


<p><b>N° de Documento:</b> <b>NRF-013-PEMEX-2001</b></p> <p><b>Rev.: 0</b></p>	<div data-bbox="850 271 1173 349" data-label="Image"> </div> <p><b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b></p>
<p><b>15 - abril - 2001</b></p>	
<p><b>PÁGINA 1 DE 35</b></p>	<p><b>SUBCOMITÉ TÉCNICO DE NORMALIZACIÓN DE PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN</b></p>

# **EVALUACION DE LINEAS SUBMARINAS EN EL GOLFO DE MEXICO**

 <b>PEMEX</b> <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b> DOCUMENTO NORMATIVO 15 - abril - 2001	EVALUACION DE LINEAS SUBMARINAS EN EL GOLFO DE MEXICO	<b>No. de Documento</b> NRF-013-PEMEX-2001
		<b>Rev.: 0</b>
		<b>PÁGINA 2 DE 35</b>

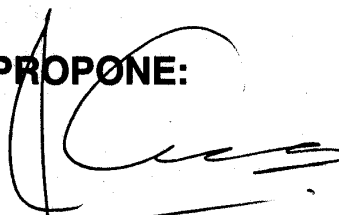
## HOJA DE AUTORIZACIÓN

### ELABORA



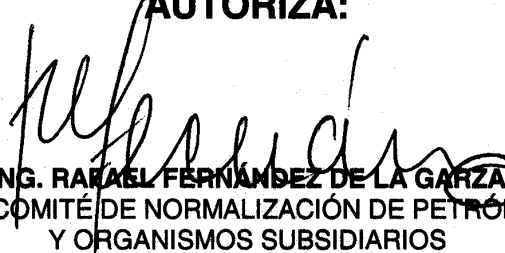
**ING. MANUEL PACHECO PACHECO**  
COORDINADOR DEL GRUPO DE TRABAJO

### PROPONE:




**ING. JOSE ANTONIO CEBALLOS**  
PRESIDENTE DEL SUBCOMITÉ TÉCNICO DE NORMALIZACIÓN  
DE PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

### AUTORIZA:




**ING. RAFAEL FERNÁNDEZ DE LA GARZA**  
PRESIDENTE DEL COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS  
Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS

**México, D.F. a 15 de abril de 2001**

 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b> DOCUMENTO NORMATIVO 15 - abril - 2001	EVALUACION DE LINEAS SUBMARINAS EN EL GOLFO DE MEXICO	<b>No. de Documento</b> NRF-013-PEMEX-2001
		<b>Rev.: 0</b>
		<b>PÁGINA 3 DE 35</b>

## CONTENIDO

CAPITULO	PAGINA
0. Introducción.	4
1. Objetivo.	5
2. Alcance.	5
3. Actualización.	6
4. Campo de aplicación.	6
5. Referencias.	7
6. Definiciones y terminología.	8
7. Símbolos y abreviaturas.	8
8. Desarrollo.	11
8.1 Categorización de líneas submarinas.	11
8.1.1 Ductos que transportan gases inflamables y/o tóxicos.	11
8.1.2 Ductos que transportan líquidos inflamables y/o tóxicos.	12
8.2 Evaluación de líneas submarinas existentes.	13
8.2.1 Revisión estructural.	13
8.2.2 Revisión de la estabilidad hidrodinámica horizontal de líneas en operación.	17
8.2.3 Análisis de estabilidad vertical de tuberías enterradas.	17
8.3 Parámetros oceanográficos.	20
8.3.1 Generalidades.	20
8.3.2 Dirección del oleaje y corriente.	20
8.3.3 Crecimiento marino.	23
9. Responsabilidades.	23
10. Concordancia con otras normas.	24
11. Bibliografía.	24
12. Anexos.	26
A. Información oceanográfica.	26
B. Resumen de esfuerzos permisibles longitudinal y combinado de los códigos ASME B31.4 Y B31.8.	34
C. Conversión de la producción de gas y crudo ligero a miles de barriles de crudo pesado equivalente.	35

 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b> DOCUMENTO NORMATIVO 15 - abril - 2001	EVALUACION DE LINEAS SUBMARINAS EN EL GOLFO DE MEXICO	<b>No. de Documento</b> NRF-013-PEMEX-2001
		<b>Rev.: 0</b>
		<b>PÁGINA 4 DE 35</b>

## 0. Introducción.

Pemex actualmente cuenta con una infraestructura marina para la explotación de hidrocarburos integrada por aproximadamente 207 plataformas marinas fijas y 2,053 km de tubería, los cuales 953 km son oleoductos, 539 km son oleogasoductos, 480 km son gasoductos y 81 km se destinan a otros servicios. Con esta infraestructura, Pemex maneja una producción de crudo del orden de 2.11 millones de barriles por día (MMBPD) y una producción de gas del orden de 1,500 millones de pies cúbicos por día (MMPCD). Estos niveles de producción ubican al Golfo de México como una de las regiones de mayor producción en el ámbito mundial.

Las instalaciones marinas están sujetas a efectos ambientales extremos y a prácticas de operación propias de la zona de interés, por lo que deben ser evaluadas de acuerdo con las normas y estándares que reflejen estas características locales, así como las condiciones económicas propias del país.


Sin embargo, tomando en cuenta los requerimientos inmediatos generados por la necesidad de evaluar la integridad mecánica de las líneas existentes, ante la presencia de daños o el posible incremento de cargas y/o de su capacidad de producción, se emite la presente norma para regular estas actividades. Esta norma está conformada de manera que pueda absorber consideraciones adicionales y su vigencia estará definida hasta la emisión de una nueva edición.

La metodología empleada en este trabajo se basa en un estudio previo de análisis de riesgo de las líneas submarinas y de un análisis de confiabilidad estructural para la obtención de los factores de evaluación, donde intervienen todas las variables de capacidad o resistencia de la tubería así como las de solicitudes o demandas a las que estará sometida, además de ser congruente con el estado del arte en el tema y con lo recomendado en cada uno de los documentos citados en el capítulo 11 (Bibliografía).

La aplicación de valores diferentes a los recomendados en esta norma debe ser justificada mediante estudios específicos de riesgo y costo – beneficio que involucren técnicas representativas del estado del arte en el tema. Dichos estudios deberán sujetarse a la aprobación de Pemex para asegurar su congruencia con los procedimientos establecidos en este documento.

Este documento normativo se realizó en atención y cumplimiento a:

- La Ley Federal sobre Metrología y Normalización.
- Ley de Obras Públicas y Servicios relacionados con las mismas.
- Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público.
- La Sección 4 de las Las Reglas Generales para la Contratación y Ejecución de Obras Públicas.

 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b> DOCUMENTO NORMATIVO 15 - abril - 2001	EVALUACION DE LINEAS SUBMARINAS EN EL GOLFO DE MEXICO	<b>No. de Documento</b> NRF-013-PEMEX-2001
		<b>Rev.: 0</b>
		<b>PÁGINA 5 DE 35</b>

Participaron en su elaboración las Direcciones de Petróleos Mexicanos, Instituciones, y consultores técnicos extranjeros, que se indican a continuación:

Pemex Exploración y Producción (PEP).

Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB).

Pemex Corporativo.

Instituto Mexicano del Petróleo (IMP).

Ocean Engineering Services.

Colegio de Ingenieros Petroleros de México (CIPM).


#### 1. **Objetivo.**

Establecer los parámetros, criterios y procedimientos que se deben aplicar para la evaluación de líneas submarinas existentes en el Golfo de México.

#### 2. **Alcance.**

Establecer los requisitos mínimos que deben ser cumplidos para la evaluación de líneas submarinas en los parámetros de:

- Espesor de pared mínimo requerido por presión interna.
- Espesor de pared por margen de corrosión.
- Espesor de lastre de concreto requerido para estabilidad hidrodinámica.

 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b> DOCUMENTO NORMATIVO 15 - abril - 2001	EVALUACION DE LINEAS SUBMARINAS EN EL GOLFO DE MEXICO	<b>No. de Documento</b> NRF-013-PEMEX-2001
		<b>Rev.: 0</b>
		<b>PÁGINA 6 DE 35</b>

### 3. Actualización.

Las sugerencias para la revisión y actualización de esta norma, deben enviarse al Secretario del Subcomité Técnico de Normalización de PEP, quien deberá programar y realizar la actualización de acuerdo a la procedencia de las mismas, y en su caso, a través del Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, procederá a inscribirla en el programa anual de Normalización de Pemex. Sin embargo, esta norma se debe revisar y actualizar, al menos cada 5 años o antes, si las sugerencias y recomendaciones de cambio lo ameritan.

Las propuestas y sugerencias deben dirigirse por escrito a:

Pemex Exploración y Producción.

Subcomité Técnico de Normalización.

Bahía de Ballenas #5, Edificio "D", 9° Piso.

Col. Verónica Anzures.


11311 México, D.F.

Teléfono directo: 55-45-20-35.

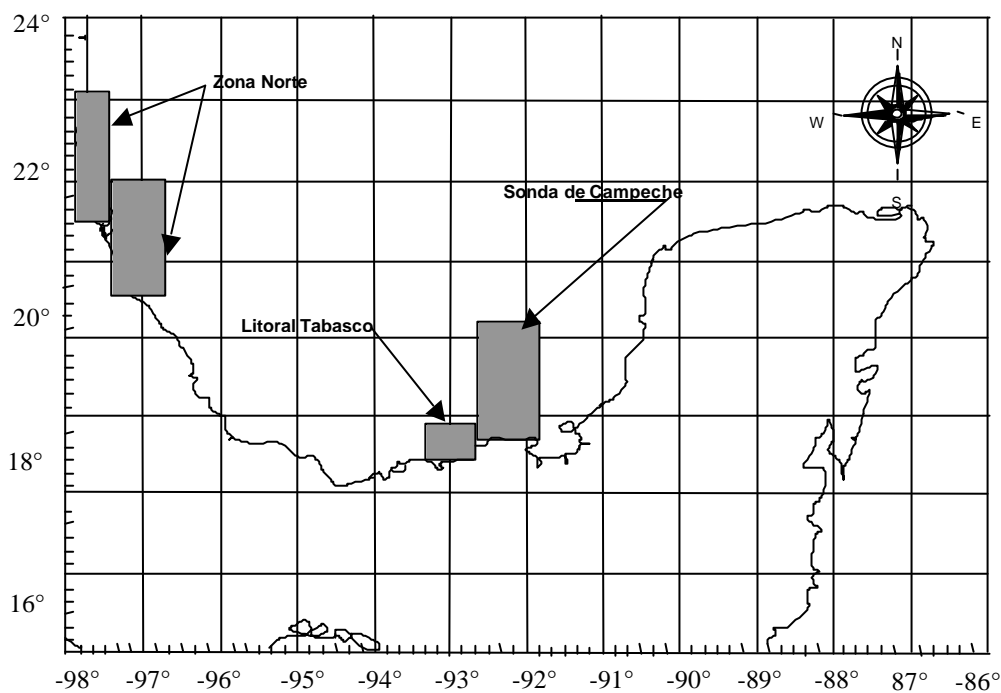
Conmutador:57-22-25-00, extensión: 3-26-90.

### 4. Campo de aplicación.


Los lineamientos y recomendaciones de esta norma son aplicables únicamente a las líneas submarinas existentes en el Golfo de México, en profundidades menores a 100 m y de uso obligatorio para los prestadores del servicio, alcance de ésta. Asimismo, esta norma es de observancia obligatoria para todas las áreas de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, en las contrataciones de servicios, objeto de la misma.

 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b> DOCUMENTO NORMATIVO 15 - abril - 2001	<b>EVALUACION DE LINEAS SUBMARINAS EN EL GOLFO DE MEXICO</b>	<b>No. de Documento</b> NRF-013-PEMEX-2001
		<b>Rev.: 0</b>
		<b>PÁGINA 7 DE 35</b>

- N18° 27', W93° 18', N18° 56' y W92° 38' (Litoral Tabasco),
- N18° 42', W92° 38', N20° 13' y W91° 48' (Sonda de Campeche),
- N21° 37', W97° 51', N23° 04' y W97° 24' (Zona Norte),
- N20° 30', W97° 24', N22° 01' y W96° 46' (Zona Norte),



**Figura 1. Zona de aplicación.**

 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b> DOCUMENTO NORMATIVO 15 - abril - 2001	EVALUACION DE LINEAS SUBMARINAS EN EL GOLFO DE MEXICO	<b>No. de Documento</b> NRF-013-PEMEX-2001
		<b>Rev.: 0</b>
		<b>PÁGINA 8 DE 35</b>

## 5. Referencias.

No aplica por no existir normas oficiales mexicanas sobre este tema.

## 6. Definiciones y terminología.

Para fines de esta norma, se definen las siguientes secciones en que se divide una línea submarina (ver figura 2).

**Cabezal submarino.-** Tramo de tubería con preparaciones (válvulas) que se dejan en una línea submarina para interconexión futura.

**Cruce submarino.-** Lugar donde dos líneas submarinas se cruzan.

**Curva de expansión.-** Tramo de tubería que conecta al ducto ascendente (por medio de una unión bridada), con la línea regular. Incluye un tramo de tubería recta de 12 metros después del último codo horizontal.

**Ducto ascendente.-** Tramo de tubería que conecta la trampa de diablos o tubería de cubierta con la curva de expansión.

**Evaluación.-** Es la determinación de la integridad mecánica de una instalación existente.

**Línea regular.-** Tramo de tubería comprendido entre las curvas de expansión.

**Ramal.-** Tramo de tubería de una línea secundaria que se conecta a un ducto principal.

**Tubería de cubierta.-** Tubería localizada en la plataforma a partir de la trampa de diablos.


**Trampa de diablos (Lanzador/Recibidor).-** Dispositivo utilizado para fines de envío o recibo de equipos de inspección o limpieza de la línea.

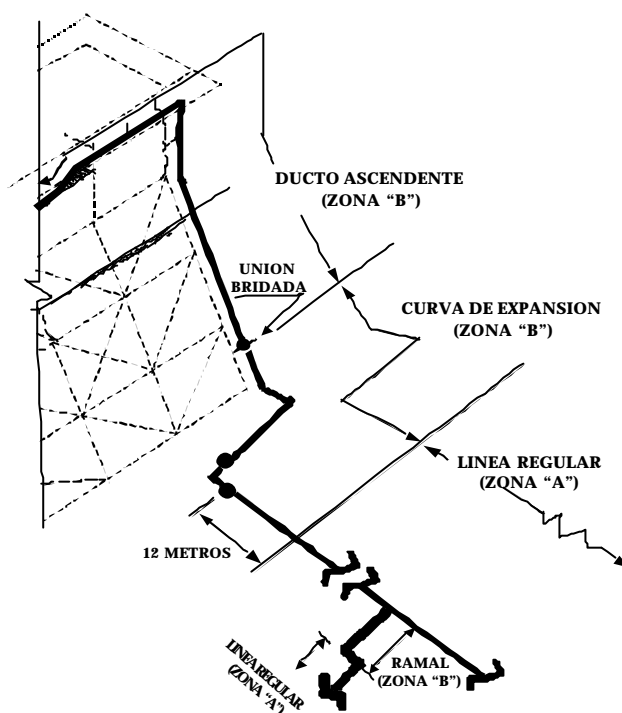
## 7. Símbolos y abreviaturas.

$A_t$	Área transversal del ducto, incluyendo el lastre de concreto, en $\text{mm}^2$ ( $\text{pulg}^2$ ).
CSS	Categorización de líneas submarinas por seguridad y servicio.
C	Resistencia al esfuerzo cortante del suelo no drenado (remoldeado), en $\text{N/m}^2$ (Psf).
D	Diámetro exterior del tubo, en mm (pulg.).
$D_t$	Diámetro exterior total del ducto, incluyendo el lastre de concreto, en mm (pulg.).
E	Módulo de elasticidad, en $\text{N/mm}^2$ (Psi).

SI LOS SELLOS DE ESTE DOCUMENTO NO ESTAN EN ORIGINAL, NO ES DOCUMENTO CONTROLADO




 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b> DOCUMENTO NORMATIVO 15 - abril - 2001	<b>EVALUACION DE LINEAS SUBMARINAS EN EL GOLFO DE MEXICO</b>	<b>No. de Documento NRF-013-PEMEX-2001</b>
		<b>Rev.: 0</b>
		<b>PÁGINA 9 DE 35</b>



**Figura 2. Zonificación de una línea submarina.**

f	Factor de evaluación por presión interna.
F	Fuerza de flotación, en $N/m^3$ (Pcf).
F.E.	Factor de estabilidad horizontal.
$H_c$	Espesor de suelo arriba de la tubería, en m (pies).
$H_s$	Altura de ola significativa, en m (pies).
MBCPED	Miles de barriles de crudo pesado equivalente por día.
NAS	Número de años de servicio de la línea.
P	Presión neta de operación (interna – externa) a que está sujeto el ducto, en $N/mm^2$ (Psi).

**SI LOS SELLOS DE ESTE DOCUMENTO NO ESTAN EN ORIGINAL, NO ES DOCUMENTO CONTROLADO**

 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b> DOCUMENTO NORMATIVO 15 - abril - 2001	EVALUACION DE LINEAS SUBMARINAS EN EL GOLFO DE MEXICO	<b>No. de Documento</b> NRF-013-PEMEX-2001
		<b>Rev.: 0</b>
		<b>PÁGINA 10 DE 35</b>


Pi	Presión interna en la tubería, en $N/mm^2$ (Psi).
Pe	Presión externa hidrostática en la tubería, en $N/mm^2$ (Psi).
R	Fuerza de resistencia del suelo al hundimiento o flotación por unidad de volumen de tubería, en $N/m^3$ (Pcf).
SMYS	Esfuerzo de fluencia mínimo especificado de la tubería (Specified Minimum Yield Strength), en $N/mm^2$ (Psi).
T	Período pico de la ola, en seg.
$t_{act}$	Espesor remanente calculado, en mm (pulg.).
$t_c$	Espesor de tolerancia por corrosión, en mm (pulg.).
$t_{ca}$	Espesor consumido por corrosión por año, en mm (pulg.).
$t_{cvr}$	Espesor de corrosión por vida útil restante, en mm (pulg.).
$t_{cvrc}$	Espesor de corrosión por vida útil restante calculado, en mm (pulg.).
$t_d$	Espesor instalado al inicio de la vida de servicio, en mm (pulg.).
$t_m$	Espesor mínimo medido en campo, en mm (pulg.).
$t_p$	Espesor mínimo de pared requerido por presión máxima de operación, en mm (pulg.).
$t_r$	Espesor de pared requerido por presión y corrosión para la vida útil restante del ducto, en mm (pulg.).
VUD	Vida útil de diseño, en años.
Ws	Peso seco de la tubería incluyendo el lastre de concreto, en N/m (Lb/pie).
Wa	Peso del volumen de agua desalojada por el tubo, en N/m (Lb/pie).
$\gamma_s$	Peso sumergido del suelo, en $N/m^3$ (Pcf).

## 8. Desarrollo.

### 8.1 Categorización de líneas submarinas.

La categorización de una línea submarina depende de la importancia de la misma, la cual se establece por los efectos de una posible falla mecánica, como son: la pérdida de vidas humanas, el impacto ambiental y sus repercusiones económicas. La Categorización por Seguridad y Servicio (CSS) de una línea submarina para la evaluación se establece como muy alta, alta y

**SI LOS SELLOS DE ESTE DOCUMENTO NO ESTAN EN ORIGINAL, NO ES DOCUMENTO CONTROLADO**

 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b> DOCUMENTO NORMATIVO 15 - abril - 2001	<b>EVALUACION DE LINEAS SUBMARINAS EN EL GOLFO DE MEXICO</b>	<b>No. de Documento</b> NRF-013-PEMEX-2001
		<b>Rev.: 0</b>
		<b>PÁGINA 11 DE 35</b>

moderada, y es función del tipo de fluido, zonificación y magnitud de la producción transportada por la línea.

En la figura 2 se indica la zonificación de una línea submarina, donde:

- **Zona A** Comprende la línea regular.
- **Zona B** Comprende el ducto ascendente, cabezales submarinos, curva de expansión y ramales.

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

Se debe puntualizar que las CSS planteadas a continuación, pueden ser elevadas con base a una estimación cuantitativa, tomando en cuenta su situación particular, y por tanto, su consecuencia de falla. Otros factores tales como la importancia estratégica de la línea submarina dentro del sistema de producción local o global deben considerarse.

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

La CSS para líneas submarinas que transportan gases inflamables y/o tóxicos se debe seleccionar de acuerdo a lo indicado en la tabla 1.

Las líneas que transportan mezclas de hidrocarburos (oleogasoductos) deben ser incluidas en esta categoría.


Los niveles de producción para líneas que transportan gases son:

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

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

**Tabla 1. Categorización de líneas submarinas de acuerdo a su seguridad y servicio (CSS), para la evaluación de ductos que transportan gases inflamables y/o tóxicos.**

NIVEL DE PRODUCCION	ZONA A	ZONA B
G1 100 — 300 MBCPED	ALTA	MUY ALTA
G2 <100 MBCPED	MODERADA	MUY ALTA

 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b> DOCUMENTO NORMATIVO 15 - abril - 2001	<b>EVALUACION DE LINEAS SUBMARINAS EN EL GOLFO DE MEXICO</b>	<b>No. de Documento NRF-013-PEMEX-2001</b>
		<b>Rev.: 0</b>
		<b>PÁGINA 12 DE 35</b>

### 8.1.2 Ductos que transportan líquidos inflamables y/o tóxicos.

La CSS para líneas submarinas que transportan líquidos inflamables y/o tóxicos se deben seleccionar de acuerdo a lo indicado en la tabla 2.

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

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

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

**Tabla 2. Categorización de líneas submarinas de acuerdo a su seguridad y servicio (CSS), para la evaluación de ductos que transportan líquidos inflamables y/o tóxicos.**

NIVEL DE PRODUCCION	ZONA A	ZONA B
C1 600 — 1100 MBCPED	ALTA	MUY ALTA
C2 <600 MBCPED	MODERADA	ALTA

Nota: Las líneas submarinas que transportan agua (acueductos) deben ser incluidas en esta categoría.

## 8.2 Evaluación de líneas submarinas existentes.


### 8.2.1 Revisión estructural.

#### 8.2.1.1 Espesor de pared del tubo.

a) Por presión.

El espesor de pared, ( $t_p$ ), mínimo que requiere el ducto para resistir los requerimientos de presión máxima de operación a que está sujeta la línea, se debe calcular con la siguiente expresión:

$$t_p = \frac{D P}{2 (SMYS) f} \quad (8.1)$$

 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b> DOCUMENTO NORMATIVO 15 - abril - 2001	<b>EVALUACION DE LINEAS SUBMARINAS EN EL GOLFO DE MEXICO</b>	<b>No. de Documento NRF-013-PEMEX-2001</b>
		<b>Rev.: 0</b>
		<b>PÁGINA 13 DE 35</b>

Donde:

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

$t_p$  = Espesor mínimo de pared requerido por presión máxima de operación, en mm (pulg.).

P = Presión neta de operación (interna – externa) a que está sujeto el tubo, en  $N/mm^2$  (Psi)\*.

SMYS = Esfuerzo mínimo de fluencia del tubo, en  $N/mm^2$  (Psi).

f = Factor de evaluación según la CSS de la línea submarina (tablas 3 ó 4).

(\*) La presión externa para esta revisión considerará una columna de agua igual a la menor profundidad en que se encuentre la línea.


Las líneas que tengan hasta 5 años de construidas se evaluarán con los factores indicados en la tabla 3; aquellas que tengan más de 5 años se evaluarán con los factores indicados en la tabla 4.

**Tabla 3. Factores de evaluación por presión para ductos submarinos (hasta 5 años).**

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

**Tabla 4. Factores de evaluación por presión para ductos submarinos (más de 5 años).**

CSS	f para ductos que transportan gases inflamables y/o tóxicos.	f para ductos que transportan líquidos inflamables y/o tóxicos.
MUY ALTA	0.63	0.67
ALTA	0.78	0.70
MODERADA	0.81	0.74

 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b> DOCUMENTO NORMATIVO 15 - abril - 2001	<b>EVALUACION DE LINEAS SUBMARINAS EN EL GOLFO DE MEXICO</b>	<b>No. de Documento NRF-013-PEMEX-2001</b>
		<b>Rev.: 0</b>
		<b>PÁGINA 14 DE 35</b>

- b) Por corrosión en función de la vida útil restante.

La tolerancia por corrosión de acuerdo a la vida útil restante, ( $t_{cvt}$ ), se debe calcular con el siguiente procedimiento:

- 1) Obtener el espesor corroído por año ( $t_{ca}$ ).

$$t_{ca} = \frac{t_d - t_m}{NAS} \quad (8.2)$$

Donde:

$t_d$  = Espesor instalado al inicio de la vida de servicio, en mm. (pulg.).

$t_m$  = Espesor mínimo medido en campo, en mm (pulg.).

NAS = Número de años de servicio de la línea.

- 2) Obtener el espesor por corrosión de vida útil restante ( $t_{cvt}$ ).

$$t_{cvt} = t_{ca} \times (VUD - NAS) \quad (8.3)$$

Donde:

VUD = Vida útil de diseño.

NAS = Número de años de servicio de la línea.

- c) Requerido.

El espesor de pared requerido ( $t_r$ ) es el espesor obtenido anteriormente por presión ( $t_p$ ), más el espesor requerido por corrosión en función de la vida útil restante ( $t_{cvt}$ ):


$$t_r = t_p + t_{cvt} \quad (8.4)$$

Comparar  $t_r$  con el espesor mínimo medido en campo ( $t_m$ ) y debe cumplir con lo siguiente:

$$t_m \geq t_r \quad (8.5)$$

En caso de no contar con información de espesores medidos en campo, se calcula el espesor de pared requerido para la vida útil restante ( $t_r$ ) con la siguiente ecuación:

$$t_r = t_p + t_{cvt} \quad (8.6)$$

 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b> DOCUMENTO NORMATIVO 15 - abril - 2001	EVALUACION DE LINEAS SUBMARINAS EN EL GOLFO DE MEXICO	<b>No. de Documento</b> NRF-013-PEMEX-2001
		<b>Rev.: 0</b>
		<b>PÁGINA 15 DE 35</b>

Donde:

$t_p$  = Espesor mínimo requerido por presión máxima de operación, en mm (pulg.).

$t_{cvc}$  = Espesor por corrosión de vida útil restante calculado, en mm (pulg.).

El espesor por corrosión de vida útil restante calculado,  $t_{cvc}$ , se obtiene de la siguiente manera:

Para línea regular:

$t_{cvc} = 0.15875 \text{ mm (0.00625 pulg)/año} \times (\text{VUD} - \text{NAS})$ .

Para ducto ascendente:

$t_{cvc} = 0.254 \text{ mm (0.01 pulg)/año} \times (\text{VUD} - \text{NAS})$ .

El espesor actual supuesto es:

Para línea regular:

$t_{act} = t_d - 0.15875 \text{ mm (0.00625 pulg)/año} \times \text{NAS}$

Para ducto ascendente:

$t_{act} = t_d - 0.254 \text{ mm (0.01 pulg)/año} \times \text{NAS}$

Donde:

$t_d$  = Espesor instalado al inicio de la vida de servicio, en mm (pulg.).

VUD = Vida útil de diseño, en años.


NAS = Número de años de servicio de la línea.

Una vez calculado el espesor actual ( $t_{act}$ ) y el espesor requerido para la vida útil restante ( $t_r$ ), debe cumplirse lo siguiente:

$$t_{act} \geq t_r \quad (8.7)$$

#### 8.2.1.2 Esfuerzos en línea regular, ducto ascendente, ramales y cruces submarinos.

Las líneas regulares, los ductos ascendentes, así como los ramales y cruces submarinos parcialmente enterrados y superficiales, deben ser revisados estructuralmente bajo combinaciones de cargas hidrodinámicas máximas producidas por una tormenta de 100 años de período de retorno tomando en consideración los parámetros utilizados en la revisión para estabilidad

 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b> DOCUMENTO NORMATIVO 15 - abril - 2001	<b>EVALUACION DE LINEAS SUBMARINAS EN EL GOLFO DE MEXICO</b>	<b>No. de Documento NRF-013-PEMEX-2001</b>
		<b>Rev.: 0</b>
		<b>PÁGINA 16 DE 35</b>

hidrodinámica mencionados en el inciso 8.2.2, y la dirección de oleaje y corriente de acuerdo con el inciso 8.3.2.

Los esfuerzos longitudinales, de expansión y combinado para evaluación de líneas submarinas, deben realizarse de acuerdo a lo indicado en los códigos ASME B31.8 "Gas Transmission and Distribution Piping Systems", 1995 o equivalente, (Ver tabla B-1 en el Anexo B); y ASME B31.4 "Liquid Transportation Systems for Hydrocarbons, Liquid Petroleum Gas Anhydrous Ammonia, and Alcohol", 1992 o equivalente, (Ver tabla B-2 en el Anexo B), según sea el caso.

#### **8.2.2 Revisión de la estabilidad hidrodinámica horizontal de las líneas en operación.**

La evaluación por estabilidad hidrodinámica de las líneas submarinas existentes debe considerar la interacción suelo-tubo-agua y el efecto de autoenterrado producto de las cargas dinámicas del oleaje, siguiendo los lineamientos establecidos por el AGA (Analysis for Submarine Pipeline On-Bottom Stability) o equivalente. Una línea se considera estable cuando se satisfacen los factores de estabilidad, (F.E.), indicados en la tabla 5.

Durante la revisión hidrodinámica de la línea submarina, el factor de estabilidad (F.E.) seleccionado en la tabla 5, se debe comparar con el obtenido para las siguientes velocidades de corriente de fondo inducidas por el oleaje:

- a) Una velocidad de corriente de fondo ( $U_{1/100}$ )\* igual a 1.66 veces la velocidad de corriente de fondo asociada a la altura de ola significativa, para un período de 4 horas de desarrollo de tormenta.
- b) Una velocidad de corriente ( $U_{1/1,000}$ )\* igual a 1.86 veces la velocidad de corriente de fondo asociada a la altura de ola significativa, para un período de 3 horas de tormenta completamente desarrollada.


(\*) Para una tormenta de 3 horas de duración, se considera que hay 10 ocurrencias de la velocidad de corriente asociada a la altura de ola significativa  $U_{1/100}$ , y 1 ocurrencia de la velocidad de corriente asociada a la altura de ola significativa  $U_{1/1,000}$ .

El menor de los dos factores de estabilidad calculados para las dos velocidades de corriente, debe ser mayor o igual que el factor de estabilidad indicado en la tabla 5, según el tipo de fluido transportado a la CSS de la línea.

#### **8.2.3 Análisis de estabilidad vertical de tuberías enterradas.**

Cuando la tubería está enterrada, tiende a flotar o hundirse en condiciones de tormenta, este fenómeno depende del peso de la tubería (incluyendo el contenido), densidad del suelo y su resistencia al esfuerzo cortante.



 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b> DOCUMENTO NORMATIVO 15 - abril - 2001	<b>EVALUACION DE LINEAS SUBMARINAS EN EL GOLFO DE MEXICO</b>	<b>No. de Documento</b> NRF-013-PEMEX-2001
		<b>Rev.: 0</b>
		<b>PÁGINA 17 DE 35</b>

La revisión de estabilidad vertical en tuberías enterradas se debe realizar de la siguiente manera:

- 1) Resistencia del suelo más la resistencia adicional por el peso del suelo sobre la tubería.


$$R = (2C / D_o) + (\gamma_s D_o H_c / A_o)$$

**Tabla 5. Parámetros para la evaluación de la estabilidad hidrodinámica horizontal de líneas submarinas existentes.**

PARAMETROS DE EVALUACION			
+	Nivel de enterrado de la línea.	De acuerdo a inspección	
+	Factor de estabilidad horizontal.	CSS	F.E.gas      F.E.oleo
		ALTA	0.9          1.1
		MODERADA	0.8          1.0
+	Características del suelo.	Tomar datos del estudio geotécnico del corredor, realizado con pruebas estáticas y dinámicas.	
+	Período de retorno.	100 Años.	
+	Altura de ola significativa para la Sonda de Campeche y el Litoral Tabasco.	Datos del Anexo A*	
+	Altura de ola significativa para la Zona Norte.	Datos del Anexo A*	
+	Velocidad de corriente a 95% de la profundidad para la Sonda de Campeche y el Litoral Tabasco.	Datos del Anexo A*	
+	Velocidad de corriente a 95% de la profundidad para la Zona Norte.	Datos del Anexo A*	
+	Período pico de la ola para la Sonda de Campeche y el Litoral Tabasco.	12.3 seg	
+	Período pico de la ola para la Zona Norte.	12.0 seg	

(\*) Debe tomarse en cuenta la direccionalidad del oleaje y de la corriente como se indica en el párrafo 8.3.2.

**SI LOS SELLOS DE ESTE DOCUMENTO NO ESTAN EN ORIGINAL, NO ES DOCUMENTO CONTROLADO**

 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b> DOCUMENTO NORMATIVO 15 - abril - 2001	EVALUACION DE LINEAS SUBMARINAS EN EL GOLFO DE MEXICO	<b>No. de Documento NRF-013-PEMEX-2001</b>
		<b>Rev.: 0</b>
		<b>PÁGINA 18 DE 35</b>

Donde:

$R$  = Fuerza de resistencia del suelo al hundimiento o flotación por unidad de volumen de la tubería, en lb/pie<sup>3</sup>.

$C$  = Resistencia al esfuerzo cortante del suelo no drenado, en N/m<sup>3</sup> (Pcf).

$D_t$  = Diámetro exterior total de la tubería, incluyendo el lastre de concreto, en m (pies).

$\gamma_s$  = Peso sumergido del suelo, en N/m<sup>3</sup> (Pcf).

$H_c$  = Espesor de suelo arriba de la tubería, en m (pies).

$A_t$  = Area transversal de la tubería, incluyendo el lastre de concreto, en m<sup>2</sup> (pie<sup>2</sup>).

2) Fuerza de flotación.

$$F = (W_s - W_a) / A_t$$

Donde:

$F$  = Fuerza de flotación, en N/m<sup>3</sup> (Pcf).

$W_s$  = Peso seco de la tubería por unidad de longitud, en N/m (Lb/pie). Incluye la suma de los pesos de la tubería, contenido, lastre de concreto y recubrimiento anticorrosivo.

$W_a$  = Peso del volumen de agua desalojado por el ducto, en N/m (Lb/pie).


$A_t$  = Area transversal de la tubería, en m<sup>2</sup> (pie<sup>2</sup>). Incluye el espesor del lastre de concreto.

3) Se debe cumplir la desigualdad siguiente:

$$F < R$$

Los sedimentos del fondo están sometidos a cargas cíclicas, ocasionando en las arcillas presiones de poro grandes. Como resultado de lo anterior, la resistencia del suelo después de estas cargas cíclicas es menor que la resistencia cortante no drenada estática.

La revisión anterior se debe realizar considerando la resistencia al corte del suelo remoldeado (reducida).

 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b> DOCUMENTO NORMATIVO 15 - abril - 2001	<b>EVALUACION DE LINEAS SUBMARINAS EN EL GOLFO DE MEXICO</b>	<b>No. de Documento</b> NRF-013-PEMEX-2001
		<b>Rev.: 0</b>
		<b>PÁGINA 19 DE 35</b>

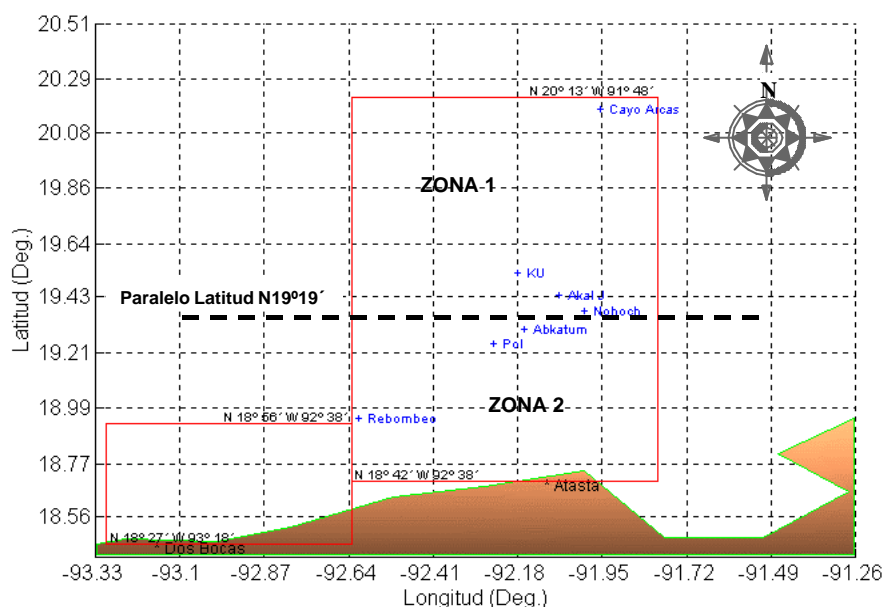
### 8.3 Parámetros oceanográficos.

#### 8.3.1 Generalidades.


La información meteorológica y oceanográfica del sitio de interés fue generada con modelos numéricos de reproducción de tormentas [Oceanweather]. Estos modelos numéricos fueron calibrados con mediciones en localizaciones estratégicas dentro del Golfo de México. Para cada sitio específico, se obtuvo la reproducción de los estados de mar más severos, tomando en cuenta la información histórica de las tormentas (huracanes y rortes) que más han influenciado el Golfo de México. Posteriormente, la información obtenida fue procesada estadísticamente para encontrar los parámetros (alturas y período de ola y velocidades de corriente) que definen los máximos estados de mar para diferentes periodos de retorno [Ver anexo A].

#### 8.3.2 Dirección del oleaje y corriente.

Para la determinación de la dirección de la ola, se tendrá en cuenta la ubicación de la tubería de acuerdo a su localización. El paralelo con latitud N19°19' divide la Sonda de Campeche en dos zonas, 1 y 2 (Ver figura 3).



**Figura 3. Zonificación de parámetros oceanográficos para la Sonda de Campeche.**

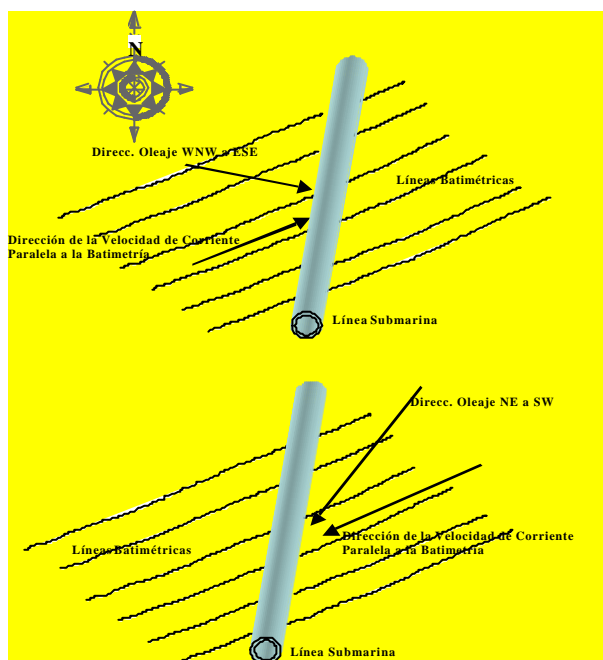
 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b> DOCUMENTO NORMATIVO 15 - abril - 2001	<b>EVALUACION DE LINEAS SUBMARINAS EN EL GOLFO DE MEXICO</b>	<b>No. de Documento</b> NRF-013-PEMEX-2001
		<b>Rev.: 0</b>
		<b>PÁGINA 20 DE 35</b>

Para realizar el análisis de estabilidad hidrodinámica, se debe considerar el ángulo de incidencia del oleaje y la corriente con la línea submarina de la siguiente manera:


#### 8.3.2.1 Período de retorno de 100 años.

##### 8.3.2.1.1 Zona 1 de la Sonda de Campeche.

Para el análisis de estabilidad hidrodinámica, la dirección de ola debe considerarse en dos direcciones siendo las más probables: de **WNW** a **ESE** y de **NE** a **SW** (sentido en que viaja), mientras que la dirección de la velocidad de corriente será paralela a la batimetría (Ver figura 4). Con estas consideraciones se obtienen las componentes de las velocidades de oleaje y de corriente incidiendo perpendicularmente sobre el ducto para cada una de las direcciones del oleaje. Se tomará la condición más desfavorable. La batimetría se considerará uniforme y regular.

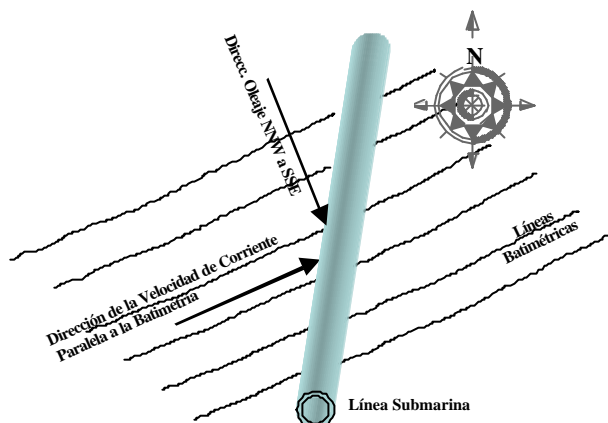


**Figura 4. Dirección de la corriente y el oleaje para zona 1 de la Sonda de Campeche.**

 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b> DOCUMENTO NORMATIVO 15 - abril - 2001	EVALUACION DE LINEAS SUBMARINAS EN EL GOLFO DE MEXICO	<b>No. de Documento</b> NRF-013-PEMEX-2001
		<b>Rev.: 0</b>
		<b>PÁGINA 21 DE 35</b>

#### 8.3.2.1.2 Zona 2 de la Sonda de Campeche y Litoral Tabasco.


El frente del oleaje debe considerarse con la siguiente dirección de ola más probable: de NNW a SSE (sentido en que viaja), mientras que la dirección de la velocidad de corriente será paralela a la batimetría (ver figura 5). Con esta consideración se obtienen las componentes del oleaje y velocidad de corriente incidiendo perpendicularmente sobre el ducto. La batimetría se considerará uniforme y regular.

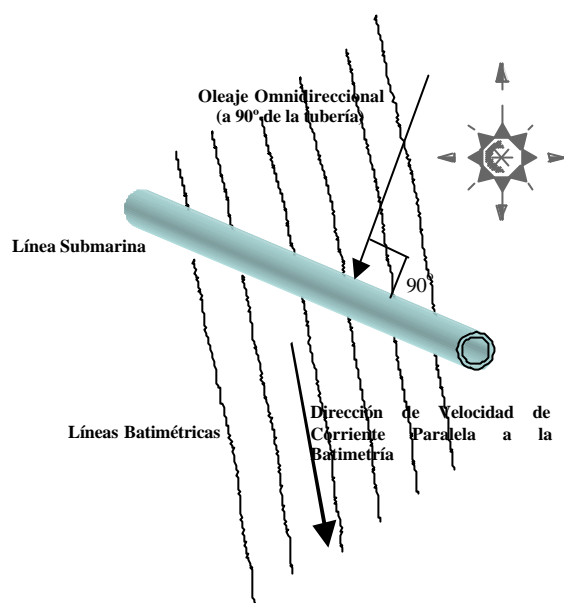


**Figura 5. Dirección de la corriente y el oleaje para zona 2 de la Sonda de Campeche y Litoral Tabasco.**

#### 8.3.2.1.3 Zona Norte.

El frente del oleaje debe considerarse omnidireccional, es decir a 90° de la tubería submarina, mientras que la dirección de la velocidad de corriente será paralela a la batimetría (ver figura 6). Con esta consideración se obtienen las componentes del oleaje y velocidad de corriente incidiendo perpendicularmente sobre el ducto. La batimetría se considerará uniforme y regular.

 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b> DOCUMENTO NORMATIVO 15 - abril - 2001	<b>EVALUACION DE LINEAS SUBMARINAS EN EL GOLFO DE MEXICO</b>	<b>No. de Documento NRF-013-PEMEX-2001</b>
		<b>Rev.: 0</b>
		<b>PÁGINA 22 DE 35</b>



**Figura 6. Dirección de la corriente y el oleaje para Zona Norte.**


### **8.3.3 Crecimiento marino.**

El espesor del crecimiento marino duro alrededor del ducto ascendente, debe considerarse como el promedio de las mediciones registradas en los últimos 5 reportes de inspección para diferentes alturas en el ducto. En casos en que no se cuente con esta información, se debe tomar un espesor de 2.5 cm de crecimiento marino.

## **9. Responsabilidades.**

### **9.1 Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.**

Aplicar los requisitos y recomendaciones de esta norma, en las actividades de evaluación de líneas submarinas, a fin de asegurar una operación confiable y eficiente de las mismas.

 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b> DOCUMENTO NORMATIVO 15 - abril - 2001	EVALUACION DE LINEAS SUBMARINAS EN EL GOLFO DE MEXICO	<b>No. de Documento</b> NRF-013-PEMEX-2001
		<b>Rev.: 0</b>
		<b>PÁGINA 23 DE 35</b>

## 9.2 Subcomité Técnico de Normalización de Pemex Exploración y Producción.

Establecer comunicación con las áreas usuarias de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, así como con prestadores de servicios, para mantener su contenido y requerimientos actualizados, con el fin de asegurar que las líneas submarinas operen de una manera confiable y segura.

La verificación del cumplimiento de esta norma, será realizada por el área usuaria, a través del Certificado de cumplimiento que deberá ser entregado por el prestador del servicio en la evaluación de las líneas submarinas.

## 9.3 Contratistas y prestadores de servicio.

Cumplir como mínimo con los requerimientos especificados en esta norma.


## 10. Concordancia con otras normas.

Esta norma de referencia no concuerda con ninguna norma mexicana, ni internacional, por no existir normatividad relacionada con este tema.

## 11. Bibliografía.


Esta norma se fundamenta y complementa con las referencias técnicas bibliográficas que se indican a continuación:

AP-RP-1111	Práctica recomendada para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de ductos de transporte de hidrocarburos costa afuera. Segunda edición, noviembre / 1993.	(Recommended Practice for Design, Construction Operation, and Maintenance of Offshore Hydrocarbon Pipelines). Second edition, november / 1993.
Oceanweather	Información actualizada de datos históricos, meteorológicos y oceanográficos de la Sonda de Campeche. Reporte para Pemex / IMP. Oceanweather, noviembre / 1996.	(Update of Meteorological and Oceanographic Hindcast Data and Normal and Extremes, Bay of Campeche). Oceanweather, november / 1996.
Bea Robert	Criterios de riesgo para el diseño y recalificación de tuberías de línea y ductos ascendentes en la Sonda de Campeche. Reporte para Pemex / IMP. Bea Robert, octubre / 1997.	(Risk Based Criteria for Design and Recualification of Pipelines and Risers in the Bay of Campeche). Bea Robert, october /1997.

 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b> DOCUMENTO NORMATIVO 15 - abril - 2001	<b>EVALUACION DE LINEAS SUBMARINAS EN EL GOLFO DE MEXICO</b>	<b>No. de Documento NRF-013-PEMEX-2001</b>
		<b>Rev.: 0</b>
		<b>PÁGINA 24 DE 35</b>

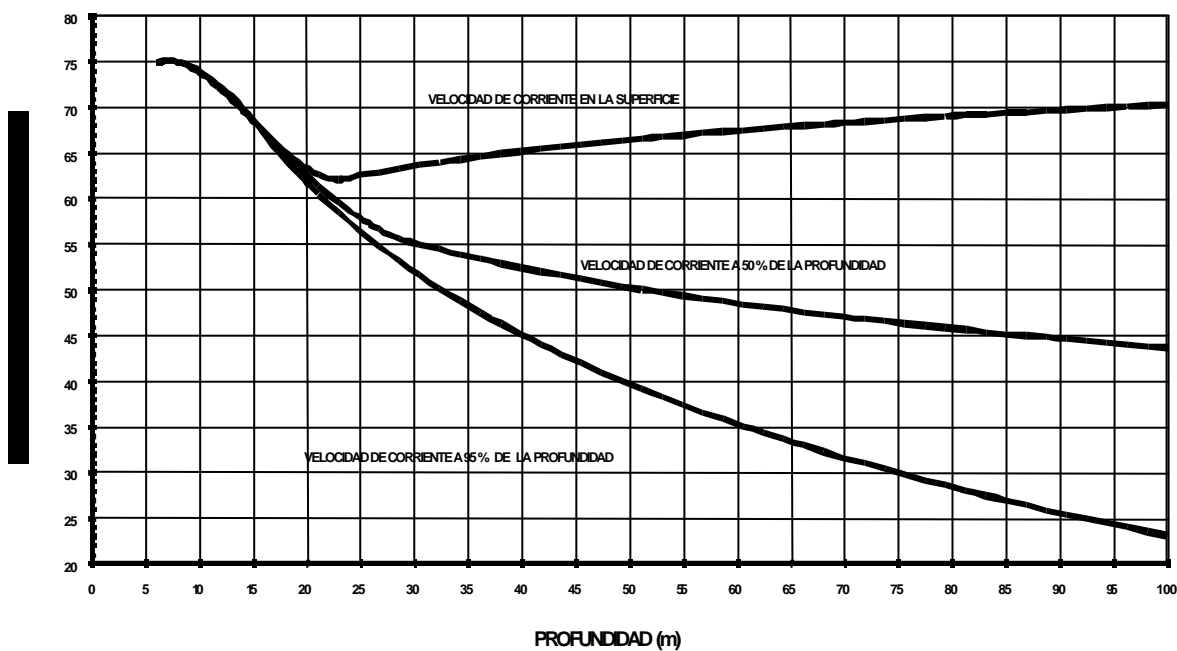
ASME B31.4.	Sistemas de transporte de hidrocarburos líquidos, gas L:P:, amonia y alcoholes. 1992.	("Liquid Transportation Systems for Hydrocarbons, Liquid Petroleum Gas, Anhydrous Ammonia, and Alcohols" 1992).
ASME B31.8.	Sistemas de ductos de transporte y distribución de gas. 1995.	("Gas Transmission and Distribution Piping Systems", 1995).
ASME B31.G.	Manual para determinar el esfuerzo remanente de ductos con corrosión. 1991.	("Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines", 1991).
Det Norske Veritas (DNV).	Reglas para los sistemas de ductos submarinos. 1981 / 1996.	(Rules for Submarine Pipeline Systems, 1981 y 1996).
American Gas Association. (AGA).	Estabilidad en fondo de ductos submarinos. 1993.	(Submarine Pipeline on-Botton Stability) 1993.
P.2.130.01	"Evaluación y Diseño de Plataformas Marinas Fijas en la Sonda de Campeche". Primera Edición.	
Diavaz, S.A. de C.V.	Inspecciones aductos ascendentes en 1996, para Pemex Exploración y Producción.	
IMP	"Evaluación a ductos ascendentes y líneas submarinas del Activo Cantarell". Proyecto FA-4934, enero de 1997.	
IMP	"Análisis de riesgo para líneas submarinas superficiales". Proyecto FA-2325, marzo de 1991.	
IMP	"Información metoceanica para el diseño de líneas submarinas en la Sonda de Campeche". Octubre de 1997.	




 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b> DOCUMENTO NORMATIVO 15 - abril - 2001	<b>EVALUACION DE LINEAS SUBMARINAS EN EL GOLFO DE MEXICO</b>	<b>No. de Documento</b> NRF-013-PEMEX-2001
		<b>Rev.: 0</b>
		<b>PÁGINA 25 DE 35</b>

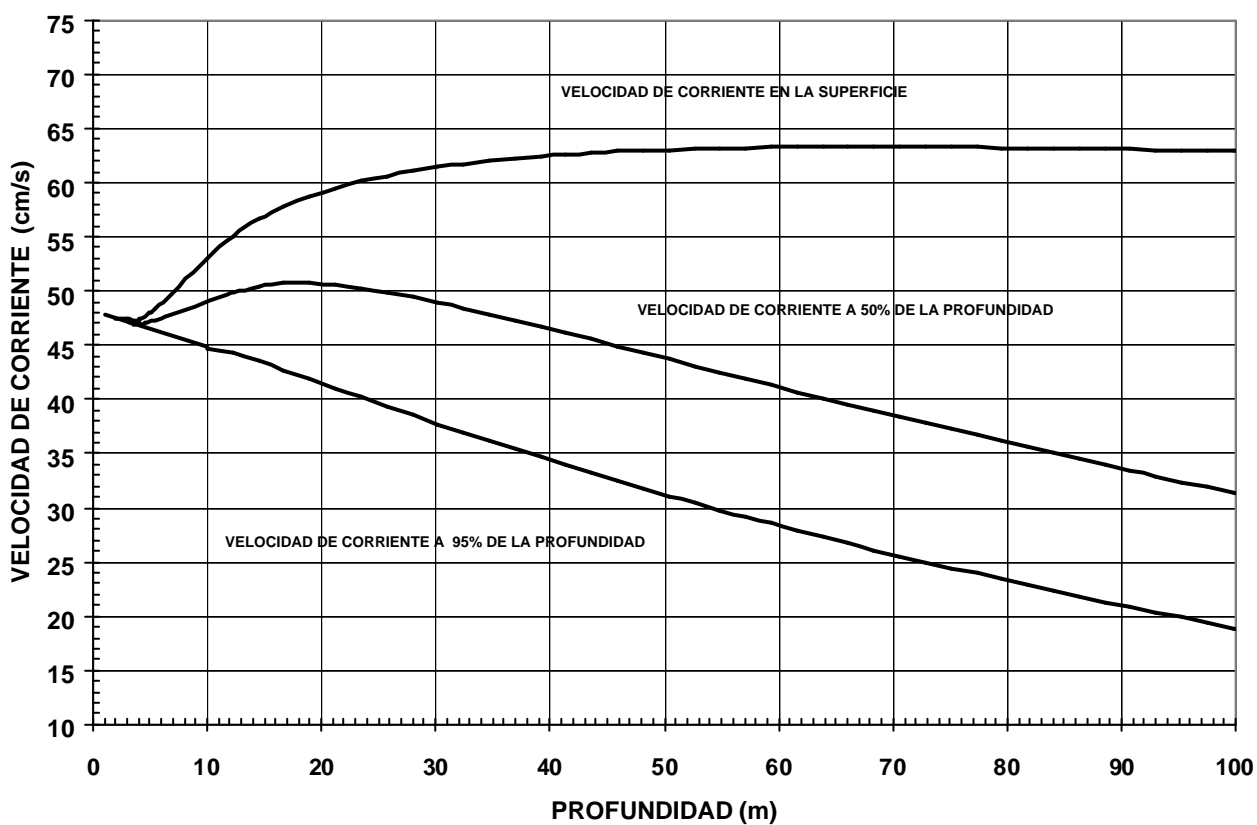
## 12. Anexos.

### Anexo A. Información oceanográfica.




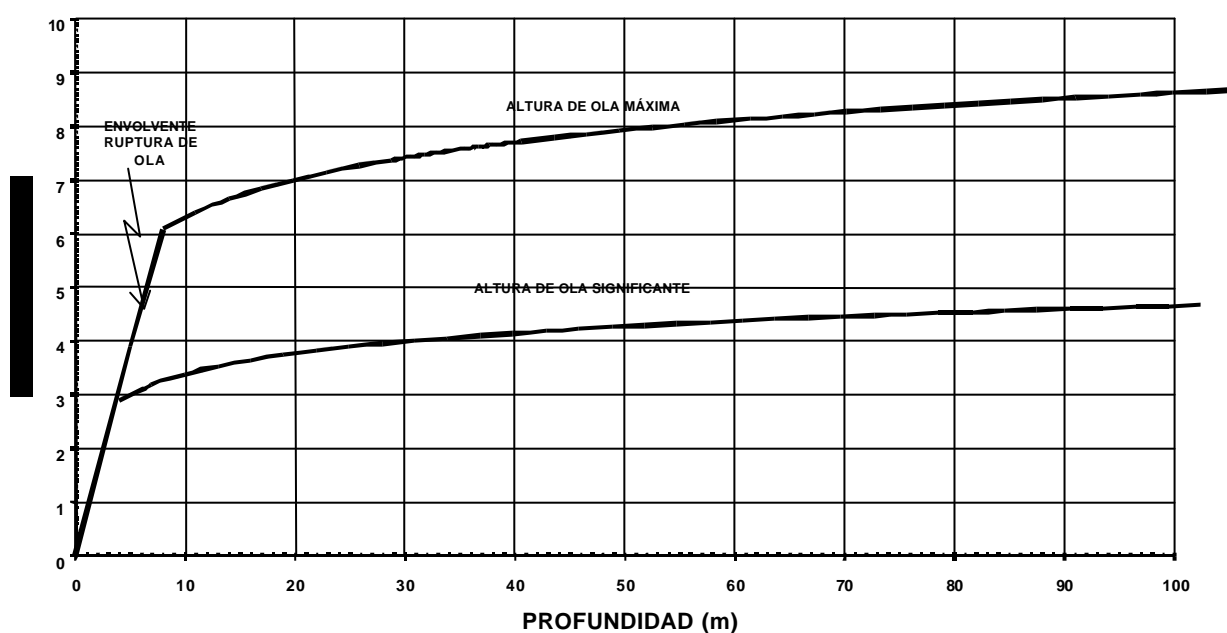
**Figura A-1. Velocidades de corriente en la superficie, a 50 y 95% de profundidad para la Sonda de Campeche y el Litoral Tabasco (Tr = 10 años)**

 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b> DOCUMENTO NORMATIVO 15 - abril - 2001	EVALUACION DE LINEAS SUBMARINAS EN EL GOLFO DE MEXICO	<b>No. de Documento</b> NRF-013-PEMEX-2001
		<b>Rev.: 0</b>
		<b>PÁGINA 26 DE 35</b>




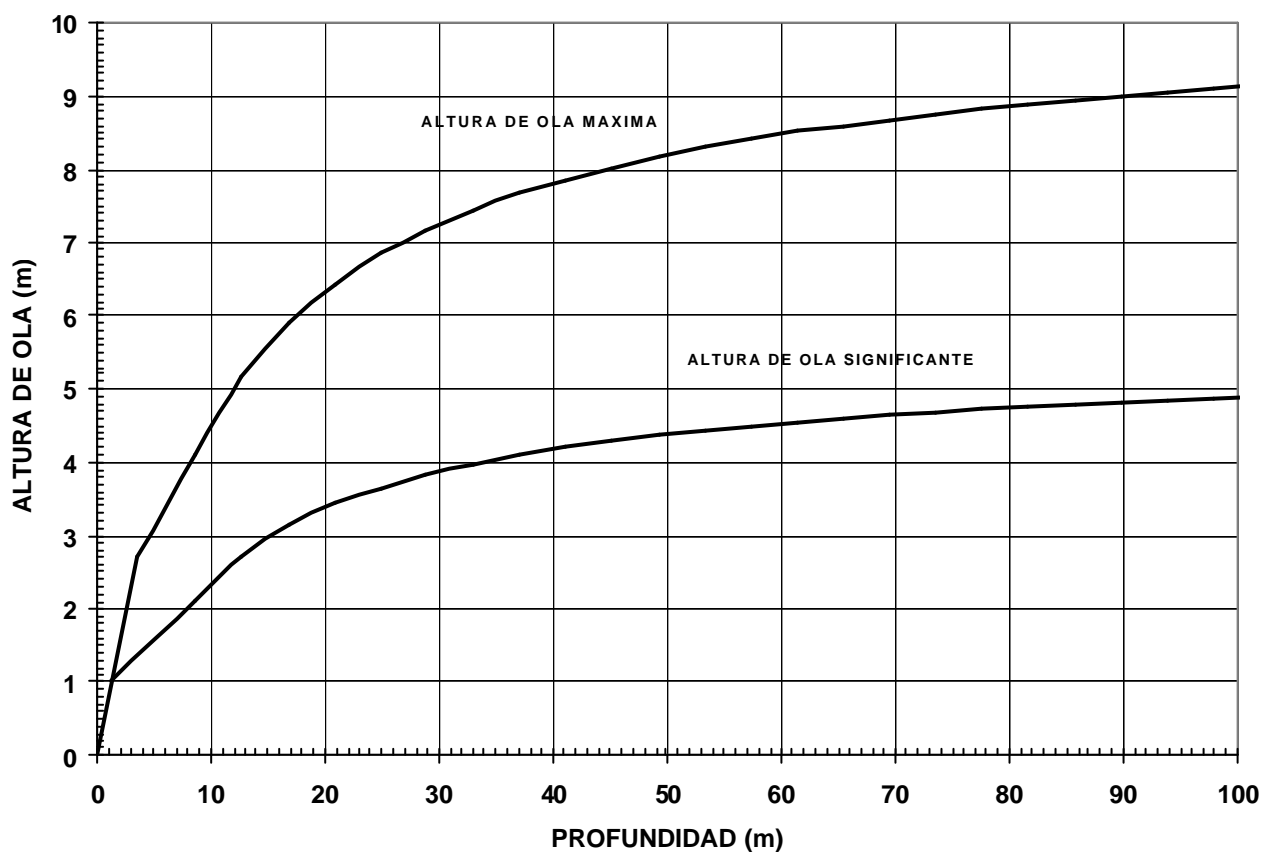
**Figura A-2. Velocidades de corriente en la superficie,  
a 50 y 95% de profundidad para la Zona Norte  
(Tr = 10 años)**

 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b> DOCUMENTO NORMATIVO 15 - abril - 2001	EVALUACION DE LINEAS SUBMARINAS EN EL GOLFO DE MEXICO	<b>No. de Documento</b> NRF-013-PEMEX-2001
		<b>Rev.: 0</b>
		<b>PÁGINA 27 DE 35</b>




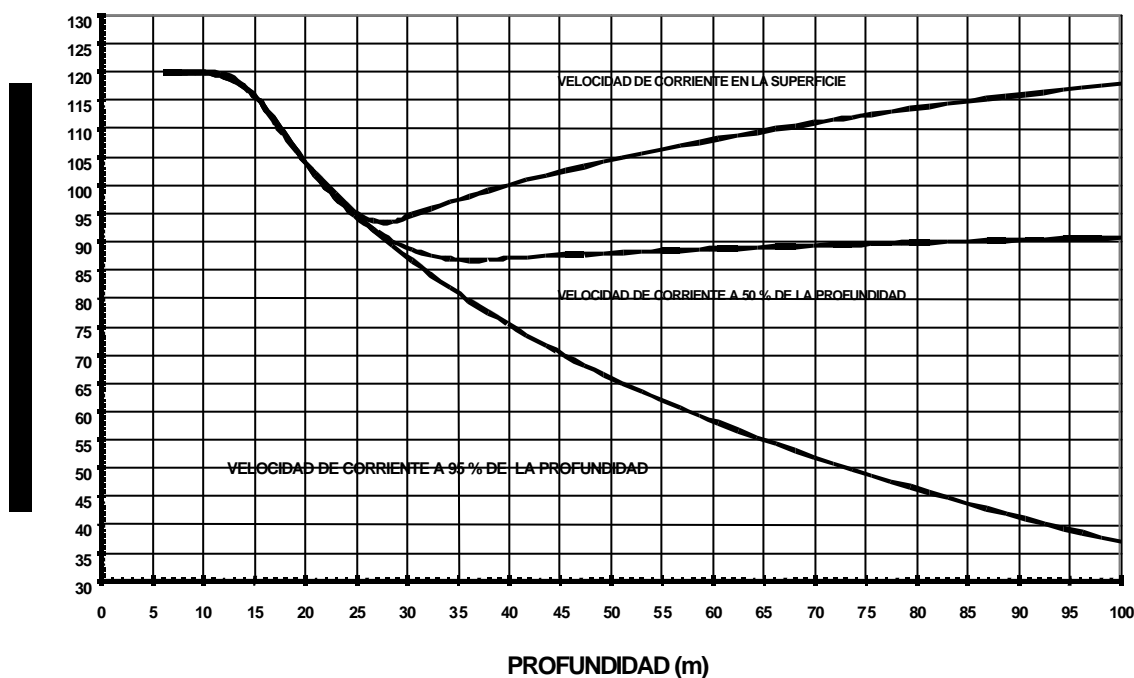
**Figura A-3. Altura de ola máxima y significativa para la Sonda de Campeche Y Litoral Tabasco ( Tr = 10 años)**

 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b> DOCUMENTO NORMATIVO 15 - abril - 2001	<b>EVALUACION DE LINEAS SUBMARINAS EN EL GOLFO DE MEXICO</b>	<b>No. de Documento</b> NRF-013-PEMEX-2001
		<b>Rev.: 0</b>
		<b>PÁGINA 28 DE 35</b>




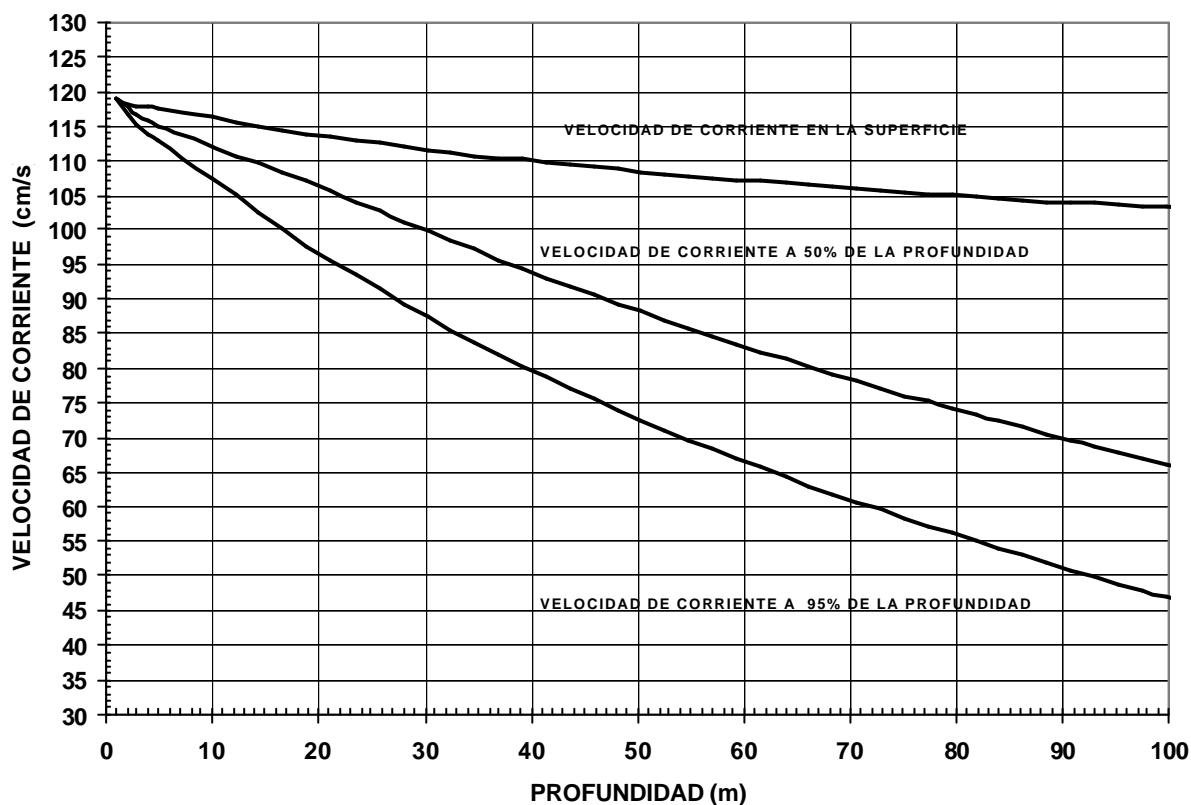
**Figura A-4. Altura de ola máxima y significativa para la Zona Norte  
(Tr = 10 años)**

 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b> DOCUMENTO NORMATIVO 15 - abril - 2001	<b>EVALUACION DE LINEAS SUBMARINAS EN EL GOLFO DE MEXICO</b>	<b>No. de Documento</b> NRF-013-PEMEX-2001
		<b>Rev.: 0</b>
		<b>PÁGINA 29 DE 35</b>




**Figura A-5. Velocidades de corriente en la superficie, a 50 Y 95% de profundidad para la Sonda de Campeche y Litoral Tabasco (Tr = 100 años)**

 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b> DOCUMENTO NORMATIVO 15 - abril - 2001	EVALUACION DE LINEAS SUBMARINAS EN EL GOLFO DE MEXICO	No. de Documento NRF-013-PEMEX-2001
		Rev.: 0
		<b>PÁGINA 30 DE 35</b>



**Figura A-6. Velocidades de corriente en la superficie,  
a 50 y 95% de profundidad para la Zona Norte  
(Tr = 100 años)**

 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b> DOCUMENTO NORMATIVO 15 - abril - 2001	EVALUACION DE LINEAS SUBMARINAS EN EL GOLFO DE MEXICO	No. de Documento NRF-013-PEMEX-2001
		Rev.: 0
		PÁGINA 31 DE 35

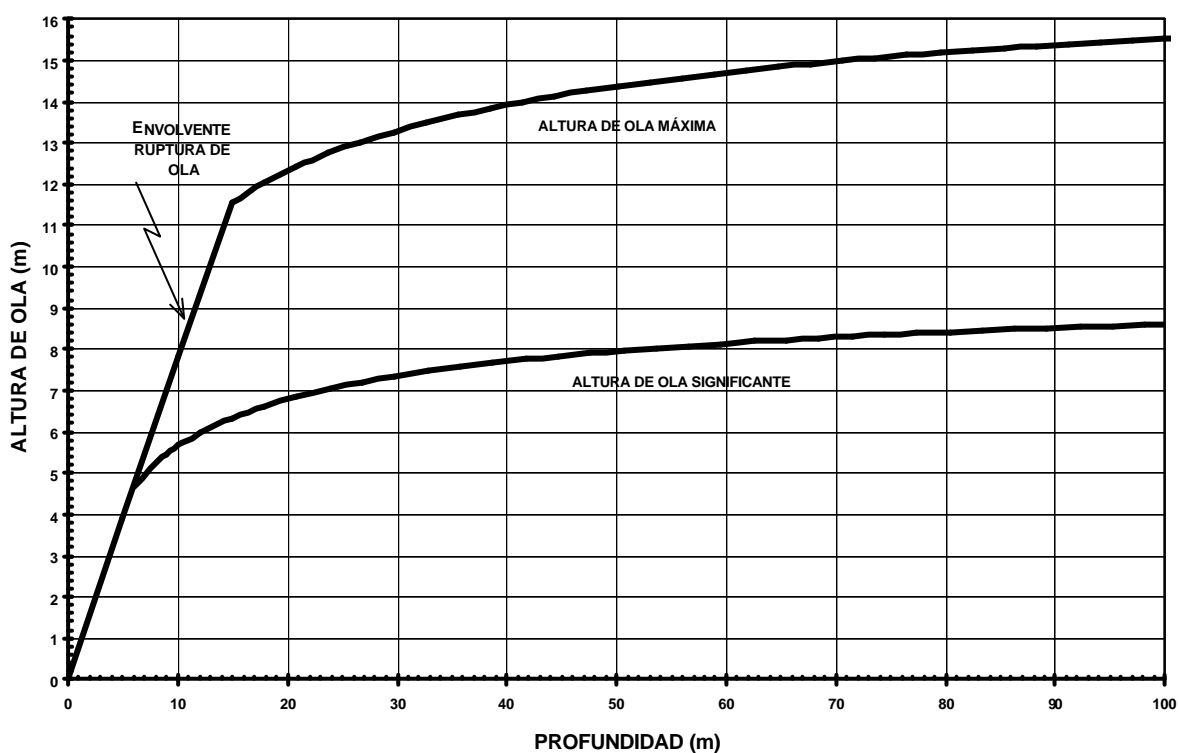

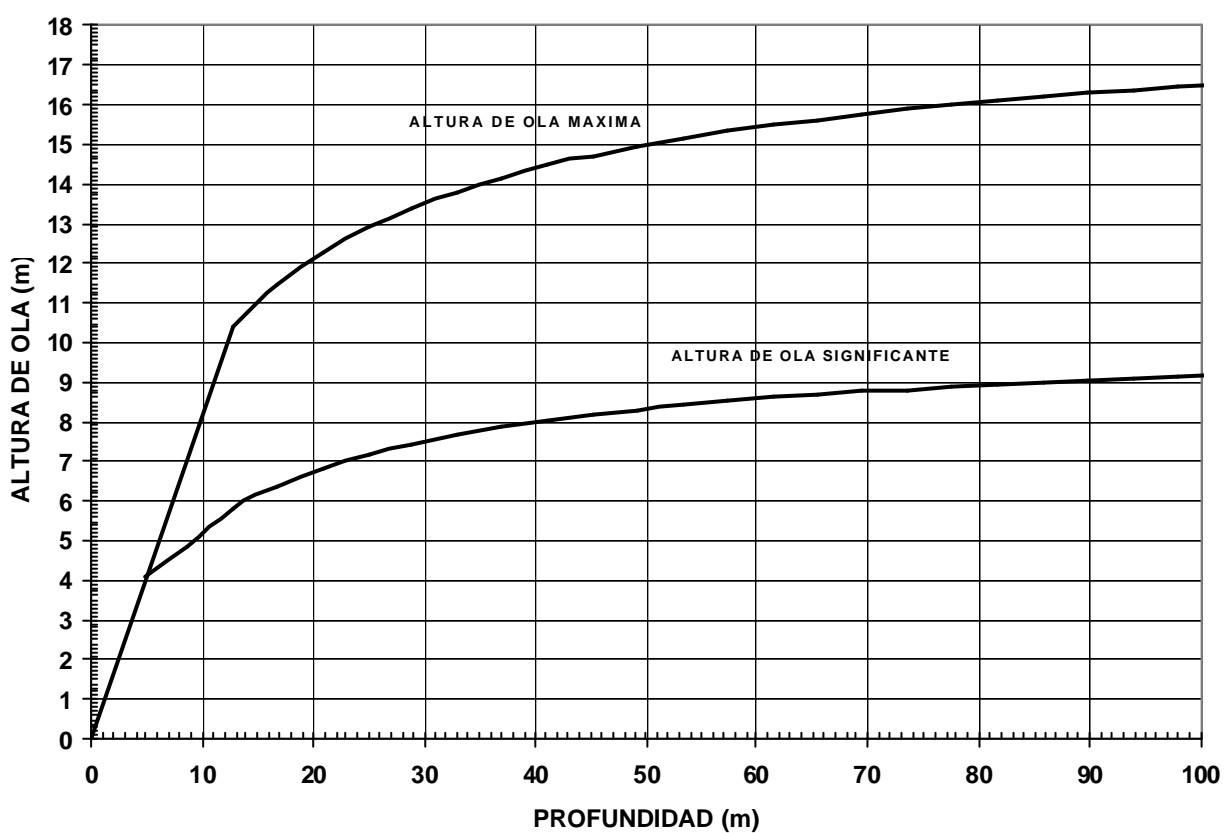



Figura A-7. Altura de ola máxima y significativa para la Sonda de Campeche y Litoral Tabasco ( $T_r = 100$  años)

 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b> DOCUMENTO NORMATIVO 15 - abril - 2001	<b>EVALUACION DE LINEAS SUBMARINAS EN EL GOLFO DE MEXICO</b>	<b>No. de Documento</b> NRF-013-PEMEX-2001
		<b>Rev.: 0</b>
		<b>PÁGINA 32 DE 35</b>



**Figura A-8. Altura de ola máxima y significativa para la Zona Norte  
(Tr = 100 años)**




 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b> DOCUMENTO NORMATIVO 15 - abril - 2001	EVALUACION DE LINEAS SUBMARINAS EN EL GOLFO DE MEXICO	<b>No. de Documento</b> NRF-013-PEMEX-2001
		<b>Rev.: 0</b>
		<b>PÁGINA 33 DE 35</b>

**Anexo B. Resumen de esfuerzos permisibles longitudinal y combinado de los códigos ASME B31.4 y B31.8.**

**Tabla B-1.**

**Esfuerzos permisibles para la evaluación de líneas submarinas que transportan gas, de acuerdo al ASME – B31.8.**


<b>Esfuerzo Permissible</b>	<b>Valor</b>	<b>Tipo de carga</b>
Longitudinal	0.80 (SMYS)	Gravedad, presión, oleaje y viento.
Expansión	0.72 (SMYS)	Temperatura.
Combinado	0.90 (SMYS)	Gravedad, presión, oleaje y viento.

 <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b> DOCUMENTO NORMATIVO 15 - abril - 2001	EVALUACION DE LINEAS SUBMARINAS EN EL GOLFO DE MEXICO	<b>No. de Documento</b> NRF-013-PEMEX-2001
		<b>Rev.: 0</b>
		<b>PÁGINA 34 DE 35</b>

**Tabla B-2.**

**Esfuerzos permisibles para la evaluación de líneas  
submarinas que transportan líquidos, de acuerdo al ASME – B31.4.**

<b>Esfuerzo permisible</b>	<b>Valor</b>	<b>Tipo de carga</b>
Longitudinal	0.9 (SMYS) (Línea Restringida)	Presión y temperatura.
Longitudinal - Sostenido	0.54 (SMYS) (Línea no restringida)	Gravedad, presión y cargas externas sostenidas.
Longitudinal - Ocasional	0.80 (SMYS) (Línea no restringida)	Gravedad, presión, oleaje y viento.
Expansión	0.72 (SMYS)	Temperatura.
Combinado	0.90 (SMYS)	Gravedad, presión, oleaje y viento.

 <b>PEMEX</b> <b>COMITÉ DE NORMALIZACIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS</b> DOCUMENTO NORMATIVO 15 - abril - 2001	EVALUACION DE LINEAS SUBMARINAS EN EL GOLFO DE MEXICO	<b>No. de Documento</b> <b>NRF-013-PEMEX-2001</b>
		<b>Rev.: 0</b>
		<b>PÁGINA 35 DE 35</b>

**Anexo C. Conversión de la producción de gas y crudo ligero a miles de barriles de crudo pesado equivalente**

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

$$1 \text{ MBCPED} = 168,541.5 \text{ m}^3 \text{ (5.952 millones de pies cúbicos) diarios de gas.}$$

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

$$1 \text{ MBCPED} = 125.11 \text{ m}^3 \text{ (0.787 miles de barriles) de crudo ligero diarios.}$$