

## Capítulo-III

### Criterio para la Evaluación de Ductos Submarinos en el Golfo de México.

#### III.1 Factores para el Cálculo del Espesor de la Tubería por Presión Interna.

Los ductos para transporte de hidrocarburos están sujetos a presiones internas que pueden ocasionar fallas de la tubería (reventamiento), por lo que el ducto debe tener un espesor que limite este tipo de falla y que esté de acuerdo con un factor de seguridad que garantice la integridad del ducto.

Los factores de seguridad se determinan mediante un análisis de riesgo. Para la obtención de los factores se debe considerar el análisis de todas las variables de capacidad o resistencia de la tubería así como las sollicitaciones o demandas a que estará sometida.

Para la evaluación del riesgo y la obtención de los factores de seguridad por presión interna, se consideran como variables aleatorias la sollicitud o demanda ( $P_o$ ) y la capacidad o resistencia ( $P_B$ ) que para fines de confiabilidad estructural se consideran independientes y con una distribución probabilística lognormal.

La resistencia de la tubería se expresa en términos de la capacidad que ésta tendrá para soportar las presiones internas y externas sin que se presente un falla que ocasione la pérdida del fluido que transporta. La resistencia se describe como:

$$\frac{t_p}{D} = \frac{P_B}{2s} \quad \text{Ec.: 1}$$

Donde:

$t_p$  = espesor de la tubería.

$D$  = diámetro exterior del tubo.

$P_B$  = presión máxima que puede soportar la tubería.

$s$  = esfuerzo asociado a la resistencia del material.

Se define un margen de seguridad como la relación entre la capacidad ( $P_B$ ) y la demanda ( $P_o$ ), considerando que se trata de variables con distribución lognormal, se tiene:

$$M = \ln P_B - \ln P_o = \ln \frac{P_B}{P_o} \quad \text{Ec.: 2}$$

Su mediana y desviación estándar será:

$$M_{0.50} = \ln \frac{P_{B0.50}}{P_{o0.50}} \quad \text{Ec.: 3}$$

$$S_M = \sqrt{S_{PLnB}^2 + S_{PLno}^2} \quad \text{Ec.: 4}$$

La probabilidad de falla está definida como:

$$P_f = P_{(M = 0)} = F \left[ \frac{0 - M_{0.50}}{S_M} \right] \quad \text{Ec.: 5}$$

$$P_f = 1 - F(\beta) \quad \text{Ec.: 6}$$

Siendo  $\beta$  el índice de confiabilidad definido como la relación entre la mediana y la desviación estándar:

$$\beta = \frac{M_{0.50}}{S_M} = \frac{\ln \frac{P_{B0.50}}{P_{o0.50}}}{\sqrt{S_{PLnB}^2 + S_{PLno}^2}} \quad \text{Ec.: 7}$$

Los valores de  $P_{B0.50}$  y  $P_{o0.50}$  representan los valores esperados de la presión de resistencia y de la de operación, al relacionarlas con sus correspondientes valores nominales,  $P_B$  y  $P_o$ , se obtiene:

$$P_{B0.50} = P_B B_{PB} \quad \text{Ec.: 8}$$

$$P_{o0.50} = P_o B_{Po} \quad \text{Ec.: 9}$$

$B_{PB}$  y  $B_{Po}$  representan sesgos relacionados con la mediana, definidos como la relación entre el valor esperado y el valor nominal. Reemplazando los valores de las ecuaciones 8 y 9 de la ecuación 7, obtenemos:

$$\beta = \frac{\ln \frac{P_B B_{PB}}{P_o B_{Po}}}{\sqrt{S_{PLnB}^2 + S_{PLno}^2}} \quad \text{Ec.: 10}$$

Obteniendo que  $P_B = P_o B \exp(\beta S_M)$  Ec.: 11

Donde B representa la relación entre los sesgos de la demanda y la capacidad.

$$B = \frac{B_{Po}}{B_{PB}} \quad \text{Ec.: 12}$$

Reemplazando los valores de la ecuación 11 en la ecuación 1, se obtiene la relación entre el espesor  $t_p$  y el diámetro (D) de la tubería.

$$\frac{t_p}{D} = \frac{P_o B \exp(\beta S_M)}{2s} \quad \text{Ec.: 13}$$

Considerando que para el diseño la presión se define como:

$$\frac{t_p}{D} = \frac{P_B}{2sf} \quad \text{Ec.: 14}$$

Al hacer la comparación con la ecuación 13, se deduce que:

$$f = (B \exp(\beta S_M))^{-1}$$

Ec.: 15

### III.2. Sesgos e Incertidumbres

Las cantidades involucradas en los cálculos estructurales, con excepción de las constantes físicas y matemáticas, están asociadas a alguna incertidumbre. El análisis de confiabilidad estructural está relacionado con el tratamiento racional que se le dé a estas incertidumbres que se presentan en el diseño.

Un sesgo se define como la relación entre el valor real de la sollicitación o capacidad y su correspondiente valor nominal o calculado. En 1997 Robert G. Bea de la University of California at Berkeley, realizó un estudio denominado Risk Based Criteria for Design and Requalification of Pipelines and Risers in the Bay of Campeche en donde obtuvo que el sesgo por presión de operación ( $B_{Po}$ ) es igual a la unidad, suponiendo que la tubería opera con la presión máxima de diseño. Como resultado de pruebas de reventamiento de tubos encontró que el sesgo por capacidad ( $B_{PB}$ ) es igual a 2.

$$\text{De donde } B = \frac{B_{Po}}{B_{PB}} = \frac{1}{2} = 0.50$$

Ec.: 16

Las incertidumbres se refieren a las desviaciones estándar tanto de la sollicitación como de la capacidad y representan la dispersión que se tiene respecto de la medida central. La incertidumbre  $S_M$  se relaciona con las incertidumbres de la demanda  $S_{LnPo}$  y de la capacidad  $S_{LnPB}$ .

En el artículo Limit-State Design of Pipelines publicado en 1997 por Damsleth Bai para la American Society of Mechanical Engineers, se obtuvo que la desviación estándar de la sollicitación es de 0.10 y la correspondiente a la capacidad es de 0.20 representando la mayor o menor dispersión que se tiene respecto al valor esperado. Para el caso de la sollicitación, la incertidumbre muestra la variabilidad que se tendrá en la presión de operación, y para la capacidad representa la variabilidad en la resistencia de la tubería, la cual está relacionada con las propiedades del acero y de la soldadura, el espesor de la tubería, el diámetro, sin tomar en cuenta la incertidumbre por corrosión.

De lo anterior se obtiene el valor de la incertidumbre total

$$s_M = \sqrt{s_{\text{LnPB}}^2 + s_{\text{LnPo}}^2} = 0.22 \quad \text{Ec.: 17}$$

### III.3. Confiabilidad del Ducto dependiendo de la Corrosión y el Tiempo

Una de las mayores causas de falla en los ductos submarinos, es la corrosión, cuyo efecto más importante es el producir un desgaste en el espesor de la pared de la tubería. El efecto de la corrosión reduce la resistente a la presión de la tubería.

La confiabilidad de un ducto submarino es una función dependiente del tiempo al involucrar la corrosión que sufre la tubería. El espesor por corrosión interna y externa ( $t_{\text{ci/e}}$ ) depende de la velocidad de corrosión y del tiempo que el ducto está expuesto a un ambiente corrosivo. El proceso se deduce de la siguiente manera:

El espesor que soporta las presiones en el ducto es:

$$t_p = t_n - t_{\text{ci/e}} \quad \text{Ec.: 18}$$

donde  $t_n$  es el espesor nominal.

Sustituyendo el valor de  $t_p$  en la ecuación 13, tenemos:

$$\frac{t_n - t_{\text{ci/e}}}{D} = \frac{P_o B \exp(\beta s_M)}{2s} \quad \text{Ec.: 19}$$

Haciendo las transformaciones y considerando que la mediana del factor de seguridad  $FS_{0.50}$  es la relación entre las medianas de las presiones de la capacidad y de la demanda, se tiene:

$$\beta = \frac{\text{Ln} [ FS_{0.50} - FS_{0.50}(t_{\text{ci/e}} / t) ]}{s_M} \quad \text{Ec.: 20}$$

En esta ecuación se muestra la relación que existe entre el índice de seguridad y el factor de seguridad. Una reducción en el espesor de la tubería lleva a una reducción en la mediana del factor de seguridad, lo que ocasiona una reducción en el índice de seguridad, siendo esto un incremento en la probabilidad de falla).

Los ductos corroídos tienen un incremento en la incertidumbre total debido a las incertidumbre adicionales asociadas con las tasas de corrosión y sus efectos en la capacidad del ducto.

Ese incremento en la incertidumbre total se puede representar como un modelo analítico, el cual está en función del espesor de corrosión en un determinado tiempo.

$$S_{M?T} = \frac{S_{M?T_0}}{1 - t_{ci/e} / t} \quad \text{Ec.: 21}$$

Donde:

$S_{M?T}$  = incertidumbre para un tiempo T.

$S_{M?T_0}$  = incertidumbre para un tiempo inicial  $T_0$ .

$t_{ci/e}$  = espesor de corrosión total (interna y externa).

t = espesor de diseño.

#### III.4. Tasa de Corrosión

La predicción del desgaste que tendrá una tubería por efecto de la corrosión es fundamental para determinar las tolerancias de diseño, evaluación de su integridad y tomar acciones para el mantenimiento, sin embargo, el proceso para medir el desgaste del espesor y la velocidad de la corrosión, es muy complejo y en ciertos sitios es casi imposible a consecuencia del efecto no homogéneo de la corrosión a lo largo del ducto, existiendo concentraciones de corrosión en algunos puntos a consecuencia de factores como son las propiedades del material, la efectividad del inhibidor utilizado en la protección anticorrosiva y/o defectos de la tubería.

En 1998, PEMEX Exploración y Producción, a través del Instituto Mexicano del Petróleo obtuvo tasas de corrosión en

ductos ascendentes y submarinos mediante el análisis de registros de mediciones de desgaste de espesores de tuberías de diferentes diámetros, con diferentes servicios y localizaciones.

Con los espesores promedio ( $t_{prom}$ ) y de diseño ( $t_{dis}$ ), además de las fechas de medición ( $f_m$ ) y de inicio de operación ( $f_i$ ) del ducto, se calculó la velocidad de corrosión ( $V_{cor}$ ):

$$V_{cor} = \frac{t_{dis} - t_{prom}}{f_m - f_i} \quad \text{Ec.: 22}$$

Para fines de evaluación de ductos existentes, la tasa de corrosión ( $t_{ci/e}$ ), es de 0.00625 pulg/año para los ductos submarinos y 0.010 pulg/año para ductos ascendentes.

### III.5. Categorización de los Ductos

La categorización de un ducto submarino depende de la importancia del mismo, dicha categoría se establece por los efectos de una posible falla y sus repercusiones económicas. La categorización por seguridad y servicio (CSS) de un ducto submarino para su evaluación se establece como:

- a. Muy Alta
- b. Alta
- c. Moderada

Dicha categoría es función del tipo de fluido, de la zonificación y la magnitud de la producción transportada por el ducto.

En la figura 19 se indica la zonificación de un ducto submarino en donde la Zona-A comprende la línea regular y la Zona-B incluye el ducto ascendente, los cabezales submarinos, la curva de expansión y los ramales.

Para el caso de evaluación de ductos submarinos la categorización se describe en la tabla VI, en donde se considera como gases inflamables o tóxicos a los gasoductos y oleogasoductos y como líquidos inflamables o tóxicos a los oleoductos.

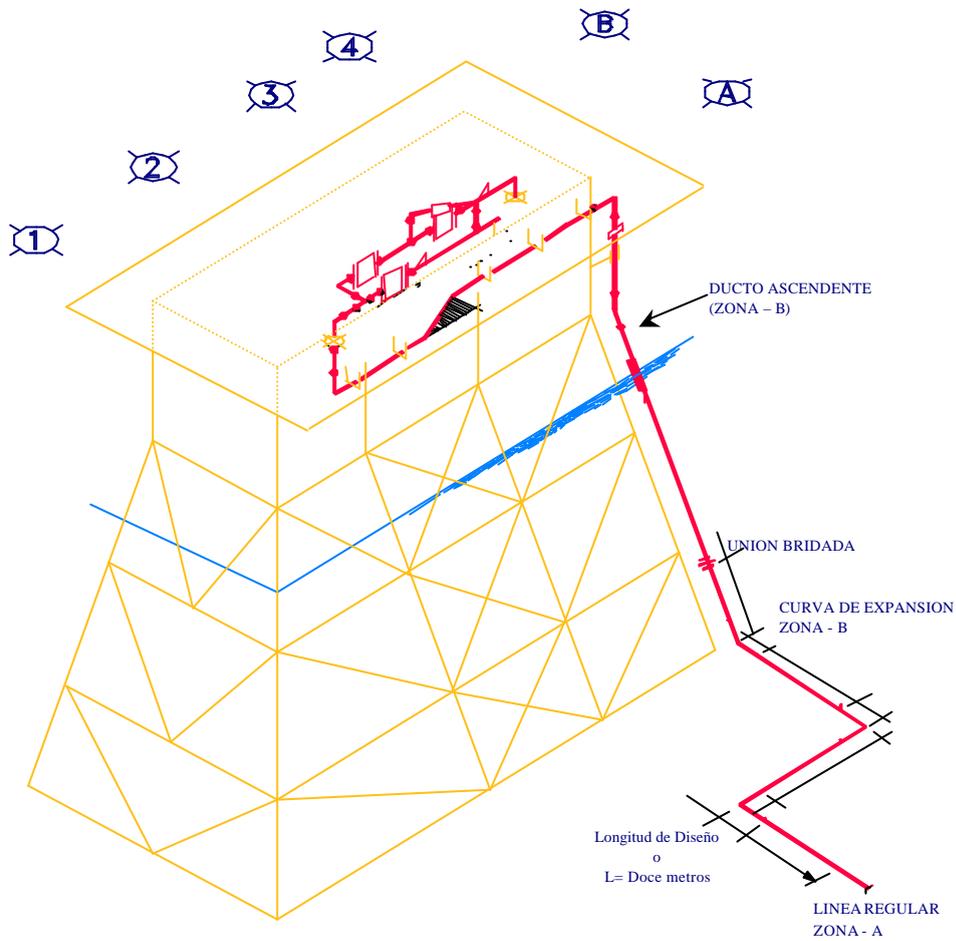


FIGURA 19.- ZONIFICACIÓN DE UN DUCTO SUBMARINO.

TABLA VI.- CATEGORIZACIÓN DE DUCTOS SUBMARINOS DE ACUERDO A SU SEGURIDAD Y SERVICIO.

Tipo de Fluido	Nivel de Producción	Zona - A	Zona - B
Gases inflamables o tóxicos	100 - 300 MBCPED NIVEL G1	ALTA	MUY ALTA
	< 100 MBCPED NIVEL G2	MODERADA	MUY ALTA
Líquidos inflamables o tóxicos	600 - 1,100 MBCPED NIVEL C1	ALTA	MUY ALTA
	< 600 MBCPED NIVEL C2	MODERADA	ALTA

La tabla VI hace referencia al nivel de producción, el cual se maneja en MBCPED: Miles de Barriles de Crudo Pesado Equivalente Diarios.

La producción de los ductos que transportan gas se convierte a MBCPED, mediante el equivalente:

1 MBCPED = 168,541.50 m<sup>3</sup> diarios de gas ó 5.952 millones de pies cúbicos diarios de gas.

Para el caso de los ductos que transportan crudo ligero, su producción se convierte a MBCPED, mediante el equivalente:

1 MBCPED = 125.11 m<sup>3</sup> diarios de crudo ligero ó 0.787 miles de barriles diarios de crudo ligero.

### III.6. Factores de Seguridad para el Cálculo del Espesor de Acero de la Tubería por Presión Interna

Aplicando las fórmulas desarrolladas en los párrafos anteriores se obtienen factores para la evaluación de ductos submarinos. Se presentan dos casos, en el primero de ellos la incertidumbre es independiente de la corrosión y en el segundo, la incertidumbre se incrementa por efectos de la corrosión.

TABLA VII.- FACTORES DE SEGURIDAD PARA LA EVALUACIÓN DE DUCTOS CONSIDERANDO EN EL PRIMER CASO A LA INCERTIDUMBRE INDEPENDIENTE DE LA CORROSIÓN Y EN EL SEGUNDO CASO CONSIDERANDO QUE LA INCERTIDUMBRE SE INCREMENTA POR EFECTOS DE LA CORROSIÓN.

Producción (en MBCPED)		Línea Regular o Ducto Submarino			Ductos Ascendentes		
		$\beta$	$s_M = 0.22$	$s_{MT} = 0.30$	$\beta$	$s_M = 0.22$	$s_{MT} = 0.30$
Oleoductos	0 - 600	3.31	0.97	0.74	3.50	0.93	0.70
	600 - 1,100	3.43	0.94	0.71	3.63	0.90	0.67
Gasoductos y Oleogasoductos	0 - 100	3.01	1.03	0.81	3.86	0.86	0.63
	100 - 300	3.13	1.00	0.78	3.86	0.86	0.63

TABLA VIII.- FACTORES DE SEGURIDAD PARA LA EVALUACIÓN DE DUCTOS CONSIDERANDO LA CATEGORÍA ASIGNADA AL DUCTO.

Clasificación por Seguridad y Servicio	Factor de Evaluación (f)	
	Oleogasoducto	Gasoducto y Oleogasoducto
Muy Alta	0.67	0.63
Alta	0.70	0.78
Moderada	0.74	0.81

### III.7. Cálculo del Espesor de Pared del Ducto por Presión.

El espesor de pared mínimo ( $t_p$ ) que requiere un ducto para resistir la presión máxima de operación a la que está sujeto, se calcula con la siguiente formula:

$$t_p = \frac{D P}{2 (SMYS) f} \quad \text{Ec.: 23}$$

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 sujeta el tubo, en  $N/mm^2$  (Psi)\*.

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

f = factor de evaluación según categorización por seguridad y servicio del ducto submarino (ver tabla IX).

(\*): La presión externa considera como la presión ejercida por una columna de agua igual a la menor profundidad en que se encuentre el ducto.

**TABLA IX.- FACTORES PARA EVALUACIÓN DE DUCTOS SUBMARINOS POR PRESIÓN, DE ACUERDO A LA EDAD Y CATEGORÍA DEL DUCTO.**

EDAD	CSS CATEGORIZACIÓN POR SEGURIDAD Y SERVICIO	f	f
		Para ductos que transportan gases inflamables y/o tóxicos	Para ductos que transportan líquidos
Hasta 5 años	Muy Alta	0.60	0.64
	Alta	0.75	0.67
	Moderada	0.77	0.71
Más de 5 años	Muy Alta	0.63	0.67
	Alta	0.78	0.70
	Moderada	0.81	0.74

Se considera que los ductos que tengan menos de cinco años de construidos sean evaluados con los factores de diseño, y los que superen esta edad sean evaluados con los factores de evaluación.

### III.8. Cálculo del Espesor de Pared del Ducto por Corrosión.

La tolerancia por corrosión de acuerdo a la vida útil remanente ( $t_{cvr}$ ), se calcula de la siguiente manera:

A.- Se obtiene el espesor corroído por año ( $t_{ca}$ )

$$t_{ca} = \frac{t_d - t_m}{NAS} \quad \text{Ec.: 24}$$

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 del ducto.

B.- Se obtiene el espesor requerido por corrosión en función de la vida útil remanente ( $t_{cvr}$ )

$$t_{cvr} = t_{ca} * (VUD - NAS) \quad \text{Ec.: 25}$$

donde:

VUD = vida útil de diseño.

NAS = número de años de servicio del ducto.

C.- Se obtiene el espesor de pared requerido ( $t_r$ ), siendo este el espesor de pared mínimo requerido por presión ( $t_p$ ) más el espesor requerido por corrosión ( $t_{cvr}$ )

$$t_r = t_p + t_{cvr} \quad \text{Ec.: 26}$$

Se procede a comparar el espesor de pared requerido con el espesor mínimo medido en campo ( $t_m$ ), para verificar que se cumpla con:

$$t_m = t_r \quad \text{Ec.: 27}$$

En caso de que no se cuente con espesores medidos en campo, se calcula el espesor de pared requerido para la vida útil remanente ( $t_r$ ), con la ecuación:

$$t_r = t_p + t_{cvrc} \quad \text{Ec.: 28}$$

donde:

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

$t_{cvrc}$  = espesor por corrosión en función de la vida útil remanente calculado, en mm (pulg.).

#### **Criterio para obtener el $t_{cvrc}$**

Para la el ducto submarino o línea regular:

$$t_{cvrc} = ( 0.00625 \text{ pulg./año } ) * ( \text{VUD} - \text{NAS} ).$$

Ó

Ec.: 29

$$t_{cvrc} = ( 0.15875 \text{ mm/año } ) * ( \text{VUD} - \text{NAS} ).$$

Para el ducto ascendente:

$$t_{cvrc} = ( 0.01 \text{ pulg./año } ) * ( \text{VUD} - \text{NAS} ).$$

Ó

Ec.: 30

$$t_{cvrc} = ( 0.254 \text{ mm/año } ) * ( \text{VUD} - \text{NAS} ).$$

El espesor actual supuesto para la línea regular se calcula con la ecuación:

$$t_{act} = t_d - ( 0.00625 \text{ pulg./año } * \text{NAS} )$$

Ó

Ec.: 31

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

Para el ducto ascendente:

$$t_{act} = t_d - ( 0.01 \text{ pulg./año} * \text{NAS} )$$

Ó

Ec.: 32

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

donde:

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

Después de haber calculado el espesor actual ( $t_{act}$ ) y el espesor requerido ( $t_r$ ), se debe cumplir con:

$$t_{act} = t_r$$

### III.9. Estabilidad hidrodinámica de los ductos.

Se entiende por estabilidad hidrodinámica a la resistencia que presentan los ductos submarinos para conservar su posición inicial o de construcción ante la influencia de los eventos oceanográficos tales como el oleaje y la corriente submarina. Para la determinación de las condiciones oceanográficas extremas y factores de estabilidad, se usan periodos de retorno de 10 y 100 años. Los parámetros oceanográficos que se emplean en cada una de las condiciones son: altura de ola máxima y significativa, periodo pico, dirección de la ola, corriente, dirección de la corriente y variación direccional.

Los parámetros oceanográficos descritos en el capítulo II del presente trabajo tienen un área de aplicación delimitada por las siguientes coordenadas:

No.	Desde		Hasta	
	Latitud	Longitud	Latitud	Longitud
1	N 18° 42'	W 93° 38'	N 20° 13'	W 91° 48'
2	N 18° 27'	W 93° 18'	N 18° 56'	W 92° 38'

La figura 20 muestra la vista general de ésta área.

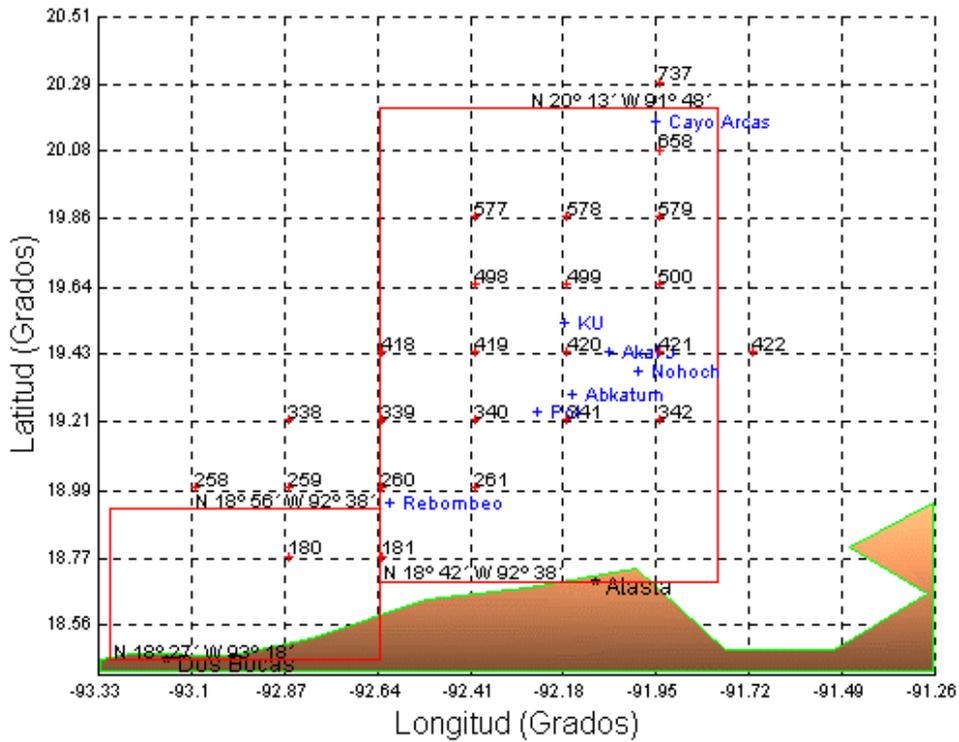


FIGURA 20.- ÁREA DE APLICACIÓN DE LOS PARÁMETROS OCEANOGRÁFICOS.

### III.9.1. Procesamiento de la Información Oceanográfica.

Del análisis de la información generada por Oceanweather se se detecta un comportamiento propio en dos áreas señaladas como Norte y Sur (ver figura 21). Esta división se debe a que las aguas someras a lo largo de la costa Sur de la Sonda de Campeche y al Oeste de la península de Yucatán causa transformaciones muy particulares de las condiciones extremas del estado del mar (altura de ola, corriente, elevación del nivel del mar, etc.). La zona Sur (al sur del paralelo  $19^{\circ} 19'$ ), incluye los puntos: 180, 181, 258, 259, 260, 261, 338, 339, 340, 341, 342 de la malla de la figura No. 21 y la zona Norte (al norte del paralelo  $19^{\circ} 19'$ ), incluye los puntos: 418, 419, 420, 421, 422, 498, 499, 500, 577, 578, 579, 658 de la misma.

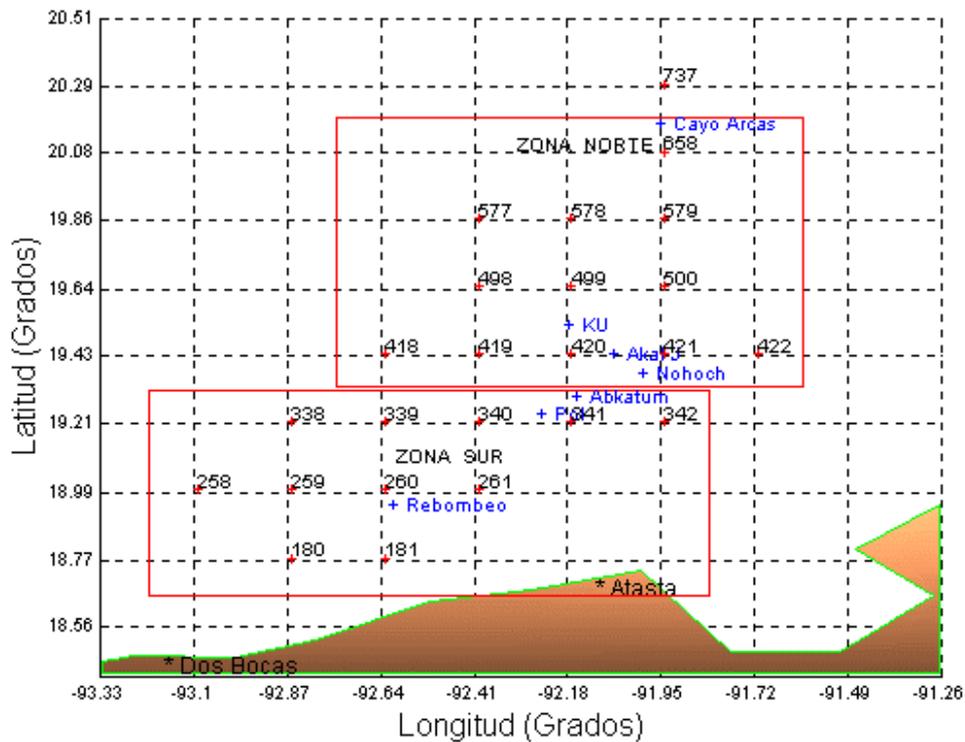


FIGURA 21.- DIVISI3N DE ZONAS CON SIMILITUD DE PAR3MÉTROS OCEANOGR3FICOS.

### III.9.2. Fuerza de Oleaje y Corriente.

La demanda de las cargas hidrodinámicas sobre los ductos submarinos y ductos ascendentes ha sido derivada de las condiciones extremas del estado del mar existente en la Sonda de Campeche.

En la evaluaci3n y dise1o en la fase de operaci3n de una tubería submarina, se usará la condici3n extrema del estado de mar con un periodo de retorno de 100 años considerando los registros de datos de huracanes y tormentas de invierno o nortes (condici3n combinada). Para la instalaci3n (dise1o) se usará la condici3n extrema del estado de mar con periodo de retorno de 10 años considerando los registros de datos de tormentas de invierno o nortes.

Las figuras No. 22, 23, 24 y 25 muestran un resumen de los datos oceanográficos que se deberán aplicar para alturas de ola significativa, máxima y velocidades de corriente al 0%(superficial), 50% y 95% del tirante de agua a partir de la superficie libre del mar.

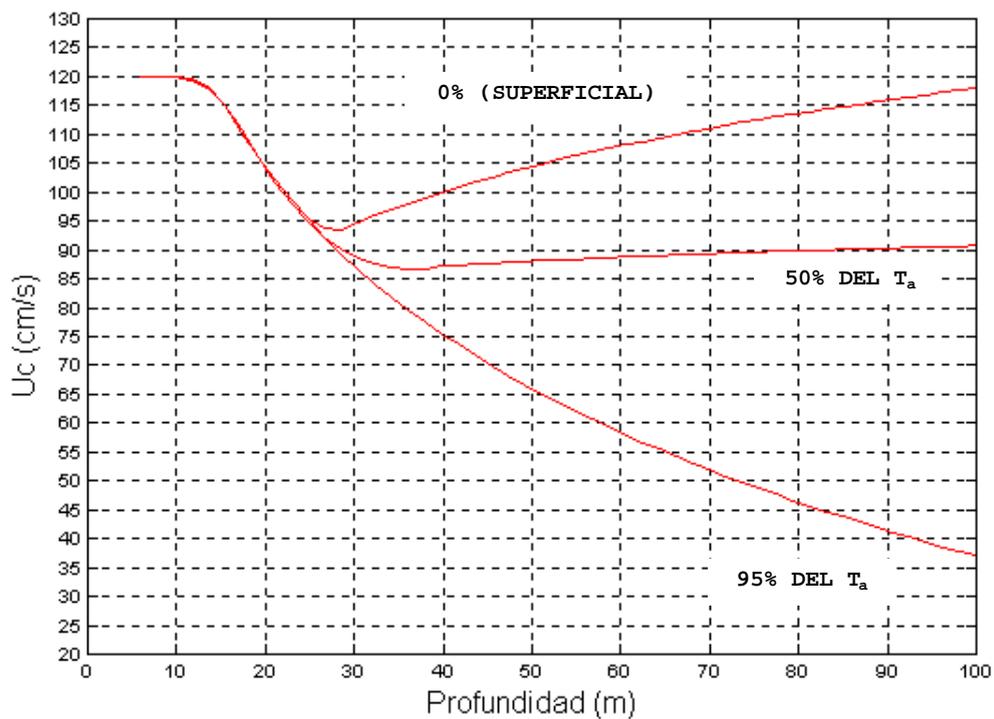


FIGURA 22.- VELOCIDAD DE LA CORRIENTE A 0%, 50% Y 95% DEL TIRANTE DE AGUA PARA UN PERIODO DE RETORNO DE 100 AÑOS CON LA CONDICIÓN COMBINADA (HURACANES + TORMENTAS DE INVIERNO).

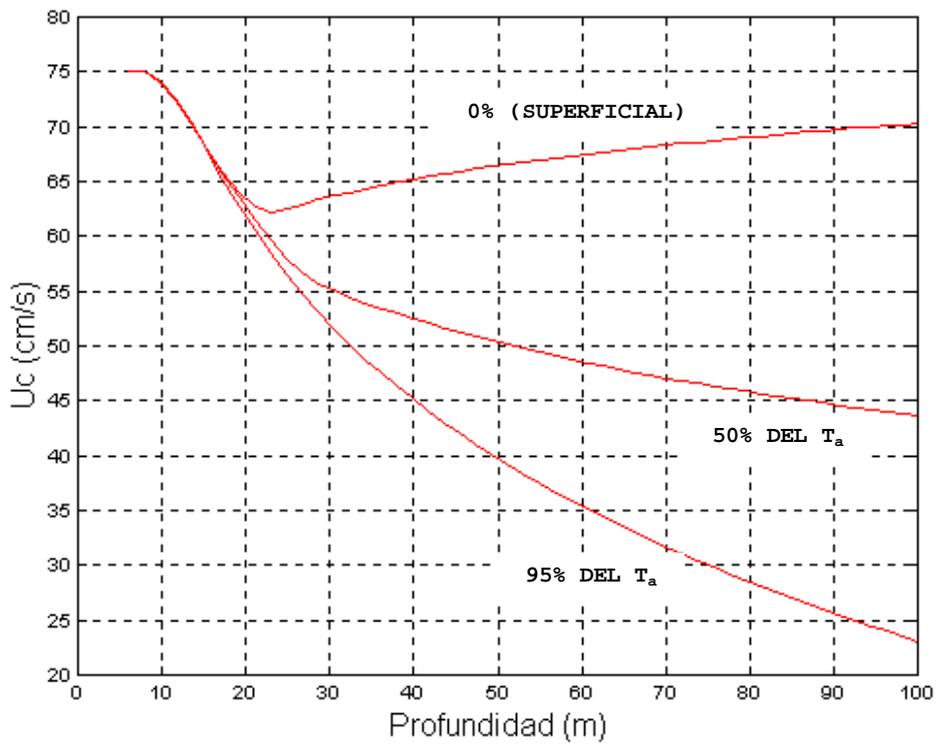


FIGURA 23.- VELOCIDAD DE LA CORRIENTE A 0%, 50% Y 95% DEL TIRANTE DE AGUA PARA UN PERIODO DE RETORNO DE 10 AÑOS CON LA CONDICIÓN TORMENTAS DE INVIERNO.

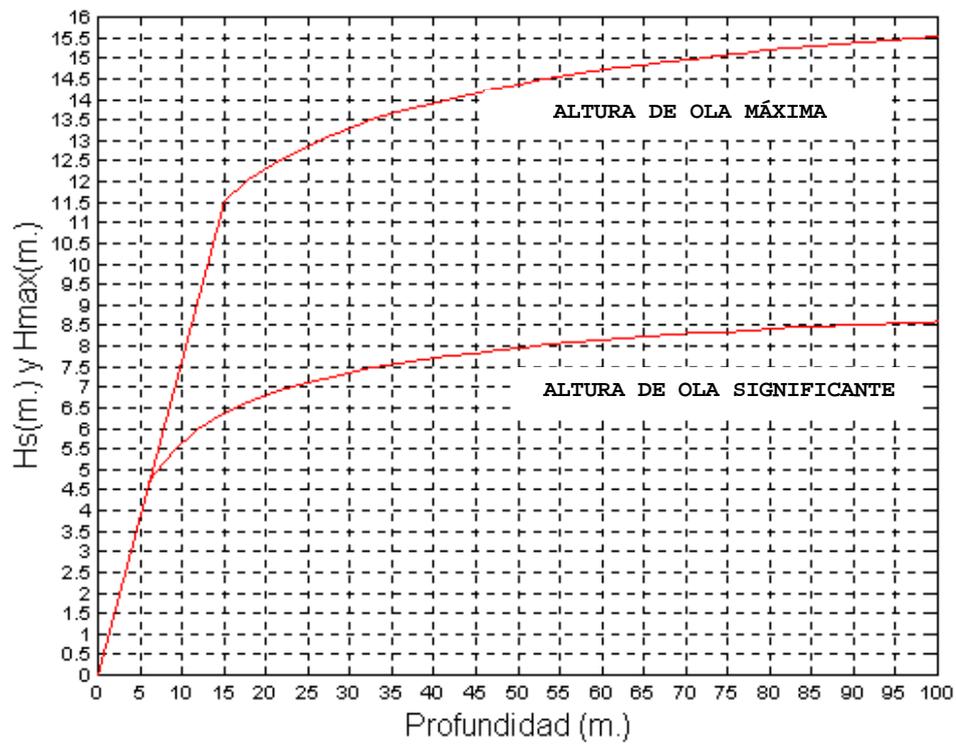
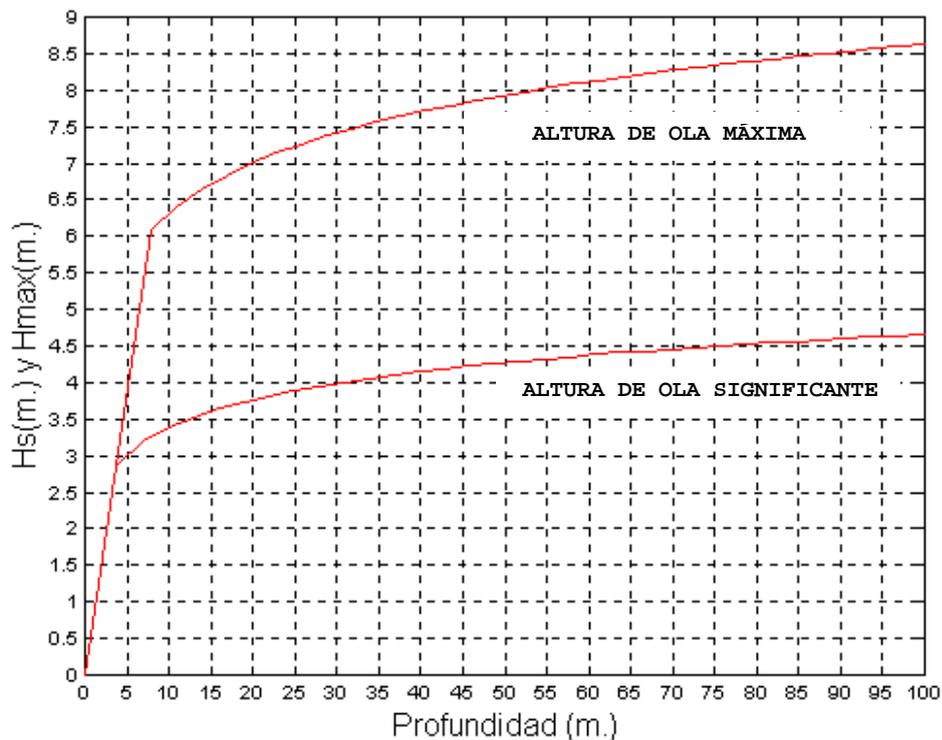


FIGURA 24.- ALTURA DE OLA MÁXIMA Y SIGNIFICANTE PARA UN PERIODO DE RETORNO DE 100 AÑOS CON LA CONDICIÓN COMBINADA (HURACANES + TORMENTAS DE INVIERNO).



**FIGURA 25.- ALTURA DE OLA MÁXIMA Y SIGNIFICANTE PARA UN PERIODO DE RETORNO DE 10 AÑOS CON LA CONDICIÓN TORMENTAS DE INVIERNO.**

La corriente no se afectará significativamente por el fondo muy blando subyacente. Sin embargo, el perfil de corriente de fondo deberá ser un poco mayor debido al movimiento de la capa superficial de lodo que reposa en el fondo del mar. La corriente se presenta al mismo tiempo de ocurrencia de la máxima condición de ola esperada. En general, la corriente no estará en la misma dirección de la dirección principal de la cinemática de ola. Para los ductos submarinos la velocidad de corriente se tomará igual a la velocidad de corriente que corresponda al 95% de profundidad y su dirección será generalmente paralela a la batimetría.

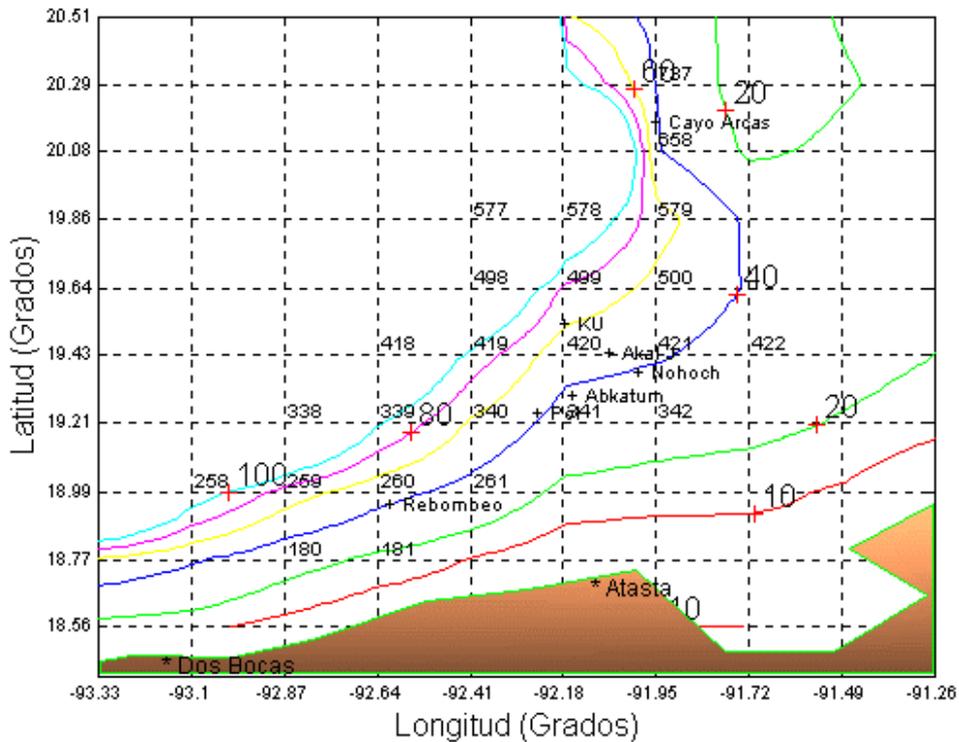


FIGURA 26.- BATIMETRÍAS DE LA SONDA DE CAMPECHE.

Para la cinemática de la ola se deberá considerar el principal ángulo de incidencia de la ola con respecto al eje de la tubería (componente vectorial perpendicular al eje de la tubería). No existe en particular ningún sector o punto con una dirección específica de frente de ola en condiciones extremas. Los extremos calculados podrían considerarse en todas direcciones, sin embargo hay una alta probabilidad de que en cualquier punto, el vector promedio direccional de la población de valores extremos ocurra. A pesar de esta conclusión, el análisis de anchura direccional del frente de ola en condiciones extremas no es totalmente garantizado.

La dirección de la ola en la zona Norte y con periodo de retorno de 100 años se considerará bi-modal y con las siguientes direcciones: WNW a ESE y NE a SW que es el sentido en que viaja (ver figura No. 27). Para la zona Sur, su dirección será NNW a SSE (ver figura No. 28). También se reducirá la velocidad de la ola por un factor de 0.85 para considerar la variación direccional de la ola (velocidad orbital multiplicada por 0.85).

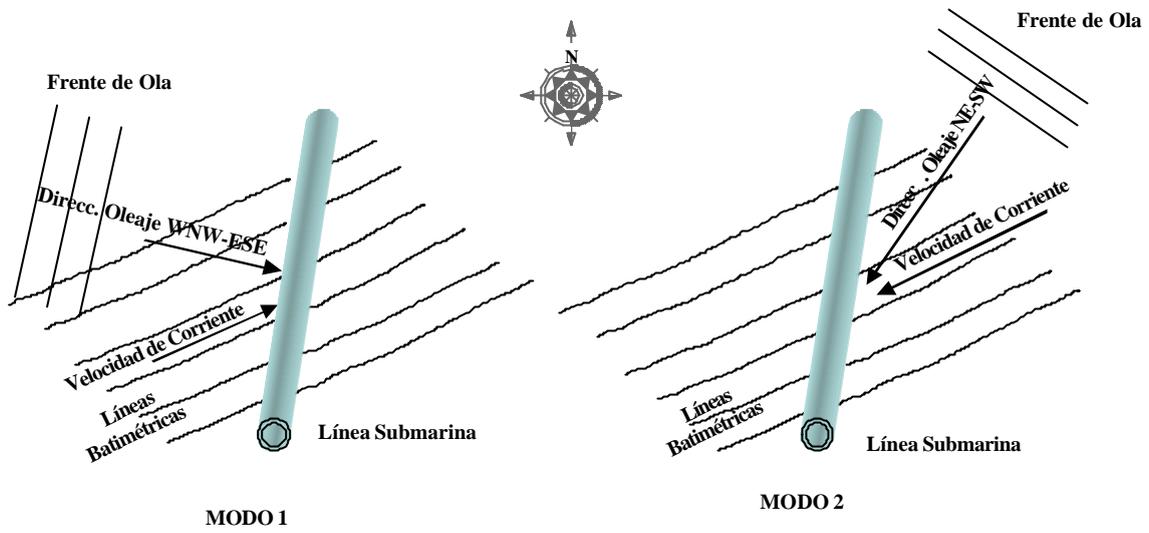


FIGURA 27.- DIRECCIÓN DEL OLEAJE EN LA ZONA NORTE CON UN PERIODO DE RETORNO DE 100 AÑOS.

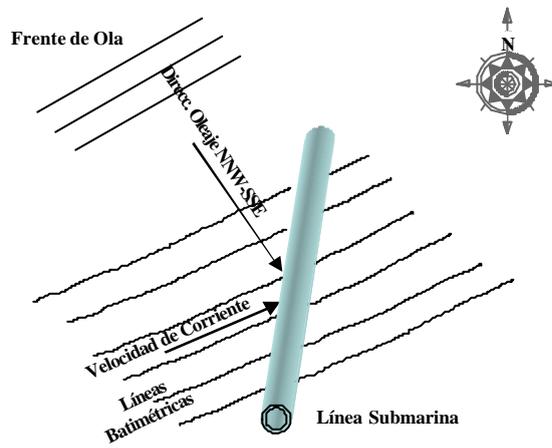


FIGURA 28.- DIRECCIÓN DEL OLEAJE EN LA ZONA SUR CON UN PERIODO DE RETORNO DE 100 AÑOS Y PARA LAS ZONAS NORTE Y SUR CON UN PERIODO DE RETORNO DE 10 AÑOS.

La dirección de la corriente será siempre paralela a la batimetría y con el mismo sentido de la componente de la velocidad de la ola paralela a la batimetría.

Para periodo de retorno de 10 años la dirección de la ola será considerada de NNW a SSE para ambas zonas (Norte y Sur). La corriente se considerará paralela a la batimetría y con el mismo sentido de la componente de la velocidad de ola paralela a la batimetría (Ver figura No. 28). El factor variación direccional tendrá un valor de 1.00.

### III.9.3. Resistencia a las Fuerzas Desestabilizadora.

La estabilidad al movimiento de levante de la tubería es determinada por su propio peso, su contenido y por el peso de lastre (**W**) relativo a las fuerzas de flotación y del flujo de levante (**F<sub>l</sub>**) (Ver figura No. 29).

La estabilidad al movimiento lateral es determinada por las características del suelo (resistencia lateral, fricción y resistencia pasiva debido al enterramiento de la tubería, **R<sub>u</sub>**) relativa a fuerzas laterales desarrolladas que generan las olas y corrientes (**F<sub>d</sub>**).

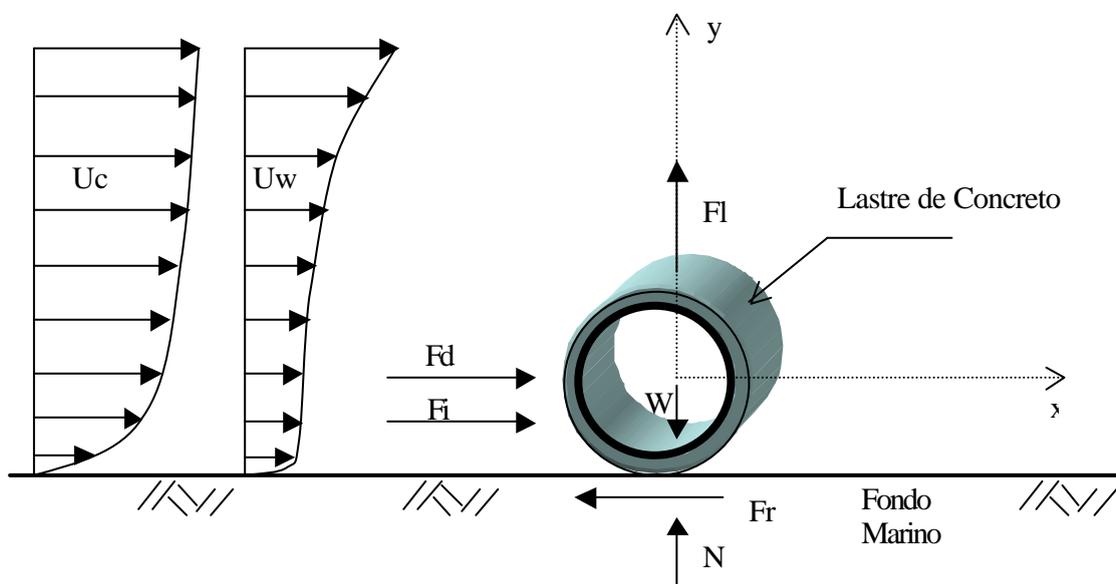


FIGURA 29.- FUERZAS DESESTABILIZADORAS Y RESISTENTES.

Para suelos sin cohesión la relación entre el peso neto de la tubería ( $W-F_l$ ) y  $R_u$  viene dada por

$$R_u = (W - F_l) \tan(\phi')$$

Ec.: 33

el cual representa el valor efectivo de la fricción interna al desplazamiento lateral entre el suelo y la tubería. Para el cálculo del valor  $R_u$  se tendrá en cuenta los efectos de degradación del suelo debido a la carga cíclica de la ola, el movimiento de la tubería y la acción de la corriente.

El movimiento lateral o resistencia al corte de una línea submarina en suelo cohesivo es independiente al esfuerzo vertical o peso neto de la tubería:

$$R_u = A_p S_u$$

Ec.: 34

Donde:

**$A_p$** : es el área de la tubería en contacto con el suelo.

**$S_u$** : es la resistencia efectiva al corte sin drenar del suelo.

El valor de  $R_u$  refleja los efectos de la degradación del suelo debido a la carga cíclica de la ola, el movimiento de la tubería y la acción de la corriente.

#### III.9.4. Probabilidad de Falla.

La probabilidad de falla por levante en una línea es expresada como:

$$P_{f1} = P(F1 > W)$$

Ec.: 35

La probabilidad de falla al movimiento lateral puede ser expresada como:

$$P_{fd} = P(Fd > R_u)$$

Ec.: 36

Dado el alto grado de dependencia entre estos dos modos de falla, la probabilidad de falla por estabilidad es igual a la máxima que exista entre las dos (ya sea  $P_{f1}$  o  $P_{fd}$ ).

En caso que no fuera así, sin ninguna correlación, se sumarían estas dos probabilidades:  $P_s = P_{fd} + P_{f1}$

### III.9.5. Correlación Espacial y Temporal de las Cargas Hidrodinámicas.

Existe una falta de correlación espacial temporal de las fuerzas hidrodinámicas que actúan en una porción determinada de una tubería o ducto submarino. Esta falta de correlación y naturaleza transitoria de estas cargas hidrodinámicas hacen que estas sean diferentes en magnitud, posición y en tiempo sobre la longitud de un ducto submarino o ducto ascendente. Así como las fuerzas hidrodinámicas puede actuar en una porción de una tubería y hacerla lo suficientemente inestable para causar un levantamiento o desplazamiento lateral, sucede que esas fuerzas no son suficientes para causar inestabilidad en las partes adyacentes de esa porción de tubería (Ver figura No. 30). Las partes adyacentes de la tubería actúan como elementos que restringen y limitan el desplazamiento o deformación de la tubería o ducto ascendente.

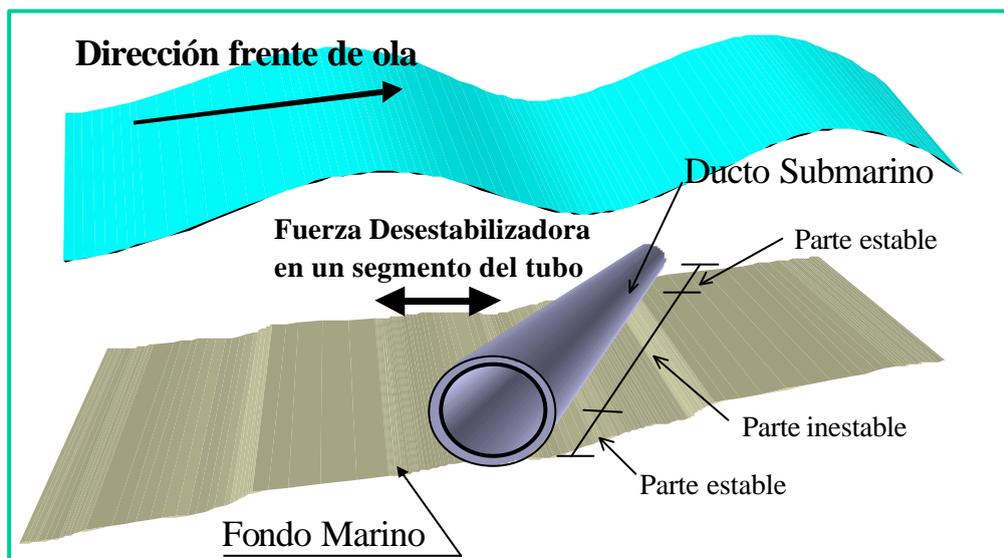


FIGURA 30.- FUERZAS DESESTABILIZADORAS Y RESISTENTES.

La velocidad de la corriente se considera altamente correlacionada por ser una carga con mayor permanencia. La carga cíclica inducida por la ola se considera con correlación baja debido a su naturaleza cambiante y transitoria a lo largo de un ducto submarino o un ducto ascendente.

La razón de la velocidad  $U_c$  (al 95% de profundidad de la corriente asociada con condiciones extremas de altura de ola) con la velocidad de la ola  $U_w$  (componente horizontal de la velocidad orbital de la partícula a 95% de profundidad) se define como:

$$? = U_c / U_w \quad \text{Ec.: 37}$$

La correlación de la velocidad de la corriente sobre un segmento de tubería es  $K_c=1.0$  (alta correlación). La correlación  $K_w$  de la velocidad de la ola sobre un segmento de tubería varía entre un rango de (0 - 1.0) dependiendo de que si es perfectamente correlacionada ( $K_w = 1.0$ ) ó si no existe ninguna correlación ( $K_w = 0$ ).

De acuerdo a lo indicado anteriormente y a que las fuerzas originadas por las cargas hidrodinámicas son proporcionales al cuadrado de la velocidad, el sesgo de fuerza debido a la correlación espacial y temporal de las cargas impuesta por la cinemática de la ola y de corriente será:

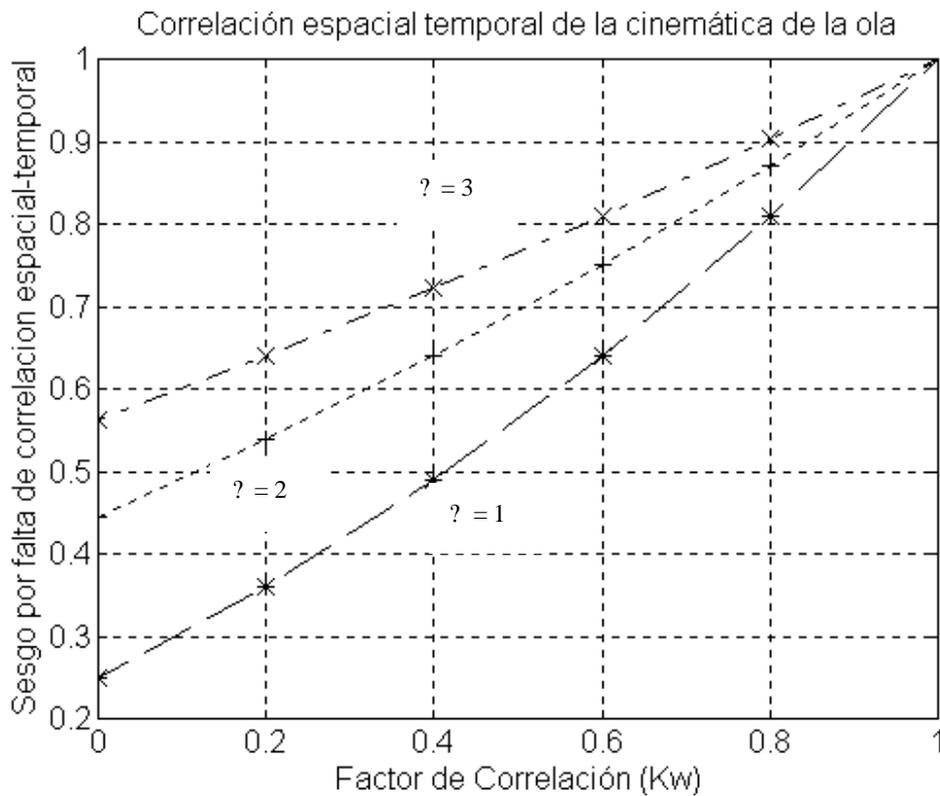
$$B_{fc} = (K_c U_c + K_w U_w)^2 / (U_c + U_w)^2 \quad \text{Ec.: 38}$$

Remplazando  $K_c = 1.0$  y  $? = U_c / U_w$ , obtenemos:

$$B_{fc} = (? + K_w)^2 / (? + 1)^2 \quad \text{Ec.: 39}$$

La figura No. 31 muestra sesgos de fuerza debido a la falta de correlación espacial-temporal de cargas hidrodinámicas dependiendo del factor de correlación ( $K_w$ ) y (?).

Para tuberías que están orientadas de tal forma que la cinemática de la ola incide perpendicularmente ( $K_w=1$ ) entonces el sesgo de fuerza es cercano a la unidad. Para tuberías que no están perpendicular a la cinemática de la ola y el sesgo incrementa, indicando un menor efecto de la fuerza de la ola (baja correlación) y un gran efecto de la fuerza de la corriente (alta correlación). Ya que no es posible hacer una afirmación en general para una ruta de línea con respecto a la cinemática de la ola y corriente, un sesgo de fuerza  $B_{fc} = 0.4$  es fijado (baja correlación). Los factores de estabilidad para evaluación son resumidos en la tabla-X.



**FIGURA 31.- SESGOS DE FUERZA DEBIDO A LA FALTA DE CORRELACIÓN DE LA XINEMÁTICA DE LA OLA SOBRE UN SEGMENTO DE TUBERÍA.**

**TABLA X.- FACTORES DE ESTABILIDAD HIDRODINÁMICA PARA EVALUACIÓN DE DUCTOS PARA UN PERIODO DE RETORNO DE 100 AÑOS.**

	NIVEL DE PRODUCCIÓN	CATEGORÍA (C.S.S.)	DUCTO SUBMARINO	
			$\beta$	FE
OLEODUCTOS	0 - 600	MODERADA	3.31	1.0
	600 - 110	ALTA	3.43	1.1
GASODUCTOS Y OLEOGASODUCTOS	0 - 100	MODERADA	3.01	0.8
	100 - 300	ALTA	3.13	0.9

El nivel de producción se maneja en MBCPED: Miles de Barriles de Crudo Pesado Equivalente Diarios.

Para determinar la estabilidad de un ducto submarino se recomienda usar la guía de diseño, AGA (American Gas Association) nivel 2, (Pipeline Research committee, 1993).