	1066.8	218.72	330.47	0.562	14.27	1023.3	71	78	88	95	102	110	112								
42	1066.8	276.18	411.37	0.625	15.88	1005.0	79	86	98	105	113	122	122								
42	1066.8	303.55	453.14	0.688	17.48	1031.8	87	95	108	116	124	133	145								
42	1066.8	330.41	492.15	0.750	19.05	1023.7	95	104	117	127	136	147	158								
42	1066.8	357.19	532.04	0.812	20.62	1025.6	103	112	127	137	147	159	172								
42	1066.8	384.31	572.43	0.875	22.22	1022.4	111	121	137	148	158	172	185								
42	1066.8	411.35	612.71	0.938	23.83	1019.1	119	130	147	158	169	183	193								
42	1066.8	437.88	652.22	1.000	25.40	1016.0	127	139	157	169	181	196	211								
44	1117.6	160.39	238.90	0.344	8.74	1100.1	41	46	51	56	59	64	70								
44	1117.6	174.72	260.25	0.375	9.52	1098.6	45	50	56	60	65	70	75								
44	1117.6	182.03	281.56	0.406	10.31	1097.0	49	53	60	65	70	76	82								
44	1117.6	202.73	303.53	0.438	11.13	1095.3	53	58	65	70	76	82	88								
44	1117.6	218.94	324.77	0.469	11.91	1093.2	57	62	70	75	81	88	94								
44	1117.6	232.39	346.00	0.500	12.70	1092.2	60	66	75	81	86	93	101								
44	1117.6	260.72	388.34	0.562	14.27	1089.1	68	75	84	91	97	105	113								
44	1117.6	289.53	431.25	0.625	15.88	1085.8	75	83	93	101	108	117	123								
44	1117.6	318.25	474.03	0.688	17.48	1082.6	83	91	103	111	119	129	138								
44	1117.6	346.43	516.01	0.750	19.05	1079.5	91	99	112	121	129	140	151								
44	1117.6	374.53	557.56	0.812	20.62	1076.4	98	108	122	131	140	152	164								
44	1117.6	402.00	600.27	0.875	22.22	1073.2	105	116	131	141	151	164	176								
44	1117.6	431.39	642.56	0.938	23.83	1069.9	113	124	141	151	162	175	189								
44	1117.6	459.24	684.04	1.000	25.40	1066.8	121	132	150	161	172	187	201								
46	1168.4	167.74	249.55	0.344	8.74	1150.9	40	44	49	53	57	61	66								
46	1168.4	182.73	272.18	0.375	9.52	1149.4	44	48	53	58	62	67	72								
46	1168.4	197.70	294.47	0.406	10.31	1147.8	47	51	58	63	67	72	78								
46	1168.4	213.13	317.46	0.438	11.13	1146.1	51	56	63	67	72	78	84								
46	1168.4	233.06	339.70	0.469	11.91	1144.6	54	59	67	72	77	84	90								
46	1168.4	242.97	361.90	0.500	12.70	1143.0	58	63	72	77	82	89	96								
46	1168.4	272.73	406.23	0.562	14.27	1139.9	65	71	80	86	93	101	108								
46	1168.4	302.83	451.14	0.625	15.88	1136.6	72	79	89	96	103	112	120								
46	1168.4	332.95	495.93	0.688	17.48	1133.4	79	87	98	106	114	123	132								
46	1168.4	362.45	539.87	0.750	19.05	1130.3	85	95	108	115	124	134	144								
46	1168.4	391.38	584.71	0.812	20.62	1127.2	93	103	116	125	134	146	156								
46	1168.4	421.69	628.11	0.875	22.22	1124.0	101	111	125	135	144	157	169								
46	1168.4	451.42	672.29	0.938	23.83	1120.7	108	119	134	145	155	168	181								
46	1168.4	480.60	715.85	1.000	25.40	1117.6	115	127	143	154	165	179	193								
48	1219.2	175.08	260.78	0.344	8.74	1201.7	38	41	47	51	54	59	63								
48	1219.2	190.74	284.11	0.375	9.52	1200.2	41	46	51	56	59	64	69								
48	1219.2	206.37	307.29	0.406	10.31	1198.6	45	49	56	60	64	70	75								
48	1219.2	222.49	331.40	0.438	11.13	1196.9	49	53	60	65	70	75	81								
48	1219.2	238.08	354.62	0.469	11.91	1195.4	52	57	64	69	75	80	86								
48	1219.2	253.65	377.81	0.500	12.70	1193.8	56	60	69	74	79	86	92								
48	1219.2	284.73	421.11	0.562	14.27	1190.7	63	68	77	83	89	96	104								
48	1219.2	316.23	471.02	0.625	15.88	1187.4	69	76	86	92	99	107	115								
48	1219.2	347.64	517.81	0.688	17.48	1184.2	75	84	94	101	109	118	127								
48	1219.2	378.47	563.73	0.750	19.05	1181.1	83	91	103	111	119	129	138								
48	1219.2	409.22	609.53	0.812	20.62	1178.0	90	98	111	120	129	139	150								
48	1219.2	440.38	655.95	0.875	22.22	1174.8	97	106	120	129	139	150	162								
48	1219.2	471.46	702.24	0.938	23.83	1171.5	104	114	129	139	148	161	173								
48	1219.2	501.96	747.67	1.000	25.40	1168.4	111	121	137	148	158	172	185								

\* Estos tamaños son de material liviano especial. Los restantes son de peso regular. (8 de 8)



México, 1984

FENOMENO DE DERRAME

Fig. 80



TESIS PROFESIONAL

más o menos redondos.

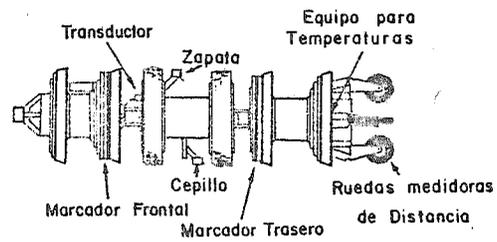
Por último, por la ecuación de continuidad y denotando a  $A_2$  como el -- área del orificio, se llega a valorar el caudal de derrame con la expresión:

$$q_v = k v_2 A_2 = k A_2 \sqrt{\frac{2(p_1 - p_2)g}{\gamma_1}} \quad (\text{III.4.20.})$$

#### III.4.6 Prueba Hidrostática

Ya instalada la tubería con todos sus accesorios y antes de entrar en operación se lleva a cabo la prueba hidrostática, primero hay que limpiar - interiormente la línea de toda clase de desechos, óxidos, polvo, rebabas, - etc.; ésto es posible mediante un "diablo de desplazamiento positivo" para que posteriormente pase un "diablo de calibración" provisto de un plato de medición que ayude a comprobar la integridad de la misma, y es lanzado 16 - km (de ser posible) después del primer diablo y así se mantienen durante la maniobra. (Fig. 81).

El plato de medición tiene un 95% del diámetro interno, para que pueda registrar las deformaciones existentes; posteriormente serán valuadas cada



México, 1984

**DIABLO**

Fig. 81



TESIS PROFESIONAL

una de las deformaciones detectadas, para que en el caso extremo se reemplace el tramo de tubería averiado.

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

El llenado es por medio de una bomba cuyo rendimiento fluctúe en una - milla (1.85 km) por hora; de un filtro que elimine las impurezas; de una -- bomba inyectora del inhibidor y de los productos químicos y de un medidor - del volumen de llenado.

Durante las primeras 24 horas se mantiene una presión igual a 1.5 ve--ces la presión de operación referida a la presión del mar. El esfuerzo circonferencial durante la prueba no excederá del 90% de la resistencia mínima a la cedencia (SYMS).

Para inducir la presión se utiliza una bomba de desplazamiento positi--vo que logre ejercer más de las 100 lb/pulg<sup>2</sup> (7.02 kg/cm<sup>2</sup>); un manómetro de precisión para medir la presión de prueba; un medidor de peso muerto que registra los incrementos de 1 lb/pulg<sup>2</sup> (0.07 kg/cm<sup>2</sup>); un registrador con gra--ficadora que opere las 24 horas que dura la prueba; un termómetro y un ter--

mógrafa que nos indique las variaciones de temperatura; por lo que si existiera una variación notable se tendría que investigar la causa.

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

Al igual que en tuberías marinas, la curva de expansión y el Riser se someten a la prueba hidrostática a una presión de 1.25 veces la presión de trabajo durante por lo menos 4 horas después de que no se hayan presentado fugas.

La prueba hidrostática también se aplica en tuberías usadas o afectadas por corrosión.

Al finalizar la prueba, el agua es desalojada con aire hasta dejar seco interiormente al ducto.

### III.4.7 Inspección de Tuberías

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

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

Entre los equipos que sirven para dicho fin son:

- 1.- Sistema de Posicionamiento: Para dar la ubicación y registrar las marcas de evento a cada determinada distancia o tiempo.
- 2.- Sistema del Magnetómetro: Dentro de la inspección ayuda a localizar y a realizar levantamientos de las líneas en el caso de que se requiera.
- 3.- Sistema Pinger: Es un sistema creado por ORE, tiene como principal función el de delinear trincheras y detectar tuberías enterradas - con una precisión hasta de 5 cms. aún bajo condiciones de operación

no muy favorables. Consta de una consola que maneja cuatro rangos de frecuencia: 3.5, 5, 14 y 20 kHz; los dos primeros son para una máxima penetración en los sedimentos; el tercer rango para registrar tuberías de pequeño diámetro (hasta 4") enterradas someramente y el último para delinear trincheras. Para representar la información se hace uso de una graficadora de alta resolución que opere con diferentes escalas, un transductor fijo o móvil; en el caso de ser móvil se requiere adicionalmente un malacate provisto de cable suficiente para ser remolcado.

4.- Sistema de Mapeo del Fondo Marino: Este sistema es similar al Sonar de Barrido Lateral pero con algunas innovaciones en cuanto al manejo y a la presentación de la información recopilada. Consta de un sensor hidrodinámico, un malacate con cable de acero, una graficadora y dos grabadoras de cinta magnética. La grabación reproduce una visión en planta de los accidentes topográficos así como su ubicación, en los registros éstos aparecen con sus dimensiones correctas y para la inspección logra verificar la existencia de alguna fuga en las tuberías. Su funcionamiento consiste en que el sensor emite señales sónicas que al reflejarse en el fondo marino vuelven a ser recibidas por el mismo, captando de esta manera todos los eventos con una gran definición.

Con dicho equipo se logran cubrir fajas hasta de 500 metros a cada lado del sensor, siendo alimentado por corriente alterna de -- 125 ó 210 volts con 60 Hz logrando una resolución de 0.25 metros dependiendo de la escala empleada.

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

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

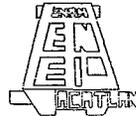
Estas inspecciones se realizan puesto que las estadísticas muestran que las tuberías a pesar de los medios de protección están - expuestos a sufrir algún daño de los indicados en el Anexo No. XVI.

SIMBOLOGIA DEL CAPITULO III

- $W$  = Peso del ánodo
- $N$  = Vida útil
- $A_s$  = Area superficial del ánodo
- $C_o$  = Densidad de corriente
- $R$  = Capacidad de aleación
- $J$  = Factor de utilización
- $V_c$  = Volúmen de concreto por unidad de longitud de tuberfa
- $W_{sat}$  = Peso de la muestra de concreto saturado
- $W_{cs}$  = Peso de la muestra de concreto inmediatamente después del secado
- $V_s$  = Volúmen de la muestra de concreto usado en la prueba de saturación
- $\delta$  = Densidad
- $\eta$  = Viscosidad dinámica
- $\nu$  = Viscosidad cinemática
- $Re$  = Número de Reynolds
- $v$  = Velocidad
- $X$  = Desplazamiento en sentido del eje x
- $\epsilon$  = Rugosidad absoluta
- $f$  = Coeficiente de fricción
- $r$  = Radio
- $p$  = Presión
- $\Delta$  = Incremento

- $v_{m\acute{a}x}$  = Velocidad máxima
- $v_x$  = Velocidad a una distancia x
- $Di_s$  = Diámetro interno del tubo de acero
- $\frac{\partial v}{\partial x}$  = Gradiente normal de la velocidad
- X = Distancia sobre el eje x
- $q_v$  = Caudal de derrame
- $h_f$  = Perda por fricción
- $S_f$  = Pendiente de fricción
- Q = Gasto
- $p_1$  = Presión en el medio 1
- $v_1$  = Velocidad en el medio 1
- $A_2$  = Area del orificio
- $p_2$  = Presión en el medio 2
- $v_2$  = Velocidad en el medio 2
- k = Coeficiente de derrame
- m = Masa
- V = Volúmen
- SV = Esfuerzo cortante
- $\gamma_0$  = Peso específico en el medio 0
- $\gamma_1$  = Peso específico en el medio 1
- $\gamma_2$  = Peso específico en el medio 2
- $\Delta l$  = Longitud diferencial
- C.E. = Carbón equivalente

INGENIERIA  
CIVIL



## CONCLUSIONES

DISEÑO Y CONSTRUCCION DE TUBERIAS SUBMARINAS PARA EL  
TRANSPORTE DE ACEITE CRUDO

## C O N C L U S I O N E S

En la realización de obras de tal magnitud como la que ha sido expuesta, el aspecto técnico y humano resultan de vital importancia para la obtención de resultados satisfactorios. En el primer caso se requiere del conocimiento del medio, de deducir propiedades, de crear métodos de análisis y fundamentarlos sobre bases sólidas así como el de contar con el material adecuado y el equipo especializado; para el segundo aspecto, es necesario que técnicos y profesionistas en los diferentes ramos aporten sus conocimientos y experiencias.

En sus inicios y por el momento histórico que atravezaba el país, no se contaba con toda esta tecnología por lo que tuvo que ser nominación extranjera, lo cual ha provocado que aún se tenga una gran dependencia en los aspectos enunciados trayendo como consecuencia una gran fuga de divisas para México.

En sí uno de los inconvenientes fundamentales, era el de no contar con las bases suficientes dentro de este campo. Sin embargo, se ha observado que la incertidumbre aún persiste, pues se siguen creando y modificando los parámetros útiles para el diseño y las especificaciones -

de los métodos para la construcción, muchas de las facetas siguen siendo empíricas y solo se han logrado salvar aplicando factores de seguridad y/o elaborando modelos de simulación que logren englobar los aspectos desconocidos durante el proceso.

Al ingeniero civil le corresponde en gran parte adquirir la experiencia de los lineamientos ya marcados para que en un futuro le sirvan como base para crear su propio equipo, para continuar investigando y -- poder comprobar resultados y así, lograr una independencia tecnológica no únicamente en la industria petrolera marina sino en obras afines que se presenten y que puedan ejecutarse conforme a los requerimientos técnicos enmarcados a un nivel internacional.

**ANEXOS**



DISEÑO Y CONSTRUCCION DE TUBERIAS SUBMARINAS PARA EL  
TRANSPORTE DE ACEITE CRUDO



DATOS:

- $e_c$  = Espesor del concreto (pulg)
- $Do_s$  = Diámetro externo del tubo de acero (pulg)
- $W_s$  = Peso del acero (lb/ft)
- $\gamma_c$  = Peso específico del concreto (lb/ft<sup>3</sup>)
- $\gamma_m$  = Peso específico del suelo

FORMULAS:

- 1.- Peso del Recubrimiento de Concreto:

$$W_c = \frac{(e_c + Do_s + 0.1875)e_c}{45.8366} \gamma_c \quad (\text{lb/ft}) \quad (\text{II.1.})$$

- 2.- Volumen de Concreto:

$$V_c = \frac{(2e_c + Do_s + 0.1875)^2}{183.3461} \quad (\text{ft}^3/\text{ft}) \quad (\text{II.2.})$$

México, 1984

**DETERMINACION DEL RECUBRIMIENTO**

**DE CONCRETO**

Anexo No. II



TESIS PROFESIONAL

3.- Peso de la Tubería:

$$F_W = \frac{W_s + W_c + W_a}{V_c} \quad (\text{lb/ft}^3) \quad (\text{II.3.})$$

4.- Peso del Anticorrosivo:

$$W_a = 0.24D_o s \quad (\text{lb/ft}) \quad (\text{II.4.})$$

5.- Gravedad Específica:

$$GE = \frac{F_W}{\gamma_m} \quad (\text{II.5.})$$

6.- Peso Específico del Suelo:

- $\gamma_m = 62.4$  - Agua Dulce
- 90.0 - Lodos
- 64.0 - Agua Salada

OBSERVACIONES:

Para encontrar el espesor del recubrimiento de concreto es necesario primeramente proponer un valor para poder comparar el peso es

pecífico del suelo con el peso de la tubería. De resultar menor el primero la tubería tenderá a flotar recomendandose incrementar el espesor en 1/8" (0.32 cm); de lo contrario se hundirá afectando en lo económico por requerirse más tubería. Para la comparación de estos resultados también se puede apoyar en la gravedad específica.

Para hacer converger estos dos parámetros se utiliza el siguiente programa aplicado a una calculadora TI-59.

ALMACENAJE:

$Do_s$  en la tecla B

$W_s$  en la tecla C

$\gamma_c$  en la tecla D

$\gamma_m$  en la tecla E

$e_c$  en la tecla A

Quedando en las memorias la información que se indica:

01 -  $e_c$

02 -  $Do_s$

03 -  $W_s$

- 04 -  $\gamma_c$
- 05 -  $\gamma_m$
- 06 - 45.8366
- 07 - 183.3461
- 08 - 62.4 ( $\gamma_m$ )
- 09 -  $W_c$
- 10 -  $V_c$
- 12 - Peso muerto ( $W_s + W_c + W_a$ )
- 13 -  $F_W$
- 14 - Gravedad específica
- 15 -  $W_a$
- 16 - 0.1875

PROGRAMA:

000	76	LBL	040	95	=	080	85	+	0.	04
001	12	B	041	42	STO	081	43	RCL	0.	05
002	42	STO	042	09	09	082	15	15	45.8386	06
003	02	02	043	99	PRT	083	95	=	183.3461	07
004	91	R/S	044	25	CLR	084	42	STO	62.4	08
005	75	LBL	045	53	(	085	12	12	0.	09
006	13	C	046	02	2	086	55	+	0.	10
007	42	STO	047	65	x	087	43	RCL	0.	11
008	03	03	048	43	RCL	088	10	10	0.	12
009	91	R/S	049	01	01	089	95	=	0.	13
010	76	LBL	050	85	+	090	42	STO	0.	14
011	14	D	051	43	RCL	091	13	13	0.	15
012	42	STO	052	02	02	092	99	PRT	0.1975	16
013	04	04	053	85	+	093	55	+		
014	91	R/S	054	43	RCL	094	43	RCL		
015	76	LBL	055	16	16	095	09	09		
016	15	E	056	54	)	096	95	=		
017	42	STO	057	33	X <sup>2</sup>	097	42	STO		
018	05	05	058	55	=	098	14	14		
019	91	R/S	059	43	RCL	099	99	PRT		
020	76	LBL	060	07	07	100	43	RCL		
021	11	A	061	95	=	101	01	01		
022	42	STO	062	42	STO	102	99	PRT		
023	01	01	063	10	10	103	43	RCL		
024	85	+	064	25	CLR	104	02	02		
025	43	RCL	065	43	RCL	105	99	PRT		
026	02	02	066	02	02	106	43	RCL		
027	85	+	067	65	x	107	03	03		
028	43	RCL	068	93	.	108	99	PRT		
029	16	16	069	02	2	109	43	RCL		
030	95	=	070	04	4	110	04	04		
031	65	x	071	95	=	111	99	PRT		
032	13	RCL	072	42	STO	112	43	RCL		
033	01	01	073	15	15	113	05	05		
034	55	=	074	25	CLR	114	99	PRT		
035	43	RCL	075	43	RCL	115	43	RCL		
036	06	06	076	09	09	116	15	15		
037	65	x	077	85	+	117	99	PRT		
038	43	RCL	078	43	RCL	118	91	R/S		
039	04	04	079	03	03					

PELIGROS DEL MEDIO AMBIENTE	METODOS DE PROTECCION				
	Línea Enterrada	Línea Expuesta	Línea Lastrada	Línea Anclada	Línea Levantada
FUERZAS HIDRODINAMICAS: ASCENSIONAL					
ARRASTRE E INERCIA	+	-	-	+	-
VORTICE	+	-	+	+	+
ABRASION Y DESGASTE	+	-	-	-	-
EROSION	+	-	-	+	-
DESPLAZAMIENTOS, TRANSPORTE DE SUELO, CORRIENTES DE TURBIDEZ	±	+	-	-	-
	±	-	-	+	-
FLOTACION	+	-	+	+	+
LICUACION	El peso unitario de la tubería en el diseño debe estar lo mas cercano al peso del suelo fluidificado				
MONTE DE LOGO, DIAPYROS	-	+	-	-	-
FALLAS, SISMO	-	+	-	-	-

**NOTA:** (+) Resultados positivos producido por el método de protección  
 (-) Resultados negativos producido por el método de protección  
 ± Tuberías en zona de deslaminamiento  
 ±± Tuberías bajo efecto de corrientes de deslaminamiento

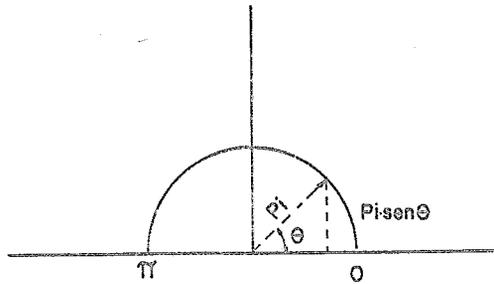
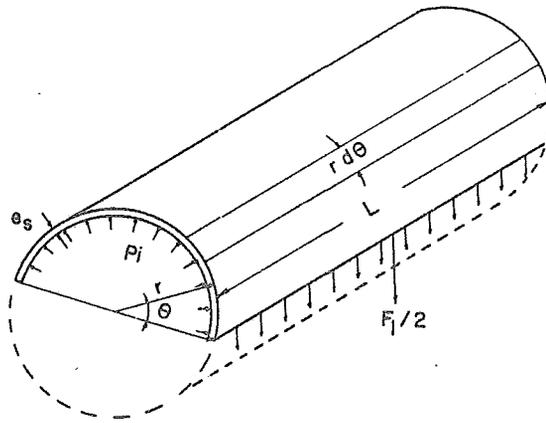
México, 1984

## INFLUENCIA DE LOS PELIGROS AMBIENTALES MAS FRECIENTES EN EL GOLFO DE MEXICO CON SU RESPECTIVO METODO DE PROTECCION

Anexo No. III



TESIS PROFESIONAL



México, 1984

DEDUCCION DEL ESFUERZO  
CIRCUNFERENCIAL (SH)

Anexo No. IV



TESIS PROFESIONAL

Se tiene el diagrama de cuerpo libre de la mitad de un cilindro de longitud  $L$ , si descomponemos las fuerzas radiales debidas a la presión interna en sus componentes perpendiculares al plano formado por la cara externa del cilindro, tendremos que:

$$F = P_i \cdot A_{\text{pared externa}} = P_i \cdot r \cdot \text{sen}\theta \cdot L d\theta = P_i \cdot r \cdot L \cdot \text{sen}\theta d\theta \quad (\text{IV.1.})$$

la fuerza total normal al plano, se encuentra integrando entre los límites de  $\pi$  y  $0$ .

$$F_1 = \int_0^{\pi} P_i \cdot r \cdot L \cdot \text{sen}\theta d\theta = P_i \cdot L \cdot D_o S \quad (\text{IV.2.})$$

a esta fuerza se opone otra de igual magnitud en la otra mitad del cilindro pero en sentido inverso. Esta fuerza opositora  $F_1$  produce un esfuerzo circunferencial  $SH$  en las paredes del cilindro igual a la fuerza  $F_1$  dividida entre el área en que se encuentra aplicada. Esta área es  $2e_s L$  entonces:

$$SH = \frac{F_1}{2e_s L} = \frac{P_i \cdot L \cdot D_o S}{2e_s L} = \frac{P_i \cdot D_o S}{2e_s} \quad (\text{IV.3.})$$

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

Se determinó que hidráulicamente se requiere una tubería de acero de 20" (50.8 cm) de diámetro exterior, que deberá operar con una presión interna de 1200 psi (84.4 kg/cm<sup>2</sup>) a una temperatura de operación de 180°F (82.2°C). La temperatura de instalación es de 50°F (10°C).

DATOS.

$$D_{o_s} = 20" (50.8 \text{ cm})$$

$$P_i = 1200 \text{ psi } (84.4 \text{ kg/cm}^2)$$

$$T_1 = 50^\circ\text{F } (10^\circ\text{C})$$

$$T_2 = 180^\circ\text{F } (82.2^\circ\text{C})$$

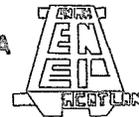
SOLUCION.

- 1.- Con estos datos se propuso una tubería API 5LX Grado X52 que será --  
soldada en su etapa constructiva con el tipo Electric Resistance cu-  
yo factor de junta:

**EJEMPLO DE DISEÑO PARA UNA TUBERIA**

**TOTALMENTE RESTRINGIDA**

Anexo No. V



TESIS PROFESIONAL

$$"E" = 1.0$$

2.- Espesor requerido:

$$e_s = \frac{PiDo_s}{2 S} + G = \frac{1200 \times 20.0}{2 \times 1.0 \times 0.72 \times 52000} + 0.0$$

$$= 0.3205" (0.81 \text{ cm})$$

Por especificaciones del API

$$e_s = 0.344" (0.87 \text{ cm})$$

3.- Esfuerzo circunferencial:

$$SH = \frac{PiDo_s}{2e_s} = \frac{1200 \times 20.0}{2 \times 0.344}$$

$$SH = 34\ 883 \text{ psi } (2\ 453.16 \text{ kg/cm}^2)$$

4.- Esfuerzo longitudinal de compresión en una porción totalmente restringida:

$$SL = -E\alpha (T_2 - T_1) + 0.3SH = -27.9 \times 10^6 \times 6.5 \times 10^{-6} (180 - 50) + 0.3(34\ 883)$$

$$SL = -13\ 110 \text{ psi } (-921.97 \text{ kg/cm}^2)$$

- 5.- Esfuerzo de tensión equivalente para una porción totalmente restringida:

$$STE = \sqrt{(SH-SL)^2 + 4SV^2} = \sqrt{(34\ 883 + 13\ 110)^2 + 0.0}$$

$$STE = 47\ 993 \text{ psi } (3\ 375.14 \text{ kg/cm}^2)$$

Este valor es menor de 0.9 SMYS por lo tanto por especificaciones -- del Código ANSI B31-4 condición 3 no pasa. Existen varias formas de corrección: a) Manejar la tubería sin restricción en algunos tramos; b) Incrementado la temperatura de instalación, adicionándole aire caliente; c) Incrementando el espesor de pared.

En este caso, para darle solución al problema se optó por la condición c, o sea, se incrementó el espesor de pared hasta 0.375" (0.95 cm); entonces:

$$SH = 32\ 000 \text{ psi } (2\ 250.4 \text{ kg/cm}^2)$$

$$SL = -13\ 975 \text{ psi } (983 \text{ kg/cm}^2)$$

$$STE = 45\ 975 \text{ psi } (3\ 233.2 \text{ kg/cm}^2) < 0.9 \text{ SMYS} = 46\ 800 \text{ psi } (3\ 291.2 \text{ kg/cm}^2)$$

- 6.- Fuerza de anclaje: para la porción totalmente restringida:

$$Fa = \pi D_o e_s (0.2SH + E \alpha (T_2 - T_1)) = 3.1416 \times 20.0 \times 0.375 \\ (0.2(32\ 000) + 27.9 \times 6.5(180-50))$$

$$F_a = 706\,280 \text{ lbs (320\,368.6 kg)}$$

7.- Expansión térmica:

$$\epsilon_t = \alpha(T_2 - T_1) = 6.5 \times 10^{-6} (180 - 50)$$

$$\epsilon_t = 1.014 \text{ pulg/100 ft (8.2 cm/100 m) de tuberfa}$$

8.- Expansión por presión interna:

$$\epsilon_p = 0.2SH/E = 0.2 \times 32\,000 / 27.9 \times 10^6$$

$$\epsilon_p = 0.275 \text{ pulg/100ft (2.2 cm/100 m) de tuberfa}$$

9.- Expansión total:

$$\epsilon' = \epsilon_t + \epsilon_p = 1.014 + 0.275$$

$$= 1.289 \text{ pulg/100ft (10.4 cm/100 m) de tuberfa}$$

Si se deduce que el momento producido al aplicar un tensión es:

$$M = -\frac{EI}{R_A} + V_A X - \frac{wX^2}{2} - TY \quad (\text{VI.1.})$$

y si  $X = L'$ ,  $Y = h$ ,  $M = 0$

$$0 = -\frac{EI}{R_A} + V_A L' - \frac{wL'^2}{2} - Th \quad (\text{VI.2.})$$

$$V_A = \frac{EI}{R_A L'} + \frac{wL'}{2} + T \frac{h}{L'} \quad (\text{VI.3.})$$

$$M = -\frac{EI}{R_A} + \left( \frac{EI}{R_A L'} + \frac{wL'}{2} + T \frac{h}{L'} \right) X - \frac{wX^2}{2} - TY \quad (\text{VI.4.})$$

Puesto que:

$$\frac{d^2 Y}{d^2 X} = -\frac{M}{EI} = \frac{1}{R_A} - \left( \frac{1}{R_A L'} + \frac{wL'}{2EI} + \frac{Th}{EIL'} \right) X + \frac{w}{2EI} X^2 + TY \quad (\text{VI.5.})$$

$$\frac{d^2 Y}{d^2 X} - \frac{TY}{EI} = \frac{w}{2EI} X^2 - \left( \frac{1}{R_A L'} + \frac{wL'}{2EI} + \frac{Th}{EIL'} \right) X + \frac{1}{R_A} \quad (\text{IV.6.})$$

Ecuación diferencial cuya solución es:

México, 1984

**DEDUCCION DE LAS ECUACIONES DURANTE**

**EL TENDIDO APLICANDO UNA TENSION**

Anexo No. VI



TESIS PROFESIONAL

$$Y = C_1 \sqrt{\frac{T}{EI}} e^{\sqrt{\frac{T}{EI}} X} + C_2 \sqrt{\frac{T}{EI}} e^{-\sqrt{\frac{T}{EI}} X} - \frac{w}{2T} X^2 + \left( \frac{EI}{R_A L^3 T} + \frac{wL^3}{2T} + \frac{h}{L^3} \right) X - \frac{EI}{R_A L^3 T} - \frac{wEI}{T^2}$$

Si  $X = 0, Y = 0$

$$C_1 + C_2 = \frac{EI}{R_A L^3 T} + \frac{wEI}{T^2} \quad (\text{VI.8.})$$

$$\frac{dY}{dX} = \sqrt{\frac{T}{EI}} C_1 e^{\sqrt{\frac{T}{EI}} X} - \sqrt{\frac{T}{EI}} C_2 e^{-\sqrt{\frac{T}{EI}} X} - \frac{w}{T} X + \frac{EI}{R_A L^3 T} + \frac{wL^3}{2T} + \frac{h}{L^3} \quad (\text{VI.9.})$$

Si  $X = 0, \frac{dY}{dX} = 0$

$$C_2 - C_1 = \left( \frac{EI}{R_A L^3 T} + \frac{wL^3}{2T} + \frac{h}{L^3} \right) \sqrt{\frac{T}{EI}} \quad (\text{VI.10.})$$

Resolviendo el sistema de ecuaciones. VI-8 y VI-10

$$C_1 = \frac{EI}{2R_A L^3 T} + \frac{wEI}{2T^2} - \frac{(EI)^{3/2}}{2R_A L^3 T^{3/2}} - \frac{wL^3 (EI)^{1/2}}{4T^{3/2}} - \frac{h(EI)^{1/2}}{2L^3 T^{1/2}} \quad (\text{VI.11.})$$

$$C_2 = \frac{EI}{2R_A L^3 T} + \frac{wEI}{2T^2} + \frac{(EI)^{3/2}}{2R_A L^3 T^{3/2}} + \frac{wL^3 (EI)^{1/2}}{4T^{3/2}} + \frac{h(EI)^{1/2}}{2L^3 T^{1/2}} \quad (\text{VI.12.})$$

Tomando en cuenta estos valores y los desarrollados en serie;

$$e^{\sqrt{\frac{T}{EI}} X} = 1 + \sqrt{\frac{T}{EI}} X + \frac{T}{2EI} X^2 + \frac{T^{3/2}}{6(EI)^{3/2}} X^3 + \frac{T^2}{24(EI)^2} X^4 \quad (\text{VI.13.})$$

$$\frac{-T}{\sqrt{EI}x} = 1 - \sqrt{\frac{T}{EI}x} + \frac{T}{2EI}x^2 - \frac{T^{3/2}}{6(EI)^{3/2}}x^3 + \frac{T^2}{24(EI)^2}x^4 \quad (\text{VI.14})$$

Se puede obtener sustituyendo en VI-7.

$$Y = \left(\frac{T}{24EI R_A} + \frac{w}{24EI}\right)x^4 + \left(-\frac{1}{6R_A L} - \frac{wL}{12EI} - \frac{hT}{6EIT}\right)x^3 + \frac{1}{2R_A}x^2$$

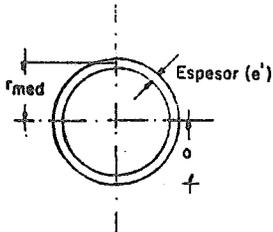
Puesto que si  $X = L$ ,  $Y = h$

$$\left(\frac{T}{24EI R_A} - \frac{w}{12EI}\right)L^4 + \left(\frac{1}{3R_A} - \frac{hT}{6EI}\right)L^2 - h = 0 \quad (\text{VI.16})$$

Derivando VI-15 respecto a  $X$  y tomando en cuenta que  $X = L$ :

$$\frac{dY}{dX} = 0$$

$$\frac{1}{R_A} = \frac{wL^2 T + 6hT^2}{2T^2 L^2 + 6EIT} \quad (\text{VI.17})$$



$$\text{Area Transversal } A = 2\pi r_{\text{med}} e'$$

$$\text{Momento Polar de Inercia } J_p = 2\pi r_{\text{med}}^3 e'$$

$$\text{Momento de Inercia } I = J_p/2 = \pi r_{\text{med}}^3 e'$$

$$\text{Radio de Giro } r_g = \sqrt{I/A}$$

$$\text{Módulo de Sección } Z = I/o$$

$$g = 9.81 \text{ m/seg}^2$$

$$\pi = 3.1415927$$

$$e = 2.718281$$

$$^{\circ}\text{C} = 5/9(^{\circ}\text{F} - 32)$$

1 pulg = 2.54 cm

1 lb = 0.4536 kg

1 ft = 0.3048 m

1 kip = 0.4536 ton (métrica) = 1000 lb

1 psi = lb/pulg<sup>2</sup> = 703.1 kg/m<sup>2</sup>

1 galón = 3.785 lts

1 milla náutica = 1.85325 km

1 nudo = 1 milla náutica por hora

1 fanelada corta = 2000 lbs

1 tonelada métrica = 2204.62 lb

1 yarda = 91.44 cm

1 radián = 57.29578 grados

1 atmósfera = 76 cm de mercurio

$$= 10333 \text{ kg/m}^2$$

Peso Específico del Agua  $\gamma_w = 1000 \text{ kg/m}^3$

Peso Específico del Agua de Mar  $\gamma_w =$

1028 kg/m<sup>3</sup>

1 barril de petróleo = 159 lt

1 H.P. = 76 kg-m/seg

1 onza = 28.3495 gr

1 joule = 10<sup>7</sup> ergs = newton x m

1 newton = kg-m

1 watt = joule/seg

Coefficiente de Dilatación Térmica para el -

Acero  $\alpha = 11.7 \times 10^{-6}$  por  $^{\circ}\text{C}$

Módulo de Elasticidad del Acero  $E = 2.1 \times 10^6 \text{ kg/cm}^2$

Módulo de Poisson en Acero  $\mu = 0.25-0.35$

Densidad Relativa del Acero  $\delta = 7.833$

Coefficiente de Dilatación Térmica para el -

Concreto  $\alpha = 7-11 \times 10^{-6}$  por  $^{\circ}\text{C}$

Módulo de Elasticidad del Concreto  $E = 10^3 \text{ t/c}$

Módulo de Poisson en Concreto  $\mu = 0.18$

México, 1984

## CONSTANTES Y RELACIONES PARA EL DISEÑO

Anexo No. VII



TESIS PROFESIONAL

La estabilidad de las tuberías en arcillas blandas cuyo contenido de agua anda arriba del límite líquido fue investigado experimentalmente. A las conclusiones a las que se llegaron fueron:

- 1.- La resistencia a la flotación y al asentamiento de las tuberías enterradas decrece con el incremento del contenido de agua de las arcillas y casi es cero cuando el límite líquido se duplica.
- 2.- Las tuberías enterradas permanecen estables dentro de cierto rango de peso, dependiendo del contenido de agua de las arcillas.
- 3.- La resistencia del suelo a la flotación o asentamiento en arcillas con contenido de agua arriba del límite líquido puede ser determinada dividiendo la mitad del área del cilindro por la fuerza de cedencia de la arcilla.
- 4.- La fuerza de cedencia puede ser determinada por pruebas de extracción.

México, 1984

## ESTABILIDAD DE LAS TUBERIAS EN

## ARCILLAS MUY BLANDAS

Anexo No. VIII



TESIS PROFESIONAL

- 5.- La fuerza de flotación actuando en tuberías enterradas en arcillas líquidas es equivalente a la boyante en base al peso específico saturado de la arcilla con cualquier contenido de agua.
  
- 6.- La resistencia al esfuerzo cortante de las arcillas puede ser estimado por una veleta miniatura.

1.- MANO DE OBRA:

Cuadrilla Básica.

CATEGORIA	CANT.	SALARIO	IMPORTE
Sobtte. Cubierta.	1	4,987.67	4,987.67
Jefe de Maniobras.	1	1,831.08	1,831.08
Maniobristas.	8	1,592.76	12,742.08
Operador de Grúa.	2	3,131.07	6,262.14
Operador Biseladora.	2	1,287.48	2,514.96
Operador Alineador Interior	1	1,287.48	1,287.48
Espaciador.	2	1,582.04	3,164.08
Operario Alineador Hidráulico	1	1,922.34	1,922.34
Sobtte. Soldadura.	1	3,818.38	3,818.38
Soldadores de Línea.	20	3,849.14	76,982.80
Ayudantes de Soldador.	18	1,223.18	22,017.24
Soldador Estructural.	2	2,670.00	5,340.00
Tornero	1	3,173.86	3,173.86
Operador de Stinger.	1	1,922.34	1,922.34
Operadores de Anclas.	2	1,922.34	3,844.68
	63	S U M A	\$ 151,871.13/cuad.

2 cuad. X 151,871.13 = \$ 303,742.26/dfa.

1a.- Comisariato.

63 pers./cuad. X 2 turnos/dfa X \$ 600.00/pers. = \$ 75,600.00/dfa  
 \$ 379,342.26/dfa

2.- MATERIALES. (por junta) 0.875" y 0.750"

			P. U.	IMPORTE	POR KM.
Microalambre.	Kg.	3.63	142.74	518.14	44,041.81
Argón y Co <sub>2</sub>	M3.	0.14	114.90	16.09	1,367.27
Co <sub>2</sub>	M3.	3.69	25.30	93.36	7,935.35

México, 1984

**COSTO DIRECTO POR CONCEPTO**

**DE SOLDADURA**

Anexo No. IX



TESIS PROFESIONAL

Boquillas y Sedazos	Pza.	P.H.	168.00	168.00	14,280.00
Cardas plásticas.	Pza.	0.5	390.00	195.00	16,575.00
Discos Abrasivos.	Pza.	0.5	126.00	63.00	5,355.00
O <sub>2</sub>	M3.	0.47	71.48	33.60	2,856.00
A <sub>2</sub>	Kg.	0.24	207.55	49.81	4,233.85
C <sub>2</sub>	Pza.	0.13	6.62	0.86	73.10
Cárbonos Arc Air.					

1,137.86/jta. \$96,717.38/km.

Cargo por material \$ 96,717.38/km.

3.- EQUIPO DE SOLDADURA AUTOMÁTICA.

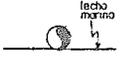
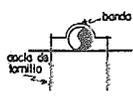
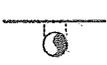
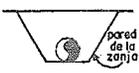
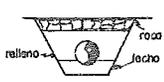
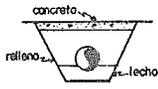
a.- Lista del Equipo.

- 3 - Alineadores fondeadores de 36"
- 4 - Biseladoras hidráulicas de 36"
- 4 - Cabezas Soldadoras para paso caliente
- 20 - Cabezas Soldadoras para relleno.
- 4 - Cabezas Soldadoras para vista.
- 20 - Pistas de acero para cabeza soldadora.
- 3 - Alineadores de pista.
- 3 - Barras de control de alineador interior.

b.- Resguardo del equipo.

1.- Técnicos de mantenimiento.	
6 a 350.00 U.S.Dlls. por día	\$ 50,400.00/día
2.- Impuesto del 21% sobre prestación de servicios técnicos.	10,080.00/día
3.- Comisariato 6 X 600.00/día.	3,600.00/día
T O T A L .	\$ 64,080.00/día

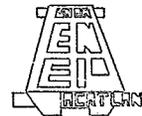
Fecha de elaboración; Abril de 1981.

CONFIGURACION	ESQUEMA	APLICACION	COMENTARIOS
1. Tubería descubierta descansando sobre el lecho marino.		Utilizada en áreas con mínima acción de oleaje y corrientes o donde las condiciones del suelo impiden el enterrado.	Expuesta al impacto de cuerpos extraños. La resistencia del apoyo debe ser suficiente para prevenir hundimientos. El peso de la tubería debe contrarrestar las fuerzas boyantes y el deslizamiento. Tubería sujeta a socavación, crecimiento de sedimentos del fondo marino y a movimiento por flujo de lodos.
2. Tubería balastrada.		Usada en áreas sujetas a acción de fuertes corrientes y oleaje.	La protección con roca debe dimensionarse de manera que sea estable a velocidades y aceleraciones máximas de partículas de agua. Provee protección contra impacto de cuerpos. Reduce la socavación, potencial. Debe tenerse especial cuidado durante la colocación de la roca para no dañar la tubería.
3. Tubería soportada por pilas.		Utilizada cuando el fondo marino no tiene suficiente capacidad de carga para soportar la tubería o en áreas que experimentan cambios dinámicos en el fondo marino.	Construcción muy costosa que requiere gran cantidad de tiempo de buzos así como de numerosas conexiones bajo agua. La tubería suspendida sobre el lecho marino está sujeta a vibraciones producidas por vórtices y expuesta a impacto.
4. Tubería asentada sobre concreto.		Usada en áreas sujetas a fuerzas moderadas de corrientes y oleaje.	El asiento debe diseñarse para resistir momentos de volteo causados por fuerzas de dragado. La tubería suspendida sobre el lecho marino está sujeta a vibraciones producidas por vórtices y expuesta a impacto.
5. Tubería anclada.		Utilizada en roca o fondo marino muy duro. También en áreas con bajo espesor de sedimentos, requiriendo profundidad de penetración de las anclas en suelo firme.	En pruebas de adherencia de las anclas in situ, debe verificarse la capacidad de las bandas. Tubería expuesta a impacto.
6. Tubería hundida.		Usada cuando los sedimentos superficiales son fácilmente licuados por chorros de agua a alta presión.	El proceso puede dañar el recubrimiento de la tubería durante la operación de enterrado.
7. Tubería enterrada - relleno natural.		Utilizada cuando los sedimentos del océano, tales como la arena, se juzgan sean aceptables como material de relleno.	Las operaciones de zanjado pueden alterar el material de relleno sometiendo a la trincheras a una erosión potencial acelerada.
8. Tubería enterrada - cubierta de protección de roca.		Usada en áreas sujetas a fuerzas de oleaje extremas tales como zonas de ramplente.	La roca de protección y el estrato del filtro deben diseñarse para prevenir la erosión del material de relleno y del lecho por impacto de olas.
9. Tubería enterrada - cubierta de protección de concreto.		Utilizado en áreas sujetas a fuerzas de oleaje extremas.	La colocación de concreto bajo el agua es muy difícil. Debe prevenirse el "arrastré" del concreto por corrientes durante el período de curado. Se restringe el acceso futuro a la tubería para posibles reparaciones. La rigidez de la cubierta de concreto puede inducir erosión en los sedimentos adyacentes al concreto.

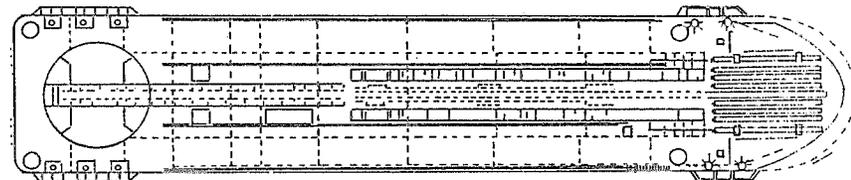
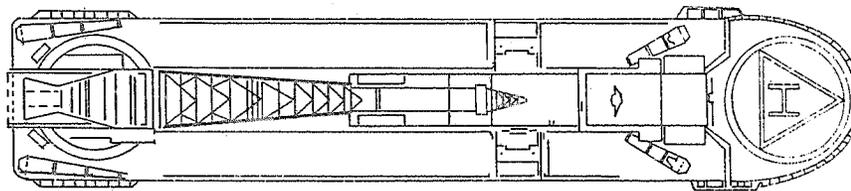
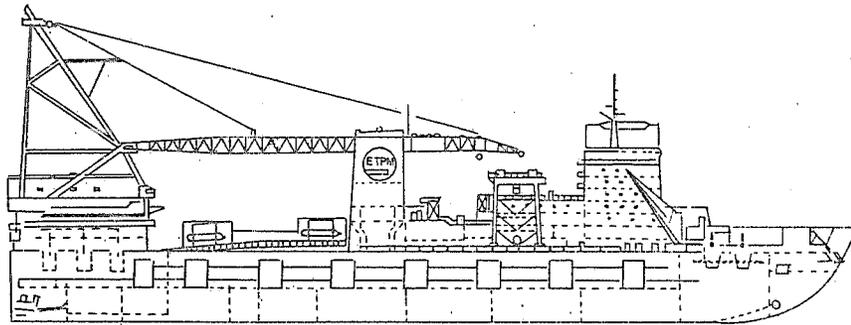
México, 1984.

## FORMAS DE ESTABILIZAR UNA TUBERIA

Anexo No. X

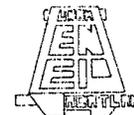


TESIS PROFESIONAL



**CARACTERISTICAS DE LA BARCAZA PARA EL  
TENDIDO DE TUBERIA ETPM DLB 1601**

Anexo No. XI



TESIS PROFESIONAL

DATOS GENERALES

CASCO.

- Tamaño: 610 ft x 115 ft x 50 ft (186 x 35 x 15.2 m).
- Calado en Zona Ligera: 21 ft (6.4 m).
- Calado en Zona Carga: 33 ft (10.0 m).
- Tonelaje Registrado: Grueso 31,096,63 Ton.  
Neto 7,849.32 Ton.

PROPULSION.

- Principal: -4 máquinas eléctricas desarrollando 2,000 HP cada una.  
-2 propelas.  
-Velocidad cargado de 7 nudos.
- Bow thruster:-Una máquina desarrollando 1,200 HP.  
-Una propela.

AIRE ACONDICIONADO.

- Aire acondicionado en los cuartos para 348 hombres.

HELIPUERTO.

- Equipado con abastecedor de combustible.
- Superficie 8,900 ft<sup>2</sup> (827 m<sup>2</sup>).

TANQUES DE ALMACENAMIENTO.

- Combustible 5,605 m<sup>3</sup>.
- Agua potable 5,080 m<sup>3</sup>.
- Especial tratamiento para agua potable.

SISTEMA DE LASTRE.

- Agua de mar.
- Capacidad total 25,106 m<sup>3</sup>.
- Bombas 4 x 2,000 m<sup>3</sup>/hr.

EQUIPO DE POSICIONAMIENTO Y NAVEGACION.

- 1 girocompás y repetidores.
- 2 radares con 7 escalas en un rango de 0.5 a 48 millas (0.93 - 88.8 km).
- 1 sonar.
- 1 navegador.

RADIO COMUNICACION.

- 5 transmisores receptores 1 500, 400, 60, 25 y 10 W.

ENERGIA ELECTRICA.

- 4 máquinas principales generando 4,200 KVA cada uno.
- 1 máquina de emergencia generando 1,620 KVA.

AIRE COMPRIMIDO.

- 3 compresores de aire de 500 ft<sup>3</sup>/min (17 m<sup>3</sup>/min) cada uno a 8 bares.

EQUIPO DE AMARRE

SISTEMA DE ANCLAJE.

- 12 malacates eléctricos que mantienen una fuerza de 360 ton.
- 12 cables de 3" (7.62 cm) x 9,900 ft (3,017 m) con anclas de 9 -- ton. cada una.

EQUIPO DE CUBIERTA

GRUA PRINCIPAL.

- longitud 220 ft (67.05 m) al garfio principal.  
225 ft (77.7 m) al garfio secundario.
- Capacidad de izaje 2,000 ton. a 100 ft (30.48 m), fijo sobre la popa.  
1,600 ton. a 100 ft (30.48 m), totalmente girado.
- Garfio auxiliar 2 x 200 ton. a 210 ft (64.0 m) totalmente girado.

GRUAS AUXILIARES.

- Grúa pedestal. - 2 grúas de 25 ton. a 60 ft (18.3 m).  
- 2 grúas de 10 ton. a 56 ft (17.06 m).

EQUIPO PARA EL TENDIDO DE TUBERIA

CUBIERTA PARA EL ALMACENAJE DE TUBERIA.

- Máxima superficie disponible 1,152 m<sup>2</sup>.

- Máxima carga aceptable 9,216 tons.
- Máximo volumen aceptable 4,608 m<sup>3</sup>.

EQUIPO PARA EL MANEJO DE TUBERIA.

- Una grúa equipada con una horquilla levatable, con capacidad de 60 ton.
- Un transportador longitudinal.
- Un transportador transversal.

RAMPA PARA EL TENDIDO.

- Una rampa de tendido central para tubos hasta de 72" (1.83 m).
- Una estación para juntas de tubos incluyendo un equipo automático para compensar el movimiento longitudinal.
- Fijación de soportes de altura variable y distribuidos de acuerdo a la etapa de operación.
- 7 estaciones de trabajo cuando se utilizan dobles juntas.

TENSORES.

- 2 tubos tensores de 100,000 lbs (45.360 ton) cada uno.
- Con posibilidades de adicionar un tercero.

EQUIPO DE SOLDADO.

- Varios tipos de soldado: 400 Amp - o30 Amp.
- Equipo opcional de soldadura automática.
- Cualquier equipo de soldadura requerido durante la operación.

EQUIPO DE RECUBRIMIENTO DE TUBERIA.

- 2 calderas para alquitrán de 7,000 lts. cada uno.  
Temperatura de 190° a 210°.

NOTA: La barcaza puede utilizarse para realizar trabajos de instalaciones en plataformas, plems, Risers, trabajos bajo el agua, etc.

DESCRIPCION GENERAL DE LA BARCAZA.

Largo (eslora)	400 ft (121.9 m)
Ancho (manga)	100 ft (30.48 m)
Altura (puntal)	30 ft (9.14 m)
Camarotes	146 hombres (con aire acondicionado)
Hospital	6 hombres.
Helipuerto	84 ft X 84 ft (655.4 m <sup>2</sup> ).

EQUIPO AUXILIAR.

Grúas	1 - Manitowoc 4100
	1 - Manitowoc 3900
Generadores	5 - Principales a 500 kw
	1 - Emergencia a 250 kw
Compresor de aire	2 - 600 ft <sup>3</sup> /min (17 m <sup>3</sup> /min), a 125 psi (8.8 kg/cm <sup>2</sup> ).
Equipo para enterrar tubo	1 - Trineo grande para enterrar tubería.

México, 1984

**CARACTERISTICAS DE LA BARCAZA "CREEK"**

**PARA EL ZANJADO**

Anexo No XII



TESIS PROFESIONAL

- 8 - Bombas Jet de 2000 gal/min (7520 lts/min) c/u a 2500 - psi (175.8 kg/cm<sup>2</sup>).
- 8 - Motores Alco 251 de 4000 -- HP. c/u.
- 3 - Mangueras Coflexip de 500 - ft (152.4 m) c/u y 8"Ø -- (20.32 cm).
- 2 - Carretes de manguera.
- 1 - Malacate para el trineo.
- 1 - Sistema de instrumentación para controlar el trineo.

#### SISTEMA DE ANCLAS.

La Creek está equipada con un Sistema de anclaje de ocho puntos, utilizando anclas de 15 tons. "Navy Stockless" con cables de 2" (5.08 cm) de diámetro.

#### APOYO A LA BARCAZA.

Las embarcaciones de apoyo que se requieren para la Creek son:

- 2 Remolcadores para manejo de anclas.
- 1 Bote para transporte de personal.

PERSONAL BAJO CUBIERTA (MANTENIMIENTO Y OPERACION).

- 1 Capitán.
- 1 Ingeniero Jefe.
- 5 Mecánicos.
- 1 Electricista Jefe.
- 2 Electricistas.
- 2 Técnicos en Electrónica.
- 4 Oficinistas/Radio Operadores.
- 2 Almacenista/Enfermero.
- 4 Cocineros.
- 11 Afanadoras.
- 33 Personas.

PERSONAL SOBRE CUBIERTA (CONSTRUCCION).

- 1 Superintendente de Barcaza.
- 2 Sobrestantes de Barcaza.
- 2 Sobrestantes de Torre.
- 4 Operadores de Torre.
- 4 Operadores de Grúa.
- 2 Sobrestantes de Maniobras.

14 Maniobristas.  
14 Soldadores de Estructuras.  
4 Engrasadores.  
2 Mecánicos.  
2 Operadores de Torno.  
1 Electricista.  
1 Carpintero.  
43 Personas.

EQUIPO DE POSICIONAMIENTO.

Equipo MAXIRAN, computadora NAV-COMP y equipo de apoyo y periférico.

PERSONAL DE POSICIONAMIENTO.

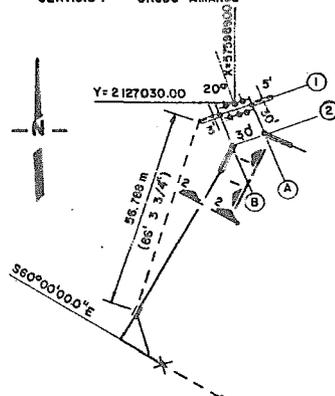
2 Operadores.  
1 Técnico de Mantenimiento.

## NOTAS GENERALES

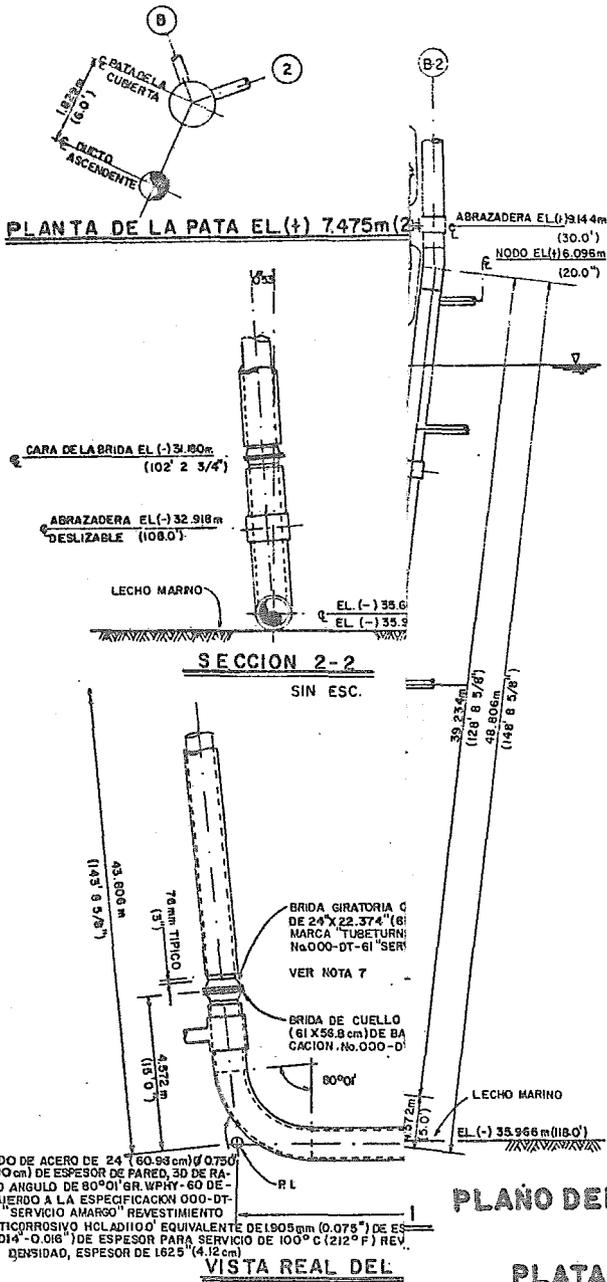
- 1.- PARA EL SISTEMA DE COORDENADAS VER PLANO No G-700-DT-1301
- 2.- LOS TRABAJOS DE SOLDADURA SERAN DE ACUERDO CON LA ESPECIFICACION DEL PROYECTO No.000-DT-42
- 3.- SE DEBERA CORTAR EL DUCTO ASCENDENTE EN CAMPO PARA CONECTAR CON EL DUCTO DE LA PLATAFORMA.
- 4.- EL ANGULO DE ROTACION (SECCION 2-2) ENTRE EL DUCTO ASCENDENTE Y LA CURVA DE EXPANSION (VER PLANONo.E-732-DT-1020) SE DEBERA MANTENER PARA QUE LA CURVA DE EXPANSION SE APOYE HORIZONTALMENTE EN EL LECHO MARINO.
- 5.- EL REVESTIMIENTO ANTICORROSIVO SERA DE ACUERDO CON LA ESPECIFICACION DEL PROYECTO No.000-DT-40.
- 6.- PARA DETALLES DE ABRAZADERAS DEL DUCTO ASCENDENTE VER PLANOS No. PEND.
- 7.- CADA JUNTA DEBERA LLEVAR LO SIGUIENTE: JUNTA DE ANILLOS DE FORMA OCTAGONAL DE ACERO INOXIDABLE TIPO 316 No.78. DOBLE JUEGO DE ARANDELAS PLANAS (DOS DE ACERO, UNA EN CADA LADO DEL TORNILLO); TORNILLOS OPRESORES SEGUN NORMA ASTM A-193-B7; DOS TUERCAS HEXAGONALES PARA SERVICIO PESADO Y DOS CONTRATUERCAS (NORMA ASTM A-194-2H) POR CADA TORNILLO.
- 8.- EL REVESTIMIENTO DE LASTRE DE CONCRETO SERA DE ACUERDO A LA ESPECIFICACION DEL PROYECTO No.000-DT-41.
- 9.- LA FABRICACION Y PRUEBA HIDROSTATICA DEL DUCTO ASCENDENTE ASI COMO DE LA CURVA DE EXPANSION DEBERAN SER DE ACUERDO A LA ESPECIFICACION DEL PROYECTO No.000-DT-43 Y PLANO No.E-700-DT-1081.
- 10.- EL MANEJO DE LA TUBERIA SE DEBERA REALIZAR DE ACUERDO A LA ESPECIFICACION DEL PROYECTO No.000-DT-44.
- 11.- LOS DIABLOS LIMPIADORES Y CALIBRADORES DEBERAN PASAR A TRAVES DE LOS CODOS DE 30 DE RADIO.
- 12.- EL DISEÑO DE LA PROTECCION CATODICA DEBERA SER APROBADO POR PEMEX.

### CONDICIONES DE DISEÑO

PRESION: 94.9 kg/cm<sup>2</sup> (1350 psi)  
 TEMPERATURA: 100° C (212° F)  
 SERVICIO: "CRUDO AMARRO"



PLANTA DE LOCALIZACION DE LA PLATAFORMA POL-73



ESPECIFICACIONES GENERALES.

- Tubería de acero.
- Revestimiento anticorrosivo de la tubería con esmalte de alquitran de hulla.
- Revestimiento de fricción para alta temperatura de la tubería.
- Anodos de aluminio.
- Instalación de ánodos de aluminio.
- Revestimiento del lastre de concreto de la tubería.
- Prueba hidrostática y medición interna final.
- Soldadura e inspección de la tubería.
- Instalación del tramo en la aproximación a la costa.

ESPECIFICACIONES PARTICULARES.

Tolerancia en el Tendido de la Tubería: La tubería se tenderá por donde se indique en los planos de alineamiento, no desviándose más de  $\pm$

México, 1984

**ESPECIFICACIONES PARA LA  
CONSTRUCCION DE LA TUBERIA  
DE CRUDO DE DOS BOCAS A LA  
PLATAFORMA DE ENLACE ABKATUN**



Anexo No. XIV

TESIS PROFESIONAL

30.5 m de la ruta, estando limitada la desviación a un máximo de 10.7 m dentro de 610 m de longitud al conectarse con la plataforma.

**Identificación de Obstrucciones para Anclaje:** Se deben localizar - todos los objetos que puedan impedir el anclaje de la tubería como son - tuberías, cabezales de pozos, etc. dentro de 1220 m del derecho de vía - de la tubería.

**Instrumentación:** El equipo de posicionamiento durante el tendido - requiere de una gran precisión, sobre todo bajo condiciones adversas.

**Manejo de Tubería:** Al recibirse la tubería revestida hay que che-- car que se encuentre en buenas condiciones.

**Tendido de la Tubería:** Esta tubería irá zanjeada, cuyo diámetro ex terior es de 36" (91.4 cm) y un espesor de pared de 0.875" (2.2 cm).

**Extremos de la Tubería:** Como va a unirse con una plataforma, se co locará a 6.10 m de la columna de ésta y continuará con la tubería ascen-- dente, el otro extremo irá a conectarse a las instalaciones en tierra.

**Revestimiento Anticorrosivo de la Tubería:** La tubería a unos 3000 m antes de la plataforma llevará un revestimiento de fricción para alta tem peratura, el resto tendrá un revestimiento de esmalte de alquitrán de hulla.

Revestimiento de Lastre de la Tubería: La tubería debe tener un revestimiento de concreto de  $3040\text{Kg/m}^3$  ( $190\text{ lb/ft}^3$ ) y de  $2640\text{ Kg/m}^3$  ( $165\text{ -- lb/ft}^3$ ) como se indica en el proyecto. El espesor de concreto para un tirante de  $144\text{ ft}$  ( $43.9\text{ m}$ ) es de  $8.255\text{ cm}$ .

Anodos: Los ánodos se colocarán en los sitios especificados.

Limpieza Interior de la Tubería: Antes de su alineación para soldar se hay que limpiar al elemento del polvo y de otras sustancias.

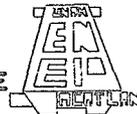
Marcado de Tubería: Después del alineamiento, se marcará cada tramo con un número progresivo, tendrán éstos una altura mínima de  $12.7\text{ cm}$  ( $5''$ ) y deben estar en la posición de 3 y 9 horas del reloj en la circunferencia de cada tramo.

DE	A	ESPESOR		DIAMETRO		LONGITUD	ESPECIFICACION	ENTERRADO
		puq. (e.)	puq. (D <sub>0</sub> )	m.	(L)			
AKAL J	AKAL C	0.500	20	4	956.63	API-STD-5LXGr42	SI	
AKAL J	DOS BOCAS	0.625	36	160	115.26	API-STD-5LXGr 60	SI	
AKAL J	CAYO ARCAS	0.625	36	83	092.12	API-STD-5LXGr 60	SI	
AKAL J	ABKATUN IA	0.625	36	18	819.00	API-STD-5LXGr 60	SI	
AKAL J	AKAL C	0.625	36	5	500.00			
AKAL J	CAYO ARCAS	0.875	36	83	510.00	API-STD-5LXGr60	SI	
AKAL C	DOS BOCAS	0.625	36	161	100.16	API-STD-5LXGr60	SI	
AKAL C	NOHOCH A	0.500	24	5	099.82	API-STD-5LXGr60	SI	
AKAL C	AKAL I	0.375	14	2	537.79	API-STD-5LXGr52	NO	
AKAL E	AKAL N (CANTARELL)	0.562	20	2	362.82	API-STD-5LXGr52	SI	
NOHOCH A	DOS BOCAS	0.875	36	157	972.79	API-STD-5LXGr60	SI	
ABKATUN A	ABKATUN D	0.688	24	3	612.63	API-STD-5LXGr60	NO	
ABKATUN A	MONOBOYA (ABKATUN)	0.500	24	1	074.09	API-STD-5LXGr42	NO	
ABKATUN A	AKAL C- DOS BOCAS	0.500	24	2	946.48	API-STD-5LXGr60	SI	
ABKATUN A	AKAL J- DOS BOCAS	0.625	24	6	413.55	API-STD-5LXGr 60	SI	
ABKATUN A	ABKATUN G	0.625	20	4	530.43	API-STD-5LXGr 52		
ABKATUN A	POL A	0.625	36	6	100.00	API-STD-5LXGr60		
ABKATUN D	POL B	0.625	20	10	826.87	API-STD-5LXGr52	SI	
ABKATUN H	TARATUNICH	0.625	20	8	156.93	API-STD-5LXGr60	SI	
POL A	POL B	0.500	24	2	300.00	API-STD-5LXGr 60		
POL A	CHUC I	0.625	20	9	969.56	API-STD-5LXGr60	NO	
POL A	NOHOCH A-DOS BOCAS	0.750	36	5	700.00			
POL A	ROL B	0.625	20	3	089.21	API-STD-5LXGr60		
REBOMBEO	NOHOCH A-DOS BOCAS	0.750	36	2	113.87	API-STD-5LXGr60		
REBOMBEO	NOHOCH A-DOS BOCAS	0.750	36	2	130.44	API-STD-5LXGr60		
REBOMBEO	AKAL C- DOS BOCAS	0.750	36			API-STD-5LXGr60		
REBOMBEO	AKAL C- DOS BOCAS	0.750	36			API-STD-5LXGr60		
REBOMBEO	AKAL J- DOS BOCAS	0.750	36			API-STD-5LXGr60		
PLATAF. ESTABILIZADO	TORRE FIJA CAYO ARCAS NO.1	0.625	36	4	930.18	API-STD-5LXGr60	NO	
PLATAF. ESTABILIZADO	TORRE FIJA CAYO ARCAS NO.2	0.625	36	5	254.53	API-STD-5LXGr60	NO	
PLATAF. ESTABILIZADO	BOYA NO.2 CAYO ARCAS	0.625	36	3	325.71	API-STD-5LXGr60	SI	
RABON GRANDE	BOYA NO.2	0.625	36	9	942.00	API-STD-5LXGr60		
LINEAS DOS BOCAS	CARGADORES BOYA NO.1	0.625	48	20	697.33	API-STD-5LXGr60	SI	
CAYO ARCAS PLEM. MAN SOLD	PLEM BOYA NO.1 CAYO ARCAS	0.625	36	2	134.72	API-STD-5LXGr60	NO	

(1981)

México, 1984

## OLEODUCTO EN LA SONDA DE CAMPECHE



Anexo No. XV

TESIS PROFESIONAL

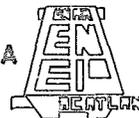
DAÑOS POTENCIALES DEBIDOS A	DAÑO POTENCIAL			PROBABILIDAD DE OCURRENCIA		
	EXTENSO	MODERADO	MEJOR	MAXIMA PROBABILIDAD	OCURRENCIA ESPERADA	POCO PROBABLE
CORROSION EXTERNA *	+			+		
TIRANTE DE AGUA						
OLEAJE						
CORRIENTES		+				+
MAREAS						
VIENTO			+			+
EFFECTOS TERMALES Y HIELO			+			+
ABRASION Y DESGASTE						
HURACANES	+					+
TORMENTAS SEVERAS	+					+
SISMOS	+					+
TRANSPORTE DE SUELOS			+		+	
EROSION			+			
FENOMENOS DEL FONDO			+		+	
ACCIDENTES NAVALES *	+			+		
ARRASTRE DE ANCLAS *	+			+		+
PESCA	+					+
DRAGADO		+				+
DESCARGA DE DESPERDICIOS						
ERRORES DEL OPERADOR			+		+	
EQUIPO INADECUADO	+				+	
EQUIPO EN MALAS CONDICIONES	+				+	
VANDALISMO	+					+
SABOTAJE	+				+	+
CORROSION INTERNA	+					
EXPLOSION	+					+
FUEGO	+					+
DAÑO INADVERTIDO DURANTE LA - CONSTRUCCION		+			+	
DEFICIENCIAS DE MATERIALES		+				+
DEFICIENTE CONTROL DE CALI- DAD		+				+
COEFICIENTES DE DISEÑO			+			+

\*.-ESTADISTICAMENTE LOS MAS FRECUENTES.

## RELACION DE LOS FACTORES DE FALLA

### MAS FRECUENTES EN TUBERIAS

Anexo. No. XVI



TESIS PROFESIONAL

**BIBLIOGRAFIA**



DISEÑO Y CONSTRUCCION DE TUBERIAS SUBMARINAS PARA EL  
TRANSPORTE DE ACEITE CRUDO

B I B L I O G R A F I A

- LIBROS:

- 1.- Shepard, Francis P..- LA TIERRA BAJO EL MAR. Ed. Omega, 1a. ed. Barcelona, 1967.
- 2.- Shrock, Robert R..- MARINE GEOLOGY OF PACIFIC. Ed. International -- Series in the Earth Sciences. USA, 1964.
- 3.- Bustamante, Roberto A. y Asociados.- INGENIERIA MARITIMA. Ed. Temas Marítimos, 2a. ed. México, 1976.
- 4.- Dietrich, Günter.- GENERAL OCEANOGRAPHY. Ed. John Wiley & Sons, 1a. ed. USA, 1963.
- 5.- SIMPOSIO INTERNACIONAL DE MECANICA DE SUELOS MARINOS. Vol. 1 y 2. - Ed. Sociedad de Mecánica de Suelos, 1a. ed. México, 1980.
- 6.- Engel, Leonard.- EL MAR. Ed. Time-Life. México, 1981.
- 7.- OFFSHORE PLATFORMS AND PIPELINING. Ed. The Petroleum Publishing --- Company. Tulsa, 1976.
- 8.- Le, P. Tirant.- SEABED RECONNAISSANCE AND OFFSHORE SOIL MECHANICS FOR THE INSTALLATION OF PETROLEUM STRUCTURES. Ed. Technip.
- 9.- Robert L. Wiegel.- OCEANOGRAPHICAL ENGINEERING.
10. Quinn, Alonzo.- DESIGN & CONSTRUCTION OF PORTS & MARINE ESTRUCTURES. Ed. Mc Graw Hill, 2a. ed. USA, 1972.

- 11.- COMPENDIO DE ESPECIFICACIONES Y ARTICULOS TECNICOS. Ed. Pemex.
- 12.- Herrejón, Luis de la Torre.- ESTRUCTURAS MARITIMAS. Ed. Limusa.
- 13.- Dobrin.- INTRODUCCION A LA PROSPECCION GEOFISICA. Ed. Omega.
- 14.- Timoshenko, S.- RESISTENCIA DE MATERIALES. Ed. Espasa-Calpe, 2a. - ed. Madrid, 1957.
- 15.- Popov, Edgar P.- INTRODUCCION A LA MECANICA DE SOLIDOS. Ed. Limusa, 1a. Reim. México, 1978.
- 16.- Juárez, Badillo A. y Rico Rodriguez A.- MECANICA DE SUELOS, Tomo 1 y 2. Ed. Limusa, 3a. ed. México, 1981.
- 17.- Sotelo, Avila Gilberto.- HIDRAULICA GENERAL. Vol I. Ed. Limusa, 1a. Reim. México, 1976.
- 18.- M. Font-Altaba, A. San Miguel.- ATLAS DE GEOLOGIA. Ed. Jover. Barcelona.
- 19.- Ontañón, José Luis L. y Asos.- TESIS SOBRE ESTUDIOS GEOFISICOS Y DE MECANICA DE SUELOS PARA LA DETERMINACION DE LA CIMENTACION DE UNA PLATAFORMA MARINA. México, 1980.
- 20.- Trefethen, Joseph M.- GEOLOGIA PARA INGENIEROS. Ed. CECSA, 10 imp. México, 1981.
- 21.- PIPELINES IN THE OCEAN. Ed. American Society of Civil Engineers.
- 22.- OFFSHORE PIPELINE ACTIVITY PRACTICE. Vol II. Ed. U.S. of Transportation.
- 23.- I SEMINARIO SOBRE INGENIERIA CIVIL APLICADA A LA INDUSTRIA PETROLERA. Ed. IMP. Tomo II, México, 1976.
- 24.- MECANICA DE SUELOS. Ed. S.R.H. Dirección de Estudios y Proyectos. México, 1961.

- 25.- CURSO DE CIMENTACIONES PROFUNDAS DE PLATAFORMAS MARINAS. Ed. Centro de Educación Permanente, Sección de Graduados y de Investigación -- ESIA, IPM.
- 26.- CURSO DE GEOTECNICA MARINA. Ed. Centro de Educación Continúa, Facultad de Ingeniería UNAM. México, 1983.
- 27.- EL PETROLEO. Ed. Petróleos Mexicanos, 14 ed., México, 1975.

- REVISTAS:

- 1.- REVISTA DEL INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO. Vol. XII. No. 2. Ed. - IMP. México, 1980.
- 2.- REVISTA DEL INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO. Vol. XII, No. 4. Ed. IMP. México, 1980.
- 3.- PIPE LINE INDUSTRY. USA, Agosto de 1977.
- 4.- PETROLEUM ENGINEER. USA, Noviembre de 1979.
- 5.- OCEAN INDUSTRY. USA, Abril de 1971.
- 6.- OFFSHORE. USA, Agosto de 1978.
- 7.- PIPE LINE INDUSTRY. USA, Julio de 1978.
- 8.- PIPE LINE INDUSTRY. USA, Marzo de 1982.
- 9.- OFFSHORE. USA, Julio de 1978.
- 10.- PIPE LINE INDUSTRY. USA, Abril de 1978.

- 11.- PIPE LINE & GAS JOURNAL. USA, Abril de 1981.
- 12.- WORLD OIL. USA, Julio de 1976.
- 13.- OBRAS. México, Julio de 1981.
- 14.- PIPE LINE INDUSTRY. USA, Julio de 1977.
- 15.- REVISTA DEL INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO. Ed. IMP. México, 1980.
- 16.- PIPE LINE INDUSTRY. USA, Octubre de 1932.
- 17.- PIPE LINE INDUSTRY. USA, Noviembre de 1982.

- CODIGOS DE DISEÑO:

- 1.- RULES FOR THE DESIGN, CONSTRUCTION AND INSPECTION OF SUBMARINE PIPELINES AND PIPELINE RISERS. Ed. Det Norske Veritas. 1976.
- 2.- GAS TRANSMISSION AND DISTRIBUTION PIPING SYSTEMS. GENERAL PROVISIONS AND DEFINITIONS. ANSI 831-8. 1975.
- 3.- HIGH-TEST LINE PIPE LINE. API 5LX, 1977.
- 4.- LIQUID PETROLEUM TRANSPORTATION PIPING SYSTEMS. ANSI/ASME B31-4. - 1979.

- ARTICULOS:

- 1.- WAVE CLASS. J. R. Shaw, 1980.
- 2.- WAVE FORCES. Robert L. Wiegel.
- 3.- PROPERTIES OF CONCRETE IN CONTACT WITH PRESSURED HYDROCARBONS AND SEAWATER. Orwin G. Maxson y Gary D. Achenbach. 1976.
- 4.- STORM ANALYSIS OF OFFSETS. J. Harb y J. R. Shaw. 1980.
- 5.- VORTEX SHEDDING. J. Harp. 1980.
- 6.- CONTROLLED ROLLED STEELS FOR OFFSHORE PIPELINES. J. L. Mihelich. - 1976.
- 7.- STABILITY OF PIPELINE IN SAND UNDER WAVE PRESSURE. Bruce A. Phillips, Osman I. Chazzaly y Edwar H. Kalajian.
- 8.- VORTEX-INDUCED OSCILLATIONS. T. Sarpkaya, 1979.
- 9.- DESIGN OF PIPELINES-SEA BOTTON LOADS AND RESTRAINT. Jean M. E. -- Audibert, Ngock W. Lai y Robert G. Bea.
- 10.- SIMPLE HARMONIC WAVES OF SMALL AMPLITUDES. Blain Kinsman.
- 11.- WAVE INDUCED FORCES ON BURIED PIPELINES IN PERMEABLE SEABEDS. Philip L-F. Liu y Timothy P. O'Donnell.
- 12.- STABILITY ANALYSIS-FLOWLINES. J. Harp y J. R. Shaw. 1980.
- 13.- VORTEX SHEDDING-SAMPLE PROBLEM. J. Harb. 1980.
- 14.- HIDRODINAMIC ASPECTS OF OFFSHORE STRUCTURES. W. W. Massie.
- 15.- PIPELINES IN THE COSTAL OCEAN. Jerry L. Mackemehl.

- 16.- TENDIDO DE LINEAS SUBMARINAS EN EL GOLFO DE MEXICO. ICA.
- 17.- OLEODUCTOS EN MEXICO.
- 18.- LATERAL STABILITY OF PIPELINES IN CLAY. G. M. Wantland, Woodward--Clyde Consultants. 1979.
- 19.- DESIGN OF PIPELINES TO RESIST SEAFLOOR INSTABILITIES AND HYDRODYNAMIC FORCES. J. M. E. Audibert, N. W. Lai y R. G. Bea. 1979.
- 20.- MUESTREO Y EXPLORACION GEOFISICA DEL FONDO MARINO CON FINES GEOTECNICOS. Ed. Instituto de Ingenieria.
- 21.- STABILIZATION REQUIREMENTS FOR SUBMARINE PIPELINES SUBJECTED TO -- OCEAN FORCES.
- 22.- CARACTERISTICAS DE LAS OLAS. Ed. Proyectos Marinos.
- 23.- REVESTIMIENTO DEL LASTRE DE CONCRETO PARA LA TUBERIA DEL SISTEMA - DE RECOLECCION Y TRANSPORTE DE LA SONDA DE CAMPECHE. Ed. IMP. México. 1980.
- 24.- CORROSION.
- 25.- DESARROLLO DEL GOLFO DE CAMPECHE, ESPECIFICACIONES GENERALES PARA REVESTIMIENTO DE CONCRETO DE TUBERIAS SUBMARINAS. Ed. Proyectos -- Marinos. México, 1979.
- 26.- REVESTIMIENTO ANTICORROSIVO PARA TUBERIA DEL SISTEMA DE RECOLECCION Y TRANSPORTE DE GAS EN LA SONDA DE CAMPECHE. Ed: IMP. México, 1980.
- 27.- INSTALACION DE LA TUBERIA SUBMARINA OLEODUCTO DE CRUDO PARA PEMEX DE 36" DE DIAMETRO DE DOS BOCAS A PLATAFORMA DE ENLACE. Ed. Pemex. México, 1979.
- 28.- SOLDADURA E INSPECCION DE LA TUBERIA OLEODUCTO DE CRUDO PARA PEMEX DE 36" DE DIAMETRO DE DOS BOCAS A PLATAFORMA DE ENLACE ABK. Ed. Pemex. México, 1979.

## INDICE ALFABETICO

### A

Abandono de tuberías 141  
Abrazadera 146, 152, 195, 209  
235  
Aceite crudo 79, 90, 99, 192  
193, 205, 214, 221, 252, 254  
Acero 82, 84, 86, 117, 201, 202  
204, 205, 214, 215, 224, 229  
251, 281  
Agregados petreos 91, 222  
Agua absorbida 227  
Aleación 91, 202, 203, 219  
Aleurita 8  
Alineamiento 231  
Aluvión 169  
Análisis granulométrico 57  
Anclaje 86, 121, 126, 132, 134  
151  
Angulo de fricción interna 59  
102, 163, 171, 181  
Anillo de rigidez 132, 134  
Anodos 114, 211, 213, 214, 217  
219, 220, 235  
-de aluminio 220  
-de zinc 220  
Arcillas 7, 8, 15, 18, 165, 169  
171, 173, 180, 181  
Arcillolita 8

Arenas 6, 7, 9, 15, 18, 19, 45  
102, 151, 163, 169, 171, 181  
229  
-autígenas 6  
-conchíferas 6  
-físicas 7  
-orgánicas 7  
-químicas 7  
-terrágenas 6  
Areniscas de cuarzo 7  
Arkosa 7  
Arrecifes de coral 8, 10, 15  
18, 20, 25, 26, 33  
Arquímedes 99  
Asentamientos 19, 59, 60  
Audibert 171

### B

Bahía de Campeche 11, 14, 20  
61, 198, 214, 232  
Bajamar 65  
Barcaza  
-con rampa de deslizamiento  
232  
-Creek 247  
-ETPM DLB 239  
-de carrete 239  
-semisumergible 240

Barrolitos 8  
Bernoulli 266  
Blasive 258  
Bloques 7, 9  
Boyas 239, 243  
Brinch Hansen 173  
Bronce 203

## C

Caliza 8, 9, 10  
-coralígena 8  
-coquina 8  
-de algas 8  
-de foraminíferos 8  
-oolítica 8  
Cantos rodados 7  
Capacidad de carga 19, 45, 59  
60, 92, 94, 95, 98, 100, 176  
180  
Carbón equivalente 205  
Cargas 81, 108, 111, 115, 132  
144, 152, 156, 165, 184, 213  
-muertas 114  
-vivas 114  
Cátodo 211, 213  
Celeridad 65  
Cemento 222  
Código 79, 84, 85, 88, 89, 109  
113, 202  
-ANSI B31-4 80, 84, 122, 155  
-ANSI B31-8 80, 86  
-API-5LX 80, 88, 208  
-ASA 80, 90, 214

-ASTM 80, 209, 222  
-DNV 80, 81, 122, 155, 156  
193

Colado 229  
Colebrook 228  
Concreto 82, 91, 98, 99, 145  
216, 222, 224, 225, 226, 227  
228, 229, 230, 235  
Conexión 146, 152, 229, 231  
248, 251  
Conglomerados 9  
Construcción 85, 86, 109, 231  
249  
Consolidómetro 57  
Continuos welded 206  
Corredor 22, 29, 42  
Corrientes 19, 62, 67, 75, 76  
81, 100, 104, 114, 121, 146  
155  
Corrientómetro 76  
Corrosión 81, 85, 87, 209, 214  
215, 217, 278  
Costo 111, 208, 220  
Coulomb 168  
Creta 8  
Curado 225, 228  
Curva  
-de expansión 151, 152, 168  
195, 249, 279  
-esfuerzo-deformación 161

## D

Darcy 263, 265  
 Deformaciones 45, 82, 84, 114  
     115, 128, 132, 134, 138, 151  
     152, 155, 158, 161, 165, 181  
     276, 278  
 Densidad 58, 62, 87, 224, 254  
     256  
 Deslizamientos 19, 92, 102  
 Derrame 266  
 Diablo 276  
 Diámetro 107, 117, 134, 147  
     155, 169, 171, 179, 217  
     220, 232, 240, 263, 265  
     266, 276  
 Diapíro 11  
 Dilatancia 54  
 Diseño 79, 82, 84, 86, 87, 108  
     109, 111, 265  
 Dolomita 8, 11  
 Double sumerged arc welded 207  
  
 E  
  
 Ecosonda 25  
 Electric  
     -flash welded pipe 207  
     -fusion welded pipe 207  
     -resistence welded pipe 205  
 Elemento finito 169  
 Elevación continental 5  
 Enterrado 243, 245, 247  
 Escala de Beaufort 63  
 Esfuerzos 79, 82, 109, 111  
     115, 130, 132, 136, 145  
     156, 158, 161, 195, 240  
     -axial 149, 163  
     -circunferencial 114, 115  
         121, 122, 126, 147, 149  
     -cortante 122, 128, 150, 256  
     -de expansión 150  
     -de tensión equivalente 115  
         122, 126, 150  
     -flexionante 128, 149  
     -equivalente de Von Mises  
         115, 150  
     -longitudinal 115, 121, 122  
         126, 128, 147  
     -normal 163  
 Espesor 87, 114, 117, 134, 147  
     221, 222, 229, 230  
 Estratigrafía 6, 8, 21, 54  
 Estación reflectora 23, 24, 25  
     27, 42  
 Estudio Geofísico 21, 37, 38  
     42, 44, 46, 81, 109, 158  
     231  
     -de sismología 21  
     -gravimétrico 21  
     -magnetométrico 21, 37, 38  
 Estudio  
     -geológico 46, 81, 158  
     -geotécnico 44, 45, 46, 109  
         158, 231  
     -oceanográfico 81, 109, 158  
 Euler 67  
 Evaporitas 9, 14  
  
 -  
  
 F  
  
 Factor de seguridad 98, 108  
     184  
 Fallas 17, 19, 20, 59, 60, 95

132, 145, 156, 176, 226, 279  
Fatiga 156  
Fricción interna 257, 258  
Fricción del suelo 121, 132  
151, 161, 168  
Fuerza 62, 69, 92, 104, 105  
111, 146, 147, 178  
-ascensional 92, 100  
-boyante 92, 99, 114, 168  
-de anclaje 126, 128  
-de arrastre 92, 104  
-de impacto 93, 107, 114  
-horizontal 92  
-vertical 92  
Fuga 87, 215, 279, 281, 282  
Furnace  
-butt-welded pipe 206  
-lap welded pipe 206

## G

Gamma 37, 40, 41, 43, 44  
Gas 17, 20, 26, 33, 60, 86, 87  
90  
Gasto 265  
Geotécnia 61  
Grado de saturación 58  
Grauvaca 7  
Gravas 151, 169

## H

Halita 9  
Hidrocarburos 10, 11, 192, 195  
Hidrófonos 27  
Humphrey Davy 220

## I

Inestabilidad 146, 152, 155  
Inspección 83, 85, 89, 217, 226  
229, 247, 249, 280, 281, 282  
Instalación 85, 90, 200, 231  
239, 249  
-en tierra 196, 200, 248  
252  
Instrumentación 45, 61

## J

Jacket 146  
Jalón a tierra 249  
Junta de campo 208, 237

## K

Karal 171, 176, 178

## L

Laboratorio 54, 56, 57  
-en barco 45, 46  
-en tierra 45, 56, 57  
Lagrange 67  
Latón 203  
Lechada 216  
Licuación 18, 19, 45  
Límites 196, 198  
-de Atterberg 18, 57, 59  
Límos 7, 8  
Lodos 7, 30  
Luna 63  
Lyons 169, 178

## M

Magnetómetro 37, 38, 40, 41, 42  
280  
Maleabilidad 204  
Manómetro 278  
Mantenimiento 83, 85, 87, 195  
221  
Manto rocoso 5, 6, 7  
Malla 224  
Mar peofundo 5  
Marca de evento 22, 42  
Marea 30, 62, 63, 65  
Materiales 82, 84, 86, 88, 91

121, 192, 235

Mecanismo de falla 176, 178  
Metal Monel 203  
Metales 202, 203, 209  
Metaloides 202, 203  
Método de reflexión 26  
Modelo de simulación 147, 152  
Módulo de sección 128, 147  
Monoboya 196, 198, 200, 248  
251, 252  
Moody 260, 265  
Movimiento sísmico 5  
Muestreador  
-por gravedad 47, 49, 51  
-por pistón 47, 51  
Muestreo 45, 46, 47, 49, 56  
227

## N

Nikuradse 259  
Norway's Kvarerner Brug A/S 247  
Número de Reynolds 251, 257  
259, 265  
Nyman 171

## O

Terzaghi 94, 95  
Tierra 5, 27, 63, 75, 200, 251  
Timoshenko 145  
Torcómetro 57  
Tow-fish 26  
Transporte 90, 117, 200, 228  
235, 260  
Tubería submarina 158, 193, 195  
208, 279, 282

## U

Uniboom 26  
Universo 5

## V

Veleta 18, 46, 53, 54, 57  
Vesic 181  
Viento 24, 62, 63, 65, 81, 114  
155, 200  
Vórtice 155, 156

## W

Weisbach 263

White 259

## Y

Yacimiento 196

## Z

Zona de splash 82, 195, 230