

32



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**"Análisis y Diseño Estructural Considerando el fenómeno fatiga de ductos Ascendentes en plataformas marinas para la obtención de su vida de trabajo "**

**T E S I S**

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:  
INGENIERO CIVIL**

**PRESENTA:**

**JAVIER ESPINOSA RIVERA**

**Director: Ing. Héctor López Gutiérrez**

**Asesor IMP: M.I. N. Rommel Burbano Bolaños**



**México, D. F.**

**2002**

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**



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.

# PAGINACION DISCONTINUA



CONSEJO NACIONAL  
AGRICOLA LE  
VALLE

FACULTAD DE INGENIERIA  
DIRECCION  
FING/DCTG/SEAC/UTIT/170/01

Señor  
**JAVIER ESPINOSA RIVERA**  
Presente

En atención a su solicitud me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor **ING. HÉCTOR LÓPEZ GUTIÉRREZ**, que aprobó esta Dirección, para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de **INGENIERO CIVIL**.

**"ANÁLISIS Y DISEÑO ESTRUCTURAL CONSIDERANDO EL FENÓMENO FATIGA,  
DE DUCTOS ASCENDENTES EN PLATAFORMAS MARINAS,  
PARA LA OBTENCIÓN DE SU VIDA DE TRABAJO"**

**INTRODUCCION**

- I. **CARACTERÍSTICAS Y FUNCIONES OPERACIONALES DE LÍNEAS SUBMARINAS Y DUCTOS ASCENDENTES**
- II. **RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN RELACIONADA CON LAS CARACTERÍSTICAS OCEANOGRÁFICAS DE LA ZONA DONDE SE ENCUENTRA EL DUCTO ASCENDENTE A ESTUDIAR Y DE LAS TASAS DE OCURRENCIA DE CADA EVENTO.**
- III. **RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN RELACIONADA CON LAS CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO, OPERACIÓN Y DE COMPORTAMIENTO ESTRUCTURAL DEL DUCTO ASCENDENTE A ESTUDIAR, ASÍ COMO DE LA PLATAFORMA A LA CUAL ESTÁ LIGADO.**
- IV. **INVESTIGACIÓN BIBLIOGRÁFICA ACERCA DEL PROBLEMA DE FATIGA EN LÍNEAS SUBMARINAS.**
- V. **DETERMINAR LA CUERVA ESFUERZO VS. NÚMERO DE CICLOS DE CARTA (S-N) QUE CORRESPONDA AL MATERIAL A ESTUDIARSE.**
- VI. **MODELACIÓN DEL SISTEMA A ESTUDIAR CONSIDERANDO TODAS LAS CARACTERÍSTICAS DEL DUCTO, PLATAFORMA Y ZONA DONDE SE ENCUENTRA UBICADO.**
- VII. **REALIZACIÓN DE TODOS LOS ANÁLISIS NECESARIOS PARA OBTENER ESFUERZOS POR FATIGA EN EL DUCTO ASCENDENTE.**
- VIII. **EVALUACIÓN DE RESULTADOS Y CÁLCULO DE LA VIDA POR FATIGA**
- IX. **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

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

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

Atentamente  
**"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"**  
Cd. Universitaria a 7 de octubre de 2001.  
EL DIRECTOR

**M.C. GERARDO FERRANDO BRAYO**  
GFB/GMP/mstg.

Se le ha informado a la Dirección General de Bibliotecas de la  
INAM a difundir en formato electrónico e impreso el  
contenido de mi trabajo recepcional.  
NOMBRE: Javier Espinosa Rivera  
FECHA: 5 de Noviembre de 2002  
FMA: [Firma]

## **Dedicado a:**

**Mi padre:** por todos los años felices, por tu esfuerzo y dedicación en cada jornada , por tu cariño incondicional ; por que algún día nos volvamos a encontrar, al fin y al cabo la muerte es sólo el principio.

Gracias May.

**Mi madre:** a su sueño y anhelo, por ser como fue.

**Mi tía Yeya:** por todo el cariño incondicional que siempre nos ha brindado, por ser nuestra segunda Madre.

**Mi abuela Maria:** por ayudarme a crecer, por todo lo que aprendí de ella.

**Mis hermanas Lulú y Gabriela:** por ser todo lo que importa para mi.

**Mis tios Felipe y Alejo:** por todos sus consejos.

**Mis amigos:** de la calle 28.

Todos los que en algún momento me han ayudado a conseguir mis metas y me han brindado su apoyo.

## **Agradecimientos:**

A **Dios** por permitirme existir.

A la **Universidad Nacional Autónoma de México** por brindarme la más valioso que puede tener un hombre, la educación.

Al **Instituto Mexicano del Petróleo** por permitirme desarrollar mi trabajo de tesis y ayudar en mi superación académica.

Al **M.I. N. Rommel Burbano Bolaños** por asesorarme y dirigir mi trabajo de tesis, gracias por todo el tiempo que dedico en el desarrollo de este trabajo. Por su apoyo incondicional.

Al **M.I. Dante Campos** por asesorar parte de este trabajo.

Al **Ing. Hector López Gutierrez** por ser mi director de Tesis, por permitir el desarrollo de este trabajo en la Facultad de Ingeniería.

A los sinodales de este trabajo, excelentes decanos de la UNAM.



## **Indice e Introducción**

**La diferencia entre quien eres y quien quieres ser  
se encuentra en lo que haces.**

**- Anonimo -**

## INDICE DE TESIS

	<i>Pág.</i>
▪ <b>Introducción</b>	<b>1</b>
▪ <b>I. Línea submarina y ducto ascendente</b>	
I.1 Características generales.	5
I.2 Componentes fundamentales del ducto ascendente.	9
I.3 Función y operación de los ductos ascendentes.	10
I.4 Daños estructurales en ductos ascendentes durante su construcción, montaje y operación.	11
I.5 Consideraciones de análisis en ductos ascendentes (consideraciones de diseño).	13
▪ <b>II. Fatiga</b>	
II.1 Teoría del fenómeno de Fatiga.	19
II.2 Fatiga en ductos ascendentes y líneas submarinas.	27
II.3 Consideraciones del fenómeno fatiga en códigos de diseño de líneas submarinas.	28
▪ <b>III. Solicitaciones</b>	
III.1 Tipos de solicitaciones.	39
III.2 Aspectos del oleaje, marea y corriente de la ubicación del ducto ascendente.	42
III.3 Tasas de ocurrencia de los diversos fenómenos metoceanicos.	54
III.4 Cálculo de ciclos de carga.	59
▪ <b>IV. Modelación analítica del ducto ascendente.</b>	
IV.1 Características geométricas y de operación del ducto ascendente.	63
IV.2 Características de desplazamiento y rigidez de la plataforma que contiene al ducto ascendente.	65
IV.3 Consideraciones del fondo marino en el sitio estudio.	72
IV.4 Longitud de anclaje natural de la línea submarina.	76
IV.5 Modelación analítica del oleaje y la corriente.	78
▪ <b>V. Análisis por fatiga del ducto ascendente.</b>	
V.1 Análisis del ducto ascendente con el programa de computo CAESAR II.	84
V.2 Análisis probabilístico.	91
V.3 Evaluación de resultados y calculo de la vida de servicio.	102
▪ <b>Conclusiones</b>	<b>113</b>

▪ Anexo 1	I
▪ Anexo 2	IV
▪ Anexo 3	IX
▪ Anexo 4	XIII
▪ Glosario de términos	XXV
▪ Referencias bibliográficas	A

## INTRODUCCIÓN

La intensa actividad para determinar la capacidad de resistencia de los materiales se ha desarrollado en todas las ramas de la ingeniería, una de las preocupaciones de todos los ingenieros es la de mejorar el material con el cual se fabrican las estructuras con las cuales trabajan y tienen que diseñar, un factor esencial para conocer la resistencia de trabajo de los materiales es sin duda la experimentación organizada. Sin embargo aún cuando se analice la capacidad última de resistencia, esto no puede determinar cuanta carga o esfuerzo se puede aplicar a los materiales sin que estos sufran daños en su estructura generadora, ya que los ciclos de aplicación de carga toman un papel fundamental si sobrepasan el límite permisible del material, aun cuando el máximo esfuerzo aplicado sea considerablemente menor que la resistencia del material. la falla puede ocurrir cuando el esfuerzo se repite en un número suficiente de veces, una falla inducida de esta manera es llamada falla por fatiga.

El fenómeno por el cual los materiales pierden resistencia cuando están sometidos a ciclos de tensiones y compresiones variables en el tiempo, se denomina **fatiga**.

Este problema se presenta por la variabilidad de magnitud de las fuerzas que actúan en un componente estructural, sin embargo el problema se agudiza más si no se conoce la magnitud y frecuencia de las fuerzas que afectan al material.

Este es el caso de estructuras que se encuentran mar adentro, en donde si bien los componentes estructurales son afectados por cargas estáticas que en su mayoría son generadas por la operación misma de las estructuras, también son afectadas considerablemente por fuerzas de origen casual o probabilístico, como lo son el oleaje, las corrientes, el viento y el sismo que son llamados parámetros metoceanicos.

La identificación de las fuerzas máximas aplicadas y su frecuencia toma mucha importancia dentro de los parámetros metoceanicos ya que si conocemos los valores máximos en cuanto a su magnitud y la ocurrencia a través del tiempo, podemos diseñar las estructuras con estos rangos ya que en la historia de ocurrencia no se ha presentado una magnitud mayor que la de diseño.

A pesar de las consideraciones de diseño por fatiga en donde se toma el más alto nivel de esfuerzos y el mayor número de ciclos de carga, se pueden presentar problemas en su fabricación o en la unión de elementos, que pueden causar microgrietas y expandirse hasta llegar a la falla. Dentro de los problemas más frecuentes en los cuales se pueden presentar microgrietas son, una fabricación defectuosa del material y en casos muy frecuentes la mala unión de elementos por medio de soldadura que genere grietas en la zona aledaña a la soldadura.

En la zona de la falla se desarrolla una concentración de esfuerzos, y con las sucesivas repeticiones del esfuerzo la fractura se extiende de este núcleo a toda la sección. Por esta razón las fallas por fatiga frecuentemente son denominadas fracturas progresivas.

En la zona de la falla se desarrolla una concentración de esfuerzos, y con las sucesivas repeticiones del esfuerzo la fractura se extiende de este núcleo a toda la sección. Por esta razón las fallas por fatiga frecuentemente son denominadas fracturas progresivas.

La resistencia a la fatiga de los metales varía de acuerdo con la composición, la estructura granular, el tratamiento térmico y como ya lo hemos mencionado el maquinado.

El estudio de fatiga en los materiales no es una ciencia exacta y absoluta, de la cual podamos determinar por ejemplo el número de ciclos de carga que pueda resistir un material antes de fallar, sino que es un estudio aproximado y relativo que involucra muchos componentes estadísticos, por lo cual si queremos tener un calculo más aproximado a la realidad tendremos que contar con un número mayor de datos que involucren el comportamiento de las cargas con respecto del tiempo.

Uno de los procedimientos que se utilizan para determinar el esfuerzo que puede resistir un material con respecto al número de ciclos de carga son las curvas S-N, que es una herramienta muy eficaz para cuantificar la posible vida de trabajo del material, el desarrollo de este método será fundamental si queremos conocer como se comporta un material a lo largo del tiempo.

En el siguiente trabajo se estudiará el problema de fatiga en un ducto ascendente para una plataforma marina, el cual estará sometido a ciclos variables de carga producidos por las condiciones metoceánicas del sitio en el cual está localizado, y además se tomará en cuenta los posibles movimientos de la plataforma en la cual estará localizado el ducto, para cuantificar cargas por movimiento y cargas por operación del sitio.

Además se conocerán algunos de los componentes principales que conforman una plataforma marina, con el fin de comprender la importancia que desempeñan dentro de estos complejos petroleros, cada una de estas partes, ya que si se conoce su función específica, también podremos conocer las fuerzas que las afectan y así determinar una metodología de estudio que nos permita conocer su comportamiento estructural a lo largo del tiempo.

No cabe duda que el estudio de los materiales se ha convertido en una de las tareas fundamentales del ingeniero ya que al conocer las propiedades del material con el cual trabaja, también podrá conocer los límites que tiene al usar un tipo de material u otro.

Los nuevos proyectos ingenieriles tendrán como punto de partida el conocimiento de las capacidades y límites de los materiales, porque gracias a ellos se podrán concretar muchos proyectos e invenciones que solo se han podido llevar a cabo con materiales indestructibles, producto de la imaginación inquebrantable del hombre.

### **Objetivo general**

Analizar por fatiga diversos ductos ascendentes de la Sonda de Campeche, considerando cambios de temperatura, concentración de esfuerzos, cargas de oleaje y corriente para cuantificar su posible vida de trabajo, para identificar la zona del ducto ascendente con mayores daños por fatiga.

### **Objetivo específico**

Determinar la vida por fatiga de un grupo de nueve ductos ascendentes sometidos a una excitación dinámica por efecto del oleaje considerando todos los posibles ciclos de carga y el efecto de temperatura.

### **Justificación del tema**

En nuestro país la explotación de hidrocarburos es de vital importancia, ya que la economía del país depende en gran medida de lo que haga la industria petrolera, ya que una tercera parte del presupuesto destinado para todas las actividades del país esta sustentado en las exportaciones de petróleo.

La mayor parte del petróleo que se extrae de los campos petroleros se hace gracias a las distintas plataformas que conforman un complejo industrial como este, pero la distribución del petróleo se hace mediante una serie de líneas submarinas, que en su parte final de conexión consta de un ducto ascendente sujeto a una de las patas de la plataforma, es por ello que el conocimiento de la capacidad estructural de los ductos ascendentes es muy importante ya que es el punto final de conexión entre un complejo petrolero y otro, el conocer su vida de operación es vital ya que podremos prevenir daños de operación ocasionados por el deterioro sufrido a lo largo del tiempo.



## **CAPITULO I.**

### **Línea submarina y ducto ascendente**

Pienso luego existo.  
- Rene Descartes -

## **CAPITULO I. LINEA SUBMARINA Y DUCTO ASCENDENTE**

### **Introducción**

El petróleo es uno de los recursos naturales más importantes, de éste obtenemos gasolina y diesel para nuestros autos y autobuses así como combustible para barcos y aviones. Lo usamos para generar electricidad, obtener energía calorífica para fabricas, hospitales, oficinas y diversos lubricantes para maquinaria y vehículos.

Los principales campos productores en México se localizan en la Sonda de Campeche, estos se encuentran distribuidos en una superficie de aproximadamente 2500 kilómetros cuadrados, en ella se han instalado alrededor de 200 plataformas, 72 puentes y tendido más de 1800 kilómetros de tuberías de conducción de diversos diámetros, longitudes y servicios. Sin duda un componente primordial para el desarrollo de la industria petrolera son los sistemas de conducción de los hidrocarburos, las distintas líneas submarinas y ductos ascendentes que comunican las distintas plataformas son los responsables de la distribución y transporte de todos los hidrocarburos que se extraen en el país, en este capítulo se mencionará los componentes principales de las líneas submarinas y los ductos ascendentes, se hará énfasis en su función y operación, además de revisar las consideraciones más importantes de análisis y diseño de los mismos.

Siendo México un país que depende económicamente, en un alto porcentaje, de la explotación de sus hidrocarburos, resulta evidente que los procesos involucrados en la extracción y conducción de crudo y gas sean de importancia vital para la Nación.

#### **□ I.1 Características generales**

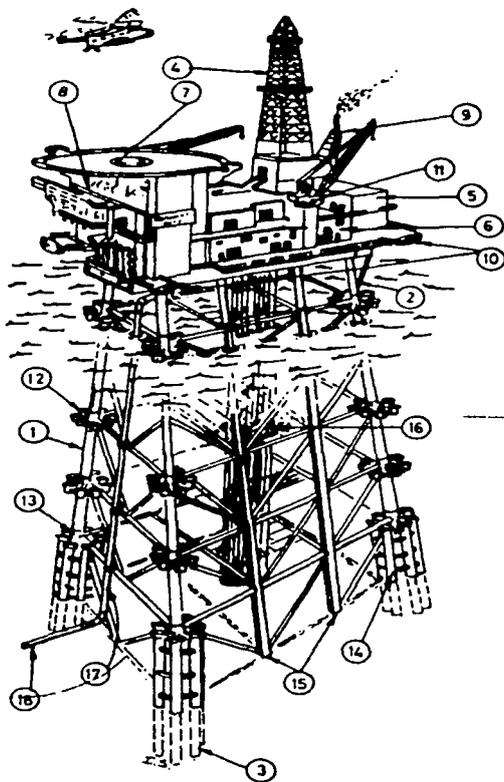
##### **Sistemas estructurales**

Es importante señalar, que la línea submarina y el ducto ascendente surgen de la necesidad de transportar los hidrocarburos (crudo y gas) extraídos del subsuelo marino, y que a su vez se efectúa con la ayuda de plataformas marinas, que sirven además de soporte para llevar la línea submarina en su fase inicial y final (origen y destino), mediante el ducto ascendente.

Antes de mencionar los componentes fundamentales de las líneas submarinas y los ductos ascendentes, debemos entender e identificar las partes fundamentales que conforman las instalaciones Costa Afuera (Plataformas) (**ver figura I.1**), debido a que el ducto ascendente y la línea submarina forman parte de estos sistemas, los principales componentes de una plataforma son los siguientes:

## Componentes fundamentales de una plataforma.

Figura I.1. Componentes de una plataforma<sup>3</sup>.



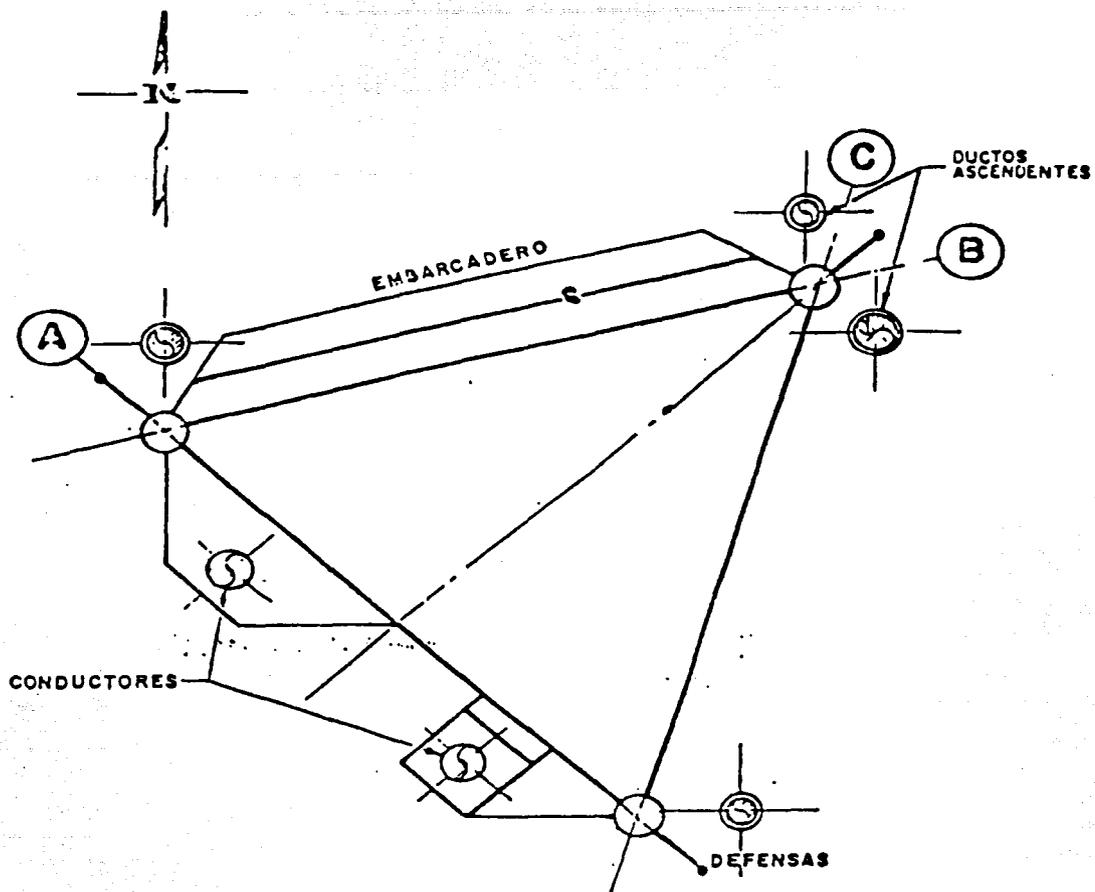
1. Jacket o subestructura.
2. Módulo de soporte estructural.
3. Pilotes.
4. Torre de perforación. (Plataforma de perforación)
5. Módulo de perforación.
6. Módulo de producción.
7. Helipuerto.
8. Módulo habitacional.
9. Quemador.
10. Botes salvavidas (mandarinas y cacahuates).
11. Grúa.
12. Guías para pilotes.
13. Piernas de subestructura.
14. Mangas de pilotes.
15. Estructura de lanzamiento.
16. Guías de perforación.
17. Riser o ducto ascendente.
18. Línea submarina.

Hay que señalar que existen varios tipos de Plataformas, sin embargo, en la Sonda de Campeche la mayoría de las plataformas son del tipo Jacket (como la mostrada en la figura), los ductos ascendentes se encuentran localizados en las piernas de la Plataforma, subiendo del lecho marino, hasta la cubierta sujetándose con abrazaderas (guías y/o anclajes).

Una vez elegida la pierna de la plataforma en la que se apoyará el ducto ascendente, se procede a ubicar la curva de expansión, tomando en cuenta, la ruta que se puede elegir para continuar la línea submarina hasta su origen y destino. En el **Anexo 2** se presenta los tipos de plataformas marinas.

<sup>3</sup> W.J. Graff, "Introduction to Offshore Structures", Design, Fabrication and Installation, Gulf Publishing c.o 1981. Chapter 6 . pp. 67.

En las **figuras I.2 y I.3** se muestra la localización de los ductos ascendentes en una plataforma de perforación y el trazo de una línea submarina.



**Figura I.2** Localización de ductos ascendentes.  
Tripode de perforación.

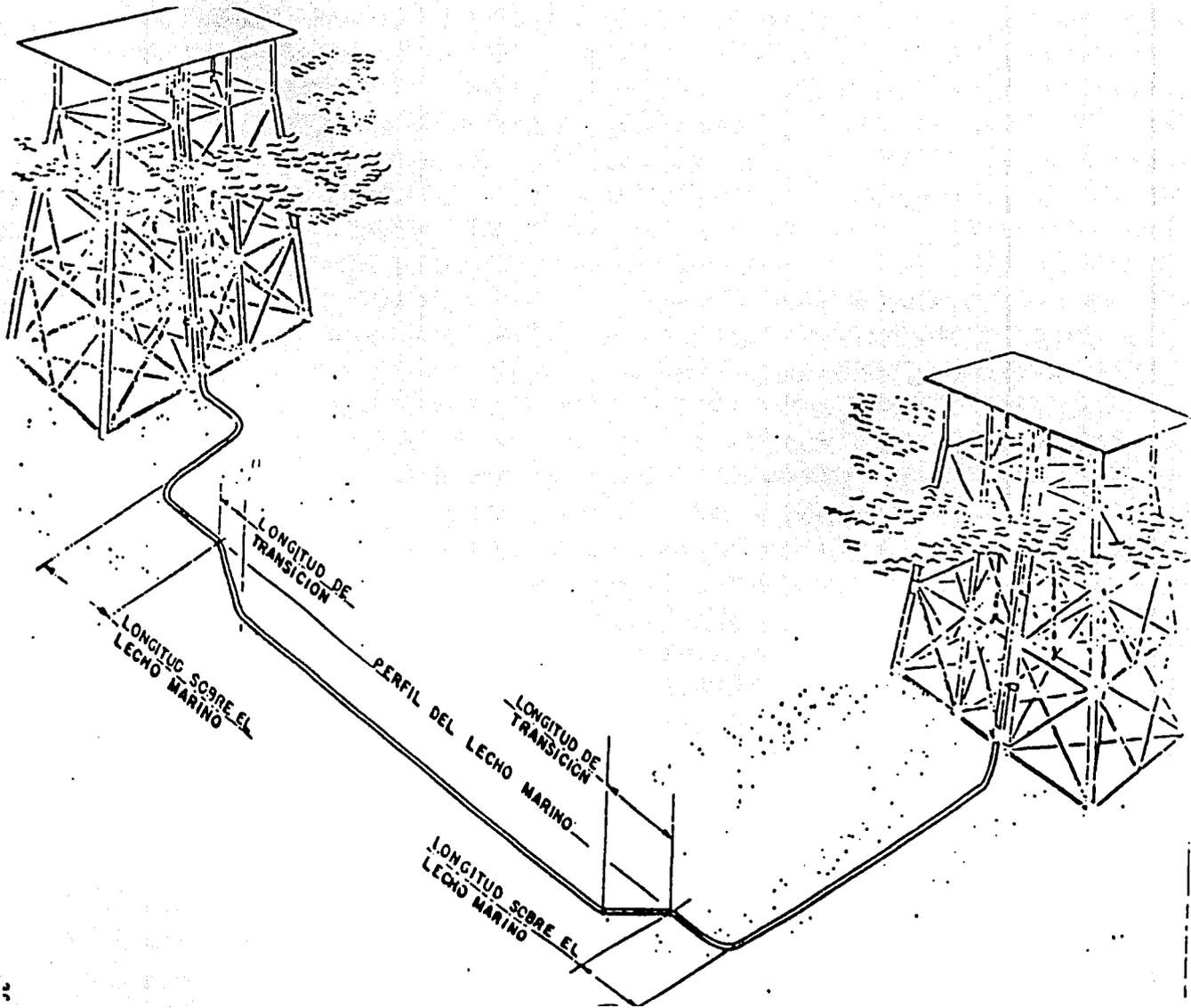


Figura I.3 Configuración de una línea submarina.

## □ 1.2 Componentes fundamentales del ducto ascendente

Los principales componentes de un ducto ascendente son los siguientes:

- Curva de expansión

Componente de la tubería submarina formado principalmente por codos y tramos rectos, que unen al ducto ascendente por medio de una unión bridada, con la línea regular mediante una unión soldada (ver figura I.4); diseñada en forma de "L" ó "Z" para absorber deformaciones térmicas o movimientos de la línea regular, y que se sujeta a la plataforma por medio de una abrazadera al nivel del fondo del mar.

- Tramo de línea submarina

Tubería submarina que descansa o está enterrada en el fondo marino.

- Trampa de diablos (Lanzador/Recibidor)

Dispositivo utilizado para fines de envío o recibo de equipos de inspección o limpieza de la línea.

- Ductos ascendentes

Estos ductos forman parte de la tubería para transporte de crudo, gas o mezclas entre plataformas o entre una plataforma y tierra o bien una terminal de almacenamiento o descarga. Se denominan ductos ascendentes o risers porque suben a la cubierta, a través de las piernas de la Plataforma. Sus diámetros varían entre 8 y 36 pulgadas y una plataforma puede llegar a tener hasta 12 de ellos, en ocasiones es necesario colocar hasta tres ductos en una sola pierna. Los ductos se fijan a las piernas o columnas mediante abrazaderas (guías y/o anclajes) .

- Defensas de ductos ascendentes

Estos elementos al igual que las defensas de pierna, cumplen con la función de proteger los ductos ascendentes de impactos de embarcaciones, tienen un arreglo diferente a las defensas de piernas. Están formadas por armaduras verticales que soportan un arreglo radial de elementos horizontales y verticales, los cuales reciben los impactos directamente, los elementos verticales, comúnmente son rellenos con concreto.

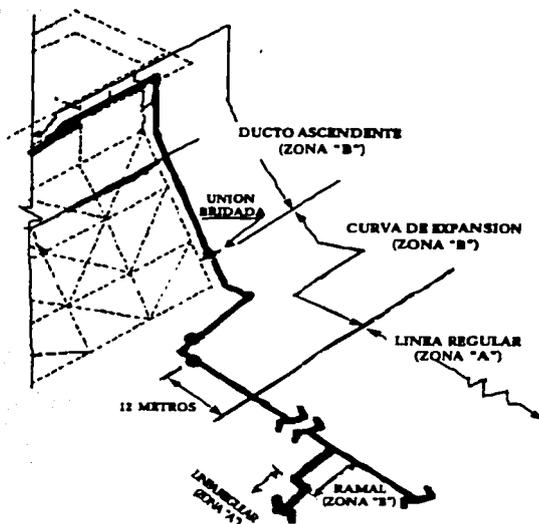


Figura I.4. Componentes del ducto ascendente y tramo de línea submarina

### □ I.3 Función y operación de los ductos ascendentes

La función principal de las líneas submarinas es transportar hidrocarburos (crudo, gas o mezclas) a diversos sitios de operación dentro de un complejo petrolero. El mantenimiento de las líneas es primordial ya que pueden representar daños latentes por fugas de crudo o gas a lo largo de la misma.

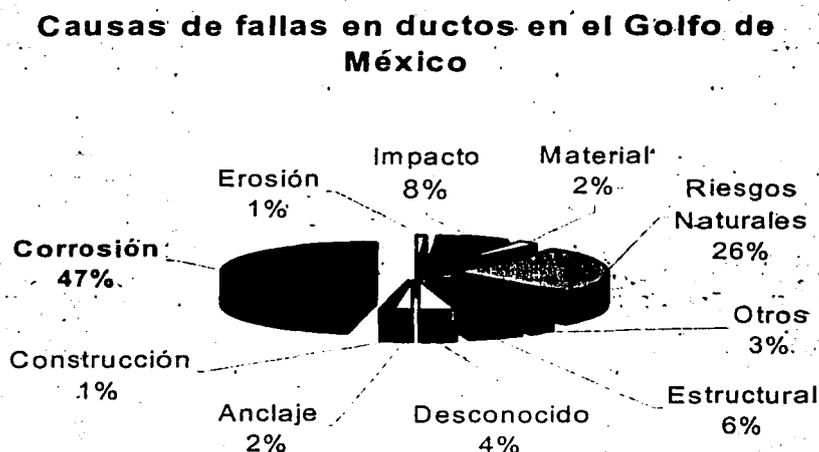
El término ducto ascendente es debido a que este tramo de la tubería sube a través de las patas de la plataforma, hasta llegar a la cubierta de la misma, en esta zona la tubería está sometida a cargas por oleaje considerables que afectan la integridad del ducto además de ocasionar movimientos a la plataforma.

Las condiciones de operación del ducto ascendente las establecen principalmente los siguientes parámetros: presión de servicio, temperatura del fluido y tipo de servicio que tendrá el ducto ascendente en conjunto con la línea submarina, la buena operación del sistema está condicionada al buen diseño del ducto ascendente considerando todos los efectos a los que estará sometido y al mantenimiento y cuidados operativos que a través del tiempo se den al sistema.

#### □ I.4 Daños estructurales en ductos ascendentes durante su construcción, montaje y operación.

Es bien sabido que un control adecuado de las fallas que a lo largo del tiempo han ocurrido en los sistemas estructurales, en el futuro pueden ayudar a controlar esas fallas y reducir el riesgo en la operación del ducto ascendente. Como resultado de una investigación efectuada por U.S Minerals Managment Service, se obtuvo una base de datos sobre el funcionamiento histórico de los ductos en el Golfo de México<sup>4</sup>. La base de datos incluye las fallas en ductos en el periodo comprendido entre 1967 y 1997. Estos datos cubren aproximadamente 2500 kilómetros de ductos submarinos, los resultados se observan en la **figura I.5**:

**Figura I.5.** Causas de fallas en el Golfo de México



<sup>4</sup> A. Mason, "Planning and Design of Fixed Offshore Platforms", E.d. by B.M Clelland and Reifel, C.o 1986. Pp. 146-150.

Los tipos de falla más comunes que se presentan en una línea submarina se pueden resumir en las siguientes:

◆ Fallas de operación

Bloqueo de válvulas manuales.

Fallas por variación de presión.

Fallas por variación de flujo.

Alta concentración de compuestos corrosivos.

Accionamiento accidental del sistema de paro de emergencia.

Falla del sistema de accionamiento de gas.

◆ Fallas mecánicas

Junta de aislamiento y bridas giratorias.

Empaques de válvulas y bridas.

Sobretensión de línea.

◆ Fallas de protección del ducto

Sistema de protección catódica.

Recubrimiento interno/externo del ducto.

◆ Fallas debido a efectos ambientales y causas externas

Cargas por corrientes.

**Corrosión.**

Impacto marino.

Impactos por objetos caídos.

Interacción con objetos marinos ocasionadas por terceras personas.

◆ Fallas por fatiga

Grietas a lo largo de los ductos.

Desgaste de conexiones a lo largo de soldaduras y juntas.

Aceleración del crecimiento de microgrietas, pudiendo llegar a la falla del material.

Este trabajo pretende realizar un análisis de los ductos ascendentes que por sus condiciones de cargas cíclicas pueden tener problemas por fatiga.

### □ 1.5 Consideraciones de análisis y diseño de ductos ascendentes.

Las consideraciones más importantes para efectuar un análisis correcto del ducto ascendente son las siguientes:

#### Condiciones principales

Se requiere conocer las condiciones de diseño a las cuales estará sometido durante toda su vida de servicio (presión, temperatura y tipo de servicio).

#### Arreglos de campo

Es importante conocer la localización exacta del ducto ascendente en la plataforma, así pues, se requiere conocer de que tipo de plataformas se trata (para elegir la pierna de la plataforma adecuada para instalar el ducto ascendente), su localización (coordenadas), orientación, dimensiones de la misma, entre ejes, tirante de agua, elevación del corte de pilote, existencia de ductos ascendentes y líneas ya instalados etc.

#### Estudios Geofísicos y Geotécnicos

Estos estudios incluyen datos de batimetría, fallas geológicas, tipos de suelo, existencia de obstáculos, bolsas de gas, cohesión del suelo, coeficientes de fricción y peso sumergido del suelo.

#### Estudios Oceanográficos

Son conformados por las distintas alturas de ola de la zona, altura de marea de tormenta, periodos de la ola, perfil de corrientes para diferentes profundidades y periodos de recurrencia, en fin todos los fenómenos metoceanicos.

#### Diámetro de la tubería

Este parámetro de diseño lo proporciona el gasto que deberá tener la tubería a diseñar, en este rubro es muy importante las estimaciones futuras que se hagan con respecto a los posibles cambios en la producción y por ende del gasto transportado.

## Material

Normalmente para la construcción del ducto ascendente y la curva de expansión se emplea tubería rígida de acuerdo al código API - 5L<sup>15</sup>, aunque no se descarta la posibilidad de emplear para la construcción de las mismas tubería flexible. La decisión de emplear un material u otro, se sujetará primordialmente las condiciones económicas.

El tipo de conexión que se efectúa entre la curva de expansión y la línea submarina es generalmente por soldadura hiperbárica.

## Geometría del ducto ascendente

Se entiende como geometría del ducto ascendente y curva de expansión, a todo lo relacionado con ángulos, elevaciones, coordenadas, longitudes y separaciones que tengan que ver con el diseño de esta parte de la línea submarina.

Para poder realizar un buen análisis es necesario conocer los componentes, accesorios y conceptos que estén relacionados con esta parte del sistema, los cuales se enlistan a continuación:

- Nivel medio de Bajamar

Es el nivel promedio del mar bajo condiciones de marea baja. Servirá para la localización correcta de la zona de protección contra marea y para referir las elevaciones de los diferentes componentes del ducto ascendente.

- Elevación del cople aislante

El cople aislante siempre irá arriba de la abrazadera fija, en la parte vertical del ducto, por lo que sus elevaciones típicas son alrededor de los 13 metros sobre el nivel medio de baja mar.

- Abrazadera fija

Es la primera abrazadera de arriba hacia abajo y normalmente se localizará en la parte vertical del ducto ascendente, por lo que sus elevaciones más comunes son alrededor de los 10 metros sobre el nivel medio de baja mar.

- Abrazaderas guía

Pueden ser más de una, y generalmente se encuentran en la parte inclinada del ducto, por lo tanto sus elevaciones dependen de cada caso.

---

<sup>15</sup> ASME, "Mandatory design based on fatigue analysis", Section VIII, Division 2, Appendix 5.

▪ Protección contra marea

Es parte del ducto ascendente, tiene 6.5 metros de longitud aproximadamente, se extiende desde la elevación (+) 3.5 metros hasta (-) 3 metros referidas al nivel medio de baja mar.

▪ Elevación de brida giratoria

La elevación depende del tirante de la zona en cuestión, pero tiene que localizarse entre las dos últimas abrazaderas de arriba hacia abajo, estando más cerca de la última. Se trata de tener una distancia de aproximadamente 6 metros a la que es conveniente que la última abrazadera se encuentre aproximadamente a 3 metros del fondo.

▪ Separación entre Ducto Ascendente y pierna de Plataforma

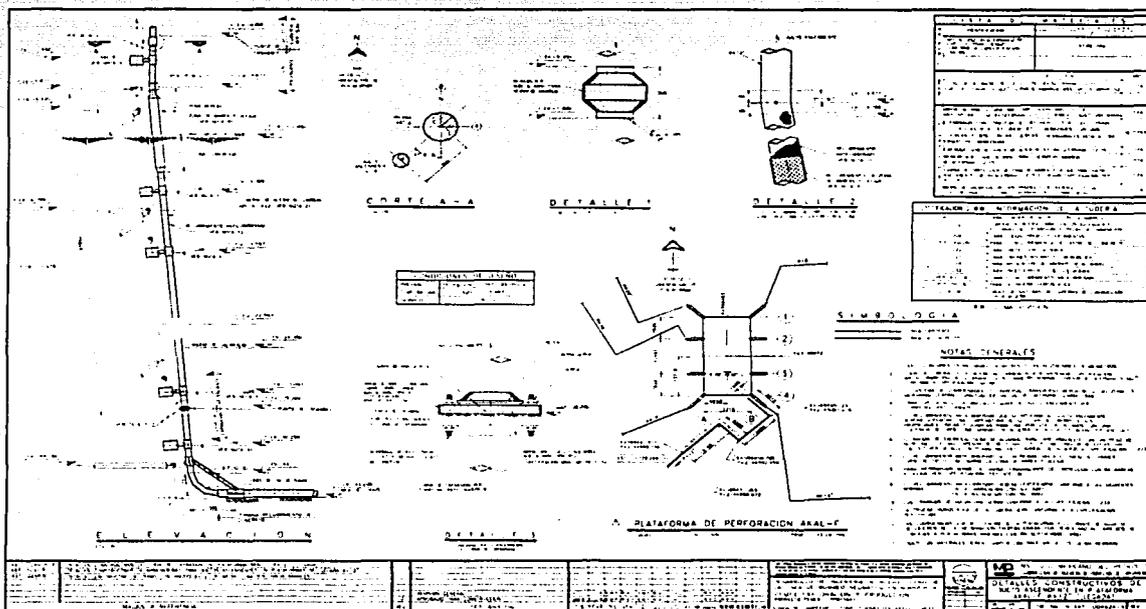
Depende del diámetro de la tubería, para tuberías de 16", 20" y 24" se maneja normalmente una separación de 1.8 metros a líneas de centros y para 36" de 6.25 metros a línea de centros.

▪ Radio de los codos

El radio de curvatura de todos los codos que se usen en una línea submarina, es de 3 veces el diámetro del mismo. (Codos de radio largo) con la finalidad de no tener problemas con el paso de los diablos de limpieza o inspección de la línea.

En el siguiente plano se muestran los principales componentes y propiedades geométricas de ducto ascendente.

Figura I.6 Componentes principales de un ducto ascendente.



Todos los datos mencionados en este capítulo son de vital importancia para realizar el análisis estructural y posteriormente el diseño del ducto ascendente y el tramo línea submarina, ya que podemos conocer e identificar las condiciones de operación, las características geométricas del sistema y las principales sollicitaciones de carga a los que estarán sometidos.



## **CAPITULO II.**

### **Fatiga**

Hasta la victoria siempre.  
- Ernesto "Che" Guevara -

## **CAPITULO II. FATIGA**

### **Introducción**

El comportamiento de los materiales metálicos en régimen estático es perfectamente conocido y la totalidad de las propiedades necesarias para el diseño están perfectamente caracterizadas (por ejemplo: tensiones de fluencia, resistencia de rotura, alargamiento, módulo de Elasticidad, etc.). Desde el punto de vista de diseño estático es suficiente con estos datos de partida. Sin embargo, tan pronto como en una pieza las tensiones varían por efecto de que las fuerzas actuantes lo hagan tanto los procedimientos de diseño estático como las propiedades estáticas del material pierden su valor dado que las piezas fallan al cabo de haber sufrido un determinado número de ciclos de trabajo. Además, la falla se produce muy por debajo de las tensiones que se pueden considerar aceptables en diseño estático y de forma repentina, sin sufrir ninguna deformación que alerte del fallo inminente. Este fenómeno por el cual los materiales pierden resistencia cuando están sometidos a ciclos de tensiones variables en el tiempo, se denomina, **FATIGA**.

El estudio del fenómeno de fatiga no es una ciencia exacta y absoluta, de la cual pueden obtenerse resultados exactos (el número de ciclos que aguanta una pieza), sino que es un estudio aproximado y relativo, con muchos componentes del cálculo estadístico. Cuanto más exacto deba ser el cálculo, más datos provenientes de ensayos serán necesarios.

La fatiga ocurre porque hay deformaciones plásticas cíclicas que causan cambios irreversibles en la dislocación de la subestructura de los materiales. El tipo de irreversibilidad en la subestructura del material cambia conforme evoluciona el proceso de fatiga. Basado en estos cambios, es posible para la mayoría de los materiales dividir el proceso en etapas parciales superpuestas como sigue:

- Endurecimiento o ablandamiento cíclico, dependiendo de las condiciones iniciales del material y de la magnitud de la tensión o de la amplitud de deformación. El volumen entero del material puede ser afectado por el cambio en la subestructura.
- Generación de microgrietas en la capa superficial debido a concentración de tensiones en intrusiones.
- Propagación de pequeñas grietas (tamaños de grieta del orden del tamaño de grano del material)
- Propagación de la grieta (tamaño de grieta significativamente mayor que el tamaño de grano del material) terminando en una rotura final. La magnitud de la concentración de deformación plástica en la zona plástica en el extremo de la grieta controla el radio de crecimiento de cada grieta.

El término fatiga en materiales y componentes estructurales siempre es asociado con daños sufridos en las estructuras producto de una carga cíclica, que se aplica durante un periodo y que puede originar el crecimiento de grietas en el material componente, o en su defecto, en las conexiones hechas con soldadura. En estructuras expuestas a condiciones ambientales severas (como todas las estructuras de la Sonda de Campeche), el problema es de primer orden ya que las cargas cíclicas están siempre presentes.

## □ II.1 Teoría del fenómeno de fatiga

Las fracturas producidas por una sobrecarga estática se clasifican en dúctiles y frágiles. Una característica particular de una fractura dúctil es la deformación plástica que antecede a la rotura, por lo tanto la falla por lo general se presenta por el inicio de la cedencia y la causa más frecuente de cedencia de un material dúctil tal como el acero es el deslizamiento, el cual ocurre a lo largo de los planos de contacto de cristales ordenados al azar que componen el material. Este deslizamiento se debe al esfuerzo cortante, si el material se somete a una prueba de tensión simple se puede ver cómo provoca que el material ceda. En el caso de fractura frágil existe poco o ninguna deformación plástica antes de la ruptura.

La naturaleza de la falla resulta del hecho de que existen regiones microscópicas, usualmente en la superficie del miembro, donde el esfuerzo local es mucho más grande que el esfuerzo promedio que actúa en la sección transversal, esto es cuando se aplica un esfuerzo mayor que el límite de resistencia a la fatiga y cuando este esfuerzo se aplica en forma cíclica, nos conduce a la formación de grietas diminutas y a la vez provoca un aumento posterior del esfuerzo en sus puntas o fronteras, lo cual a su vez ocasiona una extensión posterior de las grietas en el material cuando el esfuerzo continúa ejerciendo su acción. Con el tiempo el área de la sección transversal del miembro se reduce a un punto en que la carga ya no puede ser soportada, y como resultado ocurre la fractura súbita. El material, aunque sea dúctil, se comporta como si fuera frágil. Generalmente en las partes que son sometidas a cargas cíclicas, ocurrirá una fractura bajo un esfuerzo menor que el esfuerzo de cedencia del material.

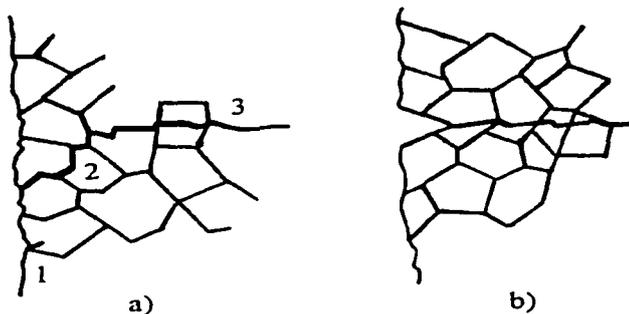
En muchos casos hay que analizar los elementos que han fallado bajo la acción de esfuerzos repetidos descubriendo que los esfuerzos máximos reales fueron inferiores a la resistencia última del material y, muchas veces aun menores que la resistencia de fluencia.

La característica más notable de estas fallas ha sido que los esfuerzos se repitieron muchas veces. Por lo tanto la falla se denomina por fatiga.

Las fallas por fatiga comienzan con una pequeña grieta, y está es tan diminuta que no se puede percibir a simple vista. La grieta se desarrolla en un punto de discontinuidad en el material, tal como un cambio en la sección transversal y defectos en la soldadura. Hay otros puntos menores

obvios donde es probable que se inicien fallas por fatiga, como las marcas de inspección o de otra clase, grietas internas, etc.

Una vez que se forma una grieta, el efecto de concentración del esfuerzo se hace mayor y se extiende más rápidamente. Como el área esforzada disminuye en tamaño, el esfuerzo aumenta en magnitud hasta que, finalmente, el área restante falla repentinamente. Por lo tanto la fractura ocurre en un proceso de tres pasos que comprende,<sup>13</sup> (ver figura II.1). **a)** se observa el desarrollo de la grieta en sus siguientes etapas 1) la nucleación de una grieta, 2) la lenta propagación cíclica de la grieta, 3) la falla catastrófica del metal, **b)** se muestra la falla total del material.



**Figura II.1** Desarrollo de grietas en el acero.

Las grietas nuclean en los sitios de esfuerzo más alto y de menor resistencia local. Los lugares de nucleación están normalmente cerca o sobre la superficie, donde el esfuerzo es máximo e incluye defectos superficiales como rayaduras o picaduras, etc.

Una vez nucleada, la grieta crece hacia las regiones de menor esfuerzo. Debido a la concentración de esfuerzos en la punta, la grieta se propaga un poco más durante cada ciclo hasta que se alcanza la capacidad de carga del metal y por lo tanto la grieta se propaga rápidamente de modo frágil.

El estudio del crecimiento y propagación de grietas por fatiga es sumamente complicado y a la fecha solo existen formulaciones generales (aproximadas) para ciertos tipos de conexiones tubulares y otros elementos.

La mecánica de fractura comprende la predicción de la longitud y profundidad de las grietas en función del número de ciclos ( $N$ ) y la velocidad de crecimiento de la grieta.

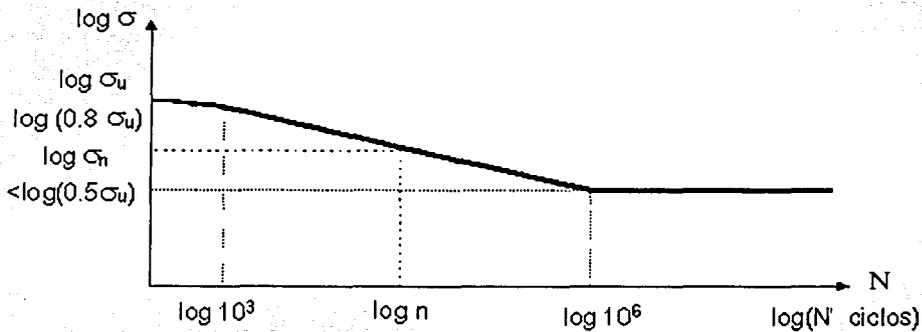
Con el objeto de especificar una resistencia de seguridad para un material metálico bajo carga repetida, es necesario determinar un límite por debajo del cual no puede ser detectada una

<sup>13</sup> Vladimir V. Bolotin, "Mechanics of Fatigue", Russian Academy of Sciences, 1999, Primera edición p.3,299-310.

evidencia de falla después de haber aplicado una carga durante un número determinado de ciclos. Este esfuerzo limitante se llama límite de resistencia a la fatiga; y es aquel esfuerzo para el cual la gráfica S-N (ver figura II.2) se vuelve horizontal, y se interpreta como los esfuerzos máximos que pueden aplicarse repentinamente sin que se produzca la falla.

El Diagrama S-N

El primer estudio sistemático de fatiga lo efectuó Wohler entre los años 1858 – 1860<sup>13</sup>, fue el primer trabajo en donde se estudiaron los daños de los materiales bajo cargas cíclicas. Wohler introdujo el concepto de curva de fatiga, esta curva sencilla denota la pérdida de resistencia (tensión de trabajo,  $\sigma$ ) de una pieza con el número de ciclos de trabajo que debe soportar. En su diagrama se puede observar en el eje de las abscisas la magnitud de los ciclos de carga, y en el eje de las ordenadas la magnitud del esfuerzo aplicado al material. Hoy en día el diagrama de Wohler es usado para hacer el análisis estructural de componentes expuestos a cargas cíclicas.



La figura II.2 muestra la gráfica propuesta por Wohler:

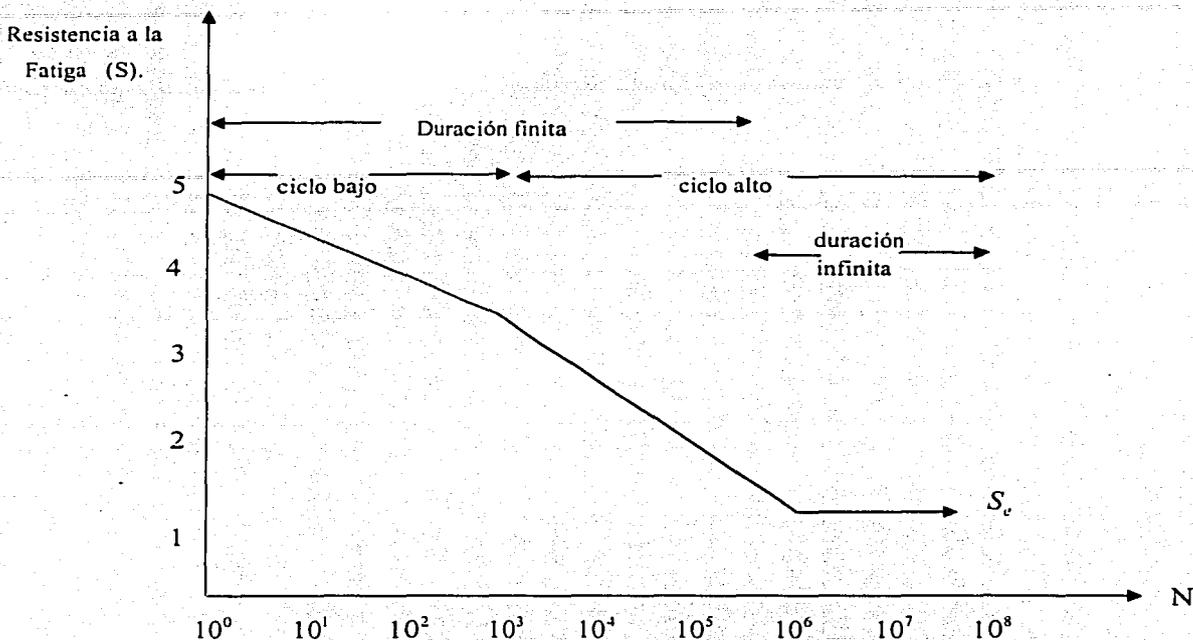
En este diagrama se representa el logaritmo de la tensión de fatiga  $\sigma_n$  en función del logaritmo del número de ciclos (N). Otros autores proponen la misma gráfica sobre papel semilogarítmico, es decir  $\sigma$ -Log n.

En la actualidad la curva considera una región de duración infinita de ciclos y otra de duración finita, además, de separar las regiones que comprenden los ciclos altos y bajos<sup>22</sup>, con estas consideraciones se puede reconocer el esfuerzo en donde se puede observar que el límite de resistencia a la fatiga  $S_e$  o simplemente el límite de fatiga es aquel esfuerzo para el cual la gráfica S-N se vuelve horizontal o asintótica, en el caso de los aceros se presenta un quiebre

<sup>13</sup> Vladimir V. Bolotin, "Mechanics of Fatigue". Russian Academy of Sciences, 1999, Primera edición, p.p3, 299-310.

<sup>22</sup> Askeland Donald R, "La ciencia e Ingeniería de los materiales". México. Edit. Iberoamericana. 1985, pp.510.

como el mostrado en la **figura II.3**, y más allá de ese punto no ocurrirá falla, cualquiera que sea el número de ciclos.



**Figura II.3.** Diagrama S-N.

La figura anterior corresponde al acero. Como se puede comprobar en la **figura II.3**, a partir de 10<sup>6</sup> ciclos el límite a fatiga no varía, con lo cual se dice que su vida es infinita si no supera ese valor de tensión.

Para otros materiales, la forma y los valores de la gráfica son diferentes. Por ejemplo, para aluminio o plásticos no hay un valor de tensión para vida infinita sino que decrece con el número de ciclos<sup>23</sup>. En la **figura II.4** se muestra lo anterior.

<sup>23</sup> Car. I, "Ciencia de Materiales para Ingeniería". México, Edit. Limusa, 1990, pp 67.

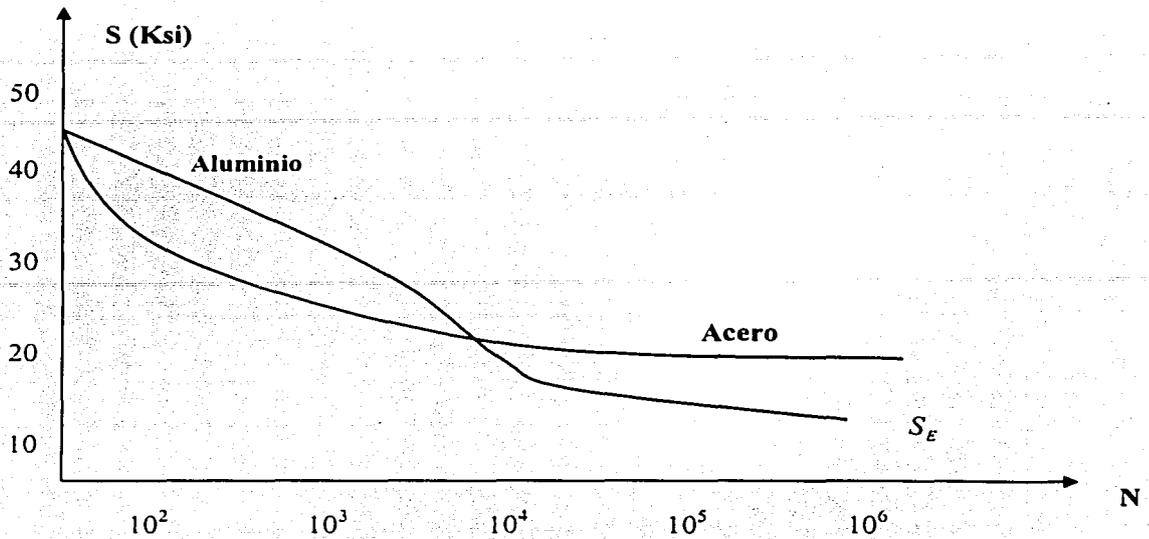


Fig. II.4 Curva S-N Aluminio- Acero.

Existen una gran cantidad de curvas S-N, que cuentan con variaciones muy significantes entre ellas dependiendo del tipo de acero.

A continuación se presentan las más importantes curvas S - N, estas son las de los códigos ASME, API, y DNV ya que son los que se emplearán en el presente trabajo.

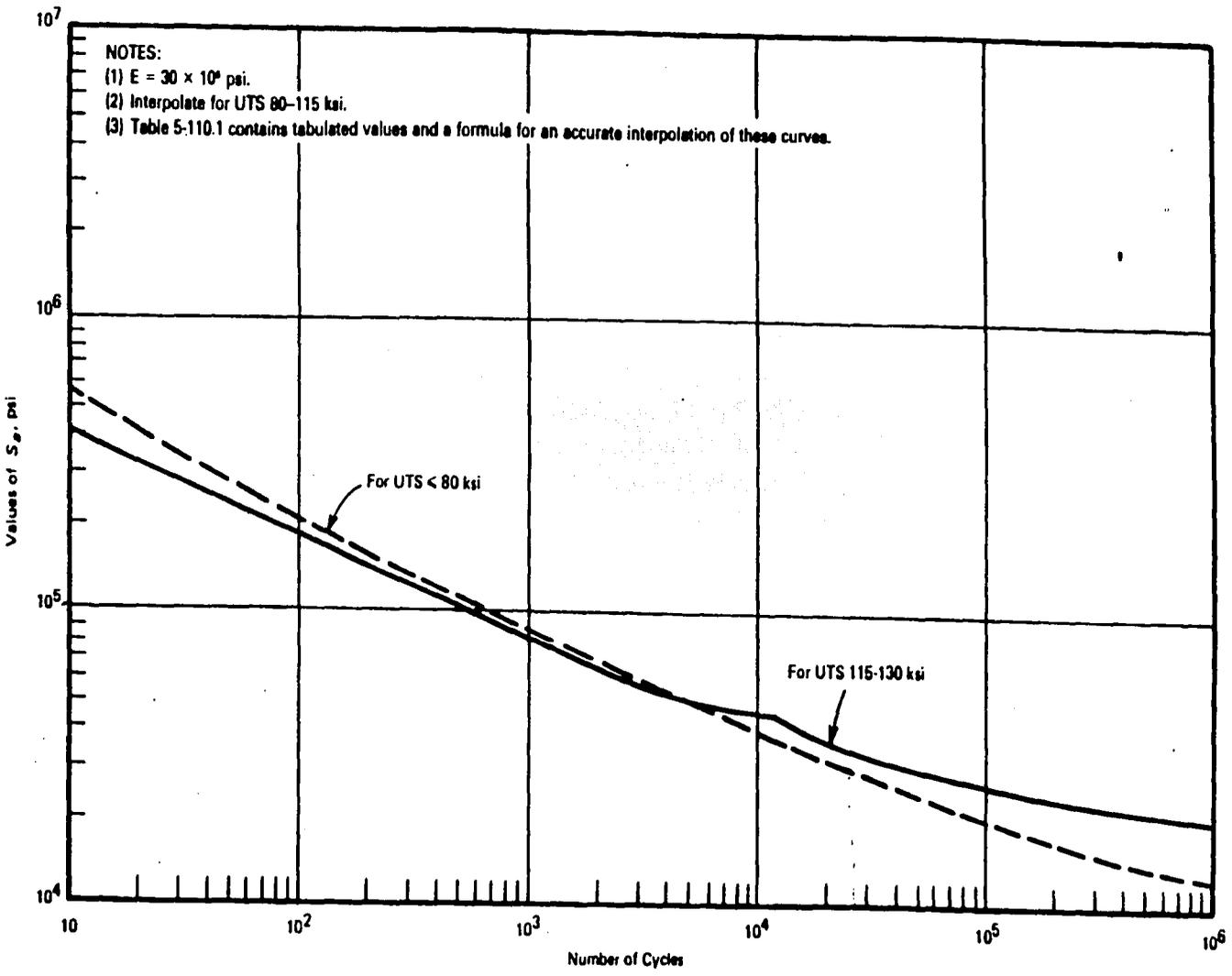


Figura II.5 Curva S-N del ASME<sup>15</sup> Section 8.

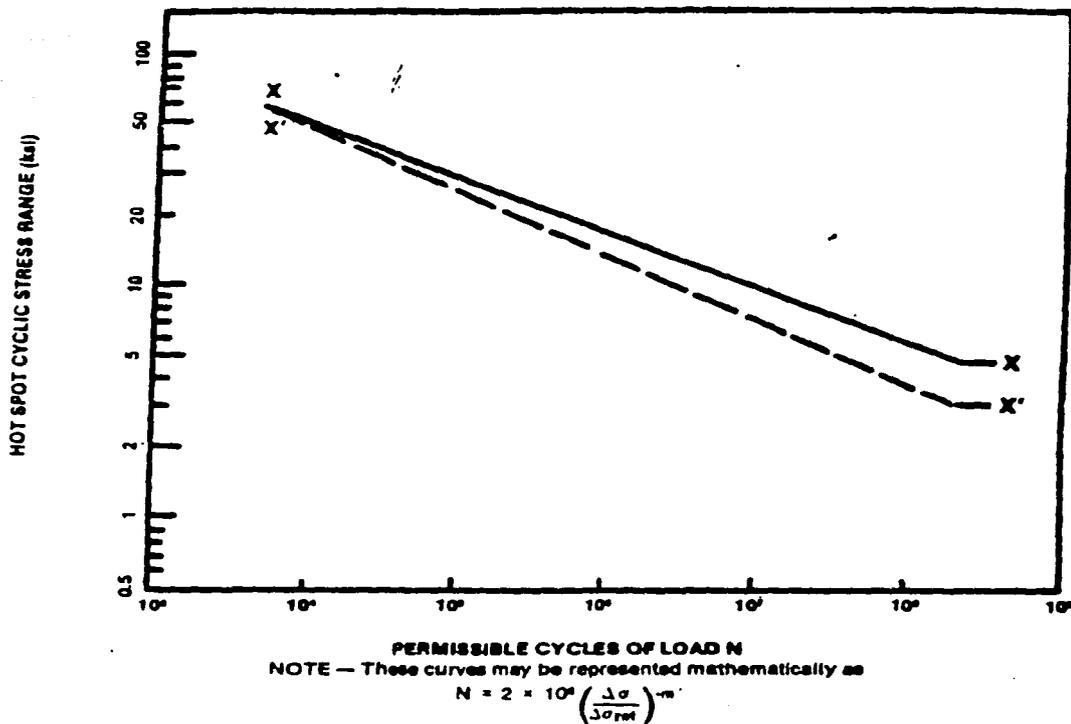


Figura II.6. Curvas S-N del API<sup>16</sup>.

Las expresiones siguientes definen las curvas S-N presentadas por el API:

$$N = 2 \times 10^6 \left( \frac{\Delta\sigma}{\Delta\sigma_{ref}} \right)^{-m}$$

Curva X:

$$N = 2 \times 10^6 \left( \frac{\Delta\sigma}{14.5} \right)^{-4.38} \quad (\text{Ksi})$$

<sup>16</sup> American Petroleum Institute, "Design, Construction, Operation and Maintenance of Offshore Hydrocarbon Pipelines", RP1111, Third edition, July 1999.

Curva X':

$$N = 2. \times 10^9 \left( \frac{\Delta \sigma}{11.4} \right)^{-3.74} \quad (\text{Ksi})$$

Donde:

$\Delta \sigma$  – Es el intervalo de esfuerzos. (Ksi)

$\Delta \sigma_{ref}$  – Esfuerzo de referencia. (Ksi)

$m$  – Inversa de la pendiente de la curva S-N.

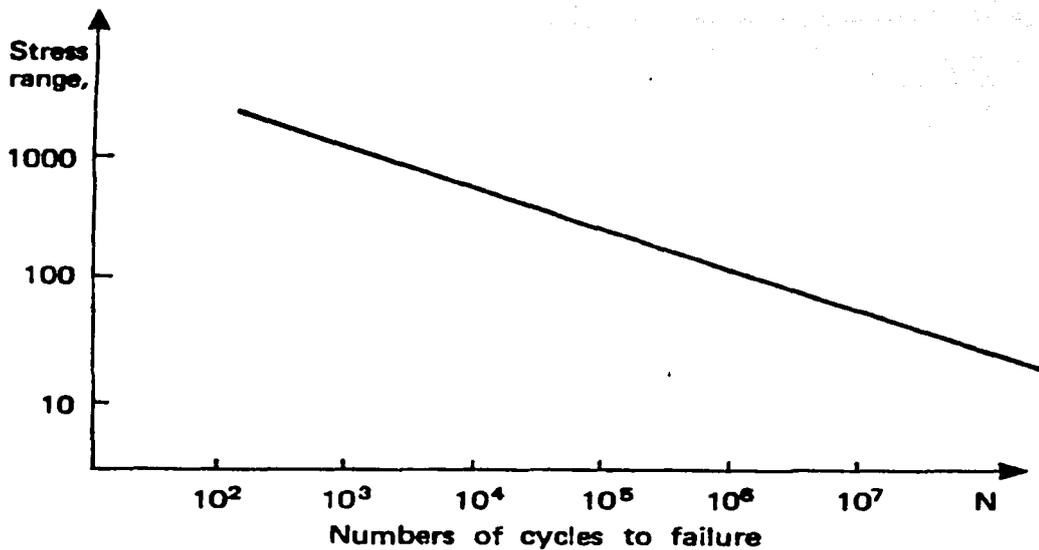


Figura II.7. Curva del DNV<sup>20</sup>

Las expresiones que definen las curvas S-N del DNV, son las siguientes:

$$\log_{10}(N) = \log_{10} a - K \log_{10} S \quad (\text{MPa})$$

$$\log_{10}(N) = 14.57 - 4.1 \log_{10} S \quad (\text{MPa})$$

Donde:

$K$  – Constante relativa a la medida de la curva S-N.

<sup>20</sup> "Rules for design, construction and inspection of offshore structures", Appendix C. Det Norske Veritas, 1977.

## □ II.2 Fatiga en ductos ascendentes y líneas submarinas.

Cuando un elemento metálico que está sujeto a la acción de repetidos ciclos de carga o deformaciones, presenta alguna grieta, se considera su propagación y la falla del elemento en cuestión de tiempo, lo mismo ocurre con una fractura, se dice en ambos casos que el material ha fallado por fatiga.

Los ductos ascendentes son afectados por cargas cíclicas producidas por el oleaje y las corrientes, lo que los hace unos sistemas muy propensos al daño por fatiga.

Los metales utilizados en la construcción de estructuras están formados por un gran número de cristales o granos, que generalmente no se encuentran orientados en la misma dirección.

En ocasiones, los planos de deslizamientos de algunos granos coinciden con los máximos esfuerzos cortantes que actúan en el elemento, como resultado de esto, se presenta un deslizamiento a lo largo de sus planos cristalográficos. Inicialmente estos desplazamientos tienen dimensiones de milésimas de milímetro, pero debido a la aplicación de la carga cíclica, estos tienden a crecer.

El proceso de fatiga de cualquier elemento metálico expuesto a cargas cíclicas comprende tres etapas estas son: iniciación de la grieta, propagación de la grieta y fractura del elemento. Durante el proceso de iniciación se presentan deslizamientos a niveles microscópicos entre los planos. Con el paso del tiempo las grietas continúan creciendo hasta que finalmente son visibles simple vista.

Durante la etapa de propagación las grietas tienden a combinarse con otras, lo que hace que se incremente su tamaño extendiendo la zona afectada. Finalmente, al alcanzar las grietas un tamaño crítico, la sección resistente se ve disminuida incrementando los esfuerzos en la sección efectiva, presentándose la fractura del elemento.

Un elemento que se fractura por fatiga presenta un aspecto característico, en donde se pueden apreciar dos zonas bien definidas: una superficie tersa que constituye la fractura debida a la fatiga y otra con granos o fibrosa en donde se presentó la ruptura final. Las partes cercanas a donde se presenta la fractura en el material, no presentan deformación o alargamiento, ya que este tipo de fracturas se realiza de forma repentina y sin deformación previa.

En el caso de la unión entre la curva de expansión y el ducto ascendente, las grietas se inician en la soldadura hiperbarica que las une, y estas se propagan disminuyendo la sección efectiva hasta que el material es incapaz de soportar los esfuerzos actuantes en la sección. Entonces, se presenta el desprendimiento en forma repentina de la conexión.

Otra condición que puede incrementar la falla por fatiga del material es la temperatura; cuando un ducto ascendente presenta una temperatura de operación elevada, la tubería puede presentar una expansión térmica considerablemente grande, esta expansión térmica aumenta los

desplazamientos principalmente en los cambios de dirección y acelera el crecimiento de grietas en las soldaduras que unen los codos de cambio de dirección con los tramos de línea submarina o de ducto ascendente.

Los tramos de línea submarina que tienen que librar un claro muy grande (puede ser una formación coralina o un precipicio), no están exentos de sufrir daños por fatiga, de hecho cuando un tramo de línea no está soportado, se originan problemas por vorticidad, que a la postre aumentan los problemas por fatiga ya que la velocidad de la corriente en estas zonas no soportadas crea una vorticidad inducida que genera movimientos y origina el rompimiento de elementos soldados.

### □ II.3 Consideraciones del fenómeno de fatiga en códigos de diseño de líneas submarinas.

Las consideraciones del fenómeno fatiga, mencionadas en los códigos de diseño de líneas submarinas son las bases fundamentales del análisis de ductos ascendentes y líneas submarinas, dado el incremento de la producción de hidrocarburos en el mundo, se necesitan códigos encargados del análisis, diseño y recomendaciones de operación de estos componentes estructurales.

Las recomendaciones practicas para el funcionamiento optimo de todos los sistemas Costa Afuera son recopiladas en estos códigos, teniendo como primordial objetivo la seguridad del personal que labora en estos complejos, las principales causas de daños descritas en los códigos, tienen un origen ambiental, sin embargo muchos problemas estructurales son causados por una mala operación de los componentes que conforman todo el sistema.

Los criterios contenidos en estos códigos permiten asegurar el transporte eficaz de los hidrocarburos, previniendo daños extraordinarios de los sistemas.

En general los beneficios de utilizar los códigos son los siguientes:

1. Servir como referencia técnica para todas las compañías encargadas del análisis y diseño de elementos Costa Afuera.
2. Especificar los requerimientos mínimos para la Fabricación, Instalación, Operación, Recalificación y Certificación de sistemas de líneas submarinas y ductos ascendentes.
3. Definir los requerimientos mínimos para el diseño de materiales utilizados en estructuras Costa Afuera.

A continuación se presentan las consideraciones hechas por los<sup>16</sup> códigos<sup>15</sup> más importantes del mundo<sup>17</sup> con respecto al problema de fatiga.

---

<sup>16</sup> American Petroleum Institute, "Design, Construction, Operation and Maintenance of Offshore Hydrocarbon Pipelines", RP1111, Third edition, July 1999.

<sup>15</sup> ASME, "Mandatory design based on fatigue analysis", Section VIII, Division 2, Appendix 5.

<sup>17</sup> "Rules for design, construction and inspection of offshore structures", Appendix C. Det Norske Veritas, 1977.

**Análisis por fatiga (Códigos y consideraciones)**

<i>Códigos</i>	<i>Consideraciones para diseño por fatiga</i>
<p><b>API, B.31 y DNV.</b></p>	<p>Emplea la regla de Miner:</p> $\sum \frac{n_i}{N_i} = C$ <p>Donde <math>n_i</math> - es el número de ciclo de carga aplicados al material.</p> <p><math>N_i</math> - es el número de ciclos de carga que puede soportar el material.</p> <p><math>C</math> - es una constante experimental.</p> <p>Si se obtiene el valor ( <math>1/C</math> ) podremos conocer el tiempo de vida del material, el valor limite para <math>C</math> será de 1.</p>
<p><b>API - RP1111 1999</b>  <b>Design, Construction,</b>  <b>Operation, and</b>  <b>Maintenance of</b>  <b>Offshore Hydrocarbon</b>  <b>Pipelines</b></p>	<p>Todos los componentes de un ducto ascendente, curva de expansión, soldaduras, juntas, abrazaderas y juntas flexibles deberán evaluarse por fatiga.</p> <p>Las cargas ciclicas potenciales que pueden causar daños por fatiga son: Vorticidad inducida, vibraciones, cargas hidrodinamicas producidas por oleaje, presiones ciclicas y cargas por expansión termica.</p> <p>La vida por fatiga es un componente que es definido como el tiempo que toma el desarrollo de grietas a través de las paredes de la línea submarina.</p> <p>El diseño de la vida por fatiga, pronosticado por el método de Palmgren-Miner, que se desprende de la curva ( S - N ) indica que la vida de trabajo de la línea o ducto, deberá ser de 10 veces la vida de servicio para todas sus partes o componentes.</p> <p>El ducto ascendente será analizado por vorticidad inducida, para un periodo de retorno de 100 años.</p>

**Codigos ASME Para el diseño de tuberías Costa Afuera.**

Codigo	Consideraciones para diseño por fatiga																
<p><b>B31.4 - 1998</b> Pipeline transportation systems for liquid hydrocarbons and other liquids</p>	<p>Los sistemas de ductos serán diseñados e instalados para prevenir las fluctuaciones de esfuerzo para magnitudes y frecuencias, las cuales no deberán dañar los componentes del sistema, con cargas que pueden causar problemas de fatiga, incluidas las acciones del oleaje y las vibraciones provocadas por vorticidad .</p> <p>Las líneas submarinas y ductos ascendentes deberán diseñarse para prevenir vorticidad inducida y vibración resonante. Cuando las vibraciones puedan ser toleradas, los esfuerzos resultantes por ambas vibraciones podrán ser consideradas.</p> <p>Si es aceptada la alternativa para soldaduras circunferenciales del API 1104 , el análisis ciclico de esfuerzos deberá incluir la determinación de un espectro de oleaje, cuando el sistema sea expuesto al final de su vida de trabajo.</p>																
<p><b>B31.8 - 1999</b> Gas transmission and distribution piping systems.</p>	<p>Las fluctuaciones de esfuerzo de suficiente magnitud y frecuencia para inducir daños por fatiga podrán ser consideradas en el diseño. Las cargas que pueden afectar el sistema por fatiga son:</p> <p>a) Vibración de ductos, inducida por vorticidad. b) Acción del oleaje.</p> <p>Los ductos y las líneas submarinas deberán diseñarse por vorticidad inducida para prevenir vibraciones resonantes, en la practica. Cuando esto no ocurra, el esfuerzo resultante total deberá ser menor que el limite permisible calculado con la siguiente expresión:</p> $S_n \leq F_1 S T \qquad S_n = (P_i - P_e) \frac{D}{2t}$ <p><i>t</i> – Espesor de la tubería. <i>D</i> – Diámetro nominal de la tubería. <i>F<sub>1</sub></i> – Factor de esfuerzo circunferencial de la tabla 1. <i>P<sub>e</sub></i> – Presión externa en (psi). <i>P<sub>i</sub></i> – Presión interna en (psi).</p> <table border="1" data-bbox="505 1290 1069 1406"> <thead> <tr> <th data-bbox="505 1290 649 1320">Tabla 1</th> <th data-bbox="649 1290 809 1320">F1</th> <th data-bbox="809 1290 963 1320">F2</th> <th data-bbox="963 1290 1069 1320">F3</th> </tr> <tr> <th data-bbox="505 1320 649 1350"></th> <th data-bbox="649 1320 809 1350">Esf.Circunfe.</th> <th data-bbox="809 1320 963 1350">Esf. Longitu.</th> <th data-bbox="963 1320 1069 1350">Combina.</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="505 1350 649 1380">Línea subm.</td> <td data-bbox="649 1350 809 1380">0.72</td> <td data-bbox="809 1350 963 1380">0.8</td> <td data-bbox="963 1350 1069 1380">0.9</td> </tr> <tr> <td data-bbox="505 1380 649 1406">Ducto Asc.</td> <td data-bbox="649 1380 809 1406">0.5</td> <td data-bbox="809 1380 963 1406">0.8</td> <td data-bbox="963 1380 1069 1406">0.9</td> </tr> </tbody> </table>	Tabla 1	F1	F2	F3		Esf.Circunfe.	Esf. Longitu.	Combina.	Línea subm.	0.72	0.8	0.9	Ducto Asc.	0.5	0.8	0.9
Tabla 1	F1	F2	F3														
	Esf.Circunfe.	Esf. Longitu.	Combina.														
Línea subm.	0.72	0.8	0.9														
Ducto Asc.	0.5	0.8	0.9														

Codigo	Consideraciones para el diseño por fatiga.						
<p>Det Norske Veritas (Reglas Noruegas) DNV 96</p>	<p>Todas las fluctuaciones de esfuerzo impuestas durante la vida de trabajo, incluyendo la fase de construcción del sistema, tiene una magnitud y correspondiente número de ciclos, lo bastante grandes como para causar efectos por fatiga. El chequeo por fatiga incluye la fatiga en ciclos altos y bajos.</p> <p>Casos típicos de fluctuaciones de esfuerzos en sistemas de ductos:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Acción directa del oleaje.</li> <li>2. Vibraciones del sistema por vorticidad causada por la corriente, oleaje, viento, etc.</li> <li>3. Movimientos de la plataforma.</li> <li>4. Fluctuaciones de la presión y temperatura de operación.</li> </ol> <p>Los daños por fatiga no serán mayores que:</p> $D_{fat} = \sum \frac{n_i}{N_i} < C_{fat}$ <p>Donde <math>C_{fat}</math> es la porción de daño permisible.</p> <p>Los valores máximos para <math>C_{fat}</math> son:</p> <table border="1" data-bbox="585 996 900 1085"> <thead> <tr> <th>Casos</th> <th><math>C_{fat}</math></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>accesible</td> <td>0.1</td> </tr> <tr> <td>no accesible</td> <td>0.3</td> </tr> </tbody> </table>	Casos	$C_{fat}$	accesible	0.1	no accesible	0.3
Casos	$C_{fat}$						
accesible	0.1						
no accesible	0.3						

Fatiga en ciclos bajos

Se entiende por fatiga en ciclos bajos a la fatiga que ocurre antes de 1000 ciclos de aplicación de las cargas. La fatiga en ciclos bajos se produce cuando hay zonas con deformación plástica. La fatiga comienza con una deformación plástica en torno a una grieta o defecto superficial, con lo cual, si hay una zona del diseño con deformación plástica debida a las cargas aplicadas, es posible que al haber un proceso cíclico de cargas se produzca la rotura a fatiga empezando el fenómeno por esa zona. La fatiga a ciclos bajos puede darse por ejemplo, cuando una máquina está sometida a una sobrecarga extraordinaria en algunas fases de su vida.

El SAE Fatigue Design and Evaluation Steering Committee<sup>35</sup> emitió un informe en el cual se relacionan la amplitud de la deformación con la duración en ciclos hasta la rotura.

Fuchs y Stephens recomiendan una simplificación para una estimación de cara al diseño. La ecuación es:

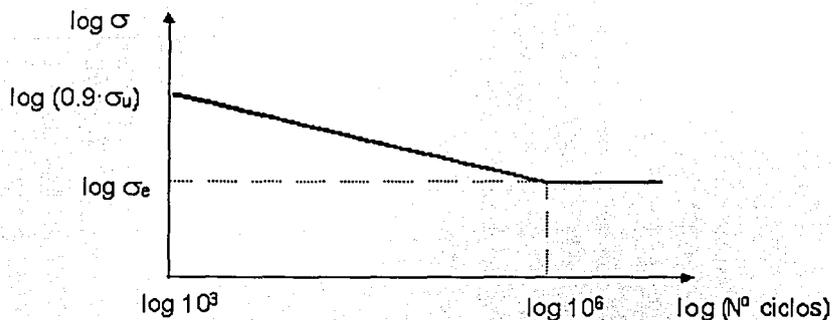
$$\Delta\varepsilon = \frac{3.5 \cdot \sigma_u}{E \cdot N^{0.12}} + \left( \frac{\varepsilon_F}{N} \right)^{0.6}$$

El incremento de deformación local  $\Delta\varepsilon$  debe obtenerse por medición o por cálculo por Elementos Finitos.

Fatiga en ciclos altos

Por fatiga en ciclos altos se entiende la fatiga que ocurre a partir de 1000 ciclos de aplicación de las cargas<sup>14</sup>. El diagrama  $\sigma$ -N para esta región y material acero se representa en la **figura II.8** :

El valor  $\sigma_e$  es el límite a fatiga de la pieza para vida infinita, y es el valor que se debe considerar si la pieza va a estar sometida a una vida superior a  $10^6$  ciclos.



**Figura II.8** Fatiga en ciclos altos.

<sup>35</sup> SAE "Fatigue Design and Evaluation Steering Committee" Manual of design 1998.

<sup>14</sup> S.Suresh, "Fatigue of Materials", Second Edition, Massachusetts Institute of Technology, p.p 45-64.

El límite a fatiga  $\sigma_n$  para una vida de  $n$  ciclos entre  $10^3$  y  $10^6$  ciclos esta definido por una recta entre el valor  $\text{Log}(\sigma_c)$  para  $10^6$  ciclos y  $\text{Log}(0.9 \cdot \sigma_u)$  para  $10^3$  ciclos. Estos valores deben estar comprobados mediante ensayos, y ser corregidos en caso de no ajustarse con los resultados obtenidos.

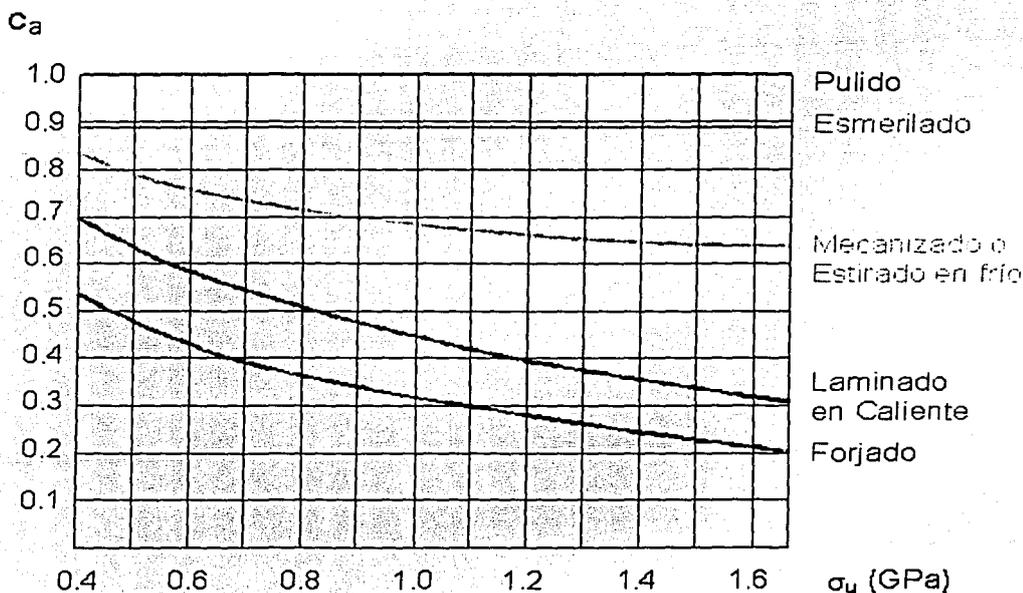
Factores que modifican el limite a fatiga

Muchos son los factores que modifican la resistencia por fatiga de los materiales, la descripción de cada uno de estos factores se realiza a continuación.

1. Proceso de fabricación o acabado superficial

Como se ha descrito anteriormente, el fenómeno de la fatiga empieza con microgrietas que se forman en defectos superficiales de la pieza, por lo que este factor tiene una importancia máxima. Los resultados de las pruebas realizadas en acero al bajo carbón se muestra a continuación. Puesto que los componentes estructurales de diseño no suelen tener un acabado superficial perfecto, se introduce el coeficiente  $c_a$ , que corrige la diferencia entre la calidad de acabado superficial del pulido con la calidad de acabado superficial del sistema real. En la **figura II.9** aparecen unas gráficas en las cuales, a partir de la resistencia a la tracción y de la calidad del acabado se obtiene el coeficiente  $c_a$ , para el acero.

$c_a$  es un coeficiente experimental que reduce la resistencia que tiene el acero para soportar daños por fatiga, es recomendable utilizarlo como un factor de seguridad en estructuras de alto riesgo estructural como las estructuras Costa Afuera.



## 2. Efectos de la temperatura

Las propiedades mecánicas de un material varían en función de la temperatura y la existencia de una tensión estática que produce una deformación plástica en el material (creep)<sup>21</sup>. Se puede comprobar que no existe un límite de resistencia a fatiga del acero para vida infinita a altas temperaturas.

El coeficiente  $c_d$  se utiliza para considerar el efecto de las altas temperaturas en el material, aunque estos valores son muy aproximados ya que existe una gran variación en función del acero empleado.

Para tener una indicación de cara al diseño de una pieza, el coeficiente  $c_d$  se puede estimar:

$$c_d = 1 \text{ para } T < 450^\circ\text{C}$$

$$c_d = 1 - 0.0058(T - 450) \text{ para } 450^\circ\text{C} < T < 550^\circ\text{C}$$

Para valores más altos de temperatura, es posible que el material falle por creep, por lo que no se estima necesario estimar el coeficiente para temperaturas más altas.

El coeficiente  $c_d$  debe ser utilizado en los dos valores que sirven para generar el diagrama  $\sigma - N$ , debido a que la resistencia a la fatiga se reduce tanto a  $10^3$  ciclos como a  $10^6$ .

## 3. Efectos de concentración de tensiones

Existen estudios teóricos del factor de concentración de tensiones  $c_{ce}$ , en los que a partir del tipo de geometría de la pieza (ranura, agujero, etc.) y en función de la resistencia a la tracción del material se obtiene dicho factor  $c_{ce}$ . El coeficiente de tensiones por fatiga  $c_e$  que se utiliza para obtener el límite a fatiga de la pieza se obtiene de la siguiente relación:

$$c_e = \frac{1}{c_{ce}}$$

$C_{CE}$  es un factor que se obtiene a partir de pruebas de laboratorio efectuadas en tubos o placas de acero, las cuales pueden presentar ranuras o fallas que pueden acelerar la pérdida de resistencia al aplicar diversos ciclos de carga, este factor cambia dependiendo del código utilizado para llevar a cabo el análisis del material.

El factor  $C_E$  se obtiene al efectuar la inversa de dicho factor de concentración de tensiones.

<sup>21</sup> Larsen, C.M., Passano, E. "Fatigue Analysis of Production Risers" 1987, Offshore Technology Conference, p.p 433-438.

#### 4. Efectos diversos

La razón de utilizar el coeficiente  $c_f$  que englobe a los denominados efectos diversos, es que existen diferentes procesos que pueden modificar la resistencia a la fatiga, y que deben ser tratados en función de la experiencia de los resultados en cada pieza concreta. El hecho de incluir de esta forma el coeficiente sirve como advertencia de la existencia de otros efectos que pueden tener influencia en el límite a fatiga.

Entre estos efectos pueden destacarse las tensiones residuales, corrosión, recubrimientos electrolíticos (cromado, niquelado, etc.), corrosión por apriete (fretage).

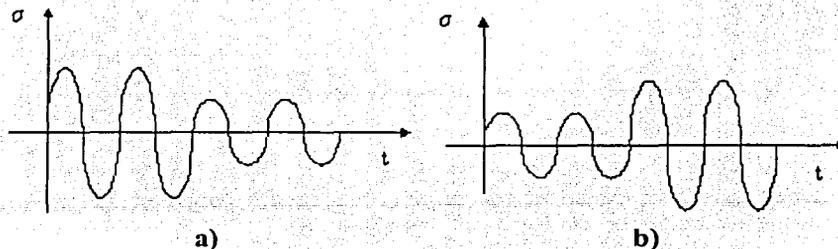
Todos los factores antes mencionados, manejan un coeficiente experimental que permite estimar la reducción de resistencia que puede originar un problema de fabricación o de operación, el uso de estos factores puede mejorar los diseños hechos para ductos ascendentes y líneas submarinas ya que disminuyen el riesgo de fallas inducidas por el material utilizado en las estructuras.

La expresión siguiente toma todos los coeficientes anteriores para obtener el coeficiente total.

$$C_t = C_a C_d C_e C_f$$

#### Daño acumulativo por fatiga

El daño acumulativo por fatiga toma en consideración el tiempo en el cual se producen las cargas de mayor intensidad, es decir, el periodo de tiempo en el cual ocurren los esfuerzos más grandes en el sistema, en la figura a) Para un periodo inicial de tiempo se producen esfuerzos de gran magnitud, en este caso, es más probable que el sistema soporte bien la magnitud de estos esfuerzos aplicados, en la figura b) los esfuerzos de gran magnitud se producen para un tiempo avanzado de operación, en este caso pueden ocurrir daños en el sistema ya que previamente se han aplicado cargas en el sistema originando la pérdida de resistencia



**Figura II.10** Esfuerzos ocurridos en distintos periodos de tiempo.

La teoría para explicar el daño acumulativo por fatiga es la regla de Miner. Esta teoría se resume en la expresión:

$$\sum \frac{n_i}{N_i} = C$$

donde  $n_i$  es el número de ciclos que se aplica la tensión y  $N_i$  es el número de ciclos que puede soportar el material a esa tensión.  $C$  es un valor constante que debe determinarse por experimentación, aunque si no se dispone de datos puede utilizarse  $C=1$ .



## **CAPITULO III.**

### **Solicitaciones**

Nunca consideres el estudio como un deber, sino como una oportunidad para penetrar en el maravilloso mundo del saber.  
- Albert Einstein -

## **CAPITULO III. SOLICITACIONES.**

### **Introducción**

Es indudable que muchos de los problemas estructurales que sufren las estructuras Costafuera localizadas en el Golfo de México son producidos por los factores ambientales que imperan en esa zona, de hecho la corrosión y las fallas estructurales por fatiga, en un gran porcentaje son las causas principales de daños en las estructuras.

Es por ello que es indispensable conocer los fundamentos de los componentes ambientales que son características de la zona, para determinar y elegir las acciones convenientes durante el diseño, operación y el mantenimiento de estas estructuras.

En este capítulo se describe brevemente las principales solicitaciones a las que están sometidos los ductos ascendentes, además, de las características principales del oleaje, corriente y cambios de la marea.

#### **□ III.1 Tipos de solicitaciones**

El análisis por fatiga de líneas submarinas y ductos ascendentes debe combinar lo relacionado con los análisis de expansión y flexibilidad, y de cargas inducidas por las condiciones marinas y de operación.

Para éste análisis, se consideran los efectos de: temperatura, presión, movimientos de la plataforma, fuerzas ocasionadas por el oleaje y condiciones de soporte del ducto ascendente, además de las restricciones del suelo.

El análisis por fatiga del ducto ascendente junto con un tramo de línea regular, requiere de consideraciones sistemáticas de los efectos de operación y condiciones ambientales sobre la integridad estructural del sistema.

Adicionalmente a las consideraciones de presión interna, expansión térmica y restricciones de apoyo, comunes para todos los sistemas de transportación, estas tuberías están sujetas al oleaje, corriente y movimiento del suelo en el fondo del mar. Igualmente en la zona del ducto ascendente se deben considerar los movimientos a los que va estar sometida la plataforma a la cual esta sujeto.

### Presión interna

La presión interna actuante en la tubería es igual tanto en el ducto ascendente como en la línea submarina, esta sollicitación es producto de las condiciones de operación y las propiedades del fluido que transporta.

La presión interna de operación esta ligada directamente con los esfuerzos permisibles que puede soportar el ducto, los códigos de diseño definen las limitaciones del mismo en términos de esfuerzos máximos permisibles en la tubería. Bajo combinaciones específicas de cargas, los códigos limitan los esfuerzos inducidos de acuerdo a un porcentaje del esfuerzo de fluencia mínimo especificado. La aproximación de diseño considerada en la mayoría de los códigos asume un comportamiento elástico del material y considera que la fluencia es un fenómeno inaceptable.

Considerando un elemento básico de la tubería a condiciones de operación y efectos ambientales se comprueba que la tensión y los momentos flexionantes dan como resultado esfuerzos longitudinales en la pared del tubo.

### Presión externa

La presión externa para el ducto ascendente y la línea submarina es diferente ya que está relacionada directamente con la columna de agua que se encuentre sobre estos elementos, para la línea submarina la presión externa es mayor, ya que esta localizada en el fondo marino y tiene una mayor altura de agua sobre ella, no ocurre lo mismo con el ducto ascendente ya que su afectación por la columna de agua es menor.

### Temperatura

La temperatura que tendrá la tubería está directamente relacionada con las características del fluido que transporta y por la zona que atraviesa.

Si una línea submarina trabaja a altas temperaturas seguramente tendrá o generará esfuerzos longitudinales importantes, transmitiendo estos efectos al ducto ascendente.

### Estabilidad hidrodinámica

El peso propio de los elementos que conforman la línea submarina y el ducto ascendente es muy importante, si bien el acero con el que se fabrican estos elementos tiene un peso específico grande, no es suficiente para evitar movimientos producidos por los parámetros meteoceanicos, es por ello que se debe revisar que el peso que tenga la tubería sea el suficiente para resistir estos movimientos horizontales y verticales y en su caso enterrar la línea o colocar un lastre de

concreto a lo largo de la línea submarina para evitar la flotación y movimientos que ocasionen daños en estas estructuras. Con este lastre de concreto se asegura la estabilidad hidrodinámica del tramo de línea submarina, ya que de lo contrario se podrían transmitir importantes movimientos al ducto ascendente originando la concentración de esfuerzos.

A continuación se presenta un diagrama de cuerpo libre con todas las solicitaciones que afectan la estabilidad hidrodinámica del tramo de línea submarina.

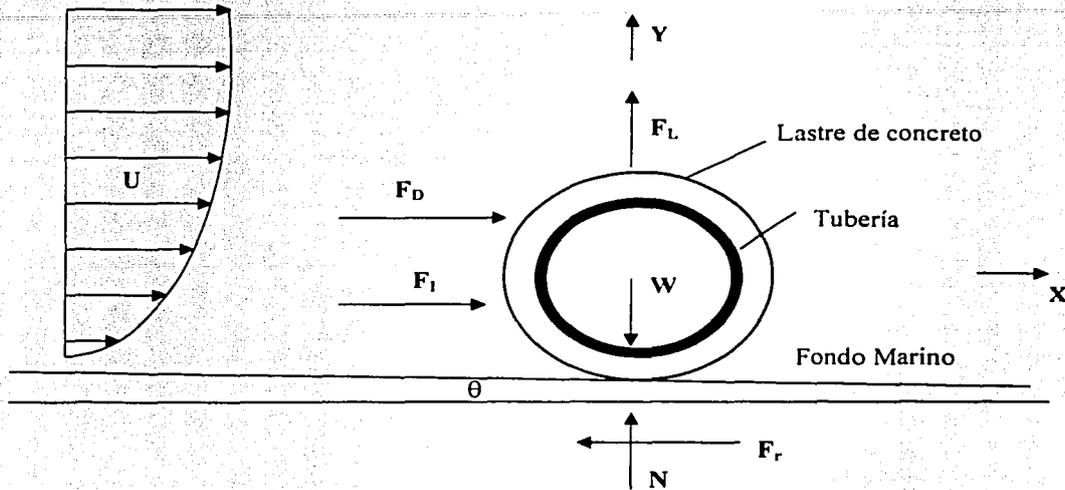


Figura III.1 Diagrama de cuerpo libre.

Donde:

$W$  - Peso total sumergido de la tubería, incluyendo el lastre de concreto, tubería de acero y recubrimiento anticorrosivo, lb/ft

$F_D$  - Fuerza de arrastre, lb

$F_I$  - Fuerza de inercia, lb

$F_L$  - Fuerza de flotación, lb

$N$  - Fuerza normal, lb

$F_r$  - Fuerza de fricción, lb

$U$  - Velocidad de la corriente en el extremo libre, ft/seg

$\theta$  - Desnivel del fondo marino, °

### □ III.2 Aspectos del oleaje, marea y corriente de la ubicación del ducto ascendente

#### Oleaje

El viento es responsable de la generación del oleaje que se desplaza sobre la superficie del agua y que juega un papel muy importante en la modificación de la línea costera.

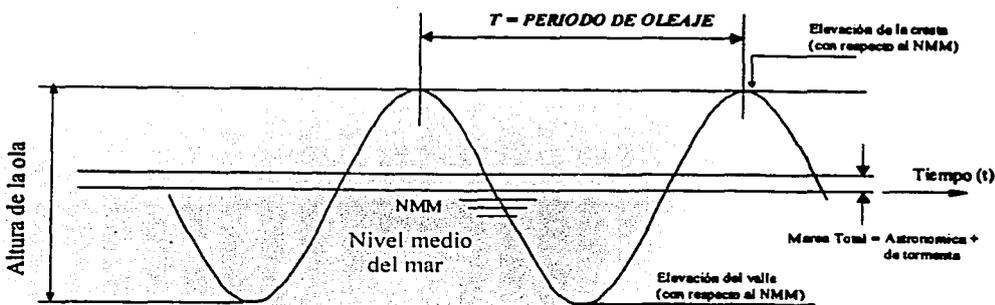
Las olas son movimientos ondulatorios, oscilaciones periódicas de la superficie del mar, formadas por crestas y depresiones que se desplazan horizontalmente. Para el estudio de las olas, éstas se dividen en: olas de agua profunda, que no están influenciadas por el fondo, se mueven independientemente de él y; olas costeras en que por disminución de la profundidad del agua, su forma y movimiento están afectados por el fondo.

Las principales características del oleaje son las siguientes:

Periodo de la ola – El periodo de la ola es el tiempo requerido para que dos crestas o valles sucesivos pasen por un mismo punto en particular.

Altura de la ola – La altura de la ola es una propiedad que especifica el tamaño de oleaje y está definido por la diferencia entre el punto máximo de la cresta (punto superior de oleaje) y el valle de oleaje (punto inferior de oleaje). La altura de oleaje depende principalmente de la acción del viento sobre la superficie del agua.

La altura de ola a considerar en el diseño debe representarse como una función de su promedio de recurrencia esperado. Otros datos que se toman en cuenta en este concepto son: rango probable y distribución de periodos de ola asociados con una altura de ola extrema, distribución proyectada de otras alturas de ola, elevaciones máximas de cresta y el espectro de energía de oleaje del estado de mar que genera una altura de ola extrema, las corrientes que originen una altura de ola extrema, la naturaleza, datos y lugar de los eventos a considerar<sup>10</sup>. Conocidos los componentes principales del oleaje, determinaremos la generación del oleaje como parámetro fundamental del inicio de daños en las estructuras. La **figura III.2** muestra la idealización de una ola.



**Figura III.2** Ola idealizada, características del oleaje.

<sup>10</sup> Diseño y Evaluación de Plataformas Marinas Fijas en la Sonda de Campeche., Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios. 18 de Diciembre de 2000.

Considérese una superficie líquida en reposo sobre la cual en un instante dado empieza a soplar un viento de régimen turbulento con velocidad media  $u$ .

Debido a que el régimen es turbulento, la velocidad  $u$  sobre una vertical variará en intensidad y dirección originando sobre la velocidad media velocidades de fluctuación ( $u'$ ,  $v'$ ,  $w'$ ), que son aleatorias y cuyo promedio a lo largo del tiempo es cero.

Las velocidades de fluctuación darán origen sobre la superficie líquida a fluctuaciones de tensión (presión y esfuerzo cortante) que provocarán ondas circulares que se propagan radialmente desde el punto de generación.

Los remolinos de turbulencia serán transportados por el viento medio  $u$ , correspondiente a una altura ( $z$ ) dentro de la capa límite, dependiendo su tamaño de esta altura. Como consecuencia, la distribución de velocidades de fluctuación  $y$ , por lo tanto, la de fluctuaciones de tensión comprenderá una amplia gama de frecuencias ( $\omega = 2\pi/T$ ).

Y de números de onda ( $\mu = 2\pi/L$ ).

Siendo los remolinos de turbulencia transportados por el viento medio  $u$  siempre que ésta coincida con la celeridad de la onda al igual que en los periodos, se producirá una resonancia y como consecuencia la energía de la onda crecerá.

A la zona en donde está actuando el viento se le denomina FETCH; es una porción grande agua de mar en donde actúa la velocidad del viento en régimen crítico, si se considera el fetch dividido en una serie de celdas en cada una de las cuales actúa el viento, se generarán ondas elementales cuya altura, frecuencia, fase y dirección serán aleatorias e independientes y cuya interferencia dará lugar a una disposición caótica de la superficie líquida conocida como "mar de viento" u "oleaje local".

Para este estado del mar la superficie líquida es sumamente complicada, formada por una serie de protuberancias que nacen y desaparecen continuamente. Los registros de niveles del mar muestran la más variada gama de periodos y amplitudes, sucediéndose sin orden aparente olas grandes y pequeñas.

La disposición descrita se simplifica al aumentar la edad del oleaje y fundamentalmente al abandonar éste su zona de generación. Esto se debe a dos fenómenos denominados "soldadura y filtrado" de las ondas componentes.

Las observaciones en la naturaleza y experimentos de laboratorio demuestran que las ondas de periodos cercanos se sueldan en largas crestas de onda cuya longitud depende del ángulo de incidencia de las ondas.

Este fenómeno de soldadura va simplificando paulatinamente al oleaje local, tendiendo a concentrar la energía en bandas. Por tal motivo, los espectros de energía del oleaje de cierta edad presentan siempre concentraciones de energía para ciertos periodos.

Las ondas de mayor periodo, concentrada su energía por el fenómeno de soldadura sobre una banda muy estrecha de ellos, se adelantan al grueso del temporal. Por el contrario, las ondas de corto periodo se retrasan cada vez más del temporal.

El grueso de oleaje simplificado por los fenómenos de soldadura y filtrado, recibe el nombre de "oleaje de fondo" u "oleaje distante". Se presentan normalmente en grupos de olas, constituidos por algunas olas (de dos a cuatro) de gran altura relativa, seguidas de otras más pequeñas. El periodo de estas olas es variable de acuerdo a la longitud del FETCH, la velocidad del viento y su duración o persistencia.

El oleaje distante se hace muy acusado sobre las plataformas costeras, especialmente en profundidades reducidas en donde el efecto de refracción es mayor.

### Teorías del oleaje

Como se ha mencionado anteriormente, el oleaje se caracteriza por ser irregular y aleatorio, además de desarrollarse prácticamente en tres dimensiones, por ello, su descripción matemática presenta ciertas dificultades. Sin embargo, se han desarrollado varias teorías para analizar matemáticamente el fenómeno, mismas que han ido evolucionando desde que hicieron su aparición.

La teoría más clásica, desarrollada por Airy en 1845, se denomina "teoría lineal de pequeña amplitud", siendo su importancia notable debido a que se ajusta bastante bien al comportamiento real de las olas cuando se encuentran en profundidades infinitas siendo, además, de fácil aplicación.

Por su parte Stokes en 1880 estableció una teoría, también de amplitud finita, la cual en sus aproximaciones de 3° y 4° orden describe adecuadamente el oleaje en mar profundo.

Estas dos teorías son las más utilizadas en los análisis de estructuras Costa Afuera<sup>9</sup>, por lo cual se hablará con más detalle de ellas.

### Teoría de Airy.

Airy desarrolló la "teoría lineal de pequeña amplitud", que se considera la teoría más clásica, siendo de importancia notable debido a que se ajusta bastante bien al comportamiento real de las olas cuando se encuentra en profundidades infinitas, además, es una teoría de fácil aplicación. Estas son algunas razones que justifican porqué su uso es más frecuente en los casos prácticos comunes. Las hipótesis de partida son:

a) Fluido homogéneo e incompresible, la densidad es constante.

<sup>9</sup> Ben C. Gerwick, Jr. "Construction of Marine and Offshore Structures", Second Edition, pp. 15 - 42.

- b) Se desprecia la tensión superficial.
- c) Se desprecia el efecto de coriolis
- d) La presión en la superficie libre es uniforme y constante.
- e) El fluido es ideal Se desprecia la viscosidad.
- f) La onda considerada no esta relacionada con ningún otro tipo de movimiento del agua.
- g) El fondo es horizontal, fijo e impermeable; la velocidad vertical en el fondo vale cero.
- h) La amplitud de la onda es pequeña en relación con la profundidad y su forma invariable en el tiempo y el espacio.
- i) Las ondas son bidimensionales.

Las tres primeras consideraciones son realizadas en casi todos los problemas de ingeniería de costas, pero las demás necesitan un tratamiento especial para cada problema. Esta teoría representa una aproximación muy aceptable para iniciar el estudio de un problema que requiere datos más confiables.

TEORÍA AIRY		ECUACIONES
Perfil		$\eta = \frac{H}{2} \cos\left(\frac{2\pi x}{L} - \frac{2\pi t}{T}\right)$
Celeridad		$C = \frac{gT}{2\pi} \tanh\left(\frac{2\pi d}{L}\right)$
Longitud		$L = \frac{gT^2}{2\pi} \tanh\left(\frac{2\pi d}{L}\right)$
Velocidades	Horizontal (x)	$u = \frac{HgT}{2L} \frac{\cosh\left(\frac{2\pi(z+d)}{L}\right)}{\cosh\left(\frac{2\pi d}{L}\right)} \cos\left(\frac{2\pi x}{L} - \frac{2\pi t}{T}\right)$
	Vertical (z)	$w = \frac{\pi H}{L} C \frac{\sinh\left(\frac{2\pi(z+d)}{L}\right)}{\sinh\left(\frac{2\pi d}{L}\right)} \sin\left(\frac{2\pi x}{L} - \frac{2\pi t}{T}\right)$
Desplazamientos	Horizontal (x)	$\xi = \frac{HgT^2}{4\pi L} \frac{\cosh\left(\frac{2\pi(z+d)}{L}\right)}{\cosh\left(\frac{2\pi d}{L}\right)} \sin\left(\frac{2\pi x}{L} - \frac{2\pi t}{T}\right)$
	Vertical (z)	$\zeta = \frac{HgT^2}{4\pi L} \frac{\sinh\left(\frac{2\pi(z+d)}{L}\right)}{\cosh\left(\frac{2\pi d}{L}\right)} \cos\left(\frac{2\pi x}{L} - \frac{2\pi t}{T}\right)$

Velocidad de Grupo	$C_g = \frac{C}{2} \left[ 1 + \frac{4\pi d}{L \sinh\left(\frac{4\pi d}{L}\right)} \right]$
Presión debajo de la Superficie.	$p = \rho g \frac{H}{2} \frac{\cosh\left(\frac{2\pi(z+d)}{L}\right)}{\cosh^2\left(\frac{2\pi d}{L}\right)} \cos\left(\frac{2\pi x}{L} - \frac{2\pi t}{T}\right) - \rho g z$
Energía	$E = \frac{\rho g H^2}{8}$
Potencia (por unidad de área)	$P = \frac{\rho g H^2}{8} C_g$
	Estas ecuaciones sufren simplificaciones dependiendo de la profundidad en que se encuentre viajando la ola.

Cabe señalar que en la utilización del programa CAESAR II, se debe incluir el tipo de teoría de oleaje que se utilizará en el análisis, la justificación del tipo de teoría junto con las ecuaciones que validan los cálculos se muestran más adelante.

Teoría de Stokes de Segundo Orden o de la Ola Progresiva.

La contribución principal de esta teoría es en el sentido que la amplitud de la ola ya no es simétrica con respecto al nivel de aguas tranquilas debido a que toma dos términos de la ecuación general del perfil de la ola, de esta forma el perfil de la superficie libre queda determinado por la ecuación:

$$\eta = a \cos \theta + a^2 B_2 \cos 2\theta$$

donde  $a < H/2$  para los ordenes mayores del segundo y  $B_2$  esta en función de la longitud de ola y la profundidad  $d$ .

Para utilizar ecuaciones de orden mayores al segundo orden se requiere el uso de tablas y de la informática como herramienta para simplificar los cálculos que son largos y tediosos. Con el fin de reducir los errores numéricos al aplicar las ecuaciones Skjelbreia realizó tablas en 1959 y posteriormente Skjelbreia y Hendrickson en 1962.

TEORÍA DE STOKES 2° ORDEN	ECUACIONES	
Perfil	$\eta = \frac{H}{2} \cos\left(\frac{2\pi x}{L} - \frac{2\pi t}{T}\right) + \left(\frac{\pi H}{L}\right)^2 \frac{\cosh\left(\frac{2\pi d}{L}\right)}{\sinh^3\left(\frac{2\pi d}{L}\right)} \left[2 + \cosh\left(\frac{4\pi d}{L}\right)\right] \cos\left(\frac{4\pi x}{L} - \frac{4\pi t}{T}\right)$	
Celeridad	$C = \frac{gT}{2\pi} \tanh\left(\frac{2\pi d}{L}\right) \left[1 + \left(\frac{\pi H}{L}\right)^2 \frac{5 + 2 \cosh\left(\frac{4\pi d}{L}\right) + 2 \cosh^2\left(\frac{4\pi d}{L}\right)}{8 \sinh^4\left(\frac{2\pi d}{L}\right)}\right]$	
Longitud	$L = \frac{gT^2}{2\pi} \tanh\left(\frac{2\pi d}{L}\right) \left[1 + \left(\frac{\pi H}{L}\right)^2 \frac{5 + 2 \cosh\left(\frac{4\pi d}{L}\right) + 2 \cosh^2\left(\frac{4\pi d}{L}\right)}{8 \sinh^4\left(\frac{2\pi d}{L}\right)}\right]$	
Velocidades	Horizontal (x)	$u = \frac{HgT}{2L} \frac{\cosh\left(\frac{2\pi(z+d)}{L}\right)}{\cosh\left(\frac{2\pi d}{L}\right)} \cos\left(\frac{2\pi x}{L} - \frac{2\pi t}{T}\right) + \frac{3}{4} \left(\frac{\pi H}{L}\right)^2 C \frac{\cosh\left(\frac{4\pi(z+d)}{L}\right)}{\sinh^4\left(\frac{2\pi d}{L}\right)} \cos\left(\frac{4\pi x}{L} - \frac{4\pi t}{T}\right)$
	Vertical (z)	$w = \frac{\pi H}{L} C \frac{\sinh\left(\frac{2\pi(z+d)}{L}\right)}{\sinh\left(\frac{2\pi d}{L}\right)} \sin\left(\frac{2\pi x}{L} - \frac{2\pi t}{T}\right) + \frac{3}{4} \left(\frac{\pi H}{L}\right)^2 C \frac{\cosh\left(\frac{4\pi(z+d)}{L}\right)}{\sinh^4\left(\frac{2\pi d}{L}\right)} \sin\left(\frac{2\pi x}{L} - \frac{2\pi t}{T}\right)$
Desplazamientos	Horizontal (x)	$\xi = \frac{HgT^2}{4\pi L} \frac{\cosh\left(\frac{2\pi(z+d)}{L}\right)}{\cosh\left(\frac{2\pi d}{L}\right)} \sin\left(\frac{2\pi x}{L} - \frac{2\pi t}{T}\right) + \left(\frac{\pi H^2}{8L}\right) \frac{1}{\sinh\left(\frac{2\pi d}{L}\right)} \left[1 - \frac{3}{2} \frac{\cosh\left(\frac{4\pi(z+d)}{L}\right)}{\sinh^2\left(\frac{2\pi d}{L}\right)}\right]$ $\sin\left(\frac{4\pi x}{L} - \frac{4\pi t}{T}\right) + \left(\frac{\pi H}{L}\right)^2 \frac{Ct}{2} \frac{\cosh\left(\frac{4\pi(z+d)}{L}\right)}{\sinh^3\left(\frac{2\pi d}{L}\right)}$
	Vertical (z)	$\zeta = \frac{HgT^2}{4\pi L} \frac{\sinh\left(\frac{2\pi(z+d)}{L}\right)}{\cosh\left(\frac{2\pi d}{L}\right)} \cos\left(\frac{2\pi x}{L} - \frac{2\pi t}{T}\right) + \frac{1}{L} \frac{\pi H}{\sinh^4\left(\frac{2\pi d}{L}\right)} \frac{\sinh\left(\frac{4\pi(z+d)}{L}\right)}{\cosh\left(\frac{4\pi x}{L} - \frac{4\pi t}{T}\right)}$

<p>Velocidad del transporte de masa</p>	$\bar{U}(z) = \left(\frac{\pi H}{L}\right)^2 \frac{C}{2} \frac{\cosh\left(\frac{4\pi(z+d)}{L}\right)}{\sinh^2\left(\frac{2\pi d}{L}\right)}$
<p>Presión debajo de la Superficie.</p>	$p = \rho g \frac{H}{2} \frac{\cosh\left(\frac{2\pi(z+d)}{L}\right)}{\cosh^2\left(\frac{2\pi d}{L}\right)} \cos\left(\frac{2\pi x}{L} - \frac{2\pi t}{T}\right) - \rho g z$ $+ \frac{3}{8} \rho g \frac{\pi H^2}{L} \frac{\tanh\left(\frac{2\pi d}{L}\right)}{\sinh^2\left(\frac{2\pi d}{L}\right)} \left[ \frac{\cosh\left(\frac{4\pi(z+d)}{L}\right)}{\sinh^2\left(\frac{2\pi d}{L}\right)} - \frac{1}{3} \right] \cos\left(\frac{4\pi x}{L} - \frac{4\pi t}{T}\right)$ $- \frac{1}{8} \rho g \frac{\pi H^2}{L} \frac{\tanh\left(\frac{2\pi d}{L}\right)}{\sinh^2\left(\frac{2\pi d}{L}\right)} \left[ \cosh\left(\frac{4\pi(z+d)}{L}\right) - 1 \right]$

La teoría de Stokes es muy importante ya que es muy utilizada en los análisis que se hacen a las estructuras Costa Afuera, es muy aplicable en aguas someras y en tirantes de agua mayores, por ser de orden mayor, se puede tener una ecuación de Stokes de 5° orden, o la ecuación de 5° orden modificada, es en general una de las teorías más importantes usadas en los análisis estructurales de ductos ascendentes.

Fuerzas y teoría de oleaje

La fuerza aplicable en cada elemento de la tubería se calcula por medio de la ecuación de Morrison<sup>26</sup>:

$$F = \frac{1}{2} \rho C_d D U |U| + \frac{\pi}{4} \rho C_m D^2 A$$

Donde:

$\rho$  – Densidad del fluido (Lb/ft<sup>3</sup>).

$C_d$  – Coeficiente de arrastre.

$D$  – Diámetro de la tubería (ft).

$U$  – Es la velocidad de la partícula. (Ft/seg)

<sup>26</sup> COADE (Engineering Software), "Mechanical Engineering News", Volume 28, January 2000, pp. 5 – 10.

$C_m$  – Coeficiente de inercia.

$A$  – Es la aceleración de la partícula.

Para las fuerzas de flotación producidas en el interior del tubo, además de las calculadas por Morrison se tiene:

$$F_i = \frac{1}{2} \rho C_i D U^2$$

Donde:

$\rho$  – Es la velocidad del fluido (ft/seg)

$C_i$  – Coeficiente de alzamiento.

$D$  – Diámetro de la tubería (ft).

$U$  – Es la velocidad de la partícula. (ft/seg)

Para el cálculo de las fuerzas en las tuberías con la ecuación de Morrison, el programa toma valores predeterminados para los coeficientes de arrastre, inercia y alzamiento que vienen descritos en los códigos API RP2A<sup>16</sup> y DNV (Det Norske Veritas)<sup>20</sup> los valores para cada uno de los coeficientes son los siguientes:

$C_d$  – Puede tomar valores entre 0.6 y 1.2.

$C_m$  – Puede tomar valores entre 1.5 y 2.

$C_i$  – Tiene un valor aproximado de 0.7.

Para la aplicación de las teorías de oleaje, el programa CAESAR II recurre a la ecuación de Newton-Raphson, para evaluar las distintas iteraciones en donde la altura de la ola significativa tiene una relación de dispersión importante, por ello necesitamos conocer la variación final para cada momento en el cual analicemos el ducto, la ecuación es la siguiente:

$$L = \frac{gT^2}{2\pi} \tanh \frac{2\pi D}{L}$$

Donde:

$L$  – Altura de ola significativa calculada. (ft).

$g$  – Es la aceleración de la gravedad (ft/seg<sup>2</sup>)

$T$  – Periodo de la ola (seg).

<sup>16</sup> American Petroleum Institute, "Design, Construction, Operation and Maintenance of Offshore Hydrocarbon Pipelines", RP1111, Third edition, July 1999.

<sup>20</sup> "Rules for design, Construction and inspection of offshore structures", Appendix C. Det Norske Veritas, 1977.

$D$  – Es la profundidad del mar en el sitio de trabajo (ft).

Para la determinación de la teoría de oleaje, el programa lo realiza automáticamente basándose en las condiciones de estado de mar, es decir, con el tirante de agua y la velocidad superficial de la corriente, para ello se basa en las gráficas 2.3.1-2 del API.

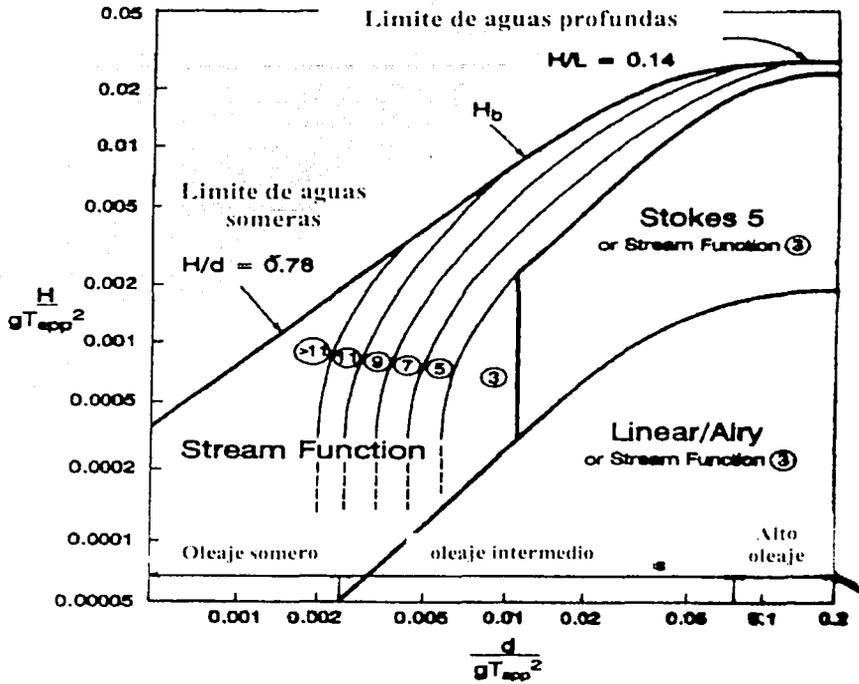


Figura III.3 Determinación de la teoría de oleaje.

### Mareas

Son el ascenso y descenso periódicos de las aguas oceánicas, incluyendo las del mar abierto, los golfos y las bahías, como resultado de la atracción gravitatoria de la luna y del sol sobre el agua y la propia tierra, en consecuencia su intensidad está estrechamente relacionada con las posiciones relativas de los astros.

### Corrientes

En general se puede definir a las corrientes como el desplazamiento de una masa de agua, determinada por dos características: dirección y velocidad.

La dirección de una corriente es el rumbo hacia el cual se dirigen. La velocidad de una corriente se expresa tradicionalmente en nudos, cuando se trata de aspectos relativos a la navegación ( 1 nudo = 1 milla náutica por hora = 1853 m/h ), o bien en m/s.

Las corrientes para su estudio pueden dividirse en cuatro: Oceánicas, inducidas por viento, por marea y corrientes en la costa producidas por oleaje.

En general las características de la corriente en el sitio de estudio se enuncian en la norma NRF-013-PEMEX-2001.

### Dirección del oleaje y corriente en la Sonda de Campeche.

El criterio transitorio para la evaluación de líneas submarinas en el Golfo de México considera los siguiente<sup>5</sup>:

Para la determinación de la dirección de la ola, se tendrá en cuenta la ubicación de la tubería de acuerdo a su localización. La figura III.4 muestra la zonificación efectuada por el criterio transitorio.

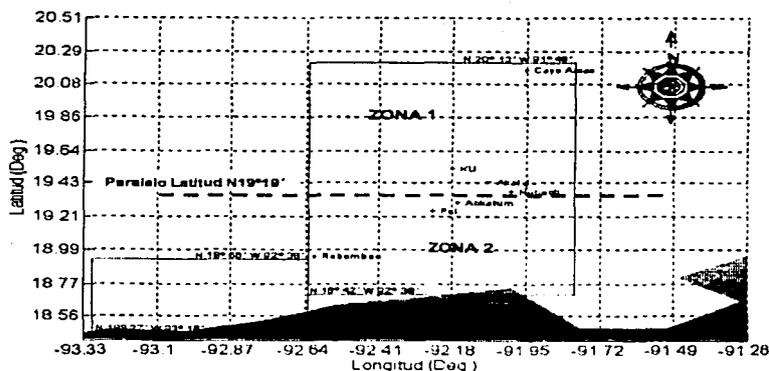


Figura III.4 Zonificación de parámetros oceanográficos para la Sonda de Campeche.

En la zona 1 de la figura anterior se encuentran localizados los ductos ascendentes del análisis, por lo cual se tomarán las siguientes consideraciones acerca del oleaje y la corriente:

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:

<sup>5</sup> PEMEX, Evaluación de líneas submarinas en el Golfo de México, Abril de 2001. NRF-013.

### 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). La batimetría se considerará uniforme y regular, en general en la Sonda de Campeche la batimetría tiene una inclinación de  $N30^{\circ}E$ .

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.

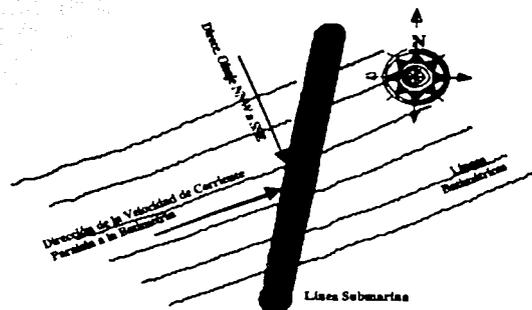


Figura III.5 Direcciones más probables de oleaje

### □ III.3 Tasas de ocurrencia de los diversos fenómenos metoceanicos.

Todos los fenómenos generados por la naturaleza tienen como factor primordial su ocurrencia incierta y hasta cierto punto sorpresiva, el tener una gran cantidad de datos a lo largo del tiempo en los cuales se pueda estudiar el comportamiento que ha tenido el fenómeno puede ser muy útil en las predicciones futuras, mientras más datos registrados a lo largo del tiempo se tengan, tendremos una probabilidad mayor de modelar lo que ocurre con estos fenómenos metoceanicos. Toda la información estadística que se presenta a continuación es el resultado de muchos años de estudio, PEMEX, ha solicitado los servicios de varias empresas extranjeras y del Instituto Mexicano del Petróleo, para determinar lo ocurrido con los fenómenos Meteorológicos y Oceanográficos de la Sonda de Campeche.

La obtención de la información ha sido una recopilación de todos los fenómenos metoceanicos de la Sonda de Campeche a lo largo del tiempo, durante estos años se han monitoreando los principales complejos petroleros con aparatos electrónicos, recopilándose información acerca de: (la altura de ola máxima, periodo de la ola, periodo de retorno, marea de tormenta, marea astronómica, velocidades máximas del viento, velocidades de la corriente, y probabilidad de ocurrencia para diferentes alturas de ola y periodos de ocurrencia).

La información para los distintos campos petroleros de la Sonda de Campeche, esta registrada en el Criterio Transitorio para la Evaluación y el Diseño de Plataformas Marinas Fijas en la Sonda de Campeche, este criterio transitorio<sup>2</sup> en su segunda edición fue aprobado en el año de 1998, teniendo como parteaguas primordiales para sus cambios, los daños ocurridos en eventos extraordinarios como huracanes, un ejemplo de esto fue lo ocurrido con el Huracán Roxanne, en la Sonda de Campeche.

Los tres apéndices que contienen toda esta información son:

**Apéndice A-** Información Meteorológica y Oceanográfica de extremos para diferentes Campos en la Sonda de Campeche (Huracanes y Tormentas de Invierno).

**Apéndice B-** Información Meteorológica y Oceanográfica de Extremos para diferentes Campos en la Sonda de Campeche (Tormentas de Invierno).

**Apéndice C-** Diagramas de Dispersión para Diferentes Campos en la Sonda de Campeche.

En las **tablas 3 a 7** siguientes se muestra las características Oceanográficas para las zonas en las cuales se encuentran ubicados los ductos ascendentes del estudio:

<sup>2</sup> PEMEX, "Criterio Transitorio para el Diseño y Evaluación de Plataformas Marinas Fijas en la Sonda de Campeche", Segunda Edición 1998.pp. A-1, C-9.

**Tabla 1 Extremos Meteorológicos y Oceanográficos en las Areas Indicadas Considerando Huracanes y Tormentas de Invierno**

Areas: Akal, Balam, Ek, Batab, Ixtoc, Taratunich dl-2  
 Profundidad de agua: 44 - 52 m

Parámetros	Diseño	Evaluación			
		Rango Elástico	Resistencia Última		
		Nivel Diseño	Moderada	Alta	Muy Alta
Periodo de retorno de referencia (años)	180	99	753	892	1485
Altura de ola máxima (m)	16.7	15	21	21.5	23
Periodo de la ola (s)	12.06	11.46	13.52	13.70	14.24
Marea astronómica (m)	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76
Marea de tormenta (m)	1.04	0.98	1.20	1.22	1.27
Velocidades máximas de viento a 10 m SNMM (m/s)					
3 s	58.77	53.30	72.60	74.22	79.09
5 s	56.79	51.51	70.16	71.73	76.43
15 s	52.54	47.65	64.91	66.36	70.71
1 min	47.18	42.79	58.28	59.58	63.49
1 hr	39.42	35.75	48.70	49.79	53.06
Velocidades de corriente (cm/s):					
0% de la profundidad	125	111	159	163	175
50% de la profundidad	97	83	131	135	147
95% de la profundidad	78	70	100	102	109

**Tabla 2. Extremos Meteorológicos y Oceanográficos en las Areas Indicadas Considerando Huracanes y Tormentas de Invierno**

Areas: Nohoch - A

Profundidad de agua: 38 - 40 m

Parámetros	Diseño	Evaluación			
		Rango Elástico	Resistencia Última		
		Nivel Diseño	Moderada	Alta	Muy Alta
Periodo de retorno de referencia (años)	248	131	1138	1370	2386
Altura de ola máxima (m)	16.7	15	21	21.5	23
Periodo de la ola (s)	11.95	11.29	13.55	13.74	14.31
Marea astronómica (m)	0.76	0.76	0.76	0.76	0.76
Marea de tormenta (m)	1.26	1.17	1.49	1.52	1.60
Velocidades máximas de viento a 10 m SNMM (m/s)					
3 s	61.22	55.33	76.24	78.00	83.27
5 s	59.16	53.47	73.67	75.37	80.47
15 s	54.73	49.47	68.16	69.73	74.45
1 min	49.14	44.42	61.20	62.61	66.85
1 hr	41.07	37.12	51.14	52.32	55.86
Velocidades de corriente (cm/s):					
0% de la profundidad	113	100	143	146	157
50% de la profundidad	98	85	127	131	142
95% de la profundidad	84	75	108	111	120

**Tabla 3. Extremos Meteorológicos y Oceanográficos para Condiciones de Operación en las Areas Indicadas. Considerando Exclusivamente Tormentas de Invierno.**

Areas: Akal, Balam, Batab, EK, Ixtoc, Tarantunich dl-2  
 Profundidad de agua: 44 - 52 m

Período de retorno (años)	10
Altura de ola significativa (m)	3.82
Altura máxima de la ola (m)	7.09
Periodo de la ola (s)	10.68
Altura de la marea astronómica (m)	0.76
Altura de la marea de tormenta (m)	0.36
Velocidades máximas de viento a 10 m (m/s)	
1 hr	15.7
Velocidades de corriente (cm/s)	
0%	42
50%	37
95%	20

**Tabla 4. Extremos Meteorológicos y Oceanográficos para Condiciones de Operación en las Areas Indicadas. Considerando Exclusivamente Tormentas de Invierno.**

Areas: Nohoch "A"

Profundidad de agua: 38 - 40 m

Período de retorno (años)	10
Altura de ola significativa (m)	3.79
Altura máxima de la ola (m)	7.02
Período de la ola (s)	10.45
Altura de la marea astronómica (m)	0.76
Altura de la marea de tormenta (m)	0.37
Velocidades máximas de viento a 10 m (m/s)	
1 hr	15.62
Velocidades de corriente (cm/s)	
0%	42
50%	37
95%	22

Tabla 5. Información Oceanográfica para el Análisis de Fatiga en las Areas Indicadas.

Areas: Ku, Ixtal-1, Akal, Balam, Ek, Batab, Ixtoc, Taratunich dl-2, Nohoch - A

ALTURA DE OLA SIGNIFICANTE (m)

Periodo Pico (s)	0	0.25	0.75	1.25	1.75	2.25	2.75	3.25	3.75	4.25	4.75	5.25	5.75	6.25	6.75	7.25	7.75	8.25	Total	
0.00 - 0.9999																				
1.00 - 1.9999	0.0003	0.0315																		0.0318
2.00 - 2.9999		0.1695	0.0173																	0.1867
3.00 - 3.9999		0.019	0.0401																	0.0591
4.00 - 4.9999		0.0145	0.2797	0.0212																0.3154
5.00 - 5.9999		0.0119	0.0531	0.0866	0.0042	0.0001														0.1559
6.00 - 6.9999		0.003	0.025	0.0242	0.0136	0.0009														0.0687
7.00 - 7.9999		0.0046	0.0189	0.0282	0.0285	0.0072	0.0005													0.088
8.00 - 8.9999		0.0008	0.0068	0.0091	0.0159	0.0177	0.0107	0.0004												0.0815
9.00 - 9.9999		0.0001	0.0008	0.0016	0.0023	0.0027	0.0074	0.009	0.0021	0.0002										0.0262
10.00 - 10.9999						0.0003	0.0003	0.0014	0.0016	0.0021	0.0008									0.0065
11.00 - 11.9999										0.0003	0.0009	0.0005	0.0001							0.0019
12.00 - 12.9999													0.0001	0.0002						0.0003
<b>Total</b>	<b>0.0003</b>	<b>0.2549</b>	<b>0.4417</b>	<b>0.1708</b>	<b>0.0646</b>	<b>0.029</b>	<b>0.019</b>	<b>0.0108</b>	<b>0.0038</b>	<b>0.0026</b>	<b>0.0016</b>	<b>0.0005</b>	<b>0.0002</b>	<b>0.0002</b>						<b>1</b>

DIRECCIÓN MEDIA DEL VECTOR (grados)

Altura de Ola Significante (m)	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	Total
0.00 - 0.2499											0.0001	0.0001	0.0001				0.0003
0.25 - 0.7499	0.0045	0.0032	0.0028	0.002	0.0027	0.0027	0.0037	0.0049	0.0056	0.0138	0.0347	0.0609	0.0577	0.0249	0.0206	0.0101	0.2549
0.75 - 1.2499	0.0054	0.0036	0.0019	0.001	0.0019	0.0032	0.0042	0.0117	0.0219	0.0502	0.0727	0.072	0.093	0.0551	0.0347	0.0093	0.4417
1.25 - 1.7499	0.0022	0.001	0.0013	0.0011	0.0019	0.0021	0.0025	0.012	0.033	0.032	0.0121	0.0126	0.0199	0.0165	0.0155	0.0052	0.1708
1.75 - 2.2499	0.0002	0.0004	0.0003	0.0003	0.001	0.0011	0.0038	0.012	0.0276	0.0134	0.0004	0.0005	0.0008	0.0009	0.0009	0.001	0.0646
2.25 - 2.7499	0.0003			0.0001	0.0003	0.0002	0.0015	0.0084	0.0134	0.0044						0.0003	0.029
2.75 - 3.2499					0.0002	0.0003	0.0018	0.0065	0.0094	0.0008							0.019
3.25 - 3.7499						0.0002	0.0012	0.0038	0.0053	0.0003							0.0108
3.75 - 4.2499							0.0004	0.0018	0.0014	0.0002							0.0038
4.25 - 4.7499							0.0001	0.0013	0.001	0.0002							0.0028
4.75 - 5.2499									0.0007	0.001							0.0018
5.25 - 5.7499								0.0001	0.0003								0.0005
5.75 - 6.2499								0.0002									0.0002
6.25 - 6.7499								0.0002									0.0002
<b>Total</b>	<b>0.0126</b>	<b>0.0081</b>	<b>0.0063</b>	<b>0.0046</b>	<b>0.0079</b>	<b>0.0097</b>	<b>0.0192</b>	<b>0.0636</b>	<b>0.1189</b>	<b>0.1153</b>	<b>0.1201</b>	<b>0.1462</b>	<b>0.1715</b>	<b>0.0975</b>	<b>0.0718</b>	<b>0.028</b>	<b>1</b>

### □ III.4 Cálculo de ciclos de carga.

En las tablas anteriores se muestra para cada altura de ola y periodo de ocurrencia, una probabilidad asignada por estudios realizados a través del tiempo, lo mismo ocurre con las direcciones del oleaje y su periodo de ocurrencia, con toda esta información se debe obtener un número de ciclos de carga, que representan el número de veces que una ola de altura y periodo de ocurrencia determinados golpean al ducto en un año de operación.

El calculo del número de ciclos es el siguiente:

$$\frac{P(\varepsilon)S_a}{T_o} = C$$

Donde:

$P(\varepsilon)$  – Es la probabilidad de ocurrencia asignada para una altura de ola y periodo determinado.

$S_a$  – Es el número de segundos de un año.

$T_o$  – Periodo de ocurrencia de cada ola, en (seg).

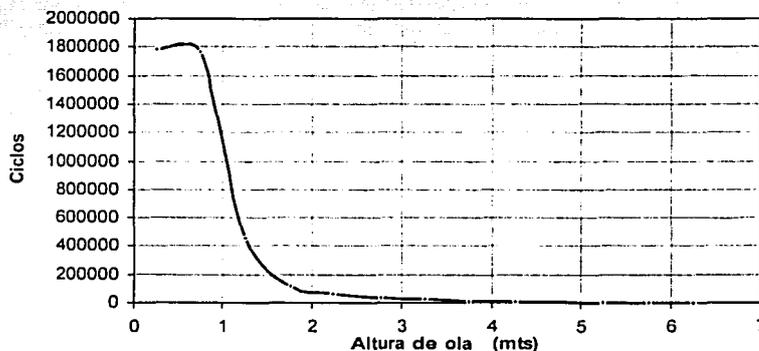
Es muy importante el calculo de los ciclos de carga, ya que con este valor podemos obtener de la curva S-N el esfuerzo necesario para llevar a la falla al material de los ductos ascendentes. Con el empleo de esta gráfica, podemos obtener los ciclos a partir del esfuerzo de aplicación o de operación del ducto y así comenzar a cuantificar los daños por fatiga.

Finalmente con la expresión anterior se obtienen los ciclos de carga aplicados al ducto. Los resultados se muestran en la tabla 1.

**Tabla 1. Ciclos de carga<sup>2</sup>.**

Periodo	Altura de ola significativa ( m ).													
	0	0.25	0.75	1.25	1.75	2.25	2.75	3.25	3.75	4.25	4.75	5.25	5.75	6.25
0 - 0.99														
1 - 1.99	4755	499188												
2 - 2.99		1787743	182466											
3 - 3.99		150171	316941											
4 - 4.99		91638	1767659	133981										
5 - 5.99		62651	279560	455929	22112	527								
6 - 6.99		13535	112790	109180	61358	4061								
7 - 7.99		18156	74597	111304	112488	28418	1974							
8 - 8.99		2807	23854	31922	55776	62090	37535	1404						
9 - 9.99		316	2526	5051	7261	8524	23360	28411	6630	632				
10 - 10.99						861	861	4018	4592	6026	2296			
11 - 11.99										789	2368	1316	263	
12 - 12.99													243	486

El calculo anterior de los ciclos de carga es el resultado final de las condiciones de mar de la zona estudio, se puede observar en los resultados que mientras la altura de ola sea más pequeña, ocurrirán un número de ciclos de carga significativos, esto se muestra en la gráfica siguiente:



**Figura III.6** Altura de ola vs. ciclos de carga.

<sup>2</sup> PEMEX, "Criterio Transitorio para el Diseño y Evaluación de Plataformas Marinas Fijas en la Sonda de Campeche" Segunda edición 1998, pp.A-1,C-9.

El cálculo de los ciclos de carga es muy importante ya que es un dato fundamental para el cálculo de la vida por fatiga, considerado en el programa CAESAR II.

Para la obtención de los daños por fatiga con el método probabilístico se debe conocer primero los esfuerzos producidos por cada uno de los estados de mar que afectan al ducto ascendente en estudio, para luego obtener los daños por fatiga, esto se revisará con detalle en el capítulo V.



## **CAPITULO IV.**

### **Modelación analítica del ducto ascendente**

El saber que algo se ignora, ya es un conocimiento.

- Confucio -

## **CAPITULO IV. MODELACION ANALITICA DEL DUCTO ASCENDENTE**

### **Introducción**

La generación del modelo analítico que se utilizará en el análisis por fatiga, utilizando el programa de computo CAESAR II, es posiblemente el paso más importante para la obtención de resultados confiables. Por lo anterior, se debe tener en cuenta todas las condiciones geométricas y del sitio de operación de los nueve ductos ascendentes analizados.

El programa CAESAR II puede realizar un análisis dinámico del ducto ascendente, mediante el ingreso de datos como altura y periodo del oleaje, velocidad de la corriente, propiedades del suelo y movimientos de la plataforma en la cual esta ligado. El programa se encarga de obtener los esfuerzos en cualquier plano, esfuerzos permisibles por fatiga, determinar el número de ciclos permisibles, de esto se habla con más detalle en el capítulo V.

La modelación analítica consiste en recabar las propiedades geométricas y de operación, mediante la obtención de datos reales del ducto ascendente y la plataforma que lo contiene, esta información fue recabada de planos de proyecto definitivo de ductos ascendentes localizados en la Sonda de Campeche; datos como diámetro, espesor del ducto, presión de operación, tirante de agua, entre otros son obtenidos de estos planos; los desplazamientos y rigideces de las plataformas son obtenidos gracias al monitoreo constante que se realiza a las plataformas. El propósito de realizar esta detallada modelación analítica, es la de simular lo más cercano a la realidad lo que ocurre con el ducto ascendente, para poder trasladarlo al programa de análisis y así obtener resultados confiables.

La selección de los nueve ductos ascendentes de este estudio se hace principalmente en función de su diámetro, espesor, presión de operación y tirante de agua en el cual están localizados, es decir, comprende todos y cada uno de los diámetros de diseño para ductos ascendentes, espesores comerciales más utilizados, presiones de operación más desfavorables y una variación de tirantes de agua desde el menor hasta el mayor para la Sonda de Campeche.

#### **□ IV.1 Características geométricas y de operación del ducto ascendente**

En las tablas que a continuación se presentan se resumen las principales características geométricas y de operación de los nueve ductos ascendentes, se incluye la información del número de abrazaderas y la orientación de la plataforma a la cual esta ligado.

Los datos de operación y servicio de los 9 ductos ascendentes mostrados en las tablas, muestran un compendio de información representativo de la Sonda de Campeche ya que se consideran todas las características de diámetros, espesores y presiones de operación de todos los ductos ascendentes encontrados en estos complejos petroleros del Golfo de México.

Características operativas de los ductos ascendentes de la zona estudio

**Tabla 1.**

CARACTERÍSTICAS	PLATAFORMA								
	E - KU - G	AKAL - MB	AKAL - G	AKAL - N	NOHOCH - C	AKAL - MB	E - KU - A	NOHOCH - A	ABKATUN
Servicio	Oleogasoducto	Gas residual	Crudo	Crudo amargo	Gas amargo	Gas amargo	Gas residual	Gasoducto	Gasoducto
Tirante de agua (mts)	-59.741	-49.4	-40.7	-47.24	-39.1	-49.4	-63.39	-39.62	-37.795
Diámetro (pulg)	8"	12.75"	12.75"	20"	20"	24"	24"	36"	36"
Espesor de la Línea (pulg)	0.5"	0.625"	0.75"	0.75"	0.75"	0.75"	1"	1"	0.875"
Espesor del ducto (pulg)	0.5"	0.625"	0.75"	0.75"	0.75"	0.825"	1"	1.250"	1.5"
Lastre. Esp. (pulg)	1"	1.5"	1"	1.750"	2"	2.5"	1"	3"	2.5"
Presión. Oper. (lg/pulg <sup>2</sup> )	1173.15	1138	1066.6	1173	1066.5	390.8	1173.5	213.35	497.87
Tem. Op. (°C) (°F)	(33) (91.4)	(38) (100)	(52) (125.68)	(80) (176)	(52) (125.68)	(75) (167)	(33) (91.4)	(72.5) (160)	(54) (129.2)
Dens. lastre. concre. (lb/pie <sup>3</sup> )	140	190	165	160	165	180	165	160	190
Tipo de suelo	arcilla	arcilla	arcilla	arcilla	arcilla	arcilla	arcilla	arcilla	arcilla
Abrazaderas guía	6	6	5	3	4	4	4	4	3
Loc. de Abrazaderas guía	(4.57,-7.92,-19.2)	(4.46,-4.2,-14.15)	(-5,-11,-19.5)	(-8.5,-23.5)	(-4.5,-13.75)	(-4.07,-17)	(-5.79,-21.33)	(-7.73,-19.73)	(-9.144,-30)
(m.s.n.m)	(-30.4,-43.5,-55)	(-24.1,-34,-44)	(-28,-36.210)	(-40.5)	(-23.90,-33.40)	(-30.63,-43.9)	(-39.77,-57.6)	(-25.73,-34.29)	(-32.75)
Abrazadera ancla	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Loc. de abrazadera ancla	(+10.516)	(+9.5)	(+8.69)	(+8.50)	(+9.715)	(+9.144)	(+10.058)	(+6.159)	(+7.434)
Anodo de sacrificio	1	1	1	1	1	1	1	1	
Loc. de Anodos	(-26.822)	(-29.50)	(-18)	(-34)	(-20)	(-14)	(-24.384)	(-6)	
Brida de anillo	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Loc. de Brida.	(-35.72)	(-40.27)	(-34.910)	(-39)	(-31.9)	(-42.40)	(-60.5)	(-33.118)	(-28)
Codos	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Angulo de los codos	7°7'30"	10°1'30"	10°1'30"	7°7'30"	10°1'30"	7°7'30"	7°10'2"	7°7'30"	10°1'30"
	83°9'47"	83°9'47"	88°11'25"	83°24'54"	80°35'28"	84°52'7"	84°10'2"	88°30'59"	84°10'2"
Curvatura del codo	3 Diámetros.	3 Diámetros.	3 Diámetros.	3 Diámetros.	3 Diámetros.	3 Diámetros.	3 Diámetros.	3 Diámetros.	3 Diámetros.
Localización de codos	(+7.315)	(+7.315)	(+7.375)	(+7.315)	(+7.427)	(+7.387)	(+7.438)	(+4.877)	(+4.877)
(mts)	(-58.023)	(-48.23)	(-39.814)	(-46.150)	(-37.521)	(-46.150)	(-62.10)	(-41)	(-34.950)
Ubicación del ducto en la plataforma.	Pierna A2	Pierna B4	Pierna A1	Pierna B3	Pierna A4	Pierna B3	Pierna A2	Pierna B3	Pierna B4
Loc. De Monoblock (mts)	(+10.12)	(+10.55)	(+10.638)	(+9.920)	(+12.30)	(+9.920)	(+10.35)	(+9.476)	(+10.5)
Orientación de la plataforma	N30°58'E	N45°0'0"E	N2°16'3"E	N45°0'0"E	S47°0'8"W	S45°0'0"W	S41°4'0"W	N7°15'1"E	N45°0'0"E

## □ IV.2 Características de desplazamiento y rigidez de la plataforma que contiene al ducto ascendente.

Todo desplazamiento de la plataforma esta ligado estrechamente con la rigidez y el amortiguamiento de la misma. Estos parámetros son muy importantes para el análisis del ducto ascendente ya que al encontrarse ligado a la plataforma, por medio de las abrazaderas se transmiten las solicitaciones provocadas por los efectos oceánicos<sup>12</sup>.

Las principales características de las plataformas que intervienen en el comportamiento dinámico y estructural de los ductos ascendentes son las siguientes:

### Desplazamientos de la plataforma

Una información importante que se requiere para el análisis por fatiga del ducto es la de desplazamientos que se presentarán en la plataforma. Se recopiló información de las plataformas NOHOCH - A, E-KU-G, AKAL -M, y AKAL - G, donde se obtienen desplazamientos en los diferentes niveles, y el cortante máximo presente en la plataforma.

### Rigideces de la plataforma

Por efecto de la interacción que tiene el ducto ascendente con la plataforma, se debe incluir la rigidez que está proporciona Las rigideces son el resultado de la relación entre el cortante máximo de la plataforma, y el desplazamiento de la plataforma.

Todos estos valores de desplazamiento y cortante máximo son obtenidos gracias al monitoreo efectuado a las plataformas, en condiciones de operación normal.

Las figuras IV.1 a 13 muestran la variación de la rigidez con respecto a la elevación de la plataforma, la variación lineal de la rigidez con respecto al tirante de agua y los diferentes desplazamientos totales para diferentes alturas de la plataforma.

Se obtiene una variación lineal de la rigidez cuando no se tiene información detallada de los cambios de la rigidez con respecto a la elevación de una plataforma, si conocemos la rigidez máxima y mínima ocurridas, se puede realizar una relación lineal entre la elevación y la rigidez actuante, esta relación no es exacta, pero puede proporcionar un valor aproximado de la rigidez para un valor intermedio en la elevación de la plataforma.

---

<sup>12</sup> PEMEX, Proceso de Instalaciones de Plataformas Marinas. Subdirección de proyectos de Construcción de obra, Gerencia de Administración de proyectos especiales, 1981.

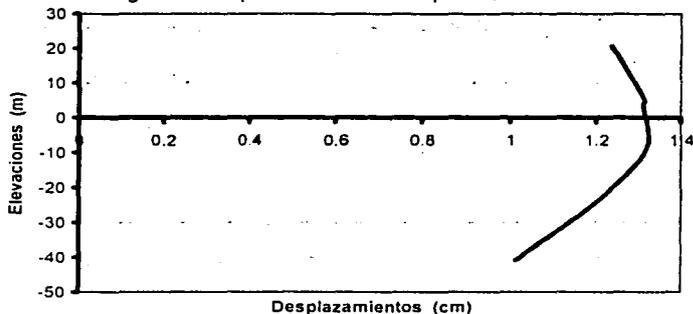
### Reporte de desplazamientos para diferentes alturas de plataforma.

En las figuras 1 a 4 se muestra el desplazamiento máximo presentado en diferentes elevaciones de la plataforma, puede observarse que los desplazamientos máximos se presentan en la zona del oleaje, mientras que en las zonas cercanas al lecho marino los desplazamientos son muy pequeños, al final en la figura IV 5 se presenta una comparación de los desplazamientos totales de las cuatro plataformas que contienen a los ductos ascendentes del estudio.

#### Plataforma Nohoch-A

Desplazamiento (cm)	Elevaciones (m)
1.236	20.75
1.262	15.85
1.314	4.88
1.31	3.66
1.319	-8.53
1.22	-22.25
1.027	-39.62
1.012	-40.84

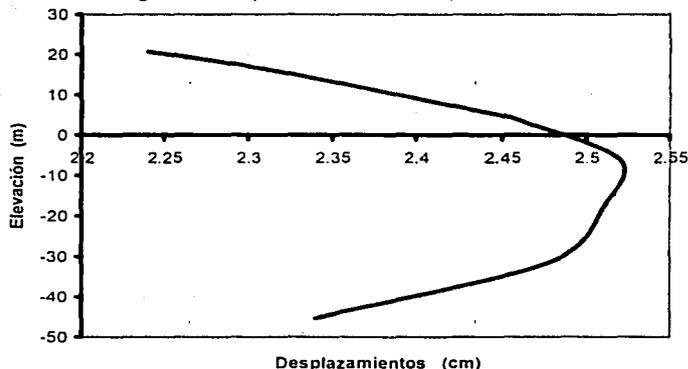
Fig IV.1 Desplazamientos. en la plataforma Nohoch-A



#### Plataforma E-KU-G

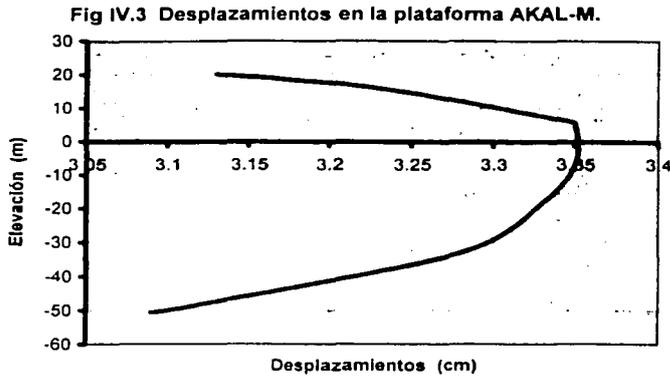
Desplazamiento (cm)	Elevaciones (m)
2.24	20.75
2.317	15.85
2.45	4.88
2.46	3.66
2.52	-6.1
2.51	-17.68
2.48	-31.09
2.35	-44.27
2.34	-45.31

Fig IV.2 Desplazamientos. en la plataforma E-KU-G.



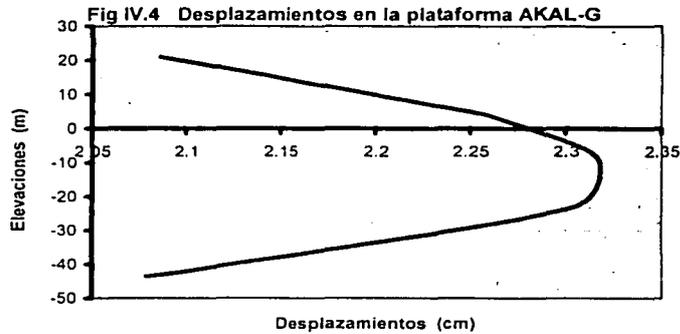
**Plataforma AKAL-M**

Desplazamiento (cm)	Elevaciones (m)
3.13	20.03
3.23	15.85
3.34	6.71
3.35	5.49
3.35	-6.71
3.33	-18.29
3.28	-32.92
3.11	-49.07
3.09	-50.61

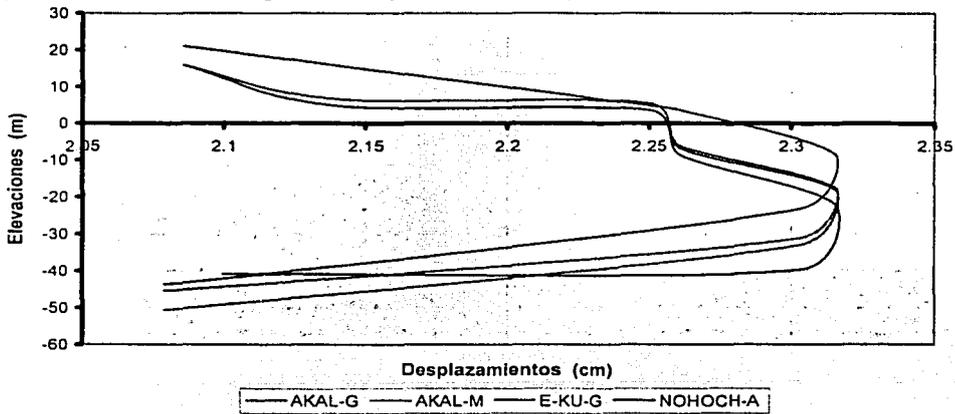


**Plataforma AKAL-G**

Desplazamiento (cm)	Elevaciones (m)
2.086	21
2.139	15.85
2.25	4.88
2.261	3.658
2.316	-8.53
2.303	-23.17
2.1	-42.06
2.079	-43.57



**Fig IV.5 Comparación de desplazamientos**



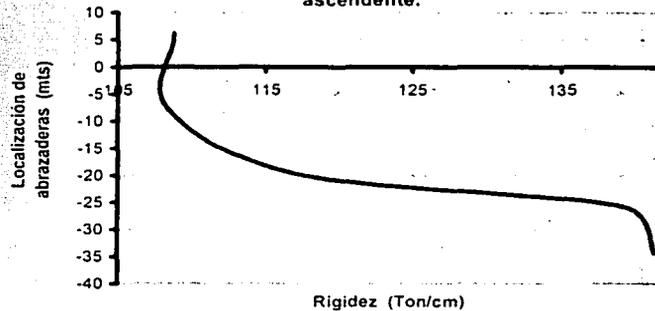
**Plataforma Nohoch-A**

En las figuras IV 6 a 9, se observa la variación de la rigidez en cada una de las abrazaderas que sujetan al ducto ascendente, si la abrazadera se encuentra cerca del lecho marino, su rigidez es grande comparada con una abrazadera localizada en la zona del oleaje.

Localización de apoyos (mts)	Cortante (Ton)	Desplazamiento (cm)	Rigidez (Ton/cm)
6.159	143	1.314	108.8280061
-7.73	143	1.319	108.4154663
-19.73	143	1.22	117.2131148
-25.73	143	1.027	139.2405063
-34.29	143	1.012	141.3043478

Fig IV.6 Rigidez en abrazaderas del ducto ascendente.

Tirante de agua   
 Rigidez máxima   
 (Ton/cm)  
 Diámetro del ducto (Pulg)

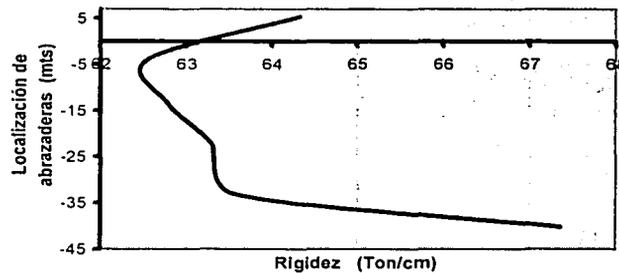


**Plataforma E-KU-G**

Localización de apoyos (mts)	Cortante (Ton)	Desplazamiento (cm)	Rigidez (Ton/cm)
5.44	157.6	2.45	64.32653061
-4	157.6	2.52	62.53968254
-13.5	157.6	2.51	62.78884462
-22.5	157.6	2.49	63.29317269
-33.1	157.6	2.48	63.5483871
-40.25	157.6	2.34	67.35042735

Fig IV. 7 Rigidez actuante en abrazaderas del ducto ascendente

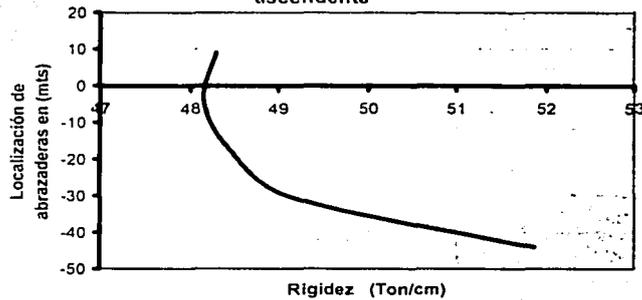
Tirante de agua   
 Rigidez máxima   
 (Ton/cm)  
 Diámetro del ducto (Pulg)



**Plataforma Akal - M**

Localización de apoyos (mts)	Cortante (Ton)	Desplazamiento (cm)	Rigidez (Ton/cm)
9.144	161.3	3.34	48.29341317
-4	161.3	3.35	48.14925373
-17	161.3	3.33	48.43843844
-30.63	161.3	3.28	49.17682927
-43.9	161.3	3.11	51.86495177

Fig IV.8 Rigidez actuante en abrazaderas del ducto ascendente

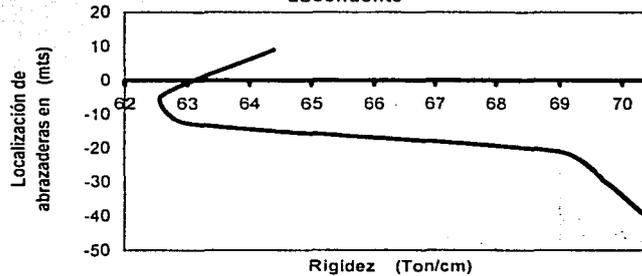


Tirante de agua   
 Rigidez máxima   
 Diámetro del ducto (Pulg)

**Plataforma Akal - G**

Localización de apoyos (mts)	Cortante (Ton)	Desplazamiento (cm)	Rigidez (Ton/cm)
9	144.9	2.25	64.4
-4.75	144.9	2.316	62.56476684
-12.7	144.9	2.3	63
-21	144.9	2.1	69
-29.5	144.9	2.079	69.6969697
-39.1	144.9	2.06	70.33980583

Fig IV.9 Rigidez actuante en abrazaderas del ducto ascendente



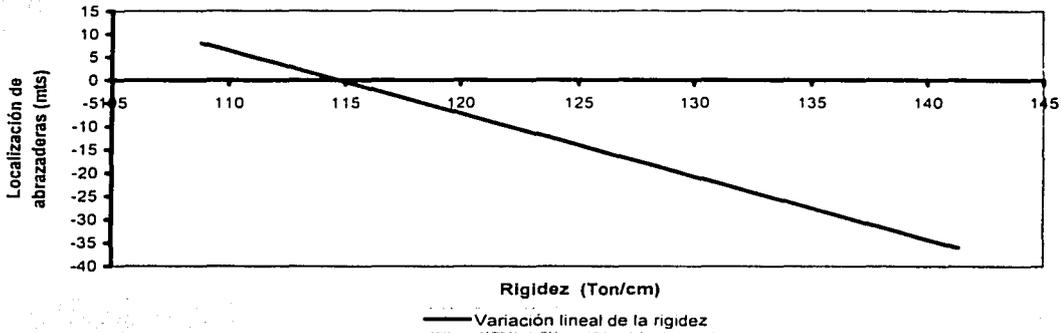
Tirante de agua   
 Rigidez máxima   
 Diámetro del ducto (Pulg)

**Variación lineal de la rigidez para diferentes localizaciones de abrazaderas, en plataformas de la Sonda de Campeche.**

En las fig IV.10 a 13 siguientes se muestra el cambio lineal de la rigidez con respecto al tirante de agua de la Plataforma. Surgen de la necesidad de conocer el valor aproximado del valor de la rigidez para una determinada elevación de la plataforma. La realización de este trabajo considero los valores de la rigidez lineal para la mayoría de las plataformas que contienen los ductos ascendentes en estudio.

Localización de apoyos (mts)	Rigidez (Ton/cm)
8	108.828
-36	141.304

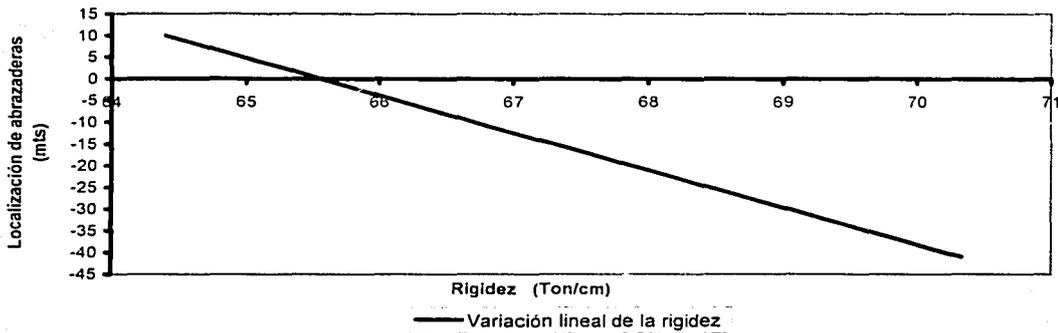
Fig IV.10 Rigidez característica en plataformas con tirante de agua de 35 a 39 metros.



**Plataformas con tirante de agua de 40 a 44 metros**

Localización de apoyos (mts)	Rigidez (Ton/cm)
10	64.4
-41	70.33

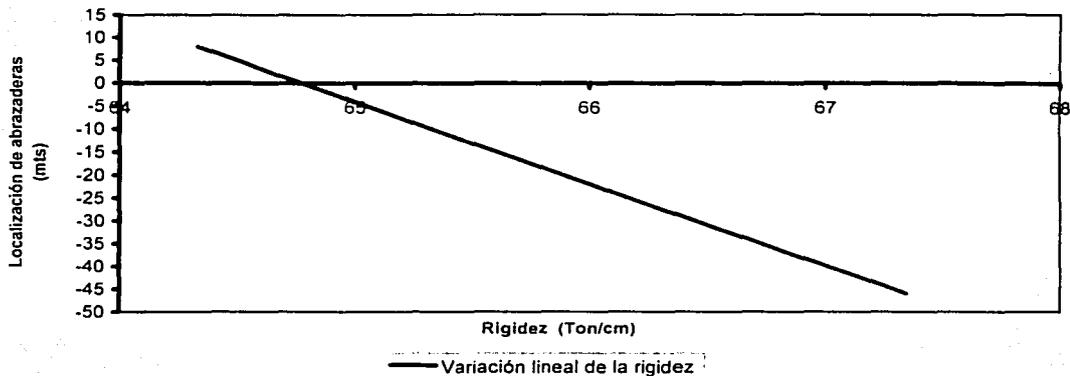
Fig IV.11 Rigidez característica en plataformas con tirante de agua de 40 a 44 metros



**Plataformas con tirante de agua de 45 a 49 metros**

Localización de apoyos (mts)	Rigidez (Ton/cm)
8	64.326
-46	67.35

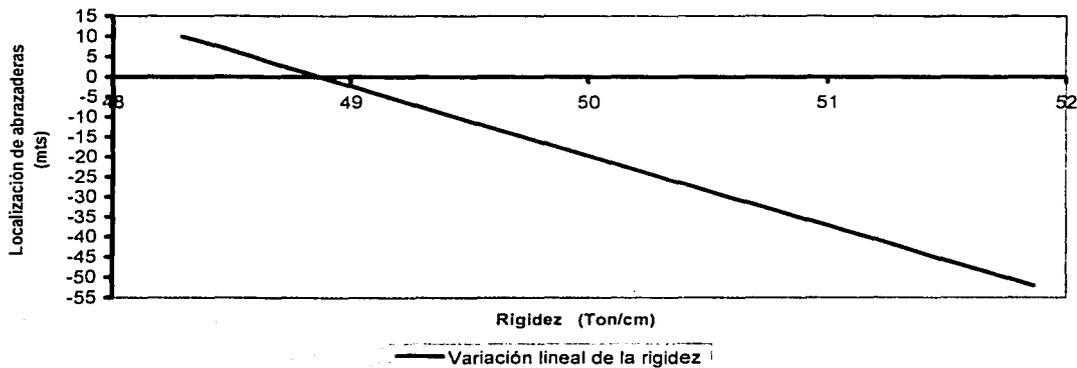
Fig IV.12 Rigidez característica en plataformas con tirante de agua de 45 a 49 metros.



**Plataformas con tirante de agua de 50 a 55 metros**

Localización de apoyos (mts)	Rigidez (Ton/cm)
10	48.293
-52	51.864

Fig IV.13 Rigidez característica en plataformas con tirante de agua de 50 a 55 metros.



### □ IV.3 Consideración del fondo marino en el sitio de estudio.

Uno de los principales problemas con los que se enfrenta la Ingeniería Costa Afuera, es determinar o conocer las características del lecho marino. Las técnicas para determinar las propiedades del suelo han ido evolucionando a tal grado que podemos conocer con gran exactitud el tipo de terreno, pliegues, fallas y propiedades formadoras de los suelos.

En 1971, con el reporte de manifestación de hidrocarburos en el mar, se decide extender a la Sonda la prospección geofísica, que nos permite delinear las grandes estructuras productoras que posteriormente se confirman con la perforación de pozos de explotación y explotación. Estos antecedentes permitieron definir la geología de la Sonda de Campeche.

Simular las condiciones del suelo lo más cercano a la realidad depende en gran medida de los datos geológicos y geofísicos con que se disponga.

La modelación analítica de la interacción suelo - tramo de línea submarina, se lleva a cabo considerando que la tubería se encuentra apoyada en el fondo marino de forma similar al de una cimentación, de tal forma que se supone que la tubería esta sostenida por una infinidad de apoyos, estos apoyos constan de resortes lineales. Uno para cada dirección de los ejes locales del tubo a apoyar.

Para modelar el apoyo de la línea se hace con resortes verticales, resortes laterales y fuerzas axiales de fricción. Los resortes verticales simulan el movimiento relativo entre el suelo y la tubería. Los resortes laterales son de rigidez constante para toda la línea, su valor se calcula en base al desplazamiento del último punto de la curva de expansión, pues se supone no tiene un movimiento lateral sensible. La fuerza axial de fricción representa la oposición al movimiento causada por el esfuerzo longitudinal a lo largo de la línea submarina.

La dificultad que presenta esta forma de modelar el suelo es que las rigideces para cada resorte en los diferentes apoyos es diferente.

El programa de computo CAESAR II calcula automáticamente las rigideces de la línea submarina, únicamente hay que asignar las propiedades constitutivas del suelo y la profundidad de enterramiento, de lo anterior se hablará con más detalle en el siguiente capítulo.

Al final de este trabajo, en el Anexo 3 se enuncian las ecuaciones necesarias para calcular las rigideces del suelo en cada dirección.

A continuación se muestran algunas propiedades características del suelo de la Sonda de Campeche.

### Estratigrafía del suelo en la zona de estudio

La estratigrafía que en general presenta la Sonda de Campeche se muestra en la **figura IV.14**, esta información es el resultado de años de estudio encaminados hacia la extracción de hidrocarburos, ya que permite conocer el lugar en donde es más probable la obtención de estos recursos naturales. La estratigrafía que se muestra en la **figura IV.14** es el resumen de la información recabada en la Sonda de Campeche mediante perforaciones directas hasta el Jurásico, más allá de los 4100 metros<sup>6</sup>. El complemento de esta columna se dibujo de la información obtenida de perforaciones de pozos en el continente<sup>24</sup>.

CLASIFICACION HISTORICA		COLUMNA		ESTRATIFICACION		CARACTERISTICAS DEL MUNDO ORGANICO			
ERA	PERIODO	EPOCA	SIMBOLO	LITOLOGIA	ESPESOR		DURACION EN MILLONES DE AÑOS		
C E N O Z O I C A	CUATERNARIO	RECIENTE		ARENAS ARCILLAS ARCILLAS DE CORAL M. CARBONATADO PENETRADOS	630	1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• APARECE EL HOMBRE.</li> <li>• DESARROLLO DE ANGIOSPERMAS Y DE LA FLORA Y FAUNA ACTUAL.</li> <li>• AUGE DE MANIFEROS, AVES, PECES E INSECTOS.</li> </ul>		
			TERTIARIO	MIOCENO		ARENISCAS	2150	2.5	<ul style="list-style-type: none"> <li>• AUGE DE ANGIOSPERMAS.</li> <li>• DESARROLLO DE ESPECIES MAMIFERAS AFINES A LAS ACTUALES.</li> <li>• DESARROLLO DEL MONO ANTROPOIDE</li> <li>• DESARROLLO DE GASTEROPODOS</li> <li>• DESARROLLO DE INVERTEBRADOS, MOLUSCOS BIVALVOS Y GASTEROPODOS.</li> </ul>
		LUTITAS							
		ARENAS							
	Oligoceno				LUTITAS	350	4.5		<ul style="list-style-type: none"> <li>• AUGE DE MAMIFEROS PRIMITIVOS.</li> <li>• AUGE DE FORAMINIFEROS, GASTEROPODOS Y MOLUSCOS BIVALVOS.</li> </ul>
	Eoceno				CALCARENITAS	250			
	Paleoceno		BRECHAS	200					
M E S O C E N I C A	CRETACICO			DOLOMIAS	500	7.0	<ul style="list-style-type: none"> <li>• APARICION DE ANGIOSPERMAS.</li> <li>• DESAPARICION DE AMONITAS.</li> </ul>		
			JURASICO	TITONIANO		ARCILLA	90	4.5	<ul style="list-style-type: none"> <li>• AUGE DE LOS REPTILES.</li> <li>• APARICION DE LAS AVES.</li> </ul>
	KIMMERIDGIANO		DOLOMIAS CALIZAS LIMOLITAS	400					
	OXFORDIANO		LUTITAS ESCASAS CALIZAS ARENISCAS	280 PENETRADOS					

Figura IV.14. Estratigrafía de la Sonda de Campeche.

La información del fondo marino se ha obtenido mediante el muestreo por gravedad, los estudios geotécnicos, y los estudios geológicos de alta resolución. Los suelos marinos en la Sonda de Campeche están constituidos por sedimentos recientes clásticos carbonatados y térreos, teniendo como dominantes estos últimos. Existen, también, accidentes geológicos como formaciones arrecifales, montículos carbonatados, paleocañones enterrados, fallas y fracturas.

<sup>6</sup> PEMEX, "Geotecnia marina en la Sonda de Campeche" Dirección de proyecto y Construcción de Obras, México 1985, pp.11-19.

<sup>24</sup> PEMEX, "Geotecnia marina en la Sonda de Campeche" Dirección de proyecto y construcción de obras, México pp.13.

Disposición estratigráfica típica de la Sonda de Campeche.

En la **tabla 2** se describe la estratigrafía típica y característica del suelo en donde se encuentran ubicados las nueve líneas submarinas y ductos ascendentes del estudio. En la mayoría de los campos es típico tener un gran estrato superficial de arcilla, con estratos intermedios de arena, es decir, algunos lentes de arena, la arcilla contiene mucha concha y material orgánico, producto de las diversas actividades costeras.

<b>Profundidad desde el lecho marino (mts).</b>	<b>DESCRIPCION DE SUELO</b>
0	Arcilla de muy blanda a blanda gris, con fragmentos de concha.
15	Arena de gruesa a fina carbonatada de medio densa a densa, gris claro.
30	Arcilla de muy dura a firme, gris con fragmentos de concha.
45	Arena fina ligeramente calcárea medio densa a densa, gris con fragmentos de concha.
60	Arcilla muy firme gris con fragmentos de concha
75	Arena fina limosa carbonatada, medio densa, gris con fragmentos de concha
90	Arcilla muy firme a dura, gris con fragmentos de concha.
105	Arena de gruesa a fina carbonatada de densa a muy densa, gris.
120	Arcilla de muy firme a dura floculada, gris con fragmentos de concha
135	Arena fina calcárea muy densa gris con fragmentos de concha

**Tabla 2.** Descripción del tipo de suelo de la Sonda de Campeche<sup>7</sup>.

<sup>7</sup> Diavaz and Fugro, "Final report investigation of Soil-Pipeline Interaction During Extreme Environmental Evens, Cantarell Field Bay of Campeche, México, Enero 1998.

Localmente existen irregularidades del fondo que varían entre uno y dos metros, producidas por oleaje y corrientes cuya influencia alcanza al piso marino, esto hace que la inclinación del lecho marino se incremente progresivamente hacia el noroeste, de tal manera, que en el sureste de la Sonda, cerca de la costa la pendiente es de 20 cm por kilometro y en el extremo noroeste, hacia la fosa del Golfo, la pendiente es de más de 2 metros por kilometro.

Las características del estrato blando y en general del suelo granular se presenta en la **tabla 3**.

**Tabla 3** Características del estrato blando superficial.<sup>6</sup>

<b>Campo</b>	<b>Espesor (m)</b>	<b>Resistencia al corte (kg/cm<sup>2</sup>)</b>	<b>Contenido de agua (%)</b>	<b>Peso volumétrico (kg/m<sup>3</sup>)</b>
Ku	7	0.03 a 0.30	30 a 114	1350 a 1800
Akal	8	0.02 a 0.19	45 a 105	1400 a 1700
Ixtoc	13	0.05 a 0.20	40 a 110	1380 a 1550
Chuc	16	0.05 a 0.34	55 a 90	1350 a 1720
Pol	20	0.05 a 0.28	67 a 90	1400 a 1550
Abkatún	17	0.04 a 0.30	55 a 100	1390 a 1700
Cantarell	9	0.05 a 0.24	55 a 98	1440 a 1600
Nohoch	12	0.04 a 0.21	70 a 90	1360 a 1600
Taratunich	15	0.05 a 0.30	50 a 105	1420 a 1560
<b>Promedio</b>	-	<b>0.04 a 0.26</b>	<b>52 a 100</b>	<b>1390 a 1640</b>

### Características de los suelos granulares

<b>Angulo de fricción interna (°)</b>	<b>Contenido de agua (%)</b>	<b>Peso Volumétrico (kg/m<sup>3</sup>)</b>
30 a 35	35	1800

<sup>6</sup> PEMEX, "Geotecnia marina en la Sonda de Campeche" Dirección de proyecto y Construcción de Obras, México 1985, pp.11-19.

## IV.4 Longitud de anclaje

### Cálculo de la longitud de anclaje natural de la línea submarina.

La longitud de anclaje natural es la longitud que se debe considerar en el modelo analítico, tomando en cuenta que a partir de ahí existen nulos desplazamientos, la sujeción la proporciona el suelo marino por medio de la profundidad de enterramiento que presenta la línea a lo largo de su recorrido desde una plataforma a otra., mientras menor sea el diámetro de la línea mayor será la longitud de anclaje natural. Esta sujeción puede ser representada como un arreglo de resortes que soportan la línea submarina en el lecho marino.

La ecuación siguiente cuantifica la longitud de anclaje natural para el análisis de líneas submarinas:

$$L = \left( \frac{\pi r^2 P}{f} \right) * \left[ (1 - 2\nu) + \left( \frac{2E\alpha}{Pr} \right) \Delta T \right]$$

Donde:

$L$  – Longitud de anclaje natural. (pulgadas)

$r$  – Radio medio del tubo. (pulgadas)

$P$  – Presión de operación. (Lb/pulg<sup>2</sup>)

$E$  – Modulo de elasticidad del tubo (29500000 Lb/pulg<sup>2</sup>)

$\nu$  – Modulo de Poisson (0.3)

$\alpha$  – Coeficiente de expansión térmica (6.5E-06 (pulg/pulg/°F))

$t$  – Espesor del tubo. (pulg)

$\Delta t$  – Variación de temperatura

Temp Oper. – Temp. Instala. (°F)

$f$  – Fuerza de fricción por unidad de longitud, obtenida de la siguiente forma:

$$f = \pi D S u \alpha$$

Donde:

$Su$  – Resistencia al corte no drenada. (Lb/ft<sup>2</sup>)

$\alpha$  – Coeficiente de transferencia de carga. (Valor aprox. 1. .)

$D$  – Diámetro exterior del tubo más el lastre. (pulgadas)

Los valores de la longitud de anclaje obtenidos para los nueve ductos ascendentes son mostrados en la **tabla 4**:

**tabla 4** Valores de longitud de anclaje natural para los diferentes ductos ascendentes.

<b>DUCTO</b>	<b>DIÁMETRO (pulgadas)</b>	<b>PLATAFORMA</b>	<b>LONGITUD DE ANCLAJE (mts)</b>
1	8"	E - KU - G	2622
2	12.75"	AKAL - MB	2070
3	12.75"	AKAL - G	2021
4	20"	AKAL - N	1457
5	20"	NOHOCH - C	1430
6	24"	AKAL - MB	1270
7	24"	E - KU - A	1338
8	36"	NOHOCH - A	916
9	36"	ABKATUN	922

□ IV.5 Modelación analítica del oleaje y la corriente.

**Dirección del oleaje**

La dirección con la cual el oleaje golpea las estructuras es importante en la consideración de estas sollicitaciones debido a que se busca representar el máximo riesgo estructural de los sistemas Costa Afuera. Todos los datos acerca de las direcciones más frecuentes de incidencia del oleaje, han sido registrados para diferentes complejos petroleros, en estos reportes se incluye la dirección del oleaje y la probabilidad de ocurrencia, para cada altura de ola. El criterio transitorio para el diseño de Plataformas Marinas<sup>2</sup> contempla la siguiente información.

**Tabla 5.** Información oceanográfica para el análisis de fatiga en las áreas indicadas.  
 Areas: Ku, Ixtal-1, Akal, Balam, Ek, Batab, Ixtoc, Taratunich dl-2, Nohoch – A.  
**Probabilidad de ocurrencia para cada estado de mar.**

ALTURA DE OLA (MTS)	DIRECCIÓN DEL OLAJE															
	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW
0.00 - 0.2499	0.0001	0.0001	0.0001	0.0003												
0.25 - 0.7499	0.0045	0.0032	0.0028	0.0002	0.0027	0.0027	0.0037	0.0049	0.0056	0.0138	0.0347	0.0609	0.0577	0.0249	0.0206	0.0101
0.75 - 1.2479	0.0054	0.0036	0.0019	0.0001	0.0019	0.0032	0.0042	0.0117	0.0219	0.0502	0.0727	0.0072	0.0093	0.0551	0.0347	0.0093
1.25 - 1.7499	0.0022	0.0001	0.0013	0.0011	0.0019	0.0021	0.0025	0.0012	0.0033	0.0032	0.0121	0.0126	0.0199	0.0165	0.0155	0.0052
1.75 - 2.2499	0.0002	0.0004	0.0003	0.0003	0.0001	0.0011	0.0038	0.0012	0.0276	0.0134	0.0004	0.0005	0.0008	0.0009	0.0009	0.0001
2.25 - 2.7499	0.0003	0.0001	0.0003	0.0002	0.0015	0.0084	0.0134	0.0044	0.0003	0.0029						
2.75 - 3.2499	0.0002	0.0003	0.0018	0.0065	0.0094	0.0008	0.0019									
3.25 - 3.7499	0.0002	0.0012	0.0038	0.0053	0.0003	0.0108										
3.75 - 4.2499	0.0004	0.0018	0.0014	0.0002	0.0038											
4.25 - 4.7499	0.0001	0.0013	0.0001	0.0002	0.0026											
4.75 - 5.2499	0.0007	0.0001	0.0016													
5.25 - 5.7499	0.0001	0.0003	0.0005													
5.75 - 6.2499	0.0002	0.0002														
6.25 - 6.7499	0.0002	0.0002														

Los números que aparecen en la tabla para cada altura y dirección de ola, es la probabilidad de ocurrencia asignada para cada uno de estos estados de mar.

La recopilación de esta información ha sido efectuada durante muchos años de sondeo en los diferentes campos Petroleros de la Sonda de Campeche, con la ayuda de estos datos se puede conocer la dirección crítica con la cual el oleaje golpea las estructuras, y también se puede conocer que altura de ola es la más probable en el sitio estudio, con esta información se calculan los ciclos de oleaje que se presentan en un determinado periodo de tiempo y que utilizaremos en el análisis por fatiga.

<sup>2</sup> PEMEX. "Criterio Transitorio para el Diseño y Evaluación de Plataformas Marinas Fijas en la Sonda de Campeche", Segunda Edición 1998, pp. A-1, C-9.

### Cosenos directores

Una vez que conocemos las direcciones más probables del oleaje en la Sonda de Campeche se debe obtener el coseno director, el coseno director es la obtención de la componente de la fuerza en la dirección horizontal y vertical que genera dicha ola en el ducto ascendente, el programa CAESAR II requiere el cálculo del coseno director para calcular los esfuerzos inducidos por el oleaje.

Para obtener el coseno director se obtiene el ángulo que se forma entre la dirección del oleaje y la ubicación de la plataforma, para después obtener la componente en el sentido horizontal y en el sentido vertical de dicho ángulo.

Si el valor del coseno director es 0 y 1 (es decir cuando la dirección del oleaje es perpendicular al ducto ascendente), en las direcciones x, y, se producirán daños mayores que los ocurridos con cualquier otra dirección de incidencia del oleaje.

La **tabla 5** muestra los cosenos directores de los 9 ductos ascendentes.

Ducto	Diámetro	Plataforma	Cos.dir x	Cos.dir z
1	8"	E - KU - G	0.24	0.97
2	12.75"	AKAL - MB	0	1
3	12.75"	AKAL - G	0.67	0.73
4	20"	AKAL - N	0	1
5	20"	NOHOCH - C	0.99	0.035
6	24"	AKAL - MB	0	1
7	24"	E - KU - A	0.99	0.061
8	36"	NOHOCH - A	0.61	0.79
9	36"	ABKATUN	0	1

Efectos de corriente en la Sonda de Campeche

Otro factor meteoceanico importante a considerar en la modelación analítica del ducto ascendente es la velocidad de la corriente, ya que puede generar desplazamientos a lo largo del lecho marino y originar problemas por fatiga, se considera que la corriente tendrá una dirección paralela a la batimetría del sitio en donde se encuentren ubicadas las plataformas que contienen los ductos ascendentes. para la Sonda de Campeche se considera que la batimetría es uniforme y regular<sup>5</sup>. La dirección de la batimetría de la Sonda de Campeche es N30°E. por lo cual la velocidad de la corriente para diferentes profundidades tendrá esta dirección, en la **figura IV.15** se muestra la variación de la velocidad de la corriente con relación a la profundidad.

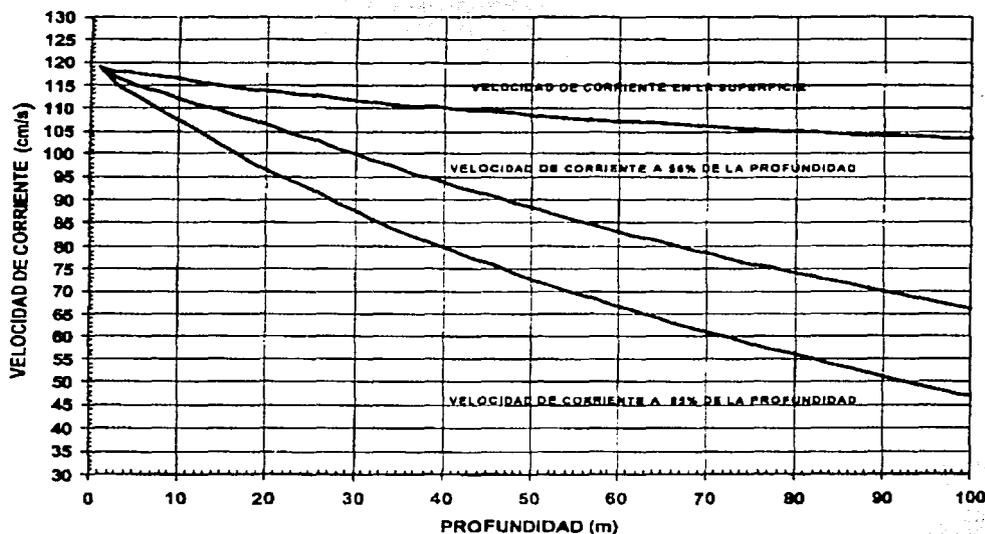


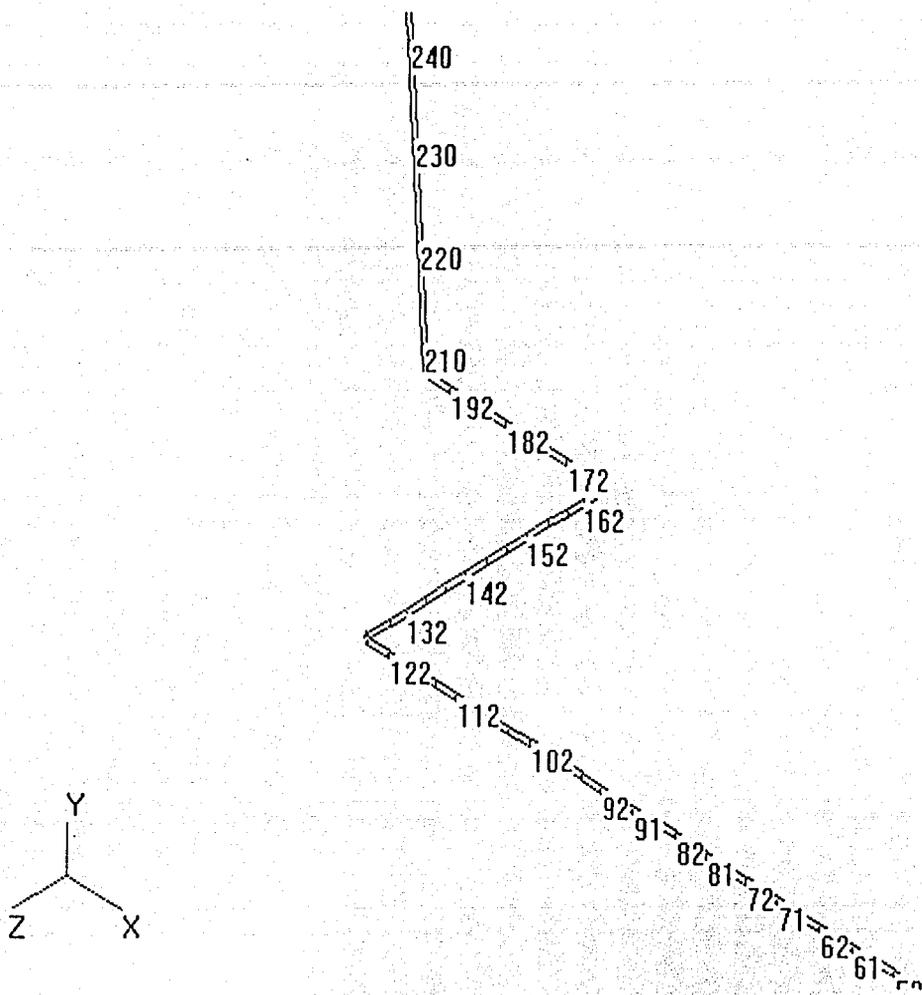
Figura A-6. Velocidades de corriente en la superficie, a 50 y 95% de profundidad para la Zona Norte (Tr = 100 años)

Figura IV.15. Variación de la velocidad de corriente con respecto a la profundidad del mar.

### Configuración final del modelo

La configuración geométrica de la línea submarina y el ducto ascendente, utilizada para los nueve ductos ascendentes en estudio, se muestra en la figura IV.16

<sup>5</sup> PEMEX, Evaluación de líneas submarinas en el Golfo de México, Abril de 2001.



**Figura IV.16** Modelo del Ducto ascendente CAESAR II.

El modelo del suelo, generado por el programa CAESAR II se muestra en la **figura IV.17**. Como puede observarse, el arreglo de resortes que envuelve la línea submarina, son los idealizados por el suelo, representan la oposición al movimiento generado por la rigidez resultante entre lecho marino - línea submarina. Los resortes mostrados en la parte del ducto ascendente, representan la rigidez producida por la plataforma por medio de las abrazaderas guía y ancla, es decir, representan la fuerza por unidad de longitud necesaria para mover el ducto ascendente.

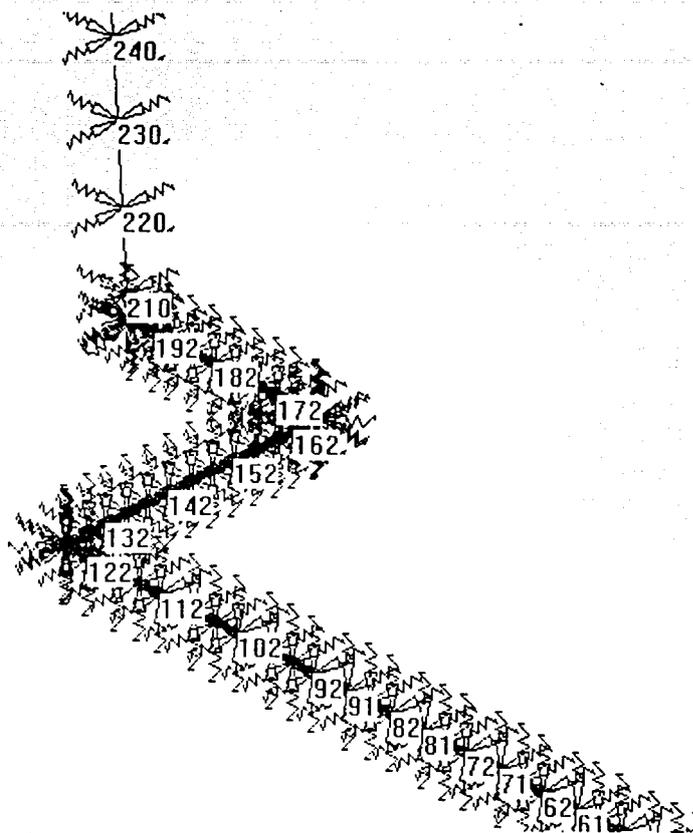


Fig IV.17 Configuración de rigideces actuantes en el ducto ascendente, CAESAR II.



## **CAPITULO V.**

### **Análisis por fatiga del ducto ascendente**

Eres el único responsable de tus triunfos y  
de tus fracasos, despierta, la suerte es un  
pretexto de los fracasados

- Pablo Neruda -

## **CAPITULO V. ANALISIS POR FATIGA DEL DUCTO ASCENDENTE.**

### **Introducción**

Para realizar el análisis de cualquier estructura con la ayuda de un programa de computo, se debe tener claro lo que hace internamente el programa y saber interpretar los resultados que nos proporciona, ya que puede dar información errónea acerca del análisis estructural y de los posibles efectos que son causados por las cargas actuantes en el sistema.

El programa CAESAR II es muy utilizado en la industria petrolera en el análisis de esfuerzos en tuberías ya que efectúa análisis muy efectivos, incluyendo análisis por fatiga. Antes de presentar los resultados del análisis para los ductos ascendentes, se enunciarán algunos aspectos importantes del análisis por fatiga y algunas consideraciones que hace el programa para efectuar el análisis.

Para obtener resultados más adecuados, es necesario proporcionar un modelo que contenga información acertada de las condiciones geométricas y de operación de los ductos ascendentes, además, de haber realizado una modelación consistente que haya considerado la separación entre nodos y propiedades del suelo características de cada sitio estudio. Las propiedades constitutivas del material utilizado en los nueve modelos, además de la teoría de oleaje es otra información considerada por el programa.

### **□ V.1 Análisis del ducto ascendente con el programa CAESAR II.**

#### **Consideraciones generales del programa para efectuar el análisis.**

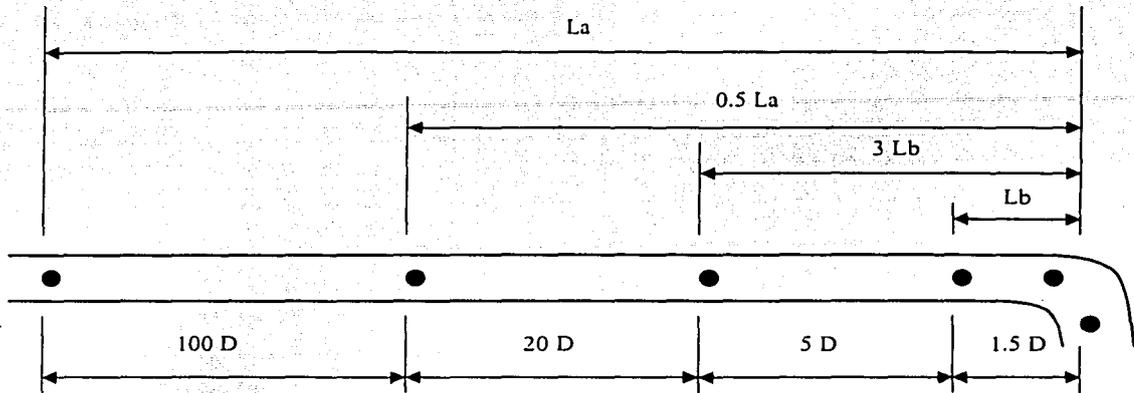
##### **Modelación geométrica**

La primer consideración realizada en el análisis del ducto ascendente es la configuración geométrica del mismo, es decir, la construcción nodo por nodo de todos los componentes y longitudes desde el tramo de línea submarina (longitud calculada por medio de la longitud de anclaje natural), los distintos codos de los cambios de dirección y el ducto ascendente.

En cuanto a la configuración de los nodos, el programa CAESAR II recomienda una separación entre ellos de tal forma que el análisis se realice de manera eficiente, el programa propone algunas expresiones para la separación entre nodos.

El CAESAR II considera espaciamientos máximos entre los nodos que conforman el modelo geométrico, los cuales están en función del diámetro de la tubería y de los posibles cambios de dirección de la línea submarina.. Es muy importante considerar la separación entre nodos ya que

si se sobrepasa la separación máxima, el programa proporciona resultados de esfuerzos y desplazamientos muy grandes. La **figura V.1** muestra el espaciado para los cuatro nodos antecesores a la curva de expansión, lugar en el cual se presentan una cantidad considerable de esfuerzos.



**Nomenclatura:**

- Nodo.
- D Diámetro de la tubería.
- La Longitud después de un cambio de dirección, representa la zona 1,2 y 3.
- Lb Longitud crítica antes de la curva de expansión, representa la zona 1.

Las expresiones para determinar las zonas críticas a lo largo de la longitud de izaje de la tubería, son las siguientes:

Lb – Longitud crítica de la tubería antes de llegar a la curva de expansión.

□ Lb > 1.5 D Indica que se encuentra en la zona 1.

Lb se obtiene así:

$$\beta = \sqrt{\frac{3 * \pi}{4 * E * I}} \qquad Lb = \frac{3 * \pi}{4 * \beta} \qquad Lb - (\text{Longitud en pies}).$$

Hay que recordar que la zona 1, (según el programa), es la zona donde se presentan los mayores desplazamientos laterales en el tubo.

La – Es la longitud después de un cambio de dirección, en el programa representa la zona 1,2 y 3.

□  $L_a > 100 D$

La se obtiene de la siguiente forma:

$$L_m = \frac{\xi * A * E}{P_1} \quad L_a = C_0 * L_m$$

En el programa  $C_0$  vale 2, el valor de  $P_1$  se determina con otras formulas en las que intervienen las condiciones del suelo. Para cada apoyo se debe considerar una condiciones de suelo, que están en función de  $p_1$  y  $K_1$ .

**Tabla 1**

Número mínimo de nodos a lo largo del lecho marino para líneas submarinas.

Zona	Distancia máxima entre apoyos	Número de elementos enterrados
1	1.5 D	2 en la zona 1 , 3 para la zona 2
2	1.5 D cerca de la zona 1, 100 D en la zona 3, la distribución de apoyos después de esta zona es lineal.	4
3	100 D	0

Después de haber realizado la configuración geométrica del ducto, hay que elegir el tipo de acero con el cual estará construido la línea submarina y el ducto ascendente, eligiendo el tipo de acero, de una base de datos automáticamente el programa calcula el modulo de Poisson, el peso propio del sistema y otras características principales del ducto.

Otra información importante es la rigidez proporcionada por cada una de las abrazaderas, esta es producto de los movimientos relativos entre la Plataforma y el ducto ascendente.

### Modelación del suelo

Se deben determinar las propiedades del suelo (enterramiento, esfuerzo cortante no drenado, ángulo de fricción interna, etc), en el tramo de línea submarina y automáticamente el programa calcula la rigidez actuante entre el fondo marino y la línea submarina, idealizando estas rigideces con resortes en las direcciones axial, horizontal y vertical (**ver figura IV.16**).

Las principales propiedades del suelo y la obtención de las rigideces producidas entre la línea submarina y el fondo marino se explican más a detalle en los **Anexos 1 y 3**.

Se debe elegir las condiciones de carga y solicitaciones, a las cuales el sistema va a estar expuesto, el programa ofrece varios casos de carga y combinaciones de los mismos.

El programa realiza el análisis estático, calculando esfuerzos, momentos y desplazamientos, para posteriormente con los datos metoceanicos (altura de ola, velocidad de la corriente, teoría de oleaje y cosenos directores) realizar el análisis dinámico.

Las expresiones para calcular los esfuerzos en cada una de las direcciones se explica a continuación.

## Obtención de esfuerzos con el CAESAR II

### Calculo de esfuerzos

El programa calcula los esfuerzos longitudinal, circunferencial y torsionante de la siguiente forma:

- Esfuerzo longitudinal o axial

$$S_L = P(D_i + t_d) / 4t_d \quad (Lb/in^2).$$

Donde:

$P$  – Es la presión interna de operación de la tubería.

$D_i$  – Diámetro de la tubería.

$t_d$  – Espesor de la tubería.

- Esfuerzo circunferencial

$$S_h = mP(D_i + t_d) / 2t_d \quad (Lb/in^2).$$

Donde:

$m$  – Componente de la presión causada por el esfuerzo.

- Esfuerzo torsional

$$S_t = M_s(D_i + 2t_d) / 4I \quad (Lb/in^2).$$

Donde:

$M_s$  – Momento torsionante sobre la sección.

$I$  – Momento de inercia de la tubería.

▪ Esfuerzo longitudinal en codos y cambios de dirección

$$S_{hl} = [(D_i + 2t_d / 2I) \{ (M_i SIF_{\alpha_i})^2 + (M_o SIF_{\omega_o})^2 \}]^{0.5} \quad (Lb/in^2).$$

Donde:

$M_i$  – Momento actuante en el codo.

$SIF_{\alpha_i}$  – Factor de intensificación del esfuerzo longitudinal en el plano del momento actuante.

$SIF_{\omega_o}$  – Factor de intensificación del esfuerzo longitudinal fuera del plano del momento.

▪ Esfuerzo circunferencial en codos y cambios de dirección

$$S_{hc} = [(D_i + 2t_d / 2I) \{ (M_i SIF_{\alpha_c})^2 + (M_o SIF_{\omega_c})^2 \}]^{0.5} \quad (Lb/in^2).$$

Donde:

$SIF_{\alpha_c}$  - Factor de intensificación del esfuerzo circunferencial en el plano del momento actuante.

$SIF_{\omega_c}$  - Factor de intensificación del esfuerzo circunferencial fuera del plano del momento.

Una vez conocidas las expresiones para determinar los esfuerzos axial, circunferencial y torsional, se debe conocer la expresión para calcular el esfuerzo por fatiga.

El programa calcula los esfuerzos por fatiga de la siguiente forma, el esfuerzo principal en cualquier plano es<sup>25</sup>:

$$S_p = \frac{1}{2} \left[ (S_L + S_h) \{ (S_L - S_h)^2 + 4S_t^2 \} \right]$$

Donde:

$S_L$  Esfuerzo longitudinal  $(Lb/in^2)$ .

$S_h$  Esfuerzo circunferencial  $(Lb/in^2)$ .

$S_t$  Esfuerzo torsional  $(Lb/in^2)$ .

<sup>25</sup> COADE (Engineering Software), "CAESAR II. User's Guide and Technical Reference Manual", Houston Texas, January 2000.

### Análisis por fatiga

Una vez obtenidos los esfuerzos por fatiga en cada uno de los nodos que conforman el tramo de línea submarina y el ducto ascendente, (el programa basa este análisis en el apéndice 5 artículo 5-1 del ASME sección VIII) se debe conocer el daño acumulativo en cada nodo.

Para esto en el análisis por fatiga se debe incluir el número de ciclos actuantes para cada estado de mar, es decir, para cada altura de ola y periodo de ocurrencia, estos ciclos deben ser calculados como se indicó en el capítulo III. Ingresados estos datos, el programa calcula el número de ciclos permisibles para ese esfuerzo actuante, con la curva S-N elegida para el análisis, al final el programa proporciona el daño acumulativo por fatiga en cada uno de los nodos que conforman el sistema.

Realizando el cociente entre ciclos actuantes y ciclos permisibles, en el reporte de resultados por fatiga, aparecen los casos de carga y la fracción de daño para cada nodo, la suma de cada fracción de daño acumulado nos dará el daño total por fatiga del sistema.

Algunos de los resultados como el orden de esfuerzos, los desplazamientos, los elementos mecánicos en cada nodo y los resultados por fatiga, se presentarán a continuación.

### **Nomenclatura del reporte de desplazamientos, esfuerzos, casos de carga y reporte de daños por fatiga, del programa CAESAR II.**

**DX-** Desplazamiento en la dirección X. (in.)

**DY-** Desplazamiento en la dirección Y. (in.)

**DZ-** Desplazamiento en la dirección Z. (in.)

**RX-** Rotación en la dirección X. (deg.)

**RY-** Rotación en la dirección Y. (deg.)

**RZ-** Rotación en la dirección Z. (deg.)

**AXIAL STRESS-** Esfuerzo longitudinal o axial a lo largo del tubo. (Lb/in<sup>2</sup>).

**BENDING STRESS-** Esfuerzo flexionante. (Lb/in<sup>2</sup>).

**TORSION STRESS-** Esfuerzo de torsión en la tubería. (Lb/in<sup>2</sup>).

**HOOP STRESS-** Esfuerzo circunferencial del tubo. (Lb/in<sup>2</sup>).

**3D MAX SHEAR INTENSITY-** Esfuerzo máximo intensificado por nodo, este valor es el mismo que el calculado con el CODE STRESS. (Lb/in<sup>2</sup>).

**(FAT) W+T1+P1+WAV1-** Caso de carga que presenta peso propio, temperatura, presión y fuerzas ocasionadas por el oleaje.

**(FAT) W+P1+WAV1-** Caso de carga que presenta peso propio, presión y fuerzas ocasionadas por el oleaje.

**(FAT) WAV1-** Caso de carga que considera únicamente las fuerzas ocasionadas por el oleaje.

**CYCLES-** Número de ciclos ocurridos durante un año de operación, para un determinado estado de mar (altura de ola y periodo de ocurrencia).

**FROM NODE-** Nodo en donde está actuando cada caso de carga.

**CODE STRESS-** Esfuerzo máximo calculado con el código B31.3, este esfuerzo es el que se utiliza para conocer el número de ciclos permisible, obtenidos de la curva S-N. (Lb/in<sup>2</sup>).

**ALLOWABLE CYCLES-** Es el número de ciclos permisibles obtenidos para el esfuerzo actuante, con la curva S-N, mientras más grande sea el valor del esfuerzo menor serán los ciclos permisibles, la palabra INFINITY indica que los ciclos permisibles son muchos, comparados con los ciclos aplicados en un año de operación.

**USAGE RATIO-** Es el cociente entre ciclos actuantes en un años de operación y los ciclos permisibles obtenidos de la curva S-N. La suma de todos estos cocientes, para todos y cada uno de los estados de mar, representa el daño por fatiga del ducto ascendente.

Se presenta en el **Anexo 4** un reporte de resultados típico correspondiente al ducto ascendente de 8.625'' ubicado en la plataforma E-KU-G, también se presentan algunas figuras de los desplazamientos máximos del sistema.

## V.2 Análisis probabilístico

El cálculo de los daños acumulativos por fatiga, en donde los daños están ligados directamente con la concentración de esfuerzos en el ducto, por efecto de las sollicitaciones cíclicas por efecto de las condiciones meteorológicas de la zona, se puede efectuar a través del método probabilístico.

Análisis probabilístico: utiliza un procedimiento estadístico para obtener los intervalos de esfuerzo a los cuales está sometido el ducto, así como, el número de ciclos que se aplicarán en ese intervalo de esfuerzos. El método se basa en los estados de mar (altura de ola y periodo de ocurrencia), para cada zona de estudio y en las probabilidades asignadas a cada uno de estos.

### Aplicación del análisis probabilístico

La aplicación del método se realizará para todos los ductos ascendentes del estudio, la metodología del cálculo del daño por fatiga presentada a continuación es del ducto ascendente de 20", localizado en la Plataforma AKAL-N, el punto crítico de análisis es del nodo número 193, localizado en el codo que conecta el ducto ascendente y la línea submarina, en la curva de expansión, el reporte del análisis es el siguiente:

Los datos de cada uno de los estados de mar utilizados se observan en el Capítulo III, por lo cual sólo se reportará a partir de la función de transferencia.

#### 1. Función de Transferencia.

Una función de transferencia es una gráfica que muestra el cambio de la magnitud del esfuerzo, producido por una altura de ola, para diferentes periodos de ocurrencia.

Se obtiene a partir del cociente entre el esfuerzo actuante, y la altura de ola que origina dicho esfuerzo (eje de las ordenadas), y el periodo de ocurrencia (eje de las abscisas).

$$Hs(w) = \text{Esfuerzo} / \text{Altura de ola} \quad , \quad (\text{kg/cm}^3)$$

La función de transferencia representa los cambios en la intensidad del esfuerzo actuante, que sufren los ductos ascendentes, para una altura de ola determinada, pero con diferentes periodos de ocurrencia.

Del diagrama de dispersión (alturas de ola y periodos de ocurrencia, para una determinada zona) obtenido a partir de los estudios de Oceanweather<sup>33</sup> para la Sonda de Campeche, (información contenida en el criterio Transitorio para el Diseño y Evaluación de Plataformas Marinas Fijas), se definen los estados de mar para obtener los esfuerzos relacionados con cada altura de ola y

<sup>33</sup> Oceanwater, "Update of Meteorological and Oceanographic Hindcast and Oceanweather". November 1996.

periodo de ocurrencia. Obtenidos los esfuerzos (con el programa CAESAR II ) y alturas de ola se construye la función de transferencia.

### Función de transferencia ajustada

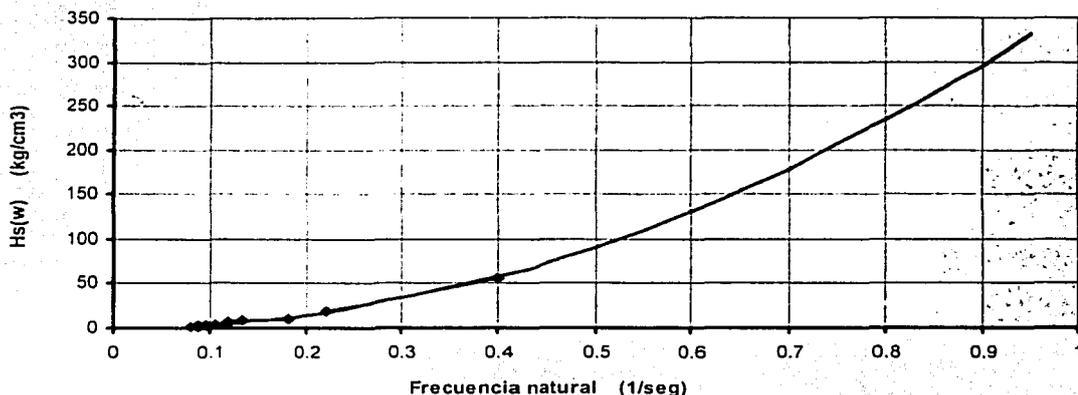


Figura V.2 Función de transferencia del análisis.

#### 2. Espectro de oleaje

Un espectro de respuesta es una expresión analítica que simula la amplitud de una ola, generada por una velocidad del viento, para determinados valores de periodo de ocurrencia. Existen en la actualidad diversos modelos de espectro de respuesta, sin embargo, el espectro de Pierson - Moskowitz que fue propuesto en el año de 1964<sup>30</sup> simula con gran exactitud lo que ocurre con el oleaje generado en las aguas someras de la Sonda de Campeche, se obtiene a partir de la medición del periodo de ocurrencia de una ola, los espectros de respuesta son trazados para un estado de mar determinado (altura de ola y periodo de ocurrencia).

El espectro puede medir la energía contenida en el mar, ya que cuantifica los cambios en la amplitud de una misma altura de ola y periodo de ocurrencia.

Los valores considerados del periodo de ocurrencia abarcan valores de 0.05 hasta 1 segundo, con estos valores propuestos se obtienen las diversas gráficas de este modelo. La ecuación que define el espectro es la siguiente:

$$S(f) = 0.3133H_s^2 \frac{f_p^4}{f^5} \exp \left[ -1.25 \left( \frac{f_p}{f} \right)^4 \right]$$

Donde:

$f_p$  - es la inversa de la frecuencia para el estado de mar elegido. (1/seg)

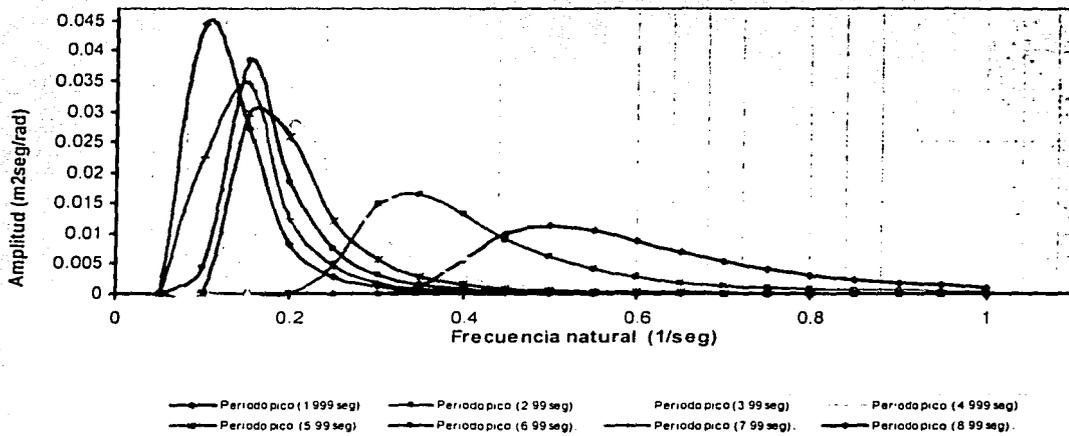
$f$  - Es la frecuencia para un estado de mar (seg).

<sup>30</sup> Pierson, W.I and L.A Moskowitz, "Proposed Spectral form for fully develop Wind Seas on the Similarity Theory", 1964.

Los espectros de oleaje son trazados para diferentes alturas de ola y diferentes periodos de ocurrencia, en el análisis se tomaron las alturas de ola más probables que se presentan en la Sonda de Campeche y un periodo de ocurrencia que abarca una frecuencia desde 0.0 hasta 1 segundo.

La Figura V.3 muestra el espectro de oleaje utilizado en el análisis.

Espectro de oleaje correspondiente a los estados de mar aplicados en el análisis



### 3. Función de densidad

Una vez conocida la función de transferencia y el espectro de respuesta de la zona estudio, obtenemos una función de densidad, por medio de la multiplicación de las ordenadas de la función de transferencia elevadas al cuadrado, y las ordenadas del espectro de respuesta, los valores del periodo de ocurrencia siguen tomando valores desde 0.05 hasta 1 segundo (abscisas de la gráfica).

La función de densidad representa la suma de la energía producida por una altura de ola y periodo de ocurrencia y la energía característica de las condiciones del mar. Esta energía es transferida como un esfuerzo producido en la superficie del ducto ascendente.

La obtención de la función de densidad más adelante nos ayudará a determinar los ciclos de carga producidos por las distintas alturas de ola y periodos de ocurrencia que afectan al ducto ascendente. De esta manera obtendremos los intervalos de esfuerzo que son producidos por un estado de mar en el punto crítico de análisis.

La expresión para obtener ésta función es la siguiente.  $G(w) = H_s^2(w) * S_w(w)$

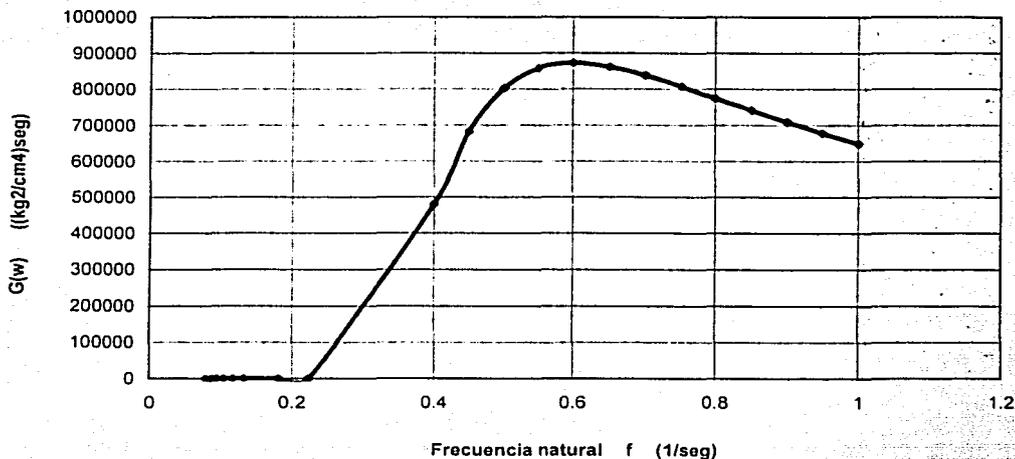
Donde:

$H_s(w)$  – Función de transferencia.

$S_w(w)$  – Es el espectro de respuesta Pierson – Moskowitz elegido.

La figura V.4 muestra la función de densidad para el análisis probabilístico.

Función de densidad



Conocidos los intervalos de esfuerzo que son producidos por ese estado de mar en el punto crítico de análisis, el siguiente paso en el análisis consiste en representar la función de densidad por una función de probabilidad, existen diferentes distribuciones que pueden ser aplicadas para este fin, como son Poisson, Normal, Lognormal, Gamma, Exponencial entre otras, sin embargo, la distribución de Rayleigh generalmente se utiliza para representar la función de densidad de probabilidad de los intervalos de esfuerzo producidos por un determinado estado de mar.

#### 4. Distribución de probabilidad para intervalos de esfuerzo

Dado que las propiedades del mar producen intervalos de esfuerzo, con base en momentos espectrales, es posible calcular propiedades como la varianza y la desviación estándar de la función de densidad, lo único que debe obtenerse es el área bajo la curva de la función de densidad. Es decir, podemos convertir la función de densidad en una función de densidad de

probabilidades, ya que la aparición de una altura de ola para un periodo de ocurrencia dado, tiene implícita una probabilidad de ocurrencia.

La expresión es la siguiente:

$$\sigma^2 = m_0 = \int_0^{\infty} G(w) dw$$

Con el cálculo del área bajo la curva de la función de densidad, obtenemos la energía producida por cada estado de mar, en un rango determinado de periodo de ocurrencia (en este caso el rango propuesta desde 0.05 seg. hasta 1 segundo).

Si toda esta información la podemos representar con una distribución de probabilidad, que pueda simular lo que ocurre con las diversas alturas de ola y periodos de ocurrencia, podremos obtener la probabilidad de ocurrencia de cualquier intervalo de esfuerzos. La distribución de probabilidad elegida es la de Rayleigh (esta distribución simula con gran exactitud lo ocurrido en instalaciones Costa Afuera, se ha utilizado en diversos trabajos para la Sonda de Campeche).

La expresión para obtener la probabilidad de ocurrencia para un determinado intervalo de esfuerzos es la siguiente:

$$p(s) = \frac{s}{\sigma^2} \exp\left(-0.5\left(\frac{s}{\sigma}\right)^2\right)$$

Donde:

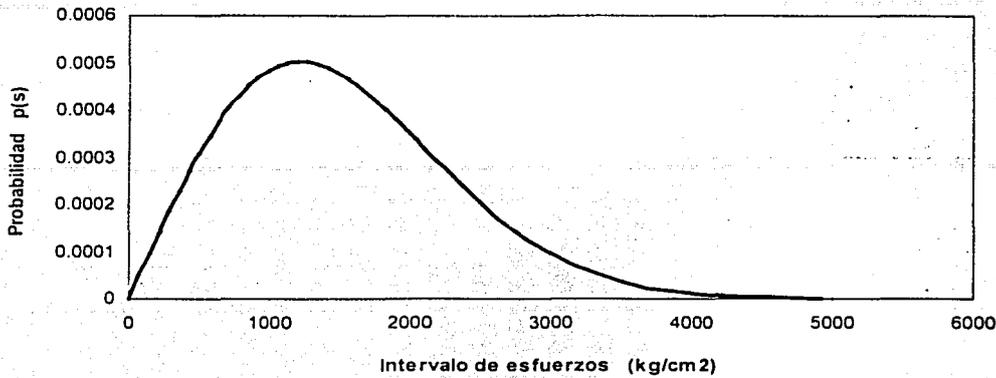
$s$  – Intervalo de esfuerzos.

$\sigma$  – Desviación estándar calculada de la función de densidad.

$\sigma^2$  – Varianza calculada de la función de densidad.

La gráfica de distribución de probabilidades representa la probabilidad de ocurrencia de un intervalo de esfuerzo, para un estado de mar dado. La gráfica de distribución de probabilidades es la siguiente:

**Distribución de probabilidades**



**Figura V.5** Distribución de probabilidades

La expresión:  $p(s) = \frac{s}{m_0} e^{-s^2/m_0}$  representa el cálculo de cada uno de los espectros de respuesta, en función de su densidad de probabilidad donde:

$m_0$  – Es el momento del espectro de esfuerzos con respecto al origen.

Para obtener los valores de  $m_0$  se debe multiplicar los valores de la función de densidad y las diferentes frecuencias para las cuales ese estado de mar puede ocurrir, para que al final se obtenga el área bajo la curva de la función de densidad, las expresiones son las siguientes:

$$m_n = \int_0^{\infty} w^n G(w) dw$$

Dado que es posible calcular algunas propiedades de la función de densidad como son la varianza ( $\sigma^2$ ) y la desviación estándar ( $\sigma$ ), podemos obtener el primer momento, que será igual a la desviación estándar:

$$\sigma^2 = m_0 = \int_0^{\infty} G(w)dw \quad \text{de lo cual podemos obtener,}$$

$$\sigma = m_0 = \int_0^{\infty} G(w)dw$$

Este es el procedimiento básico para obtener la probabilidad de ocurrencia para cada intervalo de esfuerzos.

### 5. Ciclos de carga

En el análisis se determina el número de ciclos que un determinado intervalo de esfuerzos puede originar en el punto crítico en estudio, para esto, a partir de la función de densidad de probabilidades de los intervalos de esfuerzo  $p(s)$ , el número de ciclos que origina un intervalo de esfuerzos se obtiene con la siguiente expresión:

$$n(s) = p(s) \frac{T_{\text{año}} \%MAR \%DIR}{T_c}$$

Donde:

$n(s)$  - Número de ciclos de esfuerzo.

$p(s)$  - Probabilidad de ocurrencia.

$s$  - Intervalo de esfuerzos.

$m_0, m_2, m_4$  - Momentos del espectro de esfuerzos con respecto al origen.

$T_{\text{año}}$  - Número de segundos del año (31536000 seg).

$T_c$  - Periodo promedio entre picos de esfuerzo.

$\%MAR$  - Porcentaje de un estado de mar que actúa sobre la plataforma.

$\%DIR$  - Porcentaje anual de tiempo en el cual el estado de mar se presenta en la dirección de interés.

$T_c$  se obtiene de la siguiente forma:

$$T_c = 2\pi \sqrt{\frac{m_2}{m_4}}$$

Donde:

$$m_2 = \int_0^{\infty} \omega^2 G(\omega) d\omega$$

$$m_4 = \int_0^{\infty} \omega^4 G(\omega) d\omega$$

Los valores de %MAR y %DIR se obtienen del Criterio Transitorio para el Diseño y Evaluación de Plataformas Marinas Fijas en la Sonda de Campeche, y no es otra cosa que la probabilidad de ocurrencia asignada a cada uno de estos fenómenos.

La gráfica del número de ciclos representa el número de veces que una altura de ola para un determinado periodo de ocurrencia, puede producir un esfuerzo, es el intervalo de esfuerzos que un estado de mar puede originar en un determinado periodo de tiempo, la gráfica es la siguiente:

Número de ciclos para intervalos de esfuerzo

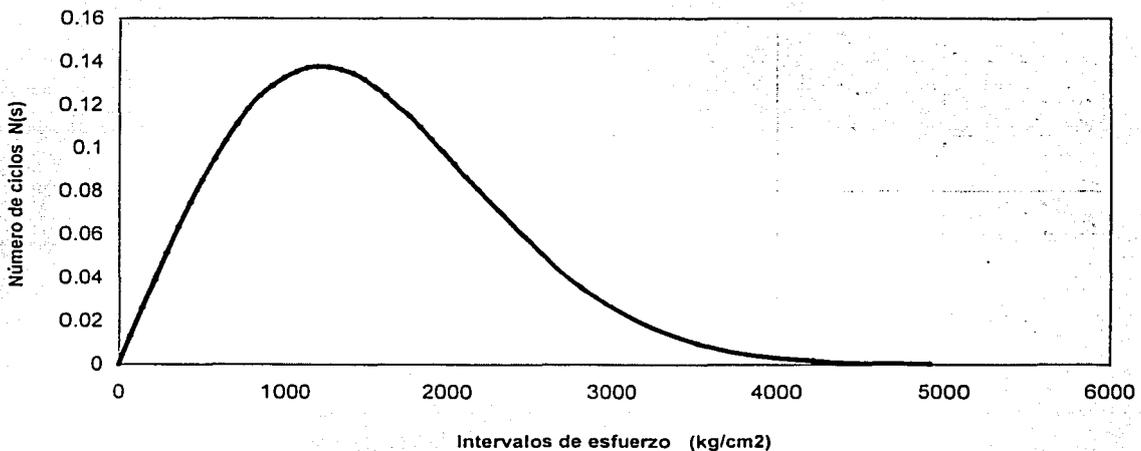


Figura V.6 Ciclos de carga del análisis

Obtenidos los ciclos de carga producidos por cada intervalo de esfuerzos, se procede a calcular el daño por fatiga, dividiendo el número de ciclos obtenido, entre el valor del número de ciclos obtenidos mediante la curva S-N utilizada en este estudio, y que son los necesarios para producir la falla.

## 6. Daños por fatiga

El análisis termina con el cálculo del daño por fatiga, éste se obtiene del cociente entre el número de ciclos actuantes y el número de ciclos necesarios para producir la falla es decir:

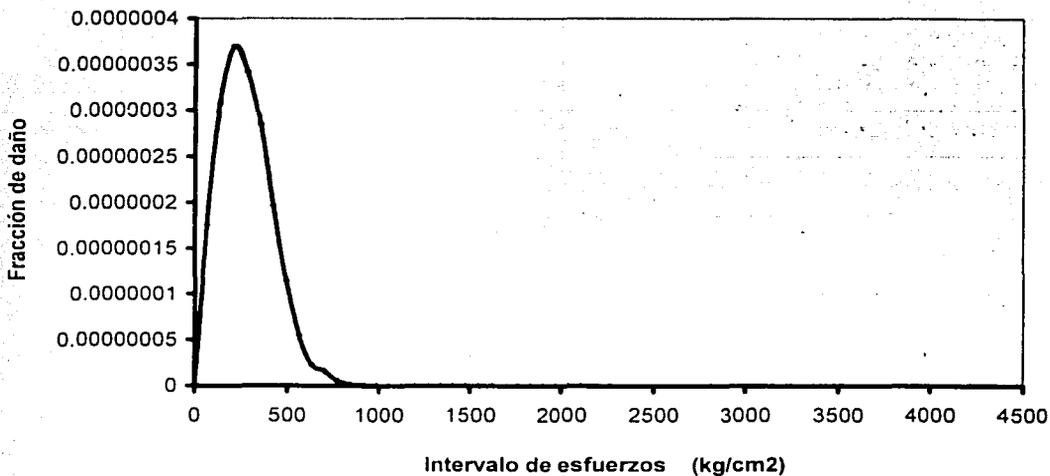
$$D = \frac{n(s)}{N(s)}$$

$n(s)$  – Se obtiene de la gráfica anterior, y representa el número de ciclos de carga, producidos por un estado de mar, para un determinado intervalo de esfuerzos.

$N(s)$  – Es el número de ciclos necesarios para producir la falla, obtenidos de la curva S-N, es decir, para cada valor del intervalo de esfuerzo, corresponde un valor de ciclos de carga necesarios para la falla del material.

Posteriormente para calcular el daño total del sistema se suman los daños ocurridos en todos los estados de mar considerados en el estudio. La gráfica del daño producido por el estado de mar elegido para ejemplificar el método es la siguiente:

**Daño en un punto producido por un estado de mar.**



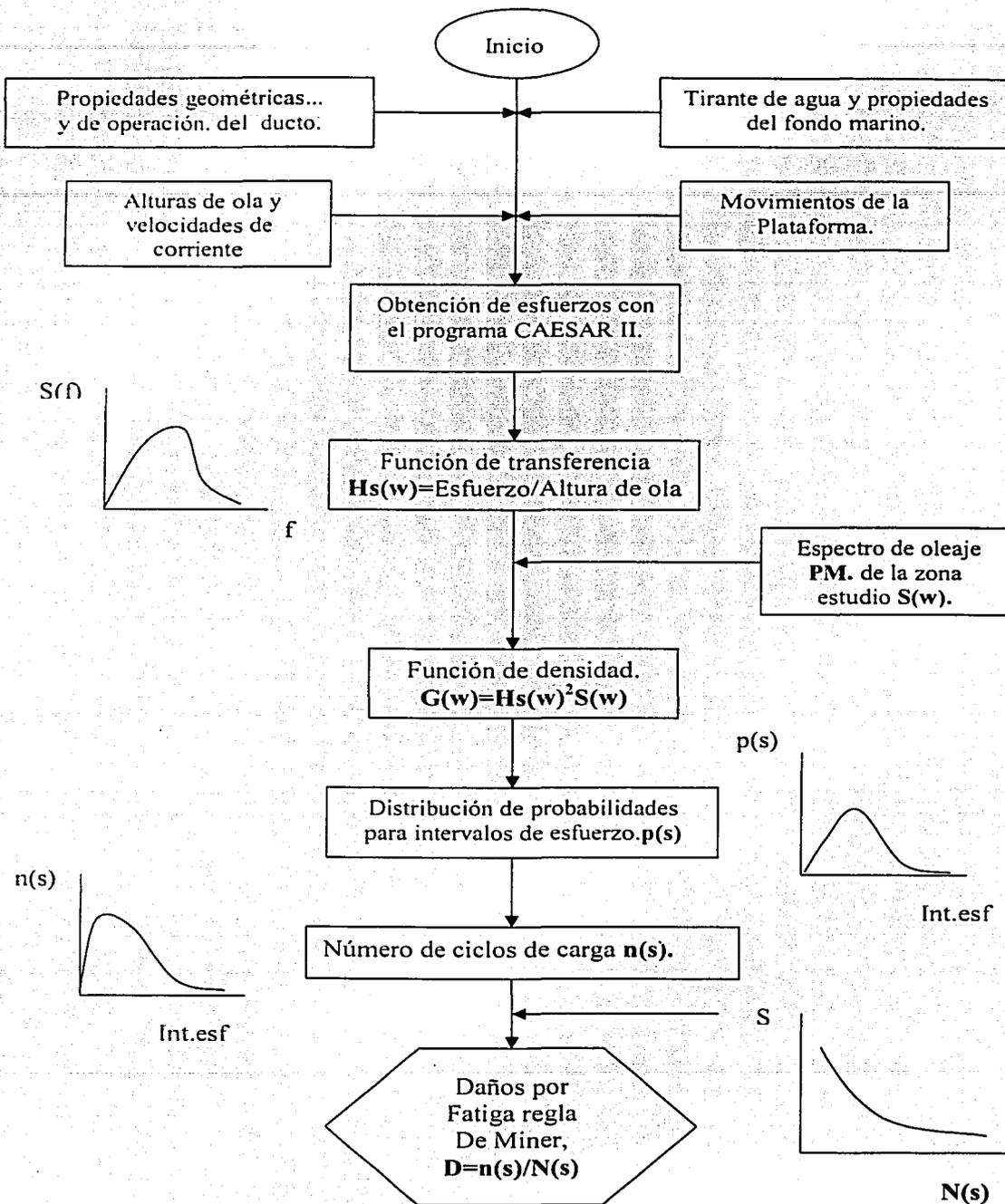
**Figura V.7** Daño acumulado en función del esfuerzo actuante.

Por último para obtener el daño total para este punto crítico del ducto ascendente se suman todos los daños producidos para cada estado de mar:

$$D_t = \sum_{n=1}^n \frac{n(s)}{N(s)} \quad \text{para } n \text{ estados de mar.}$$

En el siguiente diagrama de flujo (**Figura V.8**) se presenta la metodología resumida del análisis probabilístico.

### Diagrama de flujo del análisis probabilístico



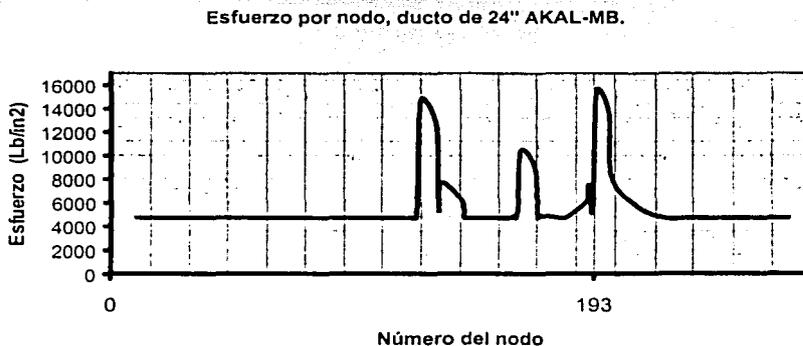
### □ V.3 Evaluación de resultados y calculo de la vida de servicio

A continuación se presentan los daños por fatiga obtenidos del análisis probabilística, se encontró que los mayores daños acumulativos se presentan para mayores presiones de operación, mayor tirante de agua y condiciones de oleaje más desfavorables.

Si la dirección con la cual el oleaje golpea al ducto ascendente es perpendicular a su eje, aunque este localizado en una zona de aguas someras, puede ocasionar daños por fatiga mayores que los ocurridos en ductos ascendentes ubicados en aguas profundas. El cuidado en este parámetro oceánico es fundamental para prevenir daños por fatiga en cualquier elemento estructural Costa Afuera.

Otro factor importante en la determinación del daño por fatiga es la magnitud del esfuerzo actuante en cada uno de los nodos constitutivos del sistema, a mayor esfuerzo actuante se presenta un daño por fatiga mayor, ya que al incrementarse el esfuerzo, el número de ciclos necesarios para la falla (obtenidos de la curva S-N, del material de los ductos) disminuye, y al efectuar el cociente entre número de ciclos actuantes y permisibles, el daño por fatiga aumenta, en los nueve ductos ascendentes el nodo que presentó el mayor esfuerzo fue el nodo comprendido en la conexión línea submarina - ducto ascendente, ubicado en el codo de la curva de expansión, lo anterior se muestra en las figuras V.9,10,11 se ha tomado al ducto de 24" localizado en la plataforma AKAL-MB, para ejemplificar lo anterior.

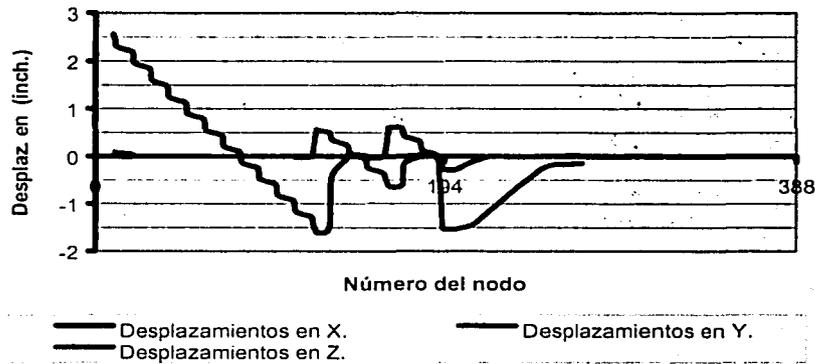
**Figuras V.9,10,11. Nodo 193 , daño acumulativo máximo.**



**Daño acumulativo por nodo, ducto de 24" AKAL-MB.**



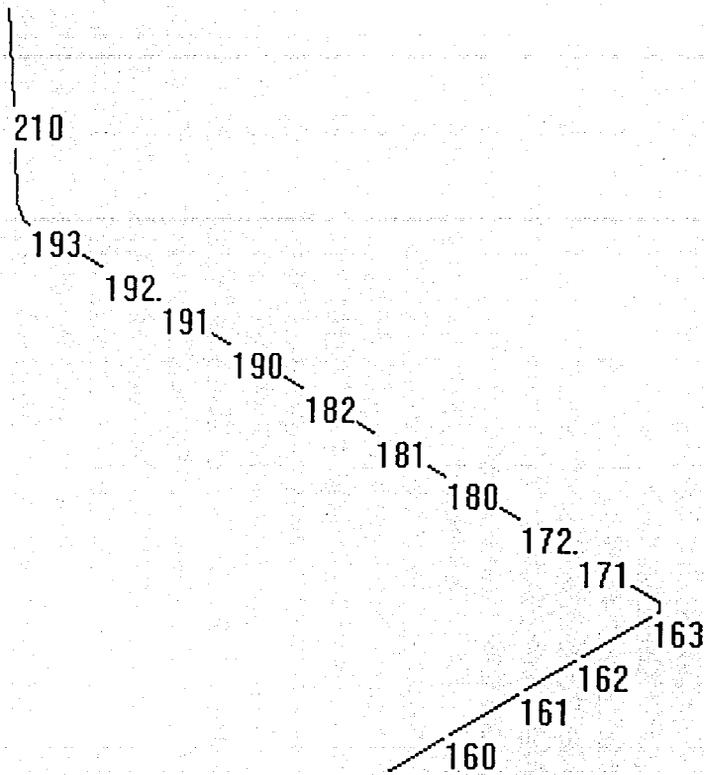
**Desplazamientos ducto asc. de 24" en AKAL-MB.**



Como puede observarse en las tres gráficas anteriores, los esfuerzos, daños por fatiga y desplazamientos máximos se presentan en el nodo número 193, que es la zona en la cual se incrementan considerablemente los esfuerzos, en la **figura V.12** se muestra la configuración completa de la línea submarina y el ducto ascendente<sup>25</sup>:

<sup>25</sup> COADE (Engineering Software), "CAESAR II, User's Guide and Technical Reference Manual", Houston Texas, January 2000.

Figura 19. Zona de daño máximo



Aunque se presenta un esfuerzo grande en el primer cambio de dirección de la línea submarina, la mayor concentración de esfuerzos ocurre en el nodo con número 193, dado que la disipación de energía sumado al cambio de dirección son más fuertes en esta zona.

Además de conocer el daño acumulado por fatiga es muy importante conocer que zona del ducto va a presentar los daños más severos.

A continuación se presenta los resultados completos (para los nueve ductos ascendentes) obtenidos del daño acumulado por fatiga por medio del análisis probabilístico.

**Tabla 2.** Reporte de daños acumulativos obtenidos del análisis probabilístico.

Ducto (in)	Pres.oper. (lb/in <sup>2</sup> )	Prof. (m)	Espesor (in)	Daño Total
8.625	1173.15	59.8	0.5	0.002054
12.75	1138	49.4	0.625	0.001895
12.75'	1066	43.5	0.75	0.001606
20	1173	47.3	0.75	0.00347
20'	1066	39	0.75	0.001664
24	390.8	49.5	0.825	0.002131
24'	1173	63.5	1	0.002364
36	213.35	39.5	1.25	0.00124
36	497.87	38	1.5	0.001247

Los resultados obtenidos con el análisis probabilística señalan al ducto de 20" localizado en la Plataforma AKAL - N, como el ducto con mayores daños acumulativos, aunque no se encuentra ubicado en aguas profundas, la dirección con la cual el oleaje lo golpea es perpendicular a su eje, le siguen el ducto de 24" ubicado en la Plataforma E-KU-A ya que tiene el mayor tirante de agua de los nueve ductos en estudio, y el ducto de 8.625" ubicado en la Plataforma E-KU-G con el diámetro y espesor menores de todos los ductos.

Hay que señalar que hay un valor límite para el cociente que determina el daño por fatiga máximo, según la regla de Palmgren-Miner, la falla se presentará en el momento en que el valor de la fracción de daño sea igual o mayor a 1. Es decir con este valor la grieta alcanza el límite del espesor en el ducto y puede hacerlo fallar.

Hasta la fecha han sido realizados diferentes trabajos para determinar el valor exacto de la fracción de daño en que se presenta esta grieta. Miner encontró que este valor oscilaba entre 0.61 a 1.45 y la mayoría de los trabajos consideran un intervalo de 0.5 a 2. Pero la mayoría de los códigos para el diseño de ductos ascendentes y líneas submarinas, fijan un valor límite de 1.

Para el funcionamiento óptimo de los ductos los códigos internacionales han determinado que el valor del cociente debe ser 0.1 o menor, de lo contrario deberá cambiarse la parte dañada del ducto ascendente.

A continuación se enuncia el método para obtener la vida de servicio de los ductos ascendentes.

## Vida de servicio

Una vez conocidos los daños acumulativos por fatiga obtenidos por los dos métodos, se debe evaluar la vida de servicio para cada ducto ascendente; en el punto crítico de estudio, la expresión para calcular la vida de servicio se obtiene mediante la regla de Palmgren-Miner<sup>33</sup>, las expresiones son las siguientes:

Sea  $D = \sum_{i=1}^m \frac{ni}{Ni}$ , el daño acumulado para el punto estudio.

Donde:

$D$  Es el daño acumulado en un año de operación del ducto ascendente.

$ni$  El número de ciclos ocurridos durante el año de operación.

$Ni$  Es el número de ciclos necesarios para causar la falla.

$m$  Es el número de estados de mar, para la zona estudio.

Una vez conocido el daño acumulado, la expresión para obtener la vida de servicio es la siguiente<sup>33</sup>:

$$L = \frac{1}{\sum_{i=1}^m \frac{ni}{Ni}}$$

Donde:

$L$  Es la vida de servicio en años para el ducto ascendente.

$\sum_{i=1}^m \frac{ni}{Ni}$  Es el daño acumulado en el punto crítico del ducto ascendente.

<sup>33</sup> M.A. Miner, "Cumulative Damage in Fatigue", J. Appl. Mech., vol. 12, Trans. ASME, vol. 67, pp. A159 – A164, 1945.

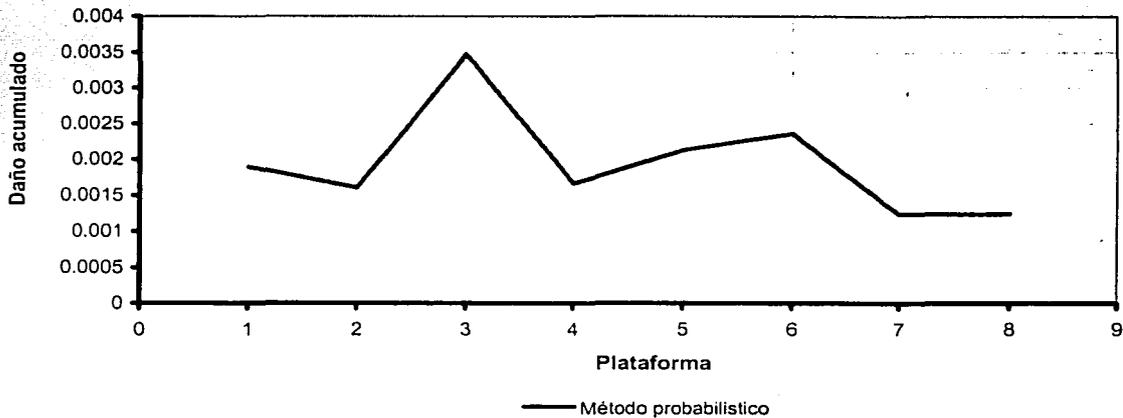
**Vida de servicio obtenida con el método probabilístico.**

**Tabla 3.** Resultados del análisis probabilística

MÉTODO PROBABILISTICO		
Ductos	Daño acumulado	Vida de trabajo (años)
E-KU-G	0.002054	486.854
AKAL-MB	0.001895	527.70
AKAL-G	0.001606	622.66
AKAL-N	0.00347	288.18
NOHOCH-C	0.001664	600.96
AKAL-MB	0.002131	469.26
E-KU-A	0.002364	423.01
NOHOCH-A	0.00124	806.45
ABKATUN	0.001247	801.92

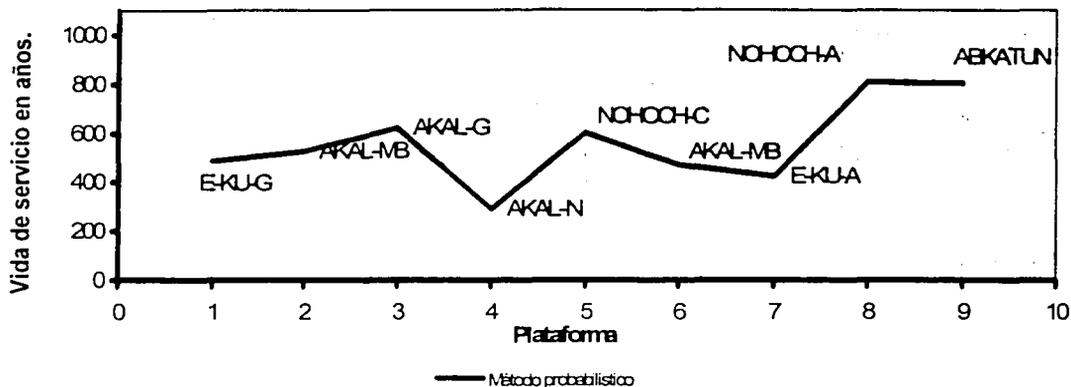
Las figuras V.13 y V.14 muestran los resultados de las tablas.

**Daños acumulados del análisis probabilístico**



**Figura V.13** Relación de daños acumulados.

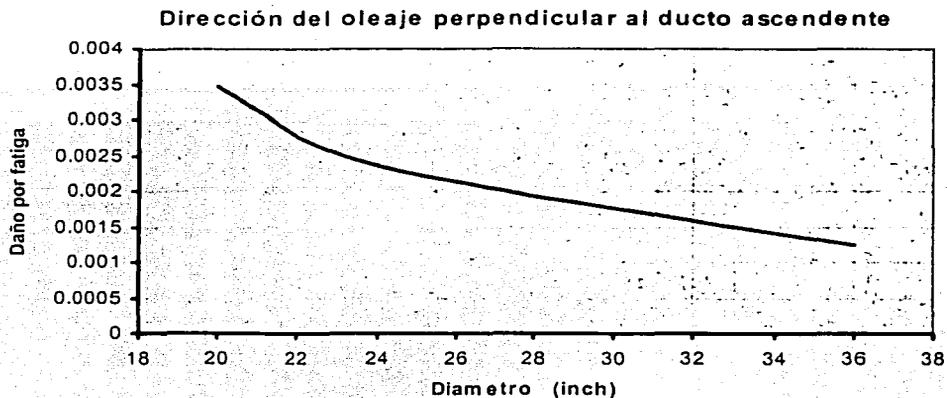
### Vida de servicio



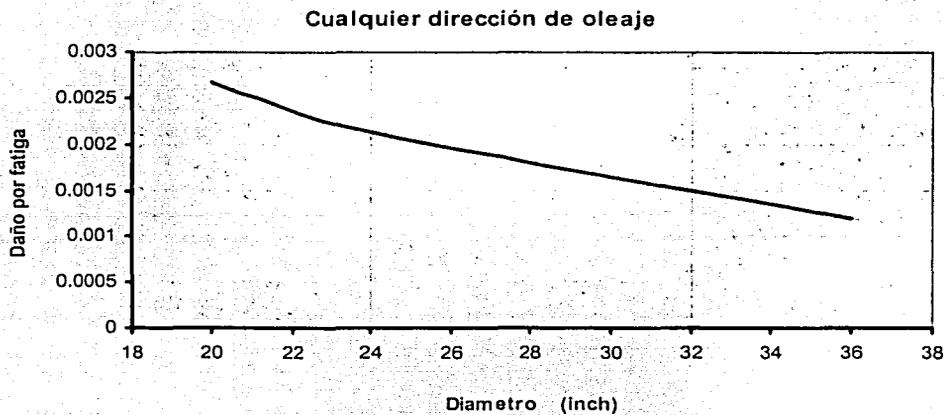
Como puede observarse en las tablas de resultados, para un mayor daño acumulado la vida de trabajo disminuye. El método probabilístico realiza el análisis considerando lo que ocurre en un determinado periodo de tiempo, para éste análisis se obtuvo el número de ciclos actuantes en un año de operación, obtenidos del Criterio Transitorio para el Diseño y Evaluación de Plataformas Marinas Fijas en la Sonda de Campeche, y con estos datos se realizó el análisis. A continuación se muestran algunas gráficas en las cuales se relacionan los principales parámetros causantes de los daños por fatiga.

**Relación de daños por fatiga obtenidos del análisis probabilística, relación diámetro del ducto – dirección del oleaje.**

**Figuras V.15 y V.16**



**Figura V.15** Oleaje perpendicular al ducto ascendente



**Figura V.16** Dirección indistinta del oleaje.

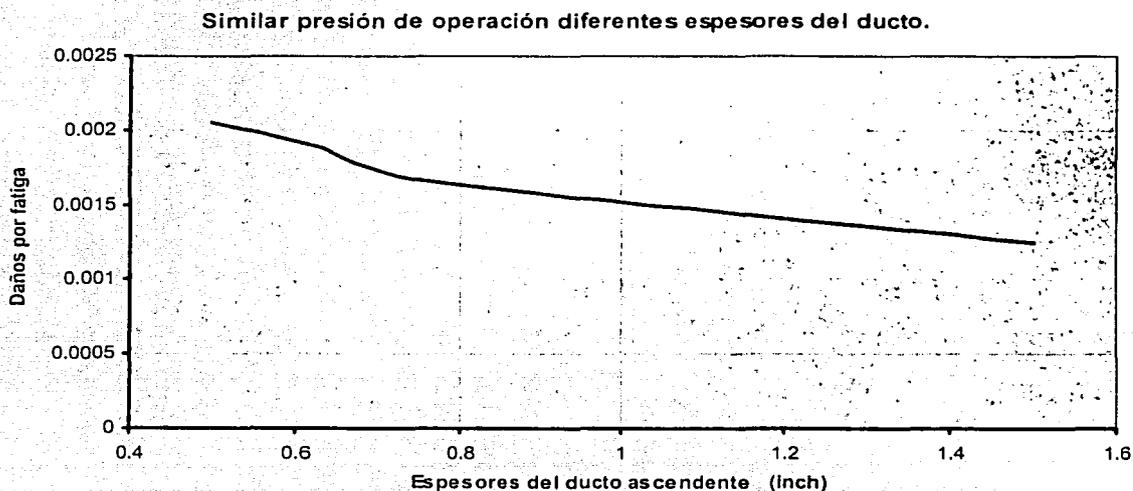
Se puede observar que cuando la dirección del oleaje es perpendicular al eje longitudinal del ducto ascendente, es decir, cuando el coseno director es  $(X=0, Y=1)$ , los daños por fatiga aumentan considerablemente, aún cuando el diámetro del ducto sea el mismo. En la **figura V.15**

(dirección del oleaje perpendicular) los daños son mayores que en la **figura V.16** (cualquier dirección del oleaje)

Esta comparación es importante ya que si un ducto ascendente esta localizado en aguas profundas, pero la dirección con la cual el oleaje lo golpea no es perpendicular, los daños pueden ser pequeños, comparados con un ducto ascendente con las mismas características geométricas que es golpeado constantemente por un oleaje perpendicular a su eje.

### Comparación de daños por fatiga mediante el método probabilístico, relacionados con la presión de operación y espesor del ducto ascendente.

Figura 24



Indiscutiblemente mientras menor sea el espesor del ducto ascendente se presentarán daños mayores por fatiga, esto parece ser muy obvio, pero hay que tener cuidado ya que aunque el espesor va aumentando conforme el diámetro del ducto, no por ser un ducto de 36'' no se debe descuidar el espesor nominal ya que si este ducto trabaja a una presión de operación muy grande, puede presentar daños por fatiga.

### Comparación de daños por fatiga mediante el análisis probabilístico, relacionados con el tirante de agua.

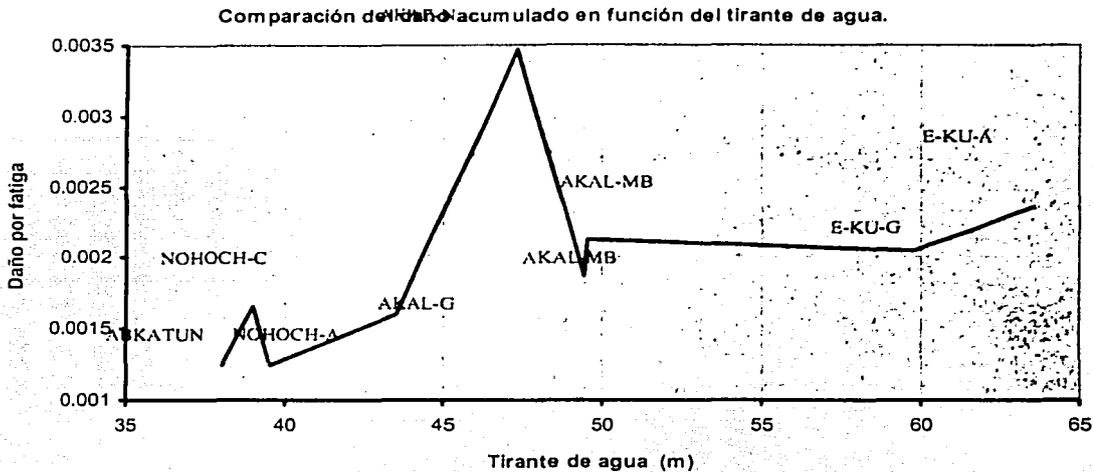


Figura V.18 Daños por fatiga en función del tirante de agua.

Como puede verse en la figura, los ductos ascendentes ubicados en las plataformas NOHOCH-C y AKAL-N presentan un incremento en el daño por fatiga considerable, esto es debido a que son golpeados por una dirección de oleaje perpendicular a su eje.

Aunque no se encuentren en un tirante de agua muy profundo, el daño por fatiga es considerablemente grande.

Sin embargo el tirante de agua es fundamental ya que si dos ductos ascendentes con las mismas características geométricas y de operación están localizados en diferentes tirantes de agua, el ducto localizado en el mayor de ellos, tendrá mayores daños por fatiga.

Esta comparación se ilustra con los ductos ascendentes ubicados en las plataformas EKUA-A y E-KU-G dos ductos de 36'' localizados en distintos tirantes de agua, con distintos daños por fatiga.



## Conclusiones

No se ni la diezmillonésima parte  
de lo que debería saber.

- Tomas A. Edison -

## CONCLUSIONES

Después de haber realizado el análisis por fatiga de los nueve ductos ascendentes en estudio, para obtener los daños acumulados para cada uno de ellos, se concluye que la dirección del oleaje es el parámetro más desfavorable del análisis ya que aumenta de manera considerable los daños por fatiga.

El problema se ve claramente ejemplificado cuando se comparan dos ductos ascendentes con las mismas características geométricas y de operación, pero diferentes direcciones de oleaje, cuando el oleaje golpea con una dirección perpendicular al eje del ducto ascendente, los daños son mayores en este ducto comparado con el otro.

El parámetro ciclos de carga es muy importante ya que mientras más grande sea el número de cargas actuantes en los ductos, el daño por fatiga se incrementa ya que los ciclos permisibles obtenidos de la curva S-N del material disminuyen. El tirante de agua aumenta también considerablemente los daños por fatiga de los ductos ascendentes, este factor de análisis no debe pasar desapercibido.

También se puede afirmar, que la zona que presenta mayores daños por fatiga es el codo localizado en la curva de expansión, por lo cual este nodo tendrá que ser vigilado con mucha atención, para evitar daños.

La zona de marea y oleaje del ducto ascendente presenta pocos problemas de amplificación de esfuerzos, sin embargo, debe cuidarse la seguridad estructural de esta zona del ducto ascendente.

En cuanto a desplazamientos se refiere, como puede verse en los resultados, se incrementan en el codo de la curva de expansión y al principio de la línea submarina, por lo cual debe darse atención especial a la longitud de anclaje natural de la línea submarina para evitar movimientos excesivos en el codo de la curva de expansión.

En general las condiciones operativas de cada estructura Costa Afuera que se localiza en la Sonda de Campeche, no presenta condiciones de operación extremas. Los casos más desfavorables pueden presentarse para oleaje perpendicular al ducto ascendente o en presencia de huracanes y tormentas de invierno.

Un buen análisis por fatiga realizado a ductos ascendentes deberá considerar la dirección del oleaje, los ciclos de carga y el tirante de agua como los principales factores que originan los daños ocurridos a estas estructuras Costa Afuera.



## **Anexos y glosario de términos.**

Para entender el corazón y la mente de una persona, no te fijas en lo que ha logrado sino en lo que aspira lograr.

- Gibran Jalil -

## Anexo 1

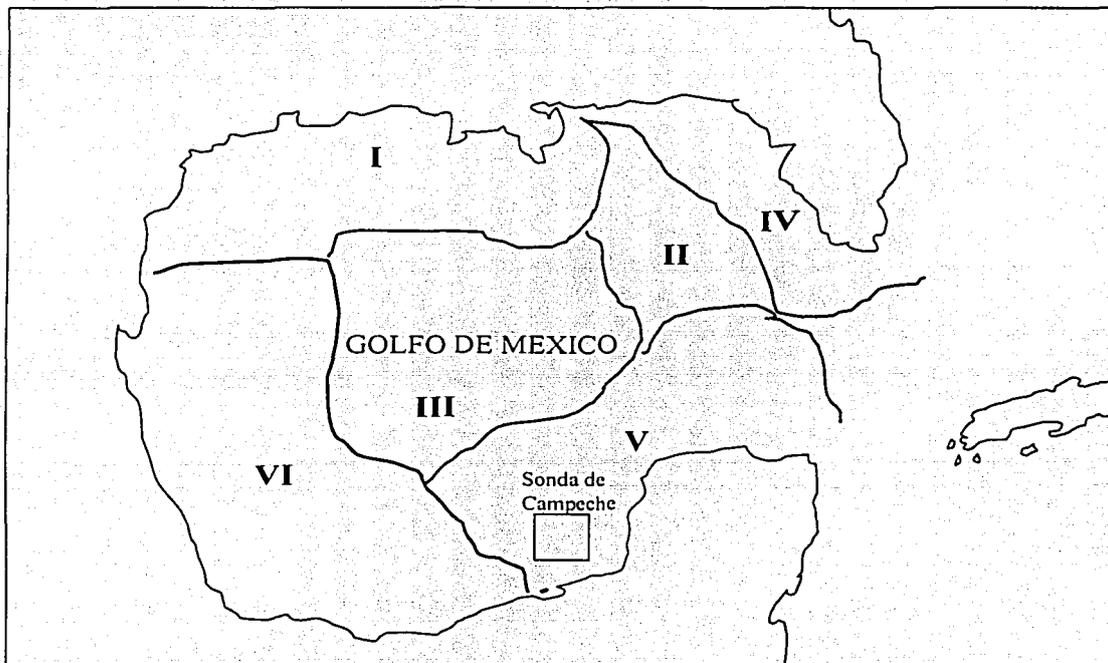
**Obtención de la resistencia al corte no drenada ( $S_u$ ) del suelo característico de la sonda de Campeche.**

Para la zona V, tenemos la formula siguiente:

$$S_u = 156 + (0.18)D \quad (\text{PFS})$$

Donde:  $D$  – Es la profundidad bajo la línea de lodos.

La ecuación fue determinada empíricamente para las zonas típicas de la Sonda de Campeche, en el siguiente mapa se ilustran las VI zonas características:



**Reporte final de investigación durante condiciones extremas de trabajo, en la sonda de Campeche, realizados por la empresa FUGRO.**

Se sondearon 6 zonas en el Campo Cantarell, de las cuales se obtuvieron las propiedades principales del suelo, las zonas tienen las siguientes coordenadas UTM:

Punto	Coordenadas UTM	Coordenadas geográficas	Profundidad , ft (m)
SM - 1	X = Este 597.459 m	Longitud 92°04'14.93"	0 - 68
	Y = Norte 2164.878 m	Latitud 19°34'39.45"	(0 - 20.7)
	X = Este 597.467 m	Longitud 92°04'14.64"	5 - 73
	Y = Norte 2164.882 m	Latitud 19°34'39.58"	(1.5 - 22.3)
SM - 2	X = Este 592.136 m	Longitud 92°07'17.78"	0 - 68
	Y = Norte 2163.992 m	Latitud 19°34'11.54"	(0 - 20.7)
	X = Este 592.127 m	Longitud 92°07'18.08"	5 - 72
	Y = Norte 2163.999 m	Latitud 19°34'11.76"	(1.5 - 21.9)
SM - 3	X = Este 601.995 m	Longitud 92°01'44.50"	0 - 68
	Y = Norte 2137.900 m	Latitud 19°20'01.01"	(0 - 20.7)
	X = Este 602.004 m	Longitud 92°01'44.20"	15 - 74
	Y = Norte 2137.896 m	Latitud 19°20'00.86"	(4.6 - 22.6)
SM - 4	X = Este 607.999 m	Longitud 91°58'17.93"	0 - 68
	Y = Norte 2142.002 m	Latitud 19°22'13.13"	(0 - 20.7)
	X = Este 608.006 m	Longitud 91°58'17.69"	5 - 69
	Y = Norte 2141.998 m	Latitud 19°22'13.20"	(1.5 - 21)
SM - 5	X = Este 600.000 m	Longitud 92°02'50.18"	0 - 68
	Y = Norte 2152.005 m	Latitud 19°27'40.23"	(0 - 20.7)
	X = Este 599.995 m	Longitud 92°02'50.37"	5 - 69
	Y = Norte 2151.996 m	Latitud 19°27'39.92"	(1.5 - 21)
SM - 6	X = Este 594.998 m	Longitud 92°05'41.72"	0 - 68
	Y = Norte 2152.004 m	Latitud 19°27'41.08"	(0 - 20.7)
	X = Este 595.000 m	Longitud 92°05'41.66"	5 - 64
	Y = Norte 2152.995 m	Latitud 19°27'40.78"	(1.5 - 19.5)

## Resultados obtenidos de la resistencia al corte no drenada, por zona de aplicación:

Zona SM - 1			
Profundidad	0.6 m	1.2 m	2.4 m
Resistencia al corte no drenada.	50 (lb/ft <sup>2</sup> )	110 (lb/ft <sup>2</sup> )	160 (lb/ft <sup>2</sup> )

Zona SM - 2			
Profundidad	0.6 m	1.2 m	2.4 m
Resistencia al corte no drenada.	90 (lb/ft <sup>2</sup> )	100 (lb/ft <sup>2</sup> )	180 (lb/ft <sup>2</sup> )

Zona SM - 3			
Profundidad	0.6 m	1.2 m	2.4 m
Resistencia al corte no drenada.	70 (lb/ft <sup>2</sup> )	110 (lb/ft <sup>2</sup> )	130 (lb/ft <sup>2</sup> )

Zona SM - 4			
Profundidad	0.6 m	1.2 m	2.4 m
Resistencia al corte no drenada.	150 (lb/ft <sup>2</sup> )	140 (lb/ft <sup>2</sup> )	170 (lb/ft <sup>2</sup> )

Zona SM - 5			
Profundidad	0.6 m	1.2 m	2.4 m
Resistencia al corte no drenada.	170 (lb/ft <sup>2</sup> )	140 (lb/ft <sup>2</sup> )	190 (lb/ft <sup>2</sup> )

Zona SM - 6			
Profundidad	0.6 m	1.2 m	2.4 m
Resistencia al corte no drenada. <sup>1</sup>	120 (lb/ft <sup>2</sup> )	120 (lb/ft <sup>2</sup> )	180 (lb/ft <sup>2</sup> )

<sup>1</sup> Final Report Investigación of Soil-Pipeline Interaction During Extreme Environmental Events Cantarell Field Bay of Campeche, Mexico, PEMEX EXPLORATION AND PRODUCTION

## Anexo 2

### Tipos de Plataformas Marinas.

#### Tipos de plataformas

##### ▪ Plataformas marinas fijas de acero

Un sistema de explotación marino se define como el conjunto de equipos necesarios para producir, procesar y transportar hidrocarburos localizados en mantos petrolíferos cuya extensión total o parcial queda ubicada bajo las aguas de los océanos.

Muy diversos tipos de sistemas marinos de explotación han sido desarrollados sin embargo dadas las condiciones de las áreas de explotación, en México el diseño que mejor se ajusta a nuestras necesidades es el sistema de tipo fijo, propiamente conocido como Plataformas Marinas o tipo "jacket" construidas de acero.

Una característica muy particular de este tipo de estructuras es el uso de una subestructura o "jacket" que proporciona la rigidez requerida por los pilotes para transferir las cargas verticales y laterales al suelo marino.

Descripción de los diferentes tipos de plataformas marinas fijas utilizadas en la Sonda de Campeche.

En otras partes del mundo los diseños de plataformas marinas fijas de acero presentan variación con relación a los usos en México, principalmente en los que se refiere a la cantidad de servicios que se alojan en la plataforma, esto obedece principalmente a las filosofías de operación adoptadas, a las condiciones ambientales prevaecientes y a la profundidad del agua en el sitio, que es el resultado de un prolongado proceso de planeación ( el cual incluye entre muchos aspectos el análisis del riesgo, de la inversión de la operación de la instalación, etc.). En México, el esquema más utilizado es el de colocar un servicio en cada plataforma uniendo dichas plataformas por medio de puentes para formar un complejo, de acuerdo con el servicio las plataformas pueden clasificarse en los siguientes tipos:

##### ▪ Plataformas de perforación

Estas plataformas son utilizadas para la perforación de pozos y la extracción de crudo de los yacimientos marinos. Las plataformas más comunes son del tipo octapodo, sin embargo también las hay del tipo tetrapodo y trípode, el tipo de estructura dependerá entre otras cosas de la importancia del manto y del número de pozos a perforar. La diferencia entre uno y otro tipo de estructura es que mientras el octapodo permite llevar a cabo la perforación ya sea mediante un equipo de perforación montado sobre ella, los tetrapodos y trípodes no tienen la capacidad ni el área requerida para soportar dicho equipo, por lo que la perforación y aún las operaciones de mantenimiento a pozos se llevan a cabo con una plataforma de perforación del tipo autoelevable (jack - up). Las plataformas de perforación son las más importantes dentro del esquema de los sistemas de explotación, ya que a partir de ellas se generan las demás necesidades para el procesamiento, son también las primeras plataformas en construirse en cualquier complejo petrolero. Las plataformas de perforación se caracterizan por tener un área de ductos verticales de perforación y extracción de crudo (conductores), el petróleo crudo producido en la plataforma es

sometido a un proceso primario de separación (el crudo se separa del gas) y luego enviado a las plataformas de enlace, de producción y compresión más próximas.

Las plataformas de perforación tipo octapodo cuentan con dos cubiertas soportadas por ocho columnas, lo suficiente amplias para alojar en su cubierta superior, la totalidad de los instrumentos de perforación, que incluye los módulos de bombas de lodos, de almacenamiento de químicos, de máquinas, habitacional, presas de lodos, almacenamiento de líquidos y la estructura de perforación, en su cubierta inferior, da apoyo al equipo de producción así como los tableros para control de pozos, lanzadores o recibidores de diablos y otros servicios auxiliares. Estas plataformas, normalmente tienen capacidad para perforar hasta 12 pozos, aunque actualmente se están diseñando para hasta 18 conductores.

#### ▪ **Plataformas de enlace**

Como su nombre lo indica, estas plataformas sirven de enlace entre las diferentes plataformas perforadoras y productoras. Su función es recibir el crudo vía ductos submarinos o superficiales y enviarlo por el mismo medio a las plataformas de producción para su procesamiento y subsecuente transporte hacia las terminales de carga en tierra o en mar.

Esta plataformas generalmente cuentan con una sola cubierta y son del tipo octapodo.

#### ▪ **Plataformas de producción**

Las plataformas de producción contienen equipo e instalaciones para separar la mezcla de petróleo, gas, agua y sedimentos que constituyen al crudo recién extraído, darle un tratamiento preliminar para después poder transportarlo (petróleo, gas) quemarlo (gas) o reinyectarlo a los pozos (gas lift). Dependiendo de la capacidad de manejo y separación de crudo, estas plataformas se subdividen en plataformas de producción temporal y de, el de apoyo en cada una de ellas dependerá de su clasificación, las de producción temprana constan regularmente de 2 cubiertas soportadas por 8 columnas. Por su parte las de producción permanente actualmente instaladas, tienen 3 cubiertas y son dodecápodos, es decir que están apoyadas sobre 12 columnas.

#### ▪ **Plataformas de compresión de gas**

Estas plataformas soportan equipo de compresión para tratar y presurizar al gas proveniente de las plataformas productoras y enviarlo a las terminales en tierra a través de los gasoductos submarinos. Normalmente se realizan procesos de purificación del gas para evitar la corrosión en las tuberías, estas plataformas se ubican entre las de mayor capacidad de carga, y los diseños actuales cuentan con 2 cubiertas y son del tipo octapodo.

#### ▪ **Plataforma de rebombeo**

Esta estructura soporta una batería de turbobombas para comprimir el crudo y poder transportarlo a tierra a través de los oleoductos submarinos, este tipo de plataforma se justifica cuando el crudo no alcanza a fluir hasta la terminal de almacenamiento/descarga por la presión propia del pozo, en la actualidad sólo existe una plataforma de rebombeo en la Sonda de Campeche, consta de dos cubiertas y es del tipo octápoda.

#### ▪ **Plataforma de inyección**

La función de este tipo de plataformas es la de perforar pozos para inyectar agua o gas presurizados a los estratos productores de crudo cuya producción ha sido mermada y así incrementar el rendimiento de otros pozos. Estas plataformas tienen cubiertas y capacidades de perforación prácticamente idénticas a las de las plataformas de perforación.

- **Plataformas habitacionales**

Las plataformas habitacionales soportan módulos de vivienda únicamente, con diferentes capacidades y están integradas a los complejos productores. Cuentan con 2 cubiertas y las hay de los tipos tetrapodo y octapodo.

- **Plataformas de telecomunicaciones**

Estas tienen como objetivo el soportar la torre de telecomunicaciones, el módulo de telecomunicaciones, módulo de radares y en algunos casos, un módulo habitacional y helipuerto. Estas estructuras comúnmente soportan una sola cubierta y son del tipo tripode aunque existen también del tipo tetrapodo.

- **Plataformas recuperadoras**

Estas estructuras también llamadas protectoras de pozos, tienen como función la de proteger a un pozo que se ha perforado con fines exploratorios. En caso de resultar productivo dicho pozo se procede a la instalación de esta plataforma así como la tubería ascendente o riser y la línea submarina para el transporte de los hidrocarburos. En algunas ocasiones se adicionan más pozos o cuando el pozo no es productivo, este se tapona y se abandona. Este tipo de plataforma es el más ligero y pequeño, cuenta con una sola cubierta y un helipuerto. En México se han instalado un buen número de éstas, siendo la más utilizada la del tipo Seahorse la cual por su configuración especial no corresponde con ningún tipo de plataforma convencional (octapodo, tetrapodo o tripode) y forma parte de un selecto número de estructuras que son patentadas. El diseño consiste en una subestructura del tipo tripode, aunque las hay también del tipo tetrápodo, en las que solo una columna o pierna cruza el plano del agua a fin de reducir al mínimo las fuerzas de oleaje, las otras 2 o 3 piernas no llegan a la superficie del agua.

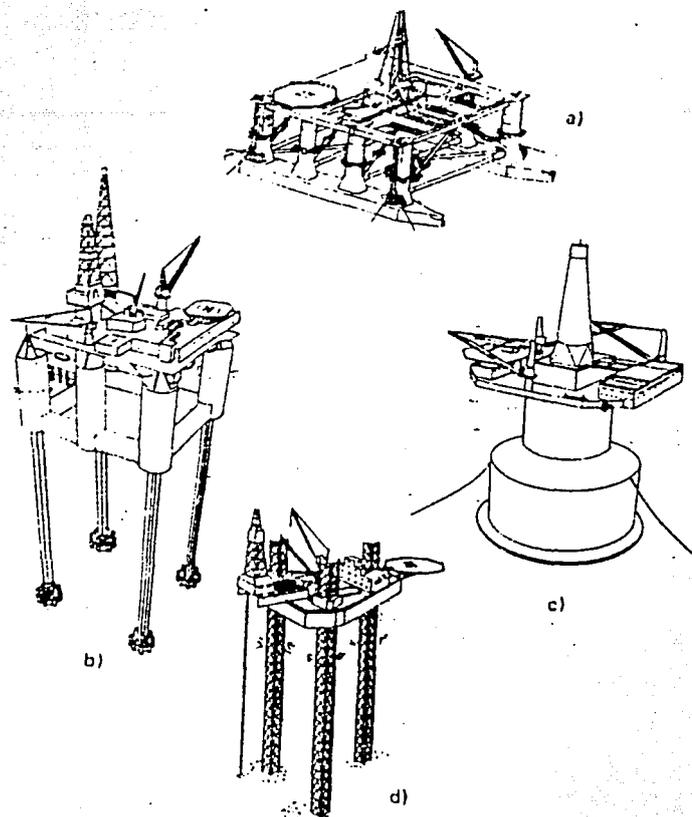
- **Plataformas de apoyo intermedio**

Cuando los claros a librar entre dos plataformas adyacentes son demasiado grandes, tal que es imposible cubrirlos por un solo puente, resulta necesario incluir un apoyo intermedio, siendo ésta la única función de este tipo de plataformas. Cuentan sólo con una cubierta a una elevación que depende de las plataformas que se unen. Esta plataforma comúnmente es del tipo tripode, aunque en algunos casos se llegan a emplear tetrapodos.

- **Plataformas para quemador**

Estas plataformas tienen como función principal soportar el quemador del gas excedente que no puede ser aprovechado, se comunica al complejo por medio de un puente de comunicación que soporta a su vez la tubería de desfogue. Están constituidas por una cubierta y es del tipo tripode.

También es muy común como parte de las filosofías de operación de Petróleos Mexicanos que una plataforma desarrolle dos o más funciones de las anteriormente descritas o bien que con el paso del tiempo cambie de uso. Cuando esto sucede se le da el nombre de plataforma mixta o de servicios múltiples. En el siguiente esquema se muestran diversas modalidades de plataformas; sus características estructurales dependen del uso y región en la cual están ubicadas:



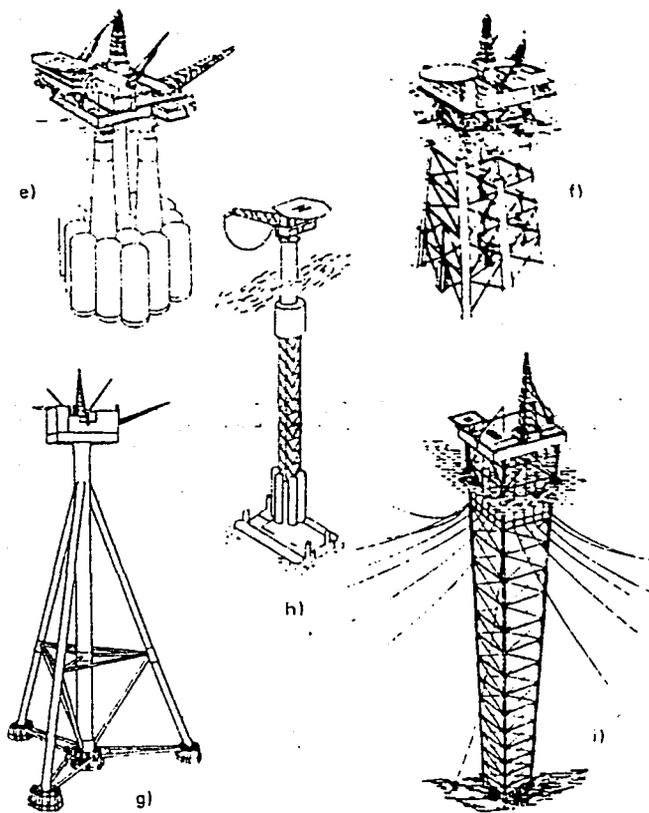
**Figura 3.** Tipos de plataformas<sup>1</sup>.

a) Plataforma semisumergible, b) Plataforma de piernas tensionadas, c) Plataforma tipo boya, d) Plataforma tipo Jack-up o autoelevable.

En la actualidad existen muchos tipos de plataformas, la elección de cada una dependerá de las condiciones de operación y del sitio en el cual estará localizada, por ejemplo en el Golfo de México se han colocado en su mayoría Plataforma tipo Jacket, debido al somero tirante de agua de la zona, además de estas estructuras, se utilizan trípodes y estructuras de recuperación de estructuras llamadas See horse y Tee horse.

**Figura 4.** Tipos de plataformas<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> Almar-Naess A, Anderson H and Bardal E. "Fatigue Handbook", Norges Tekniske Hogskole", May 1985, p.p. 45.



e) Plataforma tipo gravedad, f) Plataforma tipo Jacket, g) Trípode, h) Torre articulada, y i) Torre atirantada.

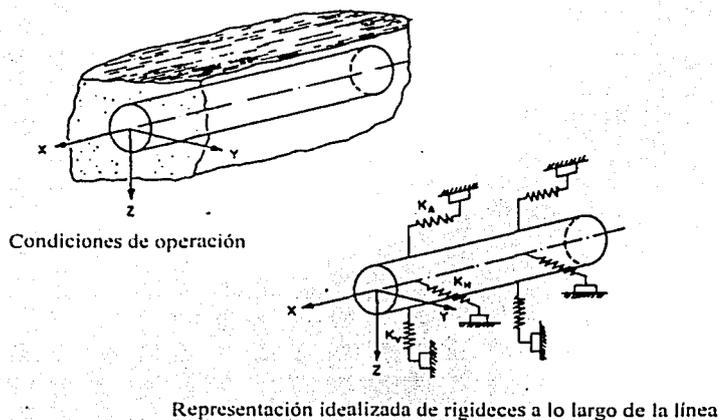
<sup>1</sup> Almar-Naess A, Anderson H and Bardal E. "Fatigue Handbook", Norges Tekniske Hogskole", May 1985, p.p. 46.

### Anexo 3

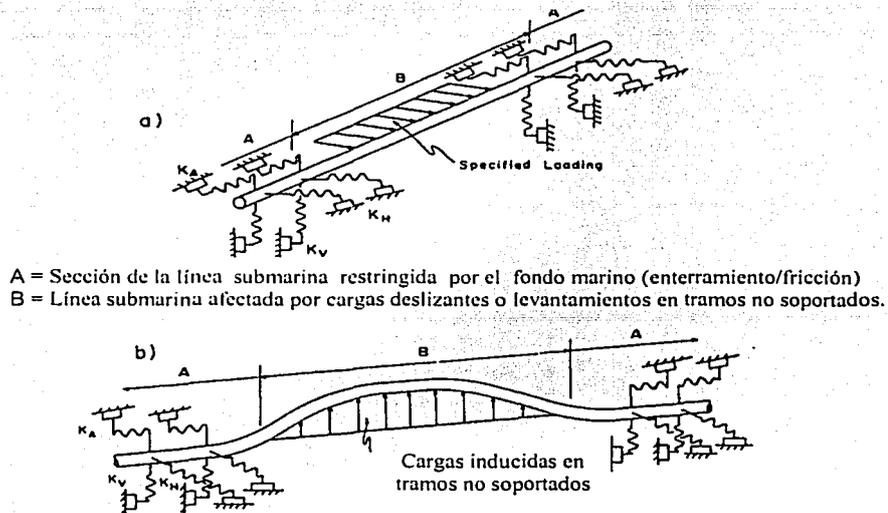
#### Cálculo de la rigidez entre línea submarina y fondo marino

La interacción de fuerzas entre el fondo marino y las líneas submarinas, generalmente suele ser representado por un modelo de resortes, que amortiguan los movimientos ocurridos en la dirección axial, vertical y horizontal de la línea submarina.  
La **figura 1 y 2** muestra la idealización del sistema.

**Figura 1** Idealización del sistema



**Figura 2** Modelación estructural de líneas sujetas a) Deslizamientos, b) Fallas por desplazamientos



## Expresiones para el cálculo de rigideces en las direcciones axial, horizontal y vertical.

### Para la componente axial:

$$\text{Para arcillas.} \quad Tu = \alpha CA_c \quad \text{Para arena} \quad Tu = \iint_{A_c} \Gamma n \tan \delta dA$$

Xu = 0.1 a 0.2 pulgadas (2.5 a 5 milímetros)

Donde:  $A_c$  – Área de contacto por unidad de longitud entre la tubería y el piso.  
 $C$  – Resistencia al corte no drenada.  
 $\alpha$  – Coeficiente de transferencia de carga.  
 $\Gamma n$  – Esfuerzo efectivo del piso y la tubería.  
 $\delta$  – Angulo de fricción interna.  
 $dA$  – Incremento del área de contacto.

### Para componente horizontal:

□ En líneas superficiales.

$$Pu = F(W_b - F_v) \quad yu = \Delta H \frac{D}{Z}$$

Donde:  $F$  – Coeficiente de estabilidad lateral.  
 $W_b$  – Peso por flotación de la tubería por unidad de longitud.  
 $F_v$  – Fuerza de izaje hidrodinámica por unidad de longitud.  
 $\Delta H$  – Desplazamiento lateral.

□ En líneas enterradas.

$$\text{Para arcillas} \quad Pu = CN_c D \quad \text{Para arena} \quad Pu = \gamma Z_c N_q D$$

$$\text{Para arcillas} \quad yu = 0.05a0.06(Z_c + D/2) \quad \text{Para arena} \quad yu = 0.015a0.02(Z_c + D/2)$$

Donde:  $N_c, N_q$  – Factores de capacidad de carga (en la dirección horizontal).  
 $\gamma$  – Peso efectivo unitario del suelo.  
 $Z_c$  – Profundidad de enterramiento al centro de la tubería.  
 $D$  – Diámetro de la tubería.

**Para componente vertical:**

*Dirección descendente*<sup>32</sup>

Para arcilla  $Q_u = CN_c B$                       Para arena  $Q_u = (\gamma H N_q + \frac{1}{2} \gamma B N_\gamma) B$

Para arcilla  $Z_u = 2C_f B$                       Para arena  $Z_u = 0.1B$

Donde:  $N_c, N_q, N_\gamma$  – Factores de capacidad de carga, (en la dirección vertical.)  
 $H$  – Profundidad de enterramiento, es equivalente a  $Z_c$ .  
 $B$  – Diámetro interior de la tubería.  
 $C_f$  – Torcimiento axial de falla en la prueba de compresión triaxial.

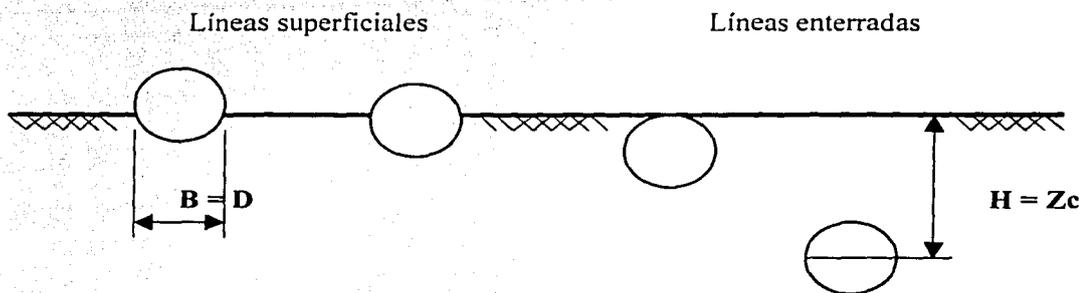
**Dirección ascendente**

Todos lo sólidos

$Q_u = (CF'_c + \gamma Z_c F'_q) B$                        $Z_u = 0.01H$

Donde:  $F'_c, F'_q$  – Factores de ruptura para cilindros de diámetro  $B$ .

Esquema ilustrativo:



<sup>32</sup> De la Mare R.F. "Advances in Offshore Oil and Gas Pipeline Technology", Gulf Publishing Company, Great Britain 1985.

Tabla I.1 Factores de capacidad de carga<sup>7</sup>

$\Phi$	$N_c$	$N_q$	$N_\gamma$	$N_q / N_c$	$\tan \Phi$
0	5.14	1.00	0.00	0.20	0.00
5	6.49	1.57	0.45	0.24	0.09
10	8.35	2.47	1.22	0.30	0.18
15	10.98	3.94	2.65	0.36	0.27
20	14.83	6.40	5.39	0.43	0.36
25	20.72	10.66	10.88	0.51	0.47
30	30.14	18.40	22.40	0.61	0.58
35	46.12	33.30	48.03	0.72	0.70
40	75.31	64.20	109.41	0.85	0.84
45	133.88	134.88	271.76	1.01	1.00
50	266.89	319.07	762.89	1.20	1.19

<sup>7</sup> Diavaz and Fugro, "Final Report Investigation of Soil-Pipeline Interaction During Extreme Environmental Events, Cantarell Field Bay of Campeche, Mexico, January 15, 1998.

## Anexo 4. Reporte de resultados del CAESAR II.

## Reporte de esfuerzos por nodo.

CAESAR II Ver. 4.10

Date: JUL 13, 2002

Time: 16:06

Page: 18

Job: C:\MIS DOCUMENTOS\E-KU-G 9.625 CORRECB

Licensed to: INSTITUTO MEXICANA DEL PETROLEO

SORTED STRESSES

ID 14968

CASE 1 (CPE) W-T1-P1-WAV1

Stresses (lb./sq. in.)						-----Stress (lb./sq. in.)-----					
AXIAL		BENDING		TORSION		3D MAX SHEAR		CODE	ALLOWABLE		
STRESS	NODE	STRESS	NODE	STRESS	NODE	INTENSITY	NODE	STRESS	STRESS	NODE	
4478.	240	5462.	143	0.	120	15223.	148	8907.	0.	148	
4472.	210	5462.	143	0.	121	14914.	149	8905.	0.	148	
4470.	230	5249.	149	0.	122	14748.	148	8714.	0.	149	
4431.	200	4935.	147	0.	123	14396.	11	8434.	0.	147	
4430.	220	4329.	78	0.	124	14396.	12	7784.	0.	78	
4396.	210	4329.	78	0.	125	14396.	13	7782.	0.	78	
4290.	210	4013.	77	0.	126	14396.	14	7499.	0.	77	
4211.	200	3843.	80	0.	130	14396.	15	7348.	0.	80	
4210.	200	3384.	149	0.	131	14396.	16	7032.	0.	220	
4045.	190	3379.	150	0.	132	14396.	17	7031.	0.	220	
4043.	190	3379.	150	0.	133	14396.	18	6848.	0.	149	
3680.	180	3181.	147	0.	134	14396.	20	6842.	0.	150	
3877.	180	2601.	220	0.	135	14396.	21	6842.	0.	150	
3685.	170	2601.	220	0.	136	14396.	22	6670.	0.	147	
3694.	170	2587.	77	0.	140	14396.	23	6059.	0.	77	
3589.	11	2512.	118	0.	141	14396.	24	6008.	0.	118	
3564.	12	2512.	118	0.	142	14396.	25	6007.	0.	118	
3539.	13	2478.	80	0.	143	14396.	26	5969.	0.	80	
3529.	120	2265.	117	0.	144	14396.	27	5785.	0.	117	
3520.	117	2194.	120	0.	145	14396.	28	5722.	0.	120	
3516.	121	1746.	145	0.	146	14396.	30	5217.	0.	145	
3516.	160	1746.	145	0.	147	14396.	31	5202.	0.	145	
3505.	14	1470.	82	0.	147	14396.	32	4967.	0.	117	
3507.	117	1470.	82	0.	80	14396.	33	4945.	0.	160	
3505.	80	1460.	117	0.	81	14396.	34	4937.	0.	82	
3504.	160	1429.	160	0.	82	14396.	35	4933.	0.	160	
3499.	147	1429.	160	0.	83	14396.	36	4930.	0.	120	
3496.	122	1415.	120	0.	84	14396.	37	4915.	0.	82	
3496.	118	1058.	81	0.	85	14396.	38	4912.	0.	200	
3495.	118	1058.	81	0.	86	14396.	40	4909.	0.	200	
3491.	81	1018.	15	0.	90	14396.	41	4838.	0.	210	
3488.	147	1018.	15	0.	91	14396.	42	4833.	0.	210	
3485.	77	1008.	14	0.	92	14396.	43	4794.	0.	230	
3482.	116	1008.	14	0.	93	14396.	44	4794.	0.	230	
3478.	123	991.	144	0.	94	14396.	45	4549.	0.	81	
3471.	77	991.	144	0.	95	14396.	46	4525.	0.	81	
3471.	146	844.	146	0.	96	14396.	47	4516.	0.	14	
3467.	82	844.	146	0.	100	14396.	48	4478.	0.	240	
3465.	149	759.	83	0.	101	14396.	50	4454.	0.	15	
3463.	150	759.	83	0.	102	14396.	51	4447.	0.	144	
3463.	150	699.	200	0.	103	14396.	52	4445.	0.	180	
3461.	124	699.	200	0.	104	14396.	53	4444.	0.	14	
3458.	115	673.	75	0.	105	14396.	54	4442.	0.	180	
3456.	145	673.	75	0.	106	14396.	55	4433.	0.	144	
3456.	78	651.	122	0.	110	14396.	56	4382.	0.	15	
3451.	78	651.	122	0.	111	14396.	57	4332.	0.	146	
3447.	125	565.	180	0.	112	14396.	58	4315.	0.	146	
3447.	76	565.	180	0.	113	14396.	60	4306.	0.	190	
3445.	148	531.	115	0.	114	14396.	61	4304.	0.	190	
3444.	83	531.	115	0.	115	14396.	62	4203.	0.	83	
3443.	148	515.	121	0.	116	14396.	63	4182.	0.	83	
3442.	144	515.	121	0.	117	14396.	64	4147.	0.	122	
3436.	15	443.	210	0.	117	14396.	65	4129.	0.	122	
3436.	114	443.	210	0.	118	14396.	66	4120.	0.	75	
3435.	126	416.	74	0.	148	14396.	70	4095.	0.	75	
3431.	143	416.	74	0.	148	14396.	71	4030.	0.	121	
3425.	130	326.	123	0.	78	14396.	72	4012.	0.	115	
3423.	84	326.	123	0.	78	14396.	73	4010.	0.	121	
3422.	75	321.	230	0.	160	14396.	74	3989.	0.	115	
3421.	142	321.	230	0.	170	14396.	75	3903.	0.	170	
3417.	131	321.	116	0.	220	14396.	76	3901.	0.	170	
3415.	113	321.	116	0.	190	14396.	77	3837.	0.	74	
3414.	141	287.	114	0.	200	14396.	78	3828.	0.	116	
3410.	132	287.	114	0.	210	14396.	80	3812.	0.	74	
3408.	140	260.	190	0.	180	14396.	81	3804.	0.	123	
3406.	133	260.	190	0.	149	14396.	82	3803.	0.	116	
3405.	136	258.	143	0.	150	14396.	83	3787.	0.	123	
3404.	85	258.	143	0.	16	14396.	84	3776.	0.	13	

Anexos

3403.	134	236.	13	0.	36	14396.	85	3745.	0.	114
3403.	135	236.	13	0.	37	14396.	86	3745.	0.	13
3397.	112	218.	170	0.	42	14396.	90	3723.	0.	114
3396.	74	218.	170	0.	43	14396.	91	3700.	0.	143
3387.	86	203.	16	0.	44	14396.	92	3688.	0.	143
3381.	111	203.	16	0.	48	14396.	93	3642.	0.	76
3373.	90	175.	84	0.	53	14396.	94	3617.	0.	76
3371.	73	175.	84	0.	61	14396.	95	3612.	0.	12
3367.	110	170.	76	0.	76	14396.	96	3598.	0.	84
3365.	16	170.	76	0.	54	14396.	100	3595.	0.	11
3360.	91	154.	21	0.	230	14396.	101	3589.	0.	10
3355.	106	154.	21	0.	35	14396.	102	3587.	0.	12
3349.	92	140.	18	0.	47	14396.	103	3579.	0.	84
3346.	72	140.	18	0.	60	14396.	104	3570.	0.	11
3345.	105	124.	73	0.	71	14396.	105	3568.	0.	16
3340.	93	124.	73	0.	74	14396.	106	3537.	0.	16
3336.	104	102.	22	0.	77	14396.	110	3532.	0.	124
3333.	17	102.	22	0.	230	14396.	111	3520.	0.	73
3332.	94	76.	141	0.	25	14396.	112	3518.	0.	124
3329.	103	76.	141	0.	73	14396.	113	3507.	0.	113
3326.	95	72.	113	0.	64	14396.	114	3497.	0.	141
3325.	102	72.	113	0.	55	14396.	115	3495.	0.	73
3323.	96	71.	124	0.	240	14396.	116	3490.	0.	141
3322.	101	71.	124	0.	13	14396.	117	3487.	0.	113
3322.	100	65.	86	0.	14	14396.	118	3467.	0.	125
3321.	71	65.	86	0.	15	14396.	120	3464.	0.	126
3308.	18	54.	17	0.	17	14396.	121	3461.	0.	142
3296.	70	54.	17	0.	20	14396.	122	3458.	0.	140
3284.	20	48.	12	0.	22	14396.	123	3455.	0.	125
3271.	66	48.	12	0.	23	14396.	124	3454.	0.	126
3259.	21	44.	140	0.	24	14396.	125	3453.	0.	140
3246.	65	44.	140	0.	26	14396.	126	3452.	0.	86
3234.	22	40.	85	0.	27	14396.	130	3452.	0.	142
3219.	64	40.	85	0.	28	14396.	131	3448.	0.	18
3209.	23	35.	90	0.	31	14396.	132	3444.	0.	85
3191.	63	35.	90	0.	32	14396.	133	3440.	0.	130
3177.	24	34.	23	0.	33	14396.	134	3437.	0.	86
3166.	62	34.	23	0.	34	14396.	135	3432.	0.	130
3142.	61	30.	142	0.	38	14396.	136	3428.	0.	85
3117.	60	30.	142	0.	40	14396.	140	3427.	0.	112
3106.	25	29.	71	0.	41	14396.	141	3423.	0.	18
3092.	58	29.	71	0.	45	14396.	142	3422.	0.	136
3067.	57	29.	126	0.	46	14396.	143	3421.	0.	111
3035.	56	29.	126	0.	50	14396.	144	3420.	0.	131
3034.	26	23.	111	0.	51	14396.	145	3418.	0.	136
3003.	27	23.	111	0.	52	14396.	146	3414.	0.	131
2978.	28	20.	125	0.	57	14396.	147	3412.	0.	21
2964.	55	20.	125	0.	58	14396.	147	3411.	0.	132
2953.	30	19.	70	0.	63	14396.	150	3409.	0.	112
2928.	31	19.	70	0.	65	14396.	160	3408.	0.	133
2904.	32	15.	130	0.	72	14396.	170	3407.	0.	90
2895.	54	15.	130	0.	77	14396.	180	3407.	0.	132
2882.	33	13.	136	0.	56	14396.	190	3406.	0.	134
2868.	53	13.	136	0.	62	14396.	200	3405.	0.	133
2856.	34	13.	110	0.	66	14396.	210	3405.	0.	135
2849.	52	13.	110	0.	70	14396.	220	3405.	0.	111
2831.	51	12.	112	0.	75	14396.	230	3404.	0.	135
2814.	50	12.	112	0.	11	14396.	240	3395.	0.	110
2603.	35	9.	91	0.	12	14396.	230	3394.	0.	90

## Reporte de desplazamientos y rotaciones por nodo

CESAR II Ver. 4.20

Date: JUL 18, 2002

Time: 16:06

Page: 22

Job: T1 MIS DOCUMENTOS\E-KU-G 8.625 CORRECTO  
 Licensed To: INSTITUTO MEXICANA DEL PETROLEO  
 DISPLACEMENT REPORT, Nodal Movements  
 CASE 2 (FAT) W-T1-P1-WAV1

ID 14968

NODE	-----Translations(in.)-----			-----Rotations(deg.)-----		
	DX	DY	DZ	RX	RY	RZ
10	0.4386	0.0388	0.0328	0.0000	0.0006	-0.0004
11	0.4268	0.0381	0.0318	0.0000	-0.0018	0.0013
12	0.4150	0.0350	0.0277	0.0000	-0.0033	0.0024
13	0.4033	0.0318	0.0234	0.0000	-0.0010	0.0008
14	0.3860	0.0440	0.0400	0.0000	0.0215	-0.0158
15	0.3378	0.0445	0.0403	0.0000	-0.0212	0.0155
16	0.3210	0.0328	0.0242	0.0000	0.0008	-0.0005
17	0.3100	0.0343	0.0271	0.0000	0.0013	-0.0001
18	0.2990	0.0309	0.0258	0.0000	-0.0034	0.0048
19	0.2881	0.0196	0.0167	0.0000	-0.0075	0.0087
20	0.2773	0.0071	0.0060	0.0000	0.0053	0.0062
21	0.2666	0.0006	0.0005	0.0000	-0.0019	0.0023
22	0.2559	0.0011	-0.0009	0.0000	-0.0001	0.0002
23	0.2401	-0.0004	0.0003	0.0000	0.0004	-0.0004
24	0.1962	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0001
25	0.1810	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
26	0.1710	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
27	0.1610	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
28	0.1511	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
29	0.1413	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
30	0.1316	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
31	0.1219	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
32	0.1076	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
33	0.0676	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
34	0.0536	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
35	0.0444	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
36	0.0351	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
37	0.0259	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
38	0.0166	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
39	0.0074	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
40	0.0018	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
41	0.0156	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
42	0.0548	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
43	-0.0688	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
44	-0.0781	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
45	-0.0875	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
46	-0.0970	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
47	-0.1065	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
48	-0.1160	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
49	-0.1257	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
50	-0.1402	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
51	-0.1823	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
52	-0.1975	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
53	-0.2077	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
54	-0.2180	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
55	-0.2284	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
56	-0.2388	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
57	-0.2493	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
58	-0.2600	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
59	-0.2725	0.0000	0.0001	0.0000	0.0001	0.0000
60	-0.2833	0.0000	0.0002	0.0000	0.0001	0.0000
61	-0.2941	0.0000	0.0003	0.0000	0.0000	0.0000
62	-0.3051	0.0000	-0.0001	0.0000	-0.0006	0.0000
63	-0.3161	0.0000	-0.0017	0.0000	-0.0015	0.0000
64	-0.3271	0.0000	-0.0048	0.0000	-0.0022	0.0000
65	-0.3383	0.0000	-0.0070	0.0000	0.0003	0.0000
66	-0.3500	0.0000	0.0011	0.0000	0.0117	0.0000
67	-0.3613	0.0000	0.0357	0.0000	0.0339	0.0000
68	-0.3727	0.0000	0.1059	0.0000	0.0512	0.0000
69	-0.3842	0.0000	0.1635	0.0000	0.0018	0.0000
70	-0.3836	0.0000	0.1603	0.0000	-0.0424	0.0000
71	-0.3742	0.0000	0.1557	0.0000	-0.0857	0.0000
72	-0.1957	0.0000	0.1442	0.0000	-0.1146	0.0000
73	-0.0528	0.0000	0.1327	0.0000	-0.0631	0.0000
74	0.0069	0.0000	0.1213	0.0000	-0.0176	0.0000
75	0.0159	0.0000	0.1096	0.0000	0.0023	0.0000
76	0.0089	0.0000	0.0983	0.0000	0.0050	0.0000
77	0.0026	0.0000	0.0871	0.0000	0.0029	0.0000
78	-0.0002	0.0000	0.0759	0.0000	0.0008	0.0000
79	-0.0007	0.0000	0.0648	0.0000	-0.0001	0.0000
80	-0.0004	0.0000	0.0537	0.0000	-0.0002	0.0000
81	-0.0001	0.0000	0.0426	0.0000	-0.0001	0.0000
82	0.0000	0.0000	0.0297	0.0000	0.0000	0.0000
83	0.0000	0.0000	0.0187	0.0000	0.0000	0.0000

## Anexos

96	0.0000	0.0000	0.0076	0.0000	0.0000	0.0000
100	0.0000	0.0000	-0.0034	0.0000	0.0000	0.0000
101	0.0000	0.0000	-0.0144	0.0000	0.0000	0.0000
102	0.0000	0.0000	-0.0254	0.0000	0.0000	0.0000
103	0.0000	0.0000	-0.0364	0.0000	0.0000	0.0000
104	0.0001	0.0000	-0.0494	0.0000	-0.0001	0.0000
105	0.0002	0.0000	-0.0605	0.0000	-0.0001	0.0000
106	0.0002	0.0000	-0.0716	0.0000	0.0000	0.0000
110	0.0000	0.0000	-0.0827	0.0000	0.0003	0.0000
111	-0.0010	0.0000	-0.0939	0.0000	0.0011	0.0000
112	-0.0034	0.0000	-0.1052	0.0000	0.0019	0.0000
113	-0.0057	0.0000	-0.1165	0.0000	0.0006	0.0000
114	-0.0017	0.0000	-0.1283	0.0000	-0.0071	0.0000
115	0.0213	0.0000	0.1397	0.0000	-0.0238	0.0000
116	0.0738	0.0000	0.1512	0.0000	-0.0411	0.0000
117	0.1306	0.0000	0.1628	0.0000	-0.0179	0.0000
118	0.1311	0.0000	0.1640	0.0000	0.0075	0.0000
120	0.1290	0.0000	-0.1612	0.0000	0.0326	0.0000
121	0.1174	0.0000	0.0842	0.0000	0.0509	0.0000
122	0.1059	0.0000	0.0217	0.0000	0.0272	0.0000
123	0.0944	0.0000	0.0037	0.0000	0.0072	0.0000
124	0.0825	0.0000	0.0071	0.0000	-0.0012	0.0000
125	0.0711	0.0000	0.0039	0.0000	-0.0022	0.0000
126	0.0597	0.0000	0.0011	0.0000	-0.0012	0.0000
130	0.0484	0.0000	0.0001	0.0000	-0.0004	0.0000
131	0.0371	0.0000	0.0003	0.0000	0.0000	0.0000
132	0.0258	0.0000	0.0002	0.0000	0.0001	0.0000
133	0.0146	0.0000	0.0001	0.0000	0.0001	0.0000
134	0.0033	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0002
135	0.0099	0.0005	0.0000	0.0000	0.0000	0.0003
136	-0.0212	-0.0008	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
140	-0.0324	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	-0.0012
141	-0.0437	0.0036	0.0000	0.0000	0.0000	-0.0037
142	-0.0551	0.0114	0.0000	0.0000	0.0000	-0.0058
143	-0.0664	0.0186	0.0000	0.0000	0.0000	-0.0012
144	-0.0784	0.0027	0.0000	0.0000	0.0000	0.0257
145	-0.0898	-0.0778	0.0000	0.0000	0.0000	0.0816
146	-0.1013	-0.2537	0.0000	0.0000	0.0000	0.1344
147	-0.1128	-0.4515	0.0000	0.0000	0.0000	0.0867
148	-0.1167	-0.4600	0.0000	0.0000	0.0000	0.0360
149	-0.1182	-0.4601	0.0000	0.0000	0.0000	-0.0162
150	0.1182	-0.4601	0.0000	0.0000	0.0000	-0.0164
160	0.0350	-0.4327	0.0000	0.0000	0.0000	-0.0651
170	-0.0008	-0.3725	0.0000	0.0000	0.0000	0.0209
180	-0.0012	-0.3013	0.0000	0.0000	0.0000	-0.0092
190	-0.0009	-0.2377	0.0000	0.0000	0.0000	-0.0029
200	-0.0014	-0.1712	0.0000	0.0000	0.0000	0.0157
210	0.0024	-0.0941	0.0000	0.0000	0.0000	-0.0609
220	0.0903	-0.0663	0.0000	0.0000	0.0000	-0.0095
230	0.0198	-0.0490	0.0000	0.0000	0.0000	0.0630
240	0.0023	-0.0466	0.0000	0.0000	0.0000	0.0642

## Reporte de análisis por fatiga.

CAESAR II Ver. 4.20

Date: JUL 18, 2002

Time: 16:06

Page: 85

Job: D: MIS DOCUMENTOS E-KU-G 8.625 CORRECB

Licensed To: INSTITUTO MEXICANA DEL PETROLEO

CAESAR II CUMULATIVE USAGE FILE: E-KU-G 8.625

ID 14968

DATE: JUL 18, 2002

Load Case	Cycles	From Node	Stress (lb./sq.in.)	Allowable Cycles	Usage Ratio	To Node	Stress (lb./sq.in.)	Allowable Cycles	Usage Ratio
2 (FAT)W-T1-P1-WAV1	1787736	10	14396.	144145408	0.01	11	14396.	144145408	0.01
3 (FAT)W-P1-WAV1	1787736	10	14396.	144145408	0.01	11	14396.	144145408	0.01
4 (FAT)WAV1	1787736	10	0.	INFINITY	0.00	11	7.	INFINITY	0.00
TOTAL:		10			0.02	11			0.02
2 (FAT)W-T1-P1-WAV1	1787736	11	14396.	144145408	0.01	12	14396.	144145408	0.01
3 (FAT)W-P1-WAV1	1787736	11	14396.	144145408	0.01	12	14396.	144145408	0.01
4 (FAT)WAV1	1787736	11	7.	INFINITY	0.00	12	56.	INFINITY	0.00
TOTAL:		11			0.02	12			0.02
2 (FAT)W-T1-P1-WAV1	1787736	12	14396.	144145408	0.01	13	14396.	144145408	0.01
3 (FAT)W-P1-WAV1	1787736	12	14396.	144145408	0.01	13	14396.	144145408	0.01
4 (FAT)WAV1	1787736	12	56.	INFINITY	0.00	13	281.	INFINITY	0.00
TOTAL:		12			0.02	13			0.02
2 (FAT)W-T1-P1-WAV1	1787736	13	14396.	144145408	0.01	14	14396.	144145408	0.01
3 (FAT)W-P1-WAV1	1787736	13	14396.	144145408	0.01	14	14396.	144145408	0.01
4 (FAT)WAV1	1787736	13	281.	INFINITY	0.00	14	1196.	INFINITY	0.00
TOTAL:		13			0.02	14			0.02
2 (FAT)W-T1-P1-WAV1	1787736	14	14396.	144145408	0.01	15	14396.	144145408	0.01
3 (FAT)W-P1-WAV1	1787736	14	14396.	144145408	0.01	15	14396.	144145408	0.01
4 (FAT)WAV1	1787736	14	1196.	INFINITY	0.00	15	1205.	INFINITY	0.00
TOTAL:		14			0.02	15			0.02
2 (FAT)W-T1-P1-WAV1	1787736	15	14396.	144145408	0.01	16	14396.	144145408	0.01
3 (FAT)W-P1-WAV1	1787736	15	14396.	144145408	0.01	16	14396.	144145408	0.01
4 (FAT)WAV1	1787736	15	1205.	INFINITY	0.00	16	251.	INFINITY	0.00
TOTAL:		15			0.02	16			0.02
2 (FAT)W-T1-P1-WAV1	1787736	16	14396.	144145408	0.01	17	14396.	144145408	0.01
3 (FAT)W-P1-WAV1	1787736	16	14396.	144145408	0.01	17	14396.	144145408	0.01
4 (FAT)WAV1	1787736	16	251.	INFINITY	0.00	17	50.	INFINITY	0.00
TOTAL:		16			0.02	17			0.02
2 (FAT)W-T1-P1-WAV1	1787736	17	14396.	144145408	0.01	18	14396.	144145408	0.01
3 (FAT)W-P1-WAV1	1787736	17	14396.	144145408	0.01	18	14396.	144145408	0.01
4 (FAT)WAV1	1787736	17	50.	INFINITY	0.00	18	132.	INFINITY	0.00
TOTAL:		17			0.02	18			0.02
2 (FAT)W-T1-P1-WAV1	1787736	18	14396.	144145408	0.01	20	14396.	144145408	0.01
3 (FAT)W-P1-WAV1	1787736	18	14396.	144145408	0.01	20	14396.	144145408	0.01
4 (FAT)WAV1	1787736	18	132.	INFINITY	0.00	20	9.	INFINITY	0.00
TOTAL:		18			0.02	20			0.02
2 (FAT)W-T1-P1-WAV1	1787736	20	14396.	144145408	0.01	21	14396.	144145408	0.01
3 (FAT)W-P1-WAV1	1787736	20	14396.	144145408	0.01	21	14396.	144145408	0.01
4 (FAT)WAV1	1787736	20	9.	INFINITY	0.00	21	147.	INFINITY	0.00
TOTAL:		20			0.02	21			0.02
2 (FAT)W-T1-P1-WAV1	1787736	21	14396.	144145408	0.01	22	14396.	144145408	0.01
3 (FAT)W-P1-WAV1	1787736	21	14396.	144145408	0.01	22	14396.	144145408	0.01
4 (FAT)WAV1	1787736	21	147.	INFINITY	0.00	22	97.	INFINITY	0.00
TOTAL:		21			0.02	22			0.02
2 (FAT)W-T1-P1-WAV1	1787736	22	14396.	144145408	0.01	23	14396.	144145408	0.01
3 (FAT)W-P1-WAV1	1787736	22	14396.	144145408	0.01	23	14396.	144145408	0.01
4 (FAT)WAV1	1787736	22	97.	INFINITY	0.00	23	33.	INFINITY	0.00
TOTAL:		22			0.02	23			0.02
2 (FAT)W-T1-P1-WAV1	1787736	23	14396.	144145408	0.01	24	14396.	144145408	0.01
3 (FAT)W-P1-WAV1	1787736	23	14396.	144145408	0.01	24	14396.	144145408	0.01
4 (FAT)WAV1	1787736	23	33.	INFINITY	0.00	24	9.	INFINITY	0.00
TOTAL:		23			0.02	24			0.02
2 (FAT)W-T1-P1-WAV1	1787736	24	14396.	144145408	0.01	25	14396.	144145408	0.01
3 (FAT)W-P1-WAV1	1787736	24	14396.	144145408	0.01	25	14396.	144145408	0.01
4 (FAT)WAV1	1787736	24	9.	INFINITY	0.00	25	2.	INFINITY	0.00
TOTAL:		24			0.02	25			0.02
2 (FAT)W-T1-P1-WAV1	1787736	25	14396.	144145408	0.01	26	14396.	144145408	0.01
3 (FAT)W-P1-WAV1	1787736	25	14396.	144145408	0.01	26	14396.	144145408	0.01
4 (FAT)WAV1	1787736	25	2.	INFINITY	0.00	26	0.	INFINITY	0.00
TOTAL:		25			0.02	26			0.02
2 (FAT)W-T1-P1-WAV1	1787736	26	14396.	144145408	0.01	27	14396.	144145408	0.01
3 (FAT)W-P1-WAV1	1787736	26	14396.	144145408	0.01	27	14396.	144145408	0.01
4 (FAT)WAV1	1787736	26	0.	INFINITY	0.00	27	0.	INFINITY	0.00
TOTAL:		26			0.02	27			0.02
2 (FAT)W-T1-P1-WAV1	1787736	27	14396.	144145408	0.01	28	14396.	144145408	0.01
3 (FAT)W-P1-WAV1	1787736	27	14396.	144145408	0.01	28	14396.	144145408	0.01
4 (FAT)WAV1	1787736	27	0.	INFINITY	0.00	28	0.	INFINITY	0.00
TOTAL:		27			0.02	28			0.02
2 (FAT)W-T1-P1-WAV1	1787736	28	14396.	144145408	0.01	30	14396.	144145408	0.01
3 (FAT)W-P1-WAV1	1787736	28	14396.	144145408	0.01	30	14396.	144145408	0.01
4 (FAT)WAV1	1787736	28	0.	INFINITY	0.00	30	0.	INFINITY	0.00
TOTAL:		28			0.02	30			0.02
2 (FAT)W-T1-P1-WAV1	1787736	30	14396.	144145408	0.01	31	14396.	144145408	0.01
3 (FAT)W-P1-WAV1	1787736	30	14396.	144145408	0.01	31	14396.	144145408	0.01
4 (FAT)WAV1	1787736	30	0.	INFINITY	0.00	31	0.	INFINITY	0.00









## Anexos

2	(FAT)W-T1-P1-WAV1	1787736	141	14396.	144145408	0.01	142	14396.	144145408	0.01
3	(FAT)W-P1-WAV1	1787736	141	14396.	144145408	0.01	142	14396.	144145408	0.01
4	(FAT)WAV1	1787736	141	0.	INFINITY	0.00	142	0.	INFINITY	0.00
TOTAL:			141			0.02	142			0.02
2	(FAT)W-T1-P1-WAV1	1787736	142	14396.	144145408	0.01	143	14396.	144145408	0.01
3	(FAT)W-P1-WAV1	1787736	142	14396.	144145408	0.01	143	14396.	144145408	0.01
4	(FAT)WAV1	1787736	142	0.	INFINITY	0.00	143	0.	INFINITY	0.00
TOTAL:			142			0.02	143			0.02
2	(FAT)W-T1-P1-WAV1	1787736	143	14396.	144145408	0.01	144	14396.	144145408	0.01
3	(FAT)W-P1-WAV1	1787736	143	14396.	144145408	0.01	144	14396.	144145408	0.01
4	(FAT)WAV1	1787736	143	0.	INFINITY	0.00	144	0.	INFINITY	0.00
TOTAL:			143			0.02	144			0.02
2	(FAT)W-T1-P1-WAV1	1787736	144	14396.	144145408	0.01	145	14396.	144145408	0.01
3	(FAT)W-P1-WAV1	1787736	144	14396.	144145408	0.01	145	14396.	144145408	0.01
4	(FAT)WAV1	1787736	144	0.	INFINITY	0.00	145	0.	INFINITY	0.00
TOTAL:			144			0.02	145			0.02
2	(FAT)W-T1-P1-WAV1	1787736	145	14396.	144145408	0.01	146	14396.	144145408	0.01
3	(FAT)W-P1-WAV1	1787736	145	14396.	144145408	0.01	146	14396.	144145408	0.01
4	(FAT)WAV1	1787736	145	0.	INFINITY	0.00	146	0.	INFINITY	0.00
TOTAL:			145			0.02	146			0.02
2	(FAT)W-T1-P1-WAV1	1787736	146	14396.	144145408	0.01	147	14396.	144145408	0.01
3	(FAT)W-P1-WAV1	1787736	146	14396.	144145408	0.01	147	14396.	144145408	0.01
4	(FAT)WAV1	1787736	146	0.	INFINITY	0.00	147	0.	INFINITY	0.00
TOTAL:			146			0.02	147			0.02
2	(FAT)W-T1-P1-WAV1	1787736	147	14396.	144145408	0.01	148	15223.	87145984	0.02
3	(FAT)W-P1-WAV1	1787736	147	14396.	144145408	0.01	148	14396.	144145408	0.01
4	(FAT)WAV1	1787736	147	0.	INFINITY	0.00	148	0.	INFINITY	0.00
TOTAL:			147			0.02	148			0.03
2	(FAT)W-T1-P1-WAV1	1787736	148	14748.	115933304	0.02	149	14914.	104851968	0.02
3	(FAT)W-P1-WAV1	1787736	148	14396.	144145408	0.01	149	14396.	144145408	0.01
4	(FAT)WAV1	1787736	148	0.	INFINITY	0.00	149	0.	INFINITY	0.00
TOTAL:			148			0.03	149			0.03
2	(FAT)W-T1-P1-WAV1	1787736	149	14396.	144145408	0.01	150	14396.	144145408	0.01
3	(FAT)W-P1-WAV1	1787736	149	14396.	144145408	0.01	150	14396.	144145408	0.01
4	(FAT)WAV1	1787736	149	0.	INFINITY	0.00	150	0.	INFINITY	0.00
TOTAL:			149			0.02	150			0.02
2	(FAT)W-T1-P1-WAV1	1787736	150	14396.	144145408	0.01	160	14396.	144145408	0.01
3	(FAT)W-P1-WAV1	1787736	150	14396.	144145408	0.01	160	14396.	144145408	0.01
4	(FAT)WAV1	1787736	150	0.	INFINITY	0.00	160	0.	INFINITY	0.00
TOTAL:			150			0.02	160			0.02
2	(FAT)W-T1-P1-WAV1	1787736	160	14396.	144145408	0.01	170	14396.	144145408	0.01
3	(FAT)W-P1-WAV1	1787736	160	14396.	144145408	0.01	170	14396.	144145408	0.01
4	(FAT)WAV1	1787736	160	0.	INFINITY	0.00	170	0.	INFINITY	0.00
TOTAL:			160			0.02	170			0.02
2	(FAT)W-T1-P1-WAV1	1787736	170	14396.	144145408	0.01	180	14396.	144145408	0.01
3	(FAT)W-P1-WAV1	1787736	170	14396.	144145408	0.01	180	14396.	144145408	0.01
4	(FAT)WAV1	1787736	170	0.	INFINITY	0.00	180	0.	INFINITY	0.00
TOTAL:			170			0.02	180			0.02
2	(FAT)W-T1-P1-WAV1	1787736	180	14396.	144145408	0.01	190	14396.	144145408	0.01
3	(FAT)W-P1-WAV1	1787736	180	14396.	144145408	0.01	190	14396.	144145408	0.01
4	(FAT)WAV1	1787736	180	0.	INFINITY	0.00	190	0.	INFINITY	0.00
TOTAL:			180			0.02	190			0.02
2	(FAT)W-T1-P1-WAV1	1787736	190	14396.	144145408	0.01	200	14396.	144145408	0.01
3	(FAT)W-P1-WAV1	1787736	190	14396.	144145408	0.01	200	14396.	144145408	0.01
4	(FAT)WAV1	1787736	190	0.	INFINITY	0.00	200	0.	INFINITY	0.00
TOTAL:			190			0.02	200			0.02
2	(FAT)W-T1-P1-WAV1	1787736	200	14396.	144145408	0.01	210	14396.	144145408	0.01
3	(FAT)W-P1-WAV1	1787736	200	14396.	144145408	0.01	210	14396.	144145408	0.01
4	(FAT)WAV1	1787736	200	0.	INFINITY	0.00	210	0.	INFINITY	0.00
TOTAL:			200			0.02	210			0.02
2	(FAT)W-T1-P1-WAV1	1787736	210	14396.	144145408	0.01	220	14396.	144145408	0.01
3	(FAT)W-P1-WAV1	1787736	210	14396.	144145408	0.01	220	14396.	144145408	0.01
4	(FAT)WAV1	1787736	210	0.	INFINITY	0.00	220	0.	INFINITY	0.00
TOTAL:			210			0.02	220			0.02
2	(FAT)W-T1-P1-WAV1	1787736	220	14396.	144145408	0.01	230	14396.	144145408	0.01
3	(FAT)W-P1-WAV1	1787736	220	14396.	144145408	0.01	230	14396.	144145408	0.01
4	(FAT)WAV1	1787736	220	0.	INFINITY	0.00	230	0.	INFINITY	0.00
TOTAL:			220			0.02	230			0.02
2	(FAT)W-T1-P1-WAV1	1787736	230	14396.	144145408	0.01	240	14396.	144145408	0.01
3	(FAT)W-P1-WAV1	1787736	230	14396.	144145408	0.01	240	14396.	144145408	0.01
4	(FAT)WAV1	1787736	230	0.	INFINITY	0.00	240	0.	INFINITY	0.00
TOTAL:			230			0.02	240			0.02

**Figura 2** Desplazamientos en las direcciones X,Y,Z. Esfuerzo máximo

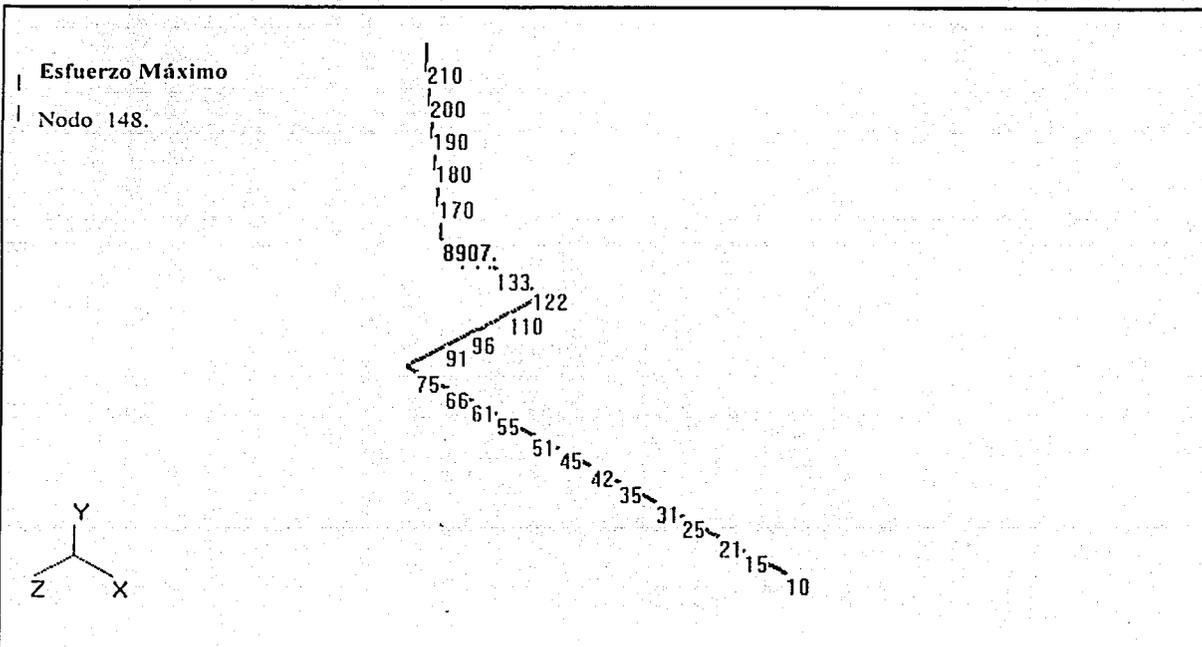
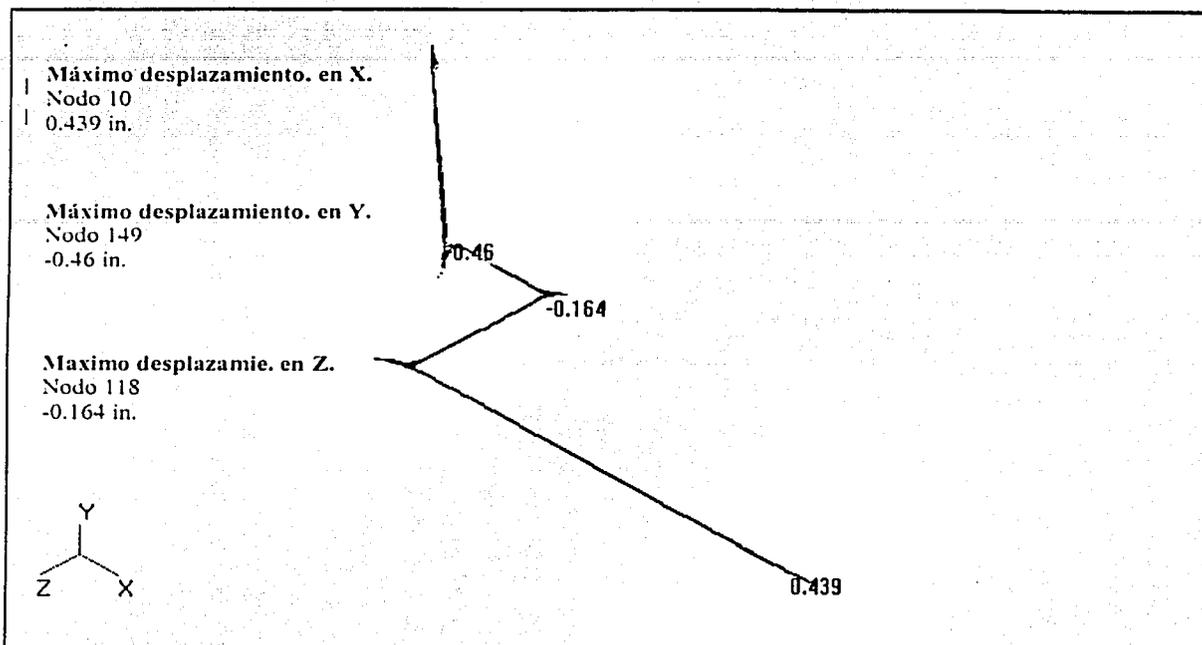
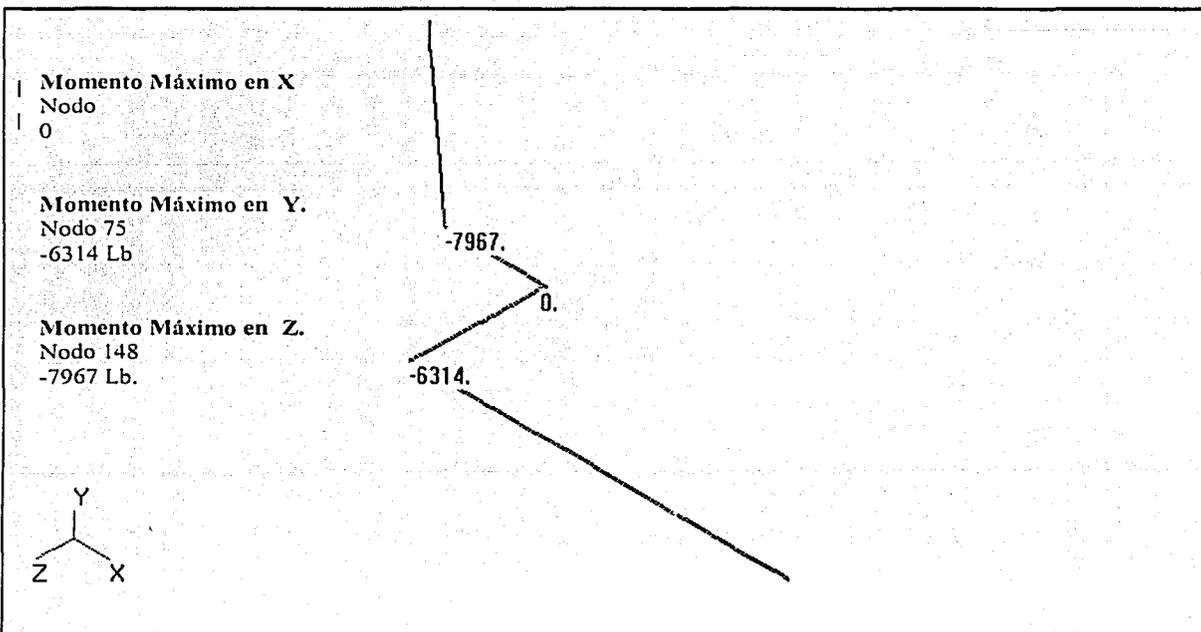
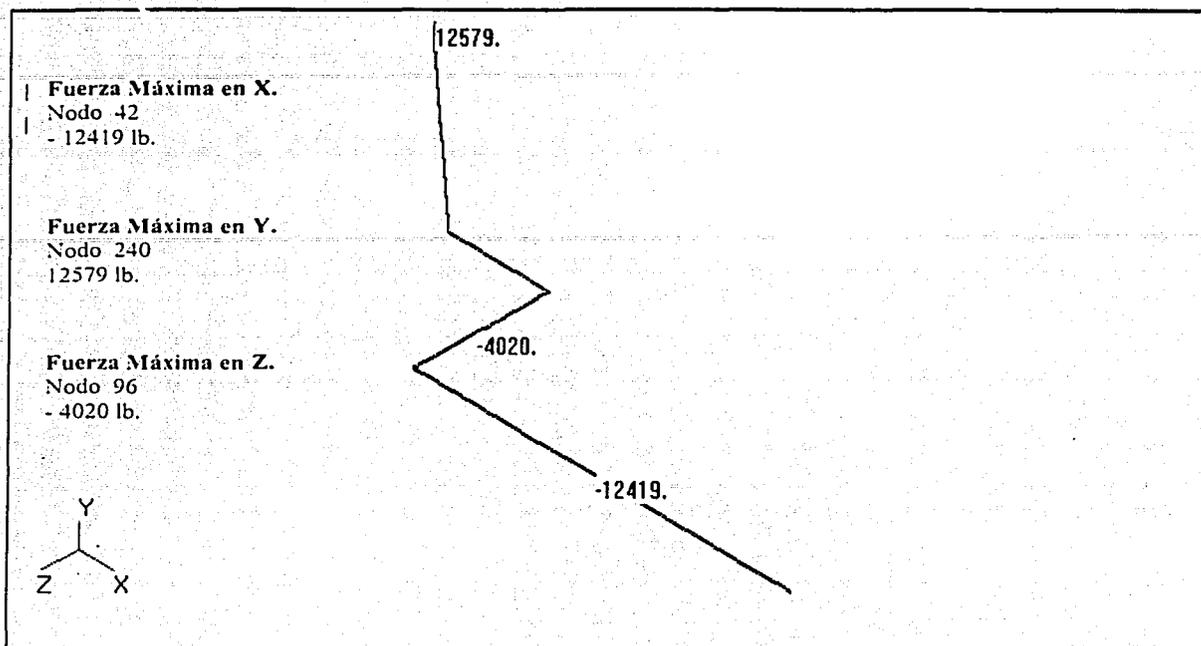


Figura 3. Fuerzas y momentos.



## GLOSARIO

**Abrazaderas:** Elementos estructurales que sujetan el ducto ascendente con una de las piernas de la Plataforma, las hay tipo guía y ancla, el objetivo principal de estos elementos es transmitir las rigideces de la plataforma al ducto y evitar movimientos del ducto ascendente ocasionados por el oleaje y las corrientes.

**Batimetría:** Rama de la oceanografía que trata de la determinación de las profundidades de los fondos oceánicos y marinos. Con los resultados de la exploración batimétrica de una zona marina se trazan los mapas batimétricos constituidos por curvas de nivel de valores negativos respecto al nivel del mar.

**Cuello de ganso:** Componente del ducto constituido de tubería y codos unidos desde el monoblock hasta la trampa de diablos.

**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. Componente de la tubería submarina formado principalmente por codos y tramos rectos, que unen al ducto ascendente por medio de una unión bridada, con la línea regular mediante una unión soldada: diseñada en forma de "L" ó "Z" para absorber deformaciones térmicas o movimientos de la línea regular, y que se sujeta a la plataforma por medio de una abrazadera al nivel del fondo del mar.

**Daño por fatiga:** Suma de los daños por fatiga ocurridos en cada uno de los estados de mar, esta suma algebraica determina el daño total por fatiga, ocurrido para un punto en cuestión, el inverso de este daño acumulado por fatiga será la vida de trabajo.

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

**Espectro de oleaje:** Conjunto de curvas que describen la energía contenida en el mar, cada punto de las curvas se obtiene con una altura de ola y un periodo de ocurrencia en segundos, el eje de las abscisas contiene el periodo de frecuencia, es decir, la frecuencia natural de ocurrencia, y el eje de las ordenadas representa la energía transportada por este estado de mar.

**Estado de mar:** Condición característica de las condiciones del mar que es generada por una altura de ola y un periodo de ocurrencia, puede haber tantos estados de mar como alturas de ola actuantes en determinados periodos de tiempo.

**Fatiga:** Fenómeno por el cual los materiales pierden resistencia cuando son sometidos a ciclos de tensiones (en general cargas) en el tiempo.

**Fenómenos metoceanicos:** Llámese a todos aquellos fenómenos naturales que ocurren cerca o son generados por el mar, por ejemplo (Huracanes, tormentas de invierno, oleaje etc).

**Gas Natural:** Una mezcla de hidrocarburos, generalmente gaseosos presentes en forma natural en estructuras subterráneas. El gas natural consiste principalmente de metano (80%) y proporciones

significativas de etano, propano y butano. Habrá siempre alguna cantidad de condensado y/o aceite asociado con el gas.

El término también es usado para designar el gas tratado que se abastece a la industria y a los usuarios comerciales y domésticos y tiene una calidad especificada.

**Grieta:** Hendidura o abertura pequeña en la pared del tubo o en soldaduras longitudinales o circunferenciales.

**Hidrocarburo:** Cualquier compuesto o mezcla de compuestos, sólido, líquido o gas que contiene carbono e hidrógeno (p. ej. : carbón, aceite crudo y gas natural).

**Lastre:** Recubrimiento de concreto a lo largo de la línea submarina que evita la flotación de la línea y permite darle estabilidad hidrodinámica, para evitar movimientos de la línea a lo largo del fondo marino.

**Línea submarina:** Tubería submarina localizada bajo la superficie del agua en el mar, que descansa o está enterrada en el fondo marino.

**Longitud de anclaje natural:** Es la longitud mínima necesaria que una línea submarina debe tener para evitar movimientos bruscos que ocasionen daños a lo largo de la conexión, esta distancia evita colocar soportes a lo largo de la línea ya que con la rigidez que genera la interacción fondo marino – tubería, es necesario para el anclaje óptimo.

**Monoblock o junta de aislamiento:** Accesorio que se coloca en el tramo aéreo (zona atmosférica) comprendido entre el cuello de ganso y el ducto ascendente, sirve para aislar eléctricamente a la tubería submarina de la estructura y tubería de la plataforma, por lo que también se le conoce como junta de aislamiento.

**Petróleo:** Nombre genérico para hidrocarburos, incluyendo petróleo crudo, gas natural y líquidos del gas natural. El nombre se deriva del Latín, oleum, presente en forma natural en rocas, petra.

**Plataforma marina:** Es un sistema de equipos necesarios para producir, procesar y transportar hidrocarburos en mantos petrolíferos, es un sistema de explotación y producción de hidrocarburos Costa Afuera. Estructura fija o flotante, costa afuera, desde la cual se perforan pozos. Las plataformas de perforación pueden convertirse en plataformas de producción una vez que los pozos produzcan.

**Pozo petrolero:** Agujero perforado en la roca desde la superficie de un yacimiento a efecto de explorar o para extraer aceite o gas. Un pozo perforado en ángulo con la vertical (perforación desviada), para cubrir el área máxima de un yacimiento de aceite o de gas, o para librar el equipo abandonado en el agujero original.

Un pozo que se perfora como parte de un programa para determinar el tamaño y la producción de un campo de aceite o de gas.

**Presión de diseño:** Es la presión máxima permitida calculada, siendo ésta mayor que la presión máxima permisible de operación.

Presión máxima permisible de operación: Es la presión máxima a la que un ducto o segmento puede ser operado.

Protección catódica: Un método empleado para minimizar la corrosión electroquímica de estructuras tales como las plataformas de perforación, tuberías y tanques de almacenamiento.

Rigidez: Incapacidad o gran dificultad para doblarse o torcerse, es una propiedad básica característica de los metales, parámetro fundamental del comportamiento estructural de una plataforma marina.

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

Tirante de agua: Profundidad del mar del sitio en cuestión, medido desde el nivel medio del mar hasta el lecho marino.

Yacimiento: Acumulación de aceite y/o gas en roca porosa tal como arenisca. Un yacimiento petrolero normalmente contiene tres fluidos (aceite, gas y agua) que se separan en secciones distintas debido a sus gravedades variantes. El gas siendo el más ligero ocupa la parte superior del yacimiento, el aceite la parte intermedia y el agua la parte inferior.

## REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. Almar-Naess A, Anderson H and Bardal E. "Fatigue Handbook", Norges Tekniske Hogskole", May 1985, p.p. 39-83.
2. PEMEX, "Criterio Transitorio para el Diseño y Evaluación de Plataformas Marinas Fijas en la Sonda de Campeche", Segunda Edición 1998.pp. A-1, C-9.
3. W.J Graff. "Introduction to Offshore Structures", Design, Fabrication and Instllation, Golf Publishing c.o 1981. Chapter 6 . pp. 66 – 71.
4. A. Mason. "Planning and Design of Fixed Offshore Platforms", E.d. by B.M Clelland and Reifel, C.o 1986. Pp. 146-150.
5. PEMEX. Evaluación de líneas submarinas en el Golfo de México, Abril de 2001.
6. PEMEX. "Geotecnia marina en la Sonda de Campeche" Dirección de proyecto y Construcción de Obras, México 1985, pp.11-19,13
7. Diavaz and Fugro, "Final Report Investigation of Soil-Pipeline Interaction During Extreme Environmental Events, Cantarell Field Bay of Campeche, Mexico", Enero 1998.
8. Armando Frías V. Gonzalo Moreno C, "Ingeniería de Costas", Agosto 1986. pp. 81 – 92
9. Ben C. Gerwick, Jr. "Construction of Marine and Offshore Structures", Second Edition, pp. 15 – 42.
10. Diseño y Evaluación de Plataformas Marinas Fijas en la Sonda de Campeche., Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios. 18 de Diciembre de 2000.
11. PEMEX, Diversos proyectos efectuados en el complejo petrolero Cantarell. Planos de proyecto definitivo.
12. PEMEX. Proceso de Instalaciones de Plataformas Marinas, Subdirección de proyectos de Construcción de obra, Gerencia de Administración de proyectos especiales,1981.
13. Vladimir V. Bolotin, "Mechanics of Fatigue", Russian Academy of Sciences, 1999, Primera edición p.p.299-310.
14. S.Suresh, "Fatigue of Materials". Second Edition, Massachusetts Institute of Technology, p.p 45-64.
15. ASME, "Mandatory design based on fatigue analysis", Section VIII, Division 2, Appendix 5.
16. American Petroleum Institute. "Design, Construction, Operation and Maintenance of Offshore Hydrocarbon Pipelines", RP1111, Third edition, July 1999.

17. "Rules for design, construction and inspection of offshore structures", Appendix C. Det Norske Veritas, 1977.
18. Larsen, C.M, Passano, E. "Fatigue Analysis of Production Risers" 1987, Offshore Technology Conference, p.p 433-438.
19. Askeland Donald R, "La ciencia e Ingeniería de los materiales". México . Edit. Iberoamericana. 1985, pp.510.
20. Car. I. "Ciencia de Materiales para Ingeniería". México, Edit. Limusa, 1990, pp 67.
21. PEMEX, "Geotecnia marina en la Sonda de Campeche "Dirección de proyecto y construcción de obras, México pp.13.
22. COADE (Engineering Software), "CAESAR II, User's Guide and Technical Reference Manual", Houston Texas, January 2000.
23. COADE (Engineering Software), "Mechanical Engineering News", Volume 28, January 2000, pp. 5 - 10.
24. Instituto Americano del Petróleo, "Prácticas Recomendadas para Planeación, Diseño y Construcción de Plataformas Marinas Fijas, Edición 1, suplemento 1 de Septiembre de 1996.
25. J.H. Vughts, and R.K. Kinra "Probabilistic Fatigue Analysis of Fixed Offshore Structures", Offshore Technology Conference 1976.
26. Fuku, Tadashi; Ishii, Kenichi; Tada Hirokazu; "Fatigue Properties and Analysis of Flexible Riser", Offshore Technology Conference 1992.
27. Pierson, W.J and L.A Moskowitz. "Proposed Spectral form for Fully Develop Wind Seas on the Similarity Theory. 1964.
28. Ing. Gilberto Martínez Saucedo "Análisis Espectral de Fatiga en una Plataforma Marina Fija tipo Jacket, ubicada en la Sonda de Campeche ,México" División de Estudios de Posgrado Facultad de Ingeniería UNAM.
29. Yazmín Armendáriz López. Determinación de la vida por fatiga de una conexión tubular soldada, Universidad Tecnológica de México.
30. M.A Miner, "Cumulative Damage in Fatigue", J. Appl. Mech, vol. 12 , Trans. ASME, vol. 67, pp. A159 - A164, 1945.
31. 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, Octubre de 1997.

Referencias bibliográficas

32. De la Mare R.F. "Advances in Offshore Oil and Gas Pipeline Technology", Gula Publishing Company, Great Britain 1985.
33. Oceanweather, "Update of Meteorological and Oceanographic Hindcast Data and Normal Oceanweather", Noviembre 1996.