



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“ANÁLISIS DINÁMICO DE LÍNEAS DE AMARRE A BASE DE
POLIÉSTER PARA SISTEMAS FLOTANTES DE PRODUCCIÓN
EN AGUAS PROFUNDAS”**

T E S I S

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERÍA

INGENIERÍA CIVIL - ESTRUCTURAS

P R E S E N T A :

OSCAR ALFREDO GODOY MARROQUÍN

TUTOR:

DR. AMADOR TERÁN GILMORE

ASESOR EXTERNO:

DR. ALBERTO OMAR VÁZQUEZ HERNÁNDEZ



INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO

MÉXICO-2010

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dra. Sonia Elda Ruiz Gómez

Secretario: Dr. Alberto Omar Vázquez Hernández

Vocal: Dr. Amador Terán Gilmore

1er. Suplente: M. en I. Miguel Ángel Rodríguez Vega

2do. Suplente: Dr. José Alberto Escobar Sánchez

Lugar donde se realizó la tesis:
INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO

TUTOR DE TESIS:

Dr. Amador Terán Gilmore

FIRMA

DEDICATORIA

*A mi madre y padre,
por todo el amor, educación, comprensión,
ejemplo y constante apoyo.*

AGRADECIMIENTOS

A Dios.

Al Dr. Alberto Omar Vázquez Hernández, por compartir conmigo sus conocimientos y por su excelente orientación para el desarrollo de este trabajo.

Al Dr. Amador Terán Gilmore por su valiosa aportación, ayuda, apoyo académico y tiempo dedicado a esta tesis.

A mis sinodales que dedicaron tiempo en la revisión de este documento y cuyos comentarios y opiniones fueron de gran ayuda: Dra. Sonia Elda Ruiz Gómez, M.I. Miguel Ángel Rodríguez Vega y Dr. José Alberto Escobar Sánchez.

Al Ing. Oscar Valle Molina, a la Ing. Arq. Rosalía Zepahua Peralta, al Dr. Federico Barranco Cicilia, al M.C. Saul de la Orta Gamboa y al Dr. Francisco Leonel Silva González por su apoyo y motivación para la realización de esta tesis.

Mi agradecimiento al Ing. José Pablo Hernández Jáuregui por el apoyo en la instalación de *software* y soporte técnico.

A mis amigos y compañeros de posgrado y del IMP.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACyT) por el apoyo económico que me otorgó durante dos años para la realización de mis estudios de Maestría.



ÍNDICE

DEDICATORIA	i
AGRADECIMIENTOS	ii
CONTENIDO	iii
RESUMEN	viii
CAPITULO 1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 Ingeniería costafuera en el contexto mundial	1
1.2 Desarrollo de la ingeniería costafuera en México	2
1.3 El reto: la explotación de hidrocarburos en aguas profundas	3
1.4 Motivación y contribución de este trabajo	5
1.5 Objetivo	5
1.6 Organización de este trabajo	5
CAPITULO 2 LÍNEAS DE AMARRE PARA SISTEMAS FLOTANTES DE PRODUCCIÓN	7
2.1 Sistema flotantes de producción	7
2.2 Uso de líneas de amarre en boyas y otras estructuras	12
2.3 Sistemas de anclaje	12
2.3.1 Tipos de sistemas de amarre	12
2.3.2 Configuración de la línea de amarre	15
2.3.3 Materiales	16
2.3.4 Cimentación	18
CAPITULO 3 BASES PARA EL ANÁLISIS ESTRUCTURAL DE CABLES	23
3.1 Generalidades	23
3.2 Formulación matemática; ecuación de la Catenaria	23
3.2.1 La catenaria como solución a un problema variacional	27
3.2.2 Solución paramétrica	29
3.3 Análisis vía Método de los Elementos Finitos (MEF)	30
3.3.1 Elemento de barra equivalente	30
3.3.2 Modelo de múltiples elementos	31
3.3.3 Elemento finito derivado del método de los desplazamientos	32
3.3.4 Elemento derivado de la ecuación exacta de la catenaria	34



CAPITULO 4 CONSIDERACIONES GENERALES PARA EL ANÁLISIS Y DISEÑO DE LÍNEAS DE AMARRE	36
4.1 Análisis del sistema de amarre	36
4.1.1 Consideraciones generales	36
4.1.2 Metodologías de análisis	36
4.1.3 Ecuaciones de movimiento	39
4.1.4 Cargas ambientales	41
4.1.4.1 Fuerzas de Oleaje	43
4.1.4.2 Fuerzas de Viento	52
4.1.4.3 Fuerzas de Corriente	55
4.1.4.4 Fuerzas hidrodinámicas en las líneas de amarre	56
4.2 Diseño del sistema de amarre	57
4.2.1 Tensiones admisibles	57
CAPITULO 5 CABLES DE POLIÉSTER	61
5.1 Introducción	61
5.2 Rigidez Axial Cuasi-estática y Dinámica	62
5.3 Ciclo de Histéresis	66
5.4 Consideraciones generales de la rigidez axial de cables de poliéster y su uso en la industria costafuera	68
CAPITULO 6 CASO DE ESTUDIO	73
6.1 Generalidades	73
6.2 Diseño preliminar	75
6.3 Revisión del diseño propuesto	83
CAPITULO 7 COMENTARIOS FINALES.....	92
REFERENCIAS	95



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1	Plataformas de perforación de madera en el Lago Caddo, Texas	1
Figura 1.2	Primera plataforma <i>Template</i> diseñada y construida por McDermott en 194	2
Figura 1.3	Plataformas fijas y sistemas flotantes	3
Figura 1.4	Requerimientos de crudo de yacimientos ubicados en aguas profundas para sostener los niveles actuales de producción	4
Figura 1.5	Ubicación de yacimientos probables en aguas profundas	4
Figura 2.1	Esquema general de las partes que integran un sistema flotante de producción	7
Figura 2.2	Sistemas flotantes de producción	8
Figura 2.3	Buques usados para la extracción del petróleo	9
Figura 2.4	Plataforma semi-sumergible	10
Figura 2.5	Plataforma tipo <i>Spar-Buoy</i>	10
Figura 2.6	Plataforma con piernas tensionadas	11
Figura 2.7	Tipos de torretas	14
Figura 2.8	Sistema tipo SMS	15
Figura 2.9	Configuración en Catenaria y Taut Leg	16
Figura 2.10	Eslabón de amarras	17
Figura 2.11	Cables de acero	17
Figura 2.12	Cables de poliéster	18
Figura 2.13	Tipos de cimentación	19
Figura 2.14	Pilotes hincados por succión	19
Figura 2.15	Ancla convencional	20
Figura 2.16	Ancla de placa	21
Figura 2.17	Ancla VLA	21
Figura 2.18	Pilote torpedo	22
Figura 3.1	Cable inextensible en equilibrio estático	24
Figura 3.2	Cable inextensible con apoyos a distinta altura	27
Figura 4.1	Análisis acoplado	37
Figura 4.2	Análisis desacoplado	37
Figura 4.3	Grados de libertad de una estructura flotante	41
Figura 4.4	Respuesta dinámica de estructuras <i>offshore</i>	42
Figura 4.5	Espectro de mar tipo Jonswap vs Pierson Moskovits para un periodo de retorno de 100 años, con $H_s = 11$ m y $T_p = 15$ s	44
Figura 4.6	Fuerzas actuantes en una estructura marina	45
Figura 4.7	Componentes de las fuerzas y movimientos en un FPSO	46
Figura 4.8	Malla de paneles del casco del FPSO para determinar las fuerzas de oleaje	46
Figura 4.9	Sistema de referencia y convención de signos para las fuerzas ambientales actuantes	47
Figura 4.10	RAO de movimientos en el GL de Retraso (<i>SURGE</i>) del FPSO	48
Figura 4.11	RAO de movimientos en el GL de Deriva (<i>SWAY</i>) del FPSO	48
Figura 4.12	RAO de movimientos en el GL de Sustentación (<i>HEAVE</i>) del FPSO	49
Figura 4.13	RAO de movimientos en el GL de Balanceo (<i>ROLL</i>) del FPSO	49
Figura 4.14	RAO de movimientos en el GL de Cabeceo (<i>PITCH</i>) del FPSO	50
Figura 4.15	RAO de movimientos en el GL de Giro (<i>YAW</i>) del FPSO	50
Figura 4.16	Espectro de viento tipo NPD	53
Figura 4.17	Cargas hidrodinámicas actuantes en las líneas de amarre	56
Figura 5.1	Influencia de la tensión media en la rigidez axial dinámica	62
Figura 5.2	Influencia de la amplitud de la tensión (10% y 24% MBL) en la rigidez axial dinámica	63



Figura 5.3	Influencia del periodo de oscilación (120 y 12 s) en la rigidez axial dinámica	64
Figura 5.4	Resultado típico de un ensayo de un cable de poliéster con diferentes niveles de tensión, mostrando la variación de la rigidez dinámica	65
Figura 5.5	Secuencia de la rigidez cuasi-estática de un cable de poliéster	65
Figura 5.6	Ciclo de histéresis de un cabo de poliéster sometidos a diferentes amplitudes de tensión	66
Figura 5.7	Evolución del ciclo de histéresis en un cable de poliéster sometido a carga cíclica	67
Figura 5.8	Energía disipada de un cable de poliéster asociada a N ciclos de carga	68
Figura 5.9	EA dinámico del poliéster en función de la MBL	70
Figura 5.10	Tensión máxima en una línea para diferentes EA dinámicos	71
Figura 5.11	Espectro de densidad de energía con diferentes EA	72
Figura 6.1	FPSO considerado en el estudio	73
Figura 6.2	Configuración en catenaria de la línea de amarre	74
Figura 6.3	Arreglo en planta del sistema de amarre	75
Figura 6.4	Condiciones de carga de los parámetros ambientales alineada y desalineada	76
Figura 6.5	Media aritmética de la tensión para una $H_s= 10$ y $T_p= 15$ s, con diferentes tiempos de simulación	77
Figura 6.6	Espectro de densidad de energía de la línea CAT10 para una $H_s= 10$ m y $T_p=15$ s, con diferentes tiempos de simulación	78
Figura 6.7	Tensión en la línea CAT10 a lo largo del tiempo, cuando el FPSO esta a la mitad de dos cluster	80
Figura 6.8	Desplazamientos totales de la torreta del FPSO	80
Figura 6.9	Tensión en la línea CAT06 a lo largo del tiempo, cuando el FPSO está alineado a un <i>cluster</i>	81
Figura 6.10	Desplazamientos totales en la torreta	82
Figura 6.11	Respuestas máximas para las condiciones de estudio	84
Figura 6.12	Tensiones en la línea de amarre CAT10 a lo largo del tiempo entre 2600 a 2850 s con valores superiores a los 5000 kN	85
Figura 6.13	Desplazamientos totales en la torreta del FPSO para la condición 46	86
Figura 6.14	Tensión en la línea CAT10 a lo largo del tiempo para la condición 46 con el EA dinámico propuesto por Bureau Veritas	87
Figura 6.15	Tensión en la línea CAT10 a lo largo del tiempo para la condición 46 con el EA dinámico propuesto por Rossi	87
Figura 6.16	Tensión en la línea CAT10 a lo largo del tiempo para la condición 46 con el EA dinámico propuesto por ABS	88
Figura 6.17	Tensiones máximas en la línea CAT10 con diferentes EA dinámicos vs EA estático	89
Figura 6.18	Espectro de densidad de energía con diferentes EA dinámicos para la línea CAT10	89
Figura 6.19	Desplazamientos totales en la torreta para la condición 46 con EA dinámicos propuestos por ABS y BV	90
Figura 6.20	Tensión en la línea CAT10 a lo largo del tiempo para la condición 46 con el EA dinámico propuesto por ABS y el EA estático de BV	90
Figura 6.21	Desplazamientos totales en la torreta para la condición 46 con un EA dinámico propuesto por ABS y el EA estático de BV	91



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 4.1	Desplazamiento horizontal admisible (excursión máxima) del FPSO	58
Tabla 4.2	Factores de seguridad admisibles para Tensión Máxima	59
Tabla 4.3	Porcentaje adicional del factor de seguridad para líneas de poliéster	60
Tabla 5.1	Comparación del EA en función de la MBL	70
Tabla 6.1	Configuración final del sistema de amarre	74
Tabla 6.2	Características geométricas y mecánicas de las líneas de amarre	75
Tabla 6.3	Parámetros de las cargas ambientales usadas en el diseño en preliminar	77
Tabla 6.4	Resultados de tensiones medias y máximas para la condición "B" con el FPSO posicionado a la mitad de dos <i>cluster</i> ante la condición de cargas alineadas a <i>un cluster</i>	79
Tabla 6.5	Desplazamientos calculados en la torreta del FPSO para la condición de análisis B	79
Tabla 6.6	Resultados de tensiones medias y máximas para la condición de análisis D	81
Tabla 6.7	Nuevas características geométricas y mecánicas de las líneas de amarre	82
Tabla 6.8	Condiciones ambientales consideradas en el estudio	83
Tabla 6.9	Condiciones ambientales que arrojaron valores de tensiones superiores a los 5000 kN	85
Tabla 6.10	Resultados de tensiones medias y máximas para la condición 46 con EA dinámicos diferentes	91



RESUMEN

El trabajo está enfocado al estudio del comportamiento dinámico de líneas de amarre de unidades de producción en aguas profundas a base de fibras textiles.

Se estudia el comportamiento visco-elástico que tiene el poliéster como material empleado en el sistema de amarre. Se consideran diversos criterios existentes en la literatura para estimar el valor de la rigidez axial dinámica del mismo, y conocer el impacto de esta variación en la respuesta del sistema.

En este trabajo se realizó el análisis acoplado y diseño de un sistema de amarre para un sistema flotante de producción (*Floating Production Storage and Offloading-FPSO*) ubicado en la zona del Golfo de México. La configuración del sistema de amarre está compuesto por cuatro grupos de tres líneas de amarre cada uno, fabricadas con cadena metálica en la parte superior e inferior, así como de poliéster en la parte intermedia.

Para evaluar el impacto del cambio de rigidez axial en cables a base de poliéster en la respuesta del sistema, primero se realizaron análisis con 46 combinaciones de cargas adoptando un valor de rigidez axial propuesto por Bureau Veritas. Finalmente eligiendo la condición más desfavorable de estas combinaciones de carga, se realizó una nueva serie de análisis con los criterios propuestos por Rossi, François, Del Vecchio y ABS para definir la rigidez axial dinámica.

ABSTRACT

The work is focused on the study of the dynamic behavior of mooring lines of production units in deep water-based textile fibers ropes.

In the same way, we study the viscous-elastic behavior of polyester, considering several criteria existing in the literature to estimate the value of its dynamic axial stiffness and to determine the impact of this variation into the system response.

Within this work, it was carried out a coupled analysis and the design of a mooring system for a *Floating Production Storage and Offloading* (FPSO) located in the Gulf of Mexico. The mooring system configuration is composed by four groups of three mooring lines each, which are made with metal chain at the top and bottom and polyester ropes in the middle section.

To evaluate the impact of the axial stiffness change in polyester-based cables into the system response, 46 charge combinations were analyzed, adopting the value of axial stiffness as proposed by Bureau Veritas. Subsequently, choosing the most unfavorable of these load combinations, a new serie of analysis were performed considering/applying the criteria proposed by Rossi, François, Del Vecchio and ABS to define the dynamic axial stiffness.



1. INTRODUCCIÓN

1.1 Ingeniería costafuera en el contexto mundial

La explotación marina de hidrocarburos inició en 1897 en Summerland, California, Estados Unidos de Norteamérica. Dicha explotación se llevó a cabo a través de muelles de madera, y tuvo un alcance de 11 metros de profundidad.

En 1910 se utilizó el concepto de plataforma para iniciar la explotación de hidrocarburos en el lago Caddo, localizado en Texas. Dichas plataformas, construidas de madera, soportaban equipos de perforación y producción, y enviaban petróleo crudo a la costa a través de tuberías tendidas en el fondo del lago. De acuerdo con la Figura 1.1, este concepto fue utilizado para perforar un número significativo de pozos, lo cual consolidó desde un punto de vista estructural el concepto de plataforma apoyada sobre pilotes.

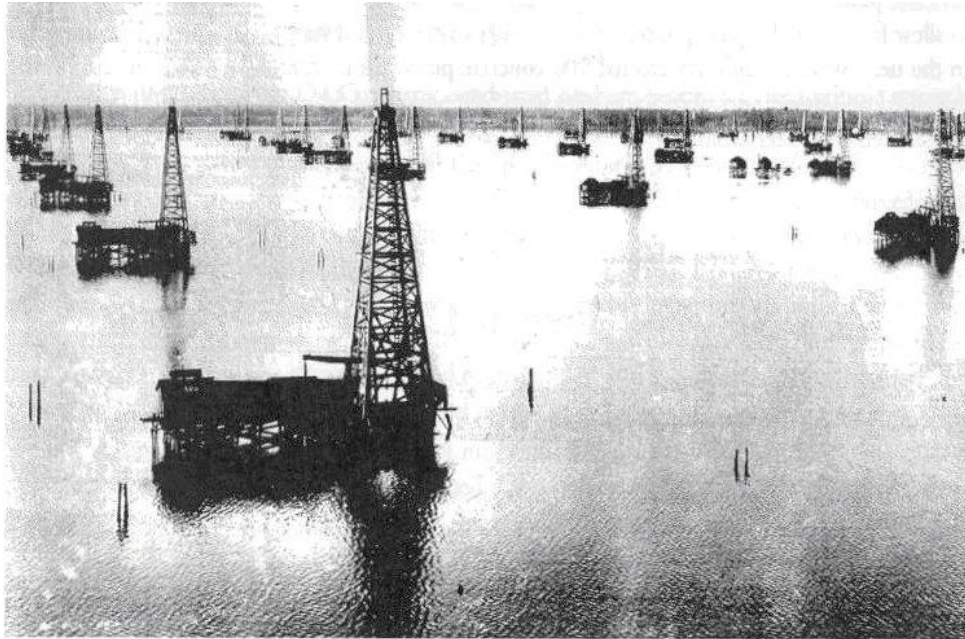


Figura 1.1 Plataformas de perforación de madera en el Lago Caddo, Texas
(Louisiana Collection, State Library of Louisiana)

Debido a que los sitios de explotación en el mar se alejaban cada vez más de la costa y, por tanto, implicaban mayores profundidades, en el año de 1946 la Compañía J. Ray McDermott desarrolló el concepto de estructuras prefabricadas con tubos de acero. Estas plataformas, ilustradas en la Figura 1.2, y denominadas originalmente *template* y posteriormente tipo *jacket*, se transportaban por medio de barcazas o se hacían flotar hasta el sitio de instalación, y se fijaban al fondo marino a través de pilotes. Vale la pena mencionar que el uso de este tipo de plataformas sigue vigente para la explotación de hidrocarburos en aguas someras e intermedias (hasta 400 metros de profundidad).

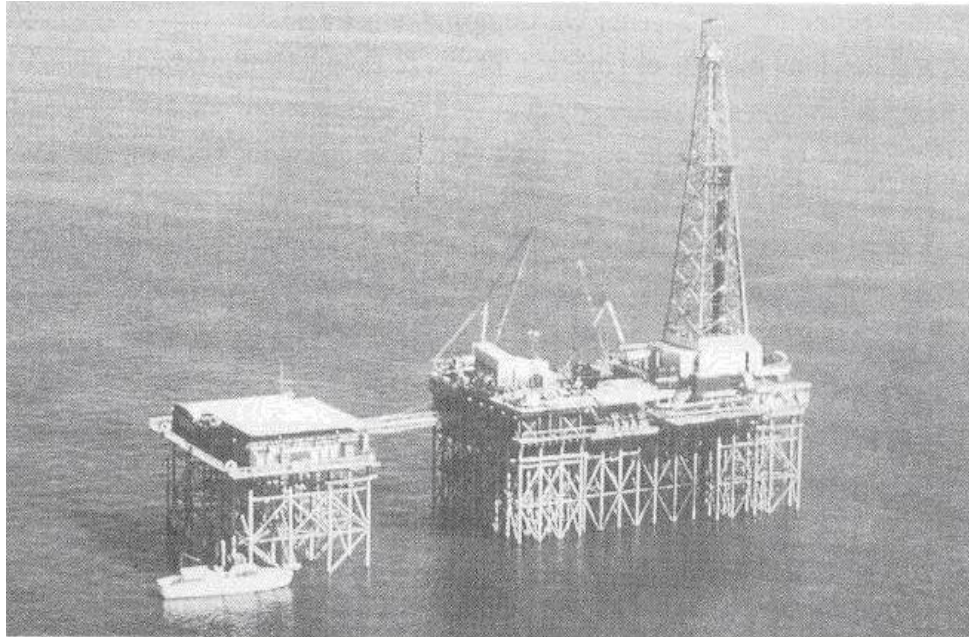


Figura 1.2 Primera plataforma *Template* diseñada y construida por McDermott en 1947 (McDermott Internacional)

1.2 Desarrollo de la ingeniería costafuera en México

La explotación costafuera de hidrocarburos inició en México en el año de 1966 con la instalación de la plataforma Tiburón en la zona marina ubicada frente a las costas de Tampico. La plataforma tipo jacket tenía un alcance de 42 m de profundidad.

Posteriormente, en la segunda mitad de la década de los años setenta, inició la explotación de yacimientos en la Sonda de Campeche, ubicados a una distancia aproximada de 90 Km al Norte de ciudad del Carmen. La primera plataforma instalada en 1978 con el fin de explotar el yacimiento Akal-C del campo Cantarell, superaba un tirante de agua de 45 m.

En la actualidad existen en la Sonda de Campeche más de 200 plataformas marinas que superan tirantes de agua que van desde 30 hasta 120 m, y alojan diferentes servicios como: perforación, enlace o recolección, producción, compresión y habitacionales.



1.3 El reto: la explotación de hidrocarburos en aguas profundas

La explotación de hidrocarburos en aguas profundas ha evolucionado acorde a las expectativas de disponibilidad de estos recursos en tierra y aguas someras. Debido a esto, las profundidades de 1000 m consideradas como máximas en los años ochenta, dan lugar en esta década al desarrollo de tecnologías dirigidas a la exploración y explotación de campos ubicados en profundidades mayores.

Como se observa en la Figura 1.3, debido a que los sitios de explotación marina se ubican cada vez mas alejados de la costa y en aguas más profundas, las estructuras antes utilizadas han tenido que evolucionar, por razones técnicas y económicas, hacia sistemas flotantes.

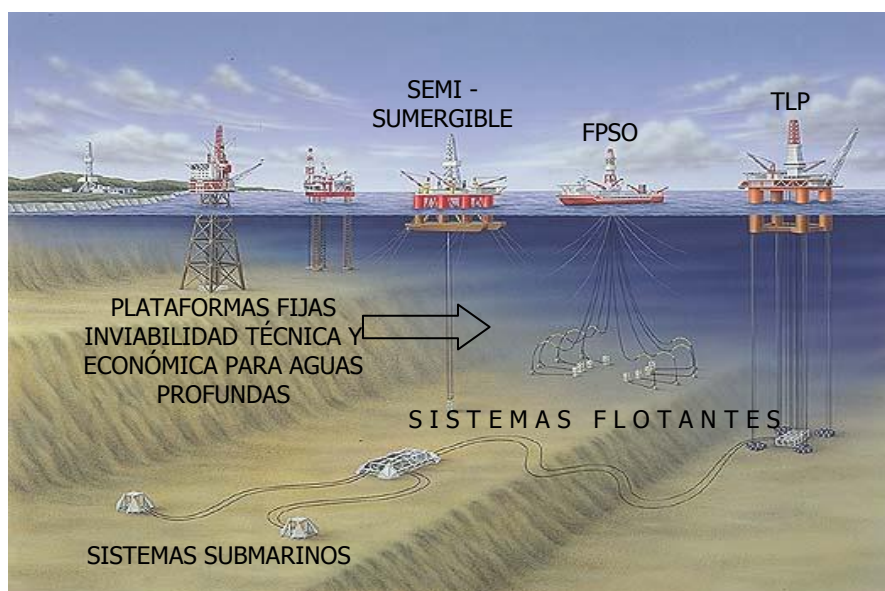


Figura 1.3 Plataformas fijas y sistemas flotantes

Los primeros descubrimientos de yacimientos importantes de hidrocarburos en aguas profundas del Golfo de México se hicieron en 1981 en el Campo Joliet, con tirantes de agua de hasta 525 m. De manera casi simultánea se descubren en Brasil grandes yacimientos en la Cuenca de Campos, en tirantes de agua que varían de los 300 hasta los 2200 m.

En estas dos regiones del mundo se dan importantes desarrollos en aguas profundas, pero con diferentes filosofías de explotación. Mientras que en el Golfo de México la explotación se basó en el uso de sistemas de árboles secos, plataformas fijas de acero de piernas tensionadas (TLP), y torres flexibles; en Brasil se recurrió a sistemas de árboles mojados y barcos (FPSO) para la etapa de producción temprana, y a plataformas semi-sumergibles para la etapa de producción permanente.



La importancia que tiene la explotación de hidrocarburos en aguas profundas para México es reconocida en el Plan de Negocios presentado por Petróleos Mexicanos (PEMEX) en 2008 (PEMEX 2008). Conforme se indica en la Figura 1.4, dicho plan contempla para 2021 la extracción de 500 mil barriles diarios de los yacimientos ubicados en aguas profundas.

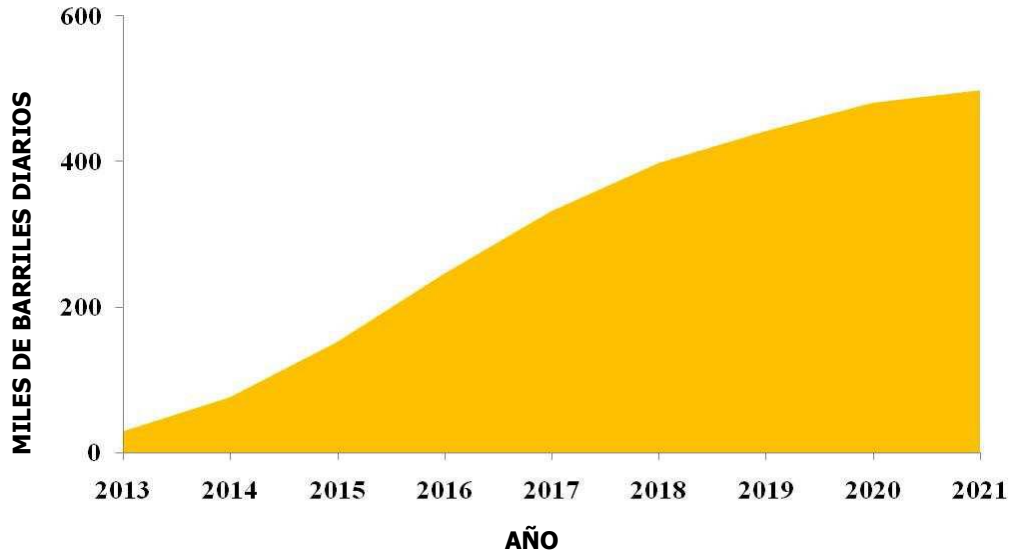


Figura 1.4 Requerimientos de crudo de yacimientos ubicados en aguas profundas para sostener los niveles actuales de producción

En marzo de 2008, PEMEX identificó con base en estudios de ingeniería sísmica, geofísica y geología, un potencial de reservas mexicanas de 54 mil millones de barriles de petróleo equivalentes (bpe). Dichos estudios ubican, como se observa en la Figura 1.5, 29.5 mil millones de estos bpe en una extensión de más de 575 mil kilómetros cuadrados localizada en la cuenca profunda del Golfo de México (PEMEX 2008).

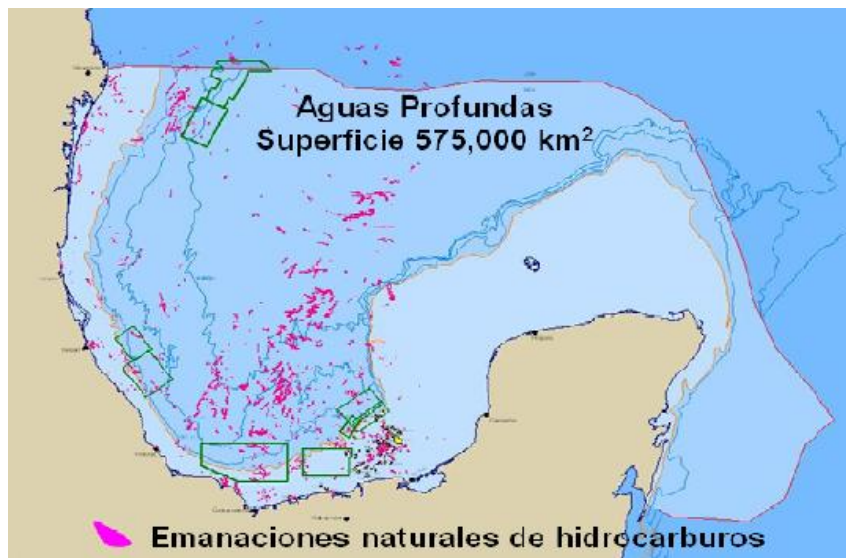


Figura 1.5 Ubicación de yacimientos probables en aguas profundas



1.4 Motivación y contribución de este trabajo

Con la inminente incursión de México en la explotación de petróleo en aguas profundas, se presentan para nuestro país nuevos desafíos técnicos involucrados en todas las fases de vida de un sistema flotante y sus componentes estructurales (proyecto, construcción, transportación, instalación, operación y desuso). El presente trabajo representa una oportunidad para aprender y desarrollar conocimiento propio en cuanto al análisis de líneas de amarre, componente esencial de un sistema flotante.

Algunos aspectos importantes de este desarrollo involucran el estudio del uso de fibras textiles en los componentes del sistema de amarre utilizados para la explotación de hidrocarburos en aguas profundas; y el estudio del comportamiento dinámico del sistema de amarre de un FPSO ante condiciones de carga típicas de aguas profundas del Golfo de México.

Para tales estudios se consideró importante evaluar el comportamiento dinámico de líneas de amarre compuestas con fibras de poliéster, con énfasis en el comportamiento mecánico y dinámico real de este material. Los análisis dinámicos del sistema de amarre se llevarán a cabo con herramientas computacionales especializadas, cuyo uso actual está restringido a compañías operadoras y de ingeniería.

1.5 Objetivo

El objetivo de este trabajo es estudiar el comportamiento dinámico de las líneas de amarre de un sistema flotante de producción (FPSO) ante condiciones ambientales extremas prevalecientes en el Golfo de México, en el cual se considera un tirante de agua de 500 metros, y se abordan los aspectos más relevantes asociados a su comportamiento dinámico y no lineal.

1.6 Organización de este trabajo

El presente trabajo está organizado por los capítulos siguientes:

El Capítulo 2 presenta una visión general en cuanto al uso de cables en proyectos de ingeniería civil y enfatiza su aplicación en la ingeniería civil costafuera, particularmente en sistemas de fijación de sistemas flotantes de producción en aguas profundas.

El Capítulo 3 aborda el modelado matemático de cables a partir de la ecuación diferencial de la catenaria, donde se presenta la ecuación de equilibrio de un cable inextensible y se considera la formulación clásica y variacional que hacen posible el planteamiento de una solución aproximada, basada en el método de elementos finitos.

Los conceptos generales para el análisis y diseño hidrodinámico de líneas de amarre se introducen en el Capítulo 4.



La revisión del estado del arte en cuanto al uso del poliéster en líneas de amarre se aborda en el Capítulo 5 y se discuten las características del comportamiento dinámico de dicho material.

En el Capítulo 6 se definen los casos de estudio y las cargas ambientales para un sistema de amarre ubicado en aguas profundas del Golfo de México. Así mismo, se presentan los resultados de los análisis realizados.

Finalmente el Capítulo 7 muestra las conclusiones y recomendaciones derivadas del presente estudio.



2. LÍNEAS DE AMARRE PARA SISTEMAS FLOTANTES DE PRODUCCIÓN

2.1 Sistemas flotantes de producción

La Figura 2.1 muestra en forma general las partes que integran un sistema flotante de producción. De acuerdo con ella, una plataforma flotante es una estructura que se posiciona en sitio a través de un sistema de anclaje (líneas de amarre y/o tendones), y se caracteriza por presentar grandes desplazamientos ante la acción de cargas ambientales (sistema complaciente).

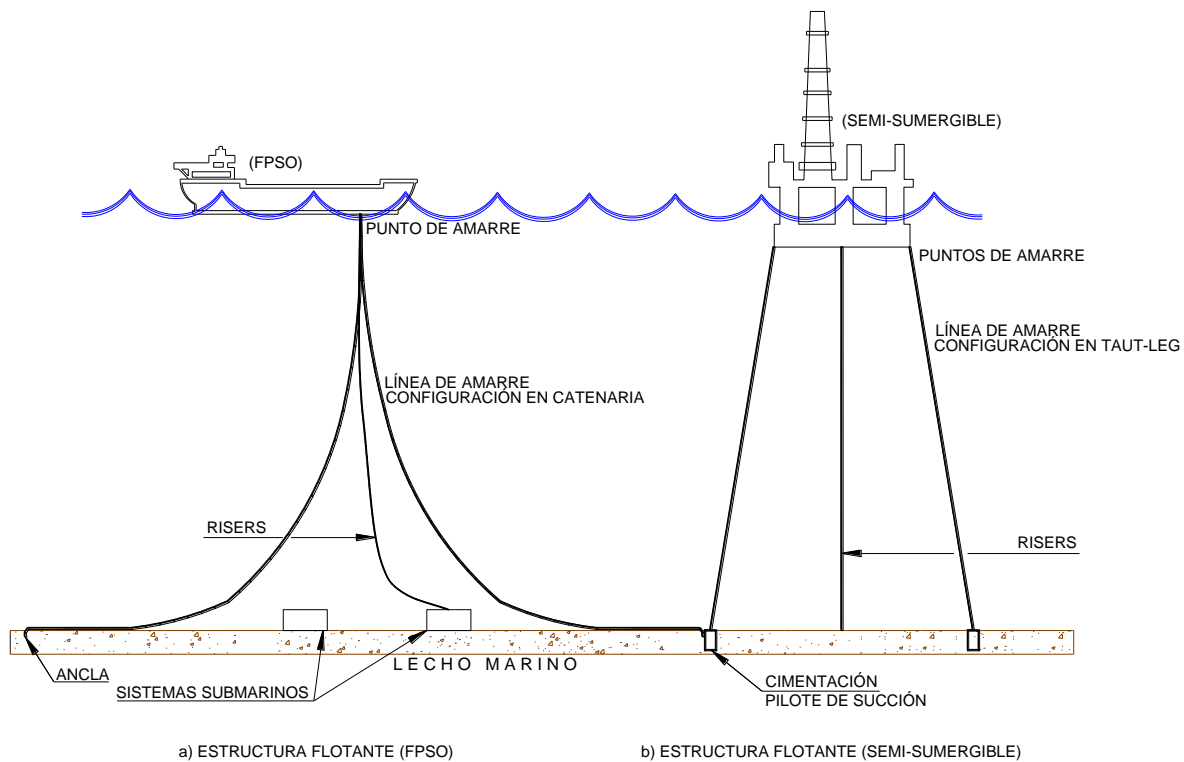


Figura 2.1 Esquema general de las partes que integran un sistema flotante de producción

Una plataforma flotante puede clasificarse en función de la ubicación de sus árboles de control (arreglo de válvulas que regulan el flujo del crudo, también conocidos como árboles de navidad), en dos tipos: árbol de navidad húmedo cuando se ubica en el fondo marino (FPSO, Semi-sumergible); o árbol de navidad seco cuando se ubica en la superficie o cubierta como en las plataformas TLP y Spar-Buoy (Vázquez 2004). La Figura 2.2 muestra cada uno de los tipos de sistemas flotantes mencionados previamente.

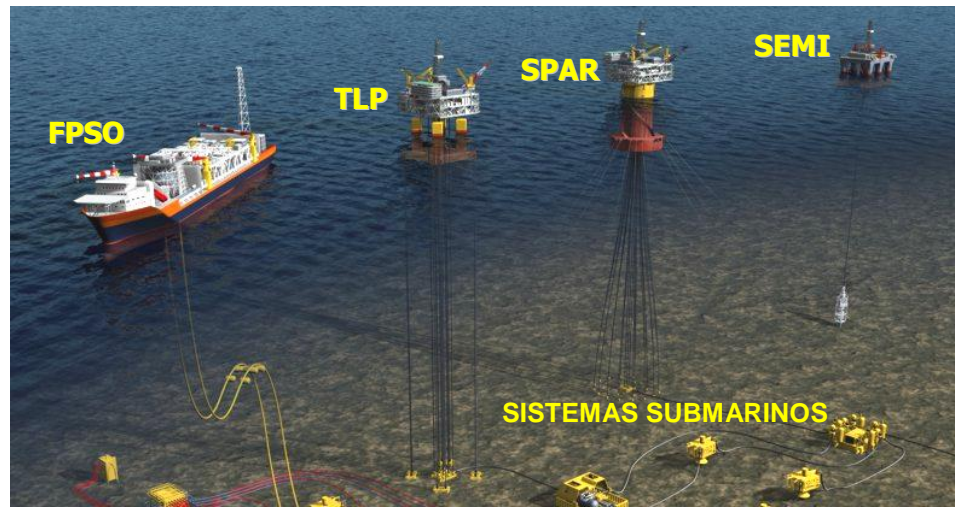


Figura 2.2 Sistemas flotantes de producción

Buques

Conforme se ilustra en la Figura 2.3, los FPSOs (*Floating Production Storage and Offloading*) son comúnmente buques destinados a la producción, almacenamiento y trasiego de hidrocarburos. Un tipo similar a los FPSOs son los FSOs (*Floating Storage and Offloading*), los cuales tienen prácticamente la misma función excepto que la producción de hidrocarburos se efectúa en otra plataforma, por lo que el FSO únicamente recibe el crudo destinado a exportación. Este tipo de sistemas se usa para la explotación de campos que no cuentan con infraestructura para la exportación del crudo a tierra (*ductos*), o bien cuando la instalación de ductos es técnica y económicamente inviable. El envío del aceite a tierra se efectúa a través de buques tanque que se acoderan al FPSO/FSO para efectuar su transferencia.

Los sistemas FPSO exhiben grandes movimientos lineales y angulares ante las cargas ambientales por lo que no pueden llevar a cabo actividades de perforación, en estos casos, debe complementarse el pozo con sistemas submarinos a través de árboles de control mojados. Debido a los movimientos excesivos el envío de la producción del sistema submarino a la plataforma se efectúa por medio de *risers* flexibles.

El posicionamiento de los FPSOs se da a través de; líneas de amarre (ancladas al suelo marino), sistemas de posicionamiento dinámico (basados en el uso de hélices), y en algunos casos, ambos.



Figura 2.3 Buques usados para la extracción del petróleo: sistema FPSO en la imagen superior; sistema FSO en la imagen inferior

Plataformas semi-sumergibles

Las *plataformas semi-sumergibles* (PSS), ilustradas en la Figura 2.4, su caso de flotación se basa en flotadores submarinos (*pontones*) cuyas profundidades de calado pueden modificarse a través del control de sus tanques de lastre.

Las PSS se constituyeron como uno de los primeros conceptos en ser usados en actividades de perforación, así como plataformas de auxilio para instalaciones marinas (*Flote*).

A partir de ahí, estas estructuras se reacondicionaron y rediseñaron para usarse como unidades de producción. Estos sistemas tienen la capacidad de ser lastradas de acuerdo con las características del lugar con la finalidad de mejorar sus condiciones de estabilidad.

Su sistema de posicionamiento se da a través de líneas de amarre y/o a través de un posicionamiento dinámico. Debido a que las plataformas semi-sumergibles presentan grandes desplazamientos, de la misma forma que en los FPSOs, el sistema submarino debe desarrollarse a través de árboles de control mojados.

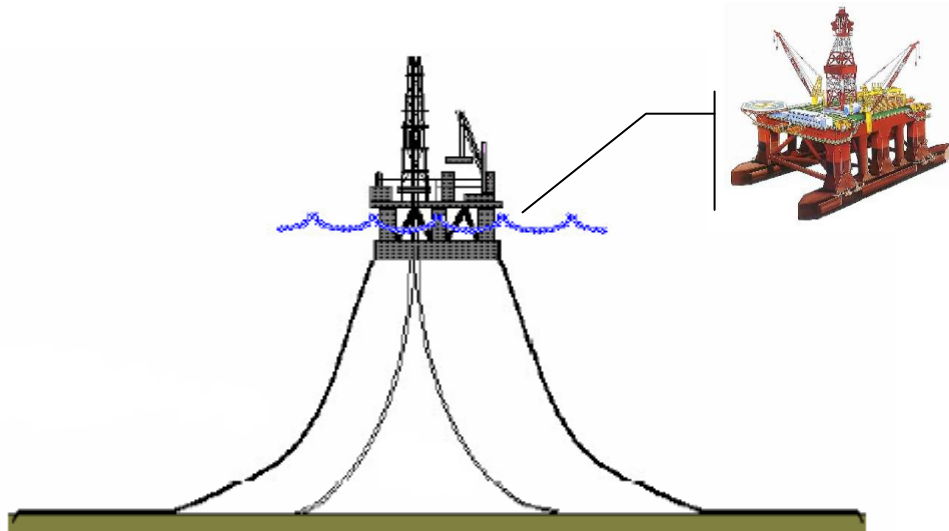


Figura 2.4 Plataforma semi-sumergible

Plataformas tipo Spar-Buoy

En la Figura 2.5 pueden observarse los sistemas flotantes tipo Spar-Buoy (SPAR), que están constituidos por un casco de flotación similar a una gran boya flotante con un enorme tanque sumergido. Este tipo de sistema provee a la plataforma mayor estabilidad, ya que logra que el centro de masa vertical permanezca por debajo del centro de flotación.

Debido a que los movimientos verticales son mínimos, permite que la terminación y complementación de pozos sea a través de un árbol de navidad seco y el uso de *risers* rígidos. Además, el sistema de amarre se da a través de líneas en catenaria o en configuración *Taut Leg*.

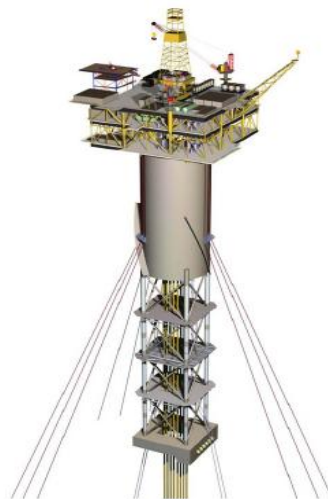


Figura 2.5 Plataforma tipo *Spar-Buoy*



Plataformas con piernas tensionadas

A diferencia de los sistemas descritos con anterioridad, las plataformas con piernas tensionadas (TLP) se anclan por medio de tendones que se fijan al lecho marino por medio de pilotes, tal como se muestra en la Figura 2.6. El exceso de flotación de la plataforma posibilita que las piernas o tendones se mantengan en tensión, lo que evita movimientos excesivos en el plano vertical. En lo que se refiere a la componente horizontal, el sistema de amarre proporciona resistencia al movimiento. Lo anterior hace posible el uso de *risers* rígidos.

Por otra parte, el casco de flotación de una TLP convencional es similar al de una semi-sumergible; y está constituido básicamente por pontones y cilindros verticales rígidos (columnas). La diferencia principal entre estos dos sistemas está en el sistema de anclaje al lecho marino.

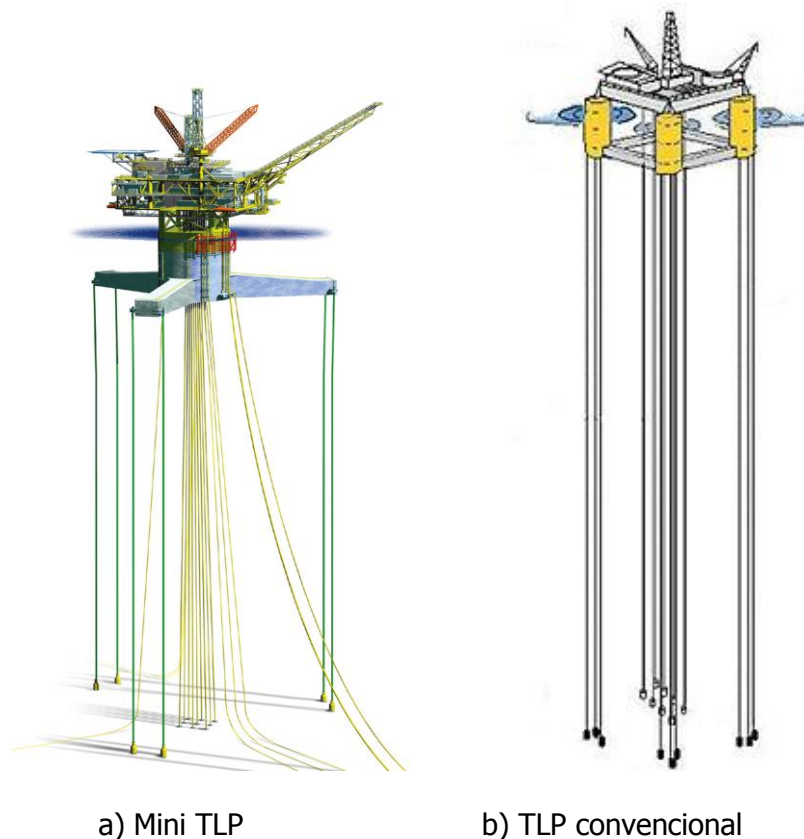


Figura 2.6 Plataforma con piernas tensionadas (Mini TLP y TLP convencional)



2.2 Uso de líneas de amarre en boyas y otras estructuras

La versatilidad estructural de los cables ha permitido que su uso en diferentes estructuras se incremente sustancialmente a nivel mundial. En el caso particular de la industria costafuera, es recurrente su uso en líneas de amarre para diversas estructuras, como las boyas oceánicas, sistemas para la producción de petróleo, plataformas para la generación de energía eólica, y el cabotaje de embarcaciones.

Existen diferentes tipos de boyas entre las que se encuentran las boyas de exportación de petróleo en alta mar y, las boyas metoceanicas que se utilizan para la medición de parámetros ambientales, la detección de tsunamis y la señalización, entre otros usos.

2.3 Sistemas de anclaje

El sistema de anclaje es parte fundamental de un sistema flotante de producción, ya que de éste depende la integridad de la estructura flotante y de los *risers*.

Un sistema de anclaje esta compuesto por la línea de amarre y la cimentación.

2.3.1 Tipos de sistemas de amarre

Por sistema de amarre se entiende un conjunto de líneas de amarre y/o tendones compuestos por diferentes materiales (tubos de acero en el caso de tendones, cadenas, cables de acero, cables de poliéster para líneas de amarre flexibles), y anclas o estacas que transfieren los esfuerzos al suelo marino.

El tipo del sistema de amarre depende en gran medida de la instalación por usarse. En el caso de TLPs, el sistema de amarre es a base de tendones que sujetan la plataforma al lecho marino. Este sistema de amarre se usa actualmente para profundidades menores a los 1500 m.

A profundidades mayores el peso de los tendones se constituye en un problema para el dimensionado del casco, por lo que, para el caso de los FPSO/FSO, PSS y SPAR, el sistema de amarre queda constituido por líneas de amarre flexibles a base de cadenas y cables de acero o fibras textiles.

En el caso de los FPSOs para ser anclados al fondo marino se tienen diversos tipos de posicionamiento. El sistema de posicionamiento hace referencia a la manera en que el FPSO se asegura en el sitio, teniendo: Sistema con único Punto de Amarre (SPM), Sistema Distribuido de Amarre (SMS), y el Sistema de Posicionamiento Dinámico.



Sistemas con único punto de amarre

El sistema con único punto de amarre (SPM) permite a la estructura girar en torno de su eje vertical de tal manera que se oriente con la dirección resultante de las cargas ambientales del oleaje, viento y la corriente. Lo anterior reduce las acciones externas actuantes en el sistema. Los tipos más usados son: *CALM Buoy*, *SALM Buoy*, y *Turret*.

El tipo *CALM Buoy (Catenary Anchor Leg Mooring)* está constituido por una boya anclada, y a la cual el buque se conecta a través de un brazo que le permite girar libremente alrededor de la misma.

El tipo *SALM Buoy (Single Anchor Leg Mooring)* consiste en una boya anclada al lecho marino a través de una estructura articulada.

El tipo Torreta (*Turret*) se usa principalmente en sitios con condiciones ambientales severas como el Golfo de México. Consiste en un dispositivo mecánico constituido a su vez por un sistema de rodamiento que permite al navío girar libremente alrededor de un eje vertical. Las líneas de amarre y *risers* se conectan directamente a este dispositivo. En la Figura 2.7 se muestran algunos tipos de torretas, las cuales pueden ser permanentes o desconectables.

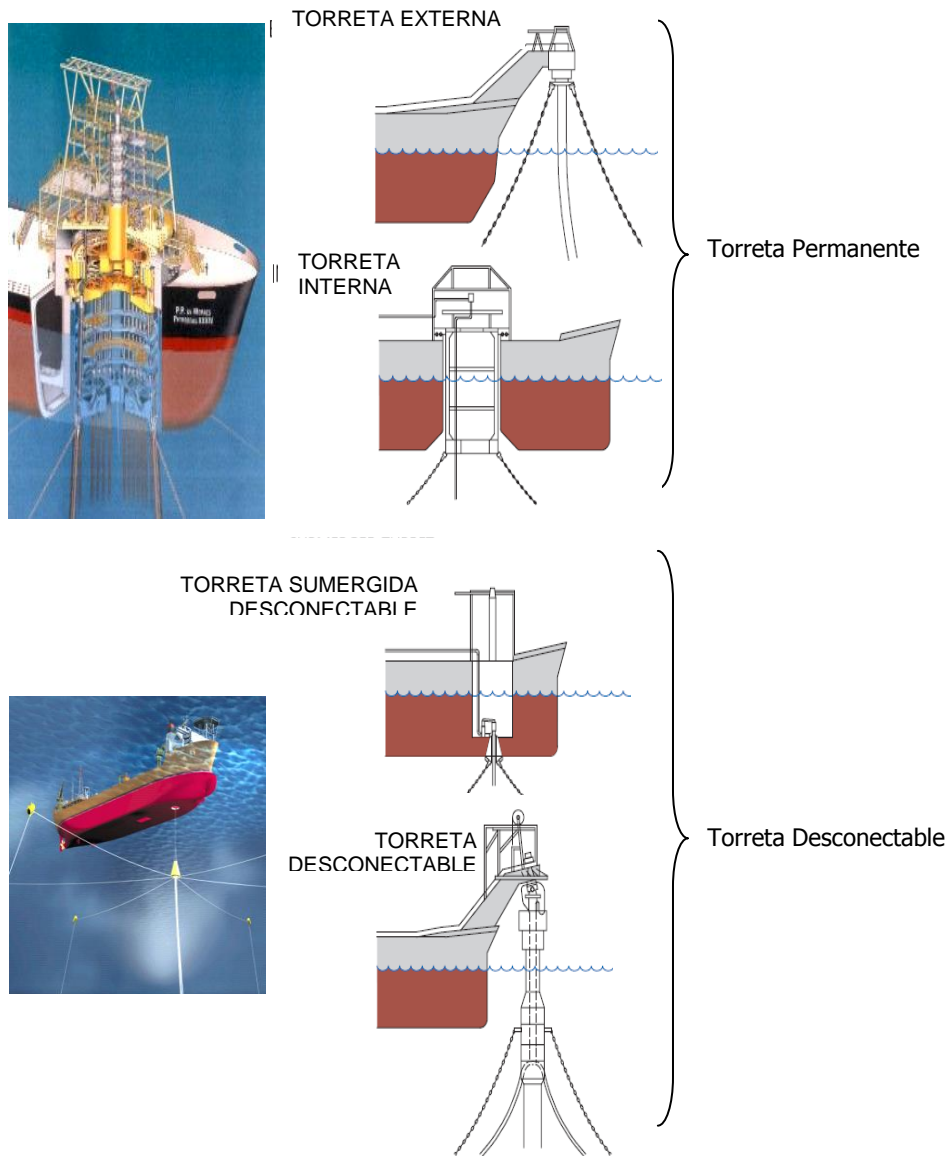


Figura 2.7 Tipos de torretas

La localización de la torreta en el buque determina la facilidad con que éste alinea su proa con la dirección de las cargas ambientales. Una torreta alejada del centro del buque facilita la alineación sin necesidad de propulsores. Cuando la torreta se ubica cerca de proa, las tensiones en las líneas de amarre y *risers* se incrementan en aproximadamente 20% con respecto a las que corresponden a una torreta ubicada en un tercio de la longitud del buque a partir de la proa (Huang 2000).



Sistemas distribuidos de amarre

En la Figura 2.8, los sistemas distribuidos de amarre están constituidos por un conjunto de líneas de amarre distribuidas en la proa o popa del buque (Masseti 1997). A diferencia de un SPM, que permite la alineación del buque en la dirección de la resultante de las cargas ambientales; el SMS restringe parcialmente dicha alineación, lo que resulta en que por momentos las cargas de mar incidan sobre el buque con un ángulo de 90° . El sistema conocido como *DICAS* (*Diffrenciated Compliance Anchoring System*) utiliza diferentes niveles de rigidez en la líneas de proa con respecto a los usados para las líneas de popa, lo que permite que el buque se alinee con la resultante de las condiciones ambientales (Del Vecchio y Costa 1999).

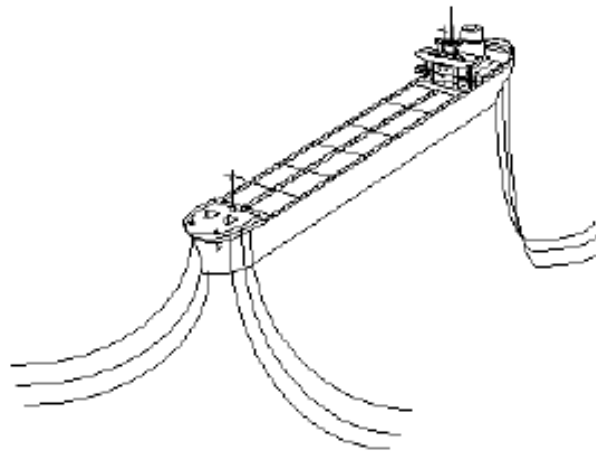


Figura 2.8 Sistema tipo SMS

2.3.2 Configuración de la línea de amarre

En un sistema convencional, las líneas de amarre trabajan como catenarias simples o compuestas, de tal forma que, conforme a la Figura 2.9, la línea sólo transmite la componente horizontal de su tensión al lecho marino.

Debido a la forma de la catenaria, el radio de anclaje puede llegar a tener hasta tres veces la longitud del tirante de agua. De acuerdo con la misma figura, en el sistema *Taut Leg* las líneas de amarre se tensan de tal forma que transmiten carga vertical a la cimentación. La decisión de cuál configuración usar depende del peso de las amarras (cadenas) que el sistema convencional presenta en grandes profundidades, del congestionamiento marino y de la existencia de otras instalaciones cercanas.

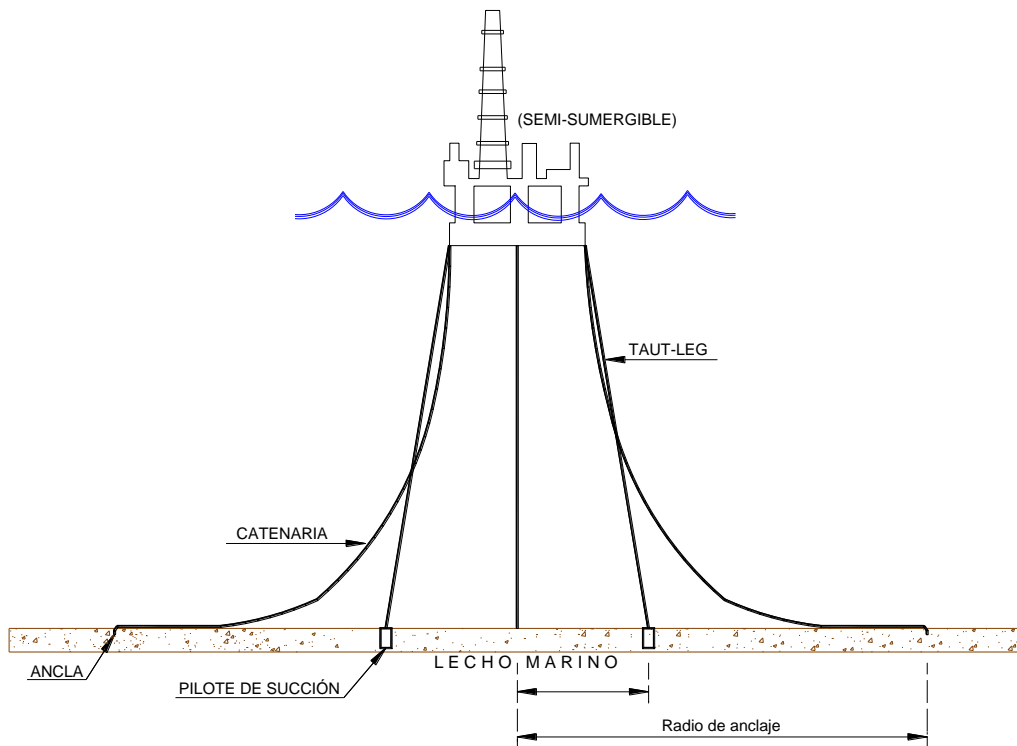


Figura 2.9 Configuración en Catenaria y Taut Leg

El uso de las líneas de amarre con configuración en catenaria se usa con regularidad en tirantes de profundidad menores a 500 m. Para sitios localizados en aguas profundas se usa (>500 m) la configuración Taut-leg. En el caso de aguas profundas y ultraprofundas el sistema de amarre comúnmente está compuesto por secciones de cables de fibras textiles y cadenas o cables de acero.

2.3.3 Materiales

Cadenas

Estos elementos se clasifican por grados, entre mayor sea el grado, mayor suele ser la resistencia:

- 3 (R3, R3S)
- 4 (R4)
- ORQ (*Oil Rig Quality*).

Mientras que el grado más usado normalmente en actividades de perforación es el cuatro, la DNV (*Det Norske Veritas 2004*) recomienda el uso de amarras grado R3, R3S y R4 para actividades *offshore*.

En la Figura 2.10 se muestran dos tipos de amarras: con y sin refuerzo transversal.

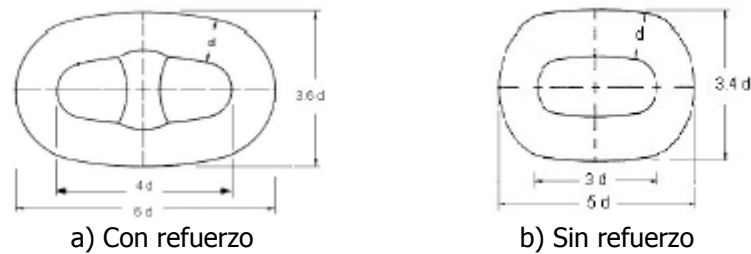


Figura 2.10 Eslabón de amarras (DNV 2004)

Por otro lado, las dimensiones de un eslabón normalmente se definen en función de valores múltiplos del diámetro del eslabón.

Cables de acero

Normalmente, los cables de acero están compuestos por un grupo de N piernas que a su vez están formadas (cada una) por M hilos de acero entrelazados entre sí. De acuerdo con la Figura 2.11, la forma de entrelazar los hilos define el tipo de cable; un ejemplo es el cable *Six Strand Rope*, que está compuesto por un grupo de seis piernas.



Figura 2.11 Cables de acero

El cable que normalmente se usa debido a su mayor resistencia a la fatiga y corrosión en sistemas flotantes de producción proyectados para permanecer en un sitio por periodos mayores de 5 años, es el *Spiral Strand* (DNV 2004).

Cables de fibras textiles y sintéticas

Existen cables fabricados con diferentes tipos de fibras textiles y sintéticas que se usan en los sistemas de amarre para sistemas flotantes de producción. Entre las fibras que se usan están las siguientes: poliéster, aramida, nylon y polietileno de alta densidad.

Dichos cables son muy usados, ya que son muy ligeros comparados con los cables de acero y las cadenas, además de proveer cargas de rupturas similares. El cable más utilizado dentro de esta categoría es el fabricado con poliéster y se ilustra en la Figura 2.12.



Figura 2.12 Cables de poliéster

El poliéster es un material sintético con comportamiento visco-elástico, y que exhibe comportamiento no lineal cuando se le sujeta a cargas cíclicas (Rossi 2002).

A continuación se mencionan algunas ventajas del uso de cables de poliéster en relación con el uso de cables de acero (Pellegrini 1999):

- Disminución en cantidad de material, lo que resulta en disminuciones de costo y de peso a ser transmitido al sistema flotante de producción
- Disminución de las fuerzas dinámicas inducidas por excitaciones de alta frecuencia debido a que estas líneas responden rápidamente al cambio en los esfuerzos inducidos en la plataforma
- No inducen fuerzas de torsión a la línea de amarre
- Disminución del radio de anclaje, lo que evita congestionamientos en el fondo del mar (Vázquez 2003)

Una desventaja en cuanto al uso de este tipo de cables es que no deben usarse en los segmentos inferiores de la línea de amarre, donde hay contacto con el suelo marino. Esto debido a la penetración de sólidos propios del suelo que pueden ocasionar daños en sus fibras interiores, y resultar en una reducción importante de su resistencia.

2.3.4 Cimentación

La cimentación es una parte esencial del sistema de amarre, ya que se encarga de mantener fija la ubicación del sistema flotante de producción. Entre los diferentes tipos de cimentación se pueden mencionar los siguientes: anclas convencionales, pilotes convencionales, pilotes de succión y VLA (*Vertical Load Anchor*). El uso de los diferentes tipos de cimentación depende del tipo de configuración del sistema de amarre (catenaria o *Taut Leg*) y del congestionamiento submarino.

En caso de que la cimentación no sea proyectada para resistir carga vertical, la línea de amarre debe tener una longitud mínima permisible conforme a lo ilustrado en la Figura 2.13a. Esto con el fin de evitar que el ancla reciba fuerzas verticales, y por tanto que se mueva respecto a su posición original durante condiciones de proyecto referentes a su estado límite último (ULS). Las fuerzas verticales pueden aceptarse dentro del estado límite accidental (ALS), siempre y cuando las fuerzas no reduzcan significativamente la resistencia característica del ancla (DNV 2004).



Si la configuración del sistema de amarre es *Taut Leg*, la cimentación debe ser capaz de resistir la componente vertical de la tensión actuante en el cable, conforme se muestra en la Figura 2.13b.

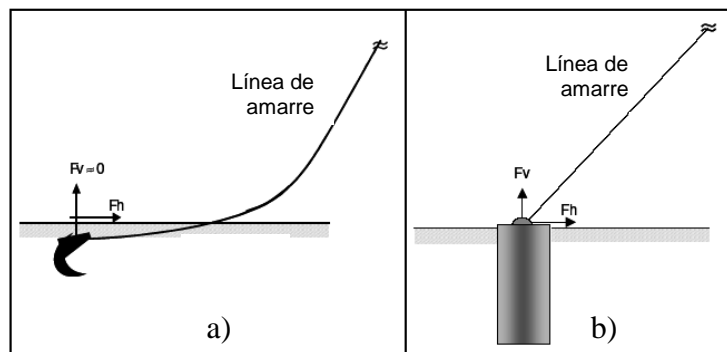


Figura 2.13 Tipos de cimentación

A continuación se aborda con mayor detalle los principales tipos de cimentaciones usados por la industria costafuera.

Pilote (cajón) hincado por succión

Conforme muestra la Figura 2.14, este tipo de pilote está constituido por un cilindro cerrado en la parte superior y con una abertura en su parte inferior. Al cilindro se acopla una bomba de succión.

Los primeros pilotes hincados por succión se utilizaron en 1995 para anclar líneas en catenaria en tirantes de agua de 100 a 200 m, y en 1997, para sustituir en las aguas profundas de la Bahía de Campos, Brasil, pilotes hincados con martillo (Sparrevik 2002).



Figura 2.14 Pilotes hincados por succión



La penetración de estos pilotes ocurre cuando el diferencial de presión hidrostática en la punta (causado por la reducción de la presión interna) excede la resistencia del suelo. La resistencia de penetración a cierta profundidad es linealmente proporcional al diámetro del pilote, de tal manera que la succión requerida queda definida por el cociente de la fuerza de hincado y la sección transversal interna del pilote. Lo anterior implica que la succión debe ser proporcional al cuadrado del diámetro del pilote (Jones et al. 1994).

La instalación de este tipo de pilotes en aguas profundas tiene el inconveniente de que el agua atrapada en el interior del cilindro contribuye con masa adicional, lo que obliga a que el periodo del sistema de hincado sea diferente al periodo dominante de ola (Sparrevik 2002).

Ancla convencional

Este tipo de anclas son instaladas por el arrastre de la embarcación responsable de lanzar y clavar la punta del ancla en el lecho marino.

Como se observa en la Figura 2.15, estas anclas están constituidas principalmente por un vástago, el cual forma un ángulo de atraque con una garra que moviliza la capacidad de carga del suelo.

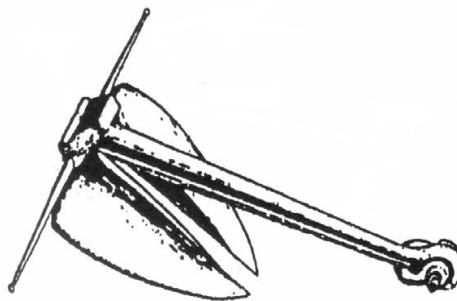


Figura 2.15 Ancla convencional

Ancla de placa

Conocida también como PEA (*Plate Embedment Anchor*) y desarrollada por la marina estadounidense, requiere ser instalada, conforme a lo mostrado en la Figura 2.16, por medio de su hincado con martillos o explosivos (Beard 1980).

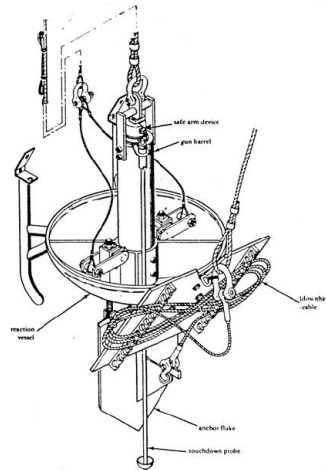


Figura 2.16 Ancla de placa

Ancla VLA

Debido al creciente uso de configuraciones *Taut Leg* se ha incrementado la necesidad de desarrollar sistemas de anclaje que soporten cargas verticales. Las anclas VLA (*Vertically Loaded Anchor*) poseen cables que sustituyen el vástago rígido de las convencionales, y que les permite la variación del ángulo de atraque. Lo anterior permite, de acuerdo con la Figura 2.17, que la carga incida en dirección normal a la placa (Degenkamp y Ruinen 2001).

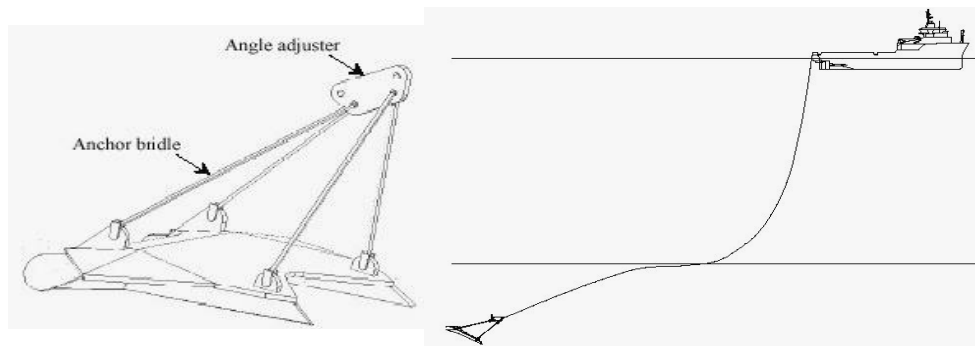


Figura 2.17 Ancla VLA

Pilote torpedo

El concepto de pilote torpedo fue desarrollado por Petrobras con el objetivo de disminuir los costos de instalación de cimentaciones en aguas profundas, principalmente en suelos marinos arcillosos como lo son los ubicados en Bahía de Campos.



Conforme se muestra en la Figura 2.18, el pilote torpedo tiene una estructura tubular de acero con punta cónica, y se le rellena con una mezcla de concreto y acero que incrementa su densidad, principalmente en la sección de la punta para que al momento de soltarlo penetre al suelo en forma vertical (Medeiros 2002).



Figura 2.18 Pilote torpedo

Este tipo de pilotes no requiere operaciones de arrastre, lo que hace posible su instalación en zonas congestionadas. Dado que su proceso de instalación no requiere de cambios significativos con respecto al valor del tirante de agua, es posible utilizarlo de manera muy eficiente en aguas muy profundas (Medeiros 2001).



3. BASES PARA EL ANÁLISIS ESTRUCTURAL DE CABLES

3.1 Generalidades

A pesar de que el uso de los cables se remonta a las primeras etapas de la humanidad, las estructuras que trabajan exclusivamente a tensión son un concepto relativamente moderno que requiere de teorías de diseño complejas y materiales refinados como lo son las membranas sintéticas y los cables de alta resistencia. Estas estructuras pueden definirse como aquellas en las que cada componente soporta únicamente cargas de tensión sin requerimientos de fuerzas de compresión o flexión.

Hoy en día los cables se usan en proyectos de gran importancia urbanística, arquitectónica e industrial, desde espacios transitorios a permanentes; viviendas, estadios, techos, fachadas, cables de transmisión de energía, naves industriales, torres, estructuras esbeltas (antenas), líneas de amarre de plataformas petroleras y boyas de exportación, etc.

Para el análisis de líneas de amarre es necesario establecer una relación entre las tensiones que desarrollan sus diferentes partes constitutivas. Esto implica basarse en el análisis de un cable como un cuerpo en equilibrio estático bajo la suposición de que no desarrolla resistencia alguna a la flexión. Si se le somete a una carga uniformemente distribuida, el cable tendrá una configuración inicial deformada, descrita la ecuación diferencial de la catenaria.

3.2 Formulación matemática; ecuación de la catenaria

La curva resultante y otras propiedades de un cable uniforme inextensible, suspendido entre dos puntos fijos ubicados a la misma altura, y sometido a la acción de su peso propio (como se ilustra en la Figura 3.1), puede describirse a través de la siguiente formulación si se despreja su rigidez a flexión y se supone que sólo puede soportar fuerzas de tensión (Irvine 1981):

$$\frac{d}{ds} \left(T \frac{dz}{ds} \right) = mg \quad (3.1)$$

En la Ecuación 3.1, que expresa el equilibrio vertical de una porción aislada de cable como lo muestra la Figura 3.1, T denota la tensión en el cable, $\frac{dz}{ds}$ el seno del ángulo que forma la tangente de la configuración deformada respecto a la horizontal, y mg el peso propio por unidad de longitud. El equilibrio horizontal del elemento conduce a:

$$\frac{d}{ds} \left(T \frac{dx}{ds} \right) = 0 \quad (3.2)$$



donde $\frac{dx}{ds}$ es el coseno del ángulo de inclinación. Si se integra la Ecuación 3.2 se tiene:

$$T \frac{dx}{ds} = H \quad (3.3)$$

donde H es la componente horizontal de la tensión del cable, que resulta constante a lo largo del mismo debido a que no existen cargas externas actuando en esta dirección. Por otro lado la Ecuación 3.1 puede expresarse como:

$$H \frac{d^2 z}{dx^2} = mg \frac{ds}{dx} \quad (3.4)$$

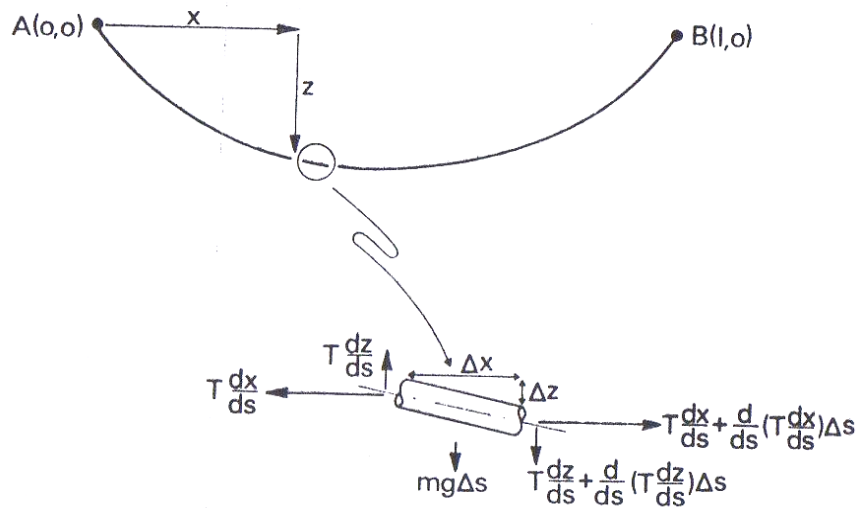


Figura 3.1 Cable inextensible en equilibrio estático

Puede demostrarse que cuando $mg \frac{ds}{dx}$, la carga por unidad de longitud es constante y la curva que describe la configuración deformada del cable es una parábola. Para cables con flechas pequeñas, las consideraciones anteriores son razonables y simplifican considerablemente la solución del problema.

Por otra parte, debe satisfacerse la siguiente restricción geométrica:

$$\left(\frac{dx}{ds}\right)^2 + \left(\frac{dz}{ds}\right)^2 = 1 \quad (3.5)$$



Por lo que la ecuación diferencial de la catenaria resulta en:

$$H \frac{d^2 z}{dx^2} = mg \left[1 + \left(\frac{dz}{dx} \right)^2 \right]^{\frac{1}{2}} \quad (3.6)$$

Para la solución de esta ecuación es conveniente escribirla como:

$$\frac{dz'}{\sqrt{1+z'^2}} = \frac{mg}{H} dx \quad (3.7)$$

donde $z' = \frac{dz}{dx}$. Si se integra directamente la Ecuación 3.7 se tiene:

$$e^{\frac{mg}{H}(x+c_1)} = z' + \sqrt{1+z'^2} \quad (3.8)$$

Note que:

$$e^{-\frac{mg}{H}(x+c_1)} = -z' + \sqrt{1+z'^2} \quad (3.9)$$

de tal manera que, al restar la Ecuación 3.9 de la 3.8 se obtiene:

$$z' = \frac{1}{2} \left(e^{\frac{mg}{H}(x+c_1)} - e^{-\frac{mg}{H}(x+c_1)} \right) = \sinh \frac{mg}{H} (x+c_1) \quad (3.10)$$

La expresión para establecer $z(x)$ se obtiene al integrar la ecuación anterior:

$$z + c_2 = \frac{H}{mg} \cosh \left(\frac{mg}{H} (x+c_1) \right) \quad (3.11)$$

Al incorporar las condiciones de frontera en los extremos del cable $(x=0, z=0)$ y $(x=l, z=0)$, se obtiene:

$$z = \frac{H}{mg} \left[-\cosh \frac{mgl}{2H} + \cosh \frac{mg}{H} \left(x - \frac{l}{2} \right) \right] \quad (3.12)$$

donde l es el claro que es librado por el cable. La longitud de un tramo de cable puede estimarse con la siguiente expresión:



$$s = \int_0^x \left[1 + \left(\frac{dz}{dx} \right)^2 \right]^{\frac{1}{2}} dx = \frac{H}{mg} \left[\sinh \left(\frac{mgl}{2H} \right) - \sinh \frac{mg}{H} \left(\frac{l}{2} - x \right) \right] \quad (3.13)$$

Por tanto, si un cable con longitud L_0 se usa para cubrir la distancia entre dos soportes, la componente horizontal H de tensión en el mismo se encuentra a partir de la siguiente ecuación:

$$\sinh \left(\frac{mg}{2H} \right) = \frac{mgL_0}{2H}, \quad (3.14)$$

En la Ecuación 3.14 se supone que los valores de mg , l y L_0 son conocidos. Bajo la consideración de que el cable es inextensible, es posible establecer que no existe solución si L_0 no es mayor que l . La tensión en cualquier punto queda dada:

$$T = H \cosh \frac{mg}{H} \left(\frac{l}{2} - x \right) \quad (3.15)$$

Cuando la longitud del cable es ligeramente superior a la del claro, $\frac{mgl}{H}$ es una cantidad pequeña en comparación con la unidad. Si se expande la Ecuación 3.14 en una serie de potencias y se desprecian los términos de orden superior, se obtiene la ecuación de una parábola que resulta ser una buena aproximación para cables con flechas pequeñas:

$$\frac{mgl}{2H} + \frac{1}{6} \left(\frac{mgl}{2H} \right)^3 = \frac{mgL_0}{2H} \quad (3.16)$$

Si se introduce la notación $x = \frac{H}{W}$, $\gamma = \frac{l}{L_0}$, $W = mgL_0$, puede derivarse una solución aproximada para la componente horizontal de la tensión en el cable:

$$x = \frac{\gamma^{\frac{3}{2}}}{\sqrt{24(1-\gamma)}} \quad (3.17)$$

La expresión anterior produce buenos resultados para un intervalo de valores $0.8 \leq \gamma < 1$, donde $x \rightarrow \infty$ cuando $\gamma \rightarrow 1$.



3.2.1 La catenaria como solución a un problema variacional

Como lo muestra la Figura 3.2 considere un cable inextensible y con rigidez a flexión nula, con apoyos a distinta altura. La solución a este caso corresponde a la curva que minimiza la energía potencial gravitacional V_g , dada en coordenadas cartesianas por la siguiente expresión:

$$V_g = \int_{l_a}^{l_b} mgz\sqrt{1+z'^2} dx = \int_{l_a}^{l_b} F(x, z, z') dx \quad (3.18)$$

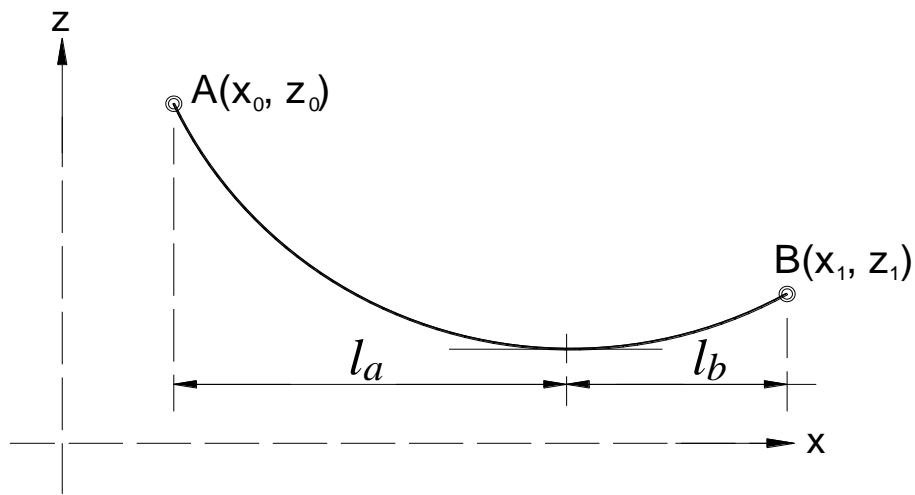


Figura 3.2 Cable inextensible con apoyos a distinta altura

Un cable inextensible debe satisfacer la siguiente restricción:

$$G(x, z, z') = \int_{l_a}^{l_b} \sqrt{1+z'^2} dx - L_0 = 0 \quad (3.19)$$

donde l_a y l_b son las proyecciones horizontales de las distancias del punto con tangente horizontal en la curva del cable a los extremos. El funcional del problema se plantea como:

$$I(x, z, z') = \int_{l_a}^{l_b} \left[mgz\sqrt{1+z'^2} + \lambda \left(\sqrt{1+z'^2} - \frac{L_0}{l_b-l_a} \right) \right] dx, \quad (3.20)$$

donde λ es el multiplicador de Lagrange. La solución de la Ecuación 3.20 se encuentra a partir de la ecuación de Euler:



$$\frac{d}{dx} \left(\frac{\partial F_E}{\partial z'} \right) - \frac{\partial F_E}{\partial z} = 0 \quad (3.21)$$

Si $F_E = F + \lambda G$, se puede demostrar que:

$$mgz + \lambda z'' - mg(-z'^2) = 0 \quad (3.22)$$

donde "a" es una constante a determinar. Al considerar que $z' = \sinh(ax)$ (lo que implica adoptar como origen de las abscisas la coordenada $x = 0$), y que $z(0) = 0$, puede plantearse lo siguiente:

$$z(x) = \frac{1}{a} [\cosh(ax) - 1] \quad (3.23)$$

$$z''(x) = a \cosh(ax), \quad (3.24)$$

De lo anterior, es posible establecer que $a = \frac{mg}{\lambda}$. La solución queda completa al encontrar una expresión para el multiplicador de Lagrange, la cual se deriva de la ecuación de restricción bajo la consideración de que $l_a = l - l_b$:

$$L_0 = \int_{-l_a}^{l_b} \sqrt{1 + z'^2} dx = \frac{\lambda}{mg} \left[\sinh\left(\frac{mgl_b}{\lambda}\right) + \sinh\left(\frac{mg(l-l_b)}{\lambda}\right) \right] \quad (3.25)$$

Si se designa a $z(-l_b) = f_a$ y $z(l_b) = f_b$ como los valores en los extremos del cable y se define la altura $h = f_a - f_b$, es posible plantear las ecuaciones para que permiten establecer las dos incógnitas restantes l_b y f_b :

$$l = \frac{\lambda}{mg} \left[\cosh^{-1}\left(\frac{mg(f_b + f_a)}{\lambda} + 1\right) + \cosh^{-1}\left(\frac{mgf_b}{\lambda} + 1\right) \right] \quad (3.26)$$

$$h = \frac{\lambda}{mg} \left[\cosh\left(\frac{mg(-l_b)}{\lambda}\right) - \cosh\left(\frac{mgl_b}{\lambda}\right) \right] \quad (3.27)$$

Por lo tanto, el problema de la catenaria con soportes a distinto nivel requiere resolver un sistema de tres ecuaciones no lineales. Cabe aclarar que la ecuación de la catenaria $z(x)$ está definida para $-l_a \leq x \leq l_b$. En casos en que no exista en el cable un punto de



tangente horizontal (como ocurre en la mayoría de aplicaciones reales), es posible que $-l_a > 0$ y $l_b < 0$.

3.2.2 Solución paramétrica

Si se expresan las coordenadas del cable en la forma (x, z) , donde s es la coordenada lagrangiana que abarca la longitud del cable $0 \leq s \leq L_0$, el funcional a minimizar se expresa como:

$$I(x, z, x', z') = \int_0^{L_0} \left\{ mgz + \left(\frac{\lambda}{2} \right) \left[\left(\frac{dx}{ds} \right)^2 + \left(\frac{dz}{ds} \right)^2 - 1 \right] \right\} ds \quad (3.28)$$

donde se ha escrito por conveniencia al multiplicador de Lagrange como $\frac{\lambda}{2}$. Las ecuaciones de Euler conducen directamente a las ecuaciones de equilibrio estático:

$$\frac{d}{ds} \left(\lambda \frac{dx}{ds} \right) = 0 \quad (3.29)$$

$$\frac{d}{ds} \left(\lambda \frac{dz}{ds} \right) = mg \quad (3.30)$$

Las que pueden escribirse como:

$$\lambda \frac{dx}{ds} = H \quad (3.31)$$

$$\lambda \frac{dz}{ds} = V + mgs \quad (3.32)$$

de donde se deriva que:

$$\lambda = T = \sqrt{H^2 + (V + mgs)^2} \quad (3.33)$$

Si se sustituye la Ecuación 3.33 en las Ecuaciones 3.31 y 3.32 se obtiene:

$$\frac{dx}{ds} = \frac{H}{\sqrt{H^2 + (V + mgs)^2}} \quad (3.34)$$



$$\frac{dz}{ds} = \frac{V + mgs}{\sqrt{H^2 + (C + mgs)^2}} \quad (3.35)$$

Las Ecuaciones 3.34 y 3.35 se pueden integrar por medio de las siguientes fórmulas:

$$\int \frac{dx}{\sqrt{ax^2 + bx + c}} = \frac{1}{\sqrt{a}} \ln \left(\sqrt{a} \sqrt{ax^2 + bx + c} + 2ax + b \right) \quad (3.36)$$

$$\int \frac{xdx}{\sqrt{ax^2 + bx + c}} = \frac{\sqrt{ax^2 + bx + c}}{a} - \frac{b}{2a} \int \frac{dx}{\sqrt{ax^2 + bx + c}}, \quad (3.37)$$

Las expresiones para las coordenadas cartesianas de la curva descrita por el cable son:

$$x(s) = \frac{H}{mg} \left[\ln(C + mgs + V) - \ln(C) + V \right] \quad (3.38)$$

$$z(s) = \frac{1}{mg} (C + mgs) T(s) \quad (3.39)$$

Los valores de H y V se obtienen con las Ecuaciones 3.38 y 3.39 a partir de las condiciones de borde $x(L_0) = l$ y $z(L_0) = h$. Si se usan subíndices i y j para indicar los valores relativos en los extremos ($s=0$ y $s=L_0$) el sistema de ecuaciones se puede plantear como:

$$l = \frac{H}{mg} \left[\ln(C_j + W + V) - \ln(C_i + V) \right] \quad (3.40)$$

$$h = \frac{1}{mg} (C_j - T_i) \quad (3.41)$$

3.3 Análisis vía Método de los Elementos Finitos (MEF)

3.3.1 Elemento de barra equivalente



En aplicaciones que involucran cables relativamente tensos o de flecha reducida, es una práctica común modelar cada cable como un elemento barra con módulo equivalente (Cheung 1998). La matriz de rigideces de este tipo de elemento en coordenadas locales está dada por:

$$K_e = \frac{AE_{eq}}{L_e} \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.42)$$

y el módulo de elasticidad equivalente (E_{eq}) por:

$$E_{eq} = \frac{E}{1 + (mgL_h)^2 AE / 12T^3} \quad (3.43)$$

donde L_c es la longitud del cable, L_h es la proyección horizontal de dicha longitud, y T es la tensión del cable, la cual se supone constante a lo largo del mismo. Para considerar el efecto de la flecha se supone una curva parabólica para el cable, de lo cual se deriva la Ecuación 3.43; sin embargo, una vez que se obtiene el módulo de elasticidad equivalente, la configuración del cable no participa en modelo, lo que implica que no es posible analizar vibraciones transversales con este tipo de elemento.

3.3.2 Modelo de múltiples elementos

Una alternativa para corregir las deficiencias del modelo de barra equivalente consiste en modelar cada cable con una serie de elementos que tienen el módulo de elasticidad original. En este caso, la matriz de rigidez tangente en coordenadas locales está dada por (Broughton 1994):

$$K_{te} = \frac{EA}{L_0 \langle \mathbf{C}_0 + \boldsymbol{\varepsilon} \rangle} \begin{bmatrix} \langle \mathbf{C}_0 + \mathbf{u} \rangle^2 & v \langle \mathbf{C}_0 + \mathbf{u} \rangle & -\langle \mathbf{C}_0 + \mathbf{u} \rangle^2 & -v \langle \mathbf{C}_0 + \mathbf{u} \rangle \\ \dots & v^2 & -v \langle \mathbf{C}_0 + \mathbf{u} \rangle & -v^2 \\ \dots & \dots & \langle \mathbf{C}_0 + \mathbf{u} \rangle^2 & v \langle \mathbf{C}_0 + \mathbf{u} \rangle \\ \dots & \dots & \dots & v^2 \end{bmatrix} + \frac{T}{\langle \mathbf{C}_0 + \boldsymbol{\varepsilon} \rangle} \begin{bmatrix} v^2 & -u \langle \mathbf{C}_0 + \mathbf{u} \rangle & -v^2 & v \langle \mathbf{C}_0 + \mathbf{u} \rangle \\ \dots & \langle \mathbf{C}_0 + \mathbf{u} \rangle^2 & v \langle \mathbf{C}_0 + \mathbf{u} \rangle & -\langle \mathbf{C}_0 + \mathbf{u} \rangle^2 \\ \dots & \dots & v^2 & -v \langle \mathbf{C}_0 + \mathbf{u} \rangle \\ \dots & \dots & \dots & \langle \mathbf{C}_0 + \mathbf{u} \rangle^2 \end{bmatrix} \quad (3.44)$$

y las ecuaciones para la tensión T y la deformación del cable son:



$$T = T_0 + \frac{EA}{L_0} \varepsilon \quad (3.45)$$

$$\varepsilon = \sqrt{L_0^2 + u^2 + v^2} - L_0 \quad (3.46)$$

La pre-tensión original del elemento es T_0 , u y v , son los desplazamientos relativos de los nodos sobre la cuerda y normal respectivamente.

3.3.3 Elemento finito derivado del método de los desplazamientos

Conforme a lo previamente planteado, una parábola provee una aproximación adecuada a la catenaria en el caso de cables que exhiben flechas pequeñas. Como este caso es el más común en aplicaciones prácticas, es posible usar para él elementos finitos de tres nodos que emplean funciones de interpolación de Lagrange de segundo orden (Barberis 2001) :

$$\phi_1 = \frac{1}{2} \xi (\xi - 1) \quad (3.47)$$

$$\phi_2 = 1 - \xi^2 \quad (3.48)$$

$$\phi_3 = \frac{1}{2} \xi (\xi + 1) \quad (3.49)$$

Si se considera que $-1 \leq \xi \leq 1$, y se agrupan las coordenadas nodales en el vector $\bar{X} = [1, y_1, z_1, x_2, y_2, z_2, x_3, y_3, z_3]^T$, es posible escribir el vector posición como:

$$r_0 = N \bar{X} \quad (3.50)$$

donde

$$N = \begin{bmatrix} \phi_1 & 0 & 0 & \phi_2 & 0 & 0 & \phi_3 & 0 & 0 \\ 0 & \phi_1 & 0 & 0 & \phi_2 & 0 & 0 & \phi_3 & 0 \\ 0 & 0 & \phi_1 & 0 & 0 & \phi_2 & 0 & 0 & \phi_3 \end{bmatrix} \quad (3.51)$$

Un vector tangente al cable queda definido como:

$$t = \frac{1}{1 + \varepsilon} \frac{dr}{ds} \quad (3.52)$$



donde ε es la deformación longitudinal y $r = r_0 + u$, es el vector de posición para la configuración deformada del elemento. Si se multiplica la Ecuación 3.45 por su transpuesto se obtiene la ecuación cinemática (se desprecia el valor de ε^2):

$$\varepsilon = \frac{dr_0^T}{ds} \frac{du}{ds} + \frac{du^T}{ds} \frac{du}{ds} \quad (3.53)$$

Como ecuación constitutiva se adopta:

$$\sigma = E(\varepsilon - \varepsilon_0) + \sigma_0 \quad (3.54)$$

donde ε_0 representa una deformación inicial, que por cuestiones prácticas se asume constante, y σ_0 el estado de esfuerzos en la posición descargada. Si se adopta para este estado una aproximación de segundo orden, se tiene que $\sigma_0 = \begin{bmatrix} \phi_1 & \phi_2 & \phi_3 \\ \sigma_{01} & \sigma_{02} & \sigma_{03} \end{bmatrix}^T$. La matriz de rigidez se deriva de la ecuación de trabajo virtual:

$$\int_0^{L_{0e}} \delta \varepsilon \sigma A ds - \int_0^{L_{0e}} \delta u^T b ds = \delta u^T F e \quad (3.55)$$

donde $b = \begin{bmatrix} 0 & mg & 0 & 0 & mg & 0 & 0 & mg \end{bmatrix}$ y:

$$\int_{-1}^1 \left(\sigma_0 - E \varepsilon_0 \right) N_{\xi}^T N_{\xi} r_0 A \left(\frac{L_{0e}}{2} \right) d\xi = \int_{-1}^1 N^T b \left(\frac{L_{0e}}{2} \right) d\xi \quad (3.56)$$

La matriz de rigidez tangente se compone de los siguientes tres términos:

$$K_0 = EA \left(\frac{2}{L_{0e}} \right)^3 \int_{-1}^1 N_{\xi}^T N_{\xi} r_0 r_0^T N_{\xi}^T N_{\xi} d\xi \quad (3.57)$$

$$K_{\sigma} = A \frac{2}{L_{0e}} \int_{-1}^1 \sigma_0 N_{\xi}^T N_{\xi} d\xi \quad (3.58)$$

$$K_{NL} = EA \left(\frac{2}{L_{0e}} \right)^3 \left[\int_{-1}^1 N_{\xi}^T N_{\xi} r_0 r_0^T N_{\xi}^T N_{\xi} + \int_{-1}^1 N_{\xi}^T N_{\xi} r_0 u^T N_{\xi}^T N_{\xi} + \int_{-1}^1 N_{\xi}^T N_{\xi} u u^T N_{\xi}^T N_{\xi} d\xi \right] \quad (3.59)$$



Mientras que la Ecuación 3.57 no depende de los desplazamientos, la Ecuación 3.58 considera el efecto de la tensión inicial y la Ecuación 3.59 depende de los desplazamientos y debe actualizarse en cada operación.

La eficiencia del algoritmo se incrementa por medio de no realizar integraciones numéricas en tiempo de ejecución.

3.3.4 Elemento derivado de la ecuación exacta de la catenaria

A partir de las ecuaciones exactas de la catenaria es posible derivar un modelo de elemento finito no lineal (Barberis 2001):

$$l_x = \frac{H_x L_0}{EA} + H_x \ln \left(\frac{T_j + V + W}{T_i + V} \right) + \frac{L_0}{mg} \left(\frac{T_j + V + W}{T_i + V} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (3.60)$$

$$l_y = \frac{H_y L_0}{EA} + H_y \ln \left(\frac{T_j + V + W}{T_i + V} \right) + \frac{L_0}{mg} \left(\frac{T_j + V + W}{T_i + V} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (3.61)$$

$$l_z = \frac{W}{EA} \left(\frac{V}{mg} - \frac{L_0}{2} \right) + \frac{L_0}{mg} \left(\frac{T_j + V + W}{T_i + V} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (3.62)$$

donde $W = mg L_0$, $T_i = T \left(\frac{L_0}{2} \right)$ y $l = \int_x^y \sqrt{1 + \left(\frac{dz}{dx} \right)^2} dx = r_j - r_i$. Si se definen las variables auxiliares $A_j = T_j + V + W$, $A_i = T_i + V$ y $F = \left[\begin{matrix} H_x & H_y & V \end{matrix} \right]^T$, los elementos de la matriz jacobiana $J = dl/dF$ se plantean como:

$$J_{11} = \frac{L_0}{EA} + \left[\ln \left(\frac{A_j}{A_i} \right) + H_x^2 \left(\frac{1}{T_j A_j} - \frac{1}{T_i A_i} \right) \right] \frac{L_0}{mg}$$

$$J_{12} = J_{21} = H_x H_y \left(\frac{1}{T_j A_j} - \frac{1}{T_i A_i} \right) \frac{L_0}{mg}$$

$$J_{13} = J_{31} = H_x \left(\frac{1}{T_j} - \frac{1}{T_i} \right) \frac{L_0}{mg} \quad (3.63)$$

$$J_{22} = \frac{L_0}{EA} + \left[\ln \left(\frac{A_j}{A_i} \right) + H_y^2 \left(\frac{1}{T_j A_j} - \frac{1}{T_i A_i} \right) \right] \frac{L_0}{mg}$$



$$J_{23} = J_{32} = H_y \left(\frac{1}{T_j} - \frac{1}{T_i} \right) \frac{\epsilon_0}{mg}$$
$$J_{33} = \frac{L_0}{EA} + \left(\frac{V+W}{T_j} - \frac{V}{T_i} \right) \frac{\epsilon_0}{mg}$$

La inversa de esta matriz $k=J^{-1}$, es la submatriz de la matriz de rigidez tangente del elemento cable de dos nodos, por tanto K_{tan} se plantea como:

$$K_{tan} = \begin{bmatrix} k & -k \\ -k & k \end{bmatrix} \quad (3.64)$$

y el vector no lineal de fuerzas resistentes resulta:

$$F_{no\ lineal} = \begin{bmatrix} H_x & -H_y & -V & H_x & H_y & V+W \end{bmatrix}^T \quad (3.65)$$



4 CONSIDERACIONES GENERALES PARA EL ANÁLISIS Y DISEÑO DE LÍNEAS DE AMARRE

4.1 Análisis del sistema de amarre

4.1.1 Consideraciones generales

Existen varias metodologías para realizar el dimensionamiento, análisis y diseño del sistema de amarre de una estructura flotante, pero básicamente todas están relacionadas con los estados límite de diseño, como son el estado límite último (ELU), estado límite de servicio (ELS), estado límite de fatiga (ELF) y el estado límite accidental (ELA).

Por ello, es importante que en el diseño se tomen en cuenta parámetros como; resistencia última del material, los desplazamientos máximos del sistema flotante, el daño acumulado por fatiga a lo largo de las líneas de amarre, el colapso progresivo de una o dos líneas de amarre, etc. (Vázquez 2004). Cabe mencionar que debido a la gran cantidad de análisis necesarios para el diseño final de un sistema de amarre, en el presente estudio se considero únicamente los estados límites de diseño ELU y el ELS.

La respuesta de un sistema de amarre está influenciada por el comportamiento dinámico no lineal de la estructura flotante, la cual recibe y transmite las fuerzas de oleaje, viento, corriente, etc. (efectos metoceanicos) a las líneas de amarre.

Para el análisis de las líneas de amarre de un sistema flotante de producción se considera inicialmente a las líneas en su posición de equilibrio (peso propio y pre-tensión de diseño) y posteriormente se consideran los movimientos actuantes en la plataforma debido a los efectos metoceanicos.

4.1.2 Metodologías de análisis

Existen básicamente dos metodologías para la obtención de la respuesta dinámica del sistema de amarre; que son el considerar un análisis acoplado y un análisis desacoplado. En la Figura 4.1 se muestra gráficamente como es un análisis acoplado, es decir, un modelo global que considera todos los efectos de rigidez, amortiguamiento y masa tanto del sistema flotante, sistema de amarre y el conjunto de *risers*, así como las cargas ambientales. Esta metodología consigue representar de forma aproximada el comportamiento real de un sistema flotante, sin embargo, el proceso de análisis es demorado, debido a que son análisis en el dominio del tiempo en el que a cada paso de tiempo se consideran todas las no linealidades geométricas existentes en el problema, como son los movimientos de la plataforma y de la línea de amarre, la variación de la zona de contacto de la línea de amarre con el fondo marino y las fuerzas cuadráticas de la corriente oceánica, así como también los efectos de amortiguamiento en función de las frecuencias del oleaje, entre otros.

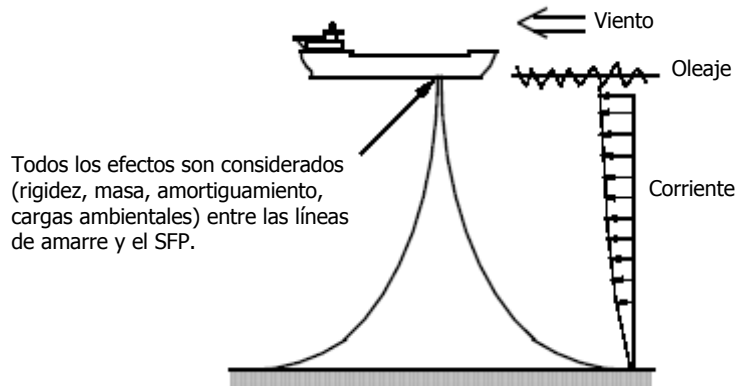
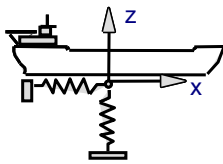


Figura 4.1 Análisis acoplado

La segunda metodología se muestra en la Figura 4.2 donde, en una primera etapa se consideran las características de rigidez, masa y amortiguamiento de las líneas de amarre como coeficientes conectados a la estructura flotante, las fuerzas de corriente actuando a lo largo de todo el sistema de amarre y los risers también se calculan externamente para aplicar la fuerza resultante en el casco de la plataforma. A través de un análisis cuasi estático se obtienen los movimientos en la plataforma ante las cargas ambientales de oleaje, viento y corriente superficial. En la segunda etapa, con los desplazamientos obtenidos, se realiza un análisis dinámico de una sola línea de amarre considerando todas sus no linealidades (Ormberg 1998).

Análisis de movimientos de la estructura flotante



Efectos de los risers y del sistema de anclaje:

- Carga de corriente
- Amortiguamiento en baja frecuencia
- Masa
- Son aplicados como coeficientes en la estructura

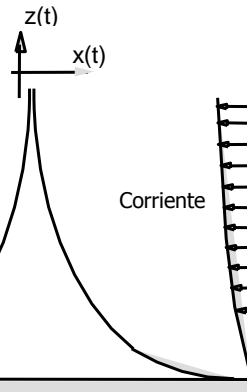
Resultados

- Movimientos del cuerpo
- Respuesta quasi-estatica de las líneas de anclaje

a) Primer paso ; Análisis de movimientos de la estructura flotante

Análisis dinámico de las líneas de amarre y risers

Aplicación de los movimientos en la parte superior de la línea y risers



Resultados

- Respuesta dinámica de risers y las líneas de anclaje

b) Segundo paso ; Análisis dinámico de las líneas de amarre y risers

Figura 4.2 Análisis desacoplado



El análisis dinámico de un sistema de amarre se puede realizar en el dominio del tiempo o de la frecuencia. Los análisis en el dominio del tiempo son lo más apropiados para la etapa de diseño final de un sistema de amarre, ya que a cada instante de tiempo considera las no linealidades del problema. Un análisis en el dominio de la frecuencia, es apropiado para una etapa de diseño conceptual y así obtener las respuestas de forma aproximada en un menor tiempo de ejecución. Esto es importante, ya que el análisis y diseño de un sistema de amarre debe considerar una gran cantidad de combinaciones de los parámetros ambientales (altura de ola, periodo de ola, velocidad de viento y velocidad de corriente, etc.), tanto en condiciones de operación como en condiciones severas (tormentas). Para el caso de los FPSOs, se debe considerar además las dos condiciones de carga del casco que son: calado máximo (casco lleno) y calado mínimo (condición de lastre).

En este trabajo se usó la primera metodología; esto es, se llevó a cabo un análisis acoplado que considera la integración del sistema flotante de producción y sus líneas de amarre.



4.1.3 Ecuaciones de movimiento

El comportamiento dinámico de sistemas estructurales continuos puede describirse matemáticamente como un problema de valor inicial o de contorno, definido por un sistema de ecuaciones diferenciales parciales hiperbólicas (ecuaciones de movimiento) o por un conjunto de condiciones iniciales o de contorno. En general, los métodos numéricos utilizados para la solución de esta clase de problemas se basan en la discretización de las ecuaciones de movimiento conforme a lo siguiente (Silveira 2001):

Discretización espacial

La discretización de las ecuaciones en el espacio, también conocido como semi-discretización, reduce el problema de análisis a un sistema de ecuaciones diferenciales ordinarias en el tiempo, que al integrarse, ofrecen una solución completa para el sistema de ecuaciones. La integración de estas ecuaciones da lugar a un sistema de ecuaciones diferenciales ordinarias de segundo orden, las cuales generalmente utilizan herramientas como el Método de los Elementos Finitos para llegar a una buena aproximación de la solución.

Discretización en el tiempo

Con las ecuaciones semi-discretizadas, el siguiente paso consiste en la discretización de las ecuaciones diferenciales ordinarias a lo largo del tiempo. Existen diferentes algoritmos de integración en el tiempo que paso a paso generan soluciones aproximadas en función del tiempo.

En problemas de análisis de dinámica estructural, las ecuaciones semi-discretizadas se obtienen a partir de considerar el equilibrio en un instante de tiempo t a través de considerar los efectos de fuerzas inerciales que dependen de la aceleración, fuerzas de amortiguamiento dependientes de la velocidad, fuerzas externas aplicadas y los esfuerzos internos que se generan en la estructura. La ecuación general de movimiento puede escribirse de la siguiente forma:

$$F_I(t) + F_{Int}(t) = F_{Ext}(t) \quad (4.1)$$

donde $F_I(t)$ son las fuerzas inerciales, $F_{Ext}(t)$ fuerzas externas aplicadas a la estructura, y $F_{Int}(t)$ puede ser expresada como:

$$F_{Int}(t) = F_{Amortiguamiento}(t) + F_{Elásticas}(t) \quad (4.2)$$

que corresponde a los esfuerzos internos del sistema estructural, lo que incluye las fuerzas elásticas y de amortiguamiento. Las fuerzas elásticas incorporan también los efectos de las tensiones iniciales. Todas las partes de la ecuación general de movimiento son dependientes del tiempo.



La Ecuación 4.1 puede escribirse en función de los desplazamientos $U(t)$, velocidades $\dot{U}(t)$ y aceleraciones $\ddot{U}(t)$.

Problemas lineales

La Ecuación 4.1 puede ser escrita de la siguiente forma para el caso de problemas lineales:

$$F_I(t) = M \ddot{U}(t) \quad (4.3)$$

$$F_{Int}(t) = F_{Amortiguamiento}(t) + F_{Elásticas}(t) = C \dot{U}(t) + KU(t) \quad (4.4)$$

Al agrupar las expresiones 4.3 y 4.4, la ecuación de movimiento que gobierna la respuesta de un problema lineal semi-discretizado de dinámica estructural puede escribirse como:

$$M \ddot{U}(t) + C \dot{U}(t) + KU(t) = F_{Ext}(t, U(t)) \quad (4.5)$$

donde M es la matriz de masa, generalmente independiente del tiempo y de los desplazamientos, C es la matriz de amortiguamiento, K es la matriz de rigidez y F_{Ext} es el vector de fuerzas externas, que incluye las fuerzas de volumen, de superficie y las concentradas actuantes en el sistema. En el contexto del método de los elementos finitos, los vectores $U(t)$, $\dot{U}(t)$, y $\ddot{U}(t)$ son constituidos por componentes de desplazamiento, velocidad y aceleración. Para problemas lineales, las matrices K y C son constantes a lo largo del tiempo.

Problemas no-lineales

Los problemas no lineales de dinámica estructural pueden modelarse a través de la siguiente expresión:

$$M \ddot{U}(t) + F_{Int}(U(t), \dot{U}(t)) = F_{Ext}(t) \quad (4.6)$$



donde $F_{Int}(U(t), \dot{U}(t))$ es el vector de esfuerzos internos nodales que corresponde al estado de tensiones en determinado instante de tiempo t , y $F_{Ext}(t)$ son las cargas externas aplicadas en los puntos nodales en el mismo instante t . Los vectores $F_{Int}(t)$ y $F_{Ext}(t)$ incorporan las no linealidades del problema. En particular, mientras que el vector $F_{Int}(t)$ puede contemplar las no linealidades geométricas o físicas a través de establecer una relación no lineal entre esfuerzos internos y los desplazamientos y velocidades; el vector $F_{Ext}(t)$ puede considerar las no linealidades derivadas de la variación de las cargas externas en función de una variación en la geometría de la estructura.

4.1.4 Cargas ambientales

Normalmente, las cargas ambientales de oleaje y viento gobiernan el comportamiento dinámico de un sistema flotante de producción (Vázquez, 2004). Uno de los efectos del oleaje es inducir al cuerpo flotante movimientos oscilatorios de baja frecuencia. En la Figura 4.3 se muestran los movimientos llamados de primer orden que están presentes en los seis grados de libertad de la estructura (*Surge-Retraso*, *Sway-Deriva*, *Heave-Sustentación*, *Yaw-Giro*, *Roll-Balanceo*, *Pitch-Cabeceo*).

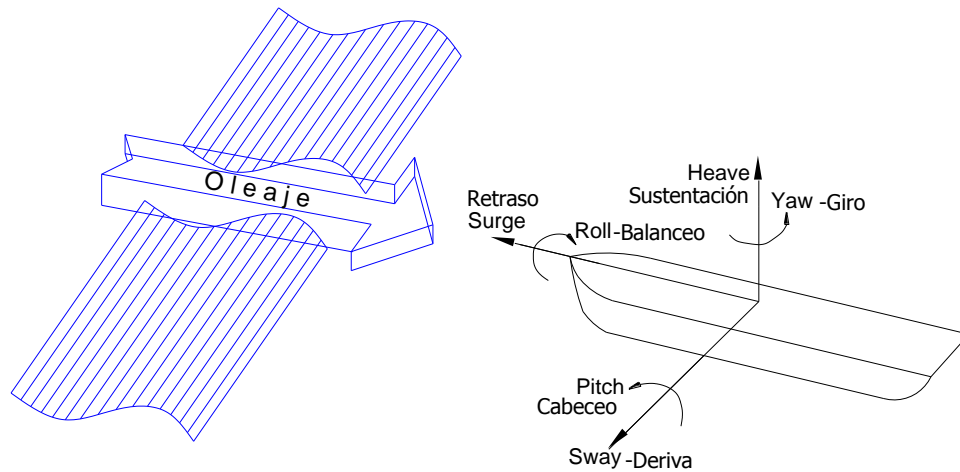


Figura 4.3 Grados de libertad de una estructura flotante

En un sistema flotante de producción (SFP), los modos naturales de vibrar para los movimientos horizontales (*Surge*, *Sway*, *Yaw*) son de gran importancia para evitar que el sistema entre en resonancia. Asimismo, el sistema de amarre debe equilibrar las fuerzas medias horizontales debidas a la corriente, oleaje y viento para evitar que la estructura quede a la deriva. Debido a que las variaciones en estas fuerzas restauradoras de la componente horizontal son menores en proporción con los grandes desplazamientos de la estructura flotante, un sistema discretizado masa-resorte exhibe grandes periodos naturales, típicamente entre 50 y 500 segundos. Estas frecuencias y amortiguamiento son únicamente provocados por el efecto viscoso de interacción fluido-estructura de las líneas de amarre, *risers* y casco (Faltinsen 1990).



Lo anterior implica que pequeñas excitaciones, tales como las provocadas por ráfagas de viento o por las fuerzas de oleaje de segundo orden, pueden resultar en movimientos de grandes amplitudes que dan lugar a cargas axiales significativas en las líneas de amarre (Van Den Boom 1993). Dentro de este contexto, el nivel de amortiguamiento en frecuencias bajas es un parámetro de análisis de gran importancia, pero de difícil determinación, ya que su valor depende del tirante de agua, número de líneas de amarre y *risers*, así como del estado de mar o perfil de corriente actuante. Por ejemplo, para un FPSO instalado en aguas con profundidad de 150 m a través 12 líneas de amarre y varios *risers*, el coeficiente de amortiguamiento cae dentro de los siguientes intervalos (Vázquez 2004):

Surge-Retraso, 5-10 % de amortiguamiento crítico
Sway-Deriva, 15-20 % de amortiguamiento crítico

La Figura 4.4 muestra las frecuencias naturales típicas de algunos SFP y su respectiva posición con relación a los espectros de mar y viento en condiciones extremas.

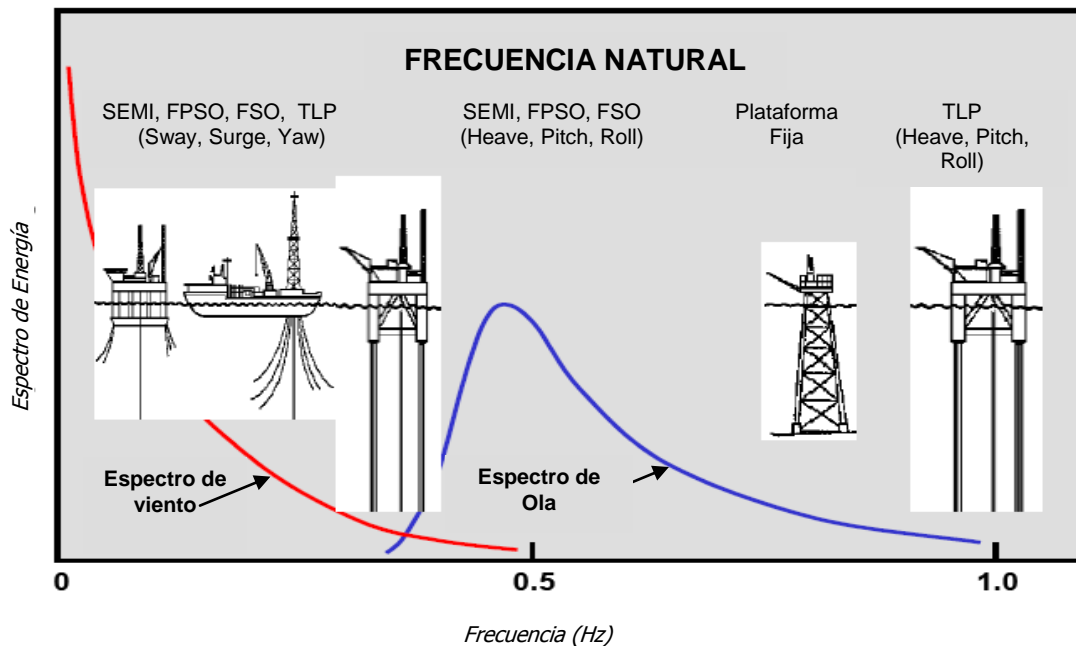


Figura 4.4 Respuesta dinámica de estructuras *offshore* (Vázquez 2004)

La respuesta de un sistema de amarre está influenciada directamente por el comportamiento global del sistema flotante durante un estado de mar. Lo anterior implica que durante el diseño deben considerarse periodos naturales que estén fuera de la región de amplificación del espectro de mar.



4.1.4.1 Fuerzas de oleaje

Para determinar las fuerzas de oleaje actuando en una estructura flotante instalada en el mar, así como sus movimientos de primer y segundo orden, es necesario caracterizar la energía del oleaje a través de un espectro de mar, así como determinar los coeficientes hidrodinámicos de la estructura.

Espectro de mar

El oleaje puede describirse como un proceso aleatorio estacionario a través de un espectro de mar, el cual describe para ciertas condiciones el comportamiento estadístico de la superficie del mar. Existen diferentes tipos de espectros, los cuales se plantean en función del sitio de localización para el cual son desarrollados. En este estudio se consideró el espectro tipo Jonswap, que queda descrito a partir de la siguiente ecuación (Marintek 2004):

$$S_{\zeta}(\omega) = \frac{\alpha g^2}{\omega^5} \exp\left(-\beta \left(\frac{\omega_p}{\omega}\right)^4\right) \gamma \exp\left(-\frac{(\omega/\omega_p - 1)^2}{2\sigma^2}\right) \quad (4.11)$$

donde ω_p es la frecuencia pico $\left(\omega_p = \frac{2\pi}{T_p}\right)$, σ un parámetro espectral que adopta los siguientes valores: $\sigma_a = 0.07$ si $\omega < \omega_p$ ó $\sigma_b = 0.09$ si $\omega > \omega_p$. β es un parámetro de forma que usualmente toma el valor de 1.25, T_p el periodo de ola pico y γ , que también es un parámetro de forma, se obtiene a partir de la siguiente expresión:

$$\gamma = \exp\left[1.0394 - 0.01966 \frac{T_p}{\sqrt{H_s}}\right] \quad (4.12)$$

donde T_p y H_s son la altura de ola y su respectivo periodo. El parámetro α queda descrito a partir de la siguiente expresión:

$$\alpha = 5.061 \frac{H_s^2}{T_p^4} (1 - 0.287 \ln \gamma) \quad (4.13)$$

El espectro Jonswap corresponde a una modificación del espectro de Pierson-Moscowitz, de tal manera que el parámetro γ amplifica el nivel pico del espectro (Teng 1984).



A partir de la Ecuación 4.11 con parámetros ambientales de altura de ola (H_s) y su periodo pico (T_p) es posible determinar el espectro de mar. La Figura 4.5 muestra la comparación del espectro de mar tipo Jonswap y tipo Pierson-Moscovitz para un periodo de retorno de cien años con una $H_s = 11\text{m}$ y $T_p = 15\text{m}$.

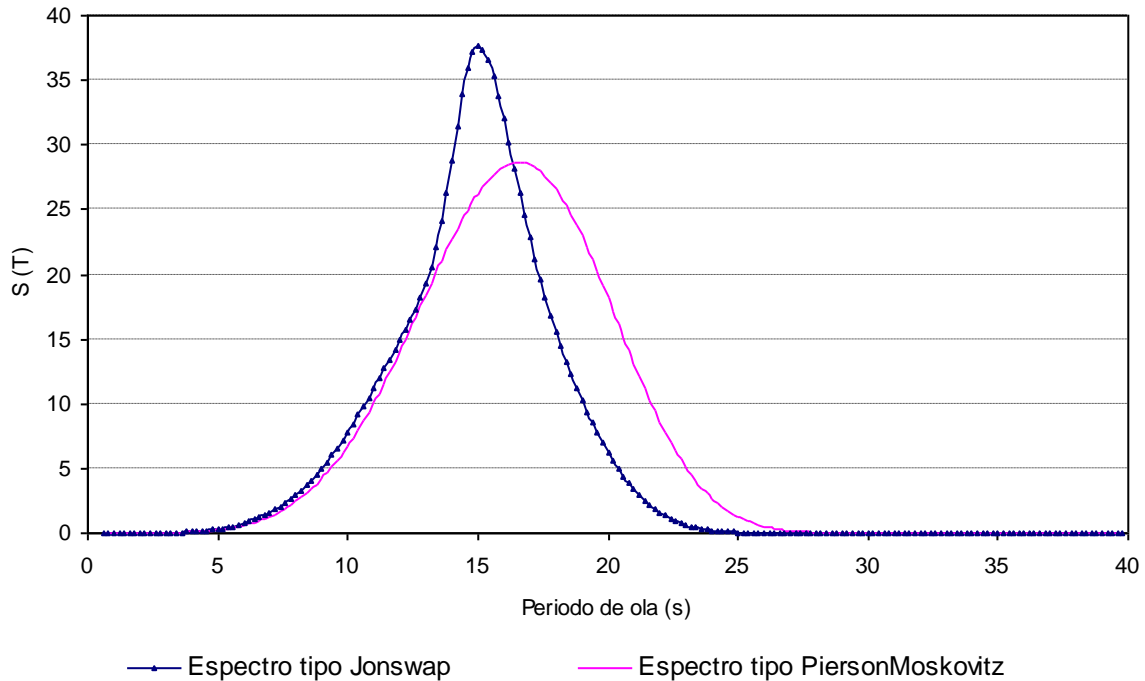


Figura 4. 5 Espectro de mar tipo Jonswap vs Pierson Moskovits para un periodo de retorno de 100 años, con $H_s = 11\text{ m}$ y $T_p = 15\text{ s}$

Cualquier estructura instalada en el mar estará sujeta a fuerzas de oleaje. Conforme se ilustra en la Figura 4.6, el tipo de fuerzas actuando sobre la estructura quedan definidas en función de la relación que guardan sus dimensiones con la altura de ola (H es la altura de ola, λ la longitud entre crestas de ola y D el diámetro o dimensión de la estructura flotante). En el caso de un FPSO, sus dimensiones son significativamente mayores en relación con la longitud de ola, de tal manera que la estructura estará sujeta principalmente a fuerzas debidas a la difracción del oleaje.

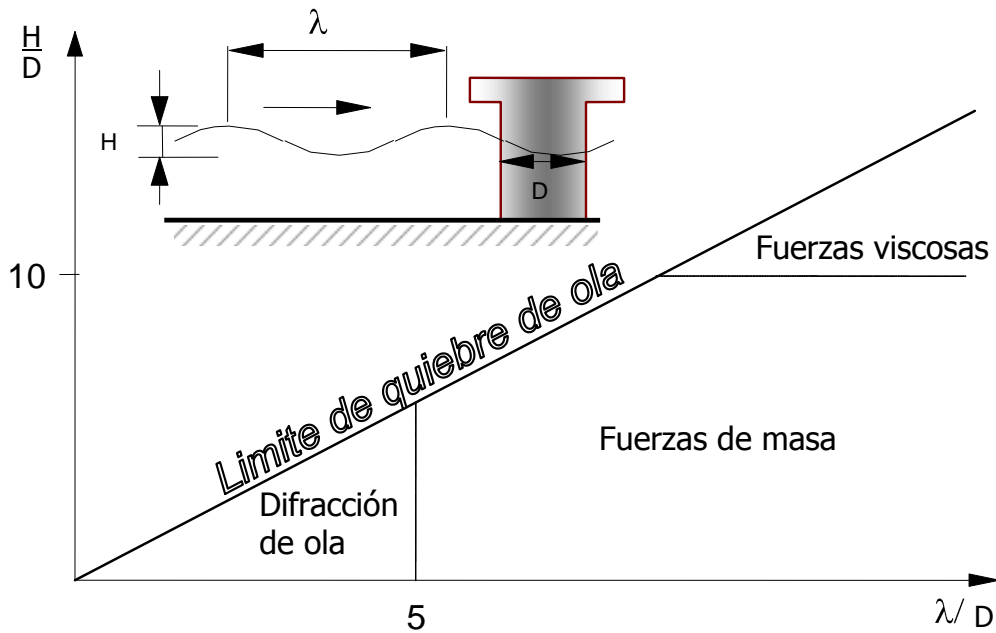


Figura 4.6 Fuerzas actuantes en una estructura marina (Faltinsen 1990)

Para la determinación de estas fuerzas, es necesario resolver la ecuación de Navier Stokes, que considera la viscosidad del fluido, la cual tiene implicaciones en el amortiguamiento. A pesar de lo anterior, es práctica común utilizar la teoría de potencial (que ignora la viscosidad del fluido) para facilitar el cálculo.

El potencial de velocidad de las partículas del oleaje $\phi(x; y; t)$ es una función con variables en el espacio y tiempo, y son válidas en el dominio total del fluido. Esta función de potencial queda definida de tal forma que en cualquier punto del fluido, la derivada de esta función en una cierta dirección provee la componente de la velocidad de la partícula del fluido en tal punto y en tal dirección. Una herramienta para aproximar la solución del problema es la expansión de Taylor, lo que permite llevar el problema, conforme muestra la Figura 4.7, a diferentes niveles que incorporan términos de primer orden (lineal con la amplitud del oleaje) y de segundo orden (cuadráticos con la amplitud del oleaje).

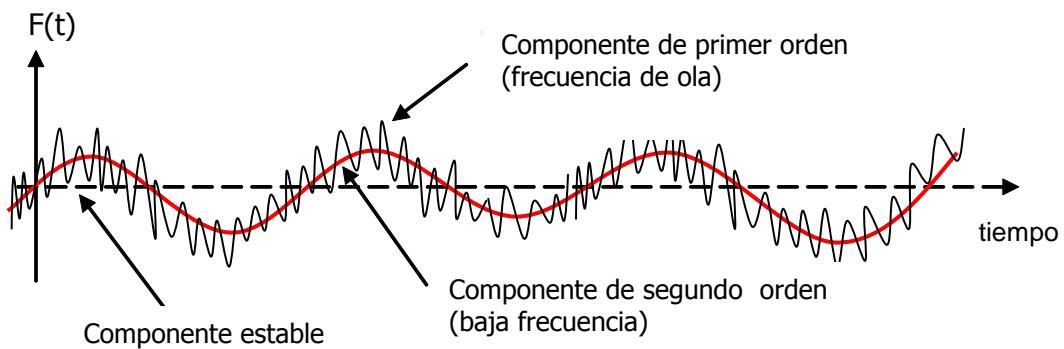


Figura 4.7 Componentes de las fuerzas y movimientos en un FPSO



La solución de la función de potencial es usualmente considerada en las superficies sumergidas de la estructura, donde la integración del campo de presión sobre la superficie de la estructura proporciona las fuerzas y momentos actuantes en la misma. Para el caso de un FPSO es difícil obtener una solución analítica, de tal manera que es necesario el uso de técnicas numéricas, tal como lo muestra la Figura 4.8 para el casco de un FPSO discretizado en una malla de paneles, para obtener las fuerzas totales actuantes en la estructura flotante.

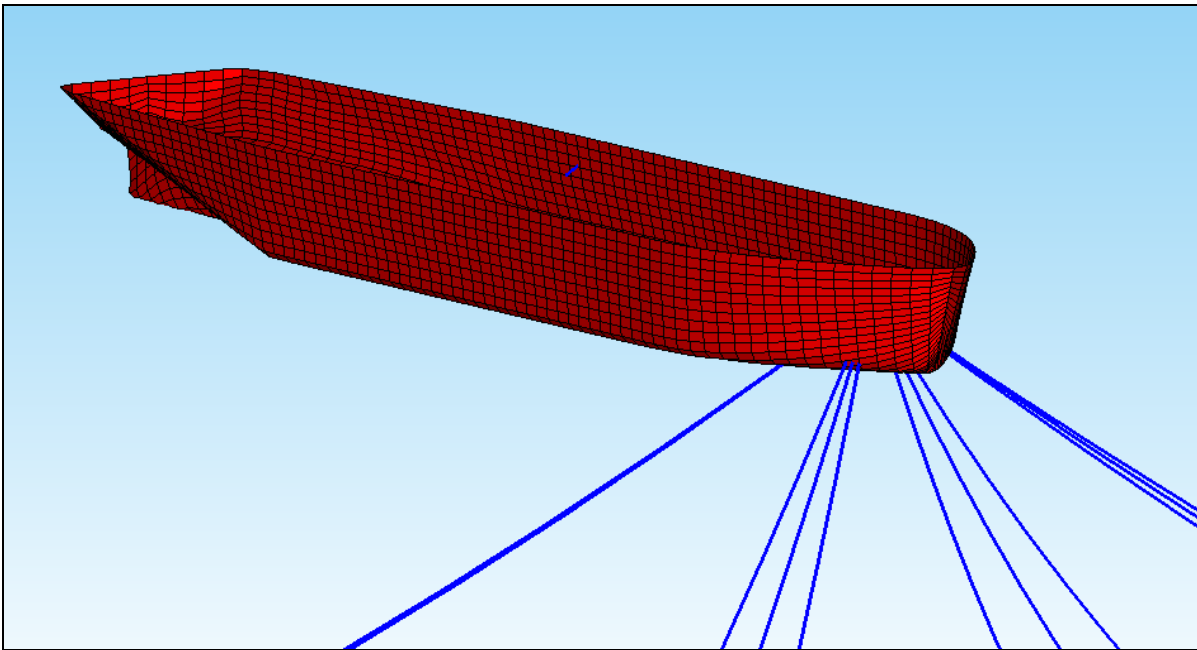


Figura 4.8 Malla de paneles del casco del FPSO para determinar las fuerzas de oleaje

De acuerdo con lo anterior, a continuación se describe el criterio para determinar las fuerzas y movimientos de primer y segundo orden.

Fuerzas y movimientos de primer orden

Los movimientos y fuerzas de primer orden debido al oleaje consideran una solución lineal de las condiciones de contorno en una superficie libre sin perturbaciones (nivel de aguas tranquilas), donde los resultados son proporcionales a la amplitud de ola y tienden a dominar las fuerzas hidrodinámicas. Las fuerzas resultantes tienden a oscilar periódicamente alrededor de un valor de media cero con la frecuencia de ola. Los parámetros de diseño significativos son los Operadores de Amplitud de la Respuesta (*Response Amplitude Operator- RAO*) de los movimientos del cuerpo flotante, los cuales describen los movimientos de la estructura ante olas de amplitud unitaria en varias frecuencias (ω_e) y diferentes ángulos de incidencia (θ) (WAMIT 1995):



$$RAO_i(\psi_e, \theta) = \left| \frac{\tilde{\tau}_{1wi}^h(\psi_e, \theta)}{\zeta} \right| \exp(j \arg \tilde{\tau}_{1wi}^h(\psi_e, \theta)) \quad (4.7)$$

donde i es el grado de libertad, ζ la amplitud del oleaje, $\tilde{\tau}_{1w}^h$ las fuerzas o movimientos del oleaje de primer orden y $j \arg$ el argumento (numero complejo).

Conforme se muestra en la Figura 4.9, los RAO's se calculan para diferentes ángulos de incidencia de oleaje sobre la estructura (θ). En las Figuras 4.10 a 4.15 se muestran los RAO's obtenidos a partir de la Ecuación 4.7 para los movimientos del FPSO bajo estudio, para el caso de calado mínimo y los 6 grados de libertad (GL) bajo consideración.

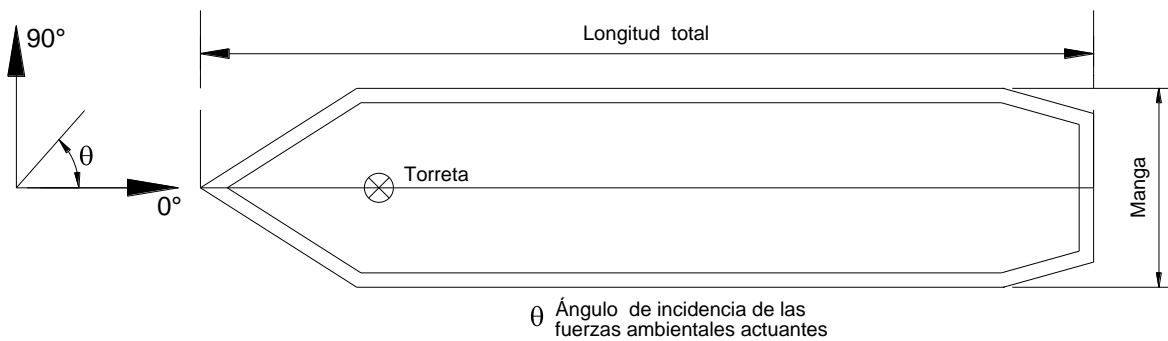


Figura 4.9 Sistema de referencia y convención de signos para las fuerzas ambientales actantes

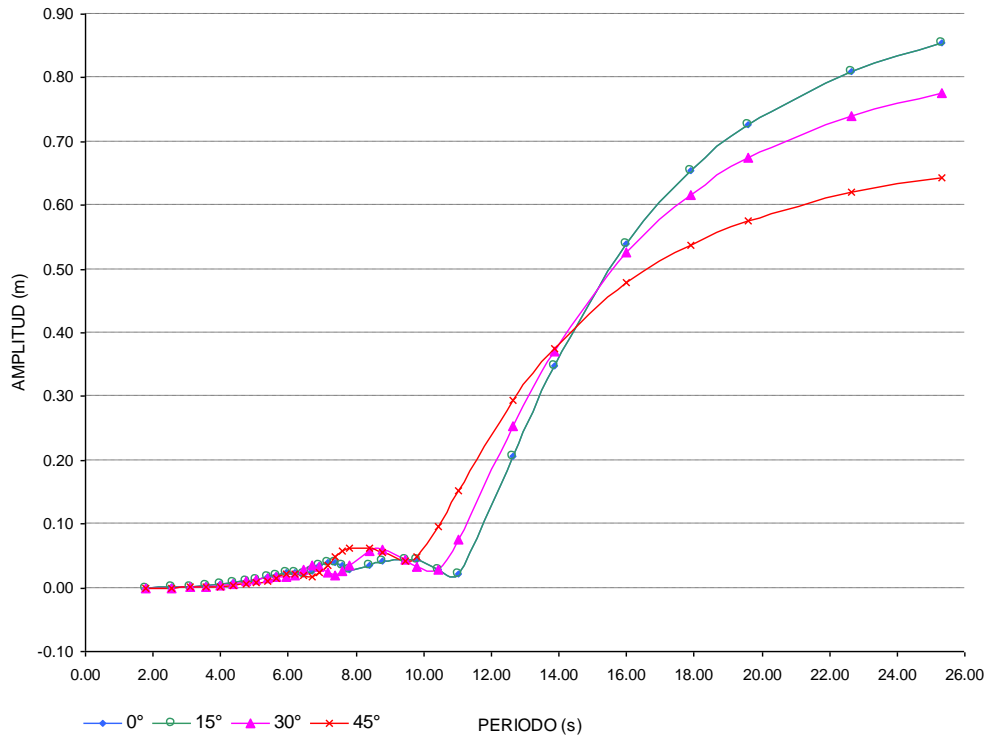


Figura 4.10 RAO de movimientos en el GL de Retraso (*SURGE*) del FPSO

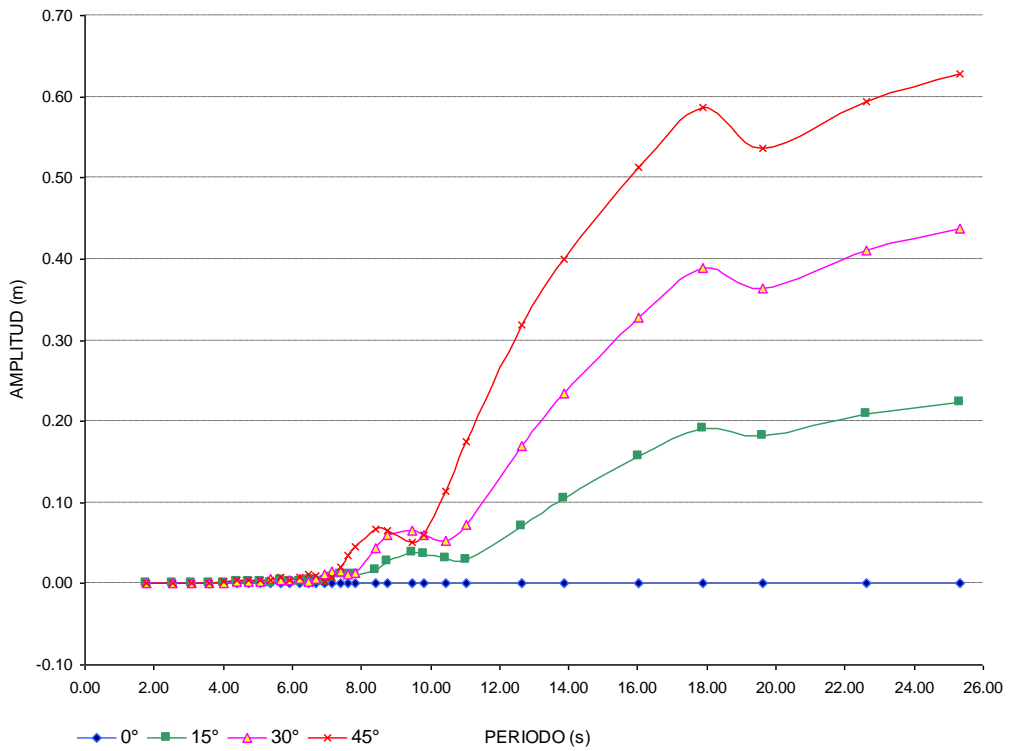


Figura 4.11 RAO de movimientos en el GL de Deriva (*SWAY*) del FPSO

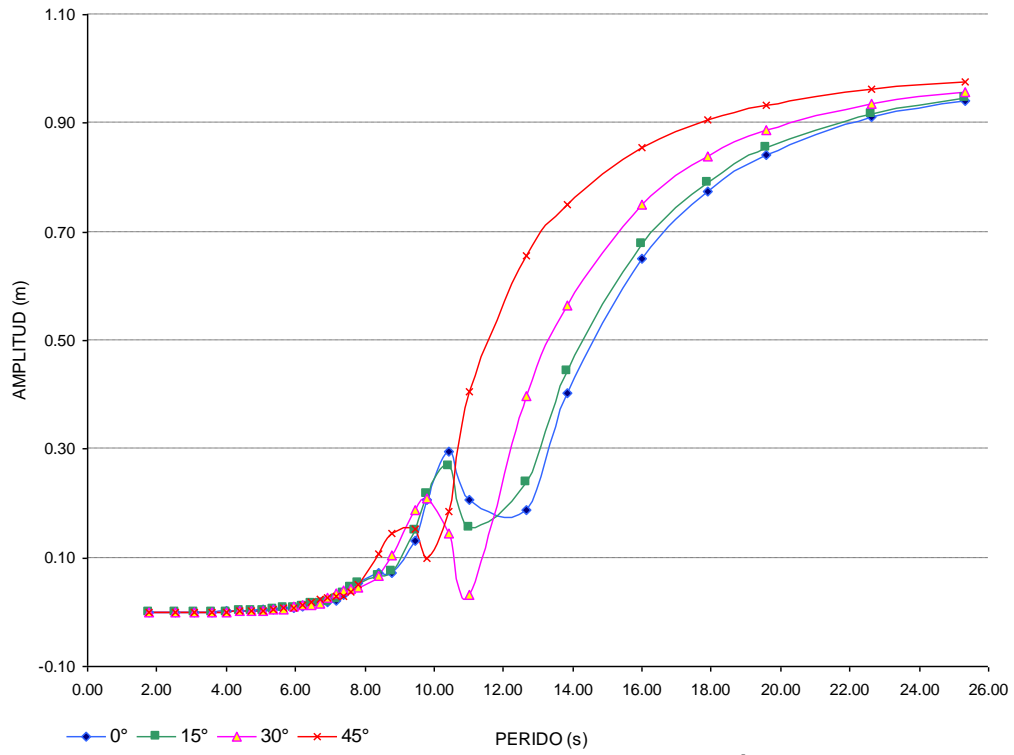


Figura 4.12 RAO de movimientos en el GL de Sustentación (*HEAVE*) del FPSO

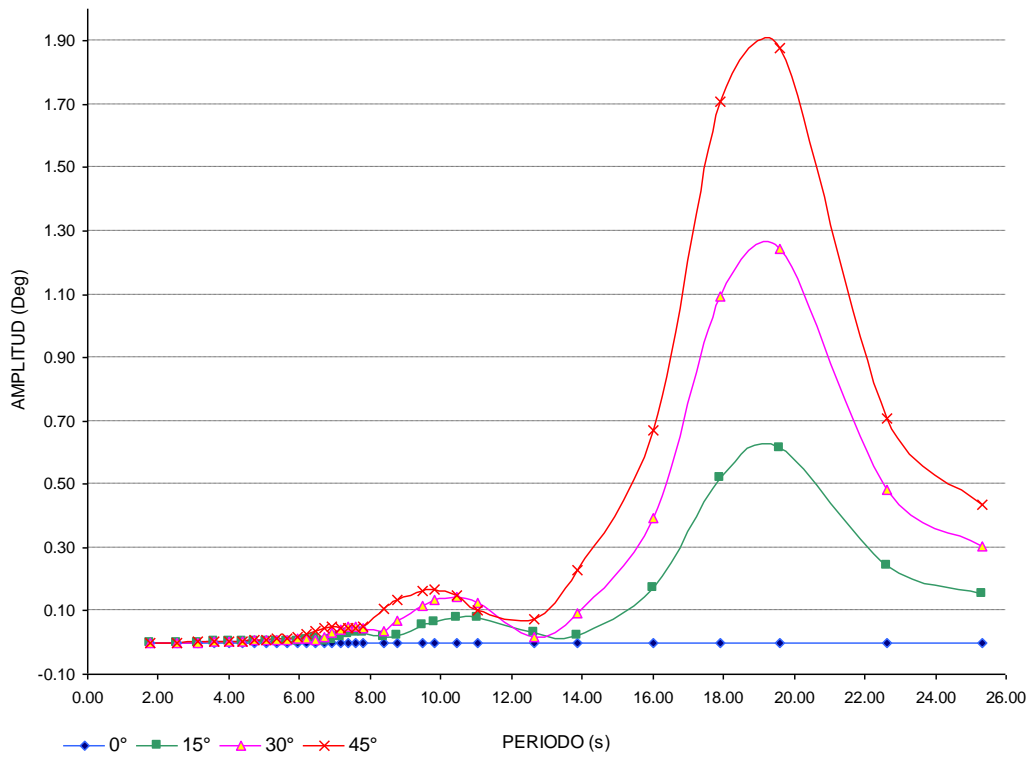


Figura 4.13 RAO de movimientos en el GL de Balanceo (*ROLL*) del FPSO

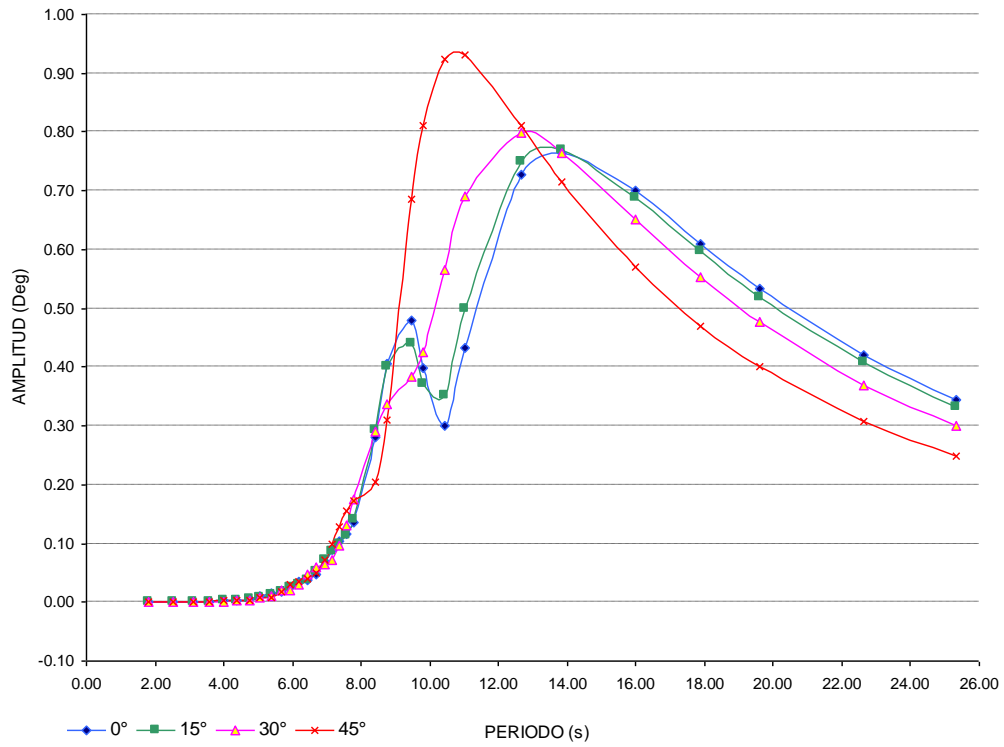


Figura 4.14 RAO de movimientos en el GL de Cabeceo (*PITCH*) del FPSO

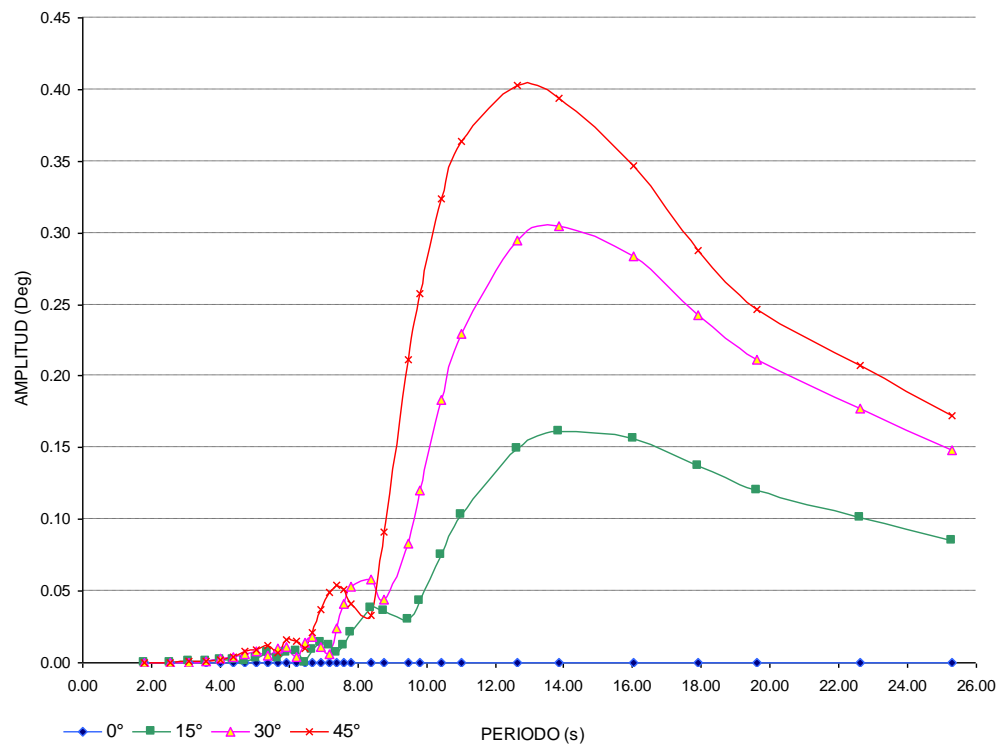


Figura 4.15 RAO de movimientos en el GL de Giro (*YAW*) del FPSO



Fuerzas y movimientos de segundo orden

Las fuerzas de segundo orden incluyen las cargas de deriva media y lenta de ola (diferencia de frecuencia). Para su solución, la componente de segundo orden suele contener elementos lineales y cuadráticos. En el caso de un oleaje regular (únicamente olas de una frecuencia), el término de segundo orden lleva a una fuerza de deriva de ola estable, con una amplitud dependiente de la frecuencia de ola y proporcional al cuadrado de la amplitud del oleaje (Faltinsen 1990).

En un oleaje irregular (con componentes de ola con diferentes frecuencias), el término de segundo orden lleva a una fuerza total de deriva de ola, la cual es la integral de la fuerza de deriva estable en un intervalo de frecuencias.

El término de segundo orden $F_{wave}(\omega, \theta)$ se expresa en la forma de un coeficiente de fuerza de reflexión de ola en la dirección $C_{wave}(\omega, \theta)$:

$$C_{wave}(\omega, \theta) = \frac{F_{wave}(\omega, \theta)}{\zeta^2} \quad (4.8)$$

donde ζ es la amplitud del oleaje, ω la frecuencia de ola y θ el ángulo de la incidencia de la ola.

La fuerza de deriva media total $F_{wave}(\omega, \theta)$ puede estimarse a partir de la siguiente integral:

$$F_{wave} = 2 \int_{-\frac{\pi}{2}}^{\frac{\pi}{2}} \int_0^{\infty} C_{wave}(\omega, \theta) S_{\zeta}(\omega, \theta) d\omega d\theta \quad (4.9)$$

donde $S_{\zeta}(\omega, \theta)$ es el espectro de mar.

Finalmente el espectro $S_{F_{wave}}(\mu)$ de las fuerzas de deriva puede obtenerse a través de la siguiente expresión propuesta por Pinkster(1997):

$$S_{F_{wave}}(\mu) = 8 \int_{-\frac{\pi}{2}}^{\frac{\pi}{2}} \int_0^{\infty} C_{wave} \left(\omega + \frac{\mu}{2}, \theta \right)^2 S_{\zeta}(\omega, \theta) S_{\zeta}(\omega + \mu, \theta) d\omega d\theta \quad (4.10)$$

Adicionalmente a ω , el símbolo μ también representa frecuencia y es utilizada para indicar que la integral se evalúa en la suma o diferencia de frecuencias del espectro.



Las fuerzas de deriva tienden a cero para frecuencias bajas (no hay efectos de difracción si se desprecia el efecto de viscosidad) y convergen asintóticamente a valores constantes para frecuencias altas (el oleaje es completamente reflejado). Para frecuencias intermedias, el pico de fuerza es desarrollado debido a la resonancia con los periodos naturales en Retraso (Surge), Deriva (Sway), Giro (Yaw) y el efecto de la interferencia del casco. Las fuerzas de deriva comúnmente se incrementan con la disminución de la profundidad del agua.

4.1.4.2 Fuerzas de Viento

La Ecuación 4.14 describe el viento a partir de una componente de velocidad media $\bar{u}(z, t)$ y una fluctuación dinámica $u'(z, t)$. La velocidad media del viento utilizada en el cálculo de la fuerza estable actuante en estructuras marinas. La fluctuación dinámica de la velocidad del viento debida al efecto de ráfaga, causa una fuerza dinámica en las estructuras que puede excitar algunas frecuencias cercanas a la zona de resonancia (BMT 2000).

$$V(z, t) = \bar{u}(z, t) + u'(z, t) \quad (4.14)$$

La velocidad media del viento puede calculada en cualquier punto a través de la siguiente expresión (Falkenberg 1993):

$$\bar{u}(z) = \bar{u}_r \cdot \left(\frac{z}{z_r} \right)^{1/n} \quad (4.15)$$

donde z es el punto de aplicación de la carga medida a partir de la superficie del mar, z_r la altura de referencia (normalmente 10 m), \bar{u}_r la velocidad media que corresponde a la altura z_r , y n es un exponente que depende del tipo de viento ($n=8$ para viento estable y $n=3$ para ráfagas).

La componente dinámica puede ser caracterizada a partir de la función de densidad espectral en la dirección media del viento. En este trabajo se consideró el espectro publicado por la Directiva Noruega del Petróleo (Norwegian Petroleum Directorate-NPD) para caracterizar la velocidad del viento (Marintek 2004):

$$S(f) = \frac{320 \left(\frac{U_0}{10} \right)^2 \left(\frac{z}{10} \right)^{0.45}}{\left(1 + f_m^n \right)^{\frac{5}{3n}}} \quad (4.16)$$

$$f_m = 172 f \left(\frac{z}{10} \right)^{\frac{2}{3}} \left(\frac{U_0}{10} \right)^{-0.75}$$



donde $n = 0.468$, $S(f)$ es la función de densidad espectral para la frecuencia f , z es la altura del punto de aplicación de la carga de viento medida a partir de la superficie del mar, U_0 la velocidad media de 1 hora en la altura z_r . La Figura 4.16 muestra un espectro tipo NPD para una velocidad media a una altura de referencia de 10 m y velocidad media de 15.2 m/s (54.7 km/h).

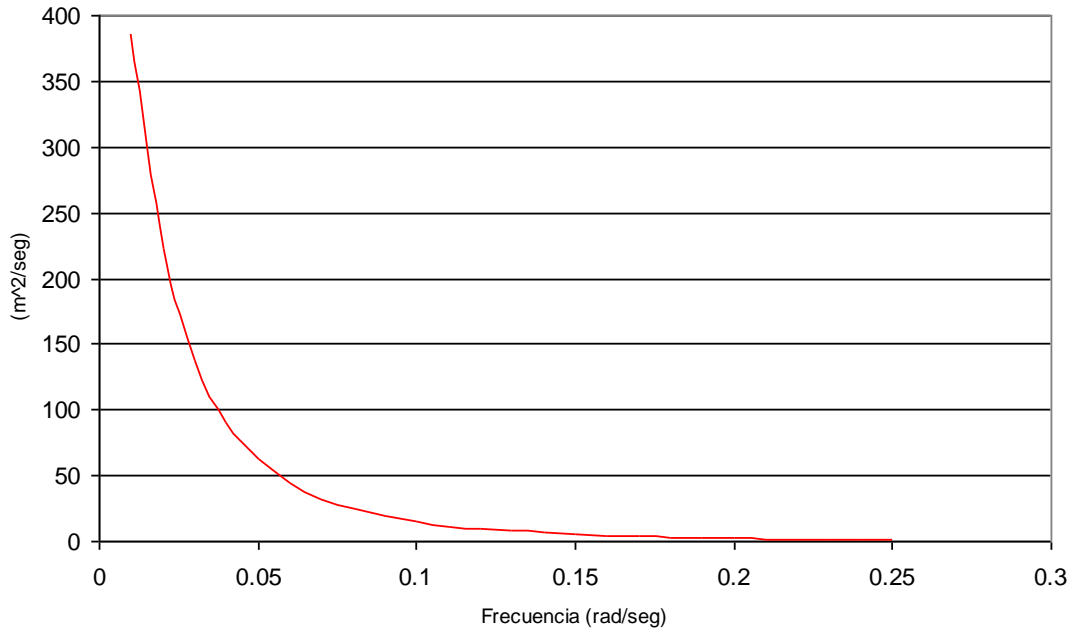


Figura 4.16 Espectro de viento tipo NPD, para una $U_z = 15.2 \text{ m/seg}$

Finalmente la fuerza de viento en una estructura flotante puede determinarse con la siguiente expresión (OCIMF 1994):

$$F_v = \frac{1}{2} C_d \cdot \rho_a \cdot A \cdot |V_{\langle t \rangle \dot{x}}| \cdot \langle t \rangle \dot{x} \quad (4.17)$$

donde ρ_a es el peso específico del aire (1.28 kg/cm^3), C_d el coeficiente de arrastre que depende de la forma de la estructura, A el área expuesta al viento y \dot{x} la velocidad de la estructura.

De esta forma, las fuerzas resultantes de la carga ambiental del viento en el FPSO son calculadas con respecto a un punto de referencia, que puede ser el centro de intersección de la línea transversal y longitudinal del FPSO, a partir de las siguientes ecuaciones (OCIMF 1994):



$$Fv_x = \frac{I}{2} C_x \cdot \rho_a \cdot A_T \cdot |V_w - \dot{x}| \cdot (V_w - \dot{x}) \quad \text{Fuerza longitudinal (Surge)}$$
$$Fv_y = \frac{I}{2} C_y \cdot \rho_a \cdot A_L \cdot |V_w - \dot{x}| \cdot (V_w - \dot{x}) \quad \text{Fuerza transversal (Sway) (4.18)}$$
$$Mv_{xy} = \frac{I}{2} C_{xy} \cdot \rho_a \cdot A_L \cdot L_{BP} \cdot |V_w - \dot{x}| \cdot (V_w - \dot{x}) \quad \text{Momento (Yaw)}$$

donde A_T es el área transversal expuesta al viento, L_{BP} es la distancia entre perpendiculares, A_L el área longitudinal expuesta al viento, C_x el coeficiente de fuerza longitudinal, C_y el coeficiente de fuerza transversal, C_{xy} coeficiente de arrastre del momento en *Yaw*, y V_w la velocidad media del viento.

Los coeficientes C_x , C_y , C_{xy} de las fuerzas de viento para barcos petroleros típicos se pueden obtener usando los gráficos del *Oil Companies International Marine Forum* (OCIMF 1994) o también a partir de ensayos en modelos a escala.



4.1.4.3 Fuerzas de corriente

La fuerza de corriente en una estructura flotante puede determinarse a partir de la siguiente expresión (Vázquez 2004):

$$F_c = \frac{1}{2} C_d \cdot \rho_c \cdot A \cdot |V_c - \dot{x}| \cdot (V_c - \dot{x}) \quad (4.19)$$

donde V_c es la velocidad de la corriente, ρ_c el peso específico del agua de mar (1025 kg/m^3), C_d el coeficiente de arrastre del área expuesta, A el área expuesta a la corriente y \dot{x} la velocidad de la estructura flotante.

Las fuerzas de corriente son normalmente consideradas como fuerzas estáticas actuando en el sistema de amarre y en la estructura, es decir, se desprecia la velocidad de la estructura para el cálculo de la fuerza sobre el FPSO:

$$\begin{aligned} F_{c_x} &= \frac{1}{2} C_x \cdot \rho_c \cdot L_{BP} \cdot T \cdot V_c^2 && \text{Fuerza longitudinal (surge)} \\ F_{c_y} &= \frac{1}{2} C_y \cdot \rho_c \cdot L_{BP} \cdot T \cdot V_c^2 && \text{Fuerza transversal (sway)} \\ M_{c_{xy}} &= \frac{1}{2} C_{xy} \cdot \rho_c \cdot L_{BP}^2 \cdot T \cdot V_c^2 && \text{Momento (Yaw)} \end{aligned} \quad (4.20)$$

donde L_{BP} es la distancia entre perpendiculares, C_x el coeficiente de fuerza longitudinal, C_y el coeficiente de fuerza transversal, C_{xy} coeficiente del momento en Yaw y T el calado mínimo.

Los coeficientes C_x , C_y , C_{xy} de las fuerzas de corriente para barcos petroleros típicos se pueden obtener usando los gráficos del *Oil Companies International Marine Forum* (OCIMF 1994) o también a partir de ensayos en modelos a escala.



4.1.4.4 Fuerzas hidrodinámicas en las líneas de amarre

La Figura 4.17 muestra las fuerzas hidrodinámicas (oleaje y corriente) actuantes en las líneas de amarre a lo largo de toda la profundidad. En el caso de las líneas de amarre, las cargas debidas a las vibraciones inducidas por vórtices son despreciables (Franciss 1999, Santos 1998).

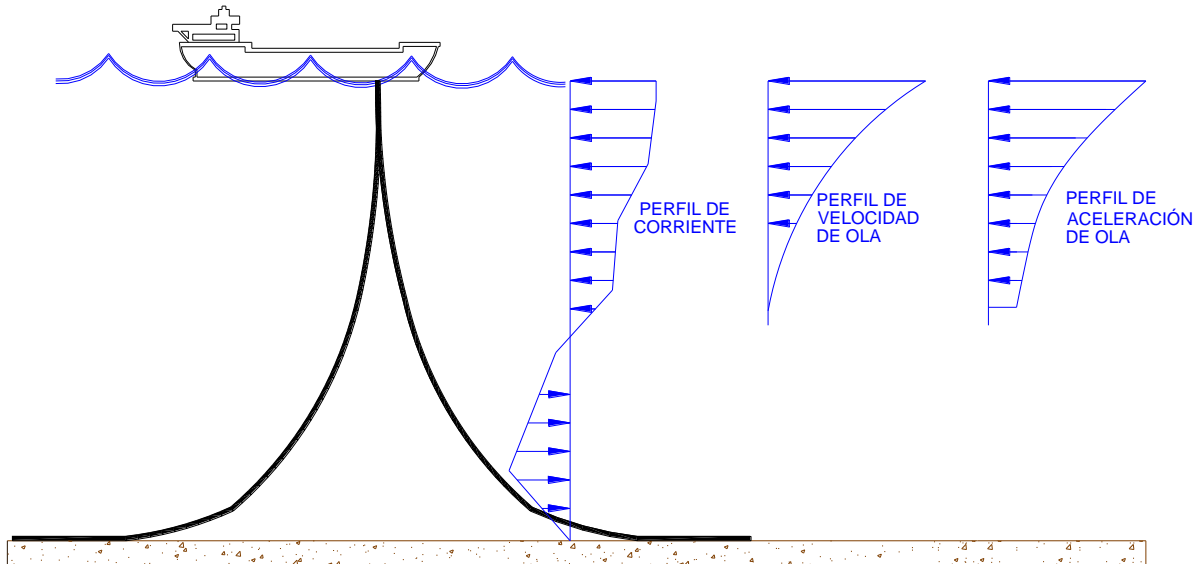


Figura 4.17 Cargas hidrodinámicas actuantes en las líneas de amarre

La ecuación de Morison se usa comúnmente para el cálculo de las fuerzas hidrodinámicas en estructuras esbeltas (Chakrabarti 1987). Esta ecuación considera una sección circular sumergida y expresa las fuerzas en función de las velocidades y aceleraciones de ola local, tal como lo muestra la Ecuación 4.21 (Sodahl 1991).

$$F_c = \frac{1}{2} C_d \rho \cdot D \cdot \left| u_i^w + v_i^c - \dot{x}_i \right| \cdot \left(u_i^w + v_i^c - \dot{x}_i \right) + \left[\rho \cdot A + m_a^i \right] \cdot \ddot{x}_i - m_a^i \cdot \ddot{x}_i \quad (4.21)$$

donde i es la dirección tangencial o normal a la corriente, v_i^c la velocidad de la corriente en la dirección i , ρ la masa específica del agua de mar, u_i^w, \dot{u}_i^w la velocidad y aceleración de la partícula de ola en la dirección i , C_d el coeficiente de arrastre, \dot{x}_i, \ddot{x}_i la velocidad y aceleración de la estructura en la dirección i , D el diámetro del cilindro, m_a^i la masa adicionada por unidad de longitud en la dirección i , y A el área transversal expuesta.



Para el caso de líneas de amarre la masa adicionada en la dirección tangencial a la velocidad de la corriente es despreciable, de tal manera que la masa adicionada en la dirección normal es:

$$m_a^z = (C_m - 1) \rho \cdot A \quad (4.22)$$

donde C_m es el coeficiente de inercia.

4.2 Diseño del sistema de amarre

Las estructuras y sus elementos deben tener el tamaño, resistencia y rigidez adecuadas para permitir su correcto funcionamiento durante el tiempo de servicio bajo consideración. Asimismo, deben exhibir una resistencia adecuada para soportar las cargas de servicio, y una sobre-resistencia que les haga posible acomodar de manera adecuada una posible sobrecargas. Adicionalmente, hay que considerar en el diseño de las líneas de amarre las resistencias menores del material que la compone (poliéster, cadena, soldadura, etc.).

El diseño estructural de líneas de amarre debe proporcionar seguridad al sistema flotante, independiente de la filosofía de diseño adoptada. Las dos filosofías más usadas en el diseño de sistemas de amarre son: Tensiones Admisibles o de Trabajo (Working Stress Design - WSD) y Estado Límite o Resistencia Última (Load and Resistance Factor Design - LRFD). La filosofía del WSD ha sido usada en los últimos 100 años, sin embargo en los últimos 30 años, la filosofía de diseño ha adoptado procedimientos más racionales basados en análisis probabilísticos, como son el diseño basado en la resistencia última, diseño plástico, diseño de factor de carga, etc.

En el presente trabajo se consideró el diseño por Tensiones Admisibles (WSD).

4.2.1 Tensiones admisibles (WSD)

El método de tensiones admisibles se basa en la existencia de un único factor de seguridad (para cada tipo de condición específica; sísmico, operación, accidental, etc.), donde se supone que todas las cargas tienen la misma variabilidad. De esta forma la ecuación de diseño representada por la resistencia nominal de un elemento queda dada por (Vázquez 2004):

$$\frac{\phi R}{\gamma} \geq \sum S_i \quad (4.23)$$



donde R es la resistencia nominal del material, S_i los diversos efectos de carga, ϕ un factor de reducción de resistencia y γ un factor de seguridad. Si $\frac{\phi}{\gamma} = FS$ la Ecuación 4.23 queda expresada de la siguiente forma:

$$\frac{R}{FS} \geq \sum S_i \quad (4.24)$$

La mayoría de las recomendaciones existentes para el diseño de líneas de amarre se basan en la metodología de tensiones admisibles, y están relacionadas con el estado límite de servicio, de resistencia y de fatiga. A continuación se listan algunas de estas recomendaciones:

- ✓ El estado límite de servicio (ELS) está dado por el desplazamiento máximo horizontal (paseo) de la estructura flotante.
- ✓ Los estados límite de resistencia y fatiga están dados por diferentes condiciones de falla del sistema de amarre: resistencia última (ULS – Estado Límite Último) definida como la ruptura de la línea debido a que la tensión máxima es mayor que la resistencia del material; colapso progresivo (PLS – Estado Límite de Colapso Progresivo) o estado límite accidental (ALS – Estado Límite Accidental) dado por la falla (ruptura) sucesiva de varias líneas de amarre, y fatiga (FLS) generado por la falla de una línea debido a cargas cíclicas.

Excursión máxima

El desplazamiento o excursión máxima horizontal que una estructura flotante puede presentar es establecido principalmente para evitar daños en los risers y umbilicales, evitando así su posible ruptura y con ello daños a la estructura y al medio ambiente, así como pérdidas económicas por la falta de producción.

En un diseño preliminar del sistema de amarre se puede adoptar la práctica recomendada API-RP-2SK (1995), que recomienda plantear el desplazamiento horizontal máximo en términos de un porcentaje de la profundidad del agua (Tabla 4.1). En el caso del diseño final, el desplazamiento máximo horizontal debe definirse en función de la respuesta del sistema de risers.

Tabla 4.1 Desplazamiento horizontal admisible (excursión máxima) del FPSO

Condición	% Profundidad del agua
Intacto	10.00
Línea rota	15.00



Tensión Máxima

Para el diseño del sistema de amarre de la estructura flotante existen códigos y normas de proyecto con recomendaciones de factores de seguridad para diversos tipos de eventos. Estas normas fueron desarrolladas por diversas instituciones como el American Bureau of Shipping (ABS), Det Norske Veritas (DNV), American Petroleum Institute (API) entre otros.

En la Tabla 4.2 se presentan los valores de los factores de seguridad recomendados por diversas regulaciones internacionales. Los factores de seguridad mas empleados son los recomendados por el estándar API-RP-2SK (1995) y ABS (1999). Cabe mencionar que dichos factores no toman en cuenta la influencia de la componente media y dinámica, por lo que el factor afecta directamente la respuesta total de la línea.

Tabla 4.2 Factores de seguridad admisibles para Tensión Máxima (Vázquez 2004)

Referencia	Intacta	Falla de una línea	Falla de dos líneas	Transitorio
API	1.67	1.25	-	1.05
ABS	1.67	1.33	-	-
Lloyd's	1.85	1.35	-	1.10
DNV	1.50	1.10	-	1.0
NMD	1.65	1.25	-	1.0
NMD 1)	2.30	1.50	1.50	1.2

1) La ruptura de dos líneas es un requerimiento de proyecto para unidades tipo FPSO's de acuerdo a la Directiva Noruega del Petróleo (NPD) y la Directiva Marítima Noruega (NMD) para condiciones ambientales extremas cuando los risers todavía no están instalados (Sogstad et al. 1998).

De acuerdo con lo anterior, el factor de seguridad para una línea de amarre está dado por la siguiente ecuación:

$$FS = \frac{MBL}{T_{max}} \quad (4.25)$$

donde MBL es el valor mínimo de carga de ruptura del material especificado por el fabricante (*Minimum Breaking Load*) y T_{max} es la tensión máxima en la línea.

La Ecuación 4.26 se usa para determinar el factor de seguridad cuando se emplean cables de poliéster (Lo, et al. 1999).

$$FS \cdot FS_p = \frac{MBL}{T_{max}} \quad (4.26)$$

donde FS_p es un factor de seguridad adicional. Este factor adicional se debe a la poca experiencia en el uso del poliéster en estructuras ancladas en forma permanente.



La Tabla 4.3 muestra valores del factor de seguridad para el empleo de cables de poliéster en líneas de amarre.

Tabla 4.3 Porcentaje adicional del factor de seguridad para líneas de poliéster

Referencia	FS_p	Incremento propuesto FS (%)
API	--	--
ABS	1.09	9
DNV	1.10	10
Bureau Veritas	1.20	20
PETROBRAS	1.25	25



5 CABLES DE POLIÉSTER

5.1 Introducción

Con el desarrollo de campos petrolíferos en aguas profundas, fue necesario el uso de nuevos materiales, como el poliéster, para dar lugar a sistemas de amarre con líneas de anclaje más ligeras. El uso del poliéster trajo consigo una serie de investigaciones a nivel internacional cuyo propósito fue caracterizar sus propiedades estructurales y comportamiento dinámico, principalmente ante la variación de cargas en la línea de amarre debido a las fuerzas provocadas por las diversas condiciones ambientales a las cuales está sujeta una plataforma.

El poliéster es un material sintético clasificado como polímero. Los polímeros usualmente son descritos como materiales visco-elásticos; esto es, presentan características de sólidos elásticos y líquidos viscosos en función de la escala de tiempo y de la temperatura. Los materiales visco-elásticos presentan características tales como (Rossi 2002):

- *Creep*. Se refiere al incremento de la deformación que sufre un material cuando se le somete a un estado de esfuerzos constantes. El esfuerzo constante aplicado en un tiempo t provoca deformaciones retardadas o lentas, lo que resulta en que la deformación de estos materiales dependa del tiempo. En el caso de un cable de poliéster, la deformación aumenta sin que exista un incremento en la tensión.
- *Relajación*. Se presenta cuando bajo un estado de deformación constante, la magnitud del esfuerzo actuante en el material disminuye.
- *Ciclo de histéresis*. Gráfica que describe el comportamiento de la curva tensión contra deformación de un material cuando es sometido a carga cíclica. El área bajo la curva es una medida de la capacidad de disipación de energía del material y es utilizada para estimar el nivel de amortiguamiento proporcionado por el material.
- *Dependencia de la tasa de deformación*. La inclinación de la curva tensión contra deformación depende de la tasa de deformación aplicada al material; a mayor tasa de deformación mayor la inclinación de esta curva.
- *Recuperación*. En comparación con los metales, los polímeros son capaces de recuperar deformaciones que van más allá de su límite de fluencia sin que exista una deformación permanente después de retirar la carga.

El poliéster exhibe un cambio en su rigidez axial cuando es sometido a cargas cíclicas. Con base en resultados experimentales, Del Vecchio (1992) estableció que la rigidez axial de este material varía en función de la tensión media, de la amplitud de la tensión y de la frecuencia de oscilación de la carga. Asimismo, planteó tres valores para la rigidez axial: uno cuasi-estático y dos dinámicos.



Mientras que el cuasi-estático suele utilizarse para la determinación del paseo horizontal máximo de la plataforma, los dinámicos, denominados de baja frecuencia y frecuencia de ola, son utilizados para determinar los movimientos del sistema flotante, así como la respuesta máxima en el sistema de amarre.

Fernandes et al. (1999) y Rossi (2002) mostraron que el valor de la rigidez axial del poliéster muestra una dependencia muy débil con respecto a la frecuencia; por lo que es razonable suponer que esta propiedad depende de la tensión media y, en menor medida, de la amplitud de la tensión.

5.2 Rigidez axial cuasi-estática y dinámica

Ante cargas cíclicas, el valor de la rigidez dinámica de un cable de poliéster depende principalmente de la tensión media a la que se le somete y de la amplitud de la tensión. Conforme muestra la Figura 5.1, cuanto mayor es la tensión media, mayor es el valor de la rigidez dinámica. Se observa la variación de la pendiente de la curva en función del valor de la carga media (12% y 52% de la Minimum Breaking Load-MBL) que actúa en un cable de poliéster sometido a historias de tensiones que exhiben igual amplitud y frecuencia de oscilación.

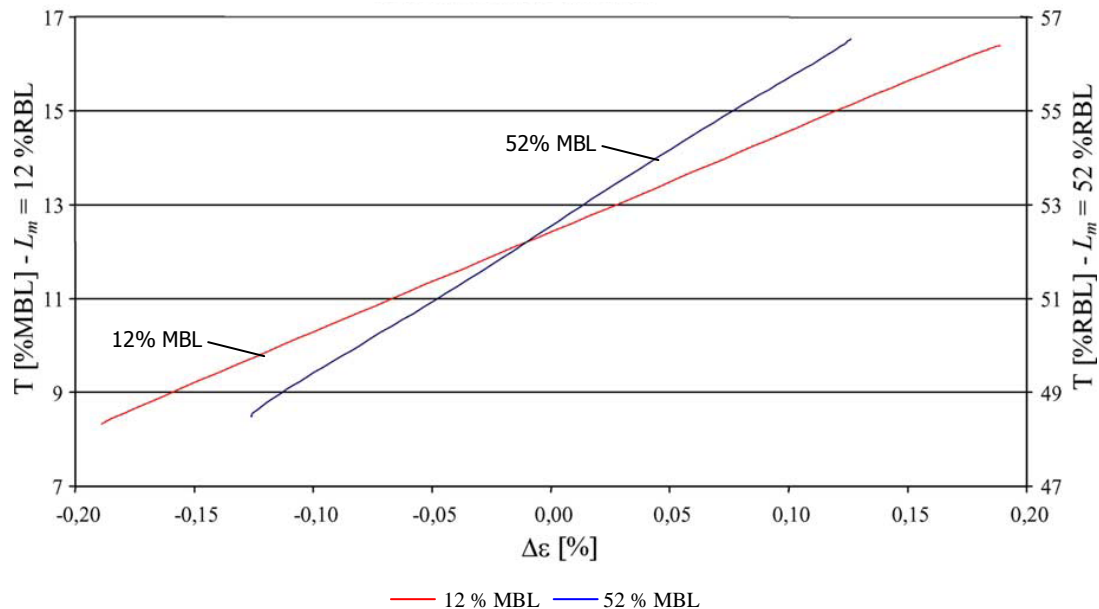


Figura 5.1 Influencia de la tensión media en la rigidez axial dinámica (Rossi 2002, Fernandes y Rossi 2004)



De manera similar, cuanto mayor es la amplitud de la tensión que la carga cíclica impone sobre el cable, menor es el valor de la rigidez dinámica. Esto se muestra en la Figura 5.2 para un cable de poliéster sujeto a historias de carga que exhiben la misma tensión media y frecuencia de oscilación, pero con amplitudes de tensión diferentes (10% y 24% de la MBL). Este comportamiento es similar al efecto del aumento de temperatura en las propiedades de un cable de polietileno (un incremento de temperatura reduce la rigidez del cable).

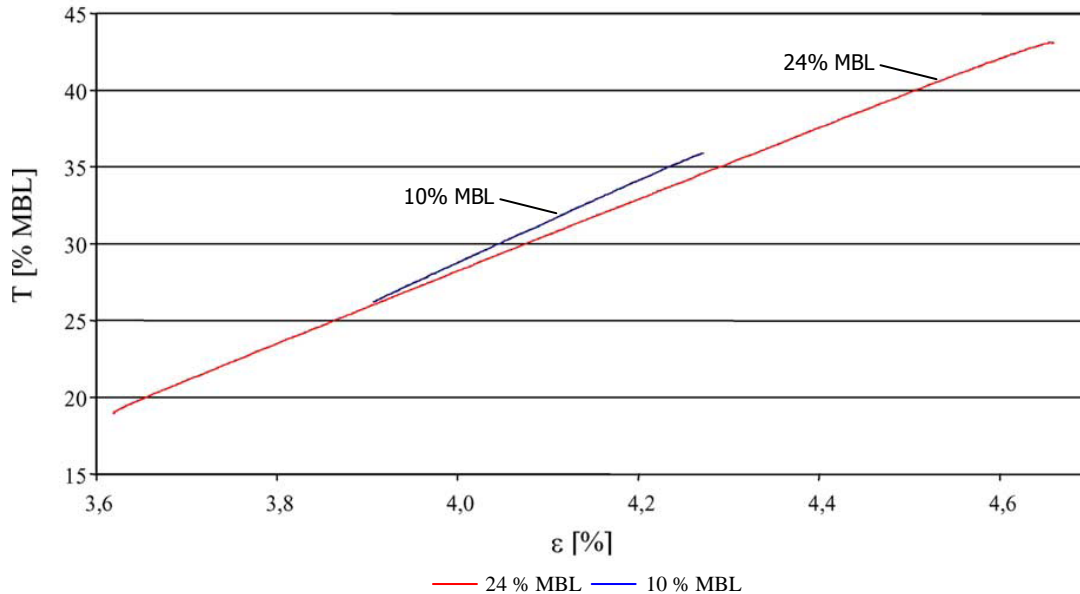


Figura 5.2 Influencia de la amplitud de la tensión (10% y 24% MBL) en la rigidez axial dinámica (Rossi 2002, Fernandes y Rossi 2004)

La Figura 5.3 muestra la pequeña influencia que tiene la frecuencia de carga en el valor de la rigidez dinámica de un cable de poliéster sujeto a historias de carga que exhiben la misma tensión media y amplitud de tensión. Se observa que un incremento en el periodo de excitación genera una leve reducción de la rigidez axial.

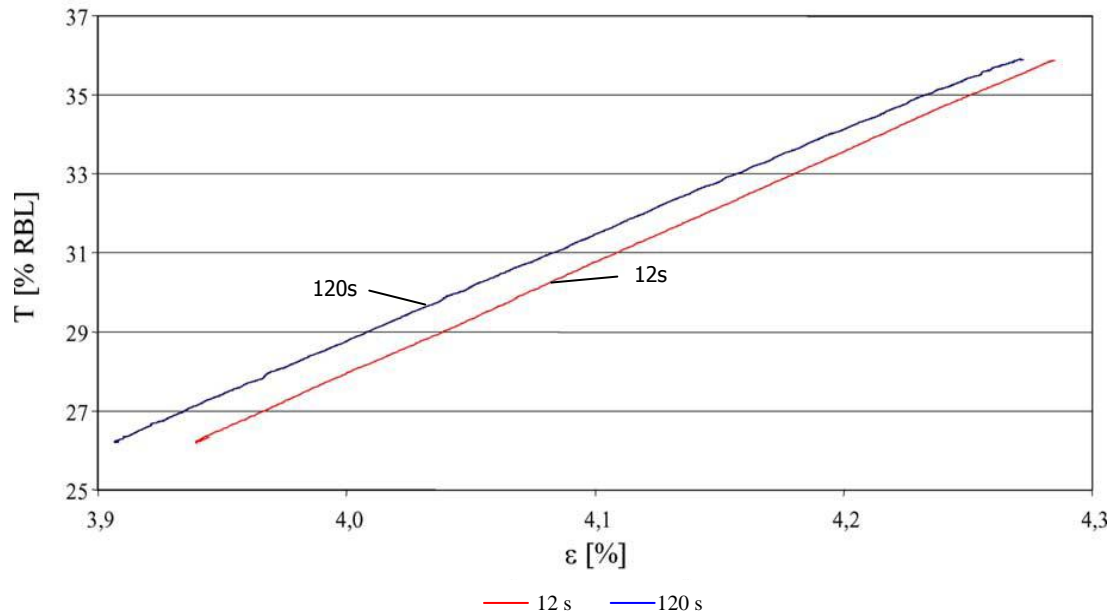


Figura 5.3 Influencia del periodo de oscilación (120 y 12 s) en la rigidez axial dinámica (Rossi 2002, Fernandes y Rossi 2004)

La Figura 5.4 muestra el resultado del ensayo en laboratorio de un cable de poliéster sometido a carga cíclica con dos diferentes niveles de tensión media (18% y 34% de la MBL). Puede observarse que la pendiente de la curva de tensión contra deformación, es decir el valor de la rigidez dinámica, es mayor para el 34% de la MBL que para el 18% de la MBL. Además un cambio en la tensión media provoca cambios en el comportamiento elástico del cable. Con el tiempo la deformación aumenta (o disminuye) para una tensión media constante, lo que refleja un comportamiento viscoso. Esto da la posibilidad de definir otro valor de rigidez, que es inferior a la rigidez axial dinámica, y que se denomina rigidez axial cuasi-estática.

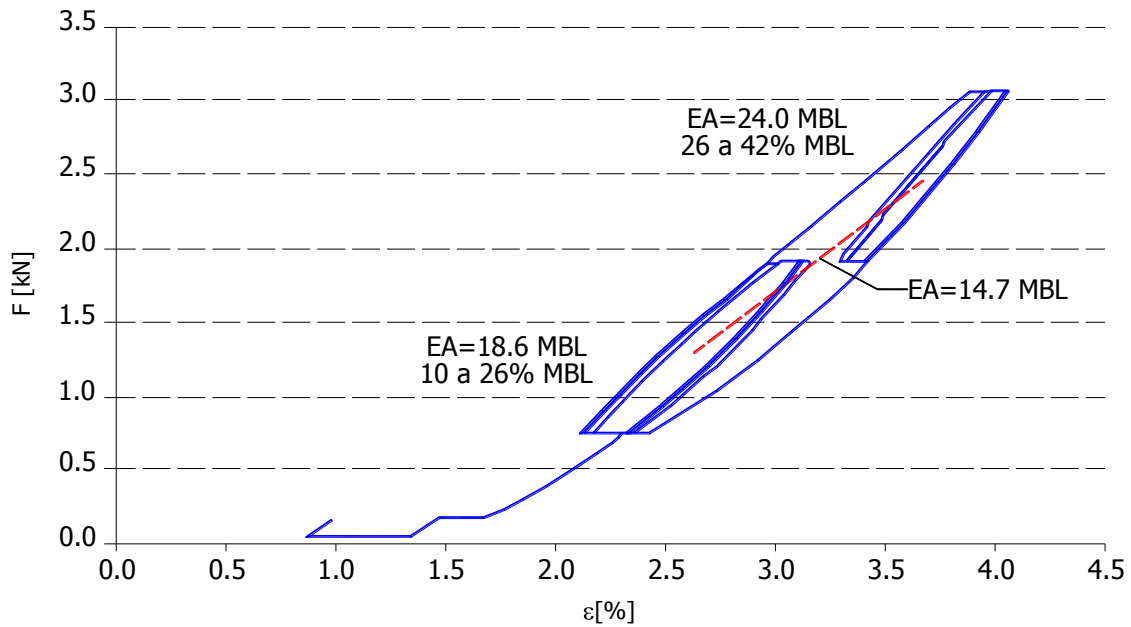


Figura 5.4 Resultado típico de un ensayo de un cable de poliéster con diferentes niveles de tensión, mostrando la variación de la rigidez dinámica (Rossi 2002)

En la Figura 5.5 se observa un comportamiento similar al de la figura anterior, para un cable de poliéster sometido en laboratorio a diferentes niveles de tensión media durante 48 horas (François 2008). La rigidez cuasi-estática se incrementa con la carga media y se obtiene con una línea secante que va del punto medio del penúltimo ciclo a la parte media del último ciclo.

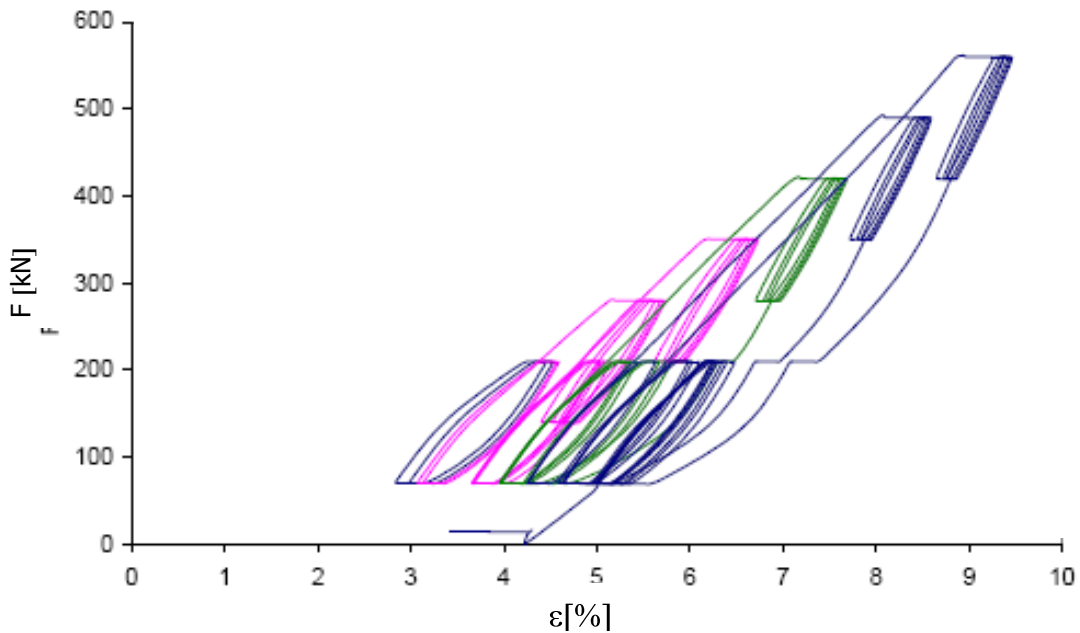


Figura 5.5 Secuencia de la rigidez cuasi-estática de un cable de poliéster



5.3 Ciclo de histéresis

El comportamiento de un material viscoelástico sometido a carga cíclica define, dentro de unos ejes fuerza contra deformación, una serie de curvas ascendentes y descendentes que a su vez dan lugar a un ciclo de histéresis. El área contenida en los ciclos de histéresis representa la energía disipada por el material y permite establecer un amortiguamiento equivalente para dicho material. La relación entre los factores de pérdida y amortiguamiento está dada por:

$$\zeta \cong \frac{\tan \delta}{2} \quad (5.1)$$

De acuerdo con Gibson (1994) el factor de pérdida puede ser estimado por la relación entre las dimensiones "a" y "b" mostradas en la Figura 5.6.

$$\tan \delta \cong \frac{a}{b} \quad (5.2)$$

Si se sustituye la Ecuación 5.1 en la 5.2, se obtiene la siguiente expresión para estimar el coeficiente de amortiguamiento:

$$\zeta \cong \frac{a}{2b} \quad (5.3)$$

La Figura 5.6 compara dos ciclos de histéresis de un cabo de poliéster sometido al mismo nivel de tensión media (31% de la MBL) y el mismo periodo de oscilación (120 s), pero con diferentes amplitudes de tensión (10% y 24% de la MBL). El cable sujeto a la mayor amplitud disipa más energía y exhibe una rigidez menor.

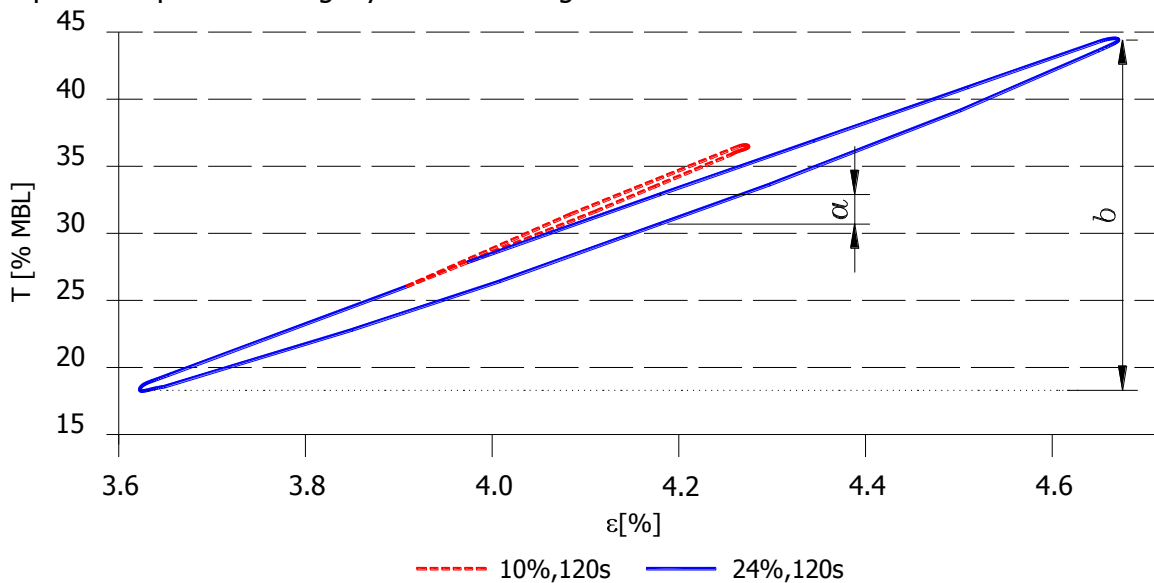


Figura 5.6 Ciclo de histéresis de un cabo de poliéster sometidos a diferentes amplitudes de tensión (Rossi 2002)



De acuerdo con la figura anterior y la Ecuación 5.3, se obtienen porcentajes de 2 y 4% del amortiguamiento crítico para el cable de poliéster y amplitudes de 10% y 24% de la MBL, respectivamente.

Cuando un cable de poliéster se somete a carga cíclica de razonable duración (por ejemplo, un mar regular permanente), el factor de pérdida disminuye y puede ser despreciado con fines prácticos. Esto puede observarse en la Figura 5.7, que muestra la fase final de una rampa de carga y la evolución del ciclo de histéresis de un cable de poliéster sometido a carga cíclica.

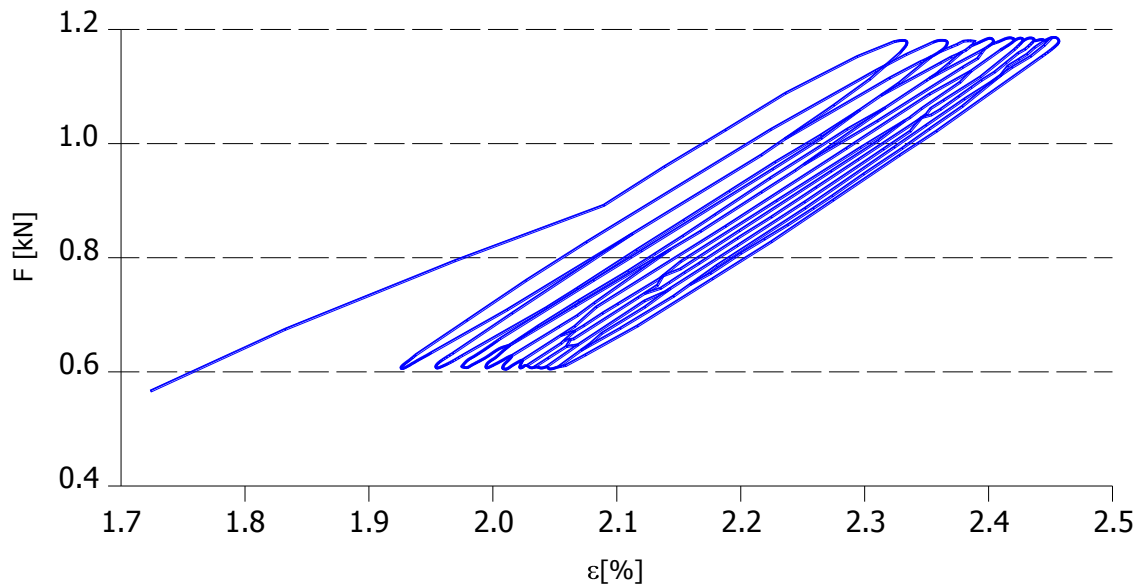


Figura 5.7 Evolución del ciclo de histéresis en un cable de poliéster sometido a carga cíclica (Rossi 2002)

La Figura 5.8 ilustra la evolución de la energía disipada en función del número de ciclos de carga (N). Note que la energía se disipa rápidamente en los primeros ciclos, y que la capacidad de disipación de energía disminuye de manera importante en ciclos subsecuentes.

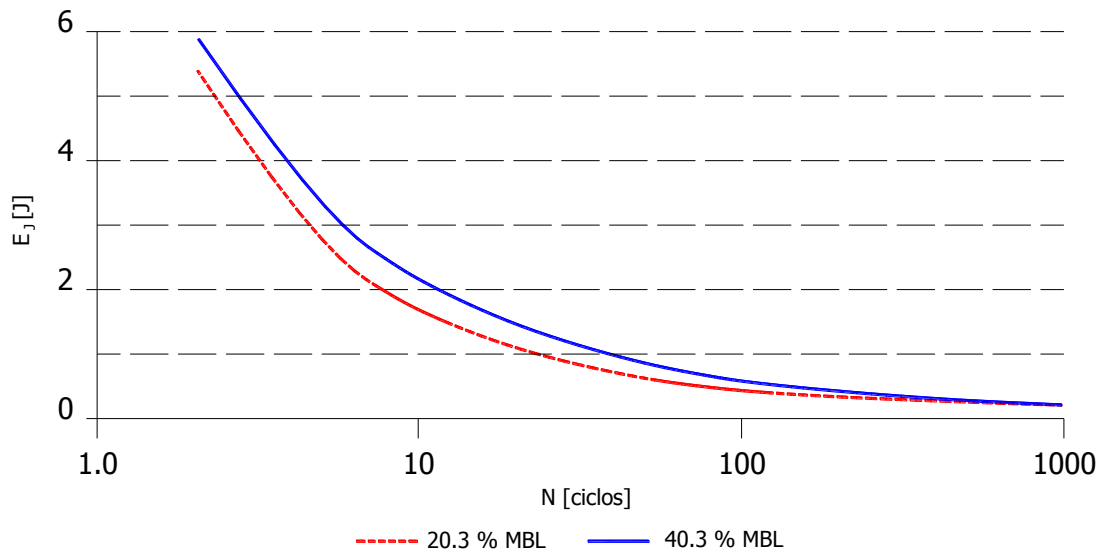


Figura 5.8 Energía disipada de un cable de poliéster asociada a N ciclos de carga (Rossi 2002)

5.4 Consideraciones generales de la rigidez axial de cables de poliéster y su uso en la industria costa fuera

Debido a la incertidumbre asociada al comportamiento dinámico del poliéster, principalmente en lo que se refiere a su rigidez axial, en la industria costafuera existen diferentes criterios que pueden ser adoptados en la fase de diseño del sistema de amarre. Es importante mencionar que estos criterios presentan variaciones en el valor que debe tener la rigidez axial. Entre los criterios más usados por la industria se tienen:

- ABS
- Bureau Veritas
- Bosmann
- Del Vecchio
- François
- Rossi

La *American Bureau of Shipping* (ABS 1999) establece que deben usarse dos módulos de rigidez axial (EA) para cables de poliéster: el módulo de pos-instalación y el módulo de tormenta.

De acuerdo con esta norma, para el cálculo del paseo máximo que el SFP sufrirá durante su operación debe utilizarse el EA de pos-instalación. Para la obtención de la tensión máxima en las líneas de amarre debe utilizarse el EA de tormenta. La norma ABS define dos valores para el módulo de pos-instalación: uno bajo y uno alto.



El módulo bajo de pos-instalación se obtiene considerando la elongación del cable entre 1% y 25% de la MBL (después de que el cable ha sido elevado a 30% de la MBL se conserva la carga durante 6 minutos al 25% de la MBL). La elongación natural que tiene el cable al momento de la instalación de un SFP no es considerado por esta norma, por lo que el valor del EA de pos-instalación obtenido será inferior al real (lo que implica que el cálculo del paseo máximo será superior al real).

El módulo alto de pos-instalación se calcula a través de la curva tensión contra deformación del primer ciclo de carga entre el 1% y el 55% de la MBL. Este valor es más cercano al valor real de acuerdo con lo obtenido en ensayos de laboratorio (Masseti et al. 2001).

El módulo de tormenta se obtiene en el milésimo ciclo entre el 25% y 55% de la MBL. Este valor se encuentra usualmente cercano a 32.1 MBL.

Desde el punto de vista de Bureau Veritas, el valor recomendado para la rigidez estática es (Brown y Root 2000):

$$EA = 15MBL, \text{ para cabos de rigidez normal}$$

$$EA = 12MBL, \text{ para cabos de rigidez baja}$$

La rigidez dinámica queda definida por la siguiente expresión:

$$E_{din} = \left[KDR1 + \frac{KDR2 - KDR1}{40} \left(\frac{T_{media}}{MBL} \times 100 - 10 \right) \right] MBL \quad (5.4)$$

donde $KDR1 = 25$ y $KDR2 = 35$ son coeficientes que definen las propiedades dinámicas y la tensión media actuante.

Por otro lado, Bosmann y Hooker (1999) utilizó un cable de poliéster fabricado por Marlow Ropes, con una carga de ruptura de 11.25 kN para la realización de ensayos con cargas aleatorias con valores fijos para las cargas máximas y mínimas. Con los valores obtenidos de los ensayos propuso una expresión para el módulo de elasticidad longitudinal (E) en función de la tensión (\bar{T}).

$$E = 13.37 + 0.174\bar{T} \quad (5.5)$$

Para los otros criterios es posible obtener diferentes valores para los factores que pueden considerarse para la obtención de la rigidez axial en función de la MBL:

$$EA = Factor * MBL \quad (5.6)$$



La Tabla 5.1 resume los valores obtenidos de acuerdo a los lineamientos establecidos por la norma ABS (1999), Rossi (2002), Del Vecchio (1995), François (2000), Bosmann y Hooker (1999) y Bureau Veritas (Brown and Root 2000). Estos valores obtenidos de diferentes ensayos de certificación realizados en cables de poliéster de 1250 kN de la empresa Cordoaria São Leopoldo (CSL).

Tabla 5.1 Comparación del EA en función de la MBL (Rossi 2002)

Módulo	EA Del Vecchio, 1995	EA ABS, 1999	EA Bosmann, 1999 (***)	EA François, 2000	EA Rossi, 2002 (**)
Pos-instalación	15	11.5 (*)	--	12-15	--
Intermedio	22	30.9	24.8	26	24.8
Tormenta	--	32.1	28.5	30.5	28.5

(*), Módulo alto

(**), Valores obtenidos considerando un periodo de oscilación de 10 s

(***), Amplitud máxima de tensión= 10% de la carga media de ruptura

La Figura 5.9 muestra algunos valores que el EA dinámico del poliéster puede adoptar de acuerdo a la Tabla 5.1 y un valor de la MBL de 9807 kN.

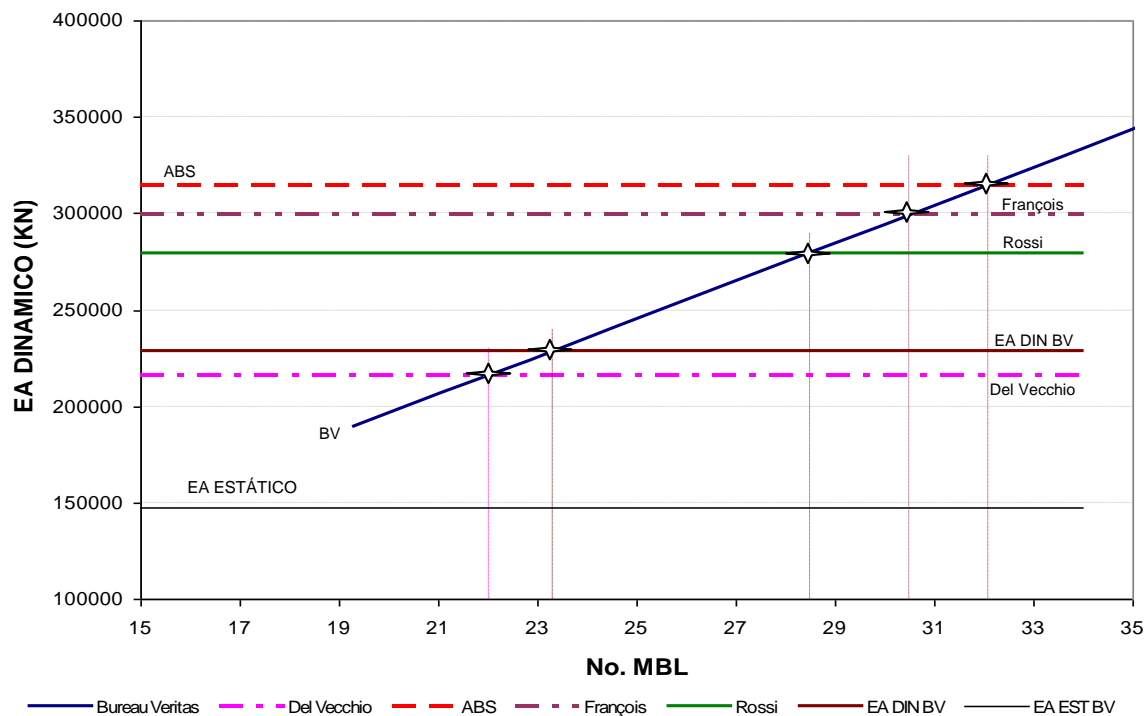


Figura 5.9 EA dinámico del poliéster en función de la MBL



Como se observa en la figura anterior, existen varios valores que pueden adoptarse para la rigidez axial dinámica del poliéster, lo que impacta directamente en la respuesta estimada del cable y en los desplazamientos horizontales de la estructura. Por tal motivo, la industria recomienda que primero se efectúen los análisis bajo la consideración de una rigidez estática o de instalación, y posteriormente, a partir del valor de la tensión axial media que se obtiene de los análisis preliminares, se estime el valor de corrección de la rigidez axial dinámica con el que se realizarán nuevamente los análisis.

En casos donde debe considerarse un número importante de estados de mar, este proceso es más laborioso, lo que hace que existan incertidumbres en la respuesta obtenida debido al valor de la rigidez dinámica adoptado. El procedimiento anterior puede ser bastante oneroso para el caso de un análisis de fatiga, donde es necesario considerar un gran número de condiciones ambientales de carga.

En la Figura 5.10 se muestra la variación de la tensión máxima de una línea de amarre en función del valor que adopta la rigidez axial ante sollicitaciones ambientales de un estado de mar del Golfo de México. La variación de la tensión máxima oscila entre 4500 a 6000 kN según si se considera la rigidez estática o la rigidez dinámica (lo anterior representa una variación del 30%). La misma figura muestra que la variación entre los otros criterios del $EA_{\text{dinámico}}$ son menores que 5%.

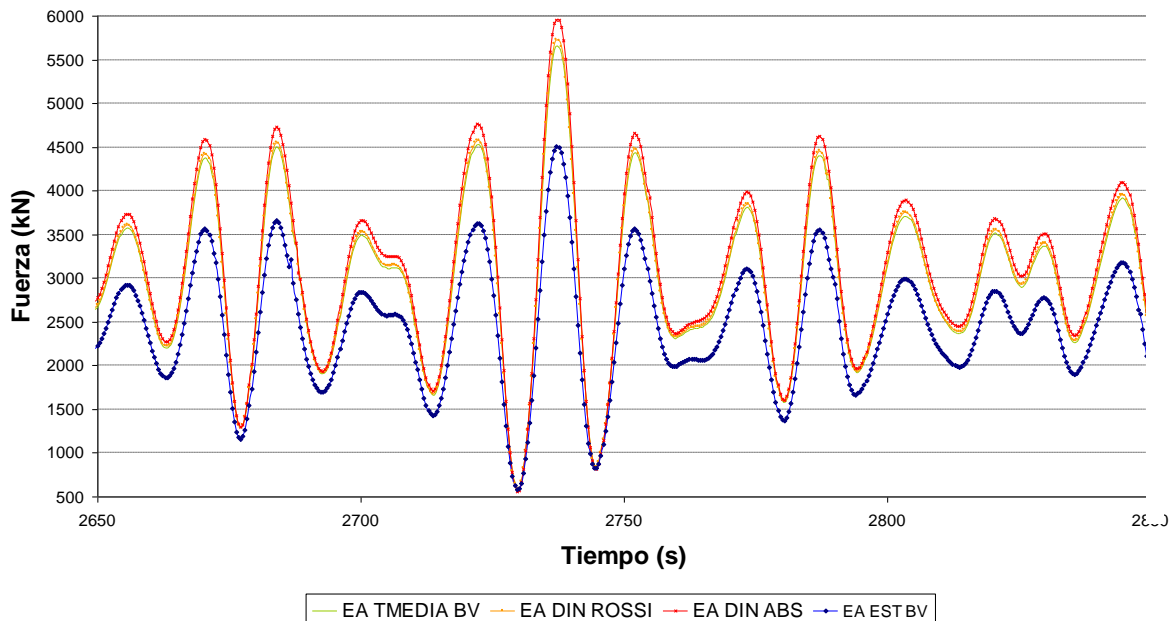


Figura 5.10 Tensión máxima en una línea para diferentes EA dinámicos

De igual forma, en la Figura 5.11 se muestra el espectro de densidad de energía de un cable de poliéster con diferentes valores de EA dinámico. La energía correspondiente a la rigidez estática varía de manera importante con respecto a aquella estimada a partir de la rigidez dinámica.

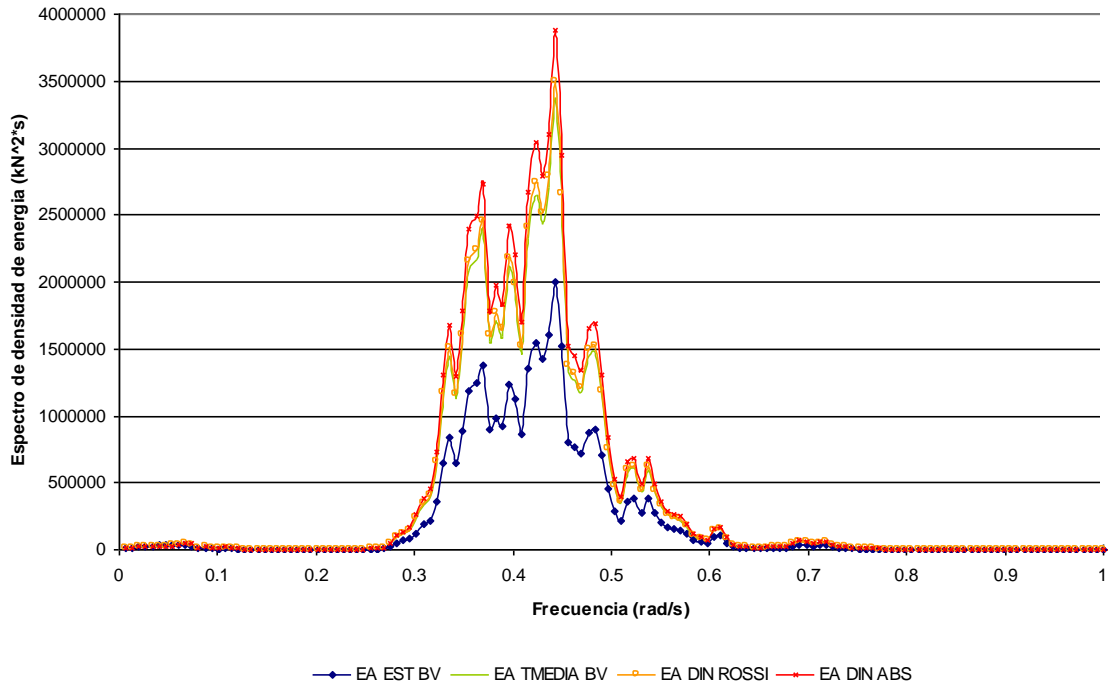


Figura 5.11 Espectro de densidad de energía con diferentes EA



6 CASO DE ESTUDIO

6.1 Generalidades

Como caso de estudio se consideró un FPSO instalado en un tirante de agua de 500 m en un campo hipotético ubicado en el Golfo de México. El tipo de sistema de amarre del FPSO consiste en una torreta interna permanente localizada a 85 m a partir del Centro de Gravedad (CG) hacia la proa. Las características principales se muestran en la Figura 6.1. Debido a que un FPSO varía su calado durante las actividades de operación, en este caso se consideró el calado mínimo (7.1m).

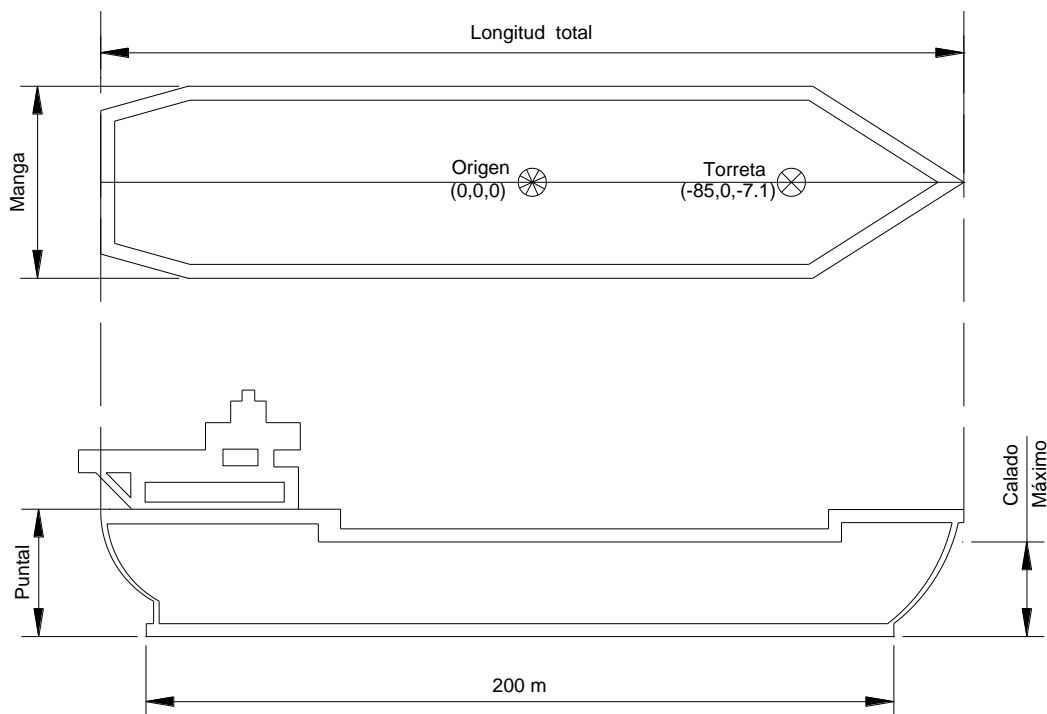


Figura 6.1 FPSO considerado en el estudio

El sistema de amarre está compuesto por 12 líneas agrupadas en 4 bloques (*clusters*) formados por tres líneas de amarre cada una. La configuración del sistema de amarre se muestra en la Tabla 6.1, cada línea de amarre está compuesta por cadenas en los segmentos superior y de fondo, y por poliéster en la sección intermedia. Cada línea de amarre tiene una configuración en catenaria con un radio de anclaje de 2310 m, tal como se muestra en la Figura 6.2.



Tabla 6.1 Configuración final del sistema de amarre

CASO	Profundidad (m)	Configuración	Longitud (m)	Pre-tensión (t)	α (grados)	No líneas	No grupos
I	500	Catenaria	2385	284.6	45/0	12	4

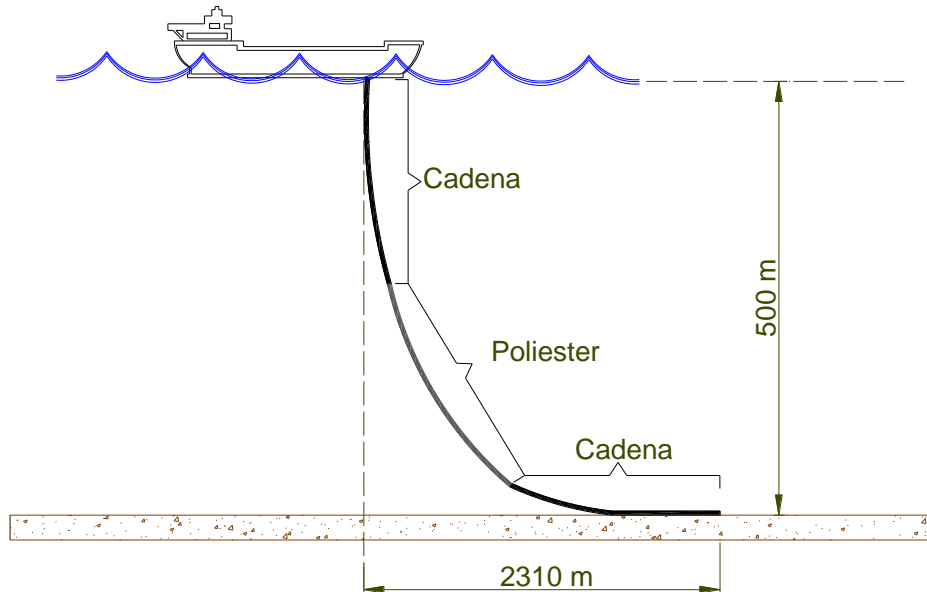


Figura 6.2 Configuración en catenaria de la línea de amarre

Conforme se muestra en la Figura 6.3, el ángulo considerado entre cada grupo de líneas es de 90° , y entre las líneas de cada grupo, de 5° . Debido a que el FPSO varía su orientación de acuerdo con la resultante de las condiciones ambientales, se consideraron las dos orientaciones ilustradas en la Figura 6.3 para evaluar la condición más crítica de la respuesta del sistema de amarre. Mientras que la primera posición orienta al FPSO a 45° con respecto a dos grupos de líneas, la segunda lo alinea a un grupo de líneas ($\alpha=0^\circ$).

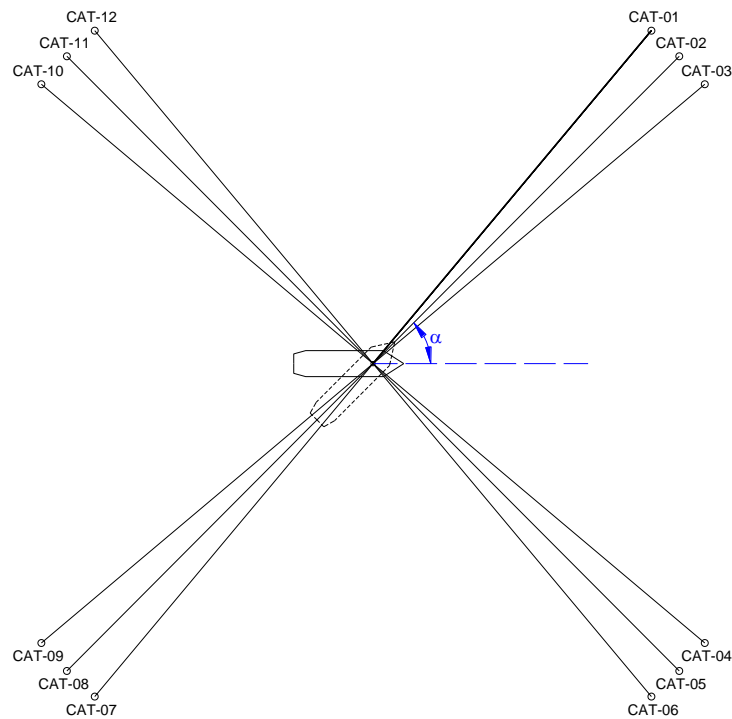


Figura 6.3 Arreglo en planta del sistema de amarre

6.2 Diseño preliminar

Para el diseño del sistema de amarre fue necesario partir de unas características preliminares de los materiales de las líneas de amarre para revisar el nivel de respuesta de las líneas ante algunas condiciones de carga. Las características geométricas y mecánicas del sistema de amarre que se usaron durante los análisis preliminares se muestran en la Tabla 6.2.

Tabla 6.2 Características geométricas y mecánicas de las líneas de amarre

Segmento	Material	Longitud (m)	Diámetro (m)	Peso Seco(t/m)	EA (kN)	MBL (t)
Superior	Cadena R4-RQ4 Stud Link	150	0.122	0.284	1332000	1423
Intermedio	Poliéster	950	0.232	0.037	229500	1560
Fondo	Cadena R4-RQ4 Stud Link	1300	0.122	0.284	1332000	1423



Para el diseño del sistema de amarre de cualquier sistema flotante de producción es necesario determinar la direccionalidad de las condiciones ambientales de diseño. Ante la falta de tal información, deben considerarse las recomendaciones del estándar DNV-OS-E301 (2004) con la finalidad de encontrar la condición de carga que de la respuesta más crítica de las líneas de amarre. De acuerdo con esto, se consideraron variaciones en los ángulos de incidencia del oleaje, viento y corriente, tanto para la condición de cargas ambientales alineadas como para la condición de cargas desalineadas, tal como se muestra en la Figura 6.4.

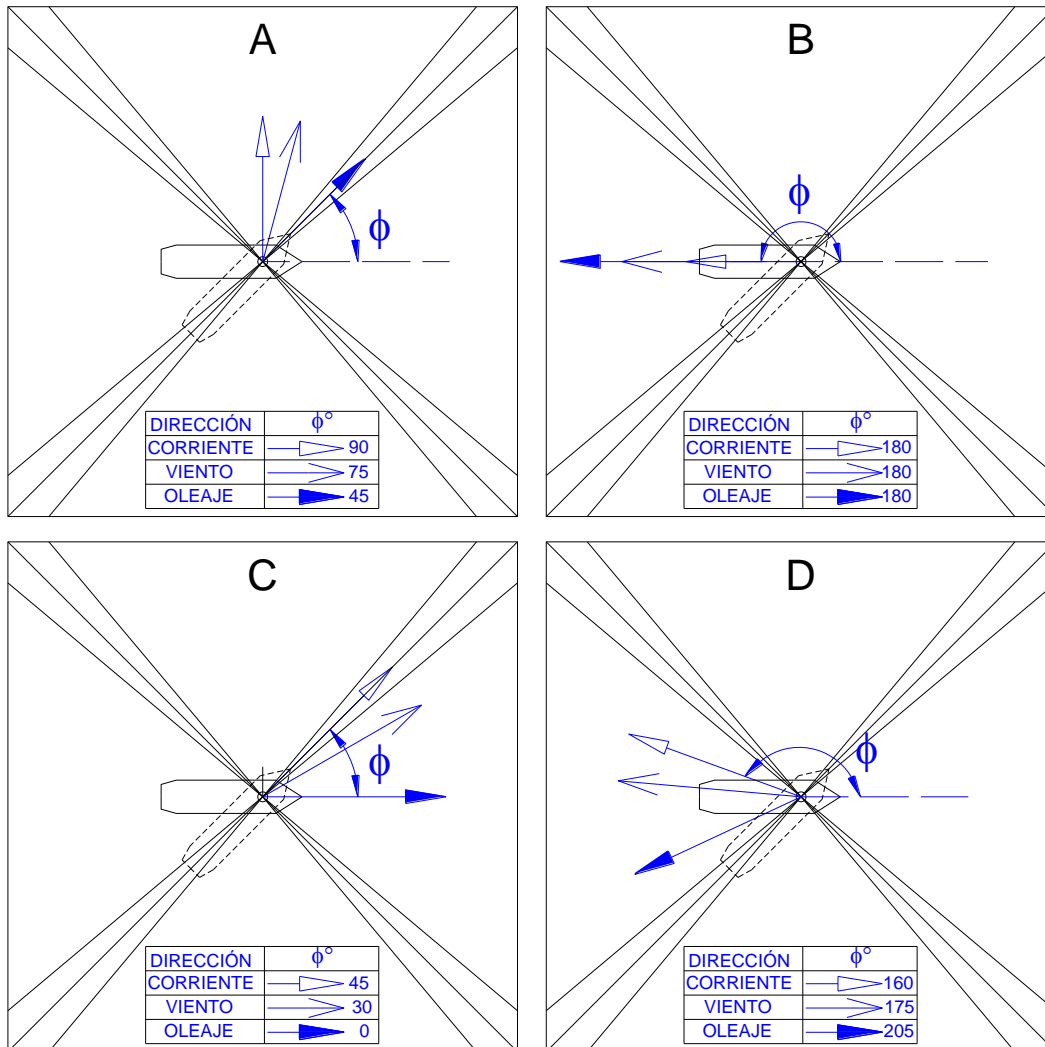


Figura 6.4 Condiciones de carga de los parámetros ambientales alineada y desalineada

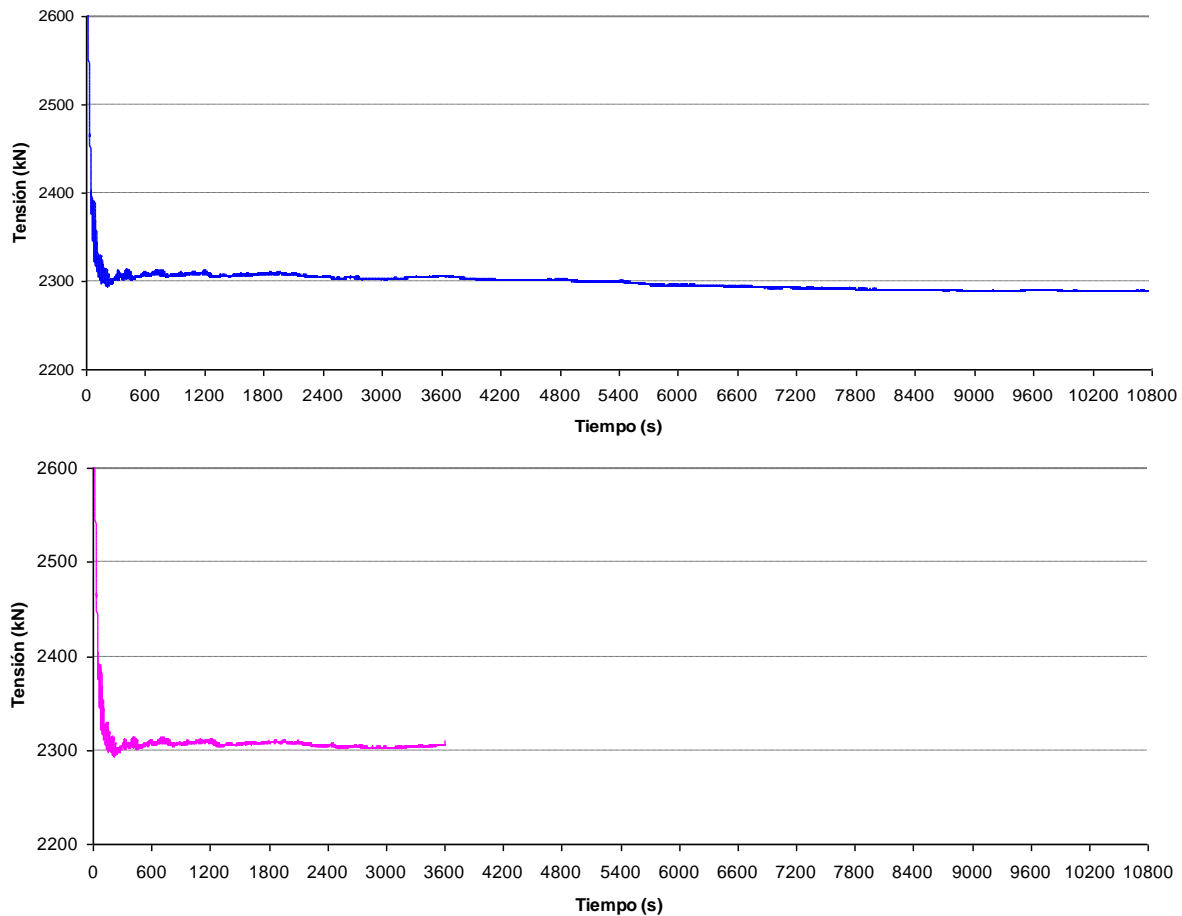
En la Figura 6.4 se muestran las combinaciones de direcciones ambientales que contemplan las dos orientaciones bajo consideración para el FPSO. Los parámetros de las cargas ambientales se muestran en la Tabla 6.3.



Tabla 6.3 Parámetros de las cargas ambientales usadas en el diseño en preliminar

Oleaje		Viento		Corriente	
Altura de ola significativa	12.19 m	Velocidad	41.13 m/s	Velocidad	
Periodo	14 s	--	--	0 m	1.293 m/s
--	--	--	--	-500 m	0.091 m/s

Para determinar la respuesta del sistema de amarre se realizaron análisis dinámicos en el dominio del tiempo, con las líneas y el sistema de amarre acoplados al FPSO. Cabe mencionar que el tiempo de simulación que comúnmente se utiliza para realizar este tipo de análisis es de tres horas (10,800 s). Dado el alto costo computacional involucrado en un análisis dinámico tan largo, se estudió la posibilidad de reducir el tiempo de análisis a una hora (3,600 s). Para ello, se comparó la respuesta del FPSO obtenida a partir de varios análisis con tiempos de simulación de una y tres horas. La Figura 6.5 muestra la media aritmética de la tensión en la línea CAT10 obtenida para una altura de ola $H_s=10$ m y un periodo $T_p=15$ s, y tiempos de simulación de una y tres horas. El porcentaje de variación de la tensión estimada a partir de ambos análisis es menor que el 0.5%.

Figura 6.5 Media aritmética de la tensión para una $H_s= 10$ y $T_p= 15$ s, con diferentes tiempos de simulación



La Figura 6.6, muestra los espectros de densidad de energía obtenidos para la línea CAT10 para una altura de ola $H_s= 10$ m y un periodo de $T_p=15$ s, y tiempos de simulación de una y tres horas. Se puede observar que la variación entre ambas curvas es muy pequeña, por lo que se adopto el tiempo de simulación de una hora.

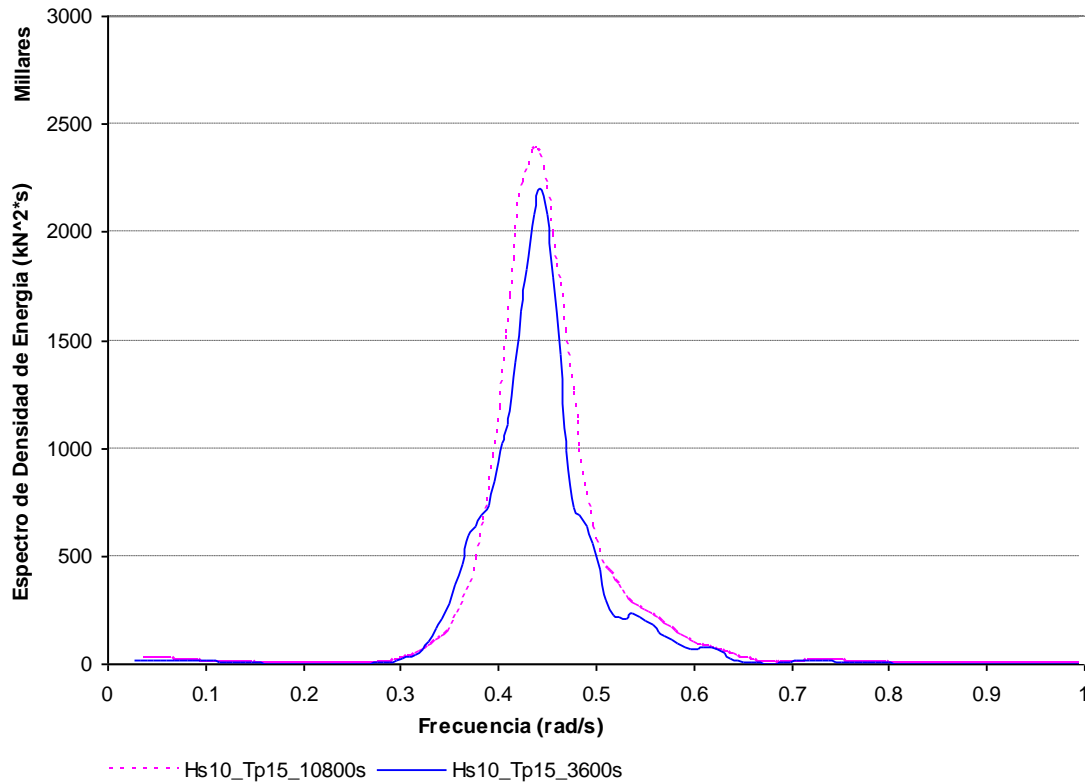


Figura 6.6 Espectro de densidad de energía de la línea CAT10 para una $H_s= 10$ m y $T_p=15$ s, con diferentes tiempos de simulación

La Tabla 6.4 lista los valores calculados para la tensión media y máxima de las doce líneas de amarre para la condición en que el FPSO se encuentra orientado con un α de 45° (condición de análisis B en la Figura 6.4). Para determinar el factor de seguridad (FS) de las líneas de amarre se consideró la Ecuación 4.25. Para la línea CAT10, donde la respuesta es mayor, se obtiene un factor de seguridad FS de 2.28.



Tabla 6.4 Resultados de tensiones medias y máximas para la condición "B" con el FPSO posicionado a la mitad de dos *cluster* ante la condición de cargas alineadas a *un cluster*

No. línea	Tensión media (kN)	Tensión Máxima (kN)	Desviación Estándar (σ)	Factor de Seguridad <i>FS</i>
CAT01	3147	5788	653	2.64
CAT02	3179	5665	638	2.70
CAT03	3207	5827	640	2.63
CAT04	3208	5701	636	2.68
CAT05	3180	5670	641	2.70
CAT06	3148	5638	649	2.71
CAT07	2578	6570	988	2.33
CAT08	2552	6642	1005	2.30
CAT09	2528	6696	1019	2.28
CAT10	2527	6716	1019	2.28
CAT11	2551	6664	1005	2.30
CAT12	2577	6592	989	2.32

La Tabla 6.5 resume los valores calculados para los desplazamientos horizontales de la torreta del FPSO para la condición de análisis B. Los desplazamientos cumplen con la recomendación hecha por el API-RP-2SK (2005), en términos de que el desplazamiento horizontal de las líneas de amarre no exceda un porcentaje de la profundidad. Dichos porcentajes son de 10% y 15% para las condiciones intacta y de falla de una línea.

Tabla 6.5 Desplazamientos calculados en la torreta del FPSO para la condición de análisis B

Dirección	Desplazamiento FPSO (m)	Desplazamiento total admisible (m)
X (longitudinal al FPSO)	11	50
Y (transversal al FPSO)	<1	

La Figura 6.7 muestra la variación en el tiempo de la tensión de la línea de amarre CAT10 para la condición de análisis B (que es en la que se obtuvo la mayor tensión). El valor de la tensión se incrementa a 6716 kN.

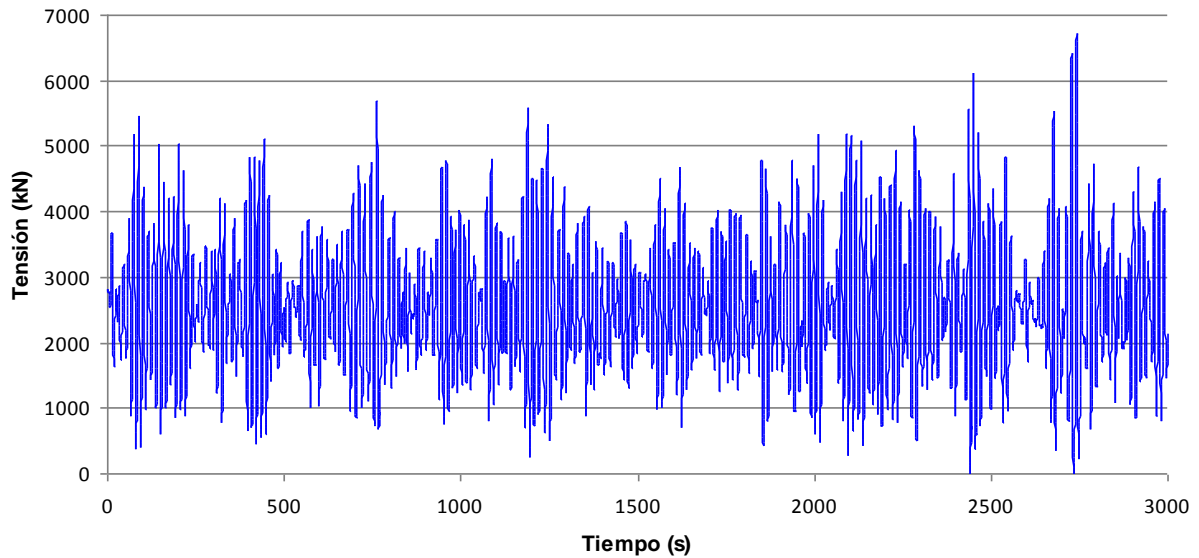


Figura 6.7 Tensión en la línea CAT10 a lo largo del tiempo, cuando el FPSO esta a la mitad de dos cluster

Los desplazamientos totales calculados en la torreta del FPSO para la condición de análisis B se muestran en la Figura 6.8. En promedio los desplazamientos son del orden de 8 m en la dirección "X" y despreciables en la dirección "Y" del sistema local.

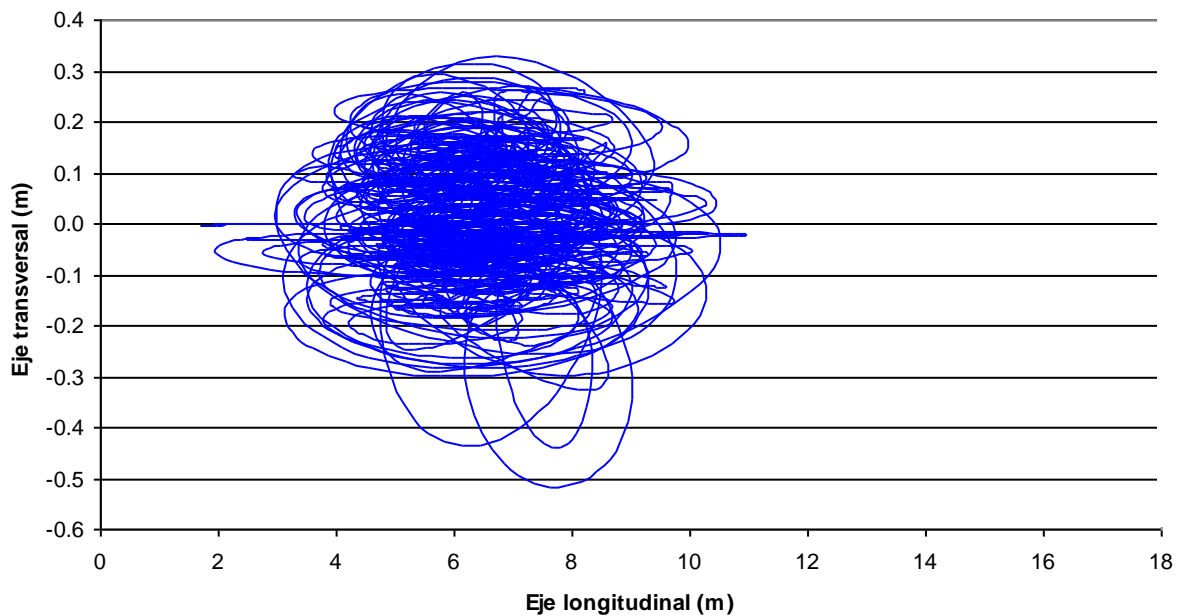


Figura 6.8 Desplazamientos totales de la torreta del FPSO



La Tabla 6.6 resume los valores calculados para la tensión media y máxima en las doce líneas de amarre para la condición de análisis D (en este caso, el FPSO se encuentra alineado a un *cluster*). Nuevamente se determinó el factor de seguridad con la Ecuación 4.25. El valor crítico para el factor de seguridad, igual a 3.37, se encontró para la línea CAT06.

Tabla 6.6 Resultados de tensiones medias y máximas para la condición de análisis D

No. línea	Tensión media (kN)	Tensión Máxima (kN)	Desviación Estándar (σ)	Factor de Seguridad (FS)
CAT01	2538	3958	322	3.86
CAT02	2552	3925	314	3.89
CAT03	2563	3894	307	3.92
CAT04	2327	4428	504	3.45
CAT05	2295	4481	524	3.40
CAT06	2262	4527	543	3.37
CAT07	1829	4323	632	3.53
CAT08	1817	4270	627	3.57
CAT09	1807	4213	621	3.62
CAT10	2009	3867	495	3.95
CAT11	2040	3904	486	3.91
CAT12	2071	3938	477	3.88

La Figura 6.9 muestra la variación en el tiempo de la tensión de la línea de amarre CAT06 para la condición de análisis D. Se estimó una tensión máxima de 4527 kN.

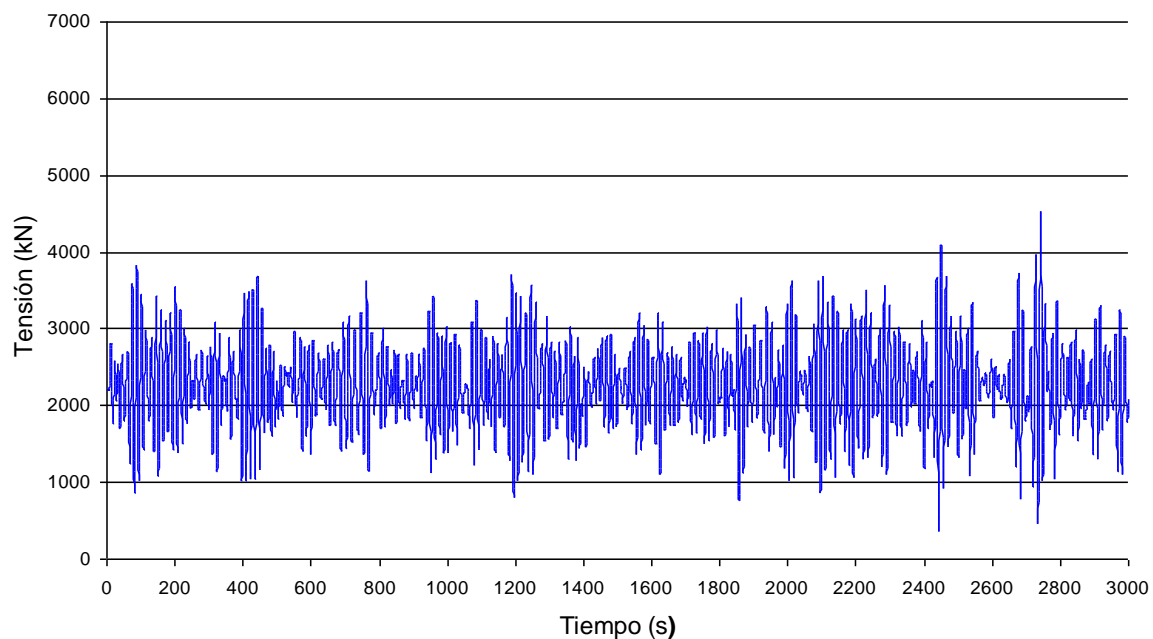


Figura 6.9 Tensión en la línea CAT06 a lo largo del tiempo, cuando el FPSO está alineado a un *cluster*



Los desplazamientos horizontales de la torreta para la condición de análisis D se muestran en la Figura 6.10. Los desplazamientos en el eje longitudinal exhiben un valor promedio cercano a los 11 m, y alcanzan valores máximos cercanos a los 16 m. En dirección transversal, los desplazamientos son despreciables.

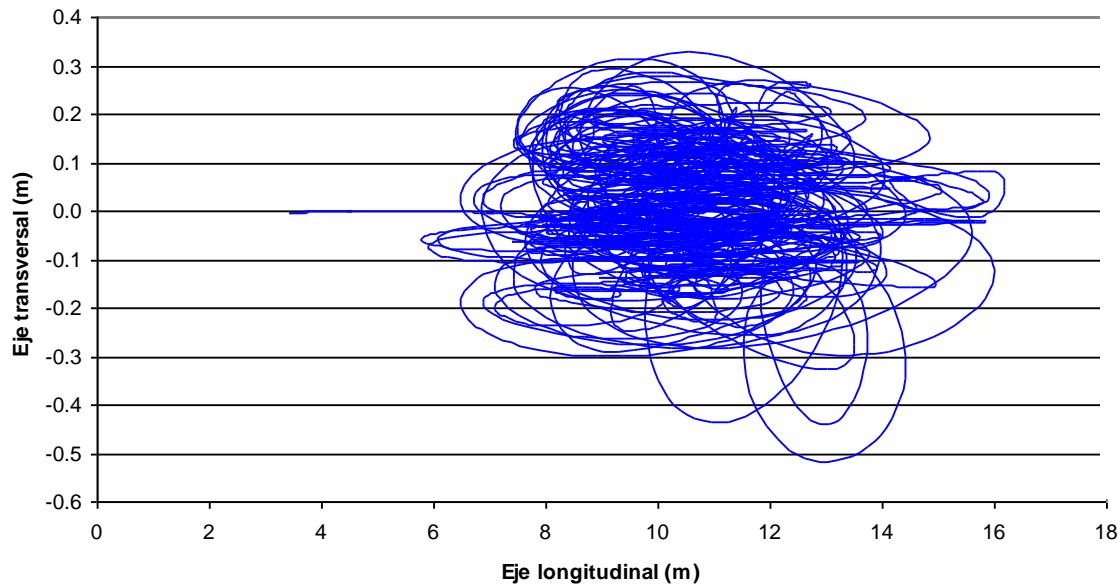


Figura 6.10 Desplazamientos totales en la torreta

De acuerdo con los resultados preliminares, la respuesta máxima se presenta en la línea de amarre CAT10 para la condición de análisis B. La tensión máxima, con valor de 6716 kN, representa el 43% de la MBL e implica un factor de seguridad de 2.28. Por lo anterior y con la finalidad de hacer mas eficiente el diseño del sistema de amarre (lo que implica una mejor relación capacidad/demanda), se modificaron las características geométricas y mecánicas de las líneas de amarre conforme a lo que se muestra en la Tabla 6.7.

Tabla 6.7 Nuevas características geométricas y mecánicas de las líneas de amarre

Segmento	Material	Longitud (m)	Diámetro (m)	Peso Seco(t/m)	EA (kN)	MBL (ton)
Superior	Cadena R4-RQ4 Stud Link	150	0.100	0.200	888000	1005
Intermedio	Poliéster	935	0.192	0.023	147105	1000
Fondo	Cadena R4-RQ4 Stud Link	1300	0.100	0.200	888000	1005



6.3 Revisión del diseño propuesto

Con base en los resultados preliminares, se llevó a cabo una segunda serie de análisis que considera las diferentes condiciones ambientales incluidas en la Tabla 6.8. Dichas condiciones corresponden a un sitio ubicado en el Golfo de México. Los datos de la tabla son el resultado de estudios estadísticos, y están asociados con un periodo de retorno de 100 años.

Tabla 6.8 Condiciones ambientales consideradas en el estudio

Condición	Hs (m)	Tp (s)	Vel. viento (m/s)	Condición	Hs (m)	Tp (s)	Vel. viento (m/s)
1	4	9	12	30	9	9	16.6
2		10	12	31		10	16.6
3		11	12	32		11	16.6
4		12	12	33		12	16.6
5	5	9	11.8	34		13	16.6
6		10	11.8	35		14	16.6
7		11	11.8	36		15	16.6
8		12	11.8	37		10	9
9	13	11.8	38	10	18.2		
10	6	9	13	39	11		18.2
11		10	13	40	12		18.2
12		11	13	41	13		18.2
13		12	13	42	14		18.2
14		13	13	43	15		18.2
15		14	13	44	11	13	20.8
16	7	9	14	45		14	20.8
17		10	14	46		15	20.8
18		11	14				
19		12	14				
20		13	14				
21		14	14				
22		15	14				
23	8	9	15.2				
24		10	15.2				
25		11	15.2				
26		12	15.2				
27		13	15.2				
28		14	15.2				
29		15	15.2				

El valor adoptado para el *EA* dinámico en la segunda serie de análisis se propuso en función de lo especificado por el Bureau Veritas (BV). Para ello se consideró una tensión media de 2800 kN y un tiempo de simulación de 3,600 segundos.



La Figura 6.11 muestra los valores de la tensión máxima para las condiciones ambientales de la Tabla 6.8 cuando el FPSO esta a la mitad de dos clusters. Observe que las respuestas máximas oscilan sobre los 5000 kN y están asociadas a alturas de ola (H_s) mayores que 8.5 m con periodos (T_p) superiores a 12.5 s.

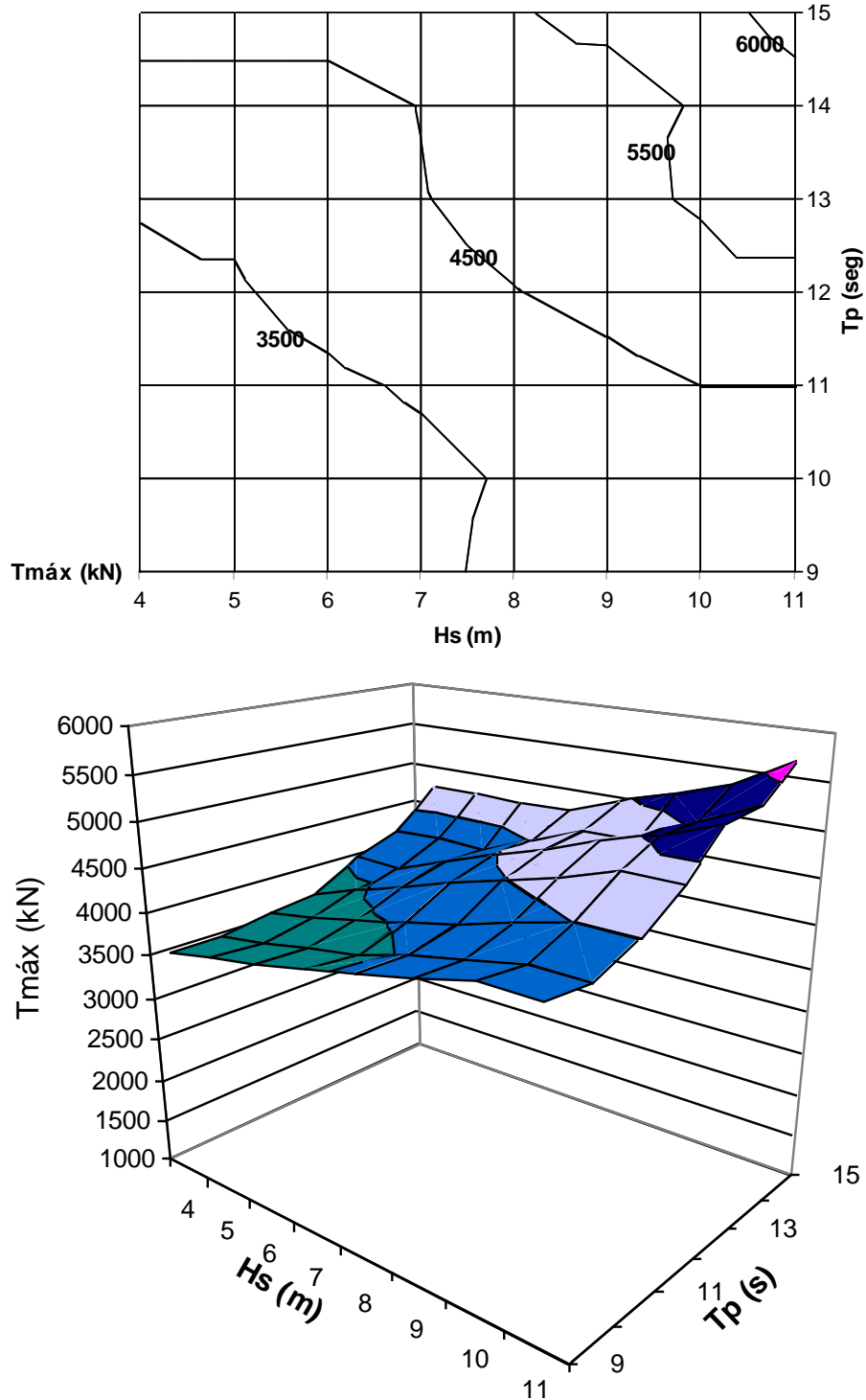


Figura 6.11 Respuestas máximas para las condiciones de estudio



La Tabla 6.9 resume valores de tensiones que superaron el umbral de 5000 kN, y que se presentaron para las condiciones 41 a 46. Se observa que la respuesta es mayor para la condición de carga con periodo de ola de 15 s (condición 46).

Tabla 6.9 Condiciones ambientales que arrojaron valores de tensiones superiores a los 5000 kN

Condición	Hs (m)	Tp (s)	Vel. viento (m/s)	Peor línea de amarre	Tensión máxima
41	10	13	18.2	CAT10	5049
42		14	18.2	CAT10	5063
43		15	18.2	CAT10	5332
44	11	13	20.8	CAT10	5333
45		14	20.8	CAT10	5280
46		15	20.8	CAT10	5664

La Figura 6.12 muestra historias que incluyen las tensiones máximas reportadas en la Tabla 6.9.

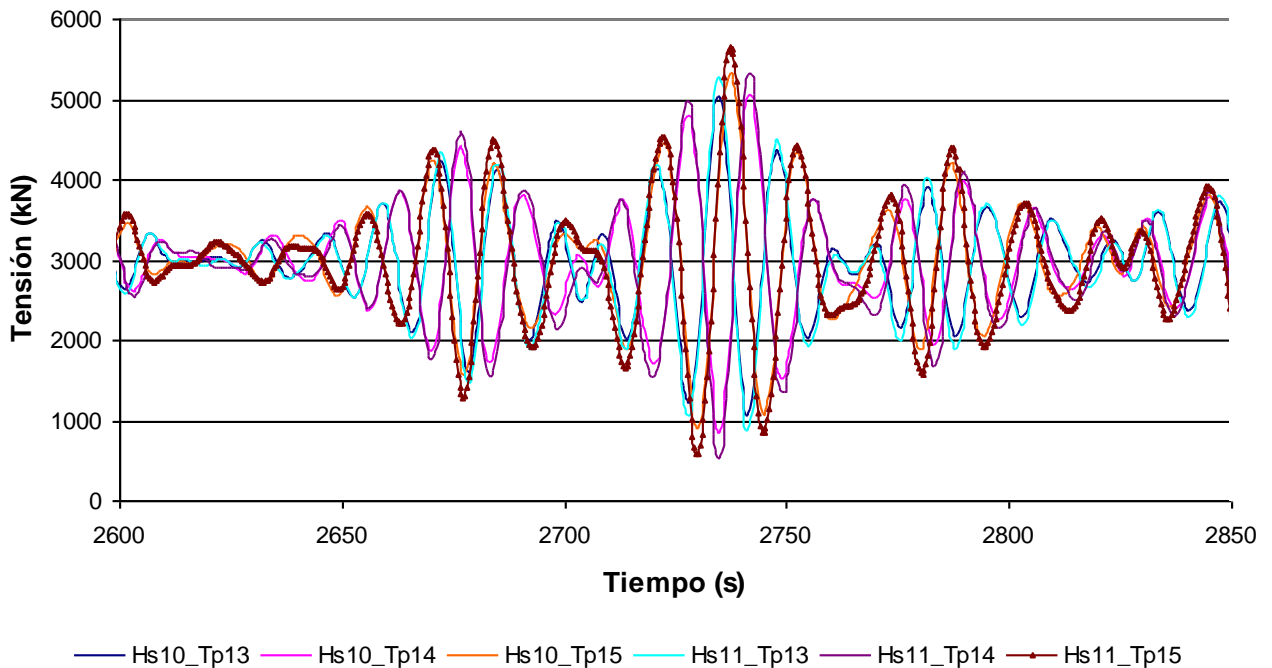


Figura 6.12 Tensiones en la línea de amarre CAT10 a lo largo del tiempo entre 2600 a 2850 s con valores superiores a los 5000 kN



En la Figura 6.13 se presentan los desplazamientos horizontales correspondientes a la respuesta máxima reportada en la Tabla 6.8 (condición 46). Mientras que en la dirección longitudinal del FPSO los desplazamientos caen entre 3 a 12 m, y en la dirección transversal va de 5.8 a 6.2 m.

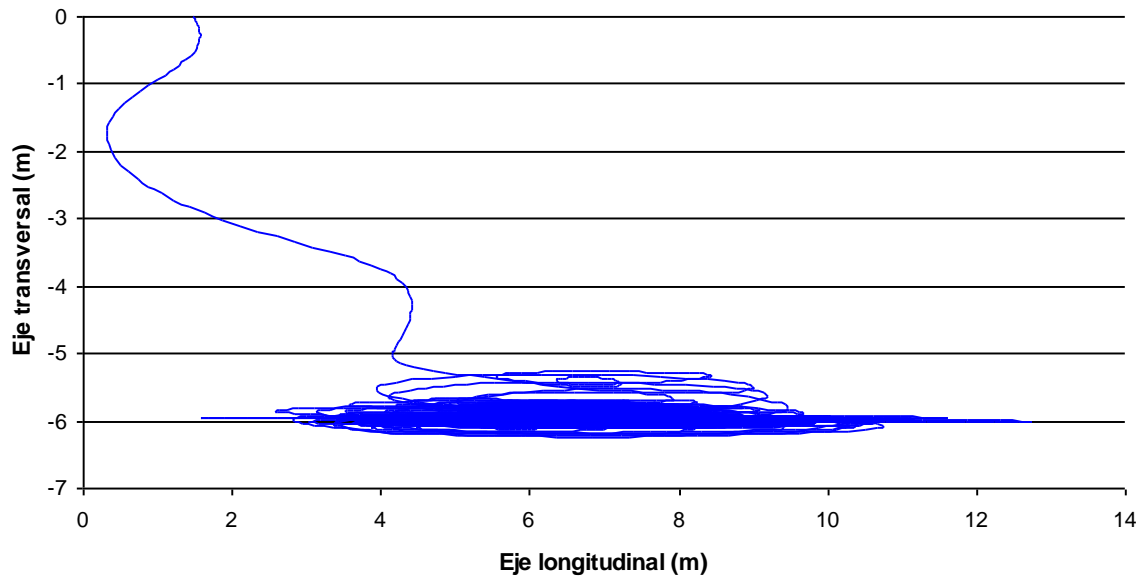


Figura 6.13 Desplazamientos totales en la torreta del FPSO para la condición 46 (Hs11-Tp15)

Conforme a lo mencionado en el capítulo anterior (Capítulo 5), el poliéster tiene una rigidez axial que varía de manera importante en función del valor de la tensión media (aunque también existe una dependencia respecto a la amplitud de la tensión, esta es menor). Si se elige la condición más desfavorable (condición 46), y se adoptan diferentes valores para el EA dinámico, es posible llevar a cabo una nueva serie de análisis con la finalidad de evaluar el impacto del cambio de rigidez axial de los cables en la respuesta del FPSO.

Las Figuras 6.14 a 6.16 resumen la variación en el tiempo de la tensión en la línea CAT10 para la condición 46 y diferentes valores del EA dinámico.

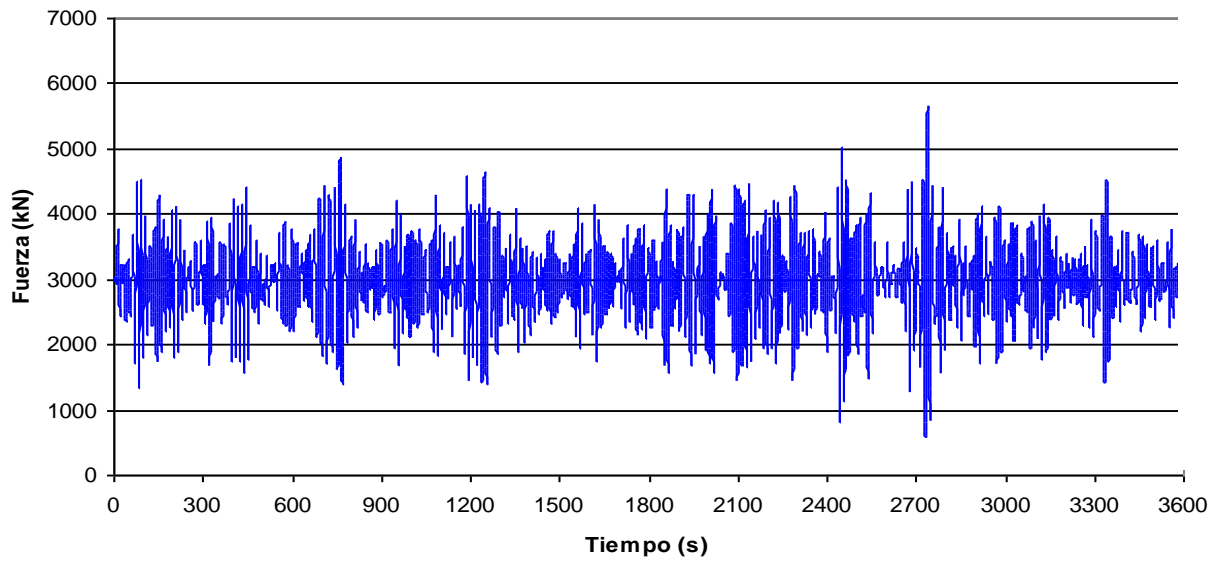


Figura 6.14 Tensión en la línea CAT10 a lo largo del tiempo para la condición 46 con el EA dinámico propuesto por Bureau Veritas

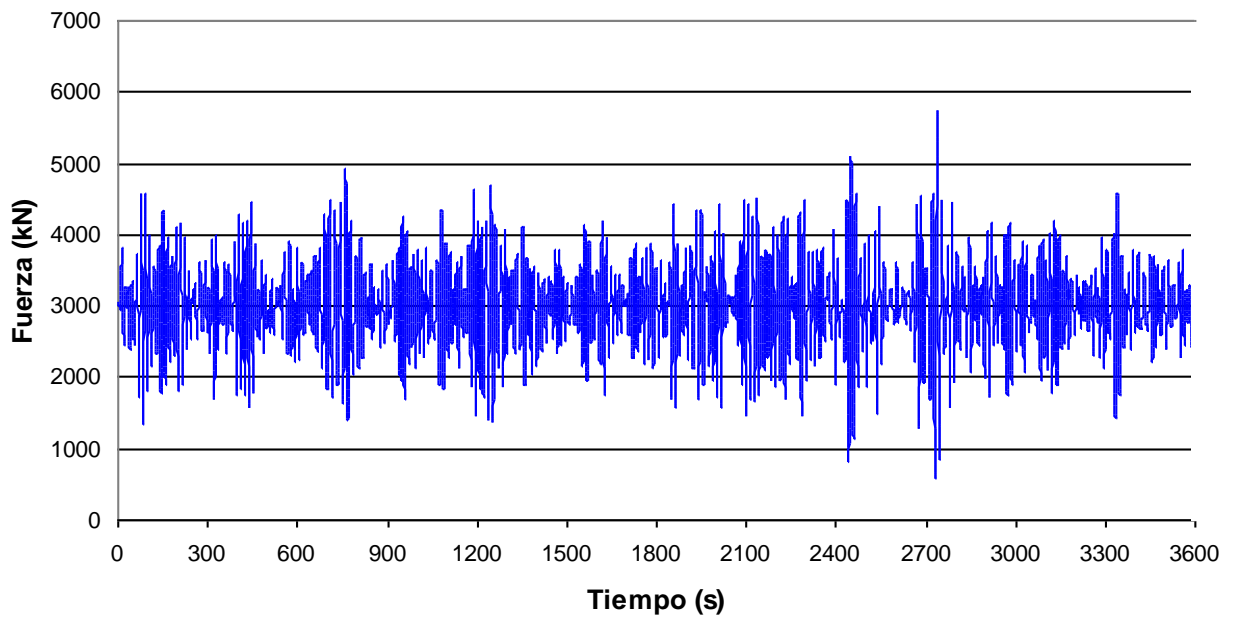


Figura 6.15 Tensión en la línea CAT10 a lo largo del tiempo para la condición 46 con el EA dinámico propuesto por Rossi

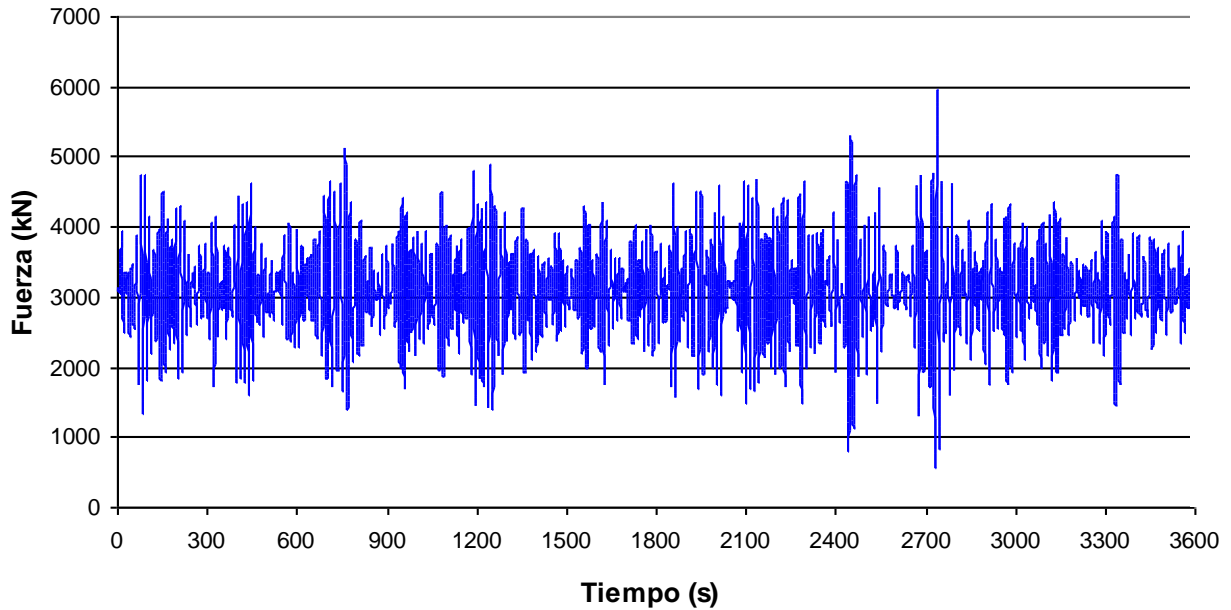


Figura 6.16 Tensión en la línea CAT10 a lo largo del tiempo para la condición 46 con el EA dinámico propuesto por ABS

Para efectos de una mejor comparación entre las respuestas obtenidas para los diferentes valores de rigidez axial, la Figura 6.17 muestra la tensión en la línea CAT10 para la condición 46 y un intervalo de tiempo que va de los 2,700 a los 2,800 segundos de análisis. Conforme a lo mostrado, mientras que la respuesta máxima ocurre para el EA dinámico propuesto por ABS, la menor se da cuando se usa el criterio de BV. La variación en porcentaje entre ambas respuesta es del 5%. En la misma figura puede observarse la diferencia en la respuesta cuando se considera el valor de la rigidez axial estática de acuerdo con la ecuación de Bureau Veritas ($EA = 15MBL$), y un valor de EA dinámico. En este caso la diferencia entre ambas respuestas alcanza un 30%.

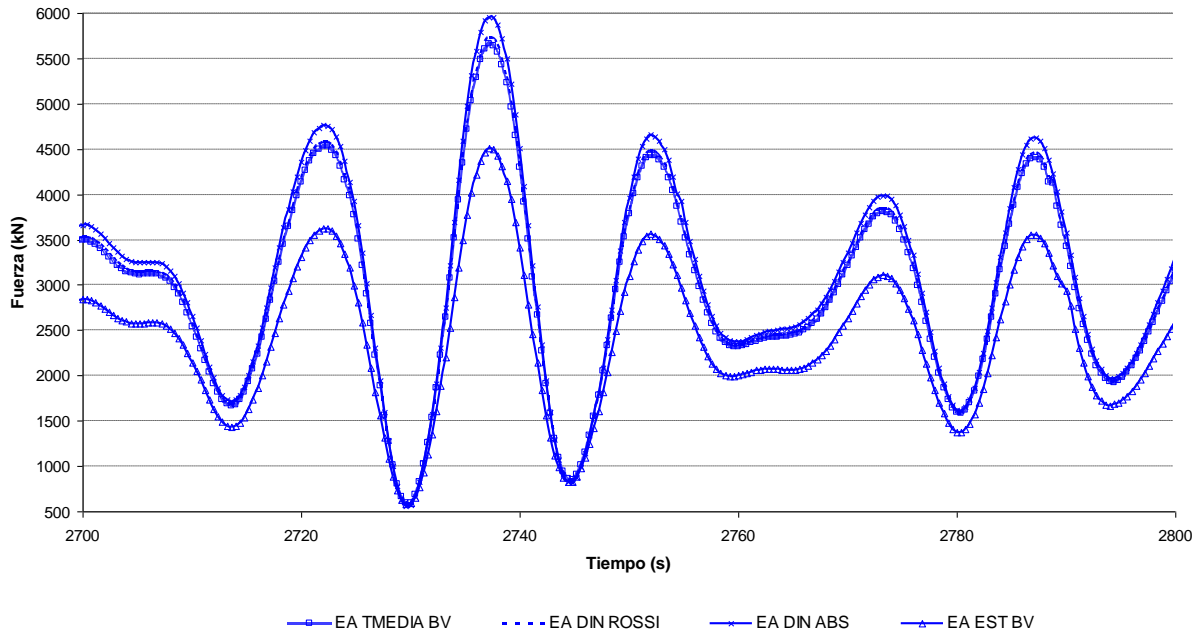


Figura 6.17 Tensiones máximas en la línea CAT10 con diferentes EA dinámicos vs EA estático

La Figura 6.18 muestra espectros de respuesta para la línea CAT10. Note que la mayor energía esta asociada a la respuesta dinámica del modelo que adopta el EA *dinámico* propuesto por ABS.

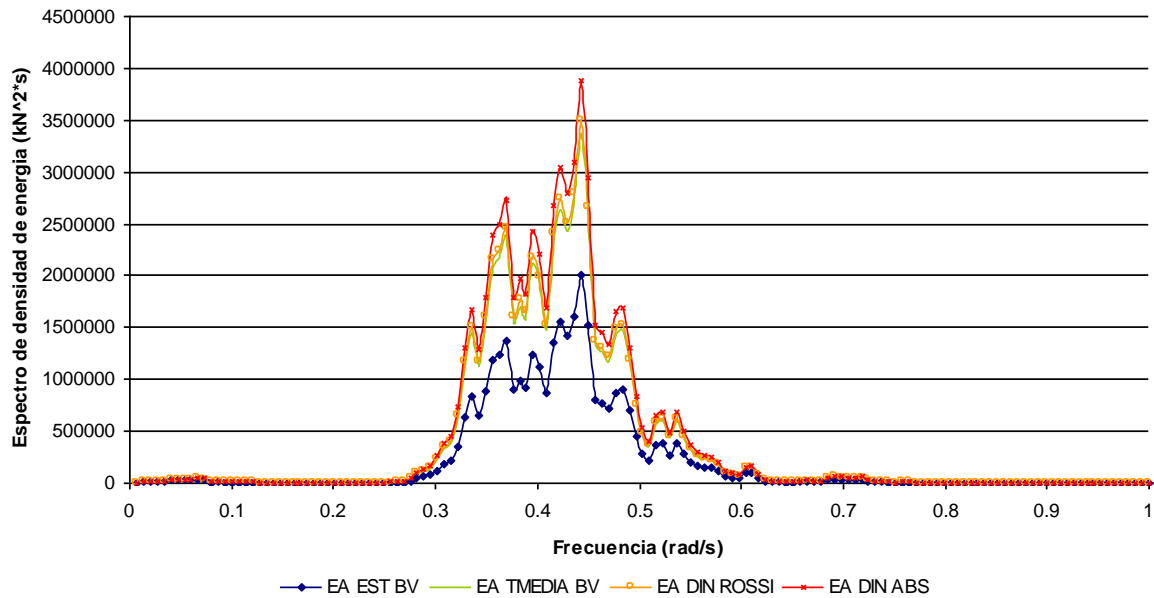


Figura 6.18 Espectro de densidad de energía con diferentes EA dinámicos para la línea CAT10



Los desplazamientos en la torreta del FPSO para la condición 46 y modelos que adoptan los valores de EA dinámico propuestos por ABS y Bureau Veritas se muestran en la Figura 6.19. Note que la variación de los desplazamientos en ambos sentidos (longitudinal y transversal del barco) es prácticamente la misma.

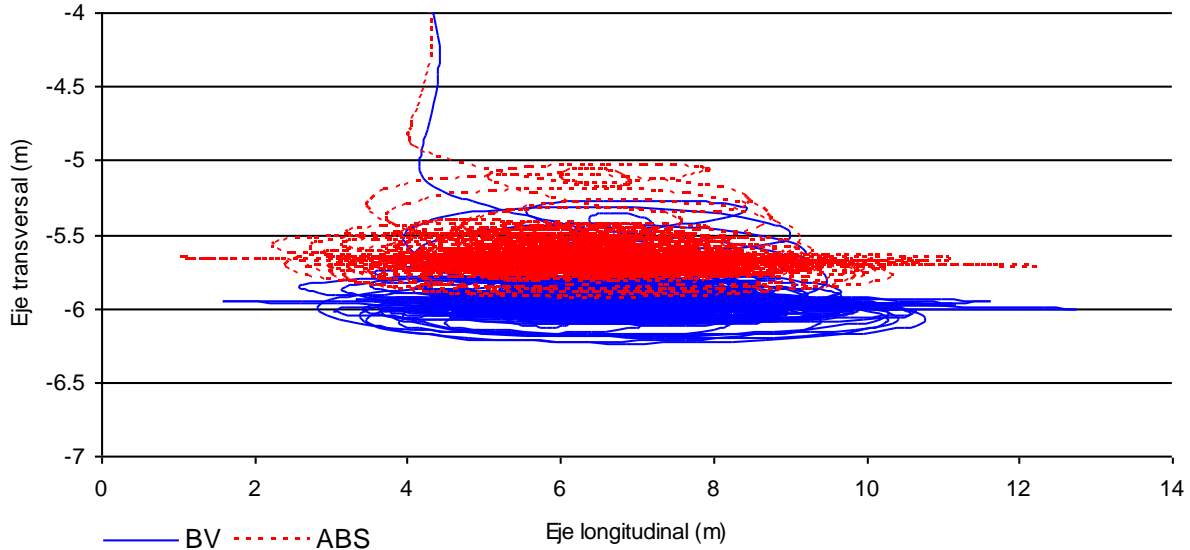


Figura 6.19 Desplazamientos totales en la torreta para la condición 46 con EA dinámicos propuestos por ABS y BV

La variación es más significativa cuando se estima la respuesta a partir del valor de EA propuesto por el ABS, y se compara con los resultados obtenidos a partir de un valor inicial propuesto por BV para un EA estático ($EA = 15MBL$). La Figura 6.20 muestra que en este caso, la variación caracterizada en términos de porcentaje, oscila alrededor de un 30%.

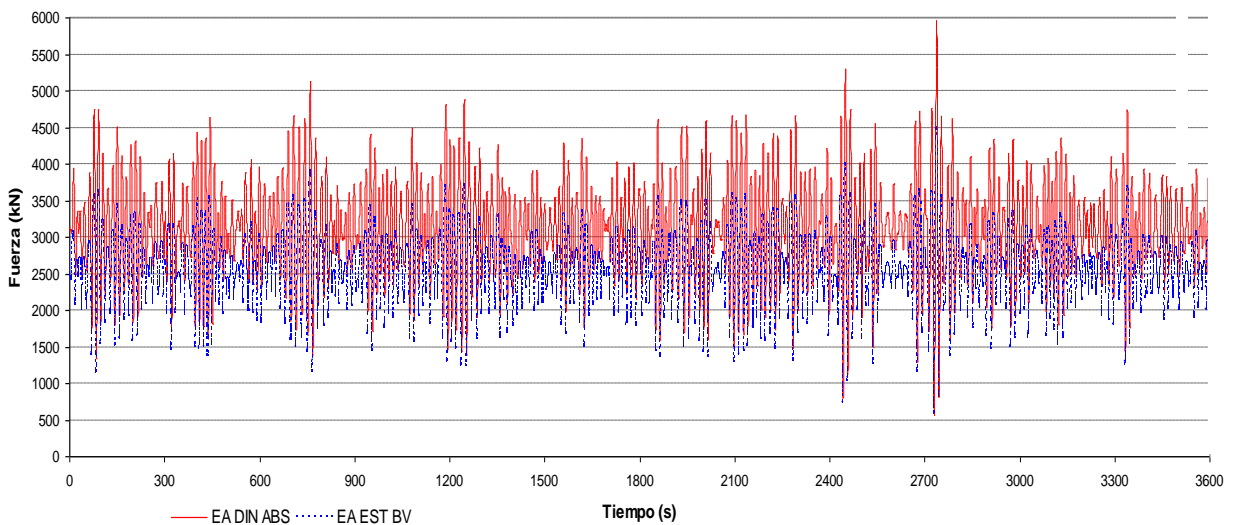


Figura 6.20 Tensión en la línea CAT10 a lo largo del tiempo para la condición 46 con el EA dinámico propuesto por ABS y el EA estático de BV



La comparación de los desplazamientos horizontales en la torreta del FPSO para los análisis que consideran la condición 46, y el *EA* dinámico propuesto por ABS y el *EA* estático propuesto por el BV, se resumen en la Figura 6.21. Los mayores desplazamientos corresponden al modelo que considera el *EA* estático. En particular, los desplazamientos para este análisis exceden en 30% y 25% a aquellos estimados con el *EA* dinámico para las direcciones longitudinal y transversal, respectivamente.

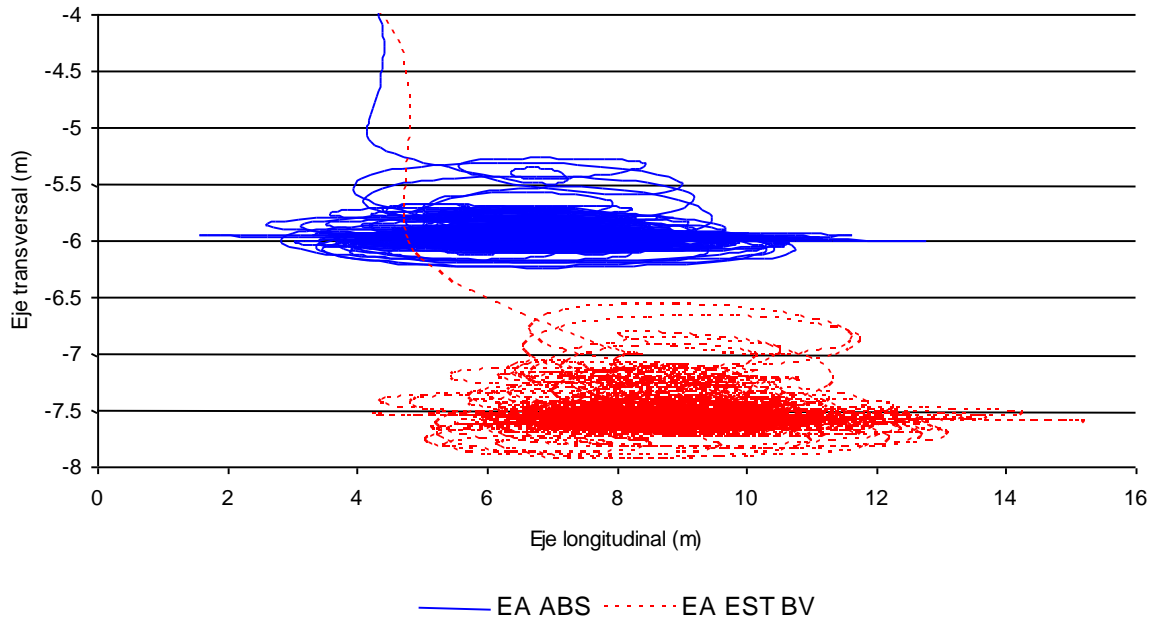


Figura 6.21 Desplazamientos totales en la torreta para la condición 46 con un *EA* dinámico propuesto por ABS y el *EA* estático de BV

La Tabla 6.10 resume los valores calculados para la tensión media y máxima de la línea CAT10 para la condición 46 y diferentes valores de *EA* dinámicos. Así mismo, se reportan los factores de seguridad respectivos. La mayor respuesta resulta en un $FS = 1.64$, el cual resulta aceptable de acuerdo con lo mencionado en el Capítulo 4. De igual forma, los desplazamientos de la estructura están por debajo de lo recomendado por el API-RP-2 (2005), ya que el umbral de 50 m no es excedido por el valor de 15 m estimado para el FPSO cuando se usa el *EA* estático propuesto por BV.

Tabla 6.10 Resultados de tensiones medias y máximas para la condición 46 con *EA* dinámicos diferentes

<i>EA</i> dinámico	Tensión media (kN)	Tensión Máxima (kN)	Desviación Estándar (σ)	Factor de Seguridad (FS)
BV	2976	5664	612	1.73
ROSSI	3005	5733	623	1.70
ABS	3097	5959	656	1.64



7. COMENTARIOS FINALES

El estudio estuvo enfocado básicamente al comportamiento dinámico de las líneas de amarre a base de poliéster para un sistema flotante de producción tipo FPSO, ubicado en un tirante de agua de 500 m ante condiciones ambientales típicas del Golfo de México. Cabe mencionar que el caso de estudio considero únicamente el análisis acoplado del FPSO con el sistema de amarre, sin considerar *risers*. Al evaluar los resultados de los análisis se llegó a los siguientes comentarios finales:

- El sistema de amarre del FPSO se diseñó considerando únicamente los estados límites de diseño último (ELU) y de servicio (ELS).
- Los niveles de tensión máxima en el sistema de amarre del FPSO son aceptables, cumpliendo con los factores de seguridad del estado límite último mencionado en el Capítulo 4.
- El sistema de amarre cumple con el estado límite de servicio, siendo que los desplazamientos horizontales medidos en la torreta del FPSO, están por debajo de los límites que recomienda el estándar API-RP-2SK. En el caso de un diseño real, el ELS debe considerar los desplazamientos máximos permisibles para los *risers* de la plataforma.
- Para la determinación de la respuesta máxima del sistema de amarre que puede presentarse en un sistema flotante durante su vida útil, es necesario evaluar el comportamiento de la plataforma ante diversas combinaciones de las cargas ambientales como oleaje, viento y corriente. En este trabajo se consideraron diferentes combinaciones de los parámetros ambientales asociados a un periodo de retorno de 100 años (condiciones de tormenta).
- En la actualidad, el uso del poliéster en sistemas de amarre en aguas profundas para la industria petrolera va en aumento. Este tipo de material tiene un comportamiento visco-elástico, es decir presenta características de sólidos elásticos y líquidos viscosos, lo que hace difícil evaluar su comportamiento mecánico ante sollicitaciones de carga.
- Para evaluar el comportamiento dinámico del poliéster se consideraron diversos criterios existentes en la literatura para estimar el valor de la rigidez axial dinámica del mismo. En este sentido se tiene que en el diseño de sistemas de amarre dependiendo del criterio adoptado se deben considerar diferentes módulos de rigidez axial, como son; rigidez de instalación, operación, pos-instalación y tormenta.



- Debido a la incertidumbre en el valor de la rigidez axial que debe ser adoptado se tendrán variabilidad en la respuesta dinámica del sistema de amarre. De los criterios para estimar el valor de la rigidez dinámica adoptados en este estudio, el propuesto por la American Bureau of Shipping (ABS) arroja la máxima respuesta. Sin embargo, la variación de la tensión adoptando los valores que propone Bureau Veritas, Rossi y ABS, no es mayor al 5%.
- De acuerdo con los resultados obtenidos, en la etapa de diseño final del sistema de amarre, el criterio más recomendado para definir el valor de la rigidez axial dinámica es el criterio de Bureau Veritas, tal como se muestra en la Figura 5.9 donde el valor de la rigidez axial dinámica es función de la magnitud de la tensión media, a diferencia de los valores propuestos por Rossi, François, Del Vecchio, y ABS, cuyos valores son constantes en función del valor de la carga mínima de ruptura (MBL) del material. Sin embargo en un diseño preliminar del sistema de amarre puede considerarse el criterio de ABS.
- El comportamiento dinámico del sistema de amarre en estudio es básicamente en el rango de frecuencias del oleaje. En el caso de sistemas flotantes anclados a mayores profundidades los efectos de baja frecuencia pueden ser significativos en la respuesta de las líneas de amarre. Por tal motivo, es importante que en el análisis del sistema de amarre de un sistema flotante se tome en cuenta la contribución del sistema de *risers*.
- Puede observarse que para determinar la respuesta dinámica de un sistema de amarre a base de poliéster es necesario definir para un análisis por lo menos dos tipos de rigidez axial, una para el análisis estático y otra para el análisis dinámico. La selección del valor de la rigidez axial dinámica depende del nivel de tensión media, el cual dependerá de la variabilidad de la severidad de las condiciones ambientales. Debido a que en el diseño de un sistema de amarre es necesario considerar una gran cantidad de combinaciones de los parámetros ambientales (Altura de ola, periodo de ola, velocidad de corriente, velocidad de viento y su direccionalidad) se tendrá una variación de la tensión media para determinar el valor de la rigidez dinámica. Por tal motivo, existirá incertidumbre en la determinación de los valores extremos, que no fue el objetivo de este trabajo.

Este estudio puede servir como base para el desenvolvimiento de otros trabajos siguiendo el mismo enfoque de esta tesis, así como para el desarrollo de otras líneas de investigación, que pueden ser las relacionadas con las siguientes recomendaciones:

- Para una mejor evaluación del comportamiento dinámico del poliéster, es necesario complementar los estudios efectuados anteriormente por la industria, a través de ensayos con cables de poliéster en laboratorio, para comprobar la dependencia de su rigidez axial de la tensión media y de la amplitud de la misma, así como de la frecuencia de oscilación de la carga. De esta forma se podrá caracterizar el comportamiento no lineal del poliéster y evaluar el impacto que tiene en la respuesta general del sistema de amarre. Considerar que el poliéster tiene un



comportamiento elástico lineal genera una incertidumbre de modelación, que en el caso del análisis de valores extremos se pueden tener variaciones importantes.

- Una sugerencia para trabajos futuros es la generación de modelos numéricos en los que se implementen las formulaciones capaces de representar el comportamiento no lineal del poliéster ante diferentes tipos de análisis (estático, dinámico).
- Con la finalidad de conocer los efectos de amortiguamiento viscoso y de los movimientos en baja frecuencia del sistema flotante en la respuesta del sistema de amarre, es necesario efectuar más estudios considerando la variabilidad del tirante de agua, así como el considerar la existencia de los *risers*.
- Además, es recomendable que se realice un estudio mas detallado de la interacción del sistema de amarre con el fondo marino y los efectos que tiene en la respuesta de las líneas de amarre. Esto enfocado principalmente a sistemas de amarre con configuración en catenaria.

Por último, ante la necesidad que Petróleos Mexicanos demanda de incursionar en la explotación de petróleo en aguas profundas del Golfo de México, es necesario que las instituciones nacionales de educación superior, centros de investigación y la industria colaboren en los proyectos en forma conjunta. De no ser así, la brecha académica y tecnológica entre las necesidades y la realidad de la ingeniería nacional seguirá en aumento. Que el reto de extraer crudo de aguas profundas mexicanas con la participación de la ingeniería y comunidad académica nacional, no se quede solo en un sueño o peor aun, en un proyecto estratégico dejado en el olvido.



REFERENCIAS

ABS, "Guidance Notes on The Application of Synthetic Ropes for Offshore Mooring", New York, American Bureau of Shipping, 1999.

API-RP-2SK, "Recommended practice for Design and Analysis of Stationkeeping Systems for Floating Structures", 3rd Edition, American Petroleum Institute, 2005.

Barberis M.P., "Análisis estructural de cables, herramienta computacional y aplicaciones", Universidad Nacional de Córdoba, 2001

Beard, R. M., Holding Capacity of Plate Anchors. Technical Report R-882, Civil Engineering Laboratory, Port Hueneme, CA, 1980.

BMT Fluid Mechanics Ltda, "Review of model testing requirements for FPSO´s", Offshore Technology Report 2000/123 Health and Safety Executive HSE, 2000.

Bosmann, R. L. M., Hooker, J., "The Elastic Modulus Characteristics of polyester Mooring Ropes". Proceedings of the 31st Offshore Technology Conference, Houston, Texas, 1999.

Broughton P., Ndumbaro P., "The Analysis of Cable and Catenary Structures". Thomas Telford, Londres, 1994.

Brown, Root, "Barracuda FPSO mooring system review", Report 02510/00RPO/RJN, PETROBRAS, Brasil 2000.

Chakrabarti, S.K. "Hydrodynamics of offshore structures computational mechanics publications", 1987.

Cheung Y.K. et al., "Modeling of stay cables and its effect on free vibration analysis of cable-stayed bridges" .Department of Civil Engineering, The University of Hong Kong, Hong Kong, 1998.

Degenkamp, G., Ruinen, R., "Installation of Vertical Loaded Anchors Using a Subsea Tensioning Device in Ultra-Deepwaters in the Gulf of Mexico". In: Proceedings of the Annual Offshore Technology Conference, Houston, Texas, Mayo 2001.

Del Vecchio, C. J. M., Costa, L. C. S., "Station Keeping in Deep and Ultradeep Waters". Proceedings of the Annual Offshore Technology Conference, Paper 10778, Houston, Texas, Mayo 1999.

Del Vecchio, C. J. M., "Light Weight Material for Deep Water Moorings". PhD dissertation, University of Reading, Reading, Reino Unido, 1992.



Del Vecchio, C. J. M., Rossi, R. R., Masetti, I.Q. "High Efficiency Polyester Ropes for Deepwater". Proceedings of the 8th Deep offshore Technology Conference, Rio de Janeiro, Brasil 1995.

DNV, Position Mooring, Offshore Standard DNV-OS-E301, Det Norske Veritas, 2004.

Falkenberg, E., "SIMO-Simulation Complex Marine Operations". User's Manual, Marintek, 1993.

Faltinsen, O. M., "Sea loads on ships and offshore structures". Ocean Technology, Cambridge University Press, 1990.

Fernandes, A. C., Rossi, R. R., "Distorted polyester lines for model testing of offshore moored platforms". Ocean Engineering, ELSEVIER, 2004.

Fernandes, A. C., Del Vecchio, C. J. M., Castro, G. A. V., "Mechanical Properties of Polyester Mooring Cables". International Journal of Offshore and Polar Engineering, Vol. 9, No. 3, Pag. 208-213, Sep 1999.

François, M., Davies, P., "Fibre Rope Deep Water Mooring: A Practical Model for the Analysis of Polyester Mooring Systems". Proceedings of Rio Oil & Gas Expo and Conference, Rio de Janeiro, 2000.

François, M., Davies, P., "Characterization of Polyester Mooring Lines". , 27th International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering, OMAE-2008, Estoril, Portugal, 2008.

Franciss, R., "Vibrações induzidas por vórtices em membros esbeltos de estruturas offshore flutuantes", Tese de Doutorado", Programa de Engenharia Civil, COPPE/UFRJ Rio de Janeiro, Brasil, 1998.

Gibson, R. F., "Principles of Composites Material Mechanics 1", Ed. McGraw-Hill, Nueva York, 1994.

Huang K., Mooring System Design Considerations for FPSOs, American Bureau of Shipping, Houston, USA, 2000.

Irvine, M., "Cable Structures", Dover Publications Inc., New York, the Massachusetts Institute of Technology, 1981.

Jones, W. C., Iskander, M. G., Olson, R. E., et al., "Axial Capacity of Suction Piles in Sand". In: Proceedings of the 7th International Conference on the Behavior of Offshore Structures, v. I, Geotechnics, Pag. 63 - 75, 1994.



Lo, K.H., Xü, H., Skogsberg L.A., "Polyester ropes mooring design considerations", ISOPE, Brest, Francia, 1999.

MARINTEK, "SIMO- Theory Manual Version 3.4", Norwegian Marine Technology Research Institute, Noruega, 2004.

Masseti, I.Q., Análise dinâmica de navios ancorados com complacência diferenciada, Tese de Doutorado, Programa de Engenharia Civil, COPPE/UFRJ Rio de Janeiro, Brasil, 1997.

Masseti, I.Q., Costa, L. C. S., Rossi, R.R., "Ensaio de Pré-Qualificação de Cabos de 1250 t da CSL". Comunicação Técnica CT-070/2001, PETROBRAS/CENPES, Rio de Janeiro, 2001.

Medeiros Jr., C. J., "Torpedo Anchor for Deep Water". In: Proceedings of the Deep Offshore Technology Conference, Rio de Janeiro, RJ, Outubro 2001.

Medeiros Jr., C. J., "Low Cost Anchor System for Flexible Risers in Deep Waters". In: Proceedings of the Annual Offshore Technology Conference, Paper 14151, Houston, Texas, Mayo 2002.

OCIMF, "Prediction of wind and currents loads on VLCCs", Oil Companies International Marine Forum, 2a Ed, 1994.

Ormberg, H. Sodahl N. Steinkjer, O. Efficient analysis of mooring systems using decoupled and coupled analysis, 17th International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering , OMAE'98 Lisboa Portugal, 1998.

Pellegrini, I.D., "Manmade fiber ropes in deepwater mooring applications", Offshore Technology Conference, Houston Texas, 1999.

PEMEX, Diagnostico; "Situación de Petróleos Mexicanos", Secretaría de Energía, marzo de 2008.

Pinkster, J.A., Oortmerssen (VAN) G., "Computation of the First and Second Order Wave Forces on Oscillating Bodies in Regular Waves". Proc. Second Int. Conf. on Numerical Ship Hydrodynamics, Berkeley, 1977.

Rossi, R.R., "Cabos de poliéster para ancoragem de plataformas oceânicas em águas ultra-profundas", Tesis de Maestria, COPPE/UFRJ, 2002.

Santos, C.M.P.M., "Análise de risers e de linhas de ancoragem", Tese de mestrado, Programa de Engenharia Civil, COPPE/UFRJ Rio de Janeiro, Brasil, 1998.



Silveira E.S.S., "Análisis Dinâmica de Linhas de Ancoragem com Adaptação no Tempo e Subciclagem". Tesis de Doctorado, COPPE/UFRJ, Brasil 2001.

Sodahl, N., "Methods for design and analysis of flexible risers", PhD Thesis, University of Trondheim, Noruega, 1991.

Sogstad, B.E., Mathisen, J., Horte, T., Lie, H., "Modifications to DNV mooring code (POSMOOR) and their consequences", 17th International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering, OMAE-1998, Lisboa, Portugal, 1998.

Sparrevik, P., "Suction Pile Technology and Installation in Deep Waters". In: Proceedings of the Annual Offshore Technology Conference, Houston, Texas, Mayo 2002.

Teng H. H., "Applied Offshore Structural Engineering", Gulf Publishing Company, Houston, Texas, 1984.

Van Den Boom, H.J.J. and Kuipers, R.J.P.E., "Low frequency wind and waves excitation". In: International Offshore and Polar Engineering Conference ISOPE-1993.

Vazquez H. A. O., Ellwanger G.B., Prates de Lima E.C., Albuquerque C.F.A., "Influence of ultra short mooring radius in torsional behavior of FPSO-Turret in ultra deepwater", 22th International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering, OMAE-2003, Cancun, México 2003.

Vázquez H. A. O., "Metodologia de calibração de fatores parciais de segurança para projeto de linhas de ancoragem baseada em confiabilidade, Tesis de Doctorado, COPPE/UFRJ, Brasil 2004

WAMIT – A Radiation-Diffraction Panel Program for Wave-Body Interactions. Version 5.3, User Manual, Department of Ocean Engineering Massachusetts Institute of Technology, 1995.