



---

---

**UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE MÉXICO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**“METODOLOGÍA PARA EL DIMENSIONAMIENTO  
BÁSICO DE UNA PLATAFORMA TIPO SPAR BUOY  
PARA LA EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS  
EN AGUAS PROFUNDAS”**

**T E S I S**

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:**

**INGENIERO CIVIL**

**PRESENTA:**

**RICARDO ROMERO GALINDO**

**DIRECTOR DE TESIS:**

**DR. FRANCISCO L. SILVA GONZÁLEZ**



**MÉXICO D.F.**

**2007**



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIRECCIÓN  
FING/DCTG/SEAC/UTIT/039/06

Señor  
RICARDO ROMERO GALINDO  
Presente

En atención a su solicitud me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor DR. FRANCISCO LEONEL SILVA GONZÁLEZ, que aprobó esta Dirección, para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de INGENIERO CIVIL.

**METODOLOGÍA PARA EL DIMENSIONAMIENTO BÁSICO DE UNA PLATAFORMA TIPO SPAR BUOY PARA LA EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS EN AGUAS PROFUNDAS**

- I. INTRODUCCIÓN
- II. OBJETIVO
- III. CONCEPTO ESTRUCTURAL SPAR BUOY
- IV. CRITERIOS DE ANÁLISIS Y DISEÑO ESTRUCTURAL
- V. CARGAS AMBIENTALES DE DISEÑO
- VI. METODOLOGÍA PARA EL DISEÑO BÁSICO DE UNA SPAR
- VII. APLICACIÓN PARA UN CAMPO EN EL GOLFO DE MÉXICO
- VIII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

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

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

Atentamente  
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"  
Cd. Universitario a 5 de febrero del 2007.  
EL DIRECTOR

M.C. GERARDO FERRANDO BRAVO  
GFB/AJP\*crc

Vo Bo  
17/04/07

A Deméneghi C

Vo Bo  
14/02/2007 C.A. Arg. C.C.

Vo Bo  
Federico Bonanno Cicilia  
19/abr/1/2007

Vo Bo  
19/04/07  
E. Montoya P

Vo. Bo.  
Dr. Francisco L. Silva G.

## **Dedicatorias**

Agradezco profundamente a mis padres Ricardo y Lucila, que con esfuerzo y paciencia me educaron de forma básica y me apoyaron de manera incondicional en mi educación profesional, para ellos mi amor, devoción y trabajo.

A mis hermanos Jonathan e Irving Alexander, que siempre me impulsaron a salir adelante, compañeros de la vida y de la facultad que siempre estuvieron conmigo cuando más los necesité.

A Yazmín Michelle, mi pequeño ángel, tu llegada a este mundo trajo contigo una bendición para la familia.

A María Asucena, fuente de inspiración, mi amada compañera que siempre estuvo conmigo en esos días oscuros y con la luz de sus ojos iluminó el camino correcto, te agradezco la paciencia, el apoyo y confianza.

A mi hermosa familia que siempre me apoyó moralmente a terminar el compromiso de ser alguien en la vida y estuvo ahí en todo momento.

A Alberto, Omar y Esteban, mis mejores amigos, compañeros de batalla que siempre tuvieron palabras para mí.

A cada una de las personas que tuvieron participación y formaron parte de mi vida, que estuvieron ahí siempre para ayudarme a elegir el camino correcto.

## **Agradecimientos**

A mi director de tesis, Dr. Francisco Leonel Silva González y al Dr. Federico Barranco Cicilia, especialistas en proyectos costa afuera, guías y ejemplos profesionales, gracias por su apoyo, para ustedes mi más profunda gratitud.

A la Universidad Nacional Autónoma de México y a su Facultad de Ingeniería.

A la División de Ingenierías Civil y Geomática y a mis profesores, agradezco la paciencia y su entrega para mi educación profesional, su cátedra y experiencia se quedan en mi mente para ser uno de los mejores ingenieros.

Al Instituto Mexicano del Petróleo, en especial: Ing. Armando Rosas, Ing. Hugo Reyes, Ing. Ernesto Nápoles, Ing. Lorena Velásquez, Ing. Julián Cabrera, Ing. Sergio Ayala, Ing. Mario López y Ángel González.

Al Dr. Jorge Sánchez Moreno, por su asesoría en el desarrollo de este trabajo.

A Petróleos Mexicanos (PEMEX), la estancia en el complejo Akal-L me mostró el panorama de mi vocación.

“Eres hijo del universo, no menos que los árboles y las estrellas. Tienes derecho a estar aquí. Y, te des cuenta de ello o no, no cabe duda de que el universo se despliega como debe hacerlo. Por tanto, permanece en paz con Dios como quiera que lo concibas. Y cualesquiera sean tus afanes y aspiraciones, en la bulliciosa confusión de la vida, mantén siempre tu alma en paz. Pese a toda su mentira, fatigas y sueños rotos, este sigue siendo un mundo hermoso”.

(Tomado de Taylor, *Fuentes del yo*, 519)

“Qué es lo sagrado? Pregunta Goethe. Y contesta:  
Es lo que une a las almas.”

(Hegel, *La arquitectura*, 44)

“He caído en la conclusión que mi esfuerzo y desvelos, valieron la pena para alcanzar mis sueños”.

Ricardo Romero Galindo.

---

---

<b>Índice</b>	<b>Página</b>
<b>Introducción</b>	<b>11</b>
<b>Capítulo I. Objetivo</b>	<b>23</b>
I.1 Objetivo	25
I.2 Alcances	26
<b>Capítulo II. Concepto estructural Spar Buoy</b>	<b>28</b>
II.1 Filosofía general	29
II.2 Componentes principales	31
II.3 El concepto Spar Buoy	31
II.3.1 Plataforma tipo Spar Truss	34
II.3.2 Plataforma tipo Spar Cell	36
II.4 Cubierta de la estructura	36
II.5 Casco de flotación	38
II.6 Líneas de amarre (taut leg)	39
II.7 Cimentación	41
<b>Capítulo III. Criterios de análisis y diseño estructural</b>	<b>46</b>
III.1 Criterio de diseño	47
III.2 Requerimientos operacionales	48
III.3 Requerimientos de estabilidad	48
III.4 Criterio ambiental	49
III.5 Métodos para el análisis estructural (hidrostático e hidrodinámico)	53
III.6 Diseño estructural	62
III.6.1 Cubiertas	62
III.6.2 Casco de flotación	62
III.6.3 Líneas de amarre (taut leg)	66
III.6.4 Cimentación	67
III.7 Consideraciones estructurales generales	70
<b>Capítulo IV. Cargas ambientales de diseño</b>	<b>73</b>
IV.1 Procesos metoceanicos	74
IV.2 Cálculo de fuerzas que actúan sobre la Spar	75
IV.2.1 Fuerzas generadas por oleaje	75
IV.2.2 Fuerzas generadas por viento	83
IV.2.3 Fuerzas generadas por corrientes marinas	90
IV.2.4 Fuerzas generadas por marea	92
<b>Capítulo V. Metodología para el diseño básico de una Spar</b>	<b>93</b>
V.1 Información general	94

---

---

V.2 Procedimiento para el dimensionamiento de los componentes principales	95
V.2.1 Cubierta	96
V.2.2 Cálculo del peso total de la estructura	97
V.2.3 Casco de flotación	97
V.2.4 Sistema de amarre	108
V.2.5 Cimentación	110
<b>Capítulo VI. Aplicación para un campo en el Golfo de México</b>	<b>113</b>
VI.1 Características del Golfo de México	114
VI.2 Características del Campo Neptune	115
VI.3 Aplicación de la metodología para el Campo Neptune	118
VI.3.1 Cubierta	119
VI.3.2 Peso total de la estructura	122
VI.3.3 Casco de flotación	122
VI.3.4 Sistema de amarre (taut leg)	137
VI.3.5 Cimentación	148
VI.3.6 Evaluación de la aplicación de la metodología	154
VI.4 Aplicación de la metodología en aguas territoriales del Golfo de México	155
VI.4.1 Ubicación	155
VI.4.2 Condiciones ambientales de diseño	156
VI.4.3 Sistema de amarre (taut leg)	157
VI.4.4 Cimentación	164
VI.4.5 Evaluación de la aplicación de la metodología en el Campo Coral	170
<b>Capítulo VII. Conclusiones y recomendaciones</b>	<b>172</b>
VII.1 Conclusiones	173
VII.2 Conclusiones sobre la metodología propuesta	175
VII.3 Recomendaciones	179
<b>Anexo A. Efectos ambientales</b>	<b>181</b>
A.1 Fuerzas de oleaje	183
A.1.1 Fuerzas de oleaje de primer orden	185
A.1.2 Fuerzas de oleaje de segundo orden	186
A.2 Fuerzas de corriente marina	188
A.3 Fuerzas de viento	189
<b>Anexo B. Investigación geotécnica, geológica y de cimentaciones en estructuras petroleras marinas</b>	<b>192</b>
B.1 Seguimiento en el desarrollo de proyectos costa afuera	193
B.2 Enfoque a futuro	203
<b>Bibliografía.</b>	<b>205</b>

<b>Índice de tablas</b>		<b>Página</b>
Tabla 1	Profundidades de sistemas estructurales	19
Tabla I.1	Características de plataformas marinas tipo Spar	24
Tabla III.1	Casos de diseño	47
Tabla IV.1	Valores de coeficientes de forma	89
Tabla V.1	Carga y factores de seguridad	110
Tabla VI.1	Estados de mar del Campo Neptune	116
Tabla VI.2	Descripción de cubierta y equipos de la Spar Neptune	119
Tabla VI.3	Datos de pesos de diferentes plataformas	120
Tabla VI.4	Relación de pesos de componentes	121
Tabla VI.5	Datos de dimensiones de diferentes plataformas	122
Tabla VI.6	Relación de áreas de componentes	123
Tabla VI.7	Longitudes del casco de flotación de diferentes plataformas	126
Tabla VI.8	Coordenadas de los nodos del sistema de amarre	143
Tabla VI.9	Características generales de la Spar	144
Tabla VI.10	Fuerzas en la línea de amarre en N	145
Tabla VI.11	Propiedades del cable de amarre	146
Tabla VI.12	Propiedades de la cadena de amarre	146
Tabla VI.13	Comparación de cargas	147
Tabla VI.14	Desplazamientos de la unidad flotante en m	147
Tabla VI.15	Comparación de desplazamientos de la unidad flotante	148
Tabla VI.16	Cargas en los nodos de la línea de amarre en N	148
Tabla VI.17	Propiedades del suelo marino en el sitio	149
Tabla VI.18	Propiedades de los pilotes	149
Tabla VI.19	Factores de seguridad en cimentaciones	149
Tabla VI.20	Datos de carga del análisis de la cimentación	150
Tabla VI.21	Datos de desplazamientos en el pilote de la cimentación en m	152
Tabla VI.22	Comparación de desplazamientos del pilote	153
Tabla VI.23	Comparación entre las características de la Spar Neptune y las obtenidas con la metodología propuesta	154
Tabla VI.24	Datos del punto 494	156
Tabla VI.25	Estados de mar representativos del Golfo de México	157
Tabla VI.26	Líneas de amarre de diferentes plataformas	158
Tabla VI.27	Coordenadas de los nodos del sistema de amarre	159
Tabla VI.28	Datos generales de la Spar Coral	160
Tabla VI.29	Fuerzas en la línea de amarre en N	161
Tabla VI.30	Propiedades del cable de amarre	162
Tabla VI.31	Propiedades de la cadena de amarre	162
Tabla VI.32	Comparación de cargas	163
Tabla VI.33	Desplazamientos de la unidad flotante en m	163

Tabla VI.34	Comparación de desplazamientos de la unidad flotante	164
Tabla VI.35	Cargas en los nodos de la línea de amarre en N	164
Tabla VI.36	Propiedades del suelo marino en el sitio	165
Tabla VI.37	Propiedades de los pilotes	165
Tabla VI.38	Factores de seguridad en cimentaciones	165
Tabla VI.39	Datos de carga del análisis de la cimentación	166
Tabla VI.40	Datos de desplazamientos en el pilote de la cimentación en m	168
Tabla VI.41	Comparación de desplazamientos del pilote	179
Tabla VI.42	Dimensiones finales de los componentes de la Spar Coral	170
Tabla A.1	Cinemática de las partículas de agua de la teoría lineal de Airy	183
Tabla B.1	Enfoques alternativos en aguas profundas	196
Tabla B.2	Movimientos del suelo marino	199
Tabla B.3	Factores geotécnicos y geológicos de riesgo en el fondo marino	200

---

<b>Índice de figuras</b>	<b>Página</b>	
Figura 1	El nacimiento de la industria	14
Figura 2	Bosque de torres petroleras	15
Figura 3	Sistemas estructurales para la explotación de hidrocarburos en el mar	20
Figura II.1	Movimientos de una plataforma tipo Spar	30
Figura II.2	Diseño convencional de una plataforma Spar	33
Figura II.3	Plataforma tipo Spar Truss	35
Figura II.4	Casco de flotación de una plataforma tipo Spar Cell	36
Figura II.5	Cubierta en instalación	37
Figura II.6	Cubierta de la plataforma Spar Red Hawk	38
Figura II.7	Casco listo para ser remolcado	39
Figura II.8	Casco instalado	39
Figura II.9	Composición de una línea de amarre de acero	40
Figura II.10	Forma de la sección transversal de líneas de amarre	40
Figura II.11	Posición de las líneas de amarre en el casco de flotación	41
Figura II.12	Pilotes de cimentación	43
Figura II.13	Parte superior del pilote de cimentación	44
Figura II.14	Funcionamiento del pilote dentro del suelo marino	45
Figura III.1	Principio de Arquímedes	64
Figura III.2	Componentes del casco de flotación	65
Figura IV.1	Método de selección del criterio de cálculo de la fuerza de ola	76
Figura IV.2	Coficiente de inercia	82
Figura IV.3	Efectos de oleaje en el casco de flotación	83
Figura IV.4	Perfil de viento en la cubierta	90
Figura IV.5	Perfil de corriente marina en el casco de flotación	91
Figura IV.6	Tensión por efecto de marea	92
Figura V.1	Diagrama de la metodología de diseño	96
Figura V.2	Componentes del casco de flotación	101
Figura V.3	Orientación de ejes	104
Figura V.4	Casco en condición de equilibrio	105
Figura V.5	Casco en condición de inclinación	105
Figura V.6	Posición del punto de sujeción del amarre en el casco	107
Figura V.7	Configuración del sistema de amarre	108
Figura V.8	Numeración de las líneas de amarre	109
Figura VI.1	Golfo de México	115
Figura VI.2	Mapa de localización del campo de la plataforma Spar Neptune	116
Figura VI.3	Dimensiones de los componentes del casco de flotación	127
Figura VI.4	Aproximación de la posición del centro de gravedad	131
Figura VI.5	Posición del centro de gravedad	132

Figura VI.6	Datos para el cálculo de fuerzas de viento	138
Figura VI.7	Datos para el cálculo de fuerzas por corriente marina	139
Figura VI.8	Datos para el cálculo de fuerzas por oleaje	140
Figura VI.9	Sistema coordinado de referencia X-Z	141
Figura VI.10	Sistema coordinado de referencia Y-Z	142
Figura VI.11	Dimensiones del sistema de amarre	142
Figura VI.12	Regiones marinas del Golfo de México	155
Figura VI.13	Sonda de Campeche	156
Figura VII.1	Generaciones de plataformas tipo Spar	174
Figura A.1	Espectro de ola Pierson-Moskowitz	185
Figura A.2	Espectro de velocidades de viento API	191
Figura B.1	Plataformas marinas tubulares en las décadas de los 30's a los 70's (Adaptada de Dunn, 1982)	194
Figura B.2	Cambio en las condiciones de carga para diferentes enfoques y profundidades	197

# **Introducción.**

## **Introducción.**

- **Petróleo.**

El petróleo puede ser definido como un líquido oleoso bituminoso de origen natural compuesto por diferentes sustancias orgánicas. También recibe los nombres de petróleo crudo, crudo petrolífero o simplemente crudo. Se encuentra en grandes cantidades bajo la superficie terrestre y se emplea como combustible y materia prima para la industria química. Las sociedades industriales modernas lo utilizan sobre todo para lograr la transportación de personas y bienes por tierra, mar y aire, impensable hace sólo 100 años. Además, el petróleo y sus derivados se emplean para fabricar medicinas, fertilizantes, productos alimenticios, objetos de plástico, materiales de construcción, pinturas, textiles y para generar electricidad.

En la actualidad, todos los países dependen del petróleo y sus productos; la estructura física y la forma de vida de las aglomeraciones periféricas que rodean las grandes ciudades son posibles gracias a un suministro de petróleo relativamente abundante y barato. Sin embargo, en los últimos años ha descendido la disponibilidad mundial de esta materia y su costo relativo ha aumentado. Es probable que, a mediados del siglo XXI, el petróleo ya no se use comercialmente de forma habitual (Microsoft Encarta, 2005).

- **Características.**

Todos los tipos de petróleo se componen de hidrocarburos, aunque también suelen contener unos pocos compuestos de azufre y de oxígeno; el contenido de azufre varía entre un 0.1% y un 5%. El petróleo contiene elementos gaseosos, líquidos y sólidos. La consistencia del petróleo varía desde un líquido tan poco viscoso como la gasolina hasta un líquido tan espeso que apenas fluye. Por lo general, hay pequeñas cantidades de compuestos gaseosos disueltos en el líquido; cuando las cantidades de estos compuestos son mayores, el yacimiento de petróleo está asociado con un depósito de gas natural.

Existen tres grandes categorías de petróleo crudo: de tipo parafínico, de tipo asfáltico y de base mixta. El petróleo parafínico está compuesto por moléculas en las que el número de átomos de hidrógeno es siempre superior en dos unidades, al doble del número de átomos de carbono. Las moléculas características del petróleo asfáltico son los naftenos, que contienen exactamente el doble de átomos de hidrógeno que de carbono. El petróleo de base mixta contiene hidrocarburos de ambos tipos.

- **Formación.**

El petróleo se forma bajo la superficie terrestre por la descomposición de organismos marinos. Los restos de animales minúsculos que viven en el mar y, en menor medida, los de organismos terrestres arrastrados al mar por los ríos o los de plantas que crecen en los fondos marinos se mezclan con las finas arenas y limos que caen al fondo en las cuencas marinas tranquilas. Estos depósitos, ricos en materiales orgánicos, se convierten en rocas generadoras de crudo. El proceso comenzó hace muchos millones de años, cuando

surgieron los organismos vivos en grandes cantidades, y continúa hasta el presente. Los sedimentos se van haciendo más espesos y se hunden en el suelo marino bajo su propio peso. A medida que se van acumulando depósitos adicionales, la presión sobre los situados más abajo se multiplica por varios miles, y la temperatura aumenta en varios cientos de grados. El cieno y la arena se endurecen y se convierten en esquistos y arenisca; los carbonatos precipitados y los restos de caparzones se convierten en caliza, y los tejidos blandos de los organismos muertos se transforman en petróleo y gas natural.

Una vez formado el petróleo, éste fluye hacia arriba a través de la corteza terrestre porque su densidad es menor que la de las salmueras que saturan los intersticios de los esquistos, arenas y rocas de carbonato que constituyen dicha corteza. El petróleo y el gas natural ascienden a través de los poros microscópicos de los sedimentos situados por encima. Con frecuencia acaban encontrando un esquisto impermeable o una capa de roca densa: el petróleo queda atrapado, formando un depósito. Sin embargo, una parte significativa del petróleo no se topa con rocas impermeables, sino que brota en la superficie terrestre o en el fondo del océano. Entre los depósitos superficiales también figuran los lagos bituminosos y las filtraciones de gas natural.

- **La evolución histórica del aprovechamiento del petróleo.**

Los pueblos de Mesopotamia, hace más de 3000 años, conocían ya el petróleo, a través, particularmente, del alquitrán, que se encontraba en la superficie. Dicho alquitrán servía entonces como mortero para la construcción de las murallas o de los palacios; en la construcción de las cisternas, conductos de agua, terrazas y, sobre todo, de los barcos. Sabemos también que los chinos comenzaron a utilizar el gas hace 3000 años y que a partir del siglo II a. de J. C. explotaban el petróleo gracias a perforaciones realizadas con ayuda de tubos de bambú y tubos de bronce (Boy de la Tour, et al, 1980).

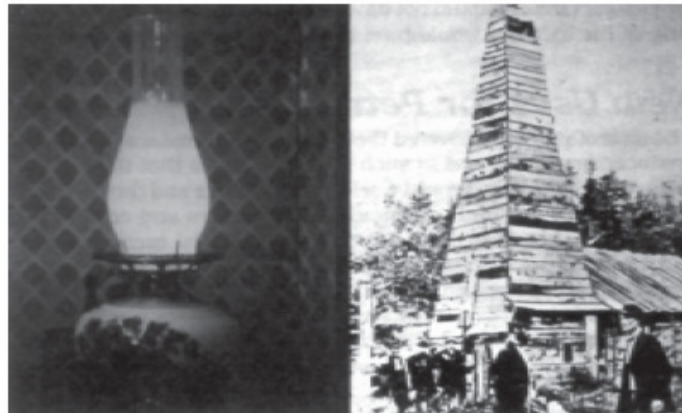
Los seres humanos conocen estos depósitos superficiales de petróleo crudo desde hace miles de años. Durante mucho tiempo se emplearon para fines limitados, como el calafateado de barcos, la impermeabilización de tejidos o la fabricación de antorchas. En la época del renacimiento, el petróleo de algunos depósitos superficiales se destilaba para obtener lubricantes y productos medicinales, pero la auténtica explotación del petróleo no comenzó hasta el siglo XIX. Para entonces, la Revolución Industrial había desencadenado una búsqueda de nuevos combustibles y los cambios sociales hacían necesario un aceite bueno y barato para las lámparas. El aceite de ballena sólo se lo podían permitir los ricos, las velas de sebo tenían un olor desagradable y el gas del alumbrado sólo llegaba a los edificios de construcción reciente situados en zonas metropolitanas (Microsoft Encarta, 2005).

Las virtudes medicinales del petróleo, conocidas desde la antigüedad, parecen haber sido, a partir del siglo XV, extraordinariamente apreciadas en Europa: el petróleo purgaba, curaba el reuma, los males de dientes, la gota, el escorbuto, los calambres, la tos; curaba la sordera, servía para limpiar las llagas, entre otras cosas. Los rusos le prestan mucha atención y, en ocasión, no dudan beber de un trago un vaso de petróleo, claro, de Bakú (Boy de la Tour, et al, 1980).

La búsqueda de un combustible mejor para las lámparas llevó a una gran demanda de “aceite de piedra” o petróleo, y a mediados del siglo XIX varios científicos desarrollaron procesos para su uso comercial. Por ejemplo, el británico James Young y otros comenzaron a fabricar diversos productos a partir del petróleo, aunque después Young centró sus actividades en la destilación de carbón y la explotación de esquistos petrolíferos. En 1852, el físico y geólogo canadiense Abraham Gessner obtuvo una patente para producir a partir de petróleo crudo un combustible para lámparas relativamente limpio y barato, el queroseno. Tres años más tarde, el químico estadounidense Benjamin Silliman publicó un informe que indicaba la amplia gama de productos útiles que se podían obtener mediante la destilación del petróleo (Microsoft Encarta, 2005).

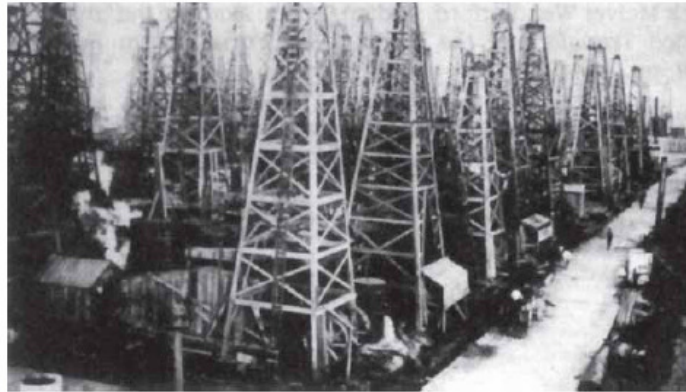
Con ello empezó la búsqueda de mayores suministros de petróleo. Hacía años que la gente sabía que en los pozos perforados para obtener agua o sal se producían en ocasiones filtraciones de petróleo, por lo que pronto surgió la idea de realizar perforaciones para obtenerlo. Los primeros pozos de este tipo se perforaron en Alemania entre 1857 y 1859, pero el acontecimiento que obtuvo fama mundial fue la perforación de un pozo petrolífero cerca de Oil Creek, en Pennsylvania (Estados Unidos), llevada a cabo por Edwin L. Drake, el Coronel (Figura 1), en 1859. Drake, contratado por el industrial estadounidense George H. Bissell que también proporcionó a Silliman muestras de rocas petrolíferas para su informe, perforó en busca del supuesto “depósito matriz”, del que parece ser surgían las filtraciones de petróleo de Pennsylvania occidental. El depósito encontrado por Drake era poco profundo (21.2 m) y el petróleo era de tipo parafínico, muy fluido y fácil de destilar.

El éxito de Drake marcó el comienzo del rápido crecimiento de la moderna industria petrolera. La comunidad científica no tardó en prestar atención al petróleo, y se desarrollaron hipótesis coherentes para explicar su formación, su movimiento ascendente y su confinamiento en depósitos. Con la invención del automóvil y las necesidades energéticas surgidas en la I Guerra Mundial, la industria del petróleo se convirtió en uno de los cimientos de la sociedad industrial.



**Figura 1.** El nacimiento de la industria (cortesía API).

En lugar de casas, la región conocida como Titusville mostraba un bosque de torres petroleras, en la Figura 2 se muestra una de las principales avenidas de la ciudad.



**Figura 2.** Bosque de torres petroleras (*cortesía API*).

Para encontrar petróleo bajo tierra, los geólogos deben buscar una cuenca sedimentaria con esquistos ricos en materia orgánica, que lleven enterrados el suficiente tiempo para que se haya formado petróleo (desde unas decenas de millones de años hasta 100 millones de años). Además, el petróleo tiene que haber ascendido hasta depósitos capaces de contener grandes cantidades de líquido. La existencia de petróleo crudo en la corteza terrestre se ve limitada por estas condiciones. Sin embargo, los geólogos y geofísicos especializados en petróleo disponen de numerosos medios para identificar zonas propicias para la perforación. Por ejemplo, la confección de mapas de superficie de los afloramientos de lechos sedimentarios permite interpretar las características geológicas del subsuelo y esta información puede verse complementada por datos obtenidos perforando la corteza y extrayendo testigos o muestras de las capas rocosas. Por otra parte, las técnicas de prospección sísmica que estudian de forma cada vez más precisa la reflexión y refracción de las ondas de sonido propagadas a través de la Tierra revelan detalles de la estructura e interrelación de las distintas capas subterráneas. Pero, en último término, la única forma de demostrar la existencia de petróleo en el subsuelo es perforando un pozo. De hecho, casi todas las zonas petrolíferas del mundo fueron identificadas en un principio por la presencia de filtraciones superficiales y la mayoría de los yacimientos fueron descubiertos por investigadores particulares que se basaban más en la intuición que en la ciencia (Microsoft Encarta, 2005).

Un campo petrolífero puede incluir más de un yacimiento, es decir, más de una única acumulación continua y delimitada de petróleo. De hecho, puede haber varios depósitos apilados uno encima de otro, aislados por capas intermedias de esquistos y rocas impermeables. El tamaño de esos depósitos varía desde unas pocas decenas de hectáreas hasta decenas de kilómetros cuadrados, y su espesor va desde unos pocos metros hasta varios cientos o incluso más. La mayor parte del petróleo descubierto y explotado en el mundo se encuentra en unos pocos yacimientos grandes (Microsoft Encarta, 2005).

La mayoría de los pozos petrolíferos se perforan con el método rotatorio. En este método, una torre sostiene la cadena de perforación, formada por una serie de tubos acoplados. La

cadena se hace girar uniéndola al banco giratorio situado en el suelo de la torre. La broca de perforación situada al final de la cadena suele estar formada por tres ruedas cónicas con dientes de acero endurecido. La broca se lleva a la superficie por un sistema continuo de fluido circulante impulsado por una bomba (Microsoft Encarta, 2005).

El crudo atrapado en un yacimiento se encuentra bajo presión; si no estuviera atrapado por rocas impermeables habría seguido ascendiendo debido a su flotabilidad hasta brotar en la superficie terrestre. Por ello, cuando se perfora un pozo que llega hasta una acumulación de petróleo a presión, el petróleo se expande hacia la zona de baja presión creada por el pozo en comunicación con la superficie terrestre. Sin embargo, a medida que el pozo se llena de líquido aparece una presión contraria sobre el depósito y pronto se detendría el flujo de líquido adicional hacia el pozo si no se dieran otras circunstancias. La mayor parte del petróleo contiene una cantidad significativa de gas natural en disolución, que se mantiene disuelto debido a las altas presiones del depósito. Cuando el petróleo pasa a la zona de baja presión del pozo, el gas deja de estar disuelto y empieza a expandirse. Esta expansión, junto con la dilución de la columna de petróleo por el gas, menos denso, hace que el petróleo aflore a la superficie (Microsoft Encarta, 2005).

A medida que se continúa retirando líquido del yacimiento, la presión del mismo va disminuyendo poco a poco, así como la cantidad de gas disuelto. Esto hace que la velocidad de flujo del líquido hacia el pozo se haga menor y se libere menos gas. Cuando el petróleo ya no llega a la superficie se hace necesario instalar una bomba en el pozo para continuar extrayendo el crudo (Microsoft Encarta, 2005).

Finalmente, la velocidad de flujo del petróleo se hace tan pequeña y el costo de elevarlo hacia la superficie aumenta tanto, que el costo de funcionamiento del pozo es mayor que los ingresos que se pueden obtener por la venta del crudo una vez descontados los gastos de explotación, impuestos, seguros y rendimientos del capital. Esto significa que se ha alcanzado el límite económico del pozo, por lo que se abandona su explotación (Microsoft Encarta, 2005).

En las proyecciones es probable que en los próximos años se realicen descubrimientos adicionales y se desarrollen nuevas tecnologías que permitan aumentar la eficiencia de recuperación de los recursos ya conocidos. En cualquier caso, el suministro de crudo alcanzará hasta las primeras décadas del siglo XXI. Sin embargo, según los expertos, no existen casi perspectivas de que los nuevos descubrimientos e invenciones amplíen la disponibilidad de petróleo barato mucho más allá de ese periodo (Microsoft Encarta, 2005).

Tomando el enfoque en las alternativas, se puede decir que a la vista de las reservas disponibles y de las pesimistas proyecciones, parece evidente que en el futuro harán falta fuentes de energía alternativas, aunque existen muy pocas opciones si se tienen en cuenta las ingentes necesidades de energía del mundo industrializado. La recuperación comercial de esquistos petrolíferos y la producción de crudo sintético todavía tienen que demostrar su viabilidad y hay serias dudas sobre la competitividad de los costos de producción y los

volúmenes de producción que se pueden lograr con estas posibles nuevas fuentes (Microsoft Encarta, 2005).

Los distintos problemas y posibilidades de fuentes alternativas, como la energía geotérmica, la energía solar y la energía nuclear, se analizan en foros de especialistas de diferentes áreas. El único combustible alternativo capaz de cubrir las enormes necesidades de energía del mundo actual es el carbón, cuya disponibilidad planetaria está firmemente establecida. El aumento previsto de su empleo llevaría aparejado un aumento del uso de la energía eléctrica basada en el carbón, que se utilizaría para un número cada vez mayor de procesos industriales. Es posible que se pueda regular su uso gracias a la moderna tecnología de ingeniería, con un reducido aumento de los costos de capital y de explotación (Microsoft Encarta, 2005).

Los conocimientos y técnicas empleadas por los ingenieros de prospección y refinado proceden de casi todos los campos de la ciencia y la ingeniería. Por ejemplo, en los equipos de prospección hay geólogos especializados en la confección de mapas de superficie, que tratan de reconstruir la configuración de los diversos estratos sedimentarios del subsuelo, lo que puede proporcionar claves sobre la presencia de depósitos de petróleo. Después, los especialistas en el subsuelo estudian las muestras de las perforaciones e interpretan los datos sobre formaciones subterráneas transmitidos a sensores situados en la superficie desde dispositivos de sondeo eléctricos, acústicos y nucleares introducidos en el pozo de prospección mediante un cable. Los sismólogos interpretan las complejas señales acústicas que llegan a la superficie después de propagarse a través de la corteza terrestre. Los geoquímicos estudian la transformación de la materia orgánica y los métodos para detectar y predecir la existencia de dicha materia en los estratos subterráneos. Por su parte, los físicos, químicos, biólogos y matemáticos se encargan de la investigación básica y del desarrollo de técnicas de prospección complejas (Microsoft Encarta, 2005).

Los ingenieros especializados son los responsables de la explotación de los yacimientos de petróleo descubiertos. Por lo general, son especialistas en una de las categorías de operaciones de producción: instalaciones de perforación y de superficie, análisis petrofísico y petroquímico del depósito, estimación de las reservas, especificación de las prácticas de explotación óptima y control, y seguimiento de la producción. Muchos de estos especialistas son ingenieros químicos, industriales o eléctricos, o bien físicos, químicos, matemáticos o geólogos (Microsoft Encarta, 2005).

El ingeniero de perforación determina y supervisa el programa concreto para perforar el pozo, el tipo de lodo de inyección empleado, la forma de fijación del revestimiento de acero que aísla los estratos productivos de los demás estratos subterráneos y la forma de exponer los estratos productivos del pozo perforado. Los especialistas en ingeniería de instalaciones especifican y diseñan los equipos de superficie que se deben instalar para la producción, las bombas de los pozos, los sistemas para medir el yacimiento, recoger los fluidos producidos y separar el gas, los tanques de almacenamiento, el sistema de deshidratación para eliminar el agua del petróleo obtenido y las instalaciones para sistemas de recuperación mejorada (Microsoft Encarta, 2005).

Los ingenieros petroleros, geofísicos y geólogos, después de interpretar los datos suministrados por el análisis de los testigos o muestras geológicas y por los diferentes dispositivos de sondeo, desarrollan una descripción de la roca del yacimiento y de su permeabilidad, porosidad y continuidad. Después, estos ingenieros desarrollan un plan para determinar el número y localización de los pozos que se perforarán en el depósito, el ritmo de producción adecuado para una recuperación óptima y las necesidades de tecnologías de recuperación complementarias. Estos ingenieros también realizan una estimación de la productividad y las reservas totales del depósito, analizando el tiempo, los costos de explotación y el valor del crudo producido. Los ingenieros de producción supervisan el funcionamiento de los pozos; además, recomiendan y ponen en práctica acciones correctoras como fracturación, acidificación, profundización, ajuste de la proporción entre gas y petróleo o agua y petróleo, o cualesquiera otras medidas que mejoren el rendimiento económico del yacimiento. Por último los ingenieros civiles que dedicados al campo de la petroquímica tienen varias contribuciones, por citar dos tenemos la actividad en el diseño de las estructuras que ofrecen sustento a los equipos que se denominan cubiertas y por consiguiente el diseño de las unidades de soporte de las cubiertas que son los jackets en el caso de estructuras fijas y cascos de flotación en el caso de sistemas flotantes. Otra actividad se encuentra el diseño de las líneas de conducción de la producción a tierra por medio de ductos marinos (Boy de la Tour, et al, 1980).

- **Explotación de hidrocarburos en aguas profundas.**

A medida que se han descubierto yacimientos petrolíferos en sitios costa afuera, con tirantes o profundidades del suelo marino cada vez mayores, se ha hecho necesario desarrollar nuevos sistemas de explotación, los cuales están conformados por instalaciones para el control de la producción e instalaciones para su procesamiento, manejándose dos opciones respecto a la ubicación de los árboles de control que son las válvulas que controlan el flujo de aceite: la primera de ellas consiste en colocarlos en la superficie, sobre una estructura de soporte, la segunda es hacerlo directamente sobre el fondo marino con estructuras conocidas como plataformas fijas y plataformas del tipo flotante. En ambos casos los hidrocarburos se envían a un centro de proceso en la superficie del mar, pudiéndose enviar la producción hasta la costa en el caso de usar sistemas submarinos. Las estructuras de soporte pueden ser rígidas, flexibles o flotantes (Rodríguez, 2004).

- **Sistemas flotantes de producción.**

A la fecha, la mayoría de los campos petroleros costa afuera se han desarrollado con estructuras rígidas fijas al fondo marino. Sin embargo, a medida que se incrementa la profundidad también lo hace el costo. La alternativa en estos casos son las estructuras flotantes, cuyo costo no depende directamente de la profundidad.

En años recientes, la industria petrolera ha puesto mucho interés en la aplicación de los sistemas flotantes de producción, debido a que en determinados casos sus ventajas representan una alternativa técnica y económica factible.

En su papel de sistemas autónomos, la mayoría de las veces las unidades flotantes se han utilizado en yacimientos pequeños o en sitios alejados de instalaciones permanentes. Sus desventajas más notorias respecto a los sistemas rígidos son su limitada capacidad de carga y la susceptibilidad al paro de operaciones por condiciones ambientales extremas. El costo de estas estructuras es prácticamente independiente de la profundidad, y dado que son reutilizables, pueden amortizarse empleándose en varios campos.

Cuando se usan como instalaciones de producción, estos sistemas están formados típicamente por cinco partes: una estructura flotante para soportar el equipo de producción y servicios, un sistema de anclaje para el posicionamiento de la plataforma sobre el pozo, un sistema de conductores para enviar a la superficie el producto del pozo localizado en el lecho marino, una plantilla submarina y una estación de control de flujo de los hidrocarburos. Éstos tienen la ventaja de que la producción puede comenzar casi inmediatamente después de la perforación de los pozos.

Cabe mencionar que hay cuatro tipos básicos de estructuras flotantes: las plataformas semisumergibles, las plataformas de piernas tensadas (TLP del inglés Tension Leg Platform), las plataformas tipo Spar (Spar Buoy cuya traducción es boya en forma de espárrago) y los barcos de producción, almacenamiento y descarga (FPSO del inglés Floating, Production, Storage and Offloading).

En la Tabla 1 se muestran los rangos de tirantes de agua de aplicación actual de los diferentes sistemas estructurales de producción de hidrocarburos (KMG, 2007).

**Tabla 1.** Profundidades de sistemas estructurales.

<b>Sistema</b>	<b>Rango de aplicación en campo</b>
Plataforma fija	312 a 412 m
Torre flexible	304.8 a 534.6 m
Plataforma de piernas tensadas	147 a 1425
Sea Star (mini TLP)	518 a 1295 m
Plataforma Spar	588 a 1710 m
Plataforma semisumergible	700 a 2414 m
Barco de producción (FPSO)	1300 a 1800 m
Sistema submarino	hasta 3000 m

En la Figura 3 se muestran los diferentes tipos de sistemas de explotación de hidrocarburos y una profundidad relativa de operación que se usa en la práctica, el uso de un sistema flotante a otro depende de muchos factores, por ejemplo, el tirante de agua, condiciones del mar y configuración de la forma del yacimiento.

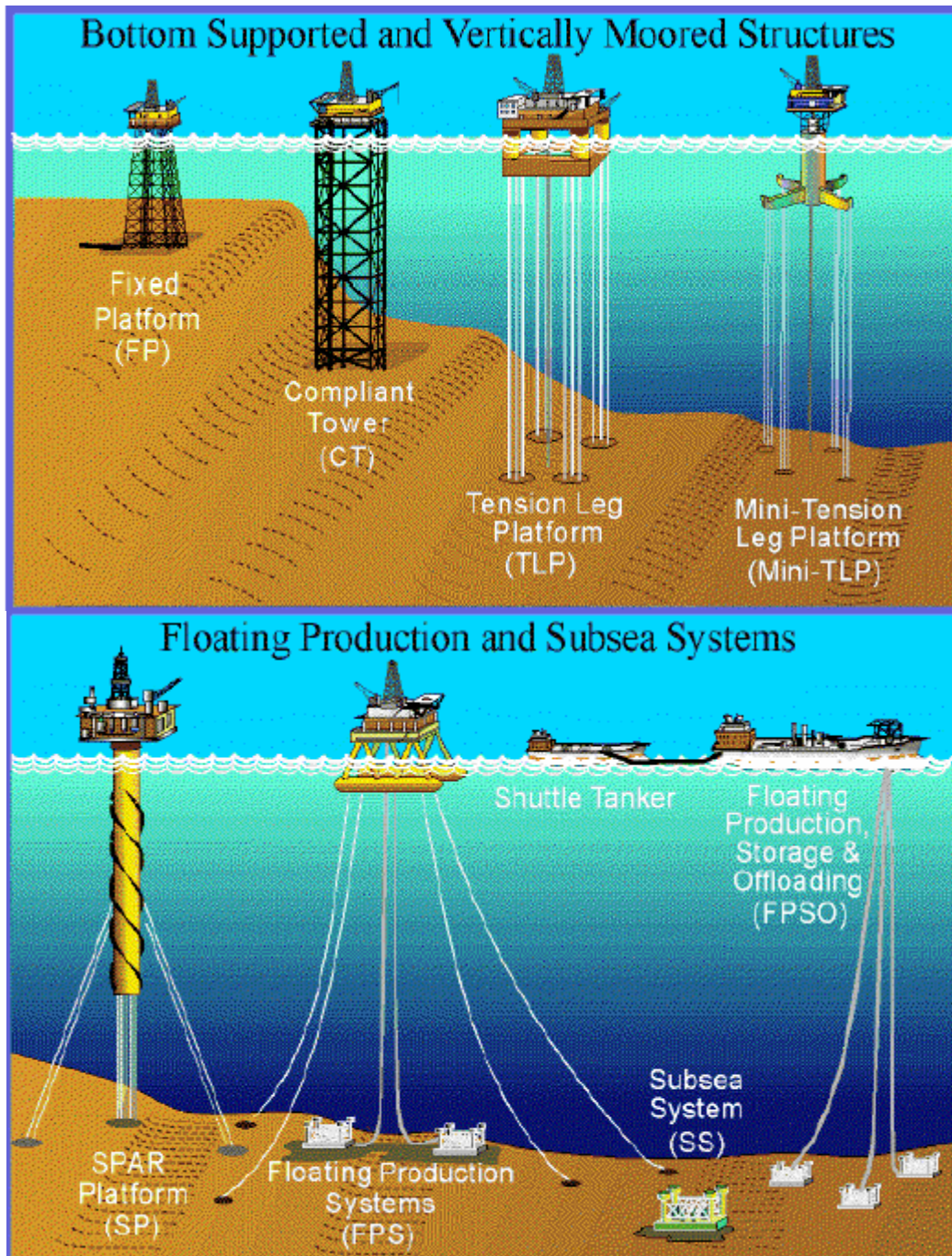


Figura 3. Sistemas estructurales para la explotación de hidrocarburos en el mar

Para entender mejor el concepto de los diferentes sistemas flotantes, a continuación se presenta una breve descripción de cada uno de ellos.

- **Plataforma semisumergible.**

Es una estructura reticular con cascos de flotación sumergidos formados por pontones y columnas, sobre los cuales se apoyan las cubiertas de trabajo.

Una plataforma semisumergible es aplicable a operaciones de perforación y de producción. A grandes profundidades, el sistema de anclaje, compuesto por un conjunto de cables en catenaria, impone limitaciones a la navegación; el uso de un sistema de posicionamiento dinámico resuelve el problema, aunque implica mayor costo (Rodríguez, 2004).

La primera plataforma de este tipo instalada en el Golfo de México en el año 1998 en el campo conocido como Garden Banks Block 260 se conoce como Morphet (SPE, 2006).

- **Plataforma de piernas tensadas (TLP).**

Es una plataforma flotante de configuración estructural similar a la de una semisumergible, con la diferencia de que la sujeción al fondo marino se realiza con tirantes verticales permanentemente sometidos a tensión.

La primera plataforma de piernas tensadas se instaló durante el verano de 1984 en el campo Hutton del sector británico del Mar del Norte, a una profundidad de 150 m, y la primera de este tipo en el Golfo de México fue la plataforma para el campo Jolliet, instalada en mayo de 1989 (Rodríguez, 2004).

- **Barco de producción (FPSO).**

Por lo general, consta de un barco anclado mediante líneas de cadena y cables o con posicionamiento dinámico. Los usos más generalizados de estos sistemas son: de producción, almacenamiento y carga. Unidades utilizadas en ambientes severos u hostiles se anclan a través de una torreta que permite que el barco gire libremente alrededor de este punto. Dichas unidades pueden operar aún en condiciones ambientales muy severas, tales como las del Mar del Norte (Rodríguez, 2004).

La primera unidad flotante que se instalará en el Golfo de México entrará en operación en los primeros tres meses del 2007 en el campo conocido como Ku-Malooop-Zaap (SPE, 2006).

- **Plataforma tipo Spar Buoy.**

Las plataformas Spar son sistemas flotantes que constan de un cilindro vertical de gran diámetro que soporta la cubierta; se sujeta usando un sistema de líneas en catenaria tensas distribuidas alrededor del casco y ancladas al fondo marino a través de pilotes. Generalmente el sistema de anclaje está compuesto de 6 a 20 líneas de amarre (Silva, 2004).

La primera Spar entró en operación en el Golfo de México en el año 1996, en el campo conocido como Viosca Knoll Block 826 que se encuentra en las costas del estado de Louisiana (KMG, 2006).

Partiendo de estas nuevas técnicas en la explotación de hidrocarburos, entramos a una nueva era en esta actividad, tomando en cuenta que México es un país en donde la actividad petrolera es una de las bases de la economía, como ingenieros de un país en vías de desarrollo se tiene que actualizar la tecnología aprendiendo a usar estos recursos, en el futuro se deben asimilar nuevos conocimientos y tecnología para poder contribuir con el desarrollo del país.

Dentro de estos sistemas de producción las plataformas tipo Spar son alternativas viables y atractivas económicamente para el desarrollo de campos en aguas profundas.

# **Capítulo I.**

## **Objetivo.**

## I. Objetivo.

Mientras más y más campos inexplorados de explotación sean descubiertos en aguas profundas y ultra profundas, la necesidad cada día más demandante del desarrollo de nuevas tecnologías surge y requiere ser atendida. Debido a que el desarrollo de la exploración tiene un costo muy alto sumando además las incertidumbres presentadas a pesar de nuestro avance tecnológico, muchos campos de explotación en aguas profundas no han sido todavía sometidos a algún desarrollo tanto de exploración como de proyecto. Una de las incertidumbres a nivel económico más importantes como son los precios del petróleo en el mercado que constantemente se encuentran fluctuando el cuál tiene un efecto de miedo en las compañías petroleras para invertir en la investigación en campos marginales o poco explorados y en los campos de alto costo en las condiciones de como se encuentren en aguas profundas. En esta situación se puede tomar en cuenta la consideración de un concepto fiable y rentable, la necesidad de que estos sitios sean explorados para aumentar el interés por las nuevas inversiones de investigación en la exploración de petróleo y la producción de hidrocarburos en el futuro es prioritario ya que nuestro país es una de las naciones que tiene cierta antigüedad en la industria petrolera (Andreas, 2000).

Un concepto confiable y rentable para las actividades de explotación de campos en aguas profundas es la llamada plataforma tipo Spar Buoy. La tecnología de la plataforma tipo Spar Buoy es bien conocida en la industria costa afuera y se ha usado por cerca de una década en aplicaciones exitosas en el Golfo de México. La tecnología de la plataforma tipo Spar Buoy, se introdujo por primera vez en el año de 1996 en el Golfo de México, con la instalación de la plataforma Oryx Neptune. Actualmente existen 14 plataformas tipo Spar operando en el Golfo de México, con un record de 1710 m de tirante de agua (Andreas, 2000), (KMG, 2004).

En la Tabla I.1 se muestran las características más importantes de estas plataformas (KMG, 2004), la característica que identifica la diferencia entre las tres generaciones de las Spar es la forma de su casco de flotación.

**Tabla I.1** Características de plataformas marinas tipo Spar.

Plataforma	Ubicación	Tirante [m]	Diámetro [m]	Calado de operación [m]
Neptune*	Golfo de México	588	21.9	198.1
Medusa**	Golfo de México	678	28.6	163.4
Genesis*	Golfo de México	792	37.2	198.1
Gunnison**	Golfo de México	960	29.9	152.1
Front Runner**	Golfo de México	1015	28.6	150.4
Boomvang**	Golfo de México	1052	27.4	150.2
Nansen**	Golfo de México	1121	27.4	150.2
Holstein**	Golfo de México	1324	45.5	88.4
Mad Dog**	Golfo de México	1347	39	180.3

Hoover-Diana*	Golfo de México	1463	37.2	198.1
Constitution**	Golfo de México	1515	29.87	153.6
Red Hawk***	Golfo de México	1615	19.5	158.5
Horn Mountain**	Golfo de México	1653	32.3	153.9
Devil's Tower**	Golfo de México	1710	28.65	163.4

\* Plataforma de primera generación Spar Buoy, consta de un casco de mayor calado.

\*\* Plataforma de segunda generación Spar Truss, consta de un casco con menor calado.

\*\*\* Plataforma de tercera generación Spar Cell, consta de un casco de flotación formado por varias columnas.

Una plataforma tipo Spar es un sistema fijo de forma vertical, es un sistema estructural flotante en donde el exceso de la flotación del casco mantiene la tensión en el sistema del amarre. Una Spar puede diseñarse para servir varios papeles funcionales asociados a la explotación de aceite y la explotación de gas costa afuera. Es considerado particularmente conveniente para las actividades en aguas profundas (Andreas, 2000).

Un sistema Spar consiste de varios componentes principales, teniendo cada uno de ellos un antecedente en la industria marina costa afuera. La singularidad de una Spar está en la influencia sistemática de un componente a otro. Por consiguiente el diseño es un proceso muy interactivo que debe responder a los requisitos funcionales, tamaño del componente y proporción, el diseño de equipo y asignación del espacio, comportamiento hidrodinámico, detalle estructural, peso y centros de gravedad, entre otros. Todas las disciplinas involucradas en el proceso del diseño deben anticiparse a formar varias iteraciones para lograr un equilibrio apropiado de los factores de diseño (API RP2T, 1997).

## I.1 Objetivo.

El objetivo de este trabajo es identificar y desarrollar una metodología para el dimensionamiento básico o dimensionamiento preliminar de los componentes principales de una plataforma tipo Spar Buoy.

Con el uso de cálculos considerados como esenciales en el campo de la hidráulica, se determinarán las dimensiones de los componentes de la plataforma y se hará una evaluación para determinar si la metodología es correcta.

La finalidad de este trabajo es desarrollar una serie de recomendaciones que se pueden seguir en la práctica y que se pueden considerar como una guía organizada para que el diseñador tenga un acercamiento eficaz en la planeación y diseño de una plataforma marina tipo Spar Clásica o Spar Buoy. Se hace énfasis en todas las disciplinas de la ingeniería que participan durante las fases de planeación, diseño, desarrollo de la construcción e instalación.

Podemos en general seguir los siguientes pasos para llegar a nuestro objetivo.

- *Requisitos funcionales.*

- *Proporciones de la configuración.*
- *Arreglos.*
- *Subdivisión de la hidrostática.*
- *Hidrodinámica.*
- *Análisis y diseño estructural.*
- *Diseño de amarre y cimentación.*
- *Estimaciones de peso.*

## **I.2 Alcances.**

Esta metodología se recomienda en la práctica para el diseño básico de plataformas marinas tipo Spar en donde se incorporan muchas disciplinas de la ingeniería que están envueltas en la investigación de instalaciones costa afuera del tipo flotantes y fijas. Se definen las bases a partir de aplicaciones exitosas empleadas para los sistemas estructurales costa afuera relacionados con las industrias marinas (API RP2FPS, 2001).

Este documento resume información disponible para formar una guía para el diseño preliminar de un sistema Spar. Las recomendaciones están basadas en la literatura publicada y el trabajo de muchas compañías que están activamente comprometidas en el diseño de las Spar. Éste documento menciona los métodos de análisis utilizados para llevar a cabo el desarrollo en la tecnología de una Spar (API RP2FPS, 2001).

Este trabajo persigue tener tres partes: el cuerpo principal, la aplicación y las conclusiones. El cuerpo principal contiene la teoría y los principios de ingeniería básicos que son aplicables al diseño. Las ecuaciones para los análisis son incluidos donde debe ser apropiado. En muchos casos estas ecuaciones representan sintetizaciones de procedimientos de análisis más completos, pero ellos pueden usarse para hacer predicciones razonables y conservadoras de movimientos, fuerzas o componentes de fuerzas. Las discusiones más detalladas de los principios de diseño se describen en la base de la lógica, los conceptos analíticos avanzados que de ellos fueron desarrollados y se presentan en el Capítulo IV.

Se presenta la aplicación de los cálculos realizados por medio de una simulación hidrodinámica que es recomendada por diversa literatura, aquí se somete el diseño a las condiciones de los estados de mar que presenta un sitio susceptible a ser explotado.

Al final del trabajo se habla acerca de las conclusiones, se formulan recomendaciones para diseños futuros y se establece si el objetivo fue cubierto.

Se propone que en el análisis hidrodinámico se utilice el más actual y los métodos probados disponibles y trate de hacer de conocimiento público cualquier nuevo principio o procedimientos encontrados para la revisión en la operación estructural de la instalación.

En este trabajo se mostrará cómo tener una visualización de la forma de la superestructura de la plataforma teniendo en cuenta las necesidades operacionales las cuales nos darán la pauta para poder calcular los demás elementos estructurales.

Una vez teniendo las cargas que genere la superestructura se procederá a calcular las dimensiones al casco de flotación que es el elemento que tiene un poco más de importancia para tener sustento en el mar. Se calcularán las dimensiones de la instalación, bajo el criterio de flotación en fluidos estudiado desde hace algún tiempo por los especialistas y científicos.

En el caso de las líneas de amarre, se debe calcular el valor de la fuerza que tendrán que soportar dichos elementos debido a los efectos que generen los procesos meteoceánicos los cuales tratarán de sacar de la posición de trabajo a la plataforma. Se planteará el valor de tensión de trabajo para poder determinar que tipo de material y tamaño de línea de amarre debemos elegir, los materiales y diámetro deberán tener características acordes a su esfuerzo actuante para poder trabajar como se requiera. Emplearemos un programa de análisis hidrodinámico en el cuál se modelarán dos instalaciones. La primera es aplicarlo al sistema Spar obtenido a partir de la metodología propuesta. La segunda es aplicarlo a una instalación con las mismas dimensiones en un campo hipotético en un tirante mayor dentro del Golfo de México en la Sonda de Campeche, la idea es validar la metodología en el diseño propuesto

En el caso de la cimentación se establecerán las fuerzas a las que trabajará el pilote de cimentación a lo largo de su vida de servicio y en condiciones de tormenta, este valor es importante ya que este elemento es uno de los más difíciles de plantear y sobre todo de construir. Su proceso constructivo es sumamente complejo, sin embargo una vez teniendo los valores de carga de trabajo, se puede dar solución a su forma y configuración. Se empleará un programa que calcula esfuerzos y desplazamientos generados en el suelo marino teniendo en cuenta dos parámetros fundamentales en el diseño de este componente que es la resistencia y su desplazamiento (API RP2FPS, 2001).

**Capítulo II.**  
**Concepto estructural Spar**  
**Buoy.**

## II. Concepto estructural Spar Buoy.

### II.1 Filosofía general.

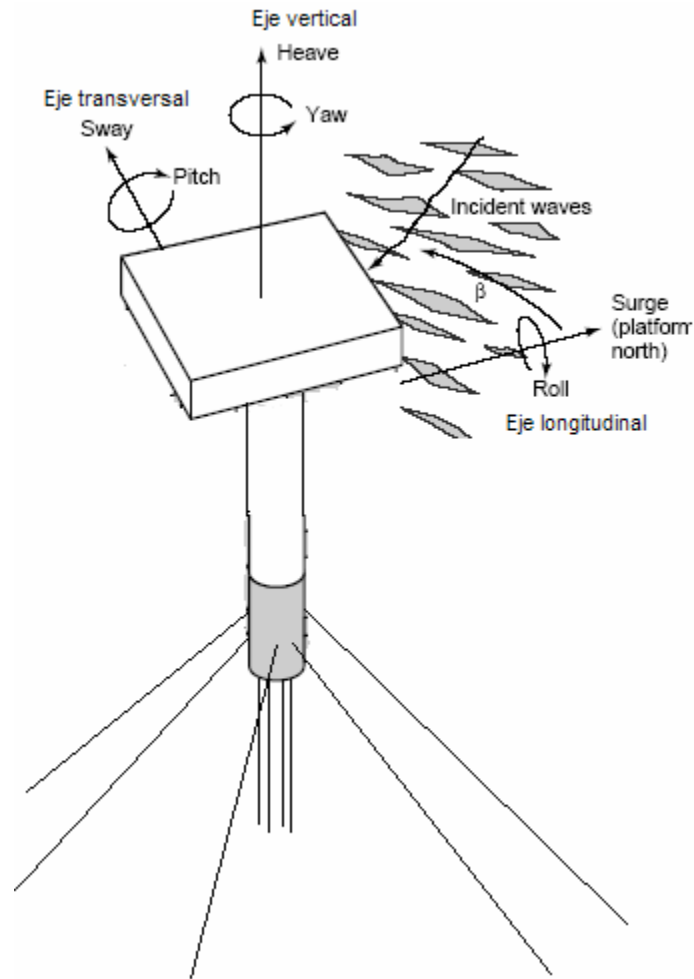
Las plataformas marinas tipo Spar Buoy son estructuras flotantes que tienen como función proporcionar apoyo para la perforación de pozos y la explotación de hidrocarburos en aguas profundas. Se puede decir que estas plataformas son ancladas en el fondo marino a través de líneas de amarre denominadas taut leg, que se mantienen tensas por un exceso de flotación del casco, dado por la parte del casco de la plataforma que se encuentra sumergido dentro del agua. La finalidad del sistema de amarre es proporcionar una alta rigidez vertical, con lo que se mitiga de forma virtual el movimiento vertical (heave), balanceo (roll) y cabeceo (pitch), que no deben ser mayores a los establecidos por los diferentes manuales de operación; mientras que los movimientos laterales de retraso (surge), oscilación (sway) y giro (yaw), son controlados de forma considerable y tampoco deben estar por encima del valor recomendado en los códigos de diseño (Andreas, 2000).

Una plataforma tipo Spar es un sistema flexible en la dirección del oleaje, lo cual permite disipar la energía proporcionada por los efectos del mar y reduce los requisitos estructurales con el fin de mantener la plataforma sobre la ubicación de trabajo (Barranco, 2000).

Los seis grados de libertad de movimiento de una Spar son descritos a continuación:

- **Balanceo (roll):** La rotación de la plataforma alrededor de su eje longitudinal.
- **Cabeceo (pitch):** La rotación de la plataforma alrededor de su eje horizontal transversal.
- **Movimiento lateral de retraso (surge):** movimiento horizontal de la plataforma en planta en la dirección del eje longitudinal, no debe ser mayor que el 10% del tirante de agua en donde se trabaja.
- **Movimiento vertical (heave):** movimiento de la plataforma en la dirección vertical, no debe ser mayor que 2 metros.
- **Oscilación (sway):** movimiento horizontal de la plataforma en la dirección del eje transversal en planta, no debe ser mayor que el 10% del tirante en donde se trabaja.
- **Giro (yaw):** rotación de la plataforma alrededor de su eje vertical.

Los movimientos de la plataforma se muestran en la Figura II.1



**Figura II.1** Movimientos de una plataforma tipo Spar.

Las características de movimiento de una Spar ocasionadas por las fuerzas ambientales presentan un número de aciertos y desventajas para su uso como sistema de producción costa afuera. La reducción considerable de los movimientos verticales de la plataforma proporciona una base estable para la operación y permite el acceso a los pozos así como posibilita la perforación de los pozos desde la misma cubierta de la plataforma. La tensión provocada en el sistema de amarre por flotación hace que el costo de la plataforma tenga poca variación con el incremento del tirante de agua, permitiendo la reutilización de la plataforma de forma rápida y la reducción de los costos en los casos de abandono del campo. El diseño de una plataforma tipo Spar permite que la construcción y el equipamiento se efectúen previamente a su instalación en patios de fabricación en tierra firme (Andreas, 2000).

Algunas de las desventajas de una plataforma tipo Spar incluyen el requerimiento de cimentaciones capaces de resistir grandes fuerzas verticales ascendentes y un diseño y

mantenimiento minuciosos de los sistemas de amarre. Una Spar es más sensible a los cambios en la distribución de las masas y tiene límites operacionales bien establecidos sobre la carga total en las cubiertas (API RP2FPS, 2001).

Una plataforma Spar puede ser diseñada para diferentes funciones de la industria petrolera como perforación, proceso, almacenamiento, alojamiento o para combinaciones de éstos y es adecuada para aplicaciones en aguas profundas.

Es importante mencionar que aunque teóricamente las Spar pueden almacenar aceite, hasta la fecha ninguna de ellas se ha utilizado para este fin (Barranco, 2001).

Para entender lo que es el concepto plataforma Spar Buoy se debe considerar lo siguiente, se puede decir en general que consiste en un cilindro vertical de gran diámetro que soporta una cubierta, cuya configuración de la parte superior es de forma convencional a la de una plataforma fija: cubierta superficial con equipo de perforación y producción. En la parte de explotación cuenta con tres tipos de risers producción, perforación y exportación. El casco de la plataforma esta sujetado usando un sistema de amarre sometido a tensión en catenaria de seis a veinte líneas ancladas dentro del suelo marino. En la actualidad la plataforma Spar es utilizada en aguas de una profundidad de más de 920 metros, su uso se puede extender a profundidades más altas y se debe desarrollar la tecnología que pueda extender su uso para profundidades de unos 3100 metros (API RP2FPS, 2001).

## **II.2 Componentes principales.**

En general se puede hacer una pequeña lista de los componentes principales de una plataforma tipo Spar Buoy, esas partes son las que se citan a continuación (Barranco, 2005):

- *Cubierta de la estructura.*
- *Casco de flotación.*
- *Líneas de amarre.*
- *Cimentación.*

## **II.3 El concepto Spar Buoy.**

La plataforma tipo Spar Buoy es un elemento sumergido en forma profunda, es un cilindro grande colocado en forma vertical.

El diseño clásico de una Spar Buoy se muestra en la Figura II.2, es como los descritos anteriormente, consiste en una carcaza de acero en forma cilíndrica grande. El sistema es atiesado con estribos longitudinales y marcos profundos puestos en toda su longitud. La parte superior de la carcaza proporciona la flotación y la sección media mantiene un espacio bastante considerable para el cuarto de almacenamiento de aceite. El compartimiento más bajo sostiene el balasto que controla el buen estado de

posicionamiento de la Spar. Se acondicionan elementos en forma de espirales a la parte sumergida de la carcaza para prevenir vórtices inducidos por las vibraciones debidas a las corrientes marinas (Andreas, 2000).

La Spar Buoy visto como elemento sumergido de forma profunda y analizando los desplazamientos a los que es sometida le dan características de movimiento excelentes además de que genera períodos naturales de vibración fuera del rango normal de las vibraciones inducidas por la energía que genera el oleaje. Esta característica del movimiento que es favorable y que se ve reflejado en la reducción del costo para el sistema de amarre es un factor importante en las instalaciones en aguas profundas. Los períodos naturales de los modos de vibración que adopta la Spar son más grandes que el rango de mayor energía de vibración de la ola, la vibración de la ola presenta un grupo de interacciones en la teoría lineal y un solo grupo no es suficiente para predecir las posibles reacciones de la ola (Andreas, 2000).

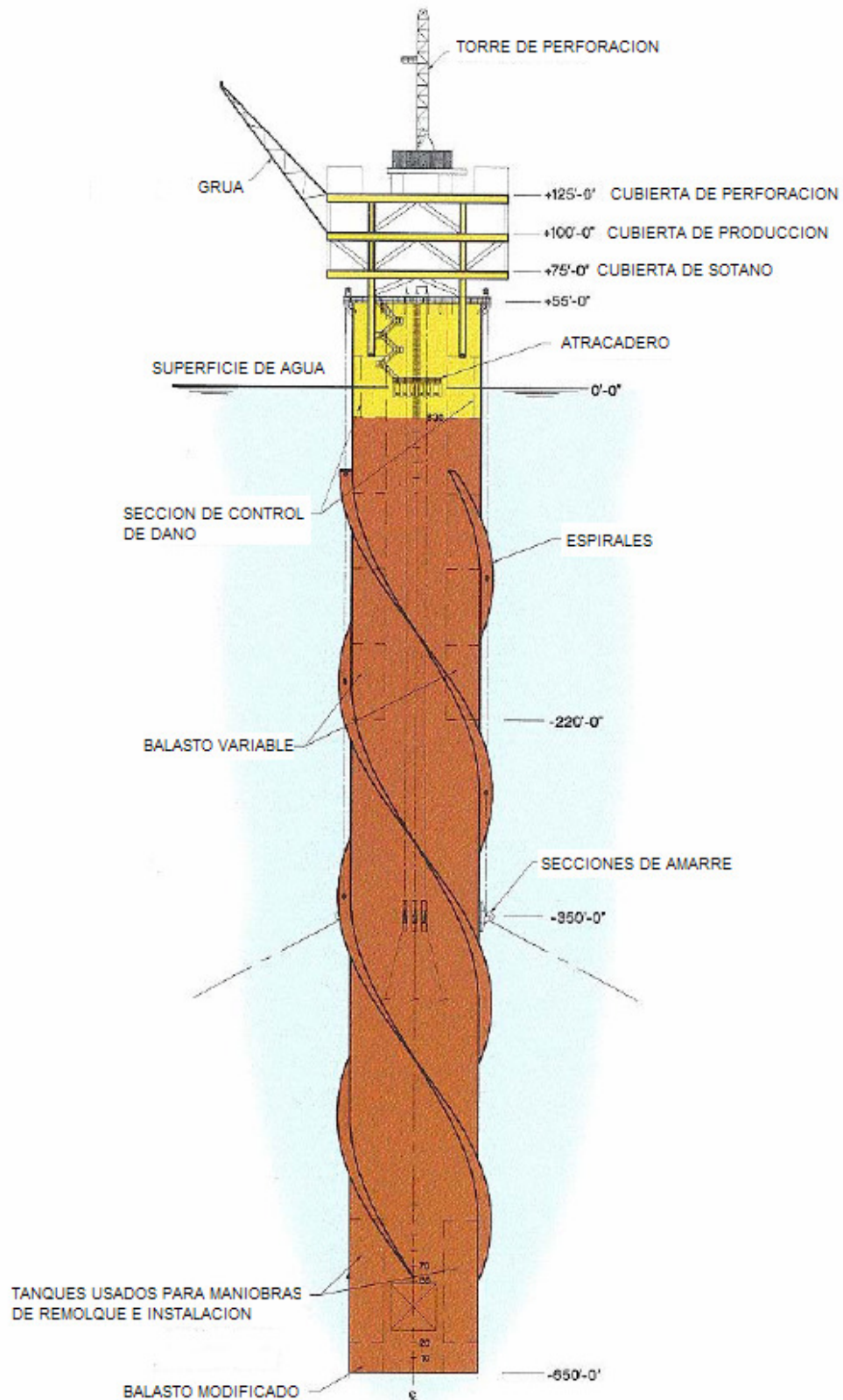


Figura II.2 Diseño convencional de una plataforma Spar (Spar International Inc 1997)

### II.3.1 Plataforma tipo Spar Truss.

Si dentro de la actividad en aguas profundas no se requiere el almacenamiento de aceite crudo, otro tipo de Spar se desarrolla, un elemento que carece de un almacén en su estructura llamado Spar sin almacén o Spar Truss. Este concepto de Spar ofrece muchas ventajas a los dos tipos de intereses operativos que es el costo y cantidad de producción. La sección media cilíndrica del diseño clásico de la Spar se reemplaza con un armazón y los niveles horizontales son sustituidos por estructuras de tipo armadura que forman una especie de platos (Figura II.3) (Andreas, 2000).

Estas estructuras en forma de platos de acero horizontales atrapan el agua en los movimientos verticales y estabilizan la masa de la estructura vertical eficazmente (la masa estructural y la masa agregada en el esfuerzo para levantarse por efecto de la marea) al mismo nivel como el clásico diseño de la Spar. El acero también proporciona un bajo esfuerzo para levantar la parte mojada de la estructura. Se puede mencionar que la plataforma tipo Spar Truss mantiene las mismas características del movimiento favorables de un Spar convencional. La plataforma tipo Spar Truss se puede volver a diseñar para una solicitud de esfuerzo diferente en el caso de presentarse una carga particular máxima, el diseño se lleva a cabo ajustando las dimensiones de éstos platos que dan estabilidad (Andreas, 2000).

En general, las ventajas que ofrece una plataforma tipo Spar Truss comparadas a un diseño clásico Spar pueden resumirse en lo siguiente (Andreas, 2000):

- *El acero utilizado en la plataforma tipo Spar Truss es menor en cantidad.*
- *La construcción de este tipo de plataformas es más simple y con un costo más bajo.*
- *Las secciones de flotación pueden ser construidas de forma simultánea y en lugares separados.*
- *Bajo el efecto en el área de arrastre se reducen las cargas en el sistema de amarre.*
- *Inspecciones con maniobras fáciles en las partes bajas de la plataforma.*
- *Menos fuerzas de arrastre cuando se remolca de forma vertical.*
- *Las secciones más bajas no están sujetas a vibraciones inducidas por vórtices.*

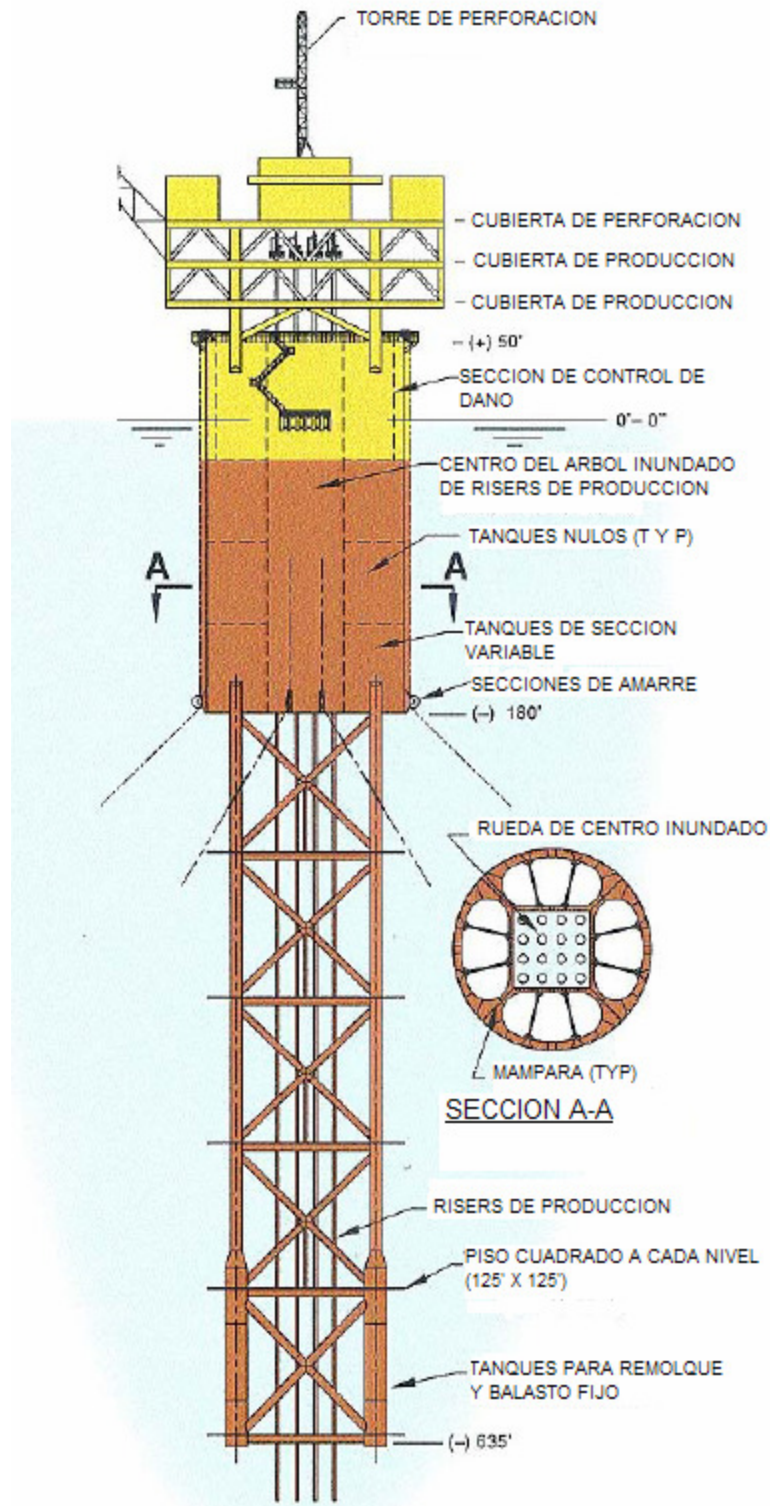


Figura II.3 Plataforma tipo Spar Truss (Spar International Inc. 1997).

### II.3.2 Plataforma tipo Spar Cell.

Dentro del estudio del comportamiento de las plataformas tipo Spar, se ha desarrollado el concepto denominado Spar Cell (Figura II.4), la idea de este concepto como en muchos otros es reducir en la medida de lo posible las fuerzas que genere el oleaje y la corriente marina sobre el casco de flotación para poder diseñar líneas de amarre y cimentaciones de menores dimensiones con la misma efectividad en la operación y que vuelvan económicamente atractivo el costo de la instalación (SPE, 2006).

El diseño del casco de flotación reduce de manera significativa su arrastre generado por el oleaje y las corrientes marinas, la flotación que ofrece es la misma y el transporte puede llevarse acabo usando el propio casco como remolque (SPE, 2006).



**Figura II.4** Casco de flotación de una plataforma tipo Spar Cell

### II.4 Cubierta de la estructura.

También conocida como superestructura, es la parte de la instalación ubicada arriba del nivel medio del mar, consiste en un arreglo de largueros y vigas que en conjunto forman una superficie plana que tiene como finalidad dar el soporte a las cargas operacionales.

Las cargas operacionales se derivan de los equipos de perforación, personal e instrumentos necesarios para la explotación. La cubierta se apoya sobre el casco de

flotación o la llamada subestructura. Sus elementos estructurales principales son: vigas armadas, perfiles laminados y tubos (Pérez, 2004).

En la Figura II.5 se muestra una cubierta típica de este tipo de plataformas, en este caso se está instalando por medio de una grúa. La instalación se hace una vez que el cuerpo de flotación se encuentra fijo en el mar (Silva, 2004).

En la Figura II.6 se muestra la cubierta de la plataforma Spar Red Hawk en donde ya se encuentra en operación (SPE, 2006).



**Figura II.5** Cubierta en instalación.



**Figura II.6** Cubierta de la plataforma Spar Red Hawk.

## **II.5 Casco de flotación.**

También conocido como subestructura, es aquel componente de la plataforma que tiene la función de proporcionar flotación, apoyo y estabilidad a la superestructura para tener la posición adecuada para llevar a cabo la perforación de pozos o de producción. Consiste de un cilindro vertical, se extiende desde el nivel inferior de la primera cubierta hasta la parte más sumergida de la estructura conocida como quilla. La posición de trabajo, estabilidad de giro y estabilidad vertical se obtiene por medio de las líneas de amarre que van desde el casco de flotación hasta el fondo marino (Silva, 2004).

En la Figura II.7 se muestra el casco de flotación típico de una plataforma marina tipo Spar Buoy, el cuál está a punto de ser remolcado por medio de barcos al sitio designado para su operación (Silva, 2004).

En la Figura II.8 se observa el casco de flotación ya instalado en espera de la colocación de la superestructura para poder operar (Silva, 2004).



**Figura II.7** Casco listo para ser remolcado.



**Figura II.8** Casco instalado.

## **II.6 Líneas de amarre (taut leg).**

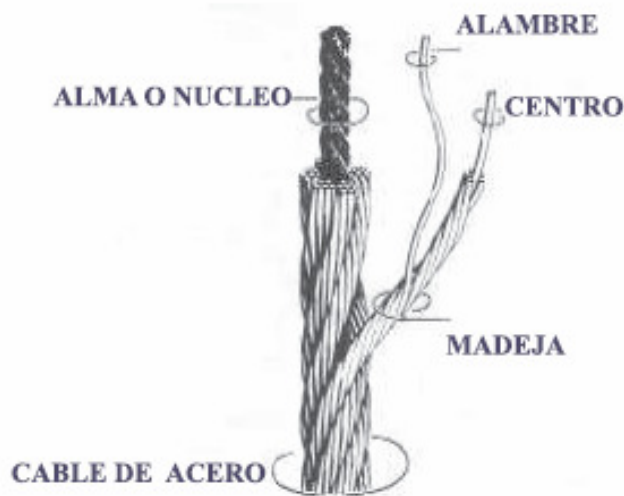
Consiste en un sistema de líneas que conectan el casco de flotación al suelo marino con el fin de mantenerla en una posición en la que tenga el menor movimiento posible. Comúnmente, estas líneas de amarre son compuestas por un tramo superior de cadena, un tramo intermedio de cable de acero y un tramo inferior de cadena.

Los cables de acero con la ayuda del tejido en las fibras que lo componen adquieren una resistencia considerable ya que algunos de ellos son reforzados con fibras de plástico. Estos elementos están conectados a la cimentación que se encuentra en el fondo marino y la cuál recibe todos los esfuerzos que le transmite la plataforma por medio de las líneas de amarre provocados por los procesos metoceánicos que pueden actuar sobre la estructura a lo largo de su vida útil y de la que nunca dejará de estar expuesta (Barranco, 2001).

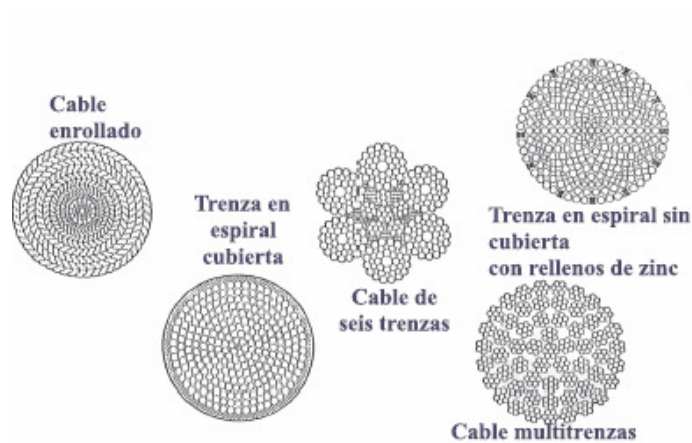
En la figura II.9 se muestran los componentes principales de los sistemas de cables de amarre, en donde cada uno de ellos proporciona resistencia mecánica a los elementos (Silva, 2004).

En la figura II.10 se observan distintas formas de los tejidos de los cables (Silva, 2004).

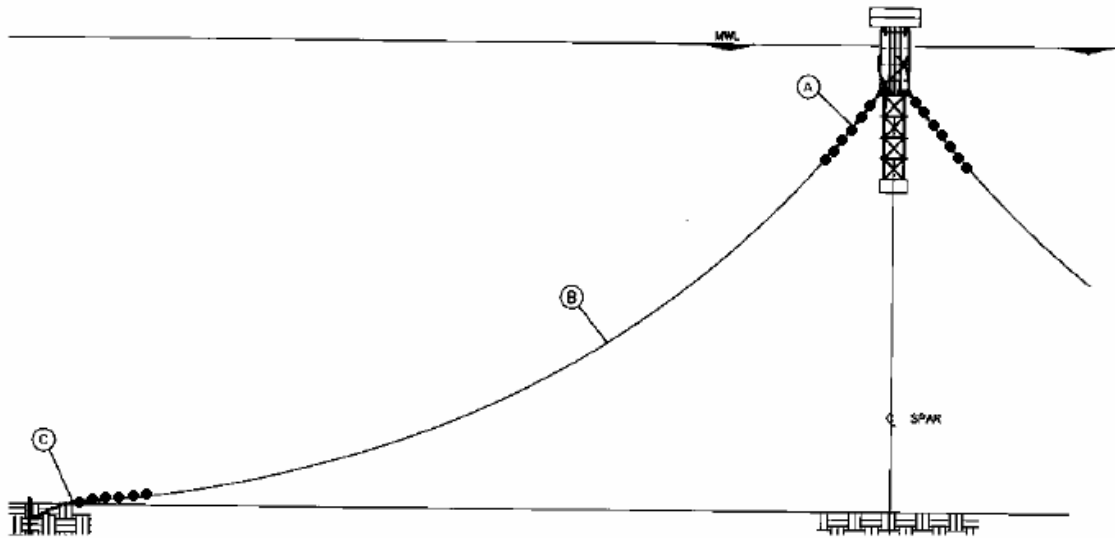
En la figura II.11 se esquematiza la configuración de las líneas directamente en la plataforma para poder ver de qué manera contribuyen a la fijación del casco de flotación además de su configuración cadena-cable-cadena. En la sección A se tiene cadena, en la sección B cable y en la sección C nuevamente cadena (Huang, 2003).



**Figura II.9** Composición de una línea de amarre de acero.



**Figura II.10** Forma de la sección transversal de líneas de amarre.



**Figura II.11** Posición de las líneas de amarre en el casco de flotación.

## II.7 Cimentación.

Para hacer una descripción de este concepto, se puede decir que el término sistema de cimentación de una plataforma marina como sistema flotante de producción se refiere a las bases que se deben seguir para el procedimiento de fijar o anclar el sistema de amarre de la Spar al suelo marino. Un sistema de cimentación puede consistir en estructuras como plantillas de fijación de los cables de amarre en forma independiente o una sola cimentación integrada por una plantilla general en donde se apoyan o fijan los cables en forma conjunta, sistemas que se conocen como pilotes convencionales o combinaciones de cada uno dependiendo de las condiciones del suelo. En la Figura II.12 se muestran los pilotes de cimentación (API RP2FPS, 2001).

### Pilotes convencionales.

Otro de los conceptos relacionados con la cimentación para instalaciones costa afuera es la llamada cimentación a base de pilotes, este concepto es muy conocido ya que el uso de estos sistemas esta relacionado también directamente con la actividad petrolera en aguas someras o poco profundas (Colliat, 2002).

Utilizadas también en sistemas fijos de producción de hidrocarburos, este concepto es una opción viable en la búsqueda de estabilidad y resistencia para las cargas que los estados de mar presenten durante la operación y en condiciones de tormenta a lo largo de la vida y actividad de la instalación (Colliat, 2002).

La descripción de estos sistemas es que el pilote consiste en un tubo de acero que es hincado en el suelo marino mediante martillos hidráulicos de gran tamaño, las condiciones del suelo son las que determinarán el diámetro y la profundidad de penetración dependiendo de igual manera de las cargas que se lleguen a presentar (Colliat, 2002).

Existen relaciones entre la longitud del pilote y su diámetro para determinar de que tipo de pilote se trata, mientras que para pilotes de succión tenemos una relación largo/diámetro que varía entre tres a siete, para pilotes esbeltos tenemos valores en esa relación que van de diez a treinta (Colliat, 2002).

### **Acerca del diseño geotécnico de pilotes convencionales.**

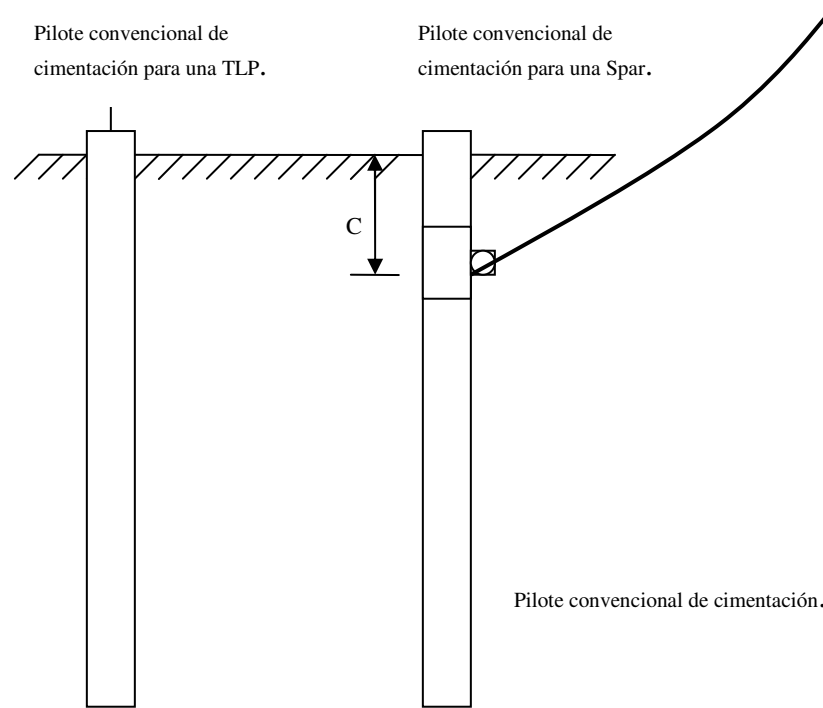
De forma esencial, en aguas profundas los sistemas de anclaje son diseñados para cargas de líneas de amarre o tendones, esas cargas son evaluadas con las condiciones de los estados de mar en el campo donde se requiere realizar la actividad. Cada vez más estándares y normas han adoptado dentro de los eventos probables un valor de 100 años de recurrencia o también conocidos como eventos de tormenta, para representar el evento extremo usado en el diseño de sistemas de anclaje para los amarres. Asociando con el evento del diseño anterior, existen dos condiciones que son de importancia particular; primeramente tenemos las condiciones en donde todas las líneas de amarre están intactas (condición intacta) y otra condición donde una línea de amarre se encuentra dañada (condición de daño). Para los pilotes, en el caso de las Spar, el diseñador debe considerar las cargas que aparecen en la línea bajo condiciones extremas, seguido de lo anterior se debe evaluar una condición de funcionamiento con base en un periodo de uno a cinco años bajo estados de mar normales o de operación. Adicionalmente, una condición donde la línea es considerada removida que debe considerarse en el diseño. En aguas profundas, el análisis dinámico de la unidad dentro del proceso de operación global ha sido la base principal para evaluar las condiciones de amarre y cargas del tendón o en las taut legs (Eltaher, 2003).

### **Pilotes de anclaje esbeltos.**

Los pilotes de anclaje esbeltos diseñados para las estructuras en aguas profundas representan un paso cualitativamente mejor comparado con los pilotes de anclaje convencionales usados en aguas someras, principalmente por lo que se refiere a su tamaño y las cargas que ayudan transferir a la tierra. No se ha presentado algún cambio significativo en el diseño de carácter geotécnico para los pilotes de anclaje esbeltos en aguas profundas usados para las unidades TLP y Spar en comparación a los diseños presentados en tirantes de agua poco profundos para plataformas fijas. Con las cargas de tensión y cíclicas que se presentan en la vida del amarre y que serán resistidas por los pilotes de la cimentación, el análisis estructural y geotécnico tienen que ser más rigurosos y los procedimientos de diseño tienen que ser desarrollados para mantener las características de los pilotes que son confiabilidad, fácil instalación y económicos. Sin embargo, salvo un número limitado de ejemplos, los pilotes de anclaje esbeltos representan todavía la opción principal disponible para el diseño de la cimentación de los

sistemas TLP y Spar. Con su extensa historia, los pilotes de anclaje esbeltos son considerados los más confiables cuando se trata con el tipo de carga muy desfavorable en el uso de sistemas TLP y Spar. Sin embargo, los problemas con respecto a la estabilidad de penetración al hincar los pilotes y el costo de martilleo bajo el agua empiezan a entrar en consideración en aguas más profundas. También, la profundidad en la que operan normalmente los martillos hidráulicos se limita a aproximadamente a 1524 metros (Eltaher, 2003).

Los pilotes de anclaje esbeltos pueden ser divididos principalmente en dos tipos; primeramente, el pilote para el sistema de tendones de las TLP (de ahora en adelante, pilotes de las TLP) y por otro lado los pilotes de anclaje que fijan líneas en catenaria y las líneas de amarre pretensadas (de ahora en adelante, pilotes de anclaje). El pilote de las TLP normalmente se une al tendón de las mismas con un receptáculo de acero en su cima la cuál permite principalmente transferir la pretensión, cargas axiales y cargas laterales de tormenta. Los pilotes de anclaje se usan como cimentación para la mayoría de todos los otros tipos de unidades flotantes. Este tipo de cimentaciones normalmente se unen a las líneas de amarre por medio de anillos localizados a una posición óptima debajo de la parte superior del pilote. La posición del anillo se escoge al obtener un equilibrio óptimo entre la longitud del pilote, que es gobernado por la componente axial de la carga del amarre y la sección transversal del pilote gobernado por la torsión causada por la componente lateral de la carga, el término C de la Figura II.11 se refiere a la profundidad de unión entre la línea de amarre y el pilote de cimentación, se determina analizando el comportamiento de la cimentación en donde el desplazamiento ante la carga lateral cumpla con el desplazamiento permisible. La Figura II.11 ilustra los dos principales tipos de pilotes de anclaje esbeltos (Eltaher, 2003).



**Figura II.12** Pilotes de cimentación.

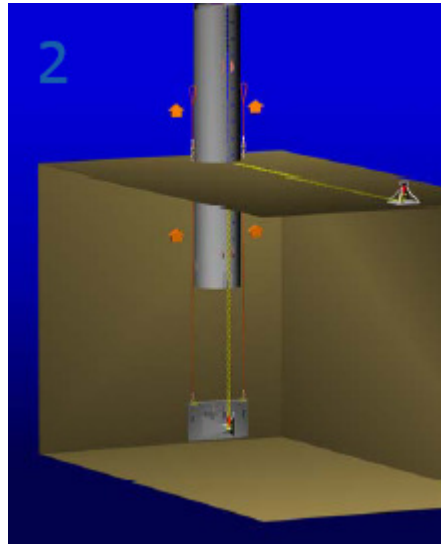
El API RP2SK y API RP2A-WSD recomiendan que el desplazamiento del pilote no tenga un valor por encima del 11% del diámetro del pilote de cimentación en el análisis del comportamiento de la cimentación para el diseño.

### **Acerca del diseño geotécnico de pilotes esbeltos.**

Generalmente el análisis geotécnico de los pilotes esbeltos es desacoplado (Figura II.13), esto quiere decir que se estudia en el sentido de que la capacidad axial y la capacidad lateral son consideradas independientes, esta consideración es dada principalmente por que la capacidad axial es predominantemente aportada por la parte más baja del pilote, mientras que la resistencia lateral es aportada principalmente por la parte alta del pilote; no existe una interacción significativa entre estos dos efectos que se haya observado. La capacidad axial del pilote es usualmente estimada con una aproximación límite de equilibrio, similar a lo descrito en la publicación API RP 2A. El diseño lateral del pilote normalmente se evalúa basado en un modelo viga-columna (procedimiento P-Y) en el tipo de análisis. Por otro lado, este procedimiento denominado P-Y simple, como es descrito en el API RP 2A, no es totalmente libre en errores de cálculo porque sus parámetros se derivaron originalmente de eventos y se calibraron con las pruebas en pilotes que son muy pequeños de lo que normalmente se usa en los proyectos de aguas profundas. Algunos especialistas tienen la idea de que el uso de esas curvas P-Y puede arrojar diseños muy conservadores cuando se aplican a pilotes de longitud grande, podemos decir también que esto es una indicación de que el uso de las curvas cíclicas P-Y las cuales fueron usadas originalmente en plataformas fijas pueden de igual manera ser conservadoras en el diseño de pilotes de anclaje, esto es porque la resistencia del suelo al soportar los pilotes bajo cargas cíclicas, normalmente no experimenta tensión inversa, por consiguiente, el comportamiento del pilote de anclaje no degrada el suelo tanto como los pilotes de plataformas fijas y pilotes de las TLP. Los problemas anteriores todavía están en la necesidad de que se aplique una investigación extensa. En la Figura II.14 se muestra la manera del trabajo del pilote de cimentación de la plataforma (Eltaher, 2003).



**Figura II.13** Parte superior del pilote de cimentación.



**Figura II.14** Funcionamiento del pilote dentro del suelo marino.

# **Capítulo III.**

## **Criterios de análisis y diseño estructural.**

### III. Criterios de análisis y diseño estructural.

El criterio de análisis y diseño estructural es una de las tendencias que afectan la vida futura del aprovechamiento del petróleo. Una de las preocupaciones de la industria petrolera es lo referente al ambiente. Teniendo en cuenta esta tendencia, las compañías petroleras del mundo han desarrollado planes en sentido positivo, considerando estrategias que tienen que ver con el cuidado de la situación ambiental. Este programa mejora en la medida de lo posible los conceptos referentes a la industria ambiental, salud y seguridad; las mejoras de las actividades se han documentando para tener información disponible y siendo posible poder comunicarlo al público (DD, 1998), (DGM, 1997).

#### III.1 Criterio de diseño.

En esta sección se definen los criterios para el diseño de una plataforma tipo Spar.

El diseño y análisis de las Spar y los subsistemas asociados a ella requieren de una serie de casos de diseño según la etapa de la vida útil en la cual se encuentra la plataforma durante las fases de construcción, transporte, instalación y operación, debe evaluarse el comportamiento estructural de la plataforma bajo los sistemas de carga actuantes para verificar que los esfuerzos que se presentan en los elementos deben ser aceptables. Deben establecerse procedimientos que involucran predicciones del tipo probabilístico de parámetros ambientales y respuestas de la plataforma para seleccionar los casos más severos que se puedan presentar en cada uno de los tipos de diseño. El conocimiento de las características de respuesta del sistema debe preceder la determinación del diseño y las condiciones de los estados de mar. La especificación de tales condiciones se lleva a cabo estableciendo valores máximos de viento, oleaje, corrientes marinas y variación de la marea junto con el rango de peso y posibles variaciones del centro de gravedad de la plataforma (API RP2FPS, 2001).

Los casos de diseño recomendados por el API (1997) se muestran en la Tabla III.1.

**Tabla III.1** Casos de diseño.

Caso de diseño	Fase del proyecto	Condición del sistema	Ambiente	Criterio de seguridad
1	Construcción	Varios estados	--	A
2	Descarga	Intacto	Calma	A
3	Termino	Intacto	Termino	B
4	Remolque	Intacto/dañado	Ruta	B
5	Instalación	Intacto	Instalación	A
6	En el lugar	Intacto	Normal	A
7	En el lugar	Intacto	Extremo	B
8	En el lugar	Dañado	Extremo reducido	B
9	En el lugar	Taut leg desconectada	Normal	A
10	En el lugar	Taut leg desconectada	Extremo reducido	B
11	En el lugar	Intacto	Sísmico	B
12	En el lugar	Intacto	Fatiga	C

El criterio de seguridad ha sido clasificado como categorías A, B y C. Estos corresponden a los factores de seguridad que están relacionados con la probabilidad de ocurrencia de la carga. Algunos otros pueden ser considerados, tales como las condiciones correspondientes al estado último de daño en los casos de diseño, a continuación se presentan los criterios de seguridad (API RP2T, 1997).

- **Categoría A.** Criterio de seguridad que establece las condiciones en las cuales existe una base diaria de información disponible.
- **Categoría B.** Criterio de seguridad que establece una rara ocurrencia de las condiciones de diseño.
- **Categoría C.** Criterio de seguridad que establece el diseño de la estructura contra fallas provocadas por fatiga.

Otras condiciones ambientales, incluyendo los datos a largo plazo para los análisis de fatiga son elementos que también se necesitan para establecer el criterio de seguridad.

### **III.2 Requerimientos operacionales.**

El criterio de diseño sugerido por los requisitos operacionales debe revisarse durante cada iteración de los diferentes modelos hasta obtener el óptimo que cumpla con el diseño. Deben establecerse el costo y consecuencias del modelo generado por estos requerimientos de forma total para que el diseñador antes de una decisión del plan final considere los factores anteriores. Los ejemplos de tales requisitos normalmente involucran (API RP2T, 1997), (API RP2FPS, 2001):

- *El proceso de barrenación o perforación y producción.*
- *El procedimiento de surtir consumibles.*
- *Los procedimientos de mantenimiento.*

### **III.3 Requerimientos de estabilidad.**

Debe establecerse la estabilidad en el diseño de la instalación y las condiciones antes de operación, para ambos casos, revisión de daño y estados de la estructura, aquí presentamos algunos requerimientos siguiendo su importancia.

El criterio llamado condición de flotación libre se refiere a la estabilidad experimentada antes de la operación, la estructura debe mantenerse a flote durante la construcción, el proceso de remolque exterior y en las fases de la instalación, en general deben satisfacer

los requisitos aplicables a la columna estabilizada no permitiendo la movilidad a las unidades costa afuera de perforación (API RP2FPS, 2001).

La tensión en el sistema de amarre debe ser suficiente para asegurar la integridad de la plataforma, los sistemas de amarre que en este caso son las denominadas taut leg. El límite máximo de la tensión debe obtenerse por el análisis apropiado probando cada valor que pueda considerarse como probable. Alternadamente, un margen de movilidad en el taut leg debe seleccionarse dependiendo del estado de conocimiento del diseño y las condiciones que en las que opera y podría trabajar, en consecuencia estas condiciones afectan al sistema de amarre y componentes en caso de un margen de movilidad diferente (API RP2FPS, 2001).

El criterio de condición intacta se refiere a que se debe incluir un rango amplio de posible variación de centros de gravedad ocasionado por los procedimientos de operación aceptables durante las condiciones extremas. Un margen de tensión mínimo puede expresarse por lo que se refiere a algún componente pertinente de la tensión, como la pretensión inicial, es un valor máximo que fluctúa en el componente de tensión y exactitud de medida de tensión.

Los inundamientos accidentales de un compartimiento flotante producirán peso agregado en la plataforma y cambios en las tensiones de los sistemas de amarre. El casco de flotación debe subdividirse para evitar daño accidental severo de cualquier compartimiento debajo del nivel del agua, o de un compartimiento donde el taut leg tenga amarre. La forma del casco de flotación bajo el nivel del agua debe ser consistente con las normas de la unidad costa afuera de perforación móvil de forma columna-estabilizada. Debe asumirse que las condiciones de los estados de mar son el ambiente en condiciones normales en el momento de inundar. Debe demostrarse la tensión del sistema de amarre adecuada a través del análisis. Bajo cualquiera de las condiciones supuestas de daño, la unidad debe ser capaz de poder restaurar la tensión del taut leg de forma adecuada por el ambiente extremo reducido (API RP2FPS, 2001).

### **Requerimientos del peso y centro de gravedad.**

Se debe aplicar una prueba de inclinación, cuando la construcción esté cerca de terminar como forma práctica, se debe determinar el peso de la plataforma y la posición del centro de gravedad con precisión. Los cambios de condiciones de carga a bordo después de la prueba de inclinado y durante el servicio se deben considerar cuidadosamente (API RP2FPS, 2001).

### **III.4 Criterio ambiental.**

El criterio ambiental debe asociarse con un intervalo de repetición de respuesta de la estructura provocada por los estados de mar. Por ejemplo, un evento de tormenta con un periodo de retorno de 100 años debe ser el que produce la peor respuesta de la plataforma en 100 años. Puede haber eventos diferentes que dan la peor respuesta para las diferentes

partes de la estructura las cuales son generadas no necesariamente por las condiciones de la ola más altas (API RP2T, 1997).

El nivel de detalle requerido en la descripción del medio ambiente es dependiente en el nivel de análisis que se emprende y debe ser un factor de seguridad usado en el diseño. Debido a su naturaleza dinámica, el criterio para el diseño de una Spar debe tener más detalle para el mismo nivel de análisis que para las estructuras estáticamente diseñadas. La selección de los datos reales que se necesita sólo debe considerarse después de hacer una consulta con el diseñador de la plataforma y especialistas del área de meteorología y oceanografía encargados de medir el ambiente (API RP2T, 1997).

Deben utilizarse datos estadísticos disponibles o modelos estadísticos y matemáticos realistas para desarrollar la descripción normal y las condiciones ambientales extremas.

Las consideraciones incluyen:

- *Las condiciones ambientales normales son importantes durante la construcción y la vida de servicio de una plataforma.*
- *Las condiciones extremas son importantes considerando las cargas de diseño de la plataforma.*

Deben documentarse todos los datos usados. Deben grabarse la calidad y la fuente de todos los datos, los métodos que se emplearon en los datos en vías de desarrollo y deben definirse los valores ambientales deseados (API RP2T, 1997).

El viento, corrientes marinas, marea y condiciones de oleaje inducidas por procesos meteoceánicos actuales en el Golfo de México serán consideradas en el capítulo VI de este trabajo, en el caso del diseño de plataformas estas consideraciones se encuentran en el diseño del sistema amarre de una Spar a la cimentación. En las condiciones de trabajo normales de operación, las condiciones ambientales del Golfo tienen valores típicamente aceptables que se tienen consideradas en el diseño de operación de una Spar. Sin embargo, debido a la posibilidad de tener movimientos inducidos por vórtices se han obtenido datos medidos en campo y una técnica avanzada de comprobación, recientemente con los estudios de los movimientos inducidos por vórtices de una Spar, bajo fuertes corrientes de vuelta de remanso que se refiere a la acumulación de una masa de agua, fué posible determinar que esta situación puede ser un problema en el diseño, incluso cuando una Spar está provista con los elementos para mitigar estos movimientos. La fuerte corriente marina es de los únicos rasgos ambientales extremos en el Golfo de México. Estos fenómenos ambientales se describen más adelante. Aunque este estudio se enfoca en un diseño básico el cual omite el cálculo de los elementos para reducir los movimientos inducidos por vórtices en el Golfo de México, este problema es igualmente importante para otras áreas con los datos de corrientes significantes y se debe tomar en cuenta en el diseño más detallado de una Spar (API RP2FPS, 2001).

Las secciones siguientes describen brevemente los conceptos de los estados de mar que se requieren para su uso en el diseño. Para utilizar en la proyección, el diseñador debe referirse a los valores reales y datos colectados en el sitio donde se pretende llevar a cabo el proceso y deben usarse los modelos numéricos oceanográficos apropiados (API RP2FPS, 2001).

### **Viento.**

Cuando se menciona el concepto de viento se entiende que significa aire en movimiento. Este término se suele aplicar al movimiento horizontal propio de la atmósfera. Los vientos se producen por diferencias de presión atmosférica, atribuidas, sobre todo, a diferencias de temperatura. Las variaciones en la distribución de presión y temperatura se deben, en gran medida, a la distribución desigual del calentamiento solar, junto a las diferentes propiedades térmicas de las superficies terrestres y oceánicas. Cuando las temperaturas de regiones adyacentes difieren, el aire más caliente tiende a ascender y a soplar sobre el aire más frío y, por tanto, más pesado. Los vientos generados de esta forma suelen quedar muy perturbados por la rotación de la Tierra (Microsoft Encarta, 2005).

Cuando se habla de casos extremos en la manifestación del viento, se puede mencionar los casos de viento de huracán, estas son tormentas rotativas tropicales que pueden pegar en cualquier parte de la costa del Golfo entre junio y noviembre. Los huracanes empiezan a manifestarse como un cono de viento poco profundo de presión baja en el Atlántico tropical. El viento se vuelve un huracán cuando las velocidades del viento asociadas exceden 63 nudos. Bajo los fuertes vientos de los huracanes se producen grandes variaciones con una forma poco regular en la superficie del mar y en la trayectoria del viento con una velocidad asociada a 3 nudos. El viento, corrientes marinas y la ola de un huracán normalmente tiene un ángulo de incidencia máximo en una Spar y las tensiones dinámicas en las líneas de amarre son significantes debido a las olas. Para la Spar ese movimiento inducido por vórtices tiene una magnitud considerable cuando se experimenta bajo las corrientes provocadas por un huracán en las condiciones ambientales del Golfo, los movimientos inducidos por vórtices de mayor magnitud sólo pueden ser documentados después de que el viento y olas bajan de intensidad paulatinamente. Esto puede apoyar el punto de vista de que los vientos extremos y olas mitigan de cierta manera los movimientos inducidos por vórtices bajo ciertas condiciones del huracán (Huang, 2003).

El viento es muy importante en el diseño y análisis de una Spar. Los casos de diseño y análisis normalmente sostienen que deben usarse el viento y un espectro del viento que en su estudio representan fluctuaciones en los componentes del viento que pueden generar valores máximos en sus propiedades (API RP2FPS, 2001).

### **Oleaje.**

Se puede decir que el movimiento del mar conocido como oleaje es una condición que es generada por el viento. Las ráfagas de viento sacuden la superficie de las aguas, las rizan

y dan lugar a ondulaciones que van creciendo en amplitud. Cuando el viento sopla muy fuerte, las crestas de las olas se cierran sobre sí mismas y caen formando espirales llamadas volutas. Los vientos suaves producen aguas calmadas con ondas que pueden recorrer miles de kilómetros y los vientos fuertes producen aguas tempestuosas (Microsoft Encarta, 2005).

El efecto del oleaje en las costas es una manifestación de la fuerza erosiva más importante. La acción de las olas golpea constantemente los litorales, causando la erosión de las playas de arena y de los acantilados. Con el paso del tiempo, las olas esculpen cuevas en la zona más débil de los afloramientos rocosos, dejando promontorios aislados en la costa (Microsoft Encarta, 2005).

Las olas generadas por el viento son una importante fuente de fuerzas ambientales en complejos de plataformas costa afuera. Tales olas son irregulares en su forma, pueden variar en la altura, longitud y pueden acercarse a una plataforma simultáneamente en una o más direcciones (Barranco, 2000).

Generalmente debe hacerse el desarrollo de criterio de la ola de acuerdo con lo que se establece en el capítulo IV.

Debido a la naturaleza aleatoria de la superficie marina, el oleaje para el diseño de instalaciones marinas se describe normalmente refiriéndose a ciertos parámetros estadísticos de la ola como la altura de la ola significativa espectral, el período máximo de forma espectral y direccionalidad. A partir de estos conceptos pueden derivarse otros parámetros de interés (API RP2T, 1997).

### **Corrientes marinas.**

En general una corriente marina es un movimiento de traslación continuo y permanente de una masa de materia fluida que en este caso es el agua en una dirección determinada (Microsoft Encarta, 2005).

Junto al ascenso y descenso vertical de agua, hay varios movimientos horizontales o laterales llamados comúnmente corrientes oceánicas. En zonas cerradas, una corriente de marea fluye aguas arriba, o hacia la costa, en correspondencia con la marea alta; después se invierte y fluye, durante casi el mismo tiempo, en dirección contraria, y se corresponde con la marea baja. Durante el periodo de inversión, el agua se caracteriza por un estado de inmovilidad, o calma, llamado repunte de la marea. Una corriente que fluye hacia la costa se califica como de avenida; y la que se aleja de la misma, reflujó (Microsoft Encarta, 2005).

Se deben incluir en el criterio de diseño datos actuales de corriente recopilados en el sitio de instalación si están disponibles. Las corrientes deben incluir marea generada por viento y componentes de circulación de fondo que son las corrientes marinas. En aguas profundas las corrientes podrían producir cargas grandes en el sistema. Así en las corrientes a grandes profundidades deben considerarse variaciones en la dirección y

acumulación de masas de agua. En el caso del funcionamiento de los sistemas flotantes de producción, podemos omitir las condiciones que genera la costa ya que los campos en aguas profundas están internos en mar abierto y podemos para el análisis establecer un perfil de velocidades y profundidad para llevar a cabo el cálculo de la fuerza generada por la corriente (API RP2T, 1997).

### **Marea.**

Un concepto importante dentro del análisis de procesos metoceánicos es el concepto llamado marea, por el cual se entiende que es el ascenso y descenso periódicos de todas las aguas oceánicas, incluyendo las del mar abierto, los golfos y las bahías, resultado de la atracción gravitatoria de la Luna y del Sol sobre el agua y la propia Tierra (Microsoft Encarta, 2005).

La marea es el movimiento regular y periódico de las aguas del mar que cubren y abandonan sucesivamente la orilla, debido al ascenso y descenso alternativo del nivel del mar, por influjo de la Luna y el Sol. La fase de máximo ascenso se llama pleamar y la de descenso bajamar (Microsoft Encarta 2005).

Las mareas tienen una gran importancia para las industrias pesquera y naval, ya que los buques de carga pesados que se dirigen a puerto deben programar sus llegadas durante la pleamar, cuando el nivel de agua es más profundo. Los barcos de pesca también están sujetos al flujo y reflujo de las mareas. Para ayuda a la navegación marítima en la mayoría de las áreas costeras hay unas tablas detalladas con el horario de las mareas (Microsoft Encarta 2005).

Los componentes de la marea para el diseño incluyen el parámetro astronómico, enrolle, y mareas de presión diferencial. Un nivel de diseño superior de agua (HDWL) y el nivel de diseño inferior de agua (LDWL), debe establecerse para cada evento de diseño. El rango de la marea afectará el nivel de pretensión de la línea de amarre requerida (API RP2A-WDS, 2002), (API RP2T, 1997).

### **III.5 Métodos para el análisis estructural (hidrostático e hidrodinámico).**

Dentro del análisis estructural de cualquier tipo de elementos diseñados para operar en fluidos como el agua se debe hacer un análisis detallado de dos tipos de criterios, el primero de ellos se refiere a la respuesta en el comportamiento hidrostático de la estructura referido al comportamiento de respuesta del elemento, el segundo se refiere al análisis del casco de flotación por el criterio conocido como hidrodinámico ya que las Spar, por su tamaño e importancia se debe tomar en cuenta para los efectos que el movimiento del agua provoque en la estructura (API RP2T, 1997).

#### **Análisis de estabilidad hidrostática.**

El análisis estático de respuesta de la estructura consiste en determinar el equilibrio estático sin el viento, ola, o las condiciones actuales sin fuerzas que traten de sacar de

posición la estructura. El cálculo de la posición de equilibrio es necesario para proceder en el dominio de la frecuencia del análisis hidrodinámico que se desarrolla posteriormente. De forma similar, se necesita una condición inicial para un dominio de tiempo en el análisis dinámico (API RP2T, 1997).

La determinación del equilibrio estático (o equilibrio de flotación y gravedad) con la condición de agua inmóvil, es fundamental según el tamaño del casco de flotación de la Spar y es el punto de partida para un análisis más extenso. Un análisis de equilibrio hidrostático debe realizarse para cada modelo con la condición de carga que se presente y la carga deberá ser analizada bajo su origen y efectos (API RP2FPS, 2001).

La determinación del equilibrio estático debe incluir lo siguiente:

- *Análisis del peso total de la plataforma que debe asociarse con cada condición de carga.*
- *Debe ser analizado el desplazamiento total de la plataforma, (la flotación total de la plataforma) para cada modelo.*
- *Toda elevación causada por flotación y tensiones generadas en el sistema de amarre las cuales actúan en la plataforma, en cada condición de carga tiene que ser analizada.*
- *Toda adición de carga que es significativa debe ser considerada para los casos a ser analizados.*

El peso de la plataforma debe incluir el peso de todos los elementos estructurales, cargas temporales y todo el equipo que estará permanentemente montado en la plataforma. Además el peso de la plataforma debe incluir todo los pesos que son apropiados a la condición de carga a ser analizada. En el caso de las cargas temporales se deben incluir el peso de equipo móvil, los suministros de carácter consumible, carga de abastecimiento, crecimiento marino o formación de hielo en la estructura y cualquier otro peso temporal que es apropiado para el caso de carga que esté analizándose. La información acerca de los variados casos de carga se refiere a que se pueden involucrar variaciones significantes en los pesos temporales o pesos trasladables y estos efectos que se generan deben ser incluidos en el análisis de equilibrio hidrostático (Barranco, 2004).

Una fórmula general del equilibrio estático de la fuerza vertical de la Spar se da por:

$$B = W_{CE} + W_{CF} + W_{EC} + W_{ECF} + W_L + P_R + P_T + W_M$$

donde:

B = flotación de la plataforma (flotación total de la plataforma para un proyecto dado, depende de los equipos en cubierta, estructura de la cubierta y peso del casco de flotación).

$W_{CE}$  = peso de la cubierta de la estructura.

$W_{CF}$  = peso estructural del casco de flotación.

$W_{EC}$  = peso de todo el equipo en la cubierta, incluso el equipo de perforación mientras se encuentre en operación, equipo diverso, equipo marino, artículos consumibles, líquidos almacenados, habitaciones, equipo de salvamento y consideraciones para una ampliación en el futuro.

$W_{ECF}$  = peso de todo el equipo y líquidos que se encuentren almacenados en el casco de flotación.

$W_L$  = peso del lastre de la plataforma.

$P_R$  = pretensión de risers (a la parte superior de los risers donde se fija a la plataforma).

$P_T$  = pretensión del sistema de amarre (a la parte superior del taut leg donde se fija a la plataforma).

$W_M$  = cualquier otro peso de magnitud considerable para el caso de carga, si se puede tomar en cuenta, hielo, el crecimiento de carga, crecimiento marino y cualquier carga adicionada por grúa que sea significativa.

El análisis de equilibrio estático debe realizarse para los grados de libertad de la plataforma, el equilibrio estático se refiere a los grados de libertad de movimiento lateral y desplazamiento vertical mencionados en el Capítulo II, subcapítulo II.1. Debido a la sensibilidad en el peso de la plataforma tipo Spar, es importante que los diferentes componentes del peso se estimen con mucha precisión en la medida de lo posible. Es válido incluir un margen de peso para modificaciones en los equipos. La carga útil futura no puede aumentarse sin modificar el desplazamiento del casco de flotación, esto ayuda a que se minimice el número de iteraciones del diseño que se requieran (Barranco, 2000).

### **Cargas hidrostáticas.**

El diseño de la estructura sometido a cargas de tipo hidrostática y en cada uno de los miembros sumergidos es determinado a partir de una combinación de sumergimiento y marea. Las cargas están estáticamente aplicadas en las variadas elevaciones a lo largo de la longitud de cada miembro (API RP2A-WSD, 2002). Las presiones son determinadas por la ecuación:

$$P = \rho_w g(z + t)$$

donde

P = presión local

g = aceleración de la gravedad

$\rho_w$  = densidad del agua de mar

z = distancia vertical medida desde el nivel medio del mar  
al punto de aplicación de la presión

t = altura de la marea encima del nivel medio del mar

Como una nota más se considera la aplicación de la presión local adicional a los miembros sumergidos en la presencia de olas y corriente. Esta presión debe ser consistente con la fuerza aplicada a la plataforma por las olas y variará con la complejidad del modelo de fuerza que se use dentro del análisis.

### **Efectos de marea en el análisis estructural estático.**

Los cambios en la flotación debido a los efectos de marea pueden afectar significativamente las tensiones de trabajo en el sistema de amarre. Por consiguiente, la opción de una condición de marea para el análisis de equilibrio estático es importante.

Los cambios en las condiciones de la marea (API RP2A-WSD, 2002) deben ser considerados evaluando las diferentes respuestas máximas de interés:

- *Un nivel de agua alto tiende a aumentar las tensiones del sistema de amarre, la carga hidrostática en el casco de flotación y la flotación del casco, su efecto es que tiende a disminuir la magnitud del peso en el diseño de la cubierta.*
- *Un nivel de agua bajo tiende a disminuir las tensiones del sistema de amarre y disminuir las fuerzas restauradoras horizontales debidas a un desplazamiento horizontal dado.*

Pueden tomarse en cuenta estos efectos de marea realizando un análisis de equilibrio estático con los niveles de marea presentados en los estados de mar del sitio para mantener un punto de partida en el análisis o tomando en cuenta las consideraciones para el nivel de la marea en el cálculo de las respuestas extremas. Por ejemplo, debe tenerse en cuenta el efecto de considerar el nivel de marea más alto con la probabilidad de ocurrencia simultánea de otras condiciones ambientales extremas estimando las tensiones máximas del sistema de amarre (API RP2FPS, 2001).

### **Análisis de respuesta.**

El análisis de respuesta de una Spar sirve como base para posteriormente analizar las fuerzas ambientales, también puede usarse para determinar la condición inicial en el dominio del tiempo para el análisis de respuesta dinámica de la plataforma o para el análisis en el dominio de la frecuencia de la plataforma. El análisis dinámico de risers y

líneas de amarre requiere a menudo una estimación de posición desfavorable de la plataforma como base para el análisis de estabilidad en caso de ruptura de las líneas de amarre (API RP2FPS, 2001).

La estimación de respuesta desfavorable debe empezar con la condición de agua inmóvil vista anteriormente.

Entonces los efectos siguientes deben agregarse:

- *Efectos de pretensión en la línea de amarre, peso de la línea de amarre en el agua, cimentación como medio de posicionamiento y efectos de nivel bajo de la plataforma. Los efectos de nivel bajo de la plataforma generan aumento en la tensión de la línea de amarre así como el aumento de desplazamiento horizontal de la plataforma. Algún caso importante de estiramiento de la línea de amarre, debe ser incluido en los efectos modelados de la línea de amarre.*
- *Las fuerzas y momentos que actúan en la plataforma debido al viento.*
- *Las fuerzas y momentos que actúan en la plataforma debidos al oleaje.*
- *El efecto de fuerzas producidas por los ductos ascendentes (risers) y sistema de amarre.*

Se requiere de un análisis de respuesta para cada uno de los varios casos de carga. Las variaciones en el peso y las variaciones de la marea podrían ser importantes además de los cambios en las propiedades del viento, ola y las fuerzas de trabajo, todo cambio debe ser incluido en los casos de carga usada para el análisis de respuesta (API RP2T, 1997).

El desplazamiento y su baja magnitud son los conceptos importantes del análisis de respuesta. Se puede ilustrar, en el caso que sea necesario, en una grafica la conducta no lineal de las fuerzas restauradoras horizontales contra el desplazamiento horizontal para una Spar.

Si la dirección del viento y la dirección de la ola, son supuestos colineales e incidentes en el eje de simetría del casco de flotación, el análisis de respuesta sólo puede hacerse considerando las respuestas en la dirección del viento y oleaje. En casos así, se eliminan tres grados de libertad de respuesta de la plataforma y se considera un sólo esfuerzo de levantamiento de la plataforma debido al oleaje, adicionando un movimiento de cabeceo en la dirección del ambiente donde sea considerado. Esta simplificación se usa a menudo como un cálculo del diseño preliminar (ICOMAE, 2005).

### **Análisis estructural hidrodinámico.**

Debido a la naturaleza flotante, las Spar presentan grandes desplazamientos en su plano horizontal con componentes de alta y baja frecuencia. Cuando las Spar son excitadas dinámicamente su respuesta es altamente no lineal y las fuerzas de inercia son

predominantes. Dentro de las principales fuentes no lineales en la respuesta de una Spar se tienen las acciones ambientales en las que se pueden mencionar: las fuerzas de segundo orden del oleaje (los efectos de estas fuerzas son los llamados *slow drift* y *springing*), la rigidez geométrica de las líneas de amarre debida al desplazamiento lateral (*offset*) y el desplazamiento vertical descendente (*setdown*) de la plataforma y las acciones de arrastre, con variación cuadrática de la velocidad de las partículas de agua, que se tienen en la ecuación de Morison para validar la parte viscosa de las fuerzas de oleaje. Para incluir los efectos no lineales del sistema es necesario llevar a cabo análisis estructurales paso a paso en el dominio del tiempo (Barranco, 2004).

Basada en las características dinámicas de una Spar, un análisis estructural del casco y las líneas de amarre se puede llevar a cabo de varias maneras. En aguas tranquilas y con poca profundidad, inicialmente los movimientos de la plataforma, considerándola como un cuerpo rígido, son validados al tomar en cuenta la acción dinámica tanto de las líneas de amarre como de los risers. Una vez llevado a cabo lo anterior, los risers y líneas de amarre son revisados uno a uno a través de un análisis dinámico separado. Este análisis se efectúa usando el método de los elementos finitos, considerando los movimientos calculados de la plataforma como desplazamientos prescritos para el tipo de estos componentes estructurales. Esa metodología es conocida como análisis desacoplado (Song y Kareem, 1994). En aguas profundas, el comportamiento en las dimensiones de las líneas de amarre y los risers son tales que sus masas en el estado de carga actuando sobre ellos son de un orden significativo cuando son comparadas con la masa de las fuerzas actuantes en la plataforma. Teniendo como consecuencia en esos elementos con gran flexibilidad que presentan deformaciones, axiales y laterales (curvaturas), significativas. La importancia relativa de la dinámica de las líneas de amarre aumenta con la profundidad de la localización de la instalación de la Spar. Por lo tanto, en estos casos es recomendable efectuar un análisis acoplado de la plataforma, líneas de amarre y risers. Tomando en cuenta lo dicho en esta teoría, un análisis del sistema estructural se lleva a cabo simultáneamente, tomándose en cuenta las propiedades dinámicas de las líneas esbeltas (*taut leg* y risers), las fuerzas hidrodinámicas actuantes sobre ellas y su interacción como un cuerpo flotante. De esta forma, los movimientos de la plataforma y las fuerzas en las líneas de amarre son obtenidos conjuntamente (Barranco, 2004).

Un propósito de este trabajo es revisar brevemente un análisis dinámico acoplado no lineal de una Spar en el dominio del tiempo. Inicialmente, son presentadas las ecuaciones diferenciales que gobiernan el movimiento dinámico del sistema estructural en las consideraciones principales para formar un arreglo de las matrices de masa, de amortiguamiento y de rigidez del sistema considerando el vector de fuerzas de excitación (Barranco, 2004).

Después, son presentadas las fórmulas para el cálculo de las fuerzas ambientales (oleaje, viento y corriente marina). Debido a las dimensiones del casco de flotación de una Spar, las fuerzas del oleaje se determinan a través de un análisis de difracción, pero como la finalidad de este trabajo es obtener el dimensionamiento preliminar de los componentes de la plataforma, dichas fuerzas serán evaluadas con la ecuación de Morison. Finalmente, son comentadas las características de un evento ambiental extraordinario (huracán).

## Ecuaciones de movimiento para análisis acoplado.

Como ya se ha hecho mención anteriormente, la plataforma flotante es considerada como un cuerpo rígido con 6 grados de libertad, tres traslaciones (*surge*, *sway* y *heave*) en la dirección de los ejes x, y y z, respectivamente, y tres rotaciones (*roll*, *pitch* e *yaw*) en torno de los mismos ejes. La unidad flotante esta conectada a las líneas de amarre que a su vez son modeladas a través de elementos finitos tridimensionales del tipo armadura no lineal.

La aplicación del método de los elementos finitos en el sistema estructural resulta un sistema en tres dimensiones de ecuaciones no lineales que describen un equilibrio dinámico entre las fuerzas de inercia, de amortiguamiento, de restauración y de las acciones actuantes sobre la Spar (Barranco, 2004). Estas ecuaciones de movimiento pueden ser establecidas en forma matricial genéricamente como:

$$\bar{M} \cdot \ddot{\bar{X}} + \bar{C} \cdot \dot{\bar{X}} + \bar{K} \cdot \bar{X} = \bar{F}(\bar{X}, \dot{\bar{X}}, \ddot{\bar{X}}, t) \quad (\text{III.1})$$

donde:

$\bar{X}$ , vector de desplazamientos de los grados de libertad de la estructura

$\dot{\bar{X}}$ , vector de velocidades de los grados de libertad de la estructura

$\ddot{\bar{X}}$ , vector de aceleraciones de los grados de libertad de la estructura

$\bar{M}$ , matriz de masas del sistema

$\bar{C}$ , matriz de amortiguamiento del sistema

$\bar{K}$ , matriz de rigidez del sistema

$\bar{F}$ , vector de fuerzas actuantes en la Spar

Debe ser tomado en cuenta que las matrices  $\bar{M}$ ,  $\bar{C}$ ,  $\bar{K}$  y el vector  $\bar{F}$  incluyen dos componentes (Sagrilo *et al.*, 2002): el primero relacionado al cuerpo rígido de la unidad flotante y el segunda trata a las estructuras esbeltas de las líneas de amarre y risers. De esta forma, esos términos matriciales pueden ser expresados como:

$$\begin{aligned} \bar{M} &= \bar{M}_P + \bar{M}_E \\ \bar{C} &= \bar{C}_P + \bar{C}_E \\ \bar{K} &= \bar{K}_P + \bar{K}_E \\ \bar{F} &= \bar{F}_P + \bar{F}_E \end{aligned} \quad (\text{III.2})$$

donde:

índice P, referencia a los elementos de la unidad flotante

índice E, referencia a los miembros esbeltos (taut leg, risers)

El cuerpo rígido de la plataforma, es constituido por la columna de flotación la cual genera los siguientes términos: la masa estructural  $\bar{M}_{PE}$ , y la masa adicionada  $\bar{M}_{PA}$ ,

juntas forman parte de la matriz de masa en tres dimensiones de la unidad flotante,  $\tilde{M}_P = \tilde{M}_{PE} + \tilde{M}_{PA} \cdot \tilde{M}_{PE}$ , se deben tomar en cuenta los equipos permanentes y variables (Barranco 2004).

Los términos de masa adicionada pueden ser validados por formulaciones presentadas por Hoofft (1971) o a través de un análisis de difracción de olas;  $\tilde{C}_p$  y el amortiguamiento potencial lineal de olas (Faltinsen, 1993); la matriz de rigidez  $\tilde{K}_p$  representa las fuerzas de restauración hidrostática, (Chou et al., 1983); y el vector de fuerzas sobre la plataforma es compuesto por las fuerzas hidrodinámicas debidas al oleaje y a la corriente marina  $\tilde{F}_{POyC}$  y por el vector de fuerzas de viento  $\tilde{F}_{PV}$ ,  $\tilde{F}_p = \tilde{F}_{POyC} + \tilde{F}_{PV}$ .

Un modelo de las líneas de amarre y risers a través de elementos finitos produce los siguientes componentes: las matrices de masa estructural  $\tilde{M}_{EE}$ , y de masa adicionada no lineal  $\tilde{M}_{EA}$ ,  $\tilde{M}_E = \tilde{M}_{EE} + \tilde{M}_{EA}$ , la matriz de amortiguamiento  $\tilde{C}_E$ , la matriz de rigidez no lineal  $\tilde{K}_E$  y el vector de fuerzas en los nodos  $\tilde{F}_E$ , incluido el peso propio, las fuerzas de oleaje y corriente (normalmente calculadas con la fórmula de Morison) que es expuesta a los elementos (Barranco, 2004).

El número de ecuaciones contenidas en la expresión matricial (III.1) es definido principalmente por la malla de elementos finitos utilizada en el modelo de las líneas esbeltas. En el análisis estructural del sistema se debe tomar en cuenta el comportamiento no lineal de las líneas de amarre y risers (Mathisen, 1990) a través de un método de integración de las ecuaciones de movimiento paso a paso, como por ejemplo el método de Runge Kutta de cuarto orden (Paulling, 1992) o el método de Newmark o un esquema Newton-Rapson (Mourelle, 1993).

Se definen las cargas de tipo locales como cargas que se aplican a la plataforma para el diseño detallado de miembros estructurales individuales y nodos a partir del análisis hidrodinámico. La carga local puede derivarse del análisis en el dominio del tiempo a las varias fases dentro del ciclo de la ola o del análisis en el dominio de la frecuencia obteniendo las cargas máximas de la ola a una frecuencia prescrita. Puede calcularse una solución a las cargas y resolver los nodos de forma discreta o pueden obtenerse como esfuerzos que actúan encima de las secciones de miembros estructurales (Barranco, 2004).

Se proporcionan condiciones ambientales para calcular las cargas locales en el Capítulo IV. No todas estas condiciones necesitan ser investigadas para determinar las cargas en el diseño estructural. Se relacionan condiciones que son importantes asociadas a las presiones hidrostáticas en los miembros sumergidos, en las maniobras de ajuste de miembros, mientras se tienen maniobras en el casco de flotación, la ola golpeando la estructura o condiciones extremas como el transporte y las condiciones de remolque e instalación (Barranco 2004).

### **Cargas extremas en el casco de flotación.**

Esta es una condición que se define como un efecto en dónde las cargas laterales de una ola son máximas hacia el centro de la plataforma. El efecto máximo se calcula generalmente teniendo en cuenta que las cargas ocurren cuando se presentan olas que son dos veces la longitud de la plataforma. Una definición de altura de la ola máxima como una función de la longitud de la ola o período, permite un rápido análisis para identificar la condición de diseño para esta respuesta. Esta ola generalmente no será el caso del diseño para todos los aspectos de la estructura. Deben verificarse condiciones de carga con el casco de flotación y desplazamientos del mismo a partir del valor de los estados de mar que presente la información del sitio de operación de la instalación.

### **Cargas máximas de la ola.**

Además de cargas locales que puedan afectar el contexto global de la plataforma, el diseño de los miembros individuales pueden ser gobernados por cargas que son el resultado de las alturas extremas de la ola. Deben calcularse presiones en los miembros individuales para las olas extremas que son determinados por los espectros de ola de diseño.

### **Cargas de ola.**

Esta consideración debe hacerse para los miembros sujetos al golpe de la ola. Estos miembros incluyen columnas, abrazaderas verticales, los elementos de transporte (risers) y posiblemente miembros que forman la parte inferior de la superestructura. Los estándares internacionales nos señalan que debe ser apropiado un análisis en los que deben considerarse los impactos de hielo, en el caso de las condiciones para los campos del Golfo de México, estas consideraciones se omiten ya que no se tienen registradas eventualidades en donde se presente una condición ambiental que derive el congelamiento de la masa de agua marina, por lo que este trabajo no lo toma en cuenta.

### **Cargas de remolque.**

Durante el remolque al sitio de la instalación, la plataforma se estará sometida a diferentes tipos de cargas. Dependiendo de la forma y longitud del remolque, ciertos miembros pueden experimentar cargas que exceden las cargas de diseño.

### **Construcción y cargas de instalación.**

Deben considerarse condiciones de carga durante la construcción e instalación (API RP2T, 1997).

### **III.6 Diseño estructural.**

#### **III.6.1 Cubiertas.**

La finalidad del dimensionamiento de las cubiertas es proveer el espacio suficiente a la plantilla de trabajo para la operación adecuada de la Spar. Se requieren las áreas necesarias para los equipos de producción, perforación y servicios, se obtiene del análisis de requerimientos de acuerdo con las características de la producción y de los hidrocarburos por manejar. Es necesario incluir un incremento en los pesos totales para modificaciones futuras, generalmente este incremento varía entre un 10 y un 25%. El número de cubiertas en las que se distribuye el equipo generalmente es de 2 para evitar grandes estructuras de soporte de una sola cubierta.

#### **III.6.2 Casco de flotación.**

La configuración de la Spar deberá proporcionar una flotación suficiente para balancear el peso total de la estructura además de las cargas de tensión en el sistema de amarre y risers bajo una condición ambiental cero, esto se logra mediante la solución de la ecuación de equilibrio estático mencionada en lo referente al análisis de estabilidad hidrostática.

Con este planteamiento de equilibrio se puede determinar la dimensión de la columna de flotación, identificar las componentes de carga y su contribución sobre la estructura cuando se encuentra instalada.

El desplazamiento que se define como el peso del volumen desplazado de agua, necesario para el adecuado comportamiento de la Spar dependerá del tipo de función a realizar, atendiendo a dos condiciones de uso. De producción o de perforación-producción, el primero se utiliza cuando ya se ha perforado la totalidad de los pozos y solo se utilizará un equipo de intervención. En el segundo se combina la perforación y la producción, una vez que ya se ha terminado de perforar un pozo este se incorpora a la producción y el mismo equipo de perforación se utiliza para la intervención. Dependiendo del uso se tienen diferentes relaciones de desplazamiento. Con este parámetro y la carga total se calcula el desplazamiento total de la Spar.

#### **Flotación.**

El diseño de los elementos de flotación de todos los tipos de plataformas para sistemas flotantes de producción depende del tipo de carga y las solicitudes que se le requieran, para poder entrar a este concepto debemos conocer el principio Arquímedes o también llamado principio de flotación, de este concepto se puede decir que el Principio de Arquímedes es la ley física que establece que cuando un objeto se sumerge total o parcialmente en un líquido, éste experimenta un empuje hacia arriba que lo hace flotar igual al peso del líquido desalojado. La mayoría de las veces se aplica al comportamiento de los objetos en agua, explica por qué los objetos flotan y se hunden y por qué parecen ser más ligeros en este medio (Microsoft Encarta, 2005).

El concepto clave de este principio es el empuje, que es la fuerza que actúa hacia arriba reduciendo el peso aparente del objeto cuando éste se encuentra en el agua.

Por ejemplo, si un bloque metálico que posee un volumen de  $100 \text{ cm}^3$  se hunde en agua, desplazará un volumen similar de agua cuyo peso aproximado es 1 N. Por tanto, el bloque parecerá que pesa 1 N menos.

Un objeto flota si su densidad media es menor que la densidad del agua. Si éste se sumerge por completo, el peso del agua que desplaza y, por tanto, el empuje es mayor que su propio peso, y el objeto es impulsado hacia arriba y hacia fuera del agua hasta que el peso del agua desplazada por la parte sumergida sea exactamente igual al peso del objeto flotante. Así, un bloque de madera cuya densidad sea  $1/6$  de la del agua, flotará con  $1/6$  de su volumen sumergido dentro del agua, ya que en este punto el peso del fluido desplazado es igual al peso del bloque (Microsoft Encarta, 2005).

Por el principio de Arquímedes, los barcos flotan más bajos en el agua cuando están muy cargados ya que se necesita desplazar mayor cantidad de agua para generar el empuje necesario.

Además, si van a navegar en agua dulce no se pueden cargar tanto como si se fuera a navegar en agua salada, ya que el agua dulce es menos densa que el agua de mar y, por tanto, se necesita desplazar un volumen de agua mayor para obtener el empuje necesario. Esto implica que el barco se hunde más (Microsoft Encarta, 2005).

El punto sobre el que puede considerarse que actúan todas las fuerzas que producen el efecto de flotación se llama centro de flotación y corresponde al centro de gravedad del fluido desplazado. El centro de flotación de un cuerpo que flota está situado encima de su centro de gravedad. Cuanto mayor sea la distancia entre ambos, mayor es la estabilidad del cuerpo.

El principio de Arquímedes se muestra en la Figura III.1, permite determinar la densidad de un objeto cuya forma es tan irregular que su volumen no puede medirse directamente. Si el objeto se pesa primero en el aire y luego en el agua, la diferencia de peso será igual al peso del volumen de agua desplazado, y este volumen es igual al volumen del objeto, si éste está totalmente sumergido. Así puede determinarse fácilmente la densidad del objeto, masa dividida por volumen. Si se requiere una precisión muy elevada, también hay que tener en cuenta el peso del aire desplazado para obtener el volumen y la densidad correctos (Microsoft Encarta, 2005).

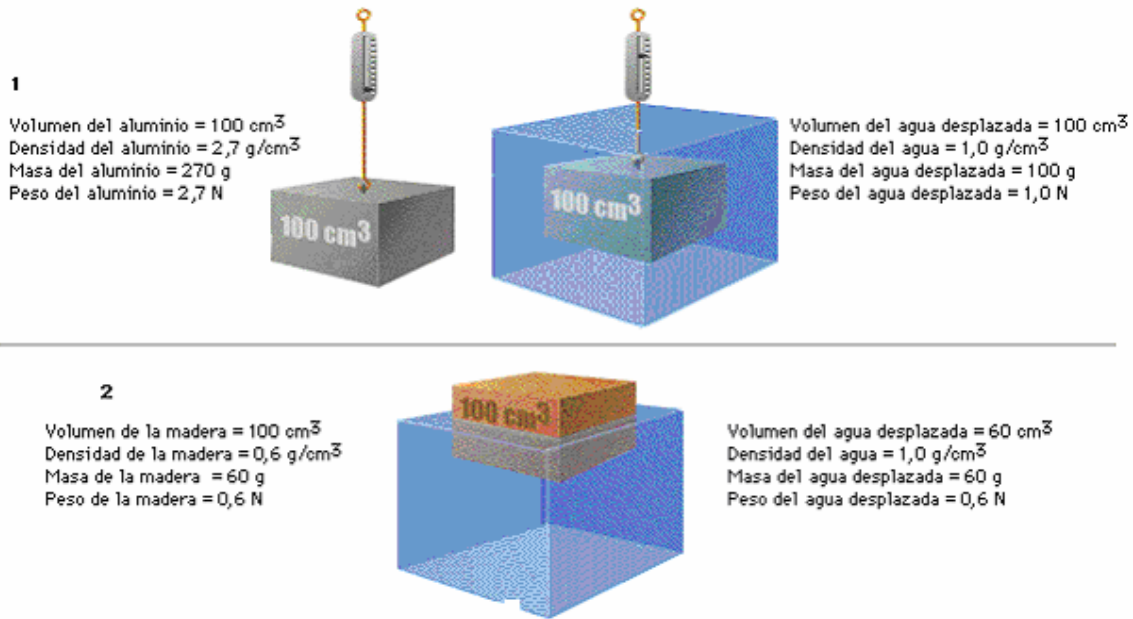
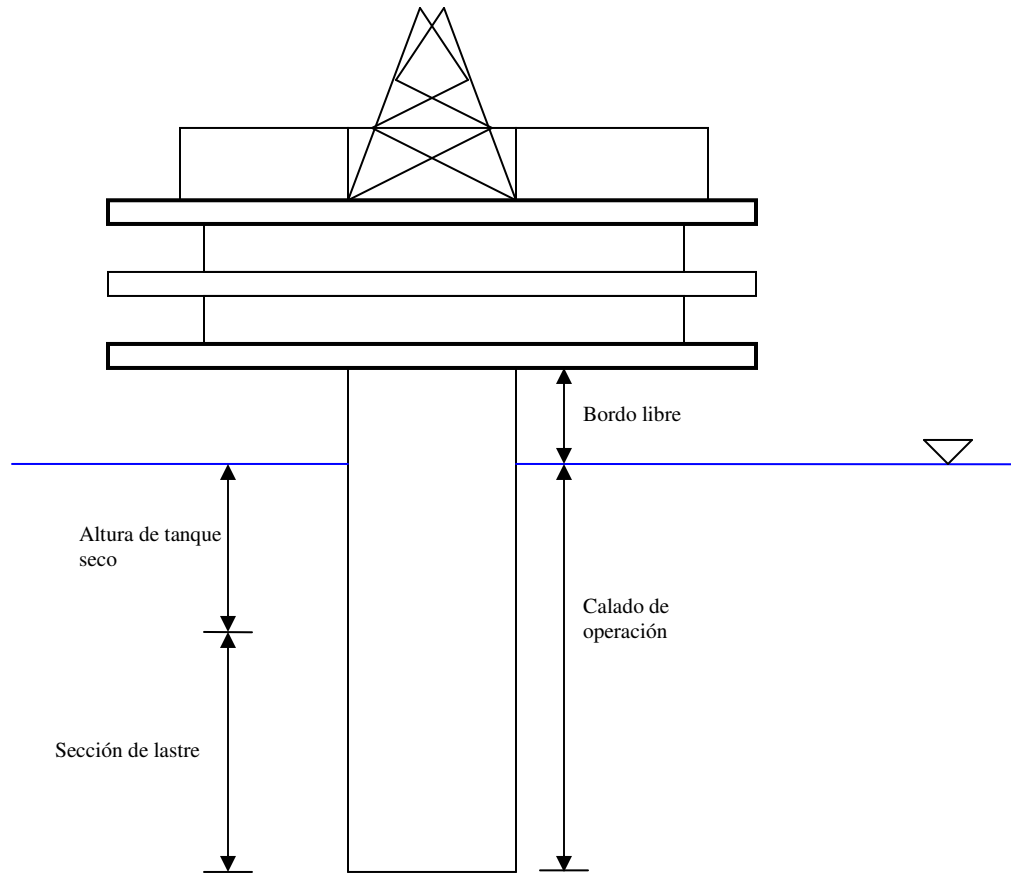


Figura III.1 Principio de Arquímedes.

Al sumergirse parcial o totalmente en un fluido, un objeto es sometido a una fuerza hacia arriba, o empuje, ese empuje es igual al peso del fluido desplazado. Esta ley se denomina principio de Arquímedes, por el pensador griego que la estableció en el siglo III antes de nuestra era. Aquí se ilustra el principio en el caso de un bloque de aluminio y uno de madera. (1) El peso aparente de un bloque de aluminio sumergido en agua se ve reducido en una cantidad igual al peso del agua desplazado. (2) Si un bloque de madera está completamente sumergido en agua, el empuje es mayor que el peso de la madera (esto se debe a que la madera es menos densa que el agua, por lo que el peso de la madera es menor que el peso del mismo volumen de agua). Por tanto, el bloque asciende y emerge del agua parcialmente, desplazando así menos agua, hasta que el empuje iguala exactamente el peso del bloque (Microsoft Encarta, 2005).

### Propiedades geométricas del casco de flotación.

Las propiedades geométricas más importantes del casco de flotación de un sistema Spar son cuatro y se puede decir que son: bordo libre, calado de operación, altura de tanque seco y sección de lastre. Los componentes anteriores tienen como finalidad proporcionar altura para la cubierta de la estructura, tamaño del casco, flotación a la estructura y estabilidad al casco respectivamente, en la Figura III.2 se muestran las partes del casco de flotación.



**Figura III.2** Componentes del casco de flotación.

### **Calado de operación.**

El calado de operación es la parte del casco de flotación que se encuentra desde el nivel medio del mar hasta la parte más sumergida del casco. La selección del calado de operación depende del comportamiento global (tensiones máximas y mínima del sistema de amarre, excursión máxima y altura libre mínima), requisitos estructurales y de las consideraciones pre-operacionales de la Spar. El calado de operación tiene gran influencia en el peso del casco y su centro de gravedad, modificando el calado de pre-servicio y su estabilidad. El calado también influye en el área del plano del agua, ya que un calado de operación más profundo resulta en columnas más largas con menor diámetro. Este es un punto muy importante durante las maniobras de carga en la barcaza, navegación fuera del dique seco y posicionamiento de la cubierta cuando se encuentra sumergido el casco. El criterio establecido para determinar el calado es 9.3 veces el bordo libre, el cual corresponde al promedio de los calados de otras plataformas que se encuentran ya instaladas y en operación (Barranco, 2000).

### **Bordo libre.**

El bordo libre es la distancia entre el nivel medio del mar, bajo una condición ambiental cero y la cubierta inferior. Los términos que definen el bordo libre son: la elevación de la

cresta de ola, asentamiento de la Spar, respuesta en retraso y altura de la marea. Un claro de 1.524 m (o altura libre) se considera como valor mínimo cuando se aplica una tormenta de 100 años para el diseño. La altura libre se toma normalmente de cero para un evento de supervivencia (Barranco, 2000).

El asentamiento de la Spar conocido también como offset se calcula tomando en cuenta la altura del tanque seco en el diseño del casco.

Para determinar la dimensión de la columna de flotación de la Spar, se considera que esta desplaza el 100% del volumen total de sumergimiento en la sección del tanque seco.

El valor del desplazamiento relativo asignado para la columna influye en los momentos y fuerzas dinámicas debidas a oleaje, de aquí que el sistema de amarre debe evaluarse bajo condiciones de tormenta y operación (fatiga).

### **Sistema de lastrado.**

El sistema de lastrado tiene como función igualar las tensiones en las líneas de amarre durante la condición de operación de la Spar (Barranco, 2000). Los valores típicos de lastrado van del 1 al 2% del desplazamiento total, dependiendo del total de carga que soportará la Spar y de la localización de equipos fijos. Si la diferencia entre el desplazamiento y el peso total es mayor a 2% es necesario aumentar la densidad de la columna, para volver a calcular un nuevo peso total. Este procedimiento se repite hasta que la diferencia se encuentre dentro del rango indicado o se llegue a la densidad adecuada del elemento. Si ocurre el último de los casos, la densidad de la cubierta se incrementa y se reinicia la determinación del peso total utilizado. Si aún no se llega al rango establecido se procede a modificar las dimensiones de la columna, incrementándola un 20% y se procede a calcular otra vez los pesos.

En el caso de que la diferencia sea menor que 1% se debe disminuir la densidad de la columna. Se calcula el peso total, efectuando el procedimiento hasta que la diferencia se encuentre dentro del rango indicado o se llegue a la densidad mínima de los elementos, para tal efecto se reduce la densidad de la cubierta y se vuelve a determinar el peso total (Barranco, 2000).

### **III.6.3 Líneas de amarre (taut leg).**

Para el diseño del sistema de amarre de la Spar es necesario obtener los siguientes pares de datos para la línea más esforzada.

- Máxima fuerza horizontal con la fuerza de tensión correspondiente.
- Máxima fuerza de tensión con la fuerza horizontal correspondiente.

Estos dos pares de datos representan tres condiciones críticas de diseño en las líneas de amarre, el primero permite determinar la excursión máxima de la Spar, el siguiente permite calcular la tensión final de la línea una vez que la Spar ha alcanzado la excursión ante la carga horizontal. Para determinar un valor preliminar de los esfuerzos máximos en las líneas de amarre de la Spar que son provocados por el estado de cargas de diseño, se puede utilizar un modelo simplificado de tensión para calcular los valores citados anteriormente.

### **III.6.4 Cimentación.**

#### **Anclajes para sistemas de amarre en aguas profundas y ultra profundas.**

Siguiendo un análisis de la aplicación más común de sistemas de amarre, se puede decir que los tubos de succión y los sistemas de Anclajes de Carga Vertical (VLAs) aparecen en el campo de la aplicación práctica como las dos soluciones de preferencia para sistemas de amarre en aguas profundas, en profundidades de 1500 m, para sistemas temporales de amarre de unidades de exploración, perforación y unidades de producción con amarres permanentes. Con esta experiencia, algunas tendencias generales indican que para profundidades del orden de 3000 m los sistemas de amarre anteriores son tomados en cuenta para su aplicación en estas condiciones (Colliat, 2002).

La disponibilidad de proponer métodos de diseño podría facilitar mucho más las aplicaciones de los pilotes esbeltos, tubos de succión y las anclas de carga vertical en los sistemas de amarre en condiciones de aguas profundas y ultra profundas.

El rápido crecimiento de la actividad costa afuera en aguas profundas con tirantes de entre 1000 a 3000 m, requiere la necesidad de incrementar la capacidad de los sistemas de amarre de los sistemas flotantes existentes de exploración, perforación o unidades de producción flotantes, con el objetivo de mantener la producción en la instalación con un costo en los sistemas de amarre en un nivel razonable, sin disminuir la rentabilidad de los componentes del sistema de amarre. La selección del sistema de amarre de una unidad flotante dada, la cuál llega a ser un parámetro clave en aguas profundas, debe tener base en un estudio integral, en el cuál no solo debe incluirse el tipo de línea de amarre y anclaje, debe también tomarse en cuenta el procedimiento de operación de la instalación en el sitio y el tipo de casco de flotación de la instalación el cuál deberá tener influencia directa en el costo del sistema de amarre (Colliat, 2002).

Para los desarrollos de campos en aguas profundas, se habla de la contribución de las TLP actualmente aplicadas a campos de profundidades del orden de 1200 m en el Golfo de México incluyendo las plataformas de torre móvil usadas en profundidades moderadas, unidades flotantes incluidas bajo consideración que son los sistemas flotantes de almacenaje, sistemas flotantes sin capacidad de almacenaje y las unidades flotantes con calados de operación que ofrecen flotación como las Spar (Colliat, 2002).

El manejo de los pilotes es aún el principal tipo de cimentación y anclaje para el uso de las TLP y Spar. La baja resistencia del suelo que se ha encontrado en arcillas suaves en

sitios con condiciones de aguas profundas hace que el uso de martillos hidráulicos de tamaño moderado sea relativamente eficiente, provocando que el peso del martillo no represente un problema en la instalación. Sin embargo, la necesidad de soluciones alternativas está relacionado con el costo de la maniobra de la colocación del pilote ya que se utilizan áreas de trabajo con grandes barcos grúa, los cuales presentan límites de tipo hidráulico en profundidades cerca de 1500 m. De acuerdo con fabricantes de martillos, este límite debe ser probablemente extendido para trabajos con profundidades del orden de 2000 m en el futuro próximo, con la fabricación de nuevas guías y conexiones además de ajustes en los costos podrían ser requeridos martillos de mayor tamaño para profundidades mayores de 2000 m (Colliat, 2002).

Con excepción del sistema lateral de amarre de la TLP Auger instalada en el Golfo de México, los únicos dos sistemas de amarre en catenaria para aguas profundas en unidades FPU (Floating Production Units), son los usados en sistemas FPSO-II (Floating Production Storage and Offloading) y FPSO-VI, instaladas en las costas de Brasil en profundidades del orden de 1400 y 800 m en 1997 y 2000, respectivamente. Anclas del tipo alto mantenimiento de arrastre (HHPAs) fueron usadas en tres casos. El documento conocido como API RP 2FP1 fué modificado para sostener la concesión de algunas cargas verticales en anclajes de arrastre bajo condiciones extremas de estados de mar de tormenta, aunque limitado de 5 a 10 grados de ángulo de levantamiento de la línea de amarre en el nivel más cercano al suelo marino en la condición de daño y condición sin daño, respectivamente, así el resultado es una reducción significativa en la longitud de la línea de amarre. Sin embargo, el FPSO-II y FPSO-VI pueden ser probablemente las últimas dos instalaciones que utilizan sistemas convencionales de anclajes del tipo HHPAs en catenaria en sus líneas de amarre en tales profundidades (Colliat, 2002).

Para sistemas temporales de amarre de unidades de perforación y sistemas de amarre permanentes para sistemas flotantes de producción en aguas profundas, los sistemas de amarre son ahora considerados como líneas de tipo taut leg, usando cuerdas de tejido de acero o algún plástico y anclajes con capacidad de carga vertical. En suelos del tipo arcilla normalmente consolidada blanda o suave generalmente encontradas en sitios de aguas profundas, los tubos de succión y los anclajes con capacidad de carga vertical, pretenden ser las dos alternativas de solución en las formas de anclaje. Un número cada vez creciente de aplicaciones existentes en profundidades con un rango de 100 y 1400 m para FPU y del orden de 2500 m de profundidad para unidades de perforación MODUs (Mobile Offshore Drilling Units) (Colliat, 2002).

### **Tendencias de la industria para el diseño de sistemas de anclaje para estructuras costa afuera en aguas profundas.**

Siguiendo más y cada día más direcciones hacia la exploración y explotación de hidrocarburos en aguas cada vez más profundas, la industria petrolera ha encontrado la necesidad de hacer más robustos y especializados los sistemas de anclaje para las unidades de perforación y producción (TLPs, Spars, FPSOs, semisumergibles, etc.). Con las grandes profundidades vienen grandes cargas de amarre, nuevas fuentes que generan cargas tales como diferentes tipos de superficie y corrientes profundas, así como la

creación de los sistemas de amarre taut leg y semi-taut leg que tienen una gran incursión en el diseño de sus componentes. En particular, desplazándonos de aguas someras a aguas profundas tenemos herramientas diferentes para transferir de manera segura las tensiones que se generan y derivan en cargas de compresión. En mayor parte, tres distintas tecnologías son consecuentemente usadas en aguas profundas y aguas no exploradas para obtener una mayor experiencia y confianza en su capacidad y funcionamiento; se conocen los pilotes esbeltos, tubos de succión y los Anclajes de Carga Vertical. En este apartado se proporciona una introducción de la situación y las condiciones de la tecnología para estos diferentes tipos de anclajes, citando sus puntos fuertes y limitaciones de los sistemas y siendo puntuales en las áreas donde es requerido más desarrollo para entender mejor su comportamiento y su diseño más eficiente (Eltaher, 2003).

### **Investigaciones en sitio.**

La necesidad confiable y económica en el diseño de anclajes para las unidades de producción en aguas profundas exige una mayor detallada investigación geotécnica y pruebas avanzadas además de la comprobación comparados con aquéllos estudios hechos para los proyectos de agua poco profundos. Un diseño económico de pilotes y tubos de succión requiere baja variabilidad en los parámetros del suelo. Más pruebas avanzadas de comprobación son requeridas para obtener parámetros de diseño relevantes para los problemas tales como estructura del suelo y comportamiento a largo plazo, esfuerzos cíclicos y anisotrópicos. Los Anclajes de Carga Vertical se conocen como un sistema que para su uso se requiere el menor contenido de información geotécnica y análisis entre los diferentes tipos de anclajes. Esto puede ser atribuido a diferentes factores, tales como su diseño aproximado comúnmente simplificado que envuelve principalmente un convencional mecanismo de acción modificado con factores empíricos independientes del suelo. También, procedimientos dirigidos a sofisticados procesos tales como la capacidad de soporte de las VLAs bajo cargas cíclicas y de comportamiento a largo plazo (el cuál incluye arrastre del suelo, estructura, estado de drenado, etc.) que no se han establecido todavía. Otro factor importante puede ser el costo, en términos de acero extra y los costos de instalación asociado con gran incertidumbre con los parámetros del suelo (Eltaher, 2003).

Más estructuras usadas en aguas profundas tales como FPSOs y Spars tienen muy grandes rasgos en cuanto al sistema de cimentación. La localización de los anclajes puede estar a varios cientos de metros lejos del lugar de trabajo. Para tales proyectos, es recomendado que un mínimo de dos diseños sean tomados en el sitio en conjunción con un detallado estudio geotécnico. También es recomendado que la localización de cada pilote tenga como mínimo un diseño o un sondeo. Diseños extra, sin embargo, pueden ser requeridos para su uso en situaciones geológicas/geotécnicas más complicadas (Eltaher, 2003).

De la misma manera, puede ser requerida poca información de tipo geofísico si la información geotécnica es obtenida justo en la localización de los anclajes. Sin embargo, la información geofísica tiene, la mayoría de las veces, demostraciones invaluables

cuando el proyecto amarre/anclaje tiene un cambio en el modelo o inclusive variaciones ligeras después de terminada la investigación geotécnica/geofísica. Con cualquier modificación en el sistema de amarre, la localización final de los anclajes puede estar bastante lejos de la información geotécnica original. En tal situación, se debe tener un simple informe del perfil de localizaciones, obtenidos los datos geofísicos que pueden ser usados para estabilizar las condiciones geotécnicas y propiedades en la nueva localización del anclaje, donde los datos geotécnicos actuales pueden no ser disponibles (Eltaher, 2003).

Independientemente de la disponibilidad de la información de tipo geofísico, el modelo de profundidad debe ser como mínimo la penetración de diseño del anclaje que es el valor más afectado debajo de la profundidad, con base en dimensiones características de los anclajes y el esperado mecanismo geotécnico de falla. Generalmente, esta profundidad extra es de magnitud grande si es incluido un mecanismo. En esta consideración, los anclajes de carga vertical y los tubos de succión tienen una propiedad económica por sus bajas penetraciones en el suelo marino. Un nuevo estándar dentro de la investigación que se ha establecido, es la derivación de una integración de información la cuál pretende compilar resultados de investigaciones geotécnicas e investigaciones geofísicas y pone en correlación rasgos identificados separadamente en ellos. Esta nueva tarea interdisciplinaria debe dar énfasis a la importancia de especialización de cada una de las áreas que convergen en los análisis y determinación de parámetros para diseño tanto de tubos de succión, pilotes y VLAs (Eltaher, 2003).

### **III.7 Consideraciones estructurales generales.**

En esta sección se planea en general el diseño estructural y análisis del casco de flotación y las condiciones de la superestructura. Las discusiones de fabricación, materiales, la inspección, supervisión y también el mantenimiento (API RP2T, 1997).

- *Etapas de diseño.* El casco de flotación y la superestructura deben diseñarse para cargas que ocurren durante todas las fases del proyecto incluso la construcción, el transporte, la instalación y en las fases del lugar que para la operación es la fase más importante de la vida de la estructura.
- *Consideraciones de daño.* El diseño estructural debe considerar la posibilidad de eventos accidentales. Los eventos accidentales incluyen colisiones, objetos dejados caer, fuego, explosión e inundando.
- *Distribución de lugar.* La capacidad de la superestructura y espacio para distribuir las cargas debe ser considerado al seleccionar la configuración estructural. En la reserva de capacidad de carga, el diseño de la estructura debe incluir detalles que proporcionan una reserva de capacidad de carga más allá de la carga del diseño aceptable.
- *Interacciones con otros sistemas.* El diseño estructural de la superestructura y el casco de flotación debe considerar las interfaces críticas con otros sistemas, como

el sistema de líneas de amarre, puntos de anclaje, equipo de instalación de elementos sumergidos, equipo de perforación, equipo de producción, sistemas de flotación y cimentación.

- *Seguridad.* El arreglo de la superestructura debe coordinarse con los elementos que deben ir en esta sección vistos desde las necesidades de los requisitos operacionales. La influencia de la estructura en la ventilación apropiada de áreas arriesgadas como las de acceso de mitigación de fuego y protección de fuego deben considerarse en las rutas de escape.
- *Particularidades de la superestructura.* En el nivel más bajo de la superestructura debe establecerse la elevación basada en la altura de ola. Debe prevenirse el impacto de la ola en la parte inferior del nivel más bajo, una manera es la recomendación de reforzar la estructura y elevar el bordo libre.
- *Consideraciones de carga.* Debido al efecto de la flotación de la plataforma y los requisitos de tensión del sistema de amarre, todas las cargas y centros de gravedad deben ser calculados con precisión y continuamente supervisados a lo largo del diseño, la construcción y en las fases de maniobras en el lugar. Las prácticas del diseño deben minimizar el peso estructural donde quiera que sea posible.
- *Corrosión.* Dentro del diseño debe considerarse un plan apropiado de corrosión para el ambiente y vida de trabajo de la plataforma, debe aplicarse en todos los miembros que tengan contacto con el agua. La consideración de corrosión debe ser basada en los datos de trabajo de otras plataformas. Los elementos que tengan el llamado acero indefenso y tanques de los barrenos también deben proporcionarse con una consideración de corrosión.
- *Vibración.* El efecto de vibraciones de la maquinaria debe ser incluido en el diseño. Para reforzar la estructura puede necesitarse reducir el nivel de tensiones locales en el sistema de amarre. Deben diseñarse detalles estructurales en las áreas de vibración alta para reducir el efecto de resonancia y la fatiga local del miembro.

La base de diseño adoptada en este trabajo es el método de diseño de tensión activo, con que no se permite exceder los valores especificados en las tensiones de todos los componentes de la estructura. La pérdida de equilibrio de una parte o la estructura entera deben evitarse por la selección cuidadosa de la configuración de la estructura global, el diseño de sus miembros, el grado de la redundancia, la disponibilidad de cambios de carga alternados, el diseño adecuado de cimentación y condiciones de apoyo. La selección del diseño debe usarse para asegurar que la posibilidad de este tipo de falla no se presente (API RP2A-WSD, 2002), (API RP2T, 1997).

En el caso de tensiones admisibles para elementos estructurales diseñados de acuerdo con recomendaciones, los factores de seguridad que se manejan deben usarse para condiciones de diseño normales asociadas con el criterio de seguridad. En las condiciones

extremas de diseño asociadas con el criterio de seguridad donde las tensiones aceptables pueden aumentarse por un tercio (API RP2T, 1997).

Para estructuras de flotación diseñadas de acuerdo con el factor de seguridad igual a 1.25, se recomienda para todos los modos en el criterio de seguridad. Para el criterio de seguridad aumentado, el factor correspondiente de seguridad es igual a 1.67, el parámetro varía con la tensión de sujeción y se define por el comportamiento elástico, las tensiones debajo del límite proporcional se reduce linealmente por el comportamiento inelástico de 1.2 al límite proporcional de 1.0 cuando la tensión actuante es igual a la tensión del rendimiento. Si se verifican los dos estados de límite, el más bajo de los dos valores de tensión aceptables debe usarse. En el caso del estado de límite de servicio el cuál está asociado con la deformación, en donde la deformación aceptable se obtiene dividiendo el límite de la deformación por el factor aplicable de seguridad señalado anteriormente (API RP2T, 1997).

# **Capítulo IV.**

## **Cargas ambientales de diseño.**

## IV. Cargas ambientales de diseño.

Las cargas actuantes sobre una plataforma tipo Spar pueden clasificarse en dos tipos (Barranco, 2000):

- *Cargas verticales*, que incluyen pesos de equipos e instalaciones, pesos propios de las cubiertas y sistema de flotación, tensiones en el sistema de risers y pretensión de las líneas de amarre, la marea provoca desplazamientos los cuales generan tensiones.
- *Cargas horizontales*, que incluyen las fuerzas de oleaje, viento y corrientes marinas, principalmente.

La configuración general, arreglo y distribución de espacio del equipo, así como los correspondientes elementos se determinan en función de las características del crudo y del criterio de producción. Es importante considerar que la Spar durante el diseño debe ser conceptualizada como un sistema sensible al peso, debido a que el peso esta ligado a un buen comportamiento. El diseño de la Spar vista como una estructura flotante está gobernado fundamentalmente para asegurar que las fuerzas estáticas verticales estén balanceadas con la flotación que debe aportar la parte sumergida de la columna o casco (Barranco, 2000).

### IV.1 Procesos metoceanicos.

El propósito de esta sección es describir los métodos que se utilizan para calcular las fuerzas que causan interés y que actúan en una plataforma marina tipo Spar Buoy, debido a los efectos causados por procesos ambientales o los llamados estados de mar, como las olas, el viento, las corrientes marinas y la marea, podemos en cierto caso hacer mención del hielo, los terremotos, etc. (API RP2FPS, 2001).

Las fuerzas debidas al movimiento de la plataforma también son significantes y se discuten aquí dentro. Se definen parámetros ambientales necesarios para estos cálculos. Se definen los métodos para estimar la función de la plataforma, se hacen sus respectivas indicaciones y se plantean las cargas del sistema de amarre causadas por estas fuerzas ambientales (API RP2SK, 1997).

Deben calcularse las fuerzas ambientales a cuatro frecuencias distintas para evaluar sus efectos en el sistema (API RP2SK, 1997). Los cuatro valores de frecuencia son:

- *Las fuerzas sostenidas como el viento, corriente y la fuerza generada por la ola son constantes en la magnitud y dirección para la duración de interés.*
- *La frecuencia baja de las cargas cíclicas pueden excitar la plataforma a sus períodos naturales de vibración en el oleaje, oscilación y giro: los períodos naturales típicos van de uno a tres minutos.*

- *Variación de la frecuencia de las cargas cíclicas que son grandes en la magnitud y son el mayor contribuyente al casco de flotación de la fuerza en la plataforma y el sistema de amarre. Los períodos de la ola típicos van de cinco a veinte segundos.*
- *La alta frecuencia en las cargas cíclicas pueden excitar la plataforma a sus períodos naturales de vibración en el movimiento de levantamiento, cabeceo, y balanceo: los períodos naturales típicos van de uno a cinco segundos.*

## **IV.2 Cálculo de fuerzas que actúan sobre la Spar.**

### **IV.2.1 Fuerzas generadas por oleaje.**

Las olas conducidas por el viento son la mayor fuente de fuerzas ambientales sobre plataformas costa afuera. Dicho oleaje es de forma irregular, puede variar en altura y longitud, puede aproximarse a una plataforma con una o varias direcciones de forma simultánea (Barranco, 2000).

El espectro, la altura significativa de la ola y su período usados en el diseño deben determinarse para el análisis de respuesta de la estructura. Cuando es aplicado con otros parámetros ambientales, los parámetros de la ola deben ser consistentes con respecto al período de retorno (MSBRS, 1997).

Normalmente se usan dos métodos aproximados para calcular las fuerzas generadas por la ola. Estos métodos son la Teoría de la Difracción y la Ecuación de la Fuerza de la Ola (WFE). (Morison, 1950). Se dan recomendaciones para la teoría a utilizar en el cálculo de la fuerza generada por la ola.

En la selección del método de la teoría del cálculo de fuerzas generadas por oleaje se dice que se deben tomar en cuenta las consideraciones básicas asociadas con cada una de las teorías al seleccionar el método de cálculo de la fuerza. La Figura IV.1 (Pearcey, 1979) proporciona una guía general de aplicación en donde se propone el uso de cada teoría, tanto de la difracción y métodos de WFE basada en la proporción de diámetro para la altura de ola.

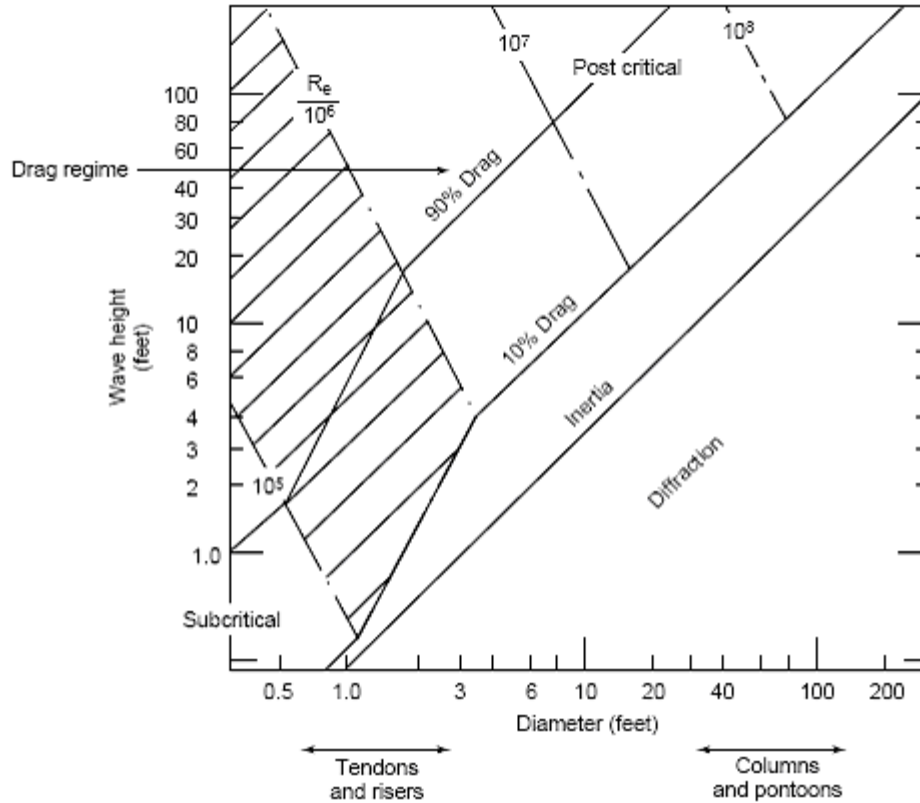


Figura IV.1 Método de selección del criterio de cálculo de la fuerza de ola.

Los primeros métodos de cálculo descritos en la siguiente sección proporcionan la frecuencia de las fuerzas de la ola. Posteriormente se discuten las fuerzas de ola de orden mayor (API RP2T, 1997).

### Teoría de la difracción.

La difracción, en física, es el fenómeno del movimiento ondulatorio en el que una onda de cualquier tipo se extiende después de pasar junto al borde de un objeto sólido o atravesar una rendija estrecha, en lugar de seguir avanzando en línea recta.

Las fuerzas generadas por la ola son calculadas dentro de la teoría de la difracción por la integración del campo de presión total de agua que actúa en un cuerpo. El método es apropiado cuando el cuerpo tiene una longitud relativamente grande a la amplitud de movimiento del agua para que las fuerzas viscosas sean relativamente insignificantes y que el cuerpo sea suficientemente grande en la longitud de onda para modificar el campo de la ola a través de la difracción y radiación (API RP2T, 1997).

En la teoría de la difracción, el fluido se describe por una función de potencial de flujo que satisface la ecuación de Laplace dentro del dominio de los fluidos y satisface las condiciones del límite a la superficie del cuerpo, a la superficie libre del agua, al fondo del océano y a la infinitud. Para los cálculos de la respuesta, las soluciones lineales de

estado en la función potencial, mantienen primero las estimaciones adecuadas en las fuerzas de ola. En general, el potencial se expresa como la posición de tres sistemas de ola diferentes (API RP2T, 1997):

- *El sistema de incidencia de la ola.*
- *La difracción (o esparcimiento) del sistema de la ola considerando que el cuerpo es fijo.*
- *El sistema de la ola generado por el movimiento del cuerpo en el agua tranquila.*

Los primeros dos sistemas de la ola proporcionan la excitación de la fuerza de la ola mientras el último sistema da lugar a la masa agregada de la ola y calcula las fuerzas.

La solución para la función potencial normalmente se busca en la superficie sumergida del cuerpo y los elementos de presión encima de la superficie del cuerpo donde se presentan las fuerzas y momentos que actúan en el cuerpo. Las soluciones analíticas no son generalmente para la función potencial de un cuerpo arbitrario, en este caso se usan las técnicas numéricas disponibles (API RP2T, 1997).

Una solución disponible para grandes columnas verticales es la función potencial para un cilindro vertical solitario que se extiende al suelo marino. Una aproximación del cálculo de la fuerza de difracción en una Spar puede entonces hacerse sumando las fuerzas en la columna (API RP2T, 1997).

La solución para la fuerza de la ola por unidad de longitud ( $F$ ) en un cilindro donde la ola se define por  $\eta = H/2 \cos(kx - \omega t)$  se da por:

$$F = (2 \rho_w g H/k) [ \cosh k(d+z) / \cosh kd ] A(kr) \cos(kx - \omega t + \phi)$$

$$\text{con } A(kr) = [J_1^2(kr) + Y_1^2(kr)]^{-1/2}$$

$$\text{y } \phi = \tan^{-1} [J_1(kr) / Y_1(kr)]$$

donde:

H = altura de ola (en m).

k = número de ola ( $=2\pi/\lambda$ ) (en  $m^{-1}$ ).

r = radio del elemento cilíndrico (en m).

d = profundidad del agua (en m).

g = aceleración de la gravedad (en  $m/s^2$ ).

$z$  = elevación sobre la superficie media del agua (en m) (en miembros sumergidos se tienen valores negativos).

$x$  = distancia a lo largo de la dirección de propagación de la ola, del origen de la coordenada a la línea del centro del miembro (en m).

$J_1$  y  $Y_1$  = derivadas con respecto a  $kr$  de funciones de Bessel del primero y segundo tipo, respectivamente.

$\lambda$  = longitud de onda (en m).

$w$  = frecuencia de ola (rad/s).

$\rho_w$  = densidad del agua (en  $\text{ton/m}^3$ ).

La ecuación es una solución del tipo lineal que está basada en las olas de agua de incidencia pequeña en un cilindro redondo de magnitud infinita. Puede aplicarse a las columnas verticales en el diseño teniendo en consideración el tamaño del elemento, asumiendo que el casco tiene el diseño suficiente para extenderse muy por debajo de la acción de la ola (API RP2T, 1997).

En el caso de tener diferentes elementos de flotación como los usados en plataformas tipo TLP pueden tratarse los pontones considerando que se trata de un cuerpo delgado o teoría de la tira. Las expansiones internas usuales de la ecuación de Laplace reducen el problema a un flujo que involucra un pontón como una sección cruzada. El problema de valor de límite puede resolverse sin mucho esfuerzo utilizando una solución de tipo computacional que se usará en el análisis de la columna de la plataforma propuesta con la metodología. Una de las técnicas normalmente usadas es la propuesta por Frank Bessel (1967). La fuerza total que actúa en un pontón puede ser obtenida integrando las fuerzas particulares a lo largo del eje longitudinal.

Las aproximaciones basadas en los estudios de MacCamy, Fuchs y Frank son válidas en el sentido de que la interacción entre los miembros del cuerpo sea pequeña. Para las columnas que tienen un espacio estrecho o donde los espacios son múltiplos de tamaño de longitudes de onda, los efectos de la interacción de miembros pueden ser importantes (API RP2T, 1997).

Éstos deben verificarse con un análisis completo o comprobación del modelo.

### **Limitaciones del análisis de la difracción.**

La teoría de la difracción lineal de la ola está basada en la elevación de las alturas de la ola y las pequeñas amplitudes de movimiento de la plataforma. Sin embargo, varios experimentos (Chakrabarti, 1987) han mostrado que el método puede ser válido para los cilindros verticales en un nivel moderado de contacto con las olas.

Las soluciones de la difracción no incluyen las fuerzas viscosas. Para formas del casco de flotación compuestas de miembros grandes (mayor que diez pies de diámetro o 3.048 metros) las fuerzas viscosas son normalmente insignificantes en las frecuencias de la ola. A frecuencias altas, las fuerzas viscosas, junto con la radiación de la ola efectúan una proporción de viscosidad. A frecuencias bajas las fuerzas viscosas proporcionan la tendencia de fuerza. Pueden agregarse los efectos viscosos a la solución de la difracción (API RP2T, 1997).

### La ecuación de la fuerza de la ola (WFE).

Cuando los miembros del cuerpo son relativamente delgados o tienen bordes afilados, los efectos viscosos pueden ser importantes y la fuerza de la ola puede expresarse como la suma de una fuerza de arrastre y una fuerza inercial. La ecuación de fuerza de ola (WFE) es una fórmula empírica para las fuerzas generadas en un miembro para una velocidad dada de agua y la condición de aceleración. La ecuación de fuerza de ola que se presenta se ha modificado para responder a la velocidad y a la aceleración de la estructura (API RP2T, 1997), (Barranco, 2004).

$$F = F_d + F_i \quad (IV.1)$$

donde:

$F$  = vector de fuerza por unidad de longitud normal al eje del miembro (toneladas).

$F_d$  = vector de fuerza de arrastre:

$$= \frac{1}{2} \rho_w C_D D \left| u - \dot{x} \right| (u - \dot{x}) \text{ (toneladas)} \quad (IV.2)$$

$F_i$  = vector de fuerza de inercia:

$$\begin{aligned} &= \frac{\pi}{4} \rho_w C_A D^2 (\ddot{u} - \ddot{x}) + \frac{\pi}{4} \rho_w D^2 \dot{u} \text{ (toneladas)} \\ &= \frac{\pi}{4} \rho_w D^2 (C_M \ddot{u} - C_A \ddot{x}) \text{ (toneladas)} \end{aligned} \quad (IV.3)$$

donde :

$D$  = diámetro del elemento (en m)

$C_D$  = coeficiente de arrastre

$C_A$  = coeficiente de masa agregado para las aceleraciones del elemento.

Con esta formulación, la masa agregada no debe ser incluida en la matriz de masas

$C_M$  = coeficiente de masa virtual (para las aceleraciones en fluidos)

$C_M = C_A + 1$

$u$  = velocidad del agua normal al eje del cilindro (en m/s)

$\dot{u}$  = aceleración del agua normal al eje del cilindro (en  $m/s^2$ )

$\dot{x}$  = velocidad del elemento normal a su eje (en m/s)

$\ddot{x}$  = aceleración del elemento normal a su eje (en  $m/s^2$ )

Las velocidades y aceleraciones del agua pueden calcularse por medio de algunas de las teorías existentes aplicables en aguas profundas, por ejemplo la Teoría Lineal. El coeficiente de arrastre varía de 0.6 a 1.2 y el coeficiente de masa para cilindros como la columna de sustentación de una Spar se puede considerar igual a 2 (API RP2T, 1997).

El arrastre y los componentes de la fuerza de inercia son cantidades del vector que actúa en las direcciones de los componentes normales de la velocidad y los vectores de aceleración, respectivamente. El coeficiente de arrastre y los factores son valores empíricos que generalmente se acoplan con una teoría de la cinemática de la ola.

En la realidad donde ocurren las olas simultáneamente, la predicción de la cinemática puede ser compleja. Una manera simple es combinar vectorialmente la partícula de agua con las velocidades de la ola. Sin embargo, si la corriente no es uniforme, entonces esta suposición no es correcta. La combinación vectorial es conservadora y generalmente se usa como el mejor método disponible (API RP2T, 1997).

### **Coefficientes de arrastre.**

El coeficiente de arrastre es una función del número de Reynolds, el número de Keulegan-Carpenter, rugosidad y otros factores.

Las pruebas del modelo normalmente no cubren los rangos apropiados de los parámetros.

Las pruebas en campo se han dirigido a los arreglos de las plataformas costa afuera, pero la magnitud del coeficiente no es indicativo en el diseño de los componentes de la Spar.

La determinación del coeficiente requerirá la extrapolación cuidadosa de los resultados de la prueba. Los valores normalmente aceptados están entre 0.6 y 1.2. Valores por debajo de 0.6 no se ha mostrado que puedan ocurrir (Barranco, 2004).

### **Coefficientes de masa.**

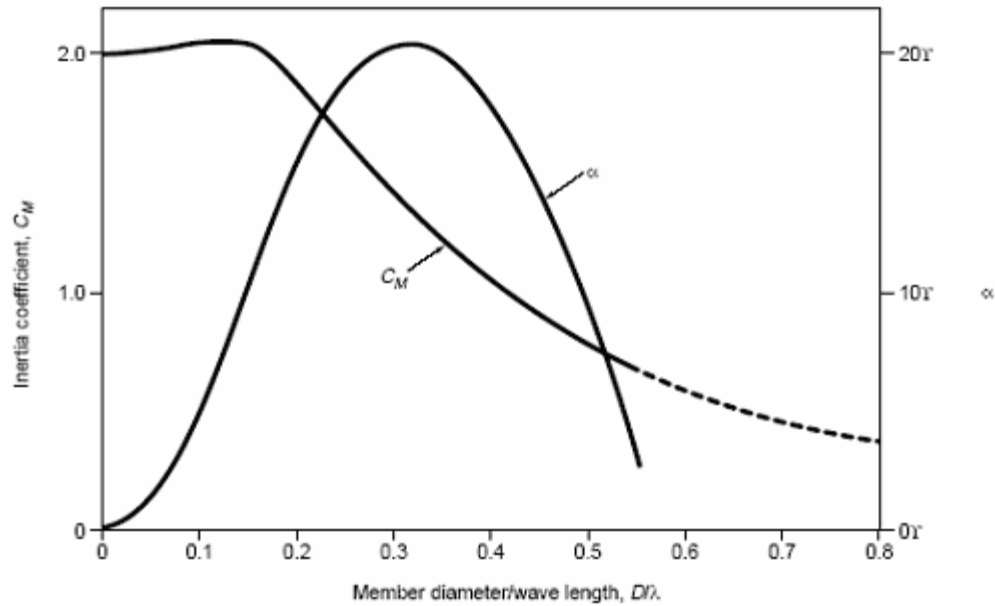
Los coeficientes de masa son dependientes de la frecuencia. Las pruebas del modelo son a menudo la manera más apropiada de producir estimaciones suficientemente exactas de  $C_M$ . Los coeficientes de masa pueden ser encontrados teóricamente realizando primero un análisis de la difracción e igualando entonces la fuerza resultante al término inercial de la WFE. Esto se ha hecho para los cilindros verticales grandes usando la solución de la difracción. Al igualar las dos condiciones de fuerza, los rendimientos del coeficiente de inercia se pueden expresar como (API RP2T, 1997):

$$C_M = \left[ \frac{4\lambda^2 A(kr)}{\pi^3 D^2} \right] \frac{\cos(wt - \alpha)}{\cos wt} \quad (IV.4)$$

donde:  $\lambda$ , longitud de la ola  
A, área expuesta del casco  
 $kr$ , coeficiente de arrastre  
D, diámetro del casco  
w, frecuencia de la ola  
 $\alpha$ , desplazamiento lineal  
t, tiempo

En el sistema de coordenadas se pueden utilizar los valores de cero en la ola al cruzar a  $t=0$ .

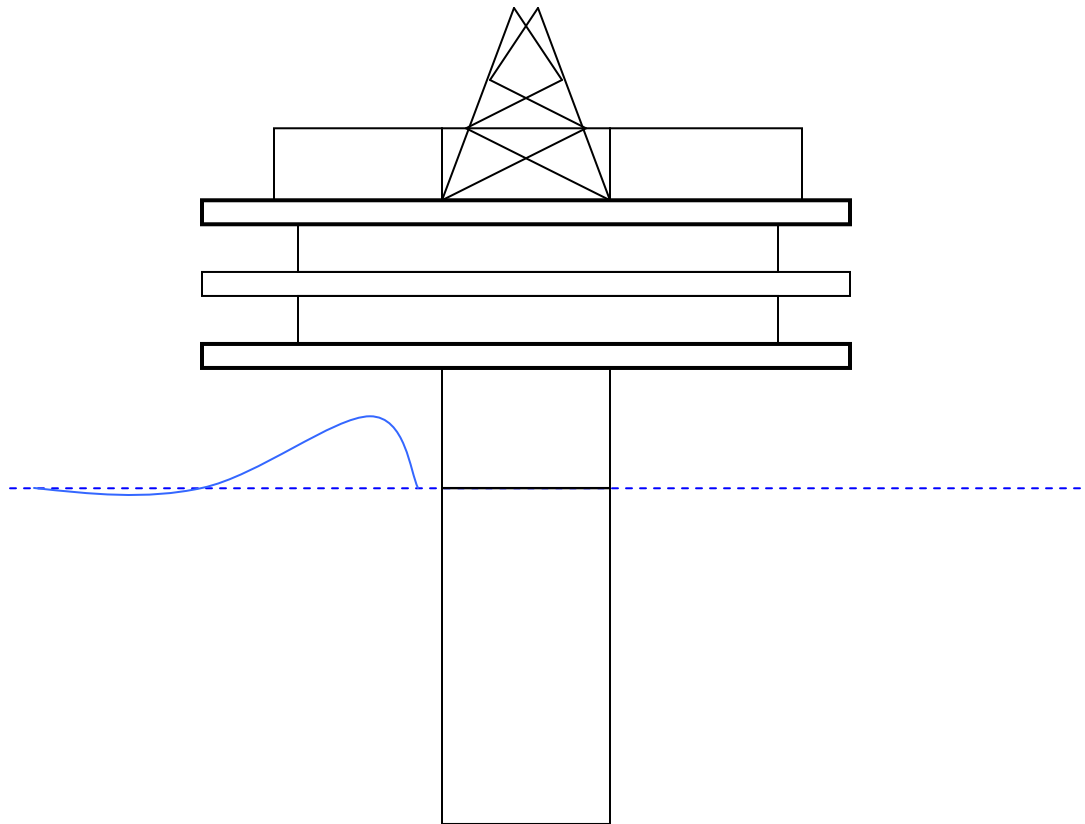
En la Figura IV.2 se proporcionan los valores de  $\alpha$  y  $C_M$  como funciones de  $D/\lambda$ .



**Figura IV.2** Coeficiente de inercia.

Esta fórmula asume que no hay ninguna interacción entre el casco de flotación de la Spar y algún otro elemento. Para ondas cortas donde las dimensiones del casco o espacios de la columna están en el orden de la mitad de la longitud de onda, los efectos de la interacción pueden resultar importantes. Esto puede verificarse con un análisis del cálculo de la difracción (API RP2T, 1997).

La Figura IV.3 representa los efectos del oleaje sobre el casco de flotación, la teoría descrita anteriormente toma en cuenta todos los efectos de este estado de mar.



**Figura IV.3** Efectos de oleaje en el casco de flotación.

#### **IV.2.2 Fuerzas generadas por viento.**

Cuando el viento actúa sobre un obstáculo genera presiones sobre una superficie que varía según la intensidad de la velocidad, la variación conforme a la altura, la dirección del viento, el área de exposición y la forma de la estructura expuesta. La velocidad del viento puede ser extrapolada a otras alturas a partir de la altura donde son registrados los datos de velocidad en campo por medio de una relación presentada más adelante llamada factor de perfil (API RP2T, 1997).

En el caso del viento deben determinarse las condiciones usadas en un diseño con los medios apropiados que generan datos de medición del viento almacenados de acuerdo con lo mencionado en el capítulo anterior y deben ser consistentes, por lo que se refiere a las posibilidades de la probabilidad de ocurrencia, con otros parámetros ambientales asumiendo que pueden ocurrir simultáneamente. Una Spar tiene largos períodos naturales de tiempo en la ola, oscilación y giro, que pueden excitarse por la energía del espectro del viento. En los efectos del espectro del viento se debe incluir los efectos del viento sostenido y viento fluctuante, debe ser considerado el viento como inductor de cargas hacia la plataforma y las respuestas que genera. Tales análisis pueden requerir del conocimiento de la intensidad de turbulencia de viento, espectros y la configuración espacial. Estos artículos se manejan posteriormente (API RP2T, 1997).

## Propiedades del viento.

La velocidad del viento y dirección varían en el espacio y tiempo. En las escalas típicas de longitud que son base de diseño en las estructuras costa afuera, las propiedades estadísticas del viento (por ejemplo, media y desviación normal de la velocidad) se toman como duraciones de viento del orden de una hora y que no varíe horizontalmente, pero cambia con la elevación (factor de perfil). Dentro de las duraciones largas, habrá duraciones más cortas con las velocidades más altas (factor de ráfaga). Por consiguiente, un valor de velocidad de viento sólo es significativo si calificó por su elevación y duración. Un valor de referencia V-H (velocidad-altura) está en la duración del tiempo en la velocidad de una hora y en la elevación de referencia H que es de 33 pies (10 metros). Como una nota adicional, la duración de una hora es utilizada en el diseño a menos que no sea señalada otra duración (API RP2T, 1997).

Las variaciones de velocidad con la elevación y duración, así como la intensidad de turbulencia de viento y la forma espectral, no se ha establecido. Los datos disponibles muestran una significativa disparidad y no pueden prescribirse las relaciones definitivas. Las relaciones dadas debajo mantienen los valores razonables de los parámetros del viento para ser usado en el diseño. Las relaciones alternativas están disponibles en la literatura del dominio público o puede desarrollarse del estudio cuidadoso de medidas considerando todas las propiedades que se requieran (API RP2T, 1997).

## Factor de perfil.

El perfil promedio para la velocidad del viento (API RP2T, 1997) por encima de una hora a elevación  $z$  puede aproximarse por:

$$V_z = V_H \left( \frac{z}{H} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (\text{IV.5})$$

donde:

H, altura de referencia (10 metros).

$z$ , altura de interés.

$V_z$ , velocidad promedio del viento a la elevación  $z$ .

$V_H$ , velocidad de viento de referencia.

$n$ , exponente típico igual a 8 para viento sostenido.

## Factor de ráfaga

El factor de la ráfaga  $G(t,z)$  puede definirse como:

$$G(t,z) = \frac{V(t,z)}{V_z} = 1 + g(t) I(z) \quad (\text{IV.6})$$

donde:

$I(z)$  = intensidad de la turbulencia descrita abajo.

$t$  = duración de la ráfaga con unidades en segundos.

El factor  $g(t)$  puede calcularse como:

$$g(t) = 3.0 + \ln \left[ \left( \frac{3}{t} \right)^{0.6} \right] \quad \text{para } t \leq 60 \text{ segundos} \quad (\text{IV.7})$$

## Intensidad de la turbulencia.

La intensidad de la turbulencia (API RP2T, 1997) es la desviación normal de la velocidad del viento con duración de una hora. La intensidad de la turbulencia puede aproximarse mediante la siguiente expresión:

$$I_z = \frac{\sigma(z)}{V_z} = 0.15 \left( \frac{z}{z_s} \right)^{-0.125} \quad \text{para } z \leq z_s$$
$$I_z = \frac{\sigma(z)}{V_z} = 0.15 \left( \frac{z}{z_s} \right)^{-0.275} \quad \text{para } z > z_s \quad (\text{IV.8})$$

donde

$z_s$  = 66 pies (20 metros) espesor de la capa de la superficie.

$\sigma(z)$  = desviación estándar de la velocidad del viento

## Espectro de viento.

Como en el caso de las olas (API RP2T, 1997), la distribución de frecuencia de fluctuaciones de velocidad de viento puede describirse por un espectro. Debido a la gran variabilidad en los espectros del viento moderado, no hay ninguna forma espectral universalmente aceptada. Por otra parte en la ausencia de datos que lo indiquen, el cálculo se recomienda aplicando la siguiente ecuación:

$$\frac{S_{uu}(f)}{\sigma(z)^2} = \frac{\frac{f}{f_p}}{\left[1 + 1.5 \frac{f}{f_p}\right]^{\frac{5}{3}}}$$

donde:

$$S_{uu}(f) = \text{densidad de energía espectral en la elevación } z \quad (\text{IV.9})$$

$f$  = frecuencia en hertz

$\sigma(z)$  = desviación estándar de la velocidad del viento

$$\sigma(z) = \frac{I(z)}{V_z}$$

Los espectros medidos del viento muestran una variación con intervalo en ( $f_p$ ) sobre un valor medio dado por:

$$\frac{f_p z}{V_z} = 0.025 \quad (\text{IV.10})$$

Debido al rango de gran dimensión de  $f_p$  en los espectros moderados, el análisis de la sensibilidad de la plataforma con el valor de  $f_p$  se garantiza está en el rango:

$$0.01 \leq \frac{f_p z}{V_z} \leq 0.10 \quad (\text{IV.11})$$

La respuesta de la Spar y el desplazamiento particularmente máximo, puede ser muy sensible a este parámetro. Debe notarse que el  $f_p$  no está en la cresta del espectro de la energía del viento, dentro de la ecuación IV.9 se proporciona el espectro reducido (API RP2T, 1997).

### Tiempo de convergencia.

Las ráfagas del viento tienen tres escalas espaciales dimensionales relacionadas a su duración (API RP2T, 1997). Por ejemplo, 3 segundos de ráfagas son representativas por encima de distancias más cortas y por consiguiente afectan a los elementos más pequeños de la superestructura de la plataforma comparado con 15 segundos de ráfagas. El viento en 3 segundos de ráfaga es apropiado para determinar la carga del viento estática máxima en los miembros individuales; 5 segundos de ráfagas son apropiadas para calcular las cargas totales máximas en las estructuras cuya dimensión horizontal está en el orden de

menos de 164 pies (50 metros); y 15 segundos de ráfagas son apropiadas para la carga de viento estática total máxima en las estructuras más grandes. Un minuto de viento sostenido o continuo es apropiado para analizar el empuje estático total máximo en la superestructura, se generan cargas asociadas con las fuerzas máximas de ola. En el dominio de frecuencia analizada de carga dinámica del viento, puede asumirse conservadoramente que todas las escalas de turbulencia son totalmente consideradas por encima de la superestructura (Barranco, 2004).

La naturaleza inconstante del campo del viento puede ser descrita alternativamente por dos componentes: un componente sostenido ( $V_z$ ) y un componente de ráfaga ( $u'$ ). La velocidad del viento total es entonces:

$$u = V_z + u' \quad (IV.12)$$

donde:

$u$  = velocidad y dirección instantánea.

$u'$  = velocidad y variación instantánea de la dirección del viento sostenido.

### **Relación de la fuerza del viento.**

La fuerza del viento instantánea (API RP2T, 1997) generada en una Spar puede ser calculada sumando la fuerza instantánea en cada miembro sobre la línea de agua. Esto debe calcularse por una ecuación como la siguiente:

$$F = \frac{1}{2} \rho_a C_s A \left| V_z + u' - \dot{x} \right| (V_z + u' - \dot{x})$$

donde:

$F$  = fuerza del viento (en m).

$\rho_a$  = densidad del aire (en ton/metros<sup>3</sup>)

$C_s$  = coeficiente de forma (en s<sup>2</sup>/m).

$A$  = área proyectada del objeto (en m<sup>2</sup>).

$\dot{x}$  = velocidad instantánea del miembro estructural, (en m/s).

$z$  = elevación del centroide del elemento (en m).

(IV.13)

Para todos los ángulos de acercamiento del viento hacia la estructura, deben asumirse fuerzas en las superficies llanas que actúan en dirección normal a la superficie y debe asumirse que las fuerzas en los objetos cilíndricos verticales actúan en la dirección del viento. Deben calcularse fuerzas en objetos cilíndricos que no están en una posición vertical usando las fórmulas apropiadas las cuales toman en cuenta la dirección del viento respecto a la posición del objeto. Se calcularán fuerzas en los lados de edificios y otras superficies llanas que no son perpendiculares a la dirección del viento también usando fórmulas apropiadas que responden a la asimetría entre la dirección del viento y el plano de la superficie (API RP2T, 1997).

La fuerza del viento total en la estructura también puede ser calculada usando el área total expuesta de la estructura con los coeficientes apropiados determinados por pruebas de modelos o algún otro método validado.

Al usar el espectro de viento, es común linealizar la fuerza espectral y los cálculos de dominio de frecuencia, donde el primer término es la fuerza constante o continua y el segundo término es la velocidad lineal fluctuante. El término que es omitido en esta aproximación es generalmente pequeño. Contribuye una cantidad pequeña a la fuerza de empuje (API RP2T, 1997).

$$F = \frac{1}{2} \rho_a C_s AV_z^2 + \rho_a C_s AV_z u' \quad (\text{IV.14})$$

### **Fuerza constante del viento.**

El primer término de la ecuación IV.14 es la fuerza constante del viento.  $V_z$  debe corresponder a la velocidad media del viento usada para generar el espectro del viento (API RP2T, 1997).

### **Fuerza fluctuante del viento.**

La fuerza fluctuante del viento (API RP2T, 1997) puede calcularse en el dominio del tiempo de frecuencia. En el dominio de tiempo, la fuerza total del viento es calculada a partir de una serie de parámetros de tiempo de la velocidad total instantánea del viento que se usa en la ecuación IV.13 en los cálculos de dominio de frecuencia. La ecuación IV.14 puede usarse con el espectro de viento para derivar el espectro de fuerza de viento como sigue:

$$S_{ff} = \chi^2(f) S_{uu}(f) (\rho_a C_s AV_z)^2$$

donde:

$$S_{ff} = \text{espectro de fuerza de viento.} \quad (\text{IV.15})$$

$\chi$  = función de admisión aerodinámica

$S_{uu}$  = espectro de ráfaga de viento.

### **Coefficiente de forma.**

La Tabla IV.1 contiene diferentes coeficientes de forma (API RP2T, 1997) que se recomiendan para vientos de acercamiento con ángulos perpendiculares:

**Tabla IV.1** Valores de coeficientes de forma.

<b>Coefficientes de forma.</b>	<b>Elemento.</b>
1.5	Viga
1.5	Lados de secciones rectangulares
0.5	Secciones cilíndricas
1	Área proyectada en conjunto de la plataforma (debe confirmarse por la comprobación de un modelo)

### **Admisión aerodinámica.**

Las ráfagas del viento (API RP2T, 1997) se miden en dos localizaciones sin una correlación específica como la distancia entre ellas. Cuando las dimensiones laterales de una estructura son grandes, la reducción en las fuerzas de la ráfaga puede calcularse mediante un factor de admisión aerodinámico. Los datos presentes de ráfaga en correlaciones transversas pueden usarse para determinar los factores de admisión. El coeficiente de admisión aerodinámico  $\chi$  modifica la ecuación de fuerza como sigue:

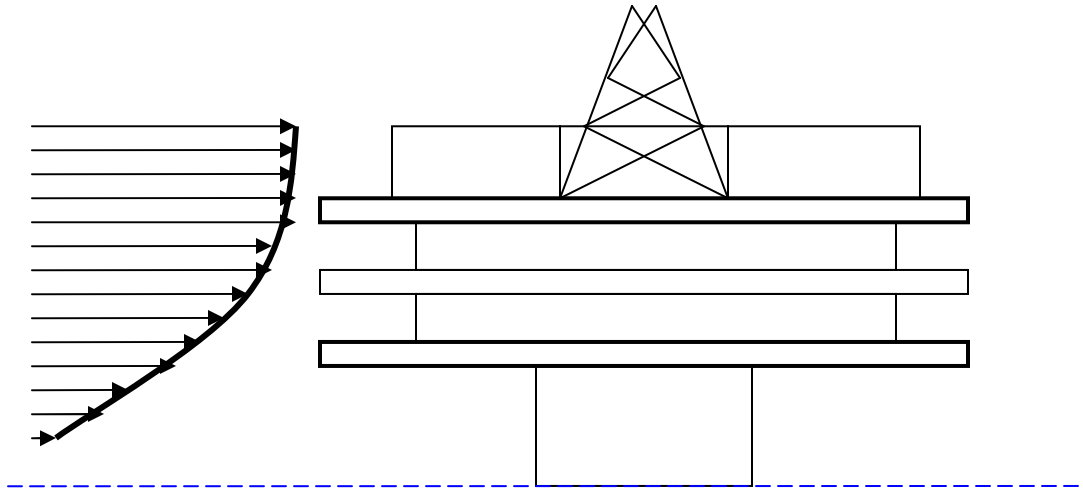
$$F = \frac{1}{2} \rho_a C_s A V_z^2 + \rho_a \chi C_s V_z u' \quad (\text{IV.16})$$

El coeficiente de admisión es dependiente del comportamiento de la frecuencia, es más pequeño para las frecuencias más altas, varía entre 0 y 1. Un valor de  $\chi = 1.0$  es conservador y apropiado para la oscilación de viento de baja frecuencia y debe usarse para las frecuencias altas cuando no se tienen datos disponibles para establecer un valor más bajo.

### **Datos de túnel de viento.**

Las presiones del viento y las fuerzas resultantes (API RP2T, 1997) pueden determinarse con las pruebas de túnel de viento propiamente ejecutadas en modelos que en la medida de lo posible representen la realidad. Un ejemplo de pruebas para una plataforma tipo TLP se presenta en el API RP2T. Tales pruebas pueden ser convenientes para aplicar a una Spar de forma semejante.

En la Figura IV.4 se muestra el comportamiento del viento en la cubierta de la plataforma, lo que se genera es una fuerza que arrastra la plataforma.



**Figura IV.4** Perfil de viento en la cubierta.

### IV.2.3 Fuerzas generadas por corrientes marinas.

La fuerza de arrastre ejercida por las corrientes marinas sobre un elemento cilíndrico escarpado es proporcional al cuadrado de la velocidad de la corriente. La fuerza de arrastre actúa en la dirección normal al eje del elemento y puede calcularse con expresiones que se presentan adelante (API RP2T, 1997).

La velocidad usada en el diseño debe ser determinada por los medios descritos anteriormente y debe ser consistente (acerca del período de retorno) con otros parámetros de diseño como la altura de la ola y velocidad del viento. Debe considerarse la estadística de los valores de corriente y otros eventos ambientales.

#### Corriente de arrastre.

En la ausencia de movimientos inducidos por oleaje, los movimientos de arrastre de agua se generan por una fuerza ejercida en un elemento cilíndrico por una corriente que presenta una proporcionalidad al valor de la velocidad. El efecto de arrastre debido a la fuerza tiene la dirección del componente de la corriente que es normal al eje del elemento. El coeficiente de arrastre debe estar basado en los mejores datos empíricos disponibles. El arrastre puede determinarse usando la siguiente fórmula de la fuerza (API RP2T, 1997):

$$F_D = \frac{1}{2} \rho_w C_D A V^2 \quad (\text{IV.17})$$

donde:

$F_D$  = fuerza de arrastre por unidad de longitud normal al eje del elemento (en ton)

$\rho_w$  = densidad del agua (en ton/m<sup>3</sup>)

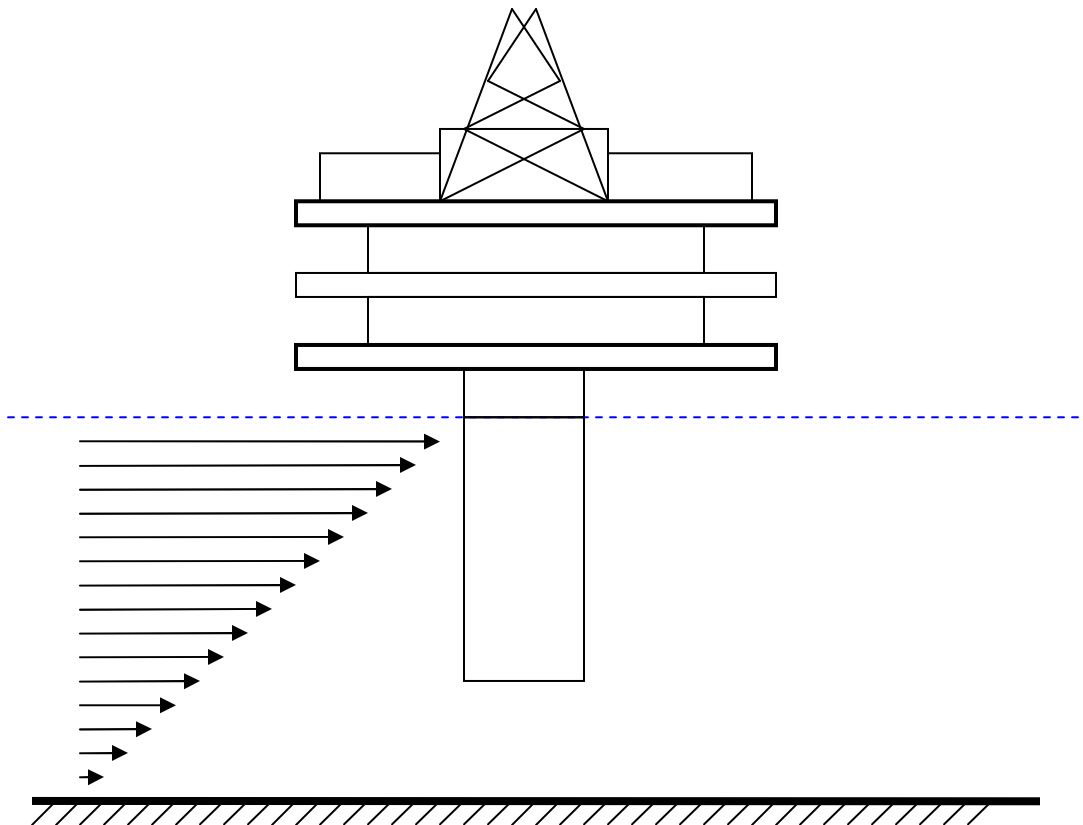
$C_D$  = coeficiente de arrastre

$A$  = área proyectada por unidad de longitud (en m<sup>2</sup>)

$V$  = velocidad de la corriente normal al eje del elemento (en m/s)

En la Figura IV.5 se muestra el comportamiento de la corriente marina en el casco de flotación, el perfil que se presenta puede ser calculado como se enuncia en la ecuación IV.17.

Los valores típicos del coeficiente de arrastre varía de 0.6 a 1.2 dependiendo de las condiciones de los datos y del tamaño del casco de flotación (API RP2T, 1997).



**Figura IV.5** Perfil de corriente marina en el casco de flotación.

#### IV.2.4 Fuerzas generadas por marea.

Las fuerzas generadas por el efecto de marea son consideradas como indirectas, esto quiere decir que, la marea va a generar en nuestro sistema un desplazamiento vertical por efecto de la flotación, es entonces que este desplazamiento va a generar esfuerzos en la línea de amarre, por lo que los desplazamientos son los que generan las fuerzas, de esta manera se calcula la tensión. En la Figura IV.6 se muestra un ejemplo de cómo es que se presenta el desplazamiento, el desplazamiento denominado  $\delta$  es el que genera esfuerzos en la línea de amarre y corresponde al valor de la marea que se tome en cuenta para el análisis (API RP2T, 1997).

En el caso de la fuerza de tensión en la línea de amarre generada por la marea en condiciones de tormenta, se procederá a aplicar el método de rigideces de una manera similar, considerando en la teoría que el vector de fuerzas es igual a la matriz de rigideces de la estructura por el vector de desplazamientos de los nodos, se propone el desplazamiento correspondiente al valor de la marea antes señalado y se calcula la fuerza que se genera, la idea es ver el efecto que causa esa fuerza en el valor de la tensión de trabajo para poder diseñar la línea de amarre.

El desplazamiento vertical ocasionado por la marea tiene un efecto de tensión en la línea de amarre, por lo cual se debe considerar este concepto en el cálculo de la fuerza normal en el elemento estructural (API RP2T, 1997).

En este momento con el valor de la fuerza a la que se somete la línea de amarre considerando las fuerzas ambientales y el efecto de la marea se puede diseñar, nuestra referencia es el valor del esfuerzo de fluencia del tipo de acero que se emplee, para tener el trabajo óptimo no se debe alcanzar este valor.

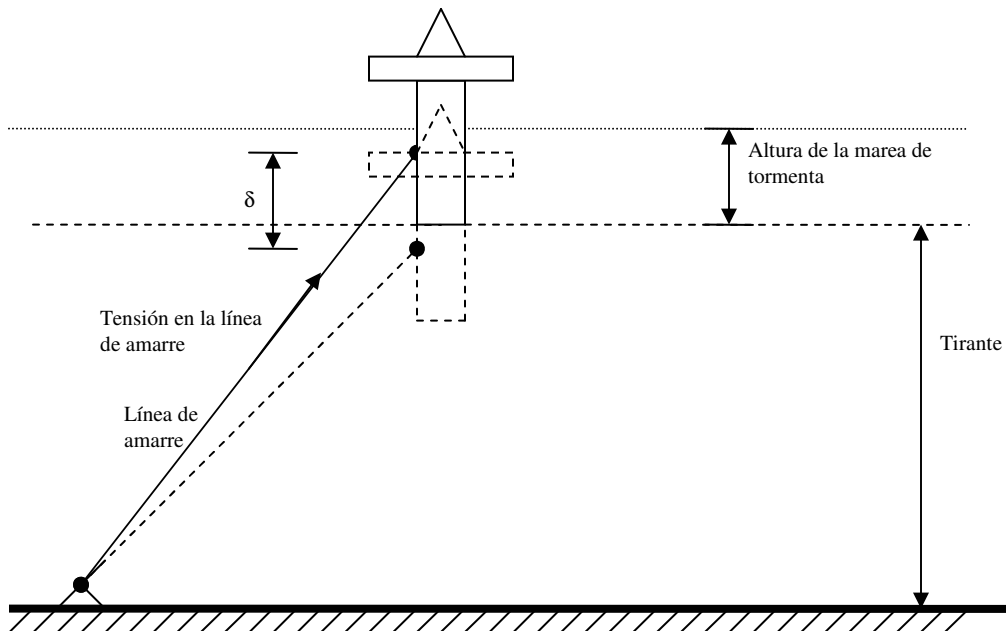


Figura IV.6 Tensión por efecto de marea.

**Capítulo V.**  
**Metodología para el diseño**  
**básico de una Spar.**

## **V. Metodología para el diseño básico de una Spar.**

En esta sección se plantea el procedimiento que se debe seguir en el diseño de una instalación del tipo Spar, la metodología esta basada en los procedimientos que se deben seguir para obtener una configuración que cumpla con los requisitos de operación y seguridad.

### **V.1 Información general.**

#### **Flotación.**

Una de las teorías de las que este trabajo se fundamenta es en la llamada Mecánica de Fluidos, de ella se dice que es la parte de la física que se ocupa de la acción de los fluidos en reposo o en movimiento, así como de las aplicaciones y mecanismos de ingeniería que utilizan fluidos. La mecánica de fluidos es fundamental en campos tan diversos como la aeronáutica, la ingeniería química, civil e industrial, la meteorología, las construcciones navales y la oceanografía (Microsoft Encarta, 2000).

La mecánica de fluidos puede subdividirse en dos campos principales: la estática de fluidos o hidrostática, que se ocupa de los fluidos en reposo, y la dinámica de fluidos, que trata de los fluidos en movimiento. El término de hidrodinámica se aplica al flujo de líquidos o al flujo de los gases a baja velocidad, en el que puede considerarse que el gas es esencialmente incompresible. La aerodinámica, o dinámica de gases, se ocupa del comportamiento de los gases cuando los cambios de velocidad y presión son lo suficientemente grandes para que sea necesario incluir los efectos de la compresibilidad (Microsoft Encarta, 2000).

Entre las aplicaciones de la mecánica de fluidos están la propulsión a chorro, las turbinas, los compresores y las bombas. La hidráulica estudia la utilización en ingeniería de la presión del agua o del aceite (Microsoft Encarta, 2000).

De lo que se refiere a dinámica de fluidos se puede decir que, esta rama de la mecánica de fluidos se ocupa de las leyes de los fluidos en movimiento; estas leyes son enormemente complejas y aunque la hidrodinámica tiene una importancia práctica mayor que la hidrostática, sólo podemos tratar aquí algunos conceptos básicos.

El interés por la dinámica de fluidos se remonta a las aplicaciones más antiguas de los fluidos en ingeniería. Arquímedes realizó una de las primeras contribuciones con la invención, que se le atribuye tradicionalmente del tornillo sin fin. La acción impulsora del tornillo de Arquímedes es similar a la de la pieza semejante a un sacacorchos. Los romanos desarrollaron otras máquinas y mecanismos hidráulicos; no sólo empleaban el tornillo de Arquímedes para bombear agua en agricultura y minería, sino que también construyeron extensos sistemas de acueductos, algunos de los cuales todavía funcionan. En el siglo I a.C., el arquitecto e ingeniero romano Vitrubio inventó la rueda hidráulica horizontal, con lo que revolucionó la técnica de moler grano (Microsoft Encarta, 2000).

A pesar de estas tempranas aplicaciones de la dinámica de fluidos, apenas se comprendía la teoría básica, por lo que su desarrollo se vio frenado. Después de Arquímedes pasaron más de 1800 años antes de que se produjera el siguiente avance científico significativo, debido al matemático y físico italiano Evangelista Torricelli, que inventó el barómetro en 1643 y formuló el teorema de Torricelli, que relaciona la velocidad de salida de un líquido a través de un orificio de un recipiente, con la altura del líquido situado por encima de dicho agujero. El siguiente gran avance en el desarrollo de la mecánica de fluidos tuvo que esperar a la formulación de las leyes del movimiento por el matemático y físico inglés Sir Isaac Newton. Estas leyes fueron aplicadas por primera vez a los fluidos por el matemático suizo Leonhard Euler, quien dedujo las ecuaciones básicas para un fluido sin rozamiento conocido también como fluido no viscoso (Microsoft Encarta, 2000).

Euler fué el primero en reconocer que las leyes dinámicas para los fluidos sólo pueden expresarse de forma relativamente sencilla si se supone que el fluido es incompresible e ideal, es decir, se pueden despreciar los efectos de fricción y viscosidad. Sin embargo, como esto nunca es así en el caso de los fluidos reales en movimiento, los resultados de dicho análisis sólo pueden servir como estimación para flujos en los que los efectos de la viscosidad son pequeños (Microsoft Encarta, 2000).

La solución de los requerimientos tanto de dimensiones como de componentes sometidos a esfuerzos, se plantea con la teoría sencilla, la hidrostática en el caso de las dimensiones del casco de flotación y teoría general de las estructuras teniendo en cuenta efectos hidrodinámicos en el caso del sistema de amarre, para el caso de las fuerzas generadas por los diferentes procesos metoceanicos, podemos decir que las teorías ocupadas para este caso se deben un tanto a información proveniente de estudios que fueron modificados para su aplicación en este modelo.

## **V.2 Procedimiento para el dimensionamiento de los componentes principales.**

En esta sección se establecen las metodologías y los criterios para el dimensionamiento preliminar de las cubiertas, casco de flotación (columna), sistema de amarre y cimentación de una plataforma tipo Spar.

Para poder comenzar el diseño de la plataforma se debe hacer un listado de los pasos a seguir para poder llegar a un modelo, a continuación en la Figura V.1 se muestra el diagrama de bloques de la metodología general para el dimensionamiento básico de una Spar.

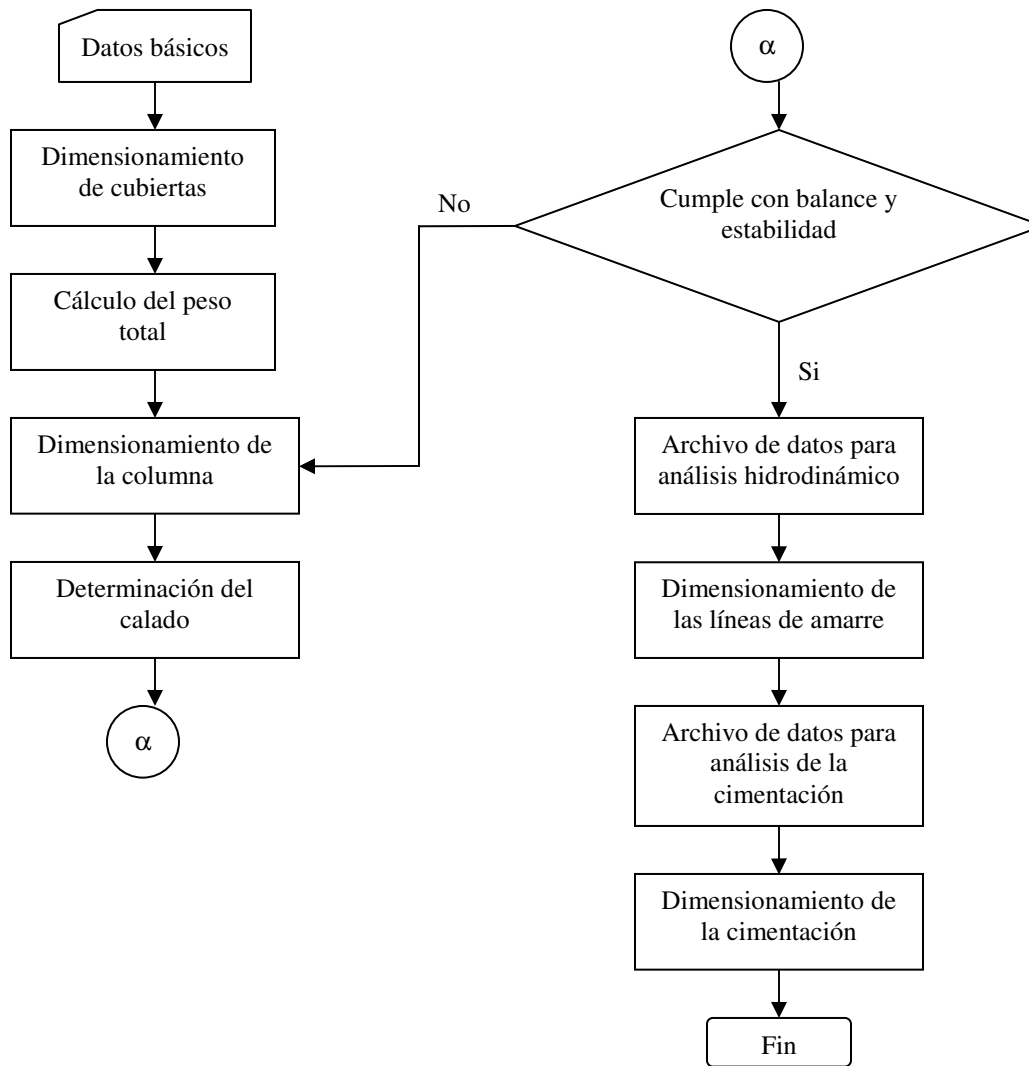


Figura V.1 Diagrama de la metodología de diseño.

### V.2.1 Cubierta.

La finalidad del dimensionamiento de las cubiertas es proveer el espacio suficiente para la operación adecuada de las actividades de la Spar.

Las áreas necesarias para los equipos de producción, perforación y servicios, se obtienen del análisis de requerimientos de acuerdo con las características de la producción y de los hidrocarburos por manejar. Es necesario incluir un incremento en el área requerida para la Spar, debido a que se contemplan otros equipos que no se encuentren en la base de datos o para una posterior adición, este es indicado por el diseño a través de un porcentaje que varía entre 10 y 25% (Barranco, 2000).

El número de cubiertas en las que se distribuye el equipo generalmente es de 2 para evitar grandes estructuras de soporte de una sola cubierta, solamente un diseñador ha

distribuido los equipos en una cubierta en el proyecto Heidrun. En el caso del diseño de este trabajo vamos a tomar los datos de la cubierta de la Spar Neptune con sus respectivos equipos y pesos, el área que se requiere y de esta manera tenemos diseñada la cubierta (Barranco, 2000).

### **V.2.2 Cálculo del peso total de la estructura.**

Para determinar la magnitud de este concepto se utilizarán datos de plataformas ya instaladas y en operación en donde a partir de esos valores se encontrará una relación entre ellos para poder determinar el peso de cada uno de los componentes de la plataforma, la finalidad es poder tener una base con respecto al peso de la instalación y aplicarlo en el cálculo de la sección del casco de flotación de la plataforma que se diseñe con la metodología propuesta (KMG, 2004).

### **V.2.3 Casco de flotación.**

El casco de flotación es un elemento muy importante dentro de la estructura que se diseña. Este componente en general tiene dos funciones importantes las cuales ofrecen la operación; la primera de ellas es darle la flotación necesaria a la instalación para que se mantenga a flote en la sección llamada tanque seco (Figura V.2). La segunda es proveer estabilidad a la estructura teniendo una sección conocida como lastre o sección húmeda (Figura V.2). La sección de lastre en el cálculo del centro de gravedad del casco ofrece un desplazamiento en su posición estando por debajo del centro de flotación y así se logra la estabilidad requerida, esta característica es especial de los sistemas tipo Spar ya que es la única que para generar un nivel mayor de estabilidad se tiene el centro de gravedad por debajo del centro de flotación.

En otras palabras el casco de flotación consta de dos secciones en su configuración y en el siguiente capítulo se van a diseñar las dimensiones necesarias para poder ofrecer las características necesarias para que la instalación opere de manera eficiente, lo que se quiere provocar con el efecto de lastre es ofrecer estabilidad a la instalación por si misma, para que en caso de que las líneas de amarre se rompan y quede a la deriva tenga estabilidad y flotación.

### **Cálculo del diámetro y altura de tanque seco.**

En el caso del dimensionamiento del casco de flotación o cilindro el cual dará sustentación a nuestra cubierta, primeramente se utilizará la teoría del empuje hidrostático planteado por Arquímedes, en donde se procederá de la siguiente manera: analizando que para que un cuerpo flote en el agua debe tener una densidad, esa densidad se debe entender como la cantidad de peso o carga que se vaya a soportar dividido entre el volumen que dicho peso ocupa, el peso o fuerza que se vaya a soportar se debe obtener a partir del peso de cubiertas, el peso en función del equipo y el peso del casco de flotación, planteando esta idea en forma de ecuaciones podemos tener lo siguiente: (Sotelo, 2002).

$$\rho_w = \frac{W_w}{V_w}$$
$$\rho_{cf} = \frac{W_{cf}}{V_{cf}} \quad (V.1)$$

donde:

$\rho_w$ , densidad del agua de mar

$W_w$ , peso del agua de mar

$V_w$ , volumen del agua de mar

$\rho_{cf}$ , densidad del casco de flotación

$W_{cf}$ , peso del casco de flotación, incluye peso propio, peso de cubiertas y peso de equipos

$V_{cf}$ , volumen del casco de flotación

Para que exista flotación se debe cumplir que:

$$\rho_w \geq \rho_{cf} \quad (V.2)$$

En otras palabras, la desigualdad siguiente se puede expresar como:

$$\frac{W_w}{V_w} \geq \frac{W_{cf}}{V_{cf}} \quad (V.3)$$

Despejando el volumen del casco de flotación y sustituyendo la densidad del agua tenemos lo siguiente.

$$V_{cf} \geq \frac{W_{cf} V_w}{W_w}$$
$$V_{cf} \geq \frac{W_{cf}}{\rho_w} \quad (V.4)$$

Llegando a este planteamiento se puede proponer lo siguiente: la densidad del agua de mar es un valor que se puede conocer partiendo de experimentos sencillos, tomar un volumen determinado de agua, como por ejemplo un litro y después pasarlo por báscula para saber que peso tiene.

Por otro lado el peso que se menciona en la ecuación V.4 que es  $W_{cf}$  se conoce ya que ese valor es determinado como ya se ha dicho por las necesidades de la plataforma, equipos, configuración y forma, las otras variables a calcular serían  $D$  y  $h$  que se describen posteriormente.

Por último se tiene el término que se refiere al volumen del casco de flotación, que se calcula con (Gieck, 2000):

$$V_{cf} = A_{cf} h$$
$$A_{cf} = \frac{\pi D^2}{4}$$
$$V_{cf} = \frac{\pi D^2}{4} h$$

donde:

$A_{cf}$ , área de la sección transversal del casco de flotación.

$h$ , altura de tanque seco.

$D$ , diámetro de la sección transversal del casco de flotación.

Sustituyendo en la ecuación planteada anteriormente se tiene :

$$V_{cf} \geq \frac{W_{cf}}{\rho_w}$$
$$\frac{\pi D^2}{4} h \geq \frac{W_{cf}}{\rho_w}$$

En el límite de la flotación se tiene :

$$\frac{\pi D^2}{4} h = \frac{W_{cf}}{\rho_w} \tag{V.5}$$

Con esta última ecuación V.5 se pueden determinar dos valores de los elementos que generan la dimensión del casco de flotación que son el diámetro y la altura de tanque seco.

Existen dos maneras posibles para llegar a establecerlos, la primera es despejando el diámetro, proponer un valor y encontrar la dimensión de la altura de tanque seco, la segunda es proponer un valor de la altura de tanque seco y obtener el diámetro del casco.

El criterio propuesto en esta tesis para determinar la dimensión del diámetro de la sección transversal del casco de la plataforma se llevará a cabo obteniendo la relación que existe entre el área que nos da el diámetro de cascos de flotación y el área total de cubierta de plataformas que ya se encuentren instaladas y en operación en el sitio donde vaya a ser instalada la plataforma, teniendo esas relaciones se calculará una media aritmética que se denominará factor de área (FA) y con ese factor se procede a calcular el área transversal del casco de flotación requerida para la plataforma asociándola al valor del área de la cubierta que la plataforma requiere (API RP2T, 1997), (KMG, 2004).

Cabe mencionar que el peso propio del casco de flotación aún no se conoce para integrarlo a la fórmula V.5, teniendo en cuenta que el valor  $W_{cf}$  es compuesto por el peso propio del casco, el peso de la cubierta y el peso de los equipos, en este caso se aplicará un método parecido al cálculo del diámetro de la sección transversal del casco de flotación, se obtendrán relaciones entre peso de cubierta más peso de equipos entre el peso de casco de flotación de plataformas ya instaladas y en operación, una vez teniendo las relaciones se tendrá una media aritmética que se denominará factor de peso del casco (FPC) y se aplicará a la suma del peso de la cubierta para calcular el peso del casco de flotación en el diseño propuesto (KMG, 2004).

### **Cálculo de la sección de lastre.**

En el caso de la sección de lastre se calculará la relación que existe entre las dimensiones de los componentes del casco de flotación de diferentes plataformas ya instaladas y en operación, en otras palabras se comparará la longitud de la altura del tanque seco y la altura conocida como draft a la que se denominará calado de operación, con el fin de encontrar un factor (factor de calado FC) que al ser multiplicado por el valor de la altura de tanque seco se obtenga la longitud del calado de operación del casco de flotación que incluye la sección de lastre y la de flotación, se utilizarán datos de plataformas que cuenten con información necesaria para hacer la comparación. A continuación se presenta la Figura V.2 en donde aparecen los conceptos anteriores (KMG, 2004).

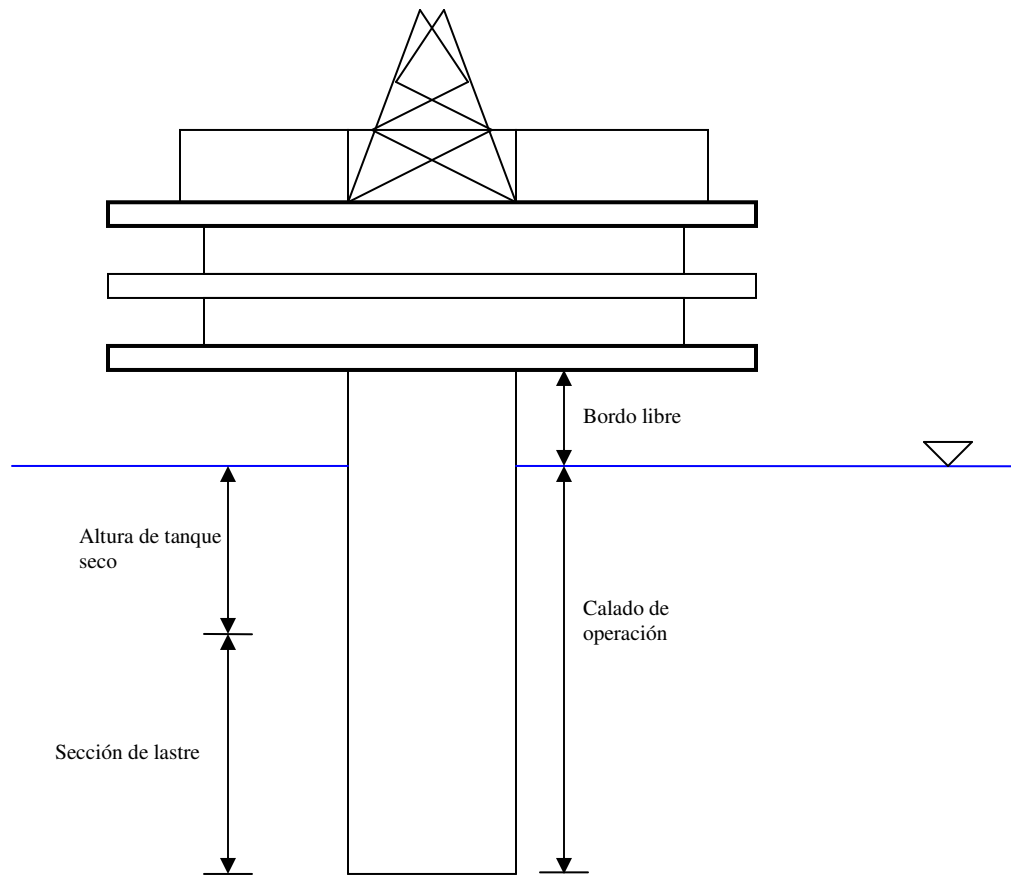


Figura V.2 Componentes del casco de flotación.

### Cálculo del bordo libre.

Para obtener otra parte importante de la dimensión del casco de flotación se inicia el procedimiento para calcular la dimensión del bordo libre, el bordo libre es parte del casco de flotación que está en contacto con el aire, en otras palabras se encuentra en la superficie por encima del nivel medio del mar, se denomina como la distancia que existe entre el nivel del mar y el nivel de la primera cubierta de la plataforma, es preciso señalar que esta altura debe ser tal que no debe ser alcanzada en ningún momento por el oleaje ni por la marea que se llegue a presentar en condiciones de tormenta, tomando en cuenta diseños de plataformas que se encuentran operando en sistemas flotantes de producción. La manera de determinar el bordo libre se presenta a continuación. Se hace mención de que un claro de 1.524 m (o altura libre) se toma como distancia mínima del bordo libre cuando se aplica una tormenta de 100 años para el diseño (API RP2T, 1997).

Bordo libre = 60% de Altura máxima de la ola +  
+ Altura de marea astronómica +  
+ Altura de marea de tormenta en condiciones de servicio +  
+ Altura libre +  
+ Asentamiento de la Spar = 5% del valor de la altura del tanque seco.

Se debe hacer la consideración siguiente, (API RP 2A-WSD, 2002) si aplicando esta fórmula la altura del bordo libre es menor que el noventa por ciento de la altura máxima de la ola en condiciones de tormenta, se debe sustituir la altura de marea de tormenta en condiciones de servicio por el valor de la altura en condiciones de tormenta.

Una vez obtenidas las dimensiones del casco de flotación se procede al análisis de estabilidad del elemento, la razón de aplicar este concepto es revisar si con las dimensiones propuestas se llega a tener estabilidad del casco por sí sólo y también determinar el centro de gravedad del elemento que corresponde al nivel de amarre. Este último se refiere al nivel en donde el casco se mantiene en equilibrio respecto al efecto de volteo generado por la propia flotación del elemento analizado y donde se recomienda se tenga el nivel de sujeción con el sistema de amarre.

### **Análisis de estabilidad.**

Se puede hablar del equilibrio en general y decir que el equilibrio mecánico puede ser de tres clases: estable, indiferente o inestable. Si las fuerzas son tales que un cuerpo vuelve a su posición original al ser desplazado, como ocurre con una forma de movimiento nulo, el cuerpo está en equilibrio estable. Si las fuerzas que actúan sobre el cuerpo hacen que éste permanezca en su nueva posición al ser desplazado, como en una esfera situada sobre una superficie plana, el cuerpo se encuentra en equilibrio indiferente. Si las fuerzas hacen que el cuerpo continúe moviéndose hasta una posición distinta cuando se desplaza, como ocurre con una varita en equilibrio sobre su extremo, el cuerpo está en equilibrio inestable (Sotelo, 2002).

Hablando propiamente de estabilidad se puede decir que cuando el volumen sumergido de una estructura flotante ha sido diseñado para cumplir el requisito de que el peso del casco y su contenido sea igual al peso del agua desplazado, la distribución de carga en la cubierta debe ser establecida de modo apropiado.

El peso de un equipo colocado en un extremo de la cubierta de una plataforma pequeña tiende a hundirlo más por ese extremo. Si esa tendencia no puede ser compensada colocando un peso equivalente en el otro extremo de la cubierta, la realineación deberá obtenerse ensanchando el casco de flotación en la zona de carga mayor de tal forma que una gran parte del desplazamiento tenga lugar cerca del exceso de peso (Sotelo, 2002).

Deberá establecerse un equilibrio de pesos de un lado a otro. Además, para disminuir el riesgo de hundimiento, el centro de gravedad de todos los pesos deben estar en una posición muy baja en la configuración de la plataforma. Si otros factores requieren que el centro de gravedad esté alto, entonces el riesgo de hundimiento deberá contrarrestarse aumentando el ancho del casco de flotación.

El centro de gravedad es el punto de aplicación de la fuerza resultante generada por el peso en un cuerpo y que es siempre el mismo, sea cuál sea la posición del cuerpo (Sotelo, 2002).

Para determinar el centro de gravedad hay que tener en cuenta que toda partícula de un cuerpo situada cerca de la superficie terrestre está sometida a la acción de una fuerza, dirigida verticalmente hacia el centro de la Tierra, llamada fuerza gravitatoria.

Cuando se trata de cuerpos de dimensiones muy pequeñas, se puede admitir que las fuerzas que actúan sobre las distintas partículas del cuerpo son paralelas y de módulo constante. Por tanto, se puede calcular la posición del centro de gravedad hallando la recta de acción de la resultante de esas fuerzas. Si el cuerpo es homogéneo o simétrico en su forma y distribución de su masa, el centro de gravedad coincide con su centro geométrico (Sotelo, 2002).

Si un cuerpo es tan pequeño que las aceleraciones son las mismas para todas las partículas, entonces el centro de masa y el de gravedad coinciden.

En el caso de estructuras sometidas a flotación debemos revisar las condiciones de equilibrio de los cuerpos (Sotelo, 2002).

El equilibrio de un cuerpo flotante se clasifica en tres tipos (Sotelo, 2002).

*Estable.* Una fuerza actuante, por ejemplo el empuje del oleaje o del viento, origina una inclinación lateral, pero cuando esa fuerza cesa el cuerpo vuelve a su posición original. Este tipo de equilibrio lo tienen los cuerpos de centro de gravedad bajo.

*Inestable.* La fuerza actuante origina el volteo brusco del cuerpo (zozobra), el cuál después recupera una posición más o menos estable. Este equilibrio lo tienen aquellos cuerpos cuyo centro de gravedad es alto.

*Indiferente.* La fuerza actuante origina un movimiento de rotación continua del cuerpo, cuya velocidad es directamente proporcional a la magnitud de la fuerza y cuya duración es la misma que la de dicha fuerza. Este tipo de equilibrio lo poseen cuerpos cuya distribución de la masa es uniforme, como un ejemplo podemos mencionar un cilindro cuya posición de flotación es indiferente con su eje longitudinal en la dirección horizontal, esta posición desafortunadamente no es la que se necesita para la operación de la Spar, si así fuera el análisis de estabilidad se reduciría de manera considerable ya que solo tendría efecto el movimiento sobre el eje longitudinal conocido como balanceo y se desprecian movimientos de cabeceo.

Las condiciones de equilibrio de un cuerpo flotante se explican con claridad utilizando como ejemplo un cilindro hueco (Figura V.3) cuya superficie de flotación en el plano del agua muestra una forma simétrica con un eje longitudinal y otro transversal. La rotación alrededor del eje longitudinal se le conoce como balanceo y la rotación alrededor del eje transversal se conoce como cabeceo (Sotelo, 2002), en la Figura V.3 se muestra la orientación de los ejes transversal y longitudinal.

En la posición de equilibrio (Figura V.4), es decir, sin presencia de fuerzas, sobre el cilindro actúa el peso  $W$  ejercido en el centro de gravedad  $G$ , además del empuje ascendente del líquido  $B$  que actúa en el centro de flotación o de carena,  $G_1$ . Ambas fuerzas son iguales, colineales y de sentido contrario.

Al producirse una fuerza el cilindro se inclina un ángulo  $\theta$  y pasa a ocupar la posición mostrada en la Figura V.5; el punto  $G_1$  pasa ahora a la posición de  $G_1'$  (Sotelo, 2002).

Por efecto de las cuñas triangulares, una que se sumerge y otra que emerge por encima de la línea de flotación, se origina un movimiento producido por las fuerzas  $F_1$  y  $F_2$ . El empuje ascendente total  $B$ , en su nueva posición original y las fuerzas  $F_1 = F_2$  por efecto de las cuñas. El momento de la fuerza resultante con respecto a  $G_1$  será igual a la suma algebraica de los momentos de sus componentes, por lo cuál se cumple que:

$$n = \frac{F_1 f}{B} \quad (V.6)$$

Al elemento de volumen  $z dA = x \tan \theta dA$ , corresponde un momento de desequilibrio  $dM = \gamma x^2 dA \tan \theta$ ; el momento de la fuerza  $B$  con respecto a  $0$  es entonces:

$$F_1 f = \gamma \tan \theta \int_A x^2 dA = \gamma \tan \theta I_z \quad (V.7)$$

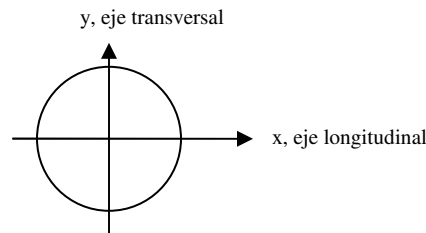
Donde  $I_z$  representa el momento de inercia del área de la sección del cilindro a nivel de la superficie de flotación  $ab$  con respecto al eje longitudinal  $z$  del mismo que pasa por  $0$ .

Sustituyendo la ecuación V.7 en la ecuación V.6 tenemos que:

$$n = \frac{\gamma \tan \theta I_z}{B} \quad (V.8)$$

Además siendo  $B = \gamma V_{cf}$ , donde  $V_{cf}$  es el volumen desplazado por el cilindro, se obtiene:

$$n = \frac{\tan \theta I_z}{V_{cf}}$$



**Figura V.3** Orientación de ejes.

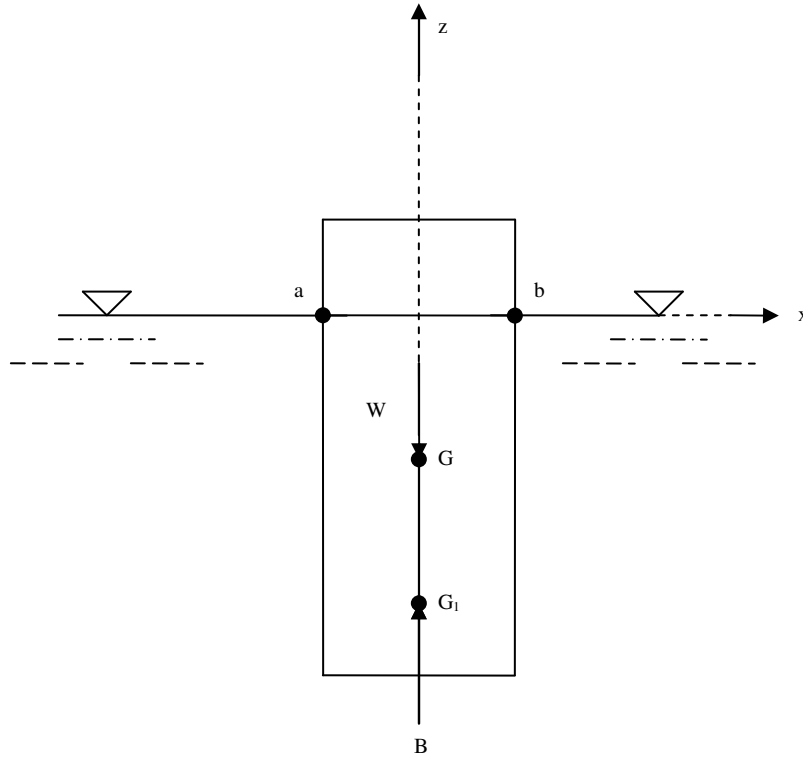


Figura V.4 Casco en condición de equilibrio.

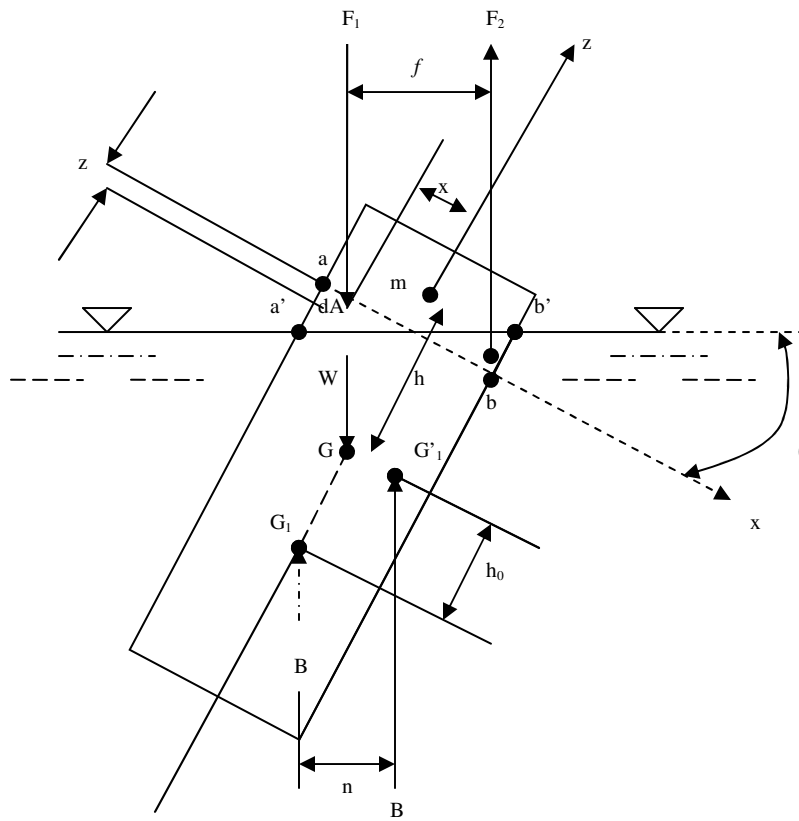


Figura V.5 Casco en condición de inclinación.

El par de fuerzas B y W producen un momento  $M_1 = W h \text{sen}\theta$ , que tratará de volver al cilindro a su posición original o de voltearlo más, hasta hacerlo zozobrar. Para predecir el comportamiento del cilindro es importante conocer la posición del punto  $m$ , de intersección de B en  $G_1$  con el eje y el eje del cilindro inclinado; punto que se denomina metacentro y la altura metacéntrica se indica con  $h$ . A medida que  $h$  aumenta es más estable la flotación del cuerpo, es decir, más rápidamente tratará de recobrar su posición original (Sotelo, 2002).

El equilibrio es estable si el punto  $m$  queda arriba del punto G ( $h>0$ ) y es inestable si  $m$  queda abajo de G; por tanto, la inestabilidad del cilindro exige que sea  $h>0$ , esto es:

$$h = \frac{n}{\text{sen}\theta} - h_0 = \frac{\tan\theta I_z}{\text{sen}\theta v_0} - h_0 > 0 \quad (\text{V.9})$$

Siendo  $\theta$  un valor pequeño,  $\text{sen}\theta = \tan\theta$  y entonces:

$$\begin{aligned} h_0 &< \frac{n}{\text{sen}\theta} \\ h_0 &< \frac{I_z}{v_0} \end{aligned} \quad (\text{V.10})$$

Partiendo de este planteamiento y para ser más precisos, de la ecuación V.10 se puede comenzar a hacer el análisis de estabilidad proponiendo valores de momento de inercia para ver de que orden es el diámetro del casco de flotación de nuestra plataforma, se puede mencionar que en la práctica se han llegado a establecer valores de la altura metacéntrica recomendada para diferentes tipos de diseños de cascos de flotación, las alturas metacéntricas empleadas en el diseño de cilindros flotantes tomando en cuenta el valor de sus centros de gravedad para condiciones de sustentación son del orden de 2.5 a 3 metros, la distancia entre el centro de flotación y el centro de gravedad G es del orden de 2.0 a 2.8 metros, se debe aclarar que si el centro de flotación se encuentra por encima del centro de gravedad se debe respetar el signo al momento de colocar los valores en la ecuación de estabilidad, cuando el centro de flotación tiene una mayor distancia que el centro de gravedad medidos cada uno de ellos desde la quilla o base del casco de flotación la diferencia debe ser negativa y así se debe considerar en la ecuación V.10, con estos datos y consideraciones se puede entrar a la ecuación para verificar la estabilidad del elemento (Sotelo, 2002).

En este tipo de estructuras calcular el centro de gravedad del elemento es lo mismo que calcular el centro de movimiento del elemento, en otras palabras el centro de gravedad coincide con el centro de movimiento. El procedimiento para obtener el centro de gravedad de la estructura (API RP2T, 1997) para plataformas tipo TLP en el apartado del cálculo de elementos de columnas y pontones de flotación menciona que se debe considerar al columna de flotación calculada con los procedimientos anteriores sin importar los elementos que formen un refuerzo estructural, el casco debe ser un vaso hueco con el diámetro y calado de operación. Se procede dividiendo el cilindro en dos

partes de forma transversal y encontrando la distancia en la que los pesos de material del cilindro sean de la misma dimensión.

### Nivel de sujeción en el casco de flotación y las líneas de amarre.

Teniendo en cuenta que en la practica existe una técnica de lastrado en el casco de flotación que consiste en llenar ciertas secciones inferiores del casco con agua de mar, el nivel de amarre del casco de flotación con las líneas se calculará obteniendo el nivel en donde se encuentra el centro de gravedad de la estructura, ya que la variación de la altura de sujeción depende de la manera en que se lleve a cabo el nivel de lastrado que contribuye a la estabilidad de la estructura (DGM, 1997).

Se observa que en la siguiente Figura V.6 el nivel de sujeción se obtiene asumiendo el valor del nivel en donde se encuentra el centro de gravedad, se aplicará este criterio para obtener el nivel de sujeción de nuestra plataforma.

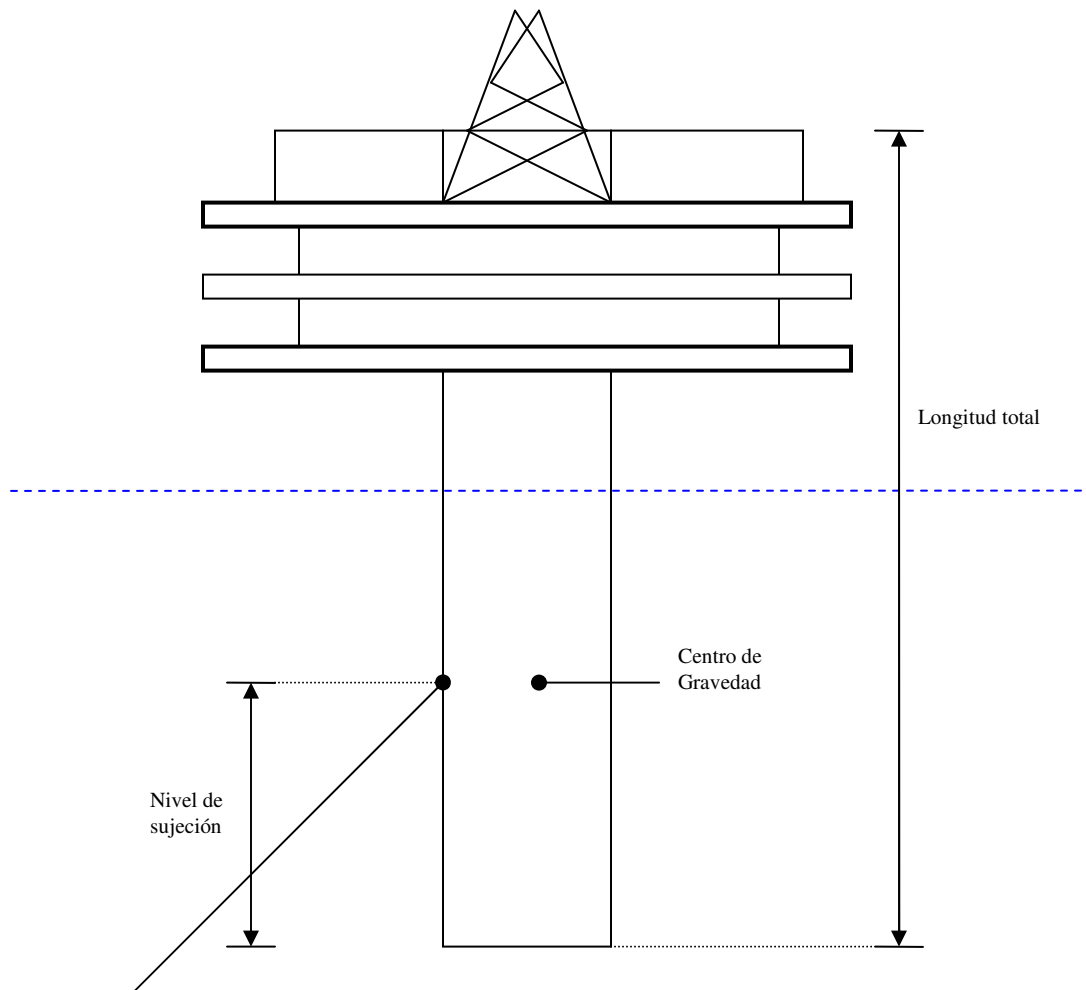


Figura V.6 Posición del punto de sujeción del amarre en el casco.

### V.2.4 Sistema de amarre.

En el caso del sistema de amarre entendiendo su funcionamiento como un sistema estructural diseñado para proporcionar estabilidad, se debe analizar por medio de la teoría general de cuerpos sometidos a condiciones en donde a través del tiempo varía el efecto del fluido en donde se ha sumergido la estructura, se debe hacer la consideración de que en este momento interviene un concepto llamado hidrodinámica. Este término contiene propiedades dinámicas tanto del agua como de la estructura misma por lo que se puede apoyar en el uso de programas de computadora los cuales consideran los efectos dinámicos anteriores, este tipo de programas tienen como resultado valores de tensión en las líneas de amarre muy precisos. La precisión depende en mayor medida del valor de los datos del medio ambiente y del modelo que se integre al programa (Barranco, 2001).

Una vez obtenidas las tensiones a las que se somete el sistema de amarre de la plataforma se procederá a diseñarlas teniendo en cuenta el tipo de material y las consideraciones que se tienen para evitar en la medida de lo posible la posibilidad de falla del sistema, se tomará en cuenta que no se debe llegar a rebasar el esfuerzo de fluencia del material, los esfuerzos de fluencia dependen del tipo de acero que se seleccione para su uso.

Haciendo uso de las tensiones calculadas se puede seguir con el diseño de la plataforma procediendo con la cimentación, se utilizarán las reacciones que genera el apoyo puesto en el suelo marino, normalmente las líneas de amarre tienen un valor del ángulo  $\alpha$  de  $25^{\circ}$ . El ángulo de separación entre líneas de amarre de la vista en planta es variable teniendo en cuenta el número de líneas de amarre propuestas a partir de plataformas ya instaladas y en operación, en este sentido se toman en cuenta las tendencias en una tabla para determinar su valor y por consecuencia el ángulo entre ellas (API RP2SK, 1997).

En la Figura V.7 se muestra la configuración del sistema de amarre.

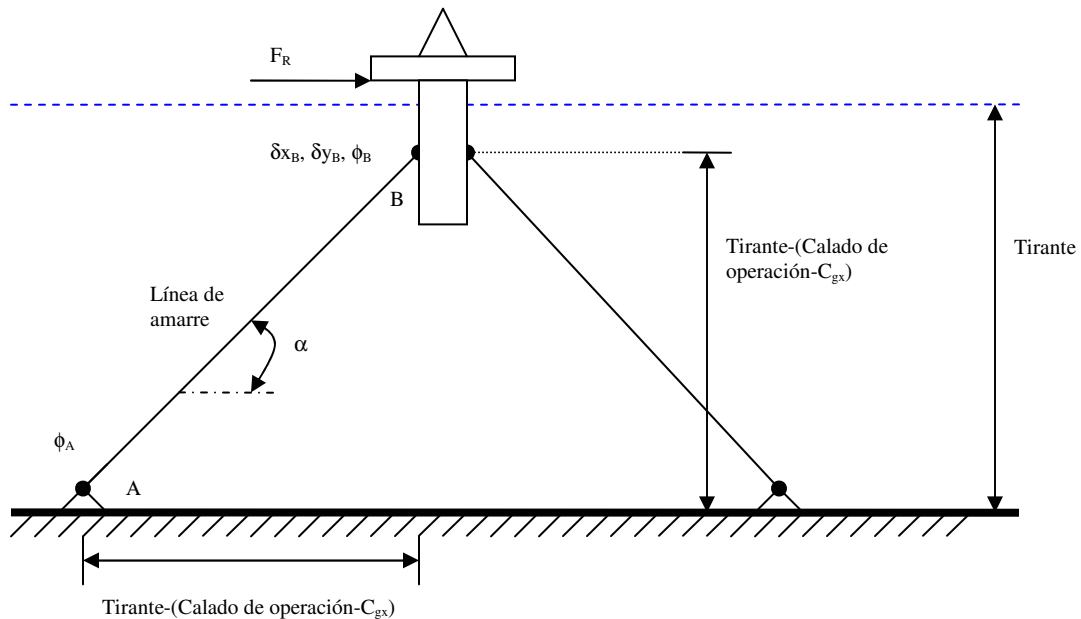
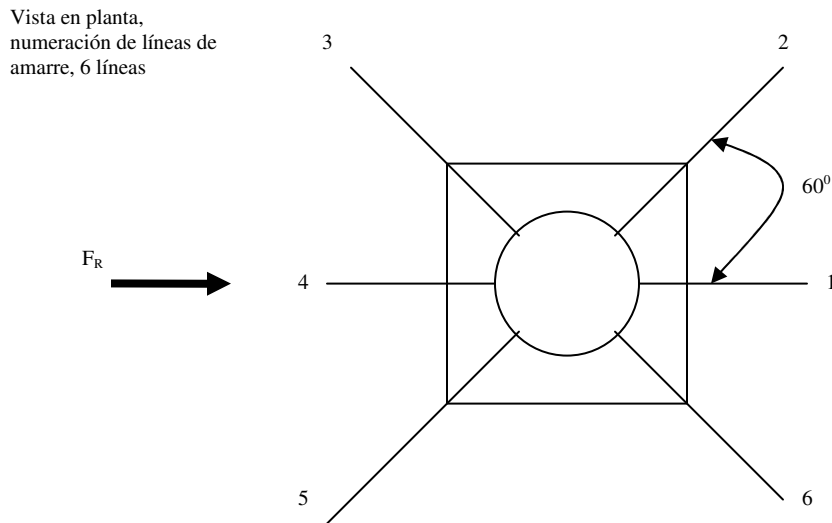


Figura V.7 Configuración del sistema de amarre.

El término  $F_R$  se refiere a la resultante que se obtiene de calcular las fuerzas generadas por procesos ambientales vistas en el capítulo anterior, por otro lado, si se considera que la plataforma no solo cuenta con una sola línea de amarre sino con un arreglo de 6 líneas con una separación angular uniforme como lo vemos en la Figura V.8, se procederá entonces a asignarle a la línea del análisis la fuerza de  $F_R$  esta consideración permite incluir la idea de que todas las líneas de amarre trabajan además de la que es colineal con la fuerza resultante de los procesos ambientales. El término  $C_{gx}$  se refiere a la coordenada de la posición del centro de gravedad que se mide desde la parte inferior del casco de flotación a lo largo del eje vertical del casco (API RP2FPS, 2001).

Para poder hacer un modelo de la configuración de las líneas de amarre de la plataforma como el que se muestra en la Figura V.8, se deben numerar cada una de las líneas con la finalidad de poder referirnos a cada una de ellas, las propiedades de cada línea serán las coordenadas de los nodos que son los extremos de cada una de ellas, cada línea contará con seis datos dependiendo de la incidencia de las mismas, coordenada en el eje horizontal, coordenada en el eje vertical y su cota correspondiente, estas coordenadas dependen del valor del tirante y de la altura de amarre en el casco de flotación por lo que se considerarán los valores que se presenten. En el manejo de cualquier paquetería para el análisis de este tipo de estructuras, se debe construir y modelar un sistema en tres dimensiones y analizarlo con los estados de mar.



**Figura V.8** Numeración de las líneas de amarre.

Seleccionando el valor de  $F_y$  que es el esfuerzo de fluencia del acero se puede dimensionar las líneas de amarre utilizando la siguiente ecuación:

$$\frac{T}{A_T} < \kappa F_{ys}$$

donde:

$T$ , tensión calculada en la línea de amarre con el programa de cómputo.

$A_T$ , área de la sección transversal de la línea de amarre.

$F_{y_s}$ , esfuerzo de fluencia del acero.

$\kappa$ , factor de seguridad de diseño con valor 0.6

### V.2.5 Cimentación.

La cimentación es uno de los elementos más importantes de la plataforma ya que es el lugar en donde se va a apoyar el sistema de amarre para evitar que los efectos de los estados de mar muevan de lugar la instalación deteniendo así la producción de hidrocarburos, en este sentido se aplicará cualquier programa de cómputo para determinar la magnitud de las características que dan forma a los pilotes de la cimentación. De este programa se tendrán resultados a partir de las fuerzas presentadas por el análisis anterior, fuerzas de arrancamiento teniendo en cuenta datos específicos del suelo marino tanto de forma como capacidad de carga.

La finalidad de aplicar este programa es obtener la disipación de esfuerzos del suelo marino para poder concluir que las dimensiones de la cimentación efectivamente cumplen con los requisitos de fuerza que debe soportar el estrato.

La teoría que se utiliza es la comúnmente aplicada en el diseño de pilotes de cimentación en sistemas de plataformas marinas fijas (API RP2A-WSD, 2002), (PEP-IMP, 1997), (PEMEX, 2000) y que se describió en el Capítulo III de este trabajo.

Se abordará el diseño de los pilotes de anclaje (API RP2A-WSD, 2002). El diseño preliminar está basado en los requerimientos de la carga estática máxima de tensión vertical y la lateral en la línea de amarre, éste es el par de cargas que el programa emplea para efectuar el dimensionamiento de los pilotes.

Los factores de seguridad de la Tabla V.1 que recomienda el API RP 2A-WSD para la capacidad de carga última de extracción de un pilote o grupo de pilotes de acuerdo a la condición de carga que se analiza son los siguientes:

**Tabla V.1** Carga y factores de seguridad.

Condición de carga	Factor de seguridad
Ambiente extremo	1.5B
Ambiente normal	2B

B es un factor que depende fundamentalmente de cinco aspectos del diseño de la cimentación:

1. Incertidumbre e incompreensión del comportamiento suelo-pilote bajo cargas de tensión y laterales.
2. Falta de esfuerzo residual en el sistema suelo-pilote.
3. Capacidad de redistribución de cargas en el sistema de cimentación.
4. Dificultad relativa a la instalación de la cimentación.
5. Integridad de las muestras de suelo en aguas profundas.

Un valor mínimo recomendado para B está en el rango de 1 a 1.5.

La capacidad de carga última (API RP2A-WSD, 2002) puede calcularse con la siguiente expresión:

$$Q = fAs \quad (V.11)$$

donde

Q = capacidad última a extracción  
f = capacidad unitaria de fricción del fuste  
As = Área lateral del pilote

La capacidad unitaria de fricción en el fuste para suelos cohesivos (API RP2A-WSD, 2002) puede calcularse mediante la ecuación:

$$f = \alpha c \quad (V.12)$$

donde  $\alpha$  es un factor adimensional y c es el esfuerzo cortante del suelo sin drenar en el punto en cuestión. El factor  $\alpha$  puede calcularse por las ecuaciones

$$\alpha = 0.5\psi^{-0.5} \text{ para valores de } \psi \leq 1.0 \quad (V.13)$$

$$\alpha = 0.5\psi^{-0.25} \text{ para valores de } \psi > 1.0 \quad (V.14)$$

con la limitación que  $\alpha \leq 1.0$

donde

$$\psi = \frac{c}{p'_0} \quad (V.15)$$

$p'_0$  = presión efectiva de sobrepeso en el punto en cuestión.

Para arcillas no consolidadas (arcillas con excesiva presión de poro bajo consolidación activa)  $\alpha$  puede tomarse como 1.0. Debido a la escasez de pruebas de carga de pilotes en suelos con radios de  $c/p'0$  mayores a tres, se puede utilizar la ecuación V.13 con cierto criterio para altos valores de este radio (API RP2A-WSD, 2002).

Con una descripción de los estratos del suelo bajo la cimentación, se determinan las capacidades de fricción en el fuste del pilote por estrato y se calcula la capacidad de carga de extracción del pilote a través de todos los estratos hasta una longitud del pilote suficiente para absorber los requerimientos de tensión y desplazamiento lateral en la cimentación.

La metodología utilizada para el dimensionamiento de los pilotes considera las recomendaciones anteriores y calcula las capacidades últimas de extracción del pilote (API RP2A-WSD, 2002).

Es posible leer una serie de pares de datos que construyen la curva de capacidad de carga a tensión para un diámetro de pilote. Esta curva puede obtenerse de un estudio de mecánica de suelos detallado. La longitud resultante del pilote se dará para el diámetro del pilote en cuestión.

En el caso del espesor del pilote se toma en cuenta el límite de espesor que presenta el fabricante en donde no se debe rebasar el valor que dificulta el doblar en la construcción de las láminas de acero que forman dicho pilote.

Es importante notar que los procedimientos empleados son de carácter básico, por lo que un diseño riguroso de estos sistemas y elementos estructurales deberá apegarse a la normatividad y/o recomendaciones aplicables (API RP2A-WSD, 2002).

**Capítulo VI.**  
**Aplicación para un campo**  
**en el Golfo de México.**

## **VI. Aplicación para un campo en el Golfo de México.**

Este Capítulo está dividido en dos secciones, en la primera se aplica la metodología desarrollada en este trabajo para el dimensionamiento básico de una plataforma tipo Spar, para el Campo Neptune en las costas de Louisiana. Este ejemplo tiene como finalidad comparar las dimensiones obtenidas con la metodología propuesta y las reales del campo.

En la segunda sección se muestra la aplicación de la metodología propuesta para el diseño de una Spar para las condiciones del Campo hipotético Coral ubicado en la Sonda de Campeche.

### **VI.1 Características del Golfo de México.**

El Golfo de México (Figura VI.1), limita al norte con los Estados Unidos, al este con Cuba y al sur y al oeste con México. Con un área de 1810000 km<sup>2</sup> aproximadamente, se extiende unos 1770 km de este a oeste y unos 1300 km de norte a sur. Se une con el Atlántico por el angosto estrecho de Florida y con el mar Caribe mediante el canal de Yucatán. Entre los principales ríos que desembocan en él se encuentran el Mississippi, el Brazos y el río Bravo o Grande del Norte. La pesca de camarones es importante en las aguas costeras poco profundas y hay yacimientos de petróleo en la bahía de Campeche y frente a las costas de Luisiana y Texas (Microsoft Encarta, 2005).

La parte mexicana del Golfo de México está situada en la llanura costera de México, en la parte septentrional del istmo de Tehuantepec, dentro de la región del Sureste. Formada por los estados de Veracruz y Tabasco, limita al norte con los de Tamaulipas y San Luis Potosí; al sur, con los de Oaxaca y Chiapas; al este, con el Golfo de México y el estado de Campeche; y al oeste, con los estados de Hidalgo y Puebla.

En la región es muy importante la actividad petrolera, pues alberga una gran cantidad de pozos petrolíferos; además, tiene varias plantas de petroquímica en Cosoleacaque, Minatitlán, Pajaritos y la Cangrejera (Microsoft Encarta, 2005).



Figura VI.1 Golfo de México.

## VI.2 Características del Campo Neptune.

Se presentan las características del Campo Neptune, el campo está localizado en la zona conocida como Viosca Knoll Block 826 y que se muestra en la Figura VI.2, aproximadamente a unos 217 kilómetros al sureste de las costas de Nueva Orleans en el Golfo de México. La profundidad o tirante de agua corresponde a un valor de 588.2 metros (KMG, 2006).



**Figura VI.2** Mapa de localización del campo de la plataforma Spar Neptune.

Los estados de mar en este lugar se presentan en la Tabla VI.1. Para un periodo de retorno de 100 años de diseño, el viento tiene una dirección promedio de  $180^{\circ}$ . La velocidad del viento para una hora es de 19.24 m/s. La altura significativa de la ola tiene un valor de 10.1 metros y un periodo de 14.1 s. La corriente marina tiene una velocidad de 1.71 m/s en la superficie (KMG, 2006).

**Tabla VI.1** Estados de mar del Campo Neptune.

	Condiciones de servicio	Condiciones de tormenta
Periodo de retorno (años)	1	100
Altura de ola significativa (m)	3.9	10.1
Altura máxima de la ola (m)	9.0	22.2
Periodo de la ola asociado (seg)	8.0	14.1
Altura de la marea astronómica (m)	0.51	0.51
Altura de la marea de tormenta (m)	0.81	1.42
Velocidades máximas de viento a una altura de 10 m (m/seg)		
1hr	3.52	19.24
1min	20.09	32.00
Ráfaga	22.9	34.10
Dirección promedio de viento (grados)	180	180
Velocidades de corriente (m/seg)		
0%	1.10	1.71
50%	0.60	0.74
95%	0.05	0.02
Dirección promedio de corrientes (grados)	Bimodal 180	Bimodal 180
Densidad media del agua de mar ( $\text{ton/m}^3$ )	1.15	1.15

Tirante (m)	588.2	588.2
-------------	-------	-------

### **Cubiertas.**

La Spar cuenta con tres niveles integrados en la misma cubierta de operación sobre la parte superior del casco de flotación: una cubierta de área libre para trabajo, una cubierta mezanine de producción y una cubierta principal de producción. Las elevaciones de las cubiertas tomando como referencia el nivel medio del mar son, para la primera cubierta 21.6 m, para la segunda 28.3 m y 35.3 m para la tercera. Haciendo mención de los equipos con los que cuenta la instalación marina se puede mencionar un equipo de tres fases de separación de gas y aceite crudo. Las necesidades eléctricas de la plataforma son cubiertas por tres equipos generadores tipo turbina, cada uno de ellos tiene una potencia de 900kW. La bahía de pozos está localizada en la parte central del casco de flotación entre la cubierta del área de trabajo y la cubierta del nivel de producción. El área expuesta de diseño para las fuerzas generadas por el viento es de 1029.93 m<sup>2</sup> (KMG, 2006).

### **Casco de flotación.**

El casco de flotación de la Spar Neptune fue fabricado en 17 secciones en el patio de fabricación Mäntyluoto Works y ensamblado en el patio Pori, en Finlandia. Básicamente consiste en un cilindro con un diámetro de 21.9 m, tiene una longitud de 214.8 m con un calado de operación de una dimensión de 198.12 m. El peso aproximado del casco de flotación en condiciones de carga es de 12895 toneladas mientras que el peso aproximado de operación es de 61446.5 toneladas. Cuenta con una bahía de pozos de 9.7x9.7 metros dentro del casco de flotación, en los cuales se alojan 16 risers que se mantienen en posición por un efecto de flotación, están agrupados en cuatro separadores de cuatro elementos cada uno.

Los tanques de flotación se extienden de la parte baja de la cubierta hasta el área que se conoce como lastre, 67 m bajo el nivel medio del mar. Esta subdividida por cuatro sistemas verticales y compartimientos horizontales (KMG, 2006).

### **Transporte de hidrocarburos.**

El aceite es exportado por seis bombas de transferencia, cada una de ellas transporta aproximadamente 6000 barriles de aceite por día. Dos compresores con los que se cuenta pueden conducir a instalaciones en tierra aproximadamente 849505 m<sup>3</sup> de gas por día con una presión aproximada de 11721 kPa en los ductos de transporte. El aceite y gas son transportados fuera de la instalación por ocho líneas separadas, 17.5km hacia el norte a la zona donde se encuentra una plataforma con capacidad de almacenamiento en la región llamada Main Pass Block 225 (KMG, 2006).

### **Sistema de amarre y cimentación.**

La Spar es mantenida en su posición de operación por un sistema de amarre que consiste en 6 líneas cuyo punto de sujeción en el casco se encuentra a 80.1 m medidos desde la

parte más baja del casco. Las líneas de amarre son sujetas al suelo marino con pilotes de cimentación que tienen un diámetro de 2.13 m por una longitud de 54.864 m y 0.0508 m de espesor. Las líneas de amarre pueden describirse como un arreglo cadena cuerda cadena, cuenta con 67 metros de cadena de 0.1207 m (4.75 in) de diámetro, posteriormente cable con una longitud de 731.52 m con un diámetro de 0.1207 m (4.75 in), por último 320 m de cadena con diámetro de 0.1207 m (4.75 in), siguiendo la guía en la posición de amarre a través de los puntos de sujeción. Las fuerzas de rompimiento (fuerzas con las que una vez llegado este valor la línea se rompe) de los elementos estructurales son: para el cable 2,750 kips unos 12232609 N y para la cadena 2,846 kips aproximadamente unos 12659638 N. La pretensión en las líneas de amarre es de poco más de 905 kips, unos 4027.5 kN. La profundidad de unión entre la línea de amarre y el pilote es de 8.7 m respecto del nivel del fondo marino (KMG, 2006).

En este sitio, como en la mayoría de los casos de suelos encontrados en aguas profundas, el suelo es tipo arcilla blanda, las características de esta arcilla son; tiene un peso específico sumergido que sigue la siguiente relación dependiendo de la profundidad:  $W=0.0609Z+7.15$ , donde W tiene unidades de  $\text{kN/m}^3$  y Z en m. La resistencia al corte se comporta respecto de la profundidad siguiendo la relación:  $S_u = 2.5964Z + 7.3$ , donde  $S_u$  tiene unidades en kPa y Z en m. Con estas condiciones los pilotes de cimentación propuestos anteriormente ofrecen una resistencia que se cumple con los estándares de seguridad en el comportamiento de la instalación (KMG, 2006).

### **Instalación.**

El casco de flotación fue transportado en dos secciones, la primera de ellas con una longitud de 118.8 m y 96 m en su longitud sobre un barco de transporte pesado llamado Mighty Servant III.

Después el casco de flotación fue izado teniendo en cuenta una preinstalación de las líneas de amarre y ductos de transporte los cuales fueron colocados en el suelo marino y posteriormente colocados en el casco. La cubierta de producción fue transportada por una grúa de actividades costa afuera. El peso ligero de la cubierta es del orden de 13650 ton (KMG, 2006).

### **VI.3 Aplicación de la metodología para el Campo Neptune.**

En esta sección se aplicará la metodología para el dimensionamiento de una plataforma tipo Spar, la finalidad es comparar los resultados obtenidos con los datos reales del Campo Neptune que se encuentra operando en el Golfo de México. Se hará uso de la teoría vista en el Capítulo V proponiendo las dimensiones necesarias de los elementos que componen el sistema de la plataforma tipo Spar a partir de magnitudes de cargas gravitacionales y fuerzas que generen los procesos metoceanicos. Se utilizará un programa de análisis hidrodinámico para diseñar las líneas de amarre y de otro programa para el diseño de los pilotes de la cimentación.

### VI.3.1 Cubierta.

De acuerdo con lo visto en el Capítulo III, subcapítulo III.2 Requerimientos operacionales, se diseñará una plataforma de producción. A continuación se presenta un listado de equipos de operación y de personal junto con sus cargas utilizadas en el desarrollo del proyecto de la Spar Neptune, la Tabla VI.2 contiene datos que se necesitan para poder estimar la carga total a la que someterá la flotación de la estructura (KMG, 2006).

**Tabla VI.2** Descripción de cubierta y equipos de la Spar Neptune.

CAPACIDAD DE PROCESOS		
	PRODUCCIÓN DE ACEITE	
	PRODUCCIÓN DE GAS	
	PRODUCCIÓN DE AGUA	
	INYECCIÓN DE AGUA	
	INYECCIÓN DE GAS	
	RECUPERACIÓN DE GAS	
	RECUPERACIÓN DE GAS POR EQUIPO	
	CAPACIDAD TOTAL DE LÍQUIDOS	
	TANQUES DE ENDULZAMIENTO	4
	TUBERÍAS AUXILIARES Y ACCESORIOS	
	<b>PESO TOTAL DE CAPACIDAD DE LÍQUIDOS [ton]</b>	<b>1540</b>
NÚMERO DE PROCESOS		
	SEPARADOR DE FLUJO LIGERO	1
	SEPARADOR DE FLUJO PESADO	1
	VÁLVULAS Y TUBERÍAS	
	<b>PESO DE SEPARADORES [ton]</b>	<b>1900</b>
NÚMERO DE MÓDULOS		
		2
TAMAÑO DE HABITABILIDAD		
	PRODUCCIÓN (PERSONAS)	18
	PERFORACIÓN (PERSONAS)	68
	OPERADORES TEMPORALES (PERSONAS)	48
	PESO DEL PERSONAL DE OPERACIÓN	26.8
	PESO DE LOS MÓDULOS DE HABITABILIDAD	18.02
	ACCESORIOS Y AUXILIARES	
	<b>PESO TOTAL DE PERSONAL [ton]</b>	<b>44.82</b>
3 NIVELES		
GENERACIÓN ELÉCTRICA		
	kW	3000
	NÚMERO DE GENERADORES	3
	ACCESORIOS	
	<b>PESO DE GENERADORES [ton]</b>	<b>1200</b>
COMPRESIÓN		
	NÚMERO DE COMPRESORES	3
	ACCESORIOS Y TUBERÍAS AUXILIARES	
	<b>PESO DE COMPRESORES [ton]</b>	<b>1900</b>
BOMBAS DE ACEITE		

	NÚMERO DE BOMBAS DE ACEITE	8
	VÁLVULAS, ACCESORIOS Y TUBERÍAS	
	PESO DE BOMBAS DE ACEITE [ton]	916
LÍNEAS DE AMARRE	PESO DE LAS LÍNEAS DE AMARRE [ton]	1000
	PESO TOTAL DE EQUIPOS [ton]	8500
DIMENSIONES DE CUBIERTA		
	ÁREA DE TRABAJO [m <sup>2</sup> ]	2.5654 X 3.4544
	MEZANINE [m <sup>2</sup> ]	2.0574 X 3.1750
	PRODUCCIÓN [m <sup>2</sup> ]	2.5654 X 3.4544
ALTURA TOTAL DE CUBIERTAS	3 NIVELES [m]	35
ÁREA EXPUESTA PARA VIENTO	3 NIVELES [m <sup>2</sup> ]	1029.93
ÁREA TOTAL POR CUBIERTA	53.0000 X 53.0000 [m <sup>2</sup> ]	2809
	PESO TOTAL DE CUBIERTA SIN EQUIPOS [ton]	5150

Según los datos presentados se requiere de un área total por cada cubierta de 2809 m<sup>2</sup>, que corresponde al espacio suficiente para el alojamiento de los equipos. Teniendo en cuenta tres cubiertas requeridas para la instalación, se procede a calcular el peso total de la plataforma.

Para calcular el peso del casco de flotación se debe calcular el factor de peso del casco (FPC), para lo cual se emplean datos estadísticos de la relación que existe entre el peso del casco de flotación y el valor de la suma del peso de la cubierta más el peso de los equipos. Los datos son obtenidos a partir de plataformas ya instaladas y en operación en la región norte del Golfo de México. Por falta de información en los valores de interés, fueron omitidas algunas plataformas las cuales se encuentran sombreadas. La Tabla VI.3 presenta datos de diferentes plataformas y la Tabla VI.4 presenta relaciones entre los pesos de los componentes de las plataformas (KMG, 2004).

**Tabla VI.3** Datos de pesos de diferentes plataformas.

PLATAFORMA	PESO DE CUBIERTA [ton]	PESO DE EQUIPOS [ton]	PESO DEL CASCO DE FLOTACIÓN [ton]	PESO TOTAL DE LA ESTRUCTURA [ton]
NEPTUNE	3200	6600	12895	22695
GENESIS	12500	16950	28700	58150
HOOVER-DIANA	17210	26500	35831	79541
NANSEN	5340	8750	11960	26050
BOOMVANG	5400	8750	11960	26110
HORN MOUNTAIN	4400	11000	14630	30030
MEDUSA	6000	9800	12897	28697
GUNNISON	5700	10770	13354	29824
FRONT RUNNER	-	-	14093	-
RED HAWK	3700	4700	7200	15600
MAD DOG	-	24500	23376	-
HOLSTEIN	17360	26445	13500	57305

DEVILS TOWER	3810	8500	12600	24910
CONSTITUTION	5900	10770	14800	31470

**Tabla VI.4** Relación de pesos de componentes.

RELACIÓN DE PESOS (PESO <sub>CUBIERTA</sub> + PESO <sub>EQUIPOS</sub> ) / PESO <sub>CASCO DE FLOTACIÓN</sub>
0.7600
1.0261
1.2199
1.1781
1.1831
1.0526
1.2251
1.2333
-
1.1667
-
3.2448
0.9770
1.1264

$$FPC = 1.1388$$

El valor FPC que es el factor de peso del casco se calcula obteniendo la media aritmética a los datos de la Tabla VI. 4. Este valor indica en general que el peso del casco de flotación es 1.1388 veces mayor que la suma del peso de cubierta más el peso de equipos, con este valor que es la media aritmética de las relaciones de los pesos se procede a calcular el peso del casco de flotación de nuestra plataforma, la manera de calcular es como sigue:

$$FPC = \frac{\text{Peso}_{\text{casco de flotación}}}{(\text{Peso}_{\text{cubierta}} + \text{Peso}_{\text{equipos}})} \quad (VI.1)$$

$$\text{Peso}_{\text{casco de flotación}} = FPC (\text{Peso}_{\text{cubierta}} + \text{Peso}_{\text{equipos}})$$

$$\text{Peso}_{\text{casco de flotación}} = 1.1388(5150[\text{ton}] + 8500[\text{ton}])$$

$$\text{Peso}_{\text{casco de flotación}} = 15544.62[\text{ton}]$$

### VI.3.2 Peso total de la estructura.

El peso total de la estructura se obtiene sumando el valor de las magnitudes del peso de la cubierta, peso de equipos y peso del casco de flotación, como se indica en la ecuación siguiente:

$$\text{Peso total}_{\text{estructura}} = \text{Peso}_{\text{cubierta}} + \text{Peso}_{\text{equipos}} + \text{Peso}_{\text{casco de flotacion}} \quad (\text{VI.2})$$

$$\text{Peso total}_{\text{estructura}} = 5150[\text{ton}] + 8500[\text{ton}] + 15544.6200[\text{ton}]$$

$$\text{Peso total}_{\text{estructura}} = 29194.62[\text{ton}]$$

El término denominado  $\text{Peso total}_{\text{estructura}}$  es el valor de la carga  $W_{cf}$  mencionado en la ecuación de flotación (Ecuación V.5) que nos define la dimensión de la altura de tanque seco de la plataforma. Se debe tomar en cuenta un factor que amplíe la carga de operación para futuras modificaciones a la instalación considerando que puede tener adición de equipos, cubiertas, personal y arreglos como helipuertos. Este factor denominado  $\alpha$  tiene un valor de entre 10% y 25 % (Barranco, 2000).

### VI.3.3 Casco de flotación.

#### Cálculo del diámetro del casco de flotación.

Para determinar el diámetro del casco de flotación de la plataforma se aplica una técnica similar a la usada en el cálculo del peso del casco de flotación obteniendo el factor de área (FA). Se obtendrán relaciones de área total de cubierta entre área de la sección transversal del casco de flotación de plataformas ya instaladas y operando en el Golfo de México, se obtiene una media aritmética la cual se aplica a la relación de nuestra plataforma y con esa área se procede a calcular el diámetro del casco de flotación (KMG, 2004).

La Tabla VI.5 presenta datos de las dimensiones de diferentes plataformas que se tomarán en cuenta para obtener relaciones que se presentan en la Tabla VI.6 (KMG, 2004).

**Tabla VI.5** Datos de dimensiones de diferentes plataformas.

PLATAFORMA	ÁREA TOTAL DE CUBIERTA m <sup>2</sup> (ft <sup>2</sup> )	DIÁMETRO [m]	AREA TRANSVERSAL DEL CASCO DE FLOTACIÓN [m <sup>2</sup> ]
NEPTUNE	3093.6712 (33300)	21.9	376.6848
GENESIS	8825.7888 (95000)	37.2	1086.8654
HOOVER-DIANA	11712.7508 (126075)	37.20	1086.8654
NANSEN	4363.6558 (46970)	27.4	589.6455
BOOMVANG	4363.6558 (46970)	27.4	589.6455
HORN MOUNTAIN	5922.5688 (63750)	32.3	819.3980
MEDUSA	-	28.6	642.4243

GUNNISON	5451.7362 (58682)	29.9	702.1538
FRONT RUNNER	-	28.6	642.4243
RED HAWK	3401.8306 (36617)	19.5	298.6477
MAD DOG	-	39	1194.5906
HOLSTEIN	-	45.5	1625.9705
DEVILS TOWER	7153.5341 (77000)	28.65	644.6725
CONSTITUTION	5451.7362 (58682)	29.87	700.7455

**Tabla VI.6** Relación de áreas de componentes.

RELACIÓN DE ÁREAS $A_{\text{CUBIERTA}}/A_{\text{TRANSVERSAL CASCO DE FLOTACIÓN}}$
8.2129
8.1204
10.7766
7.4005
7.4005
7.2280
-
7.7643
-
11.3908
-
-
11.0964
7.7799

$$FA = 7.701$$

El factor de área (FA) es la media aritmética que se obtiene de los datos de la Tabla VI.6, este valor indica en general que el área de la cubierta es 7.701 veces mayor que el área transversal del casco de flotación, con este valor que es la media aritmética de las relaciones de las áreas se procede a calcular el área de la sección transversal del casco de flotación de nuestra plataforma, la manera de calcular es como sigue.

$$FA = \frac{\text{Área}_{\text{cubierta}}}{\text{Área}_{\text{transversal}_{\text{casco de flotación}}}} \quad (\text{VI.3})$$

$$\text{Área}_{\text{transversal}_{\text{casco de flotación}}} = \frac{\text{Área}_{\text{cubierta}}}{FA}$$

$$\text{Área}_{\text{transversal}_{\text{casco de flotación}}} = \frac{2809[\text{m}^2]}{7.701}$$

$$\text{Área}_{\text{transversal}_{\text{casco de flotación}}} = 364.7578[\text{m}^2]$$

Con esta magnitud del área se procede a calcular el diámetro de la sección transversal del casco de flotación:

$$\text{Área transversal}_{\text{casco de flotación}} = \frac{\pi D_{\text{casco de flotación}}^2}{4} \quad (\text{VI.4})$$

$$D_{\text{casco de flotación}}^2 = \frac{4 \text{ Área transversal}_{\text{casco de flotación}}}{\pi}$$

$$D_{\text{casco de flotación}} = \sqrt{\frac{4 \text{ Área transversal}_{\text{casco de flotación}}}{\pi}}$$

$$D_{\text{casco de flotación}} = \sqrt{\frac{4 (364.7578)}{3.1416}}$$

$$D_{\text{casco de flotación}} = 21.5505 [\text{m}]$$

El término denominado  $D_{\text{casco de flotación}}$  se refiere al valor numérico del diámetro del casco de flotación de su sección transversal el cuál se toma en cuenta de aquí en adelante para los cálculos que siguen. Este concepto se aplicará en la ecuación de flotación (Ecuación V.5) que nos define la dimensión de la altura de tanque seco del casco de flotación de la plataforma.

### **Cálculo de la altura del tanque seco del casco de flotación.**

Para calcular la dimensión de la altura del tanque seco es necesario recurrir a la fórmula vista en el capítulo anterior en donde se presenta la ecuación que relaciona propiedades geométricas del casco de flotación y el valor de la densidad del fluido en donde se va a sustentar la estructura, de aquí se obtiene el valor de la altura de tanque seco que se requiere para el diseño de la Spar, para obtener dicha altura se utiliza un factor de carga  $\alpha$  para modificaciones futuras de la cubierta de 20% (Barranco, 2000).

Modificando la ecuación de flotación adicionando el factor de carga futura  $\alpha$  se obtiene lo siguiente:

$$\frac{\pi D^2}{4} h = \frac{(1 + \alpha) W_{cf}}{\rho_w} \quad (\text{VI.5})$$

donde:

D, diámetro del casco de flotación, 21.5505 [m]

$h$ , altura de tanque seco [m]

$\alpha$ , factor de carga futura, 20%

$W_{cf}$ , peso de la plataforma, 29194.6200 [ton]

$\rho_w$ , densidad del agua de mar,  $1.15 \left[ \frac{\text{ton}}{\text{m}^3} \right]$

Despejando la altura de tanque seco  $h$  se obtiene :

$$h = \frac{4(1 + \alpha) W_{cf}}{\pi D^2 \rho_w} \text{ [m]} \quad (\text{VI.6})$$

$$h = \frac{4(1.20)(29194.6200)}{3.1416(21.5505^2)(1.15)} \text{ [m]}$$

$$h = 83.5183 \text{ [m]}$$

El valor  $h$  se refiere al valor mínimo de la longitud del tanque seco

### **Bordo libre.**

De acuerdo con lo presentado en el capítulo anterior se calcula la dimensión del bordo libre, se aplica tomando los valores que se presentan en la Tabla VI.1.

Bordo libre = 60% de Altura máxima de la ola +  
+ Altura de marea astronómica +  
+ Altura de marea de tormenta +  
+ Altura libre +  
+ Asentamiento de la Spar

Asentamiento de la Spar = 5 % de la altura de tanque seco, valor aceptado por estimaciones adecuado para comportamiento de sistemas flotantes de forma cilíndrica para condiciones de tormenta.

$$\text{Bordo libre} = 0.6(23.20) + 0.6096 + 0.9144 + 1.524 + 0.05(83.51) = 21.1439 \text{ m}$$

Se observa que el valor del bordo libre es mayor que la altura de ola significativa en condiciones de tormenta, así que se omite cualquier ajuste al valor del bordo libre (Barranco, 2000).

### Cálculo del calado de operación.

Para el cálculo de esta sección del casco de flotación se procede de la misma manera aplicada en el cálculo del diámetro y el peso del casco de flotación, se utilizan datos extraídos de plataformas ya instaladas, la idea es encontrar la relación que existe entre la longitud del calado de operación y la altura del tanque seco de diferentes plataformas teniendo en consideración que se ha omitido el valor de algunas ya que no presentan valores específicos de los componentes. Entonces, se procede presentando un listado de los conceptos, esa relación será la media aritmética de las diferentes relaciones a la que llamaremos factor de calado (FC). Posteriormente se aplicará multiplicando el valor del factor de calado calculado por el valor de la altura de tanque seco de la plataforma diseñada con la metodología propuesta, así se obtiene el valor del calado de operación.

La Tabla VI.7 muestra datos en las dimensiones de los componentes del casco de flotación de diferentes plataformas que se encuentran en operación en el Golfo de México (KMG, 2004).

**Tabla VI.7** Longitudes del casco de flotación de diferentes plataformas.

PLATAFORMA	CALADO DE OPERACIÓN [m]	ALTURA DE TANQUE SECO [m]	RELACIÓN CALADO DE OPERACIÓN/ALTURA DE TANQUE SECO
NEPTUNE	198.1	83.8	2.3640
GENESIS	198.1	-	-
HOOVER-DIANA	198.1	-	-
NANSEN	150.2	72.5	2.0717
BOOMVANG	150.2	72.5	2.0717
HORN MOUNTAIN	153.9	68.9	2.2337
MEDUSA	163.4	50	3.2680
GUNNISON	152.1	70.7	2.1513
FRONT RUNNER	-	-	-
RED HAWK	158.5	85.3	1.8581
MAD DOG	-	-	-
HOLSTEIN	-	88.7	-
DEVILS TOWER	163.4	73.6	2.2201
CONSTITUTION	153.6	-	-

FC= 2.3401

Se calcula de la longitud del calado de operación aplicando la siguiente ecuación:

$$FC = \frac{\text{Calado de operación}}{\text{Altura de tanque seco}} \quad (\text{VI.7})$$

$$\text{Calado de operación} = FC (\text{Altura de tanque seco})$$

$$\text{Calado de operación} = (2.3401) 83.5183[\text{m}]$$

$$\text{Calado de operación} = 195.4412[\text{m}]$$

Con este concepto se calcula la altura del lastre del casco de flotación para poder integrar este concepto en el análisis de estabilidad. Para el cálculo de la altura de lastre se utiliza la siguiente ecuación:

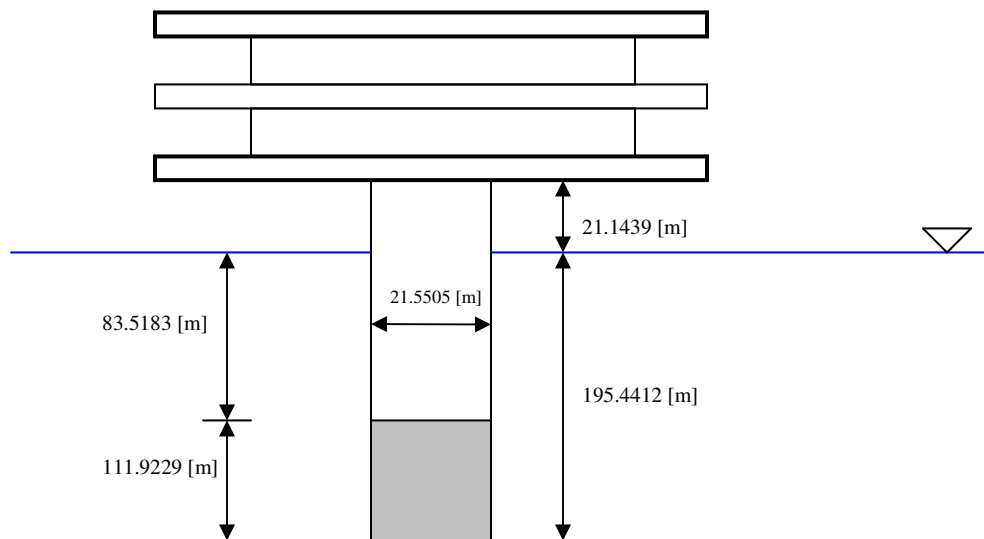
$$\text{Calado de operación} = \text{Altura de lastre} + \text{Altura de tanque seco} \quad (\text{VI.8})$$

$$\text{Altura de lastre} = \text{Calado de operación} - \text{Altura de tanque seco}$$

$$\text{Altura de lastre} = 195.4412[\text{m}] - 83.5183[\text{m}]$$

$$\text{Altura de lastre} = 111.9229[\text{m}]$$

Aplicando la metodología se obtienen cinco dimensiones importantes de los componentes de nuestra plataforma tipo Spar diseñada con la metodología propuesta que se muestran en la Figura VI.3. En primer lugar se determinó los elementos necesarios que constituye una cubierta dependiendo el tipo de función, de esta manera obtenemos el peso de la cubierta y el peso de los equipos. Se calcula el peso del casco de flotación a partir de una relación a la que llamamos factor de peso del casco que tiene que ver con otras plataformas marinas ya instaladas. Después se procede al cálculo del diámetro con el factor de área, se calcula la altura de tanque seco con la ecuación de flotación, a continuación sigue al cálculo del calado de operación con el factor de calado. Se calcula la altura del lastre del casco para la estabilidad y posteriormente se calcula el bordo libre con ayuda de los datos ambientales de diseño.



**Figura VI.3** Dimensiones de los componentes del casco de flotación.

Se procede ahora con lo relacionado al concepto de estabilidad del casco.

### **Análisis de estabilidad.**

En este sentido se aplica la ecuación que nos involucra las dimensiones del casco de flotación junto con los valores especificados para la magnitud de alturas y distancias, se comienza entonces con establecer la forma del casco de flotación.

Para que la configuración del casco de flotación de la plataforma Spar Neptune diseñada con la metodología propuesta cumpla con los requerimientos de estabilidad, sus elementos deben cumplir con la siguiente desigualdad.

$$\frac{I_z}{v_{cf}} - h_0 > 0 \quad (\text{VI.9})$$

donde:

$I_z$ , momento de inercia respecto del eje longitudinal de la sección transversal

$v_{cf}$ , volumen desplazado, corresponde al efecto total de la plataforma

$h_0$ , distancia entre centro de gravedad (del casco) y el centro de flotación (del casco)

Se calcula el momento de inercia de la sección transversal.

$$I_z = \frac{\pi D^4}{64} = \frac{\pi (21.5505)^4}{64} = 10587.6433 [\text{m}^4]$$

Se calcula ahora el volumen desplazado.

$$v_{cf} = \frac{W_{cf}}{\rho_w} = \frac{29194.62 [\text{ton}]}{1.15 \left[ \frac{\text{ton}}{\text{m}^3} \right]} = 25386.6261 [\text{m}^3]$$

Para calcular  $h_0$  se debe obtener primero el centro de gravedad del casco en la sección de cálculo de elementos de flotación, se considera entonces un cilindro en donde se calcula su centro de gravedad.

Para llevar a cabo este procedimiento se considera que para que exista el equilibrio dentro de la flotación de la estructura se debe tener en cuenta que el efecto de los momentos generados por las fuerzas que se presentan por los pesos de los elementos de la estructura sean muy pequeños. Dada esta situación se analizan las condiciones que se tienen en la sección de lastre ya que consta de dos materiales en su configuración que son agua de mar que contribuye al efecto del lastre y el acero mismo del que está formado el casco de flotación.

Se establece una relación de peso por unidad de volumen del casco de flotación para poder calcular el valor de la posición del centro de gravedad, entonces se procede a calcular esa relación.

Peso del casco de flotación.

$$P_{CF} = 15544.62 [\text{ton}]$$

Volumen del casco de flotación.

$$V_{CF} = \frac{\pi(\text{Diámetro del casco})^2}{4} (\text{Calado de operación} + \text{Bordo libre}) \quad (\text{VI.10})$$

$$V_{CF} = \frac{\pi(21.5505)^2}{4} (195.4412 + 21.1439)$$

$$V_{CF} = 79001.1037 [\text{m}^3]$$

Relación peso por unidad de volumen.

$$R_{PV} = \frac{P_{CF}}{V_{CF}} = \frac{15544.62 [\text{ton}]}{79001.1037 [\text{m}^3]}$$

$$R_{PV} = 0.1968 \left[ \frac{\text{ton}}{\text{m}^3} \right]$$

Analizando la sección de lastre.

Volumen de la sección de lastre.

$$V_L = \frac{\pi(\text{Diámetro del casco})^2}{4} (\text{Altura de lastre}) \quad (\text{VI.11})$$

$$V_L = \frac{\pi(21.5505)^2}{4} (111.9229)$$

$$V_L = 40824.7503 [\text{m}^3]$$

Ahora se procede a calcular el peso de acero que se encuentra en ese volumen con la relación  $R_{PV}$  obtenida anteriormente.

Peso de acero en la sección de lastre.

$$P_{AL} = R_{PV} V_L \quad (VI.12)$$

$$P_{AL} = 0.1968 \left[ \frac{\text{ton}}{\text{m}^3} \right] (40824.7503) [\text{m}^3]$$

$$P_{AL} = 8032.8654 [\text{ton}]$$

Para obtener el volumen de acero en la sección de lastrado se utiliza la densidad del acero, aproximadamente es del orden de 7.85 [ton/m<sup>3</sup>].

Volumen de acero en la sección de lastre.

$$V_{AL} = P_{AL} \frac{1}{\rho_A} \quad (VI.13)$$

$$V_{AL} = 8032.8654 [\text{ton}] \left( \frac{1}{7.85 \left[ \frac{\text{ton}}{\text{m}^3} \right]} \right)$$

$$V_{AL} = 1023.2950 [\text{m}^3]$$

Para calcular el volumen de agua en la sección de lastre, se calcula la diferencia entre el volumen total de la sección de lastre y el volumen de acero en la sección de lastre.

Volumen de agua en la sección de lastre.

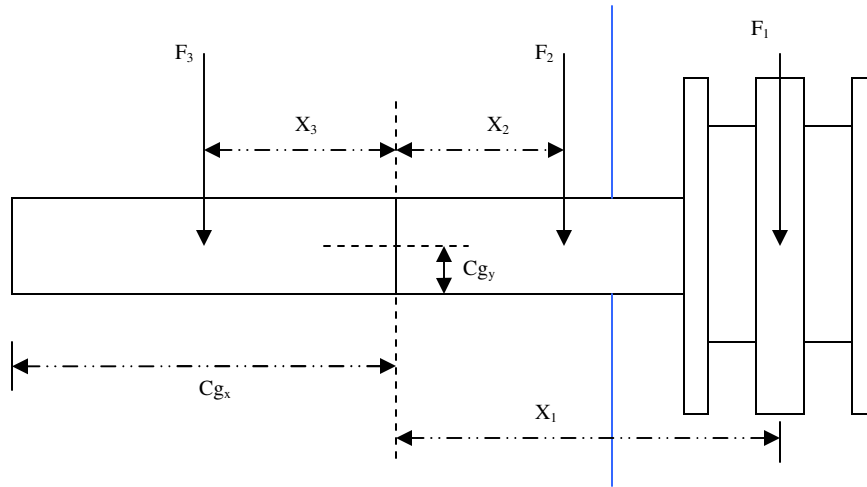
$$V_{AGL} = V_L - V_{AL} \quad (VI.14)$$

$$V_{AGL} = 40824.7503 [\text{m}^3] - 1023.2950 [\text{m}^3]$$

$$V_{AGL} = 39801.4554 [\text{m}^3]$$

Con este valor se calcula el peso que genera el volumen de agua que servirá como estabilizador de la estructura.

Se calcula la ubicación del centro de gravedad de la estructura, para esto se aplica una primera aproximación de su ubicación considerando que el centro de gravedad se encuentra a la mitad de la altura del calado de operación, la Figura VI.4 muestra gráficamente lo anterior.



**Figura VI.4** Aproximación de la posición del centro de gravedad.

Describiendo cada uno de los términos se establece lo siguiente:

$F_1$  : peso de cubiertas y equipos.

$F_2$  : peso de tanque seco y bordo libre.

$F_3$  : peso del lastre, agua y acero.

$$X_1 = \text{Altura de tanque seco} + \text{Bordo libre} + \frac{\text{Altura de cubiertas}}{2}$$

$$X_2 = \frac{\text{Altura de tanque seco} + \text{Bordo libre}}{2}$$

$$X_3 = \frac{\text{Altura de lastre}}{2}$$

Procediendo con los términos numéricos se presenta lo siguiente:

$$F_1 = 5150 + 8500 = 13650 [\text{ton}]$$

$$F_2 = \frac{\pi(21.5505)^2}{4} (83.5183 + 21.1439)(0.1968) = 7513.1064 [\text{ton}]$$

$$F_3 = 1023.0856 (7.85) + 39793.3118(1.15) = 53793.5304 [\text{ton}]$$

$$X_1 = 83.5183 + 21.1439 + 6.8580 = 111.5220 [\text{m}]$$

$$X_2 = \frac{83.5183 + 21.1439}{2} = 52.3311 [\text{m}]$$

$$X_3 = \frac{111.9229}{2} = 55.9615 [\text{m}]$$

Se puede observar que siguiendo la figura anterior, para que se cumpla el equilibrio se debe dar la siguiente desigualdad que es el paradigma del cálculo en este momento.

$$F_3 X_3 = F_1 X_1 + F_2 X_2 \quad (\text{VI.15})$$

$$F_3 X_3 = 53804.5391(55.9615) = 3010980.0227 [\text{ton m}]$$

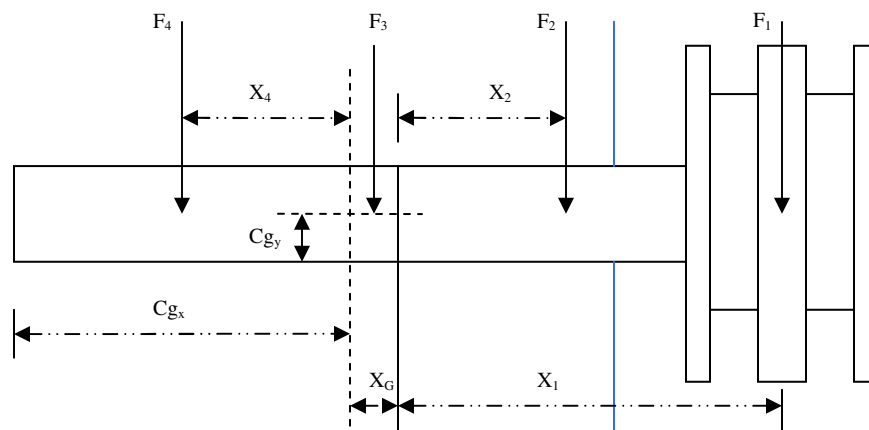
$$F_1 X_1 = 13650(111.5220) = 1522275.3 [\text{ton m}]$$

$$F_2 X_2 = 7513.1064(52.3311) = 393169.1197 [\text{ton m}]$$

$$3010980.0227 [\text{ton m}] = 1522275.3 [\text{ton m}] + 393169.1197 [\text{ton m}]$$

$$3010980.0227 [\text{ton m}] > 1915444.4197 [\text{ton m}]$$

El momento generado por el efecto del peso de la sección de lastre es mayor que el generado por los pesos de cubiertas y casco de flotación, con lo anterior se asegura que el centro de gravedad de la estructura esta situado dentro de una mitad de la altura del calado de operación del casco de flotación. Es decir ubicado cerca de la parte más baja del casco conocida como quilla del casco, se determina entonces que posición tiene. Para entender mejor este concepto se observa que en la Figura VI.5 se tiene una visión más clara de la configuración de la posición del centro de gravedad de la estructura (API RP2T, 1997).



**Figura VI.5** Posición del centro de gravedad.

Siguiendo de manera similar en el cálculo hecho anteriormente, se procede entonces a formar una ecuación en donde se va a determinar el valor  $X_G$  para posteriormente obtener la coordenada del centro de gravedad.

En este caso la ecuación de momentos queda como sigue:

$$F_4 X_4 = F_1 X_1 + F_2 X_2 + F_3 X_3 \quad (\text{VI.16})$$

Describiendo cada uno de los términos que de alguna manera se han modificado se obtiene lo siguiente.

$F_1$  : peso de cubiertas y equipos.

$F_2$  : peso de la altura de tanque seco y bordo libre.

$F_3$  : peso de la sección de lastre a una altura  $X_G$ , agua y acero.

$F$  : peso de la sección restante de lastre, agua y acero.

$$X_1 = \text{Altura de tanque seco} + \text{Bordo libre} + \frac{\text{Altura de cubiertas}}{2}$$

$$X_2 = \frac{\text{Altura de tanque seco} + \text{Bordo libre}}{2}$$

$$X_3 = \frac{X_G}{2}$$

$$X_4 = \frac{\text{Altura de lastre} - X_G}{2}$$

$X_G$  : posición del centro de gravedad.

Aplicando los términos numéricos se establece lo que sigue:

$$F_1 = 5150 + 8500 = 13650 [\text{ton}]$$

$$F_2 = \frac{\pi(21.5505)^2}{4} (83.5183 + 21.1439)(0.1968) = 7513.1064 [\text{ton}]$$

En el caso del cálculo de  $F_3$  se toma en cuenta que esta sección sólo considera una parte dentro de la fuerza, por lo que se debe plantear una relación de volúmenes dependiendo de la profundidad del casco, por esa razón se establece lo que sigue, planteando una regla de tres.

Proporción de volúmenes en el lastre altura  $X_G$ .

Para el acero.

$$1023.0856 [\text{m de volumen}] \rightarrow 111.9229 [\text{m, de altura de casco}]$$

$$\alpha_v \quad \rightarrow X_G$$

$$\alpha_v = \frac{1023.0856 X_G}{111.9229}$$

Para el agua.

$$39801.4554[\text{m de volumen}] \rightarrow 111.9229[\text{m, de altura de casco}]$$

$$\beta_V \rightarrow X_G$$

$$\beta_V = \frac{39801.4554 X_G}{111.9229}$$

Entonces se establece la ecuación para el cálculo de la fuerza  $F_3$ .

$$F_3 = \alpha_V (7.85) + \beta_V (1.15)$$

$$F_3 = \left( \frac{1023.0856 X_G}{111.9229} \right) (7.85) + \left( \frac{39801.4554 X_G}{111.9229} \right) (1.15)$$

En el caso del cálculo de  $F_4$  se debe considerar esta sección de la misma forma que  $F_3$ , solo se toma en cuenta una porción dentro de la fuerza, por lo que se debe plantear una relación de volúmenes dependiendo de la profundidad del casco, por esa razón se establece lo que sigue, planteando una regla de tres.

Proporción de volúmenes en el lastre altura  $(111.9229 - X_G)$ .

Para el acero.

$$1023.0856[\text{m de volumen}] \rightarrow 111.9229[\text{m, de altura de casco}]$$

$$\chi_V \rightarrow (111.9229 - X_G)$$

$$\chi_V = \frac{1023.0856 (111.9229 - X_G)}{111.9229}$$

Para el agua.

$$39801.4554[\text{m de volumen}] \rightarrow 111.9229[\text{m, de altura de casco}]$$

$$\delta_V \rightarrow (111.9229 - X_G)$$

$$\delta_V = \frac{39801.4554 (111.9229 - X_G)}{111.9229}$$

Se puede entonces plantear la ecuación para el cálculo de la fuerza  $F_4$ .

$$F_4 = \chi_V (7.85) + \delta_V (1.15)$$

$$F_4 = \frac{1023.0856 (111.9229 - X_G)}{111.9229} (7.85) + \frac{39801.4554 (111.9229 - X_G)}{111.9229} (1.15)$$

$$X_1 = 83.5183 + 21.1439 + 6.8580 = 111.5220[\text{m}]$$

$$X_2 = \frac{83.5183 + 21.1439}{2} = 52.3311[\text{m}]$$

$$X_3 = \frac{X_G}{2}$$

$$X_4 = \frac{(111.9229 - X_G)}{2}$$

Obteniendo la ecuación siguiente en donde se involucran todas las fuerzas por sus respectivas distancias, la finalidad es obtener el valor correspondiente a  $X_G$ . Se debe considerar la cantidad dentro de los términos correspondientes de distancia en el brazo de palanca del momento.

$$\begin{aligned}
 F_2 X_4 &= F_1 X_1 + F_2 X_2 + F_3 X_3 \\
 \left[ \frac{1023.0856 (111.9229 - X_G)}{111.9229} (7.85) + \frac{39801.4554 (111.9229 - X_G)}{111.9229} (1.15) \right] \left[ \frac{(111.9229 - X_G)}{2} \right] &= \\
 &= 13650 (111.5220) + \\
 &+ 7513.1064 (52.3311) + \\
 &+ \left[ \left( \frac{1023.0856 X_G}{111.9229} \right) (7.85) + \left( \frac{39801.4554 X_G}{111.9229} \right) (1.15) \right] \left[ \frac{X_G}{2} \right]
 \end{aligned}$$

Se modifica la ecuación anterior aplicando álgebra para dejar la ecuación más amigable para su solución. Cabe hacer un comentario en el que se puede decir que el efecto del desplazamiento del centro de gravedad hacia la quilla del casco provoca cambios en las fuerzas de ese extremo:

$$\begin{aligned}
 [53802.2220 - 480.7139 X_G] \left[ \frac{(111.9229 - X_G)}{2} \right] &= \\
 &= 13650 (111.5202 + X_G) + \\
 &+ 7513.1064 (52.3311 + X_G) + \\
 &+ 480.7139 \left[ \frac{X_G}{2} \right]
 \end{aligned}$$

Aplicando más recursos de álgebra se obtiene lo que sigue:

$$\begin{aligned}
 3010888.0559 - 53802.8957 X_G + 240.3570 X_G^2 &= \\
 &= 1522250.73 + 13650 X_G + \\
 &+ 393169.1223 + 7513.1064 X_G + \\
 &+ 240.3570 X_G^2
 \end{aligned}$$

Siguiendo el procedimiento se puede observar que en la ecuación anterior se tiene el término  $240.3570 X_G^2$  en ambos lados de la ecuación por lo que se eliminan, se agrupan términos y se procede a resolver.

$$\begin{aligned}
 3010888.0559 - 53802.8957 X_G &= 1915419.8523 + 21163.1064 X_G \\
 74966.0021 X_G &= 1095468.2036 \\
 X_G &= 14.6129 \text{ [m]}
 \end{aligned}$$

Analizando el resultado obtenido se puede decir que el centro de gravedad del casco de flotación se encuentra a 14.6129 [m] por debajo del nivel de la mitad del calado de operación del casco de flotación, se puede decir también que este punto corresponde al nivel de sujeción del sistema de amarre de la plataforma.

Para obtener la coordenada  $C_{gx}$  se debe entonces restar de la mitad de la altura del calado de operación la cantidad anterior calculada.

$$C_{gx} = \frac{\text{Calado de operación}}{2} - X_G \quad (\text{VI.17})$$

$$C_{gx} = \frac{195.4412}{2} - 14.6129$$

$$C_{gx} = 83.10 [\text{m}]$$

El centro de gravedad de la estructura es la distancia desde la quilla del casco de flotación al centro de gravedad mismo, por lo que ese valor corresponde a  $C_{gx}$  anteriormente calculado.

Se calcula el centro de flotación que es la distancia medida desde la quilla del casco hasta la mitad de la longitud del calado de operación, es decir:

$$\text{Centro de flotación} = \frac{\text{Calado de operación}}{2} \quad (\text{VI.18})$$

$$\text{Centro de flotación} = \frac{195.4412}{2} = 97.7206 [\text{m}]$$

Se calcula  $h_0$

$$h_0 = \text{Centro de gravedad} - \text{Centro de flotación} \quad (\text{VI.19})$$

$$h_0 = 83.1000 - 97.7206$$

$$h_0 = -14.6206 [\text{m}]$$

Se procede a realizar nuestro análisis de estabilidad aplicando la siguiente fórmula:

$$\frac{I_z}{V_0} - h_0 > 0 \quad (\text{VI.20})$$

$$\frac{10587.6433}{25386.6261} - (-14.6206) > 0$$

$$0.4171 + 14.6206 > 0$$

$$15.0377 > 0$$

Se puede observar que la desigualdad se cumple, por lo que el casco de flotación de la plataforma diseñada con la metodología propuesta es estable por sí solo en lo que se refiere al volteo alrededor del eje transversal.

Hasta este momento se tiene diseñada la plataforma, cubiertas, pesos, dimensiones del casco de flotación. Se procede ahora a diseñar los componentes que evitarán que la plataforma se mueva, a partir de este momento se tomarán en cuenta los datos presentados en la Tabla VI.1, la cuál presenta los parámetros ambientales de diseño.

### **VI.3.4 Sistema de amarre (taut leg).**

Para llevar a cabo el dimensionamiento del sistema de amarre o líneas de amarre es necesario calcular las fuerzas generadas por el ambiente y efectuar un análisis hidrodinámico para obtener las fuerzas máximas en las líneas.

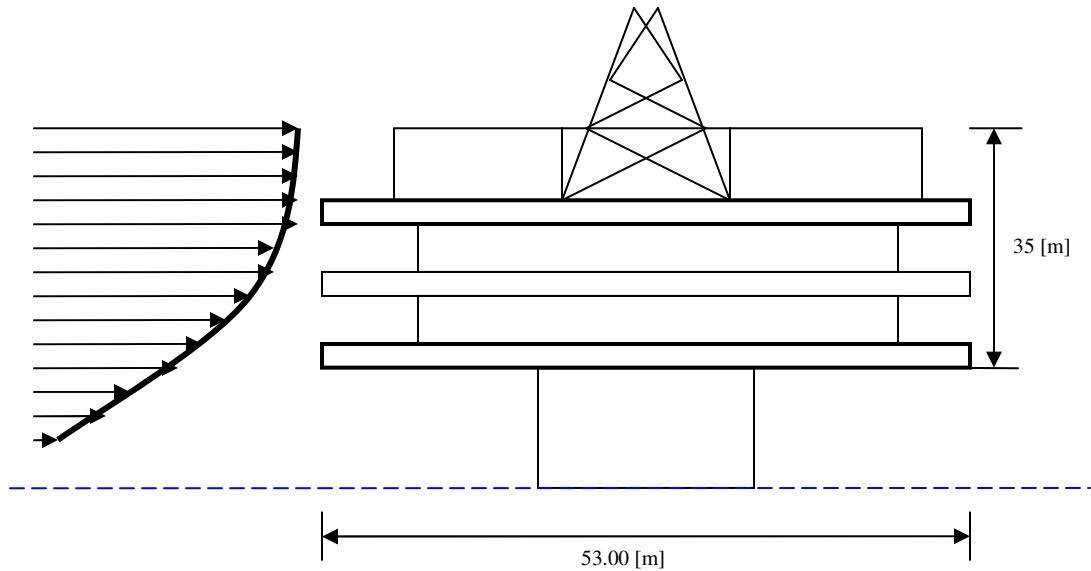
El análisis estructural dinámico, en el dominio del tiempo, se realiza utilizando un programa de cómputo

Dentro de los datos de entrada se debe considerar un modelo estructural en tres dimensiones del sistema de la plataforma flotante y especificar los parámetros del viento, oleaje y corrientes marinas.

### **Consideraciones para las fuerzas generadas por viento.**

Se determinan los valores que se necesitan en la ecuación de viento para la plataforma teniendo como base su forma, altura y ancho.

Se debe calcular el área expuesta a la que el viento ejercerá su efecto, para esto se analiza una forma general de una plataforma considerando los tamaños propuestos en las necesidades de área de operación y requerimientos de procesos por lo que se plantea la forma siguiendo lo que continuación se presenta en la Figura VI.6, datos de área expuesta se encuentran en la Tabla VI.2.



**Figura VI.6** Datos para el cálculo de fuerzas de viento.

Los datos necesarios para el programa que resolverá el comportamiento dinámico de la estructura son los siguientes:

$$H = 10[\text{m}]$$

$$V_H = 19.24 \left[ \frac{\text{m}}{\text{s}} \right]$$

$$n = 8$$

$$\rho_a = 0.00128 \left[ \frac{\text{ton}}{\text{m}^3} \right], \text{ densidad del aire}$$

$$C_s = 1.5, \text{ recomendado para lados de secciones rectangulares en la cubierta Tabla IV.1}$$

$$A = 1029.93[\text{m}^2], \text{ datos de la Tabla VI.2}$$

### **Consideraciones para determinar las fuerzas generadas por corrientes marinas.**

Se obtienen los valores que intervienen en la ecuación de las fuerzas generadas por corrientes marinas, un esquema de configuración se puede ver en la Figura VI.7.

A partir de la Figura VI.7 se determina la magnitud de los elementos que forman parte de la ecuación de la fuerza generada por corrientes marinas, el ángulo de incidencia en la dirección de la corriente marina es de  $180^\circ$  con respecto a la orientación del sistema coordinado de referencia.

La velocidad se toma como un efecto en donde la variación depende de su comportamiento respecto de la profundidad.

Los datos necesarios para el programa que resolverá el comportamiento dinámico de la estructura son los siguientes:

$$\rho_w = 1.15 \left[ \frac{\text{ton}}{\text{m}^3} \right] \text{ densidad del agua de mar}$$

$C_D = 0.9$ , tiene una variación de 0.6 a 1.2 dependiendo de la rugosidad del casco de flotación

$$A = (21.5505)(195.4412) = 4211.8556 [\text{m}^2]$$

$$V = 2.57 \left[ \frac{\text{m}}{\text{s}} \right], \text{ velocidad de la corriente marina en la superficie del agua}$$

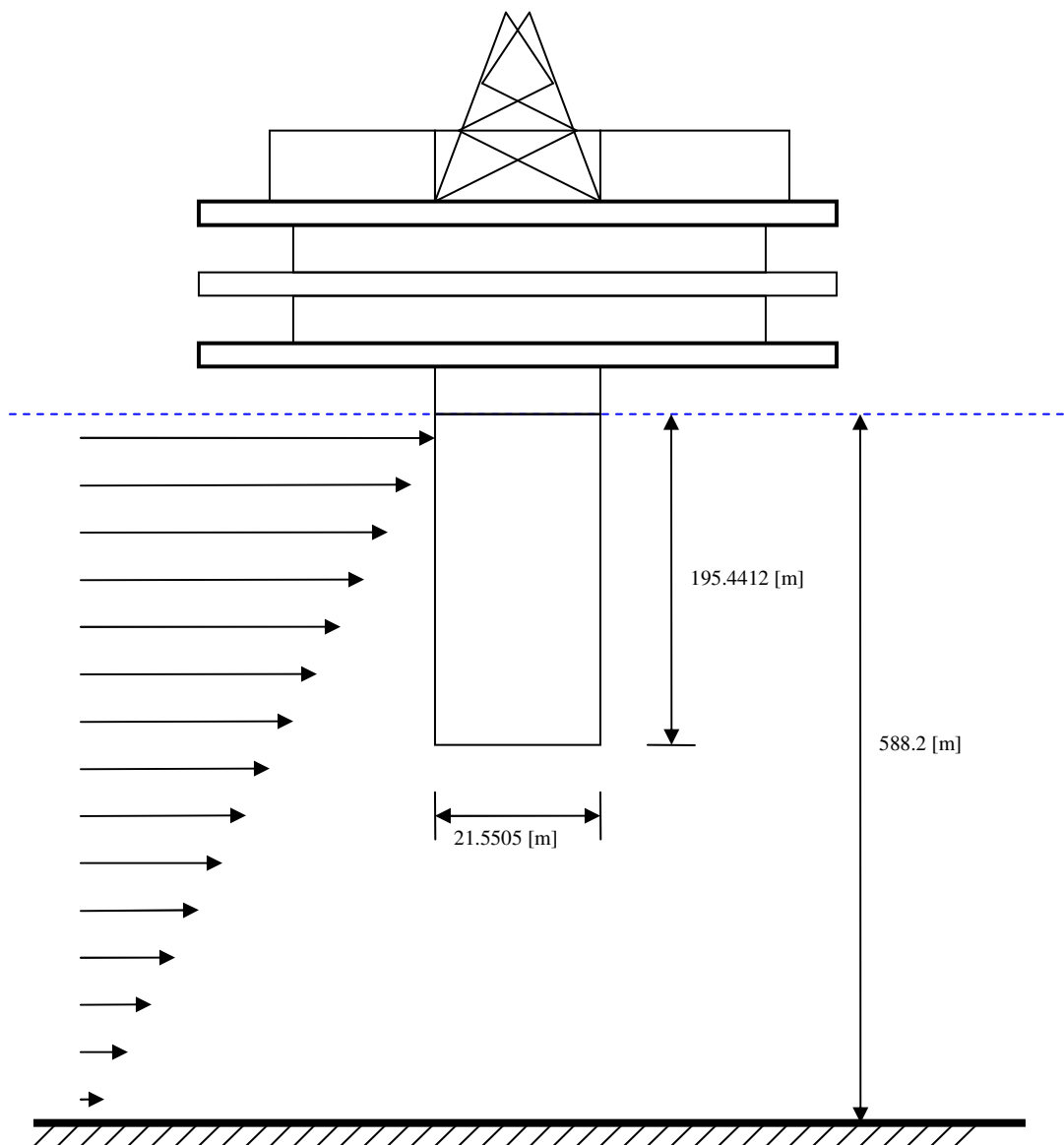
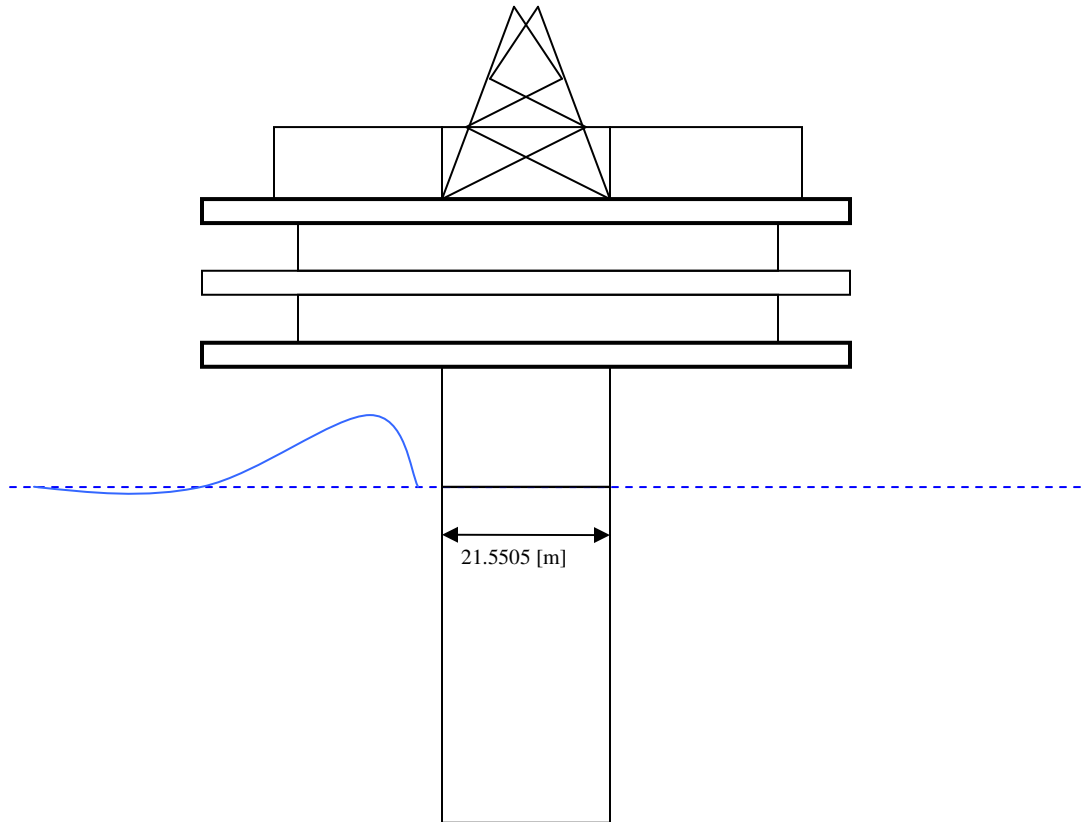


Figura VI.7 Datos para el cálculo de fuerzas por corriente marina.

### Consideraciones para determinar las fuerzas generadas por oleaje.

Se obtienen los valores que intervienen en la ecuación de las fuerzas generadas por oleaje, un esquema de configuración se puede ver en la Figura VI.8.



**Figura VI.8** Datos para el cálculo de fuerzas por oleaje.

A partir de la Figura VI.8 se puede determinar la magnitud de los elementos que forman parte de la ecuación de la fuerza generada por efectos de oleaje, el ángulo de incidencia al sistema de los efectos de oleaje es de  $180^{\circ}$  respecto a la orientación en el sistema coordinado de referencia. Los datos necesarios para el programa que resolverá el comportamiento dinámico de la estructura son los siguientes:

$$\rho_w = 1.15 \left[ \frac{\text{ton}}{\text{m}^3} \right]$$

$$C_D = 0.9$$

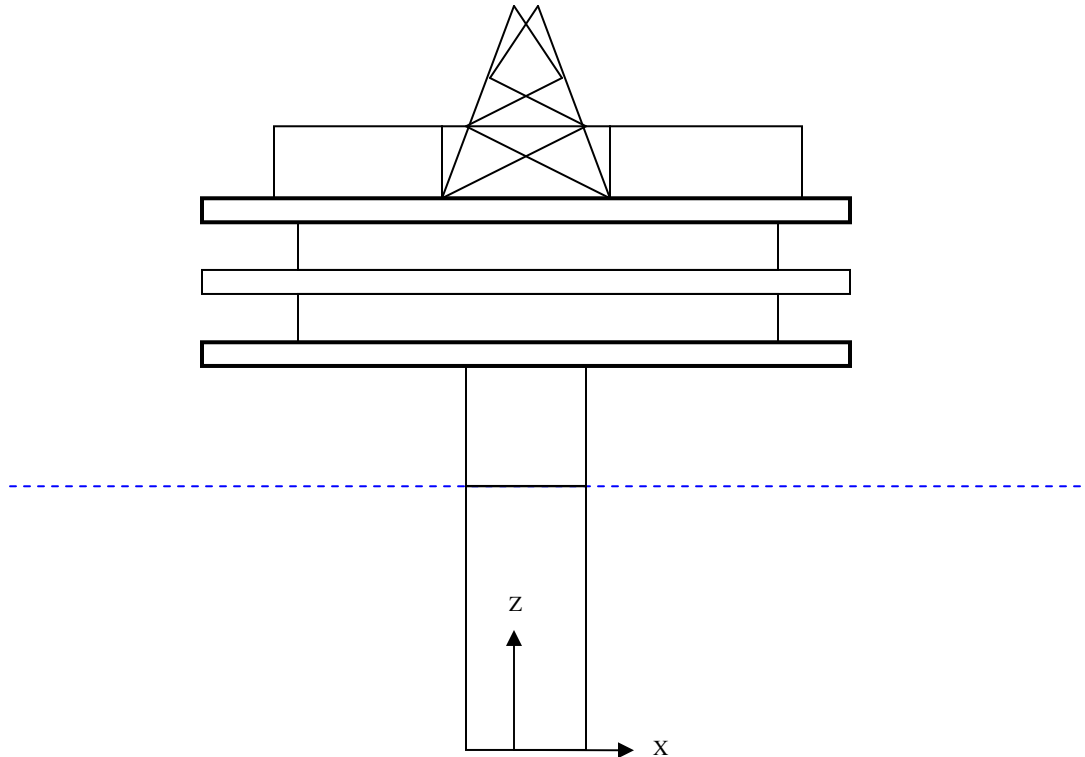
$$D = 21.5505[\text{m}]$$

$$C_A = 1, \text{ valor del coeficiente recomendado para cilindros}$$

$$C_M = 2$$

### Coordenadas de los nodos de las líneas de amarre.

De acuerdo con el capítulo anterior, se debe construir un modelo espacial de nuestro sistema, para eso se plantea la siguiente tabla que proporciona la posición de cada nodo que forma la línea de amarre del sistema, se toma como origen de coordenadas de un sistema global de referencia a la altura del nivel de la parte más baja del casco y el centro del casco de flotación, como se muestra en la Figura VI.9 y VI.10.



**Figura VI.9** Sistema coordenado de referencia X-Z.

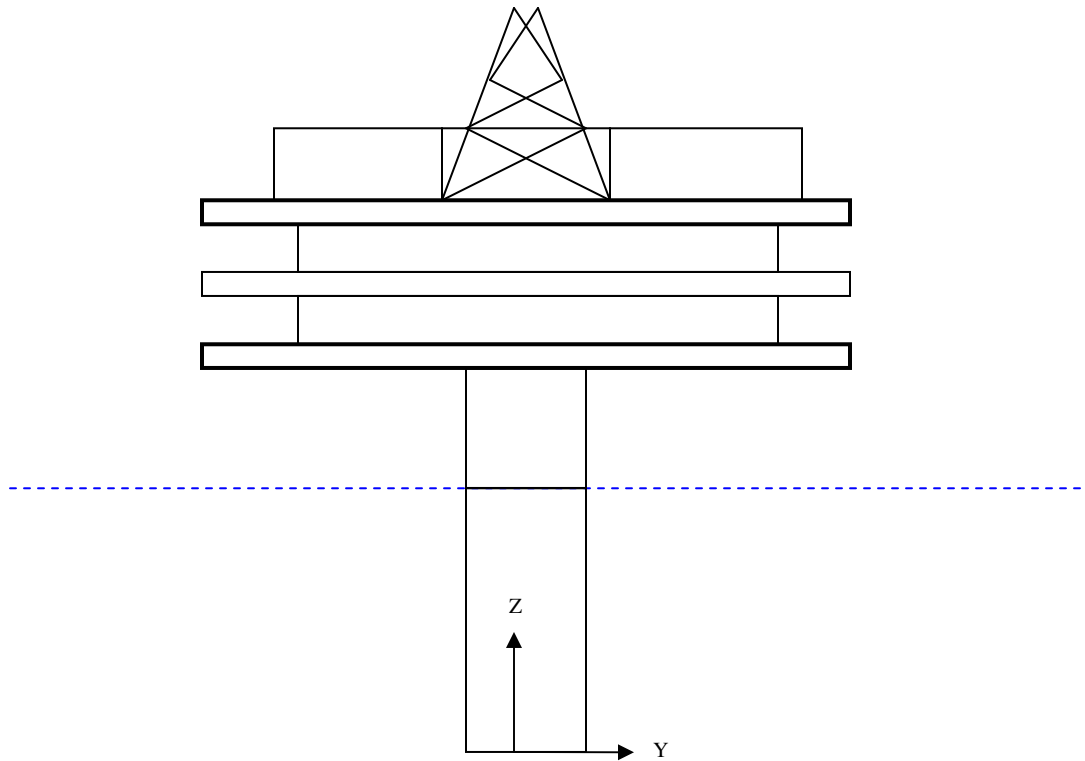


Figura VI.10 Sistema coordinado de referencia Y-Z.

Se considera el arreglo de la Figura VI.11 que muestra las dimensiones del sistema, en la Tabla VI.8 se muestran las coordenadas de los nodos de las líneas de amarre de la plataforma.

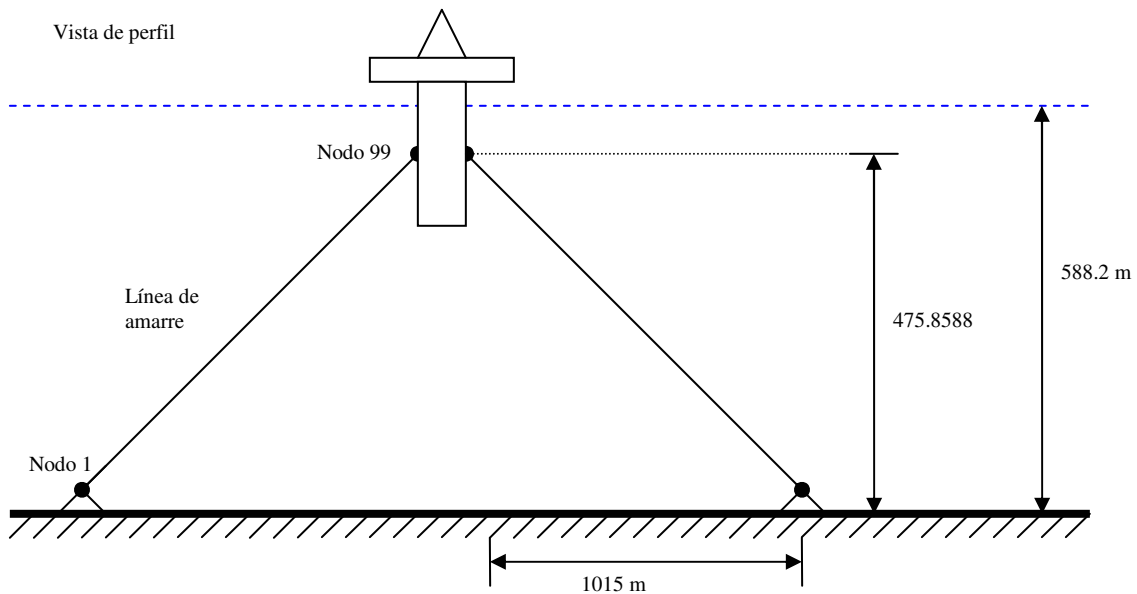


Figura VI.11 Dimensiones del sistema de amarre.

La Tabla VI.8 contiene las coordenadas de los nodos de las líneas de amarre los cuáles son necesarios para ubicar dentro del espacio el nivel inferior y superior del amarre, de aquí que se deriven las coordenadas de cada elemento finito que corresponde al modelo que se analizará.

**Tabla VI.8** Coordenadas de los nodos del sistema de amarre.

LÍNEA 1					
NODO 99			NODO 1		
X	Y	Z	X	Y	Z
10.95	0	80.1624	1025.95	0	-392.76

LÍNEA 2					
NODO 99			NODO 1		
X	Y	Z	X	Y	Z
5.475	9.483	80.1624	512.975	888.4988	-392.76

LÍNEA 3					
NODO 99			NODO 1		
X	Y	Z	X	Y	Z
-5.475	9.483	80.1624	-512.975	888.4988	-392.76

LÍNEA 4					
NODO 99			NODO 1		
X	Y	Z	X	Y	Z
-10.95	0	80.1624	-1025.95	0	-392.76

LÍNEA 5					
NODO 99			NODO 1		
X	Y	Z	X	Y	Z
-5.475	-9.483	80.1624	-512.975	-888.4988	-392.76

LÍNEA 6					
NODO 99			NODO 1		
X	Y	Z	X	Y	Z
5.475	-9.483	80.1624	512.475	-888.4988	-392.76

El programa proporciona resultados del comportamiento de la estructura a lo largo del tiempo, a continuación se obtienen los valores de la tensión que se presenta en la línea más esforzada, datos estadísticos de la respuesta, aquí se plantea el diseño dependiendo del material propuesto y de el área de la sección transversal requerida.

### Aplicación del programa de análisis hidrodinámico.

La justificación de aplicar el programa a la Spar Neptune radica principalmente en diseñar el sistema de amarre y la cimentación del sistema obteniendo las dimensiones de

los elementos estructurales que son lógicos y que en un momento dado en que la plataforma propuesta con la metodología llegue a ser motivo de proyecto, las dimensiones presentadas puedan modificarse sin buscar nuevas dimensiones que sean diferentes a las establecidas en este trabajo.

### Datos para el procesamiento del programa.

Se procede a introducir los datos presentados de las dimensiones de la plataforma desarrollada en este trabajo junto con los estados de mar representativos de la región de operación de la Spar Neptune dentro de la parte norte del Golfo de México presentados en la Tabla VI.1 en el programa para resolver el modelo hidrodinámico, los valores corresponden a cada uno de los datos de los que forma parte el desarrollo del proyecto (PEP-IMP, 1997).

Se hace la aclaración de que la línea de amarre se compone de tres secciones de la misma forma que lo hace el sistema real de la Neptune, la primera de ellas es una cadena de 0.1207 m (4.75 in) de diámetro, la segunda parte de un cable de 0.1207 m (4.75 in) de diámetro y por último nuevamente cadena de 0.1207 m (4.75 in) de diámetro, estas consideraciones se introducen en los datos para que el programa desarrolle los cálculos y las consideraciones pertinentes.

Se considera un tiempo de análisis del comportamiento de la estructura de una hora o su equivalente en segundos en una condición de tormenta, que es de 3600. El tiempo adoptado por la industria es de tres horas.

La Tabla VI.9 contiene los datos elementales que se necesitan para la ejecución del programa, datos tanto de geometría como de ubicación, los estados de mar que se presentan en esta zona y afectan nuestra instalación están en la Tabla VI.1.

**Tabla VI. 9** Características generales de la Spar.

CARACTERÍSTICAS	NEPTUNE
PROFUNDIDAD [m]	588.2
CUBIERTAS	3
ELEVACIONES [m]	21.1439, 27.8495, 34.8599
ELEVACIÓN DEL PUNTO DE AMARRE [m]	83.1
DIÁMETRO DEL CASCO (m)	21.6
ALTURA DE TANQUE SECO [m]	83.5
LONGITUD DE LASTRE [m]	111.9
LONGITUD DEL CASCO [m]	216.6
CALADO DE OPERACIÓN [m]	195.4
BORDO LIBRE [m]	21.1
PESO DEL CASCO [ton]	15544.6
LÍNEAS DE AMARRE	6
DIÁMETRO DE CABLE [m]	0.1207
DIÁMETRO DE CADENA [m]	0.1207
PRETENSIÓN EN LAS LÍNEAS [kN]	4005.5250
PILOTES DE CIMENTACIÓN	6

LONGITUD [m]	54.5
DIÁMETRO [m]	2.13
ESPESOR [m]	0.0508
<b>DATOS DE VIENTO</b>	
ÁREA EXPUESTA [m <sup>2</sup> ]	1029.9256
COEFICIENTE DE ARRASTRE	1.5
VELOCIDAD DEL VIENTO [m/s]	19.24
ALTURA DEL CENTROIDE [m]	237.4192
DIRECCIÓN [°]	180
<b>DATOS DE CORRIENTE MARINA</b>	
ÁREA EXPUESTA [m <sup>2</sup> ]	4211.86
COEFICIENTE DE ARRASTRE	0.9
DIRECCIÓN [°]	180
<b>DATOS DE OLEAJE</b>	
PERIODO DE OLA [s]	13.6
ALTURA DE OLA SIGNIFICANTE [m]	10.01
DIRECCIÓN [°]	180
<b>DATOS DE MAREA</b>	
MAREA ASTRONÓMICA [m]	1.42

### Análisis de datos de salida.

Este concepto de la revisión consiste en dos partes, la primera de ellas es comparar las fuerzas en las líneas de amarre provocadas por los estados de mar para posteriormente ver el orden de la fuerza de ruptura del cable y la cadena. Se debe tener en cuenta que las fuerzas actuantes no deben pasar de magnitud a las fuerzas de ruptura multiplicadas por el factor de seguridad.

La segunda actividad consiste en revisar los desplazamientos que se presentan en la plataforma con la finalidad de comparar los límites de movimiento de la instalación, el límite de desplazamiento corresponde al 10% del valor del tirante de agua.

### Análisis de fuerzas en las líneas de amarre.

Considerando que el nodo 1 es el que está fijo al suelo marino y el nodo 99 está en el amarre al casco de flotación, se analiza la Tabla VI.10 que presenta el valor de las fuerzas en la línea de amarre que tiene un mayor esfuerzo y corresponde a la línea 1. Los valores en tensión que son máximos en las líneas están resaltados.

**Tabla VI.10** Fuerzas en la línea de amarre en N.

NODO	1	2	50	51	98	99
SECCIÓN	CADENA		CABLE		CADENA	
MEDIA	4570100	4577000	4878900	4881200	5043000	5057000
RMS	45627	45589	33286	33253	34577	34543
NO. PICO. POS	600	600	857	885	665	671
MEDIA. PICO. POS	4611700	4618400	4885600	4887100	5056200	5070300

MAX. PICO. POS	4661300	4667900	4916800	4918800	5093500	5107100
NO. PICO. NEG	600	600	857	885	664	670
MEDIA. PICO. NEG	4528000	4534900	4878300	4880300	5025400	5039700
MAX. PICO. NEG	4273700	4280600	4624500	4627000	4743000	4757300

Como se puede observar, los valores máximos de tensión se presentan en la línea de amarre denominada 1, por lo que estos valores se someten al análisis de resistencia de los elementos estructurales.

Se presentan las cargas de ruptura de los dos elementos los cuales forman parte de cada una de las líneas del sistema de amarre. Se procede a comparar si las fuerzas son rebasadas y plantear otro diseño en caso de que las cargas de ruptura sean superadas por las cargas actuantes (API RP2SK, 1997).

Para el caso de la sección del cable (Wire Rope Industries Group, 2006), se selecciona el tipo 6x61 Class Wire Rope-General Use, Steel Core y sus propiedades se encuentran en la Tabla VI.11.

**Tabla VI.11** Propiedades del cable de amarre.

DIÁMETRO [in]	CARGA DE RUPTURA [kips]
4.75	2750

Se puede transformar la carga de ruptura a Newton para poderlo comparar con la fuerza que se presenta en la línea más esforzada.

$$\text{Carga de ruptura} = 2570[\text{kip}] \left( \frac{4448.2216 \text{ N}}{1\text{kip}} \right)$$

$$\text{Carga de ruptura} = 12232609.4420[\text{N}]$$

$$\text{Carga de ruptura de comparación} = 0.6 (12232609.4420[\text{N}])$$

$$\text{Carga de ruptura de comparación} = 7339565.6652[\text{N}]$$

Se debe aplicar lo que marca el criterio de diseño que indica que la carga actuante no debe ser mayor que 60% de la carga de ruptura de los elementos estructurales (API RP2SK, 1997).

En el caso de la cadena (Vryhof Anchors B. V., 2000) de la cuál se compone la línea de amarre se tienen sus propiedades en la Tabla VI.12.

**Tabla VI.12** Propiedades de la cadena de amarre.

DIÁMETRO [in]	CARGA DE RUPTURA [kips]
4.75	2846

Se transforma el valor de la carga en kips a Newton para ser consistentes en las unidades.

$$\text{Carga de ruptura} = 2846[\text{kip}] \left( \frac{4448.2216 \text{ N}}{1\text{kip}} \right)$$

$$\text{Carga de ruptura} = 12659638.7170[\text{N}]$$

$$\text{Carga de ruptura de comparación} = 0.6 (12659638.7170[\text{N}])$$

$$\text{Carga de ruptura de comparación} = 7595783.2302[\text{N}]$$

En la Tabla VI.13 se puede ver de manera detallada la comparación de las cargas tanto de ruptura como la actuante y poder determinar si el diseño es correcto o se debe establecer un criterio diferente en la selección del diámetro de los elementos estructurales.

**Tabla VI.13** Comparación de cargas.

ELEMENTO	CARGA ACTUANTE [N]	CARGA DE RUPTURA [N]	CONDICIÓN
CABLE	4918800	7339565.7	CUMPLE
CADENA	5107100	7595783.2	CUMPLE

Se puede observar que los elementos estructurales son resistentes para las cargas consideradas y se cumple con el criterio de seguridad establecido, por lo que se considera que estamos bien en el diseño.

### **Análisis de desplazamientos de la estructura.**

La Tabla VI.14 muestra el resultado de los desplazamientos que presenta la estructura con los estados de mar que marca el campo donde está ubicada la instalación.

**Tabla VI.14** Desplazamientos de la unidad flotante en m.

	WAVE	SURGE	SWAY	HEAVE	ROLL	PITCH	YAW
MEDIA	0.001	-48.5464	0.0001	1.5773	0.0008	-0.5948	-0.0401
RMS	2.5313	3.8483	0.001	1.106	0.0087	0.4284	0.0274
NO. PICO. POS	658	314	248	117	8	0	0
MEDIA PICO POS	1.8233	-48.0036	0.0001	1.9027	0.0047	0	0
MAX. PICO. POS	8.445	-48.3063	0.002	1.4294	0.0138	0	0
NO. PICO. NEG	657	314	248	117	8	0	0
MEDIA PICO NEG	-1.7857	-42.241	0	1.2032	0.0017	0	0
MAX. PICO. NEG	-8.3706	-49.2585	-0.0017	1.6607	-0.0104	0	0

Revisando los datos de la Tabla VI.14 se puede decir que el límite de desplazamiento de la plataforma no debe ser mayor que el 10% del tirante de agua, en ese sentido se puede hacer la comparación que se muestra en la Tabla VI.15, (API RP2SK, 1997).

Desplazamiento límite = 10% tirante de agua.

Tirante de agua = 588.2 m

Desplazamiento límite = 0.1 (588.2 m)

Desplazamiento límite = 58.82 m

**Tabla VI.15** Comparación de desplazamientos de la unidad flotante.

DESPLAZAMIENTO ACTUANTE [m]	DESPLAZAMIENTO LÍMITE [m]
49.2585	58.82

El desplazamiento de magnitud mayor que presenta la tabla anterior es en el movimiento de retraso denominado surge, con un valor de 49.2585 m en la dirección negativa del sistema coordinado, como este valor es menor que el límite se puede decir que la plataforma cumple con el requisito de movimiento.

### VI.3.5 Cimentación.

Para poder darle sustento a la estructura por medio de la conexión al suelo marino, se debe hacer el diseño de la cimentación, la cimentación consta de pilotes de anclaje esbeltos los cuales ofrecerán esfuerzos que van a proporcionar la resistencia necesaria para las fuerzas de arrancamiento que son generadas por los procesos metoceanicos y que son transmitidos al suelo marino por medio de las líneas de amarre.

Se procede a analizar los datos proporcionados por el programa de simulación de sistemas flotantes para encontrar en que tiempo se encuentran las fuerzas de mayor magnitud en el nodo 1 que según en el modelo que se estableció ese nodo es el que se encuentra en el suelo marino.

El nodo 1 que forma parte de la línea de amarre 1, se encuentra en el suelo marino y es el más esforzado se presenta en el tiempo de análisis 3390 con los datos de fuerzas actuantes que se presentan en la Tabla VI.16.

**Tabla VI.16** Cargas en los nodos de la línea de amarre en N.

ELEMENTO	NODO	CARGA INICIAL	CARGA AXIAL	CARGA-X	CARGA-Y	CARGA-Z
1	1	4005500	-4661300	4492400	69.469	1049900
	2		4661300	-4492400	-69.469	-1049900
2	2	4005500	-4620200	4492400	69.454	1079500
	3		4620200	-4492400	-69.454	-1079500
50	50	4005500	-4897700	4467500	65.699	2007200
	51		4897700	-4467500	-65.699	-2007200
51	51	4005500	-4899300	4466900	65.658	2012500
	52		4899300	-4466900	-65.658	-2012500
97	97	4005500	-5036200	4444700	66.266	2368100
	98		5036200	-4444700	-66.266	-2368100

98	98	4005500	-5049900	4444300	66.281	2398000
	99		5049900	-4444300	-66.281	-2398000

Con estas fuerzas, las dimensiones de la cimentación que presenta la información y las condiciones del suelo marino que se presentan en la Tabla VI.17 se procede a establecer los datos del programa (KMG, 2006).

**Tabla VI.17** Propiedades del suelo marino en el sitio.

PESO ESPECÍFICO SUMERGIDO	$W = 0.0609Z + 7.15$ [kN/m <sup>3</sup> ]
RESISTENCIA AL CORTE	$S_u = 2.5964Z + 7.15$ [kPa]

Las características de los pilotes (KMG, 2006) que se necesitan para procesar el análisis se presentan en la Tabla VI.18, la profundidad de unión es descrita en el subcapítulo II.7.

**Tabla VI.18** Propiedades de los pilotes.

DIÁMETRO	2.1336 [m]
LONGITUD	54.5 [m]
ESPESOR	0.0508 [m]
PROFUNDIDAD DE UNIÓN	9 [m]

### Análisis de los resultados.

Para poder tener un criterio de buen comportamiento en el desempeño de la cimentación se tendrán que evaluar dos estados límite importantes.

El primero de ellos es la capacidad dentro de la resistencia a la tensión que soporta el pilote, (API RP2A-WSD, 2002) dentro del contenido que se refiere al diseño de pilotes para cimentaciones en donde se puede encontrar el factor de seguridad propuesto, para tener una idea de lo planteado anteriormente, se presenta la Tabla VI.19 en donde se tienen factores de seguridad respecto de diferentes condiciones de carga, el factor de seguridad se determina con el cociente entre la carga resistente y la carga actuante. El valor obtenido en este cociente no debe ser menor a los valores presentados en dicha tabla.

**Tabla VI.19** Factores de seguridad en cimentaciones.

Condición de carga	Factor de seguridad
Diseño en condiciones ambientales con cargas apropiadas de perforación	1.5
Operación en condiciones ambientales durante la operación de perforación	2.0
Diseño en condiciones ambientales con cargas apropiadas de producción	1.5
Operación en condiciones ambientales durante operaciones de producción	2.0

Diseño en condiciones ambientales con cargas mínimas	1.5
--	-----

El segundo estado límite se trata del valor de desplazamiento que tendrá la cimentación durante su vida de trabajo. Se recomienda que ese valor no sea mayor a 11% del valor del diámetro del pilote (API RP2A-WSD, 2002).

### Análisis de las cargas.

A continuación se presenta la Tabla VI.20 en donde ya introducidos los datos del suelo y pilotes en el programa, teniendo esos datos procesados se procede a la revisión de las cargas y el diseño.

**Tabla VI.20** Datos de carga del análisis de la cimentación.

RESISTENCIAS PARA EL PILOTE 1						
ESTACIÓN	PROFUNDIDAD [m]	FRICCIÓN DE PARED		CAPACIDAD POR PUNTA [ton]	RESISTENCIA TOTAL	
		TENSIÓN [ton]	COMPRESIÓN [ton]		TENSIÓN [ton]	COMPRESIÓN [ton]
2	1	2.48	2.48	32.46	2.48	7.86
3	2	6.62	6.62	40.98	6.62	16.73
4	3	12.54	12.54	49.49	12.54	29.09
5	4	20.19	20.19	58.01	20.19	44.81
6	5	29.52	29.52	66.53	29.52	63.82
7	6	40.52	40.52	75.05	40.52	86.08
8	7	53.17	53.17	83.57	53.17	111.58
9	8	67.48	67.48	92.08	67.48	140.3
10	9	83.43	83.43	100.6	83.43	172.23
11	10	101.02	101.02	109.12	101.02	207.37
12	11	120.25	120.25	117.64	120.25	237.89
13	12	141.12	141.12	126.16	141.12	267.28
14	13	163.62	163.62	134.67	163.62	298.3
15	14	187.76	187.76	143.19	187.76	330.96
16	15	213.54	213.54	151.71	213.54	365.25
17	16	240.94	240.94	160.23	240.94	401.17
18	17	269.98	269.98	168.75	269.98	438.72
19	18	300.65	300.65	177.26	300.65	477.91
20	19	332.95	332.95	185.78	332.95	518.73
21	20	366.88	366.88	194.3	366.88	561.18
22	21	402.44	402.44	202.82	402.44	605.26
23	22	439.63	439.63	211.34	439.63	650.96
24	23	478.45	478.45	219.85	478.45	698.3
25	24	518.9	518.9	228.37	518.9	747.27
26	25	560.98	560.98	236.89	560.98	797.87
27	26	604.69	604.69	245.41	604.69	850.09
28	27	650.02	650.02	253.93	650.02	903.95
29	28	696.99	696.99	262.44	696.99	959.43

30	29	745.58	745.58	270.96	745.58	1016.55
31	30	795.81	795.81	279.48	795.81	1075.29
32	31	847.66	847.66	288	847.66	1135.66
33	32	901.14	901.14	296.52	901.14	1197.65
34	33	956.24	956.24	305.03	956.24	1261.28
35	34	1012.98	1012.98	313.55	1012.98	1326.53
36	35	1071.34	1071.34	322.07	1071.34	1393.41
37	36	1131.33	1131.33	330.59	1131.33	1461.92
38	37	1192.95	1192.95	339.11	1192.95	1532.06
39	38	1256.2	1256.2	347.62	1256.2	1603.83
40	39	1321.08	1321.08	356.14	1321.08	1677.22
41	40	1387.58	1387.58	364.66	1387.58	1752.24
42	41	1455.71	1455.71	373.18	1455.71	1828.89
43	42	1525.47	1525.47	381.7	1525.47	1907.17
44	43	1596.85	1596.85	390.21	1596.85	1987.07
45	44	1669.87	1669.87	398.73	1669.87	2068.6
46	45	1744.51	1744.51	407.25	1744.51	2151.76
47	46	1820.78	1820.78	415.77	1820.78	2236.55
48	47	1898.67	1898.67	424.29	1898.67	2322.96
49	48	1978.2	1978.2	432.8	1978.2	2411
50	49	2059.35	2059.35	441.32	2059.35	2500.67
51	50	2142.12	2142.12	449.84	2142.12	2591.97
52	51	2226.53	2226.53	458.36	2226.53	2684.89
53	52	2312.56	2312.56	466.88	2312.56	2779.44
54	53	2400.22	2400.22	475.39	2400.22	2875.62
55	54	2489.51	2489.51	483.91	2489.51	2973.42
56	54.5	2534.76	2534.76	488.17	2534.76	3022.94
57	55	2580.42	2580.42	492.43	2580.42	3072.86

Para poder obtener el factor de seguridad y determinar si la cimentación trabaja adecuadamente, se analizan los datos de la tabla de fuerzas calculadas por parte del programa y las que se tienen en la tabla de fuerzas actuantes, se toma una profundidad de 54.5 metros (API RP2A-WSD, 2002).

Carga resistente a 54.5 m = 2534.76 [ton]

$$\text{Carga actuante} = 4661300 [\text{N}] \left( \frac{1 \text{ kg}}{9.81 \text{ N}} \right) \left( \frac{1 \text{ ton}}{1000 \text{ kg}} \right) = 475.1580 [\text{ton}]$$

$$\text{Factor de seguridad} = \frac{\text{Carga resistente}}{\text{Carga actuante}} \quad (\text{VI.21})$$

$$\text{Factor de seguridad} = \frac{2534.76 [\text{ton}]}{475.1580 [\text{ton}]} = 5.3346$$

Se puede ver que el factor de seguridad calculado cumple con cualquier condición de carga establecida en la Tabla VI.19, por lo que se considera que la cimentación cumple con lo referente a las cargas (API RP2A-WSD, 2002).

### Análisis de desplazamientos.

A continuación se presenta la Tabla VI.21 que describe los desplazamientos que sufre la cimentación con las fuerzas contempladas, se procede a su análisis para ver si cumplen con los estándares permisibles y determinar si son los correctos.

**Tabla VI.21** Datos de desplazamientos en el pilote de la cimentación en m.

NODE	DISP.-X	DISP.-Y	DISP.-Z	ROT.-X	ROT.-Y	ROT.-Z
1	0.2126	0	0.0001	0	0.0087	0
2	0.2039	0	0.0001	0	0.0087	0
3	0.1952	0	0.0001	0	0.0087	0
4	0.1866	0	0.0001	0	0.0087	0
5	0.1779	0	0.0001	0	0.0087	0
6	0.1693	0	0.0001	0	0.0087	0
7	0.1606	0	0.0001	0	0.0087	0
8	0.1519	0	0.0001	0	0.0088	0
9	0.1432	0	0.0001	0	0.0088	0
10	0.1344	0	0.0001	0	0.0089	0
11	0.1252	0	0.0001	0	0.009	0
12	0.1161	0	0.0001	0	0.0089	0
13	0.1071	0	0.0001	0	0.0088	0
14	0.0982	0	0.0001	0	0.0087	0
15	0.0895	0	0.0001	0	0.0084	0
16	0.0811	0	0.0001	0	0.0082	0
17	0.073	0	0	0	0.0078	0
18	0.0653	0	0	0	0.0075	0
19	0.058	0	0	0	0.0071	0
20	0.051	0	0	0	0.0067	0
21	0.0446	0	0	0	0.0062	0
22	0.0385	0	0	0	0.0058	0
23	0.0329	0	0	0	0.0054	0
24	0.0278	0	0	0	0.0049	0
25	0.0231	0	0	0	0.0045	0
26	0.0189	0	0	0	0.0041	0
27	0.0151	0	0	0	0.0036	0
28	0.0117	0	0	0	0.0032	0
29	0.0087	0	0	0	0.0029	0
30	0.006	0	-0.0001	0	0.0025	0
31	0.0037	0	-0.0001	0	0.0022	0
32	0.0018	0	-0.0001	0	0.0019	0
33	0.0001	0	-0.0001	0	0.0016	0
34	-0.0013	0	-0.0001	0	0.0013	0
35	-0.0024	0	-0.0001	0	0.0011	0

36	-0.0033	0	-0.0001	0	0.0009	0
37	-0.0041	0	-0.0001	0	0.0007	0
38	-0.0046	0	-0.0001	0	0.0005	0
39	-0.005	0	-0.0001	0	0.0003	0
40	-0.0052	0	-0.0001	0	0.0002	0
41	-0.0053	0	-0.0001	0	0.0001	0
42	-0.0053	0	-0.0001	0	0	0
43	-0.0052	0	-0.0001	0	-0.0001	0
44	-0.0051	0	-0.0001	0	-0.0002	0
45	-0.0049	0	-0.0001	0	-0.0002	0
46	-0.0046	0	-0.0001	0	-0.0003	0
47	-0.0043	0	-0.0001	0	-0.0003	0
48	-0.004	0	-0.0001	0	-0.0003	0
49	-0.0037	0	-0.0001	0	-0.0003	0
50	-0.0033	0	-0.0001	0	-0.0003	0
51	-0.003	0	-0.0001	0	-0.0004	0
52	-0.0026	0	-0.0001	0	-0.0004	0
53	-0.0022	0	-0.0001	0	-0.0004	0
54	-0.0019	0	-0.0001	0	-0.0004	0
55	-0.0015	0	-0.0001	0	-0.0004	0
56	-0.0013	0	-0.0001	0	-0.0004	0
57	-0.0011	0	-0.0001	0	-0.0004	0

Se puede observar que el mayor desplazamiento se presenta en el nodo 1 que es el que se encuentra en la parte superior de nuestro pilote, se analiza si cumple con el desplazamiento permisible (API RP2SK, 1997), (API RP2A-WSD, 2002). En la Tabla VI.22 se presenta el valor de los desplazamientos.

Desplazamiento permisible = 11 % diámetro del pilote

Desplazamiento permisible = 0.11 (2.1336 m)

Desplazamiento permisible = 0.2347 m

Desplazamiento actuante = 0.2126 m

**Tabla VI.22** Comparación de desplazamientos del pilote.

DESPLAZAMIENTO ACTUANTE [m]	DESPLAZAMIENTO PERMISIBLE [m]
0.2126	0.2347

Se observa que la cimentación presentada por la plataforma diseñada con la metodología propuesta cumple con lo referente al desplazamiento de la cimentación por presentar un valor por debajo del desplazamiento permisible. En este momento depende del criterio de

diseño que el especialista requiera en el sentido del comportamiento de la cimentación en el estado límite de desplazamiento (API RP2SK, 1997), (API RP2A-WSD, 2002).

### VI.3.6 Evaluación de la aplicación de la metodología.

Siguiendo el planteamiento en el diseño de una plataforma tipo Spar presentado en la Figura V.1, basado en la teoría y aplicando la metodología desarrollada en este trabajo con la información de estados de mar del sitio y características de la cubierta de una instalación, se ha diseñado una plataforma tipo Spar, la idea en esta sección es validar la metodología propuesta para después aplicarla en otro sitio con un tirante de agua y estados de mar diferentes.

En la Tabla VI.23 tenemos los datos finales de la instalación.

**Tabla VI. 23** Comparación entre las características de la Spar Neptune y las obtenidas con la metodología propuesta.

CARACTERÍSTICAS	DIMENSIONES OBTENIDAS	DIMENSIONES REALES
PROFUNDIDAD [m]	588.2	588.2
CUBIERTAS	3	3
ELEVACIONES [m]	21.1439, 27.8495, 34.8599	21.6408, 28.3463, 35.3568
ELEVACIÓN DEL PUNTO DE AMARRE [m]	83.1	80.2
DIÁMETRO DEL CASCO [m]	21.6	21.9
ALTURA DE TANQUE SECO	83.5	83.8
LONGITUD DE LASTRE [m]	111.9	114.3
LONGITUD DEL CASCO [m]	216.6	219.0
CALADO DE OPERACIÓN [m]	195.4	198.1
BORDO LIBRE [m]	21.1	21.6
PESO DEL CASCO [ton]	15544.6	12895.0
LÍNEAS DE AMARRE	6	6
PRETENSIÓN EN LAS LÍNEAS [kN]	4005.5250	4027.5
DIÁMETRO DE CADENA [m]	0.1207	0.1207
DIÁMETRO DE CABLE [m]	0.1207	0.1207
PILOTES DE CIMENTACIÓN	6	6
DIÁMETRO [m]	2.1336	2.1336
LONGITUD [m]	54.5	54.864
ESPESOR [m]	0.0508	0.0508
PROFUNDIDAD DE UNIÓN [m]	9	8.7

Se observa analizando los datos de la Tabla VI.23 que aplicando la metodología en el diseño de una plataforma tipo Spar, se obtienen datos muy cercanos a los reales, se considera que la metodología proporciona dimensiones similares a las obtenidas en el diseño final de las estructuras.

## VI.4 Aplicación de la metodología en aguas territoriales del Golfo de México.

En esta sección se aplicará la metodología propuesta al diseño de una Spar a la que llamaremos Coral en un sitio dentro del Golfo de México en aguas territoriales nacionales, las dimensiones de la cubierta, casco de flotación y pesos son los obtenidos en el subcapítulo VI.3, los estados de mar representativos del sitio se encuentran en la Tabla VI.25.

### VI.4.1 Ubicación.

Se supone que la Spar Coral estará ubicada en la región conocida como Sonda de Campeche en un tirante de agua de operación de 1000m. La Sonda de Campeche es una de las cuatro regiones importantes dentro de la zona marina del país, las otras tres se denominan Región Norte, Lankahuasa y Litoral de Tabasco que se muestran en la Figura VI.12. La Sonda de Campeche es una extensa región del Golfo de México que se encuentra frente a las costas del estado de Campeche.

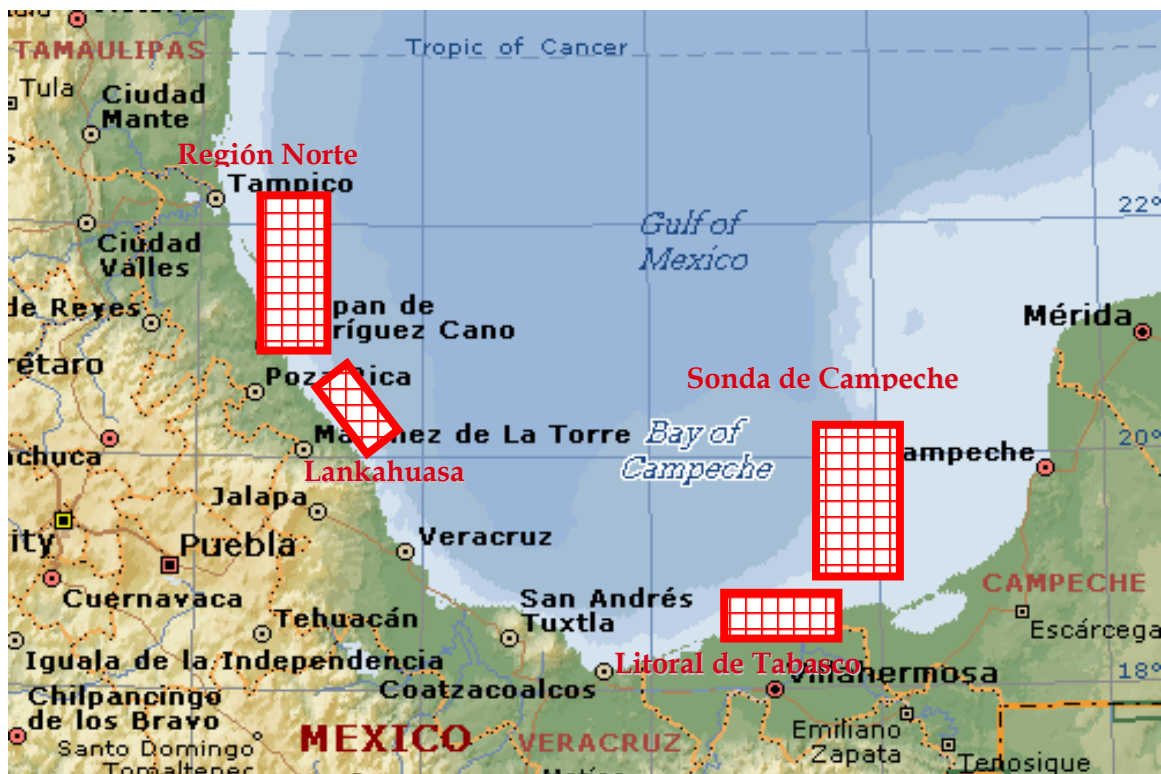


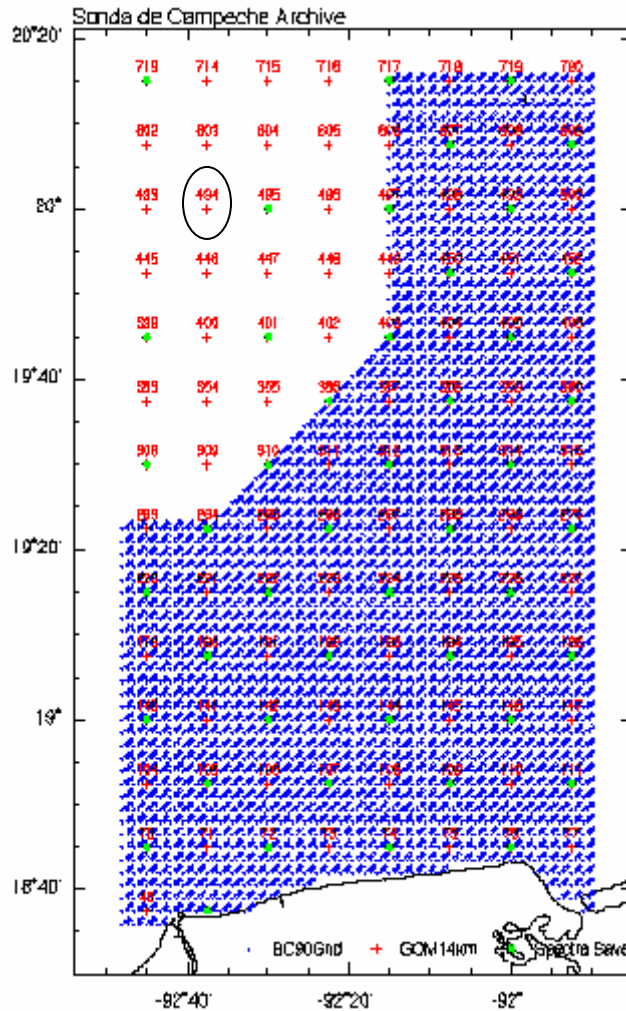
Figura VI.12 Regiones marinas del Golfo de México.

Para su estudio la Sonda de Campeche se divide en una serie de puntos los cuales se muestran en la Figura VI.13, cada uno de los puntos tiene información detallada en una base de datos con valores tanto de sus estados de mar como localización con coordenadas latitud y longitud, junto con el tirante de agua. En el caso del sitio de operación de la Spar

Coral su localización es el punto 494, sus datos aparecen en la Tabla VI.24 y el sitio en la Sonda de Campeche en la Figura VI.25.

**Tabla VI.24** Datos del punto 494.

Punto	494
Ubicación	Sonda de Campeche
Tirante [m]	1000
Latitud	20° N
Longitud	-92.695° W



**Figura VI.25** Sonda de Campeche.

### VI.4.2 Condiciones ambientales de diseño.

La descripción de las características climáticas y de los estados del mar en los sitios de interés permiten evaluar las fuerzas actuantes sobre las estructuras marinas y forman

parte fundamental en el procedimiento de diseño. Tal información incluye: oleaje, viento, corrientes marinas y marea para condiciones normales de operación y tormenta, con periodos de retorno de 1 y 100 años, respectivamente.

En la Tabla VI.25 se establecen los parámetros ambientales de diseño típicos para las áreas pertenecientes al Golfo de México con tirantes de agua de 125-3000 m (PEP-IMP, 1997), (Chakrabarti S. K., 2005), (API RP95F, 2006). En el caso de los datos presentados en cuanto a marea proponemos la marea de tormenta asociado a la altura individual de oleaje para un periodo de retorno de 100 años (API RP 2A-WSD, 2002). Es importante mencionar que esta región uno de los sitios de mayor tirante de agua en la Sonda de Campeche que cuentan con información publicada, el espectro de viento y corriente marina calculado a partir de los siguientes datos se desarrollan en la aplicación del análisis hidrodinámico a partir de las condiciones más significativas de cada uno de ellos.

**Tabla VI.25** Estados de mar representativos del Golfo de México (PEP-IMP, 1997).

Parámetro	Condiciones de servicio	Condiciones de tormenta
Periodo de retorno [años]	1	100
Altura de ola significativa [m]	4.9	12.9
Altura máxima de la ola [m]	9.0	23.2
Periodo de la ola asociado [s]	9.0	14.6
Altura de la marea astronómica [m]	0.61	0.61
Altura de la marea de tormenta [m]	0.91	1.52
Velocidades máximas de viento a una altura de 10 m [m/s]		
1hr	13.25	29.42
1min	30.90	42.00
Ráfaga	32.90	44.10
Dirección promedio de viento [grados]	180	180
Velocidades de corriente [m/s]		
0%	1.10	2.57
50%	0.70	1.08
95%	0.10	0.51
Dirección promedio de corrientes [grados]	Bimodal 180	Bimodal 180
Densidad media del agua de mar [ton/m <sup>3</sup> ]	1.15	1.15
Tirante [m]	1000	1000

### VI.4.3 Sistema de amarre (taut leg).

#### Número de líneas de amarre.

Para poder determinar este concepto, se aplica una técnica muy sencilla en donde se establece la selección del número de líneas de amarre de la instalación, para ello se toman en cuenta plataformas ya instaladas y en operación y se determina su tendencia en este sentido (KMG, 2004).

En la Tabla VI.26 se presentan plataformas marinas tipo Spar que se encuentran en operación en el Golfo de México y el número de líneas de amarre de cada una de ellas. En esta tabla se observa que dependiendo del valor del tirante en el que se opere, la tendencia en el número de líneas de amarre es directa (KMG, 2004).

Se encuentran sombreadas las plataformas y sus características las cuales se omiten por el hecho que no tienen un tirante del orden que nos interesa, por lo que solo se toman en cuenta las demás.

**Tabla VI.26** Líneas de amarre de diferentes plataformas.

PLATAFORMA	TIRANTE	No. LÍNEAS DE AMARRE
NEPTUNE	588.2	6
GENESIS	792.1	14
HOOVER-DIANA	1463	12
NANSEN	1121	9
BOOMBANG	1052.4	9
HORN MOUNTAIN	1652.8	9
MEDUSA	677.5	10
GUNNISON	960	9
FRONT RUNNER	1014.9	9
RED HAWK	1615.4	6
MAD DOG	1347.1	11
HOLSTEIN	1324	16
DEVILS TOWER	1709.8	9
CONSTITUTION	1515	9

Se observa que la tendencia de los diseñadores respecto al número de líneas de amarre en función del tirante de agua es del orden de 9 tomando en cuenta las condiciones de operación de nuestra plataforma, por lo cuál para su análisis se propone un valor de 9 líneas de amarre en la configuración que se obtiene con la metodología propuesta (KMG, 2004).

Se toma en cuenta la siguiente observación, determinar cuántas líneas de amarre no solo depende del valor del tirante de agua, depende en mayor medida de los efectos que los estados de mar generen en la instalación. En este trabajo se toma en cuenta el criterio anterior utilizado para determinar el número de líneas de amarre por la razón de que los estados de mar que se ocupan con el diseño a partir de la metodología propuesta toma estados de mar representativos del Golfo de México y no valores específicos del sitio, si se quiere llegar a un diseño para un sitio entonces se tomarán en cuenta los estados de mar en el lugar donde se pretenda poner en operación la instalación y revisar los efectos en el sistema estructural que los estados de mar provoquen usando así este criterio como selección (API RP2FPS, 2001).

### **Coordenadas de las líneas de amarre.**

Las coordenadas del nodo inicial y el nodo final de las líneas de amarre se encuentran en la Tabla VI.27

**Tabla VI.27** Coordenadas de los nodos del sistema de amarre.

LÍNEA 1					
NODO 99			NODO 1		
X	Y	Z	X	Y	Z
10.7753	0	83.1	1817.844	0	-804.5588

LÍNEA 2					
NODO 99			NODO 1		
X	Y	Z	X	Y	Z
8.2543	6.9262	83.1	1392.5493	1168.4876	-804.5588

LÍNEA 3					
NODO 99			NODO 1		
X	Y	Z	X	Y	Z
1.8711	10.6115	83.1	315.6653	1790.2268	-804.5588

LÍNEA 4					
NODO 99			NODO 1		
X	Y	Z	X	Y	Z
-5.3876	9.3316	83.1	-908.922	1574.299	-804.5588

LÍNEA 5					
NODO 99			NODO 1		
X	Y	Z	X	Y	Z
-10.1254	3.6854	83.1	-1708.2145	621.7392	-804.5588

LÍNEA 6					
NODO 99			NODO 1		
X	Y	Z	X	Y	Z
-10.1254	-3.6854	83.1	-1708.2145	-621.7392	-804.5588

LÍNEA 7					
NODO 99			NODO 1		
X	Y	Z	X	Y	Z
-5.3876	-9.3316	83.1	-908.922	-1574.299	-804.5588

LÍNEA 8					
NODO 99			NODO 1		
X	Y	Z	X	Y	Z
1.8711	-10.6115	83.1	315.6653	-1790.2268	-804.5588

LÍNEA 9					
NODO 99			NODO 1		
X	Y	Z	X	Y	Z
8.2543	-6.9262	83.1	1392.5493	-1168.4876	-804.5588

## Datos para el procesamiento del programa.

Se procede a introducir los datos de las dimensiones de la plataforma obtenidos con la metodología propuesta en este trabajo junto con los estados de mar representativos del Golfo de México (Tabla VI.25) en el programa para resolver el sistema hidrodinámico.

Se hace la aclaración de que la línea de amarre se compone de tres secciones de la misma forma que lo hace el sistema anterior, la primera de ellas es una cadena de 0.1207 m (4.75 in) de diámetro, la segunda parte de un cable de 0.1207 m (4.75 in) de diámetro y por último nuevamente cadena de 0.1207 m (4.75 in) de diámetro. Estas consideraciones se introducen en los datos para que el programa desarrolle los cálculos y las consideraciones pertinentes.

Se considera un tiempo de análisis del comportamiento de la estructura de una hora o su equivalente en segundos en una condición de tormenta que es de 3600 (API RP2T, 1997), dentro del apartado de simulación de estructuras flotantes en donde ese tiempo es el requerido para el análisis de los estados de tormenta propuestos.

La Tabla VI.28 contiene los datos elementales que se necesitan para la ejecución del programa, datos tanto de geometría como de ubicación, los estados de mar que se presentan en esta zona y afectan nuestra instalación.

**Tabla VI.28** Datos generales de la Spar Coral.

<b>CARACTERÍSTICAS</b>	<b>CORAL</b>
PROFUNDIDAD [m]	1000
CUBIERTAS	3
ELEVACIONES [m]	21.1439, 27.8495, 34.8599
ELEVACIÓN DEL PUNTO DE AMARRE [m]	83.1
DIÁMETRO DEL CASCO [m]	21.6
ALTURA DEL TANQUE SECO [m]	83.5
LONGITUD DE LASTRE [m]	111.9
LONGITUD DEL CASCO [m]	216.6
CALADO DE OPERACIÓN [m]	195.4
BORDO LIBRE [m]	21.1
PESO DEL CASCO [ton]	15544.0
LÍNEAS DE AMARRE	9
PRETENSIÓN EN LAS LÍNEAS [kN]	5555.25
DIÁMETRO DE CADENA [m]	0.1207
DIÁMETRO DE CABLE [m]	0.1207
PILOTES DE CIMENTACIÓN	9
DIÁMETRO [m]	3
LONGITUD [m]	54.5
ESPESOR [m]	0.0508
<b>DATOS DE VIENTO</b>	
ÁREA EXPUESTA [m <sup>2</sup> ]	1029.93
COEFICIENTE DE ARRASTRE	1.5
VELOCIDAD DEL VIENTO [m/s]	29.42

ALTURA DEL CENTROIDE [m]	234.0839
DIRECCIÓN [°]	180
<b>DATOS DE CORRIENTE MARINA</b>	
ÁREA EXPUESTA [m <sup>2</sup> ]	4220.64
COEFICIENTE DE ARRASTRE	0.9
DIRECCIÓN [°]	180
<b>DATOS DE OLEAJE</b>	
PERIODO DE OLA [s]	14.6
ALTURA DE OLA SIGNIFICANTE [m]	12.9
DIRECCIÓN [°]	180
<b>DATOS DE MAREA</b>	
MAREA ASTRONÓMICA [m]	1.52

### Análisis de fuerzas en las líneas de amarre.

Para ser congruentes con el ejemplo anterior, la revisión consiste en dos partes, la primera de ellas es comparar las fuerzas en las líneas de amarre provocadas por los estados de mar para posteriormente ver de el orden de la fuerza de ruptura del cable y la cadena, se debe tener en cuenta que las fuerzas actuantes no deben ser rebasadas por las fuerzas de ruptura.

Considerando que el nodo 1 es el que esta fijo al suelo marino y el nodo 99 esta en el amarre al casco de flotación, se analiza la Tabla VI.29 que presenta los datos de fuerzas en la línea de amarre denominada 1 que es la que presenta las fuerzas máximas, los mayores valores en tensión en la línea están resaltados.

**Tabla VI. 29** Fuerzas en la línea de amarre en N.

NODO	1	2	50	51	97	98
SECCIÓN	CADENA		CABLE		CADENA	
MEDIA	6379200	6389000	6902000	6906200	7207800	7234400
RMS	137200	137080	109430	109330	110540	110340
NO. PICO. POS	494	488	740	808	920	949
MEDIA PICO. POS	6454800	6465400	6917200	6921000	7223500	7250700
MAX. PICO. POS	6622900	6632100	6977700	6979900	7335700	7364000
NO. PICO. NEG	494	488	739	807	919	948
MEDIA PICO. NEG	6306800	6316200	6899400	6904800	7184800	7212400
MAX. PICO. NEG	5631300	5641400	6256000	6259900	6564200	6591300

Los valores máximos de tensión que se presentan en la línea 1 tienen la mayor magnitud, por lo que estos valores los se someten al análisis de resistencia de los elementos estructurales.

Se presentan las fuerzas de ruptura de los dos elementos los cuales forman parte de cada una de las líneas del sistema de amarre, así, se puede ver si las fuerzas son rebasadas y

plantear otro diseño en caso de que las fuerzas de ruptura sean superadas por las actuantes.

Para el caso de la sección del cable (Wire Rope Industries Group, 2006) con los datos que se presentan en la Tabla VI.30, se selecciona el tipo 6x61 Class Wire Rope-General Use, Steel Core.

**Tabla VI.30** Propiedades del cable de amarre.

DIÁMETRO [in]	CARGA DE RUPTURA [kips]
4.75	2750

Se puede transformar la carga de ruptura a Newton para poderlo comparar con la fuerza que se presenta en la línea más esforzada.

$$\text{Carga de ruptura} = 2570[\text{kip}] \left( \frac{4448.2216 \text{ N}}{1\text{kip}} \right)$$

$$\text{Carga de ruptura} = 12232609.4420 [\text{N}]$$

$$\text{Carga de ruptura de comparación} = 0.6 (12232609.4420 [\text{N}])$$

$$\text{Carga de ruptura de comparación} = 7339565.6652 [\text{N}]$$

Aplicando lo que marca el criterio de diseño indica que la carga actuante no debe ser mayor que 60% de la carga de ruptura de los elementos estructurales (API RP2SK, 1997).

En el caso de la cadena (Vryhof Anchors B. V., 2000) cuyos datos se presentan en la Tabla VI.31 de la cual se compone la línea de amarre tenemos lo siguiente.

**Tabla VI.31** Propiedades de la cadena de amarre.

DIÁMETRO [lin]	CARGA DE RUPTURA [kips]
4.75	2846

Se transforma el valor de la carga en kips a Newton para ser consistentes en las unidades.

$$\text{Carga de ruptura} = 2846[\text{kip}] \left( \frac{4448.2216 \text{ N}}{1\text{kip}} \right)$$

$$\text{Carga de ruptura} = 12659638.7170 [\text{N}]$$

$$\text{Carga de ruptura de comparación} = 0.6 (12659638.7170 [\text{N}])$$

$$\text{Carga de ruptura de comparación} = 7595783.2302 [\text{N}]$$

En la Tabla VI.32 se observa de manera detallada la comparación de las cargas tanto de ruptura como la actuante y poder determinar si el diseño es correcto o se debe establecer un criterio diferente en la selección del diámetro de los elementos estructurales.

**Tabla VI.32** Comparación de cargas.

ELEMENTO	CARGA ACTUANTE [N]	CARGA DE RUPTURA [N]	CONDICIÓN
CABLE	6979000	7339565.7	CUMPLE
CADENA	7364000	7595783.2	CUMPLE

Se observa que los elementos estructurales son resistentes para las cargas consideradas y cumplimos con el criterio de seguridad establecido, por lo que se puede ver que el diseño de las líneas es adecuado.

### **Análisis de desplazamientos de la estructura.**

A continuación se presenta la Tabla VI.33 donde se observan los desplazamientos que presenta la estructura con los estados de mar que marca el campo donde esta ubicada la instalación.

**Tabla VI.33** Desplazamientos de la unidad flotante en m.

	WAVE	SURGE	SWAY	HEAVE	ROLL	PITCH	YAW
MEDIA	0.001	-76.4197	-0.0009	1.3461	0.0017	-1.7002	-0.008
RMS	3.2269	23.2154	0.0025	0.3133	0.0144	0.7588	0.1519
NO. PICO. POS	714	283	183	171	137	42	31
MEDIA PICO. POS	2.1257	-80.5072	-0.0006	0.9578	0.0013	-1.5748	-0.0034
MAX. PICO. POS	11.5206	-48.742	0.0038	1.033	0.0276	-0.5849	0.271
NO. PICO. NEG	714	283	184	170	138	42	32
MEDIA PICO. NEG	-2.242	-81.7629	-0.0009	0.9114	-0.0002	-1.7301	-0.381
MAX. PICO. NEG	-11.6384	-87.6539	-0.0074	0.7557	-0.0336	-2.811	-0.3154

Revisando los datos de la tabla anterior se puede decir que el desplazamiento límite de la plataforma no debe ser mayor que el 10% del tirante de agua, en ese sentido se puede hacer la siguiente comparación, en la Tabla VI.34 se tienen los datos de comparación (API RP2SK, 1997).

Desplazamiento límite = 10% tirante de agua.

Tirante de agua = 1000 m

Desplazamiento límite = 0.1 (1000 m)

Desplazamiento límite = 100 m

**Tabla VI.34** Comparación de desplazamientos de la unidad flotante.

DESPLAZAMIENTO ACTUANTE [m]	DESPLAZAMIENTO LIMITE [m]
87.6539	100

El desplazamiento de magnitud mayor que presenta la tabla anterior es en el movimiento de retraso denominado surge, con un valor de 87.6539 m en la dirección negativa del sistema coordinado, como este valor es menor que el limite se considera que la plataforma cumple con el requisito de movimiento.

#### VI.4.4 Cimentación.

Para poder darle sustento a la estructura por medio de la conexión al suelo marino, se procede al diseño de la cimentación, la cimentación consta de pilotes de anclaje esbeltos los cuales ofrecerán esfuerzos que van a proporcionar la resistencia necesaria para contener las fuerzas de arrancamiento que son generadas por los procesos metoceánicos y que son transmitidos al suelo marino por medio de las líneas de amarre.

Se analizan los datos arrojados por el programa de simulación de sistemas flotantes para encontrar en que tiempo se encuentran las fuerzas de mayor magnitud en el nodo 1 que según en el modelo que se estableció ese nodo es el que se encuentra en el suelo marino.

El nodo 1 que se encuentra en el suelo marino y es el más esforzado se presenta en el tiempo de análisis 2120, en la Tabla VI.35 se presentan los datos de fuerzas actuantes en los nodos.

**Tabla VI.35** Cargas en los nodos de la línea de amarre en N.

ELEMENTO	NODO	CARGA INICIAL	CARGA AXIAL	CARGA-X	CARGA-Y	CARGA-Z
1	1	5555200	-6622900	6461600	93.994	1196500
	2		6622900	-6461600	-93.994	-1196500
2	2	5555200	-6580800	6461000	93.986	1249600
	3		6580800	-6461000	-93.986	-1249600
50	50	5555200	-6945000	6320400	94.836	2878500
	51		6945000	-6320400	-94836	-2878500
51	51	5555200	-6947700	6318800	94.761	2888400
	52		6947700	-6318800	-94.761	-2888400
97	97	5555200	-7216500	6276300	99.221	3561700
	98		7216500	-6276300	-99.221	-3561700
98	98	5555200	-7243000	6275200	99.493	3617000
	99		7243000	-6275200	-99.493	-3617000

Con las fuerzas de la Tabla VI.35, las condiciones del suelo marino de la Tabla VI.36 y las dimensiones de la cimentación que se presentan en la Tabla VI.37, se procede a establecer los datos del programa para el diseño de la cimentación, se tomarán los datos del suelo que se presentan en el campo Neptune, la razón es que no se tienen datos de las condiciones del suelo en la Sonda de Campeche donde operará la plataforma presentada con la metodología propuesta (KMG, 2006).

**Tabla VI.36** Propiedades del suelo marino en el sitio.

PESO ESPECIFICO SUMERGIDO	$W = 0.0609Z + 7.15$ [kN/m <sup>3</sup> ]
RESISTENCIA AL CORTE	$S_u = 2.5964Z + 7.15$ [kPa]

Las características de los pilotes son las siguientes, la profundidad de unión es descrita en el subcapítulo II.7.

**Tabla VI.37** Propiedades de los pilotes.

DIÁMETRO	3 [m]
LONGITUD	54.5 [m]
ESPESOR	0.0508 [m]
PROFUNDIDAD DE UNIÓN	9 [m]

Se considera entonces un campo con las mismas condiciones de suelo que el que presenta la Neptune, si se requiere tener datos del sitio en específico se deben hacer pruebas en el sitio a fin de tener datos del lugar.

### **Análisis de los resultados.**

Para poder tener un criterio de buen comportamiento en el desempeño de la cimentación se tendrán que evaluar dos estados límite importantes.

El primero de ellos es la resistencia a la tensión que soporta el pilote, (API RP2A-WSD, 2002) en lo que se refiere al diseño de pilotes para cimentaciones en donde se puede encontrar el factor de seguridad propuesto, para tener una idea de lo planteado anteriormente, se presenta la Tabla VI.38 en donde se muestran factores de seguridad respecto de diferentes condiciones de carga, el factor de seguridad se determina con el cociente entre la carga resistente y la carga actuante. El valor obtenido en este cociente no debe ser menor a los valores presentados en dicha tabla.

**Tabla VI.38** Factores de seguridad en cimentaciones.

<b>Condición de carga</b>	<b>Factor de seguridad</b>
Diseño en condiciones ambientales con cargas apropiadas de perforación	1.5
Operación en condiciones ambientales durante la operación de perforación	2.0
Diseño en condiciones ambientales con cargas apropiadas de producción	1.5
Operación en condiciones ambientales durante operaciones de producción	2.0
Diseño en condiciones ambientales con cargas mínimas	1.5

El segundo estado límite se trata del valor de desplazamiento que tendrá la cimentación durante su vida de trabajo (API RP2A-WSD, 2002), se recomienda que ese valor no sea mayor a 11% del valor del diámetro del pilote.

### Análisis de las cargas.

A continuación se presenta la Tabla VI.39 que tiene valores de cargas en el pilote, ya introducidos los datos del suelo y pilotes, teniendo esos datos procesados se procede a la revisión de las cargas y el diseño.

**Tabla VI.39** Datos de carga del análisis de la cimentación.

RESISTENCIAS PARA EL PILOTE 1						
ESTACIÓN	PROFUNDIDAD [m]	FRICCIÓN DE PARED			RESISTENCIA TOTAL	
		TENSIÓN [ton]	COMPRESIÓN [ton]	CAPACIDAD POR PUNTA [ton]	TENSIÓN [ton]	COMPRESIÓN [ton]
2	1	3.49	3.49	64.17	3.49	11.13
3	2	9.3	9.3	81.01	9.3	23.68
4	3	17.64	17.64	97.85	17.64	41.19
5	4	28.39	28.39	114.69	28.39	63.45
6	5	41.51	41.51	131.53	41.51	90.36
7	6	56.97	56.97	148.37	56.97	121.89
8	7	74.76	74.76	165.21	74.76	158
9	8	94.88	94.88	182.06	94.88	198.66
10	9	117.3	117.3	198.9	117.3	243.88
11	10	142.04	142.04	215.74	142.04	293.64
12	11	169.08	169.08	232.58	169.08	347.92
13	12	198.42	198.42	249.42	198.42	406.74
14	13	230.07	230.07	266.26	230.07	470.07
15	14	264.01	264.01	283.1	264.01	537.93
16	15	300.25	300.25	299.94	300.25	600.18
17	16	338.78	338.78	316.78	338.78	655.56
18	17	379.61	379.61	333.62	379.61	713.23
19	18	422.73	422.73	350.46	422.73	773.19
20	19	468.15	468.15	367.3	468.15	835.45
21	20	515.86	515.86	384.14	515.86	900
22	21	565.86	565.86	400.98	565.86	966.84
23	22	618.15	618.15	417.82	618.15	1035.97
24	23	672.73	672.73	434.66	672.73	1107.4
25	24	729.61	729.61	451.5	729.61	1181.11
26	25	788.78	788.78	468.34	788.78	1257.12
27	26	850.23	850.23	485.18	850.23	1335.42
28	27	913.98	913.98	502.02	913.98	1416
29	28	980.02	980.02	518.86	980.02	1498.88
30	29	1048.34	1048.34	535.7	1048.34	1584.05
31	30	1118.96	1118.96	552.55	1118.96	1671.51
32	31	1191.87	1191.87	569.39	1191.87	1761.25
33	32	1267.06	1267.06	586.23	1267.06	1853.29

34	33	1344.55	1344.55	603.07	1344.55	1947.62
35	34	1424.32	1424.32	619.91	1424.32	2044.23
36	35	1506.39	1506.39	636.75	1506.39	2143.14
37	36	1590.74	1590.74	653.59	1590.74	2244.33
38	37	1677.38	1677.38	670.43	1677.38	2347.81
39	38	1766.31	1766.31	687.27	1766.31	2453.58
40	39	1857.53	1857.53	704.11	1857.53	2561.64
41	40	1951.04	1951.04	720.95	1951.04	2671.99
42	41	2046.84	2046.84	737.79	2046.84	2784.63
43	42	2144.92	2144.92	754.63	2144.92	2899.55
44	43	2245.3	2245.3	771.47	2245.3	3016.77
45	44	2347.96	2347.96	788.31	2347.96	3136.27
46	45	2452.91	2452.91	805.15	2452.91	3258.06
47	46	2560.15	2560.15	821.99	2560.15	3382.14
48	47	2669.68	2669.68	838.83	2669.68	3508.51
49	48	2781.49	2781.49	855.67	2781.49	3637.16
50	49	2895.59	2895.59	872.51	2895.59	3768.11
51	50	3011.99	3011.99	889.35	3011.99	3901.34
52	51	3130.67	3130.67	906.2	3130.67	4036.86
53	52	3251.63	3251.63	923.04	3251.63	4174.67
54	53	3374.89	3374.89	939.88	3374.89	4314.77
55	54	3500.44	3500.44	956.72	3500.44	4457.15
56	54.5	3564.07	3564.07	965.14	3564.07	4529.2
57	55	3628.27	3628.27	973.56	3628.27	4601.83

Para poder obtener el factor de seguridad y determinar si la cimentación trabaja adecuadamente, se analizan los datos de la tabla de fuerzas calculadas por parte del programa y las que se presentan en la tabla de fuerzas actuantes, se toma una profundidad de 54.5 metros (API RP2A-WSD, 2002).

Carga resistente a 54.5 m = 3564.07 [ton]

$$\text{Carga actuante} = 6622900 \text{ [N]} \left( \frac{1 \text{ kg}}{9.81 \text{ N}} \right) \left( \frac{1 \text{ ton}}{1000 \text{ kg}} \right) = 675.1172 \text{ [ton]}$$

$$\text{Factor de seguridad} = \frac{\text{Carga resistente}}{\text{Carga actuante}} \quad (\text{VI.22})$$

$$\text{Factor de seguridad} = \frac{3564.07 \text{ [ton]}}{675.1172 \text{ [ton]}} = 5.2792$$

Se observa que el factor de seguridad calculado cumple con cualquier condición de carga presentado en la Tabla VI.38, por lo que se establece que la cimentación cumple con lo referente a las cargas (API RP2A-WSD, 2002).

## Análisis de desplazamientos.

A continuación se presenta la Tabla VI.40 que describe los desplazamientos que sufre la cimentación con las fuerzas contempladas, se analiza para ver si cumplen con los estándares permisibles y determinar si son los correctos.

**Tabla VI.40** Datos de desplazamientos en el pilote de la cimentación en m.

NODE	DISP.-X	DISP.-Y	DISP.-Z	ROT.-X	ROT.-Y	ROT.-Z
1	0.2263	0	-0.0001	0	0.008	0
2	0.2183	0	-0.0001	0	0.008	0
3	0.2103	0	-0.0001	0	0.008	0
4	0.2023	0	-0.0001	0	0.008	0
5	0.1943	0	-0.0001	0	0.008	0
6	0.1863	0	-0.0001	0	0.008	0
7	0.1783	0	-0.0001	0	0.008	0
8	0.1702	0	-0.0001	0	0.008	0
9	0.1622	0	-0.0001	0	0.0081	0
10	0.1542	0	-0.0001	0	0.0081	0
11	0.1459	0	-0.0001	0	0.0081	0
12	0.1375	0	-0.0001	0	0.0081	0
13	0.1293	0	-0.0001	0	0.0081	0
14	0.1211	0	-0.0001	0	0.008	0
15	0.1131	0	-0.0001	0	0.0078	0
16	0.1052	0	-0.0001	0	0.0076	0
17	0.0976	0	-0.0001	0	0.0075	0
18	0.0901	0	-0.0001	0	0.0072	0
19	0.0829	0	-0.0001	0	0.007	0
20	0.076	0	-0.0001	0	0.0067	0
21	0.0693	0	-0.0002	0	0.0065	0
22	0.0629	0	-0.0002	0	0.0062	0
23	0.0569	0	-0.0002	0	0.0059	0
24	0.0511	0	-0.0002	0	0.0056	0
25	0.0457	0	-0.0002	0	0.0053	0
26	0.0406	0	-0.0002	0	0.005	0
27	0.0358	0	-0.0002	0	0.0047	0
28	0.0313	0	-0.0002	0	0.0043	0
29	0.0271	0	-0.0002	0	0.004	0
30	0.0233	0	-0.0002	0	0.0038	0
31	0.0197	0	-0.0002	0	0.0035	0
32	0.0164	0	-0.0002	0	0.0032	0
33	0.0134	0	-0.0002	0	0.0029	0
34	0.0106	0	-0.0002	0	0.0027	0
35	0.0081	0	-0.0002	0	0.0024	0
36	0.0059	0	-0.0002	0	0.0022	0
37	0.0038	0	-0.0002	0	0.002	0
38	0.002	0	-0.0002	0	0.0018	0
39	0.0003	0	-0.0002	0	0.0016	0

40	-0.0012	0	-0.0002	0	0.0015	0
41	-0.0025	0	-0.0002	0	0.0013	0
42	-0.0037	0	-0.0002	0	0.0012	0
43	-0.0048	0	-0.0002	0	0.0011	0
44	-0.0058	0	-0.0002	0	0.001	0
45	-0.0066	0	-0.0002	0	0.0009	0
46	-0.0074	0	-0.0002	0	0.0008	0
47	-0.0082	0	-0.0002	0	0.0007	0
48	-0.0088	0	-0.0002	0	0.0007	0
49	-0.0095	0	-0.0002	0	0.0007	0
50	-0.0101	0	-0.0002	0	0.0006	0
51	-0.0106	0	-0.0002	0	0.0006	0
52	-0.0112	0	-0.0002	0	0.0006	0
53	-0.0117	0	-0.0002	0	0.0006	0
54	-0.0123	0	-0.0002	0	0.0006	0
55	-0.0128	0	-0.0002	0	0.0006	0
56	-0.0131	0	-0.0002	0	0.0006	0
57	-0.0134	0	-0.0002	0	0.0006	0

Se observa que el mayor desplazamiento se presenta en el nodo 1 que es el que se encuentra en la parte superior de nuestro pilote, se determina si cumple con el desplazamiento permisible referido anteriormente, en la Tabla VI.41 se tiene la comparación de los desplazamientos.

Desplazamiento permisible = 11 % diámetro del pilote

Desplazamiento permisible = 0.11 (2.1336 m)

Desplazamiento permisible = 0.2347 m

Desplazamiento actuante = 0.2263 m

**Tabla VI.41** Comparación de desplazamientos del pilote

DESPLAZAMIENTO ACTUANTE [m]	DESPLAZAMIENTO PERMISIBLE [m]
0.2263	0.2347

Se concluye que la cimentación presentada por la plataforma propuesta con la metodología cumple satisfactoriamente con lo referente a desplazamientos de la cimentación por tener un valor por debajo del valor del desplazamiento permisible. En este momento depende del criterio de diseño que el especialista requiera en este sentido (API RP2A-WSD, 2002).

### VI.4.5 Evaluación de la aplicación de la metodología en el Campo Coral.

En general se puede decir que tanto el programa de análisis hidrodinámico como el de análisis de la cimentación se pueden aplicar a cualquier diseño que se pueda plantear y por lo tanto se aplica al diseño propuesto con la metodología que a lo largo de este trabajo se ha desarrollado en un sitio con un valor de tirante de agua diferente y estados de mar con una magnitud diferente.

En lo referente al criterio de validación de la aplicación de los programas en el diseño de la instalación es que tiene un buen comportamiento tanto de operación en el caso de la resistencia a las cargas y desplazamientos en el caso de hablar de las dimensiones de los elementos estructurales.

Por lo dicho anteriormente la Tabla VI.42 contiene los datos finales en las dimensiones de los componentes de la plataforma Spar Coral que se diseñó haciendo uso de la metodología propuesta en este trabajo y con ubicación en uno de los puntos dentro de la Sonda de Campeche.

**Tabla VI. 42** Dimensiones finales de los componentes de la Spar Coral

CARACTERÍSTICAS	CORAL
PROFUNDIDAD [m]	1000
CUBIERTAS	3
ELEVACIONES [m]	21.1439, 27.8495, 34.8599
ELEVACIÓN DEL PUNTO DE AMARRE [m]	83.1
DIÁMETRO DEL CASCO [m]	21.6
ALTURA DE TANQUE SECO [m]	83.5
LONGITUD DE LASTRE [m]	111.9
LONGITUD DEL CASCO [m]	216.6
CALADO DE OPERACIÓN [m]	195.4
BORDO LIBRE [m]	21.1
PESO DEL CASCO [ton]	15544.6
LÍNEAS DE AMARRE	9
PRETENSIÓN EN LAS LÍNEAS [kN]	5555.25
DIÁMETRO DE CADENA [m]	0.1207
DIÁMETRO DE CABLE [m]	0.1207
PILOTES DE CIMENTACIÓN	9
DIÁMETRO [m]	2.1336
LONGITUD [m]	54.5
ESPESOR [m]	0.0508
PROFUNDIDAD DE UNIÓN [m]	9

Una vez que se valida la metodología comparando las características calculadas y las reales en las dimensiones de los componentes de una plataforma tipo Spar en operación y la diseñada presentada en el subcapítulo VI.3, la metodología se aplica en el diseño de una instalación en la región del Golfo de México conocida como Sonda de Campeche en un tirante de 1000 m. La variación en el valor de las líneas de amarre depende tanto de los estados de mar del sitio como del tirante de agua de operación.

**Capítulo VII.**  
**Conclusiones y**  
**recomendaciones.**

## **VII. Conclusiones y recomendaciones.**

### **VII.1 Conclusiones.**

En este trabajo se ha establecido una metodología cuya finalidad es el dimensionamiento básico de los componentes principales de una plataforma marina tipo Spar Buoy. Dentro de su desarrollo se encuentra el dimensionamiento de la cubierta, dimensionamiento del casco de flotación, dimensionamiento de las líneas de amarre y de la cimentación de la plataforma flotante. Como parte fundamental del proceso de cálculo fueron desarrolladas dos aplicaciones: una para validar la metodología propuesta aplicando el criterio desarrollado en una instalación real y en operación con estados de mar de respuesta en condiciones ambientales extraordinarias (huracán) y otra para la aplicación de la plataforma obtenida con la metodología en un sitio dentro del Golfo de México en la región conocida como Sonda de Campeche junto con sus estados de mar.

Entre las diversas formulaciones de los diseños de elementos estructurales disponibles en la literatura, fue utilizada aquella que presenta una mejor aproximación entre los valores calculados y los observados en instalaciones en operación.

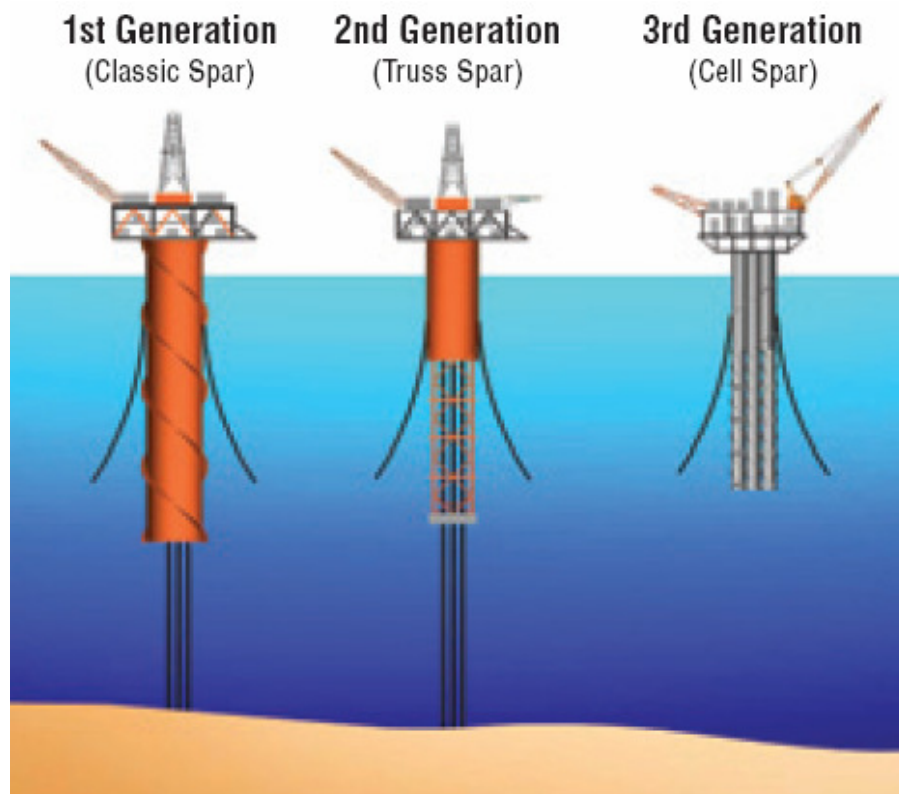
Debido a la importancia de la interacción dinámica entre la plataforma flotante y el sistema de amarre con el valor del tirante de agua, fueron efectuados análisis acoplados del sistema estructural. La unidad flotante diseñada con la metodología propuesta fue modelada como un cuerpo rígido con seis grados de libertad y las líneas de amarre como elementos finitos del tipo armadura en un modelo de tres dimensiones. Los análisis dinámicos para el estado de mar de 100 años, fueron efectuados en el dominio del tiempo.

En general los sistemas flotantes de producción son un concepto totalmente válido para la actividad petrolera costa afuera en aguas profundas, la flexibilidad que presentan estos sistemas con la variación de los tirantes de agua en donde se pretende operar es muy grande, la economía en su construcción y puesta en marcha es de los más recomendados.

Para ser más puntuales, hablar de la plataforma tipo Spar es hacer mención de uno de los sistemas flotantes más usados en la industria petrolera americana, su buen funcionamiento ha traído consigo un desarrollo más amplio sobre este tipo de instalación, para hacer mención de uno de ellos podemos decir que plataformas tipo Spar se tienen tres generaciones, la primera de ellas es la tipo Spar Buoy Clásica que es un concepto conocido ya que hemos diseñado una de ese tipo en este trabajo, la segunda es la llamada Spar Truss que es una mejora de la anterior en cuanto a diseño que tiene un efecto directo en el área expuesta para las fuerzas generadas por la corriente marina y oleaje, la tercera generación de plataformas tipo Spar es la llamada Spar Cell, esta plataforma tiene un casco de flotación formado por siete cilindros de poco más de seis metros de diámetro. Esta forma del casco de flotación es un arreglo para disminuir el área expuesta a los efectos de corriente marina y los causados por el oleaje. En este sentido el desarrollo de cambios en las plataformas marinas tipo Spar tiene continuidad, en el futuro se espera que más modelos experimentales y nuevas formas de cascos de flotación se puedan

adaptar a estos sistemas con la finalidad de reducir en mayor medida los efectos de los estados de mar. En el caso del oleaje, el tamaño del diámetro de la sección transversal del casco de flotación modelado tiene un efecto bastante considerable en la dinámica del sistema y por consiguiente mientras mayor sea su tamaño mayores esfuerzos genera, en el caso de la Spar Cell el tamaño de las columnas que le ofrecen flotación al sistema tiene un efecto positivo al calcular las cargas que se generan.

En la Figura VII.1 se muestran las tres generaciones de plataformas tipo Spar que se utilizan en la actividad de explotación de hidrocarburos en el Golfo de México.



**Figura VII.1** Generaciones de plataformas tipo Spar

Como profesionales en el campo y proporcionando continuidad en el desarrollo de este tipo de instalaciones, la industria petrolera mexicana espera nuevos y mejores modelos que se puedan aplicar en el vasto territorio marítimo que nos ofrece el Golfo de México, en conclusión puedo decir que la plataforma tipo Spar, en general tomando en cuenta sus tres generaciones, es un concepto viable para la aplicación de su servicio.

Hasta este momento con fundamento en distintos tipos de literatura teniendo en cuenta la actividad petroquímica de nuestro país y de su importancia económica, se ha presentado una metodología para el dimensionamiento básico de los componentes principales de una plataforma marina tipo Spar Buoy para la explotación de hidrocarburos en aguas

profundas, vistas desde el punto de vista de sistemas flotantes de producción en donde hoy en día es una manera operativa y económicamente factible para esta actividad.

Para obtener las fuerzas de oleaje sobre el casco de flotación se utilizó la ecuación de Morison en lugar de un análisis de difracción de oleaje requerido para estructuras de grandes dimensiones, ya que el propósito de este trabajo es sólo el dimensionamiento preliminar de la plataforma.

## **VI.2 Conclusiones sobre la metodología propuesta.**

Una vez que en el Capítulo VI se ha desarrollado el diseño de una plataforma tipo Spar a continuación se presenta la Metodología para el dimensionamiento básico de una plataforma marina tipo Spar Buoy para la explotación de hidrocarburos en aguas profundas.

### **Antecedentes previos.**

En cuanto a la superestructura se debe tener presente y bien definido el criterio operacional el cual nos va a dar idea de las necesidades que se requieren tanto de espacio como de carga en la cubierta que será el paradigma para el dimensionamiento de elementos de flotación que dará sustento a los equipos para llevar a cabo la actividad que se requiera seguir.

Por otro lado se debe tener como información previa datos de las condiciones ambientales que actúan en el sitio de interés y características topográficas del lugar a fin de aplicar esos valores a las ecuaciones que se presentan para estimar las fuerzas que se pueden llegar a generar.

En el caso del diseño de la cimentación se requieren estudios previos de las condiciones del suelo que se encuentra en el sitio de instalación para poder proveer al programa de información real y de las condiciones mecánicas del material que se encuentre en el suelo marino.

### **Dimensionamiento de la cubierta.**

De acuerdo con el criterio operacional que se requiera vamos a obtener una configuración de la cubierta teniendo idea del uso de la instalación, de este componente se obtendrán tres valores fundamentales para seguir el diseño, el primero es el peso de los equipos que se requieren en la cubierta, el segundo es el peso de la misma estructura que en general es el peso de los elementos estructurales propios de la cubierta y el tercero es el área por cubierta requerida para la actividad que se desarrolle.

### **Dimensionamiento del casco de flotación.**

- A partir del factor de peso del casco ( $FPC = 1.14$ ), obtener el peso del casco de flotación aplicando la ecuación:

$$\text{Peso}_{\text{casco de flotación}} = \text{FPC} (\text{Peso}_{\text{cubierta}} + \text{Peso}_{\text{equipos}})$$

- Calcular el peso total de la plataforma a partir de la ecuación:

$$\text{Peso total}_{\text{plataforma}} = \text{Peso}_{\text{cubierta}} + \text{Peso}_{\text{equipos}} + \text{Peso}_{\text{casco de flotación}}$$

- Con el factor de área (FA = 7.7), obtener el área de la sección transversal del casco de flotación aplicando la ecuación:

$$\text{Área transversal}_{\text{casco de flotación}} = \frac{\text{Área}_{\text{cubierta}}}{\text{FA}}$$

- Calcular el diámetro de la sección transversal del casco de flotación usando la ecuación:

$$D_{\text{casco de flotación}} = \sqrt{\frac{4 \text{ Área}_{\text{casco de flotación}}}{\pi}}$$

- Obtener el valor de la altura de tanque seco a partir de la ecuación:

$$h = \frac{4(1 + \alpha) W_{cf}}{\pi D^2 \rho_w} \text{ [m]}$$

- Una vez obtenida la altura de tanque seco y con el factor de calado (FC = 2.34) se procede al cálculo del valor del calado de operación aplicando la ecuación:

$$\text{Calado de operación} = \text{FC} (\text{Altura de tanque seco})$$

- A partir del valor del calado de operación y de la altura de tanque seco se puede encontrar la altura de lastre del casco de flotación de nuestra plataforma aplicando lo siguiente:

$$\text{Altura de lastre} = \text{Calado de operación} - \text{Altura del tanque seco}$$

- Calcular el bordo libre con la siguiente relación:

$$\begin{aligned} \text{Bordo libre} = & 60\% \text{ de Altura máxima de la ola} + \\ & + \text{Altura de marea astronómica} + \\ & + \text{Altura de marea de tormenta} + \\ & + \text{Altura libre} + \\ & + \text{Asentamiento de la Spar} \end{aligned}$$

Asentamiento de la Spar = 5% del valor del calado de operación.

Se propone un valor del 90% de la altura máxima de ola que va a elevar la altura del bordo libre, es un valor que disminuye el riesgo de que la primera cubierta sea alcanzada por la ola en condiciones de tormenta.

### **Análisis de estabilidad.**

- Se calcula para el casco de flotación, la posición del centro de gravedad que también es el centro de movimiento del mismo y corresponde a la altura de sujeción del sistema de amarre, se puede aplicar una solución algebraica considerando los efectos de los momentos que genera el peso de cada sección y encontrar la posición o aplicar programas como el Autocad para obtener lo anterior.
- Se analiza la estabilidad del casco de flotación aplicando el siguiente criterio:

$$\frac{I_z}{v_0} - h_0 > 0$$

### **Dimensionamiento del sistema de amarre (taut leg).**

Para este procedimiento es necesario aplicar el uso de un programa de cálculo de efectos hidrodinámicos con el fin de obtener un comportamiento más cercano a la realidad del casco de flotación, la razón de hacer uso de esta herramienta es tener en cuenta los desplazamientos y velocidades que genera el continuo golpe y el paso de las masas de agua sobre el elemento flotante, por lo general cualquier programa hidrodinámico aplicado para instalaciones costa afuera toma en cuenta lo que a continuación se presenta en el listado citado.

- Condiciones del fluido en que se va a analizar la flotación.
- Calcular las fuerzas generadas por viento a partir de velocidades, área expuesta del conjunto de cubiertas y densidad del aire.
- Obtener las fuerzas generadas por corrientes marinas aplicando coeficientes de arrastre, área expuesta del casco de flotación, velocidades y densidad del agua de mar.
- Calcular las fuerzas generadas por oleaje empleando coeficientes de forma y condiciones a partir de la fórmula de Morison.
- Obtener las fuerzas generadas por el efecto de la marea en donde a partir de desplazamientos obtenemos tensiones que nos van a generar esfuerzos en las líneas de amarre.
- Calcular la resultante de la suma de los procesos ambientales que es el resultado de la suma de efectos generados por los conceptos anteriores.

- Idealizar un modelo estructural para poder aplicar el método de solución hidrodinámico a fin de obtener la carga de tensión que se genera en el elemento estructural.
- Una vez obtenida la tensión máxima en la línea de amarre se procede a diseñarla a partir de la ecuación:

$$\text{Tensión} = \kappa \frac{EA}{L}$$

donde : E, módulo de elasticidad del material

A, área de la sección transversal de la línea de amarre

L, longitud de la línea de amarre

$\kappa$ , factor de seguridad 0.6

Otra opción de diseño es comparar la tensión actuante con la tensión que el fabricante de la línea de amarre tenga como tensión de ruptura que fué el procedimiento que se siguió en este trabajo.

El diseño se lleva a cabo teniendo en cuenta el material del cuál esta hecha la línea de amarre y su esfuerzo de fluencia en donde se busca que la tensión de trabajo que se llegue a presentar en la línea de amarre no rebase un porcentaje del esfuerzo permisible teniendo en cuenta el límite permitido por las diferentes literaturas ya citadas.

### **Dimensionamiento del sistema de cimentación.**

Una vez que se tienen las fuerzas que se presentan en las líneas de amarre se procede a dimensionar el sistema de cimentación que se requiere para este tipo de instalaciones, se obtiene el diámetro y la profundidad a la que va enterrado lo que se conoce como pilotes de cimentación, las fuerzas de arrancamiento que puede presentar el efecto de los procesos anteriormente citados darán los elementos necesarios para proponer un tamaño y profundidad de los pilotes.

Se menciona que para evaluar el comportamiento de la cimentación se utilizan dos estados límite, el primero de ellos es tomar un factor de seguridad en donde interviene la fuerza actuante y la calculada por medio del programa en donde su cociente no debe exceder los valores de la Tabla VI.19, el segundo es el desplazamiento que sufra el pilote cuando se presenta la mayor fuerza en el sistema, no debe ser mayor del 11% del diámetro del pilote.

En este sentido se puede mencionar la aplicación de programas de cómputo para darle más precisión al comportamiento de la cimentación.

Las conclusiones referentes al funcionamiento de la metodología propuesta en base a las dos aplicaciones realizadas son las siguientes:

Se ha presentado una metodología para el dimensionamiento básico de los componentes principales de una plataforma tipo Spar. El procedimiento está basado en principios elementales de equilibrio hidrostático, flotación hidrostática y en análisis hidrodinámico en el dominio del tiempo del comportamiento de la Spar ante un estado de cargas ambientales de diseño. Se ha encontrado que la metodología proporciona dimensiones similares a las obtenidas en los diseños finales de las estructuras que se encuentran en operación en la parte norte del Golfo de México, por lo cual constituye una técnica sencilla con excelente aproximación para el dimensionamiento básico estructural. La metodología es validada mediante el ejemplo de aplicación hecho en el subcapítulo VI.3, la validación se plantea teniendo en cuenta las dimensiones presentadas por la metodología y las que presenta una instalación real y en operación, las dimensiones comparadas se observan en la Tabla VI.23.

Se concluye que la metodología puede ser aplicada en cualquier región marina teniendo en cuenta estados de mar del sitio. La metodología se aplica en la Sonda de Campeche con sus estados de mar representativos en el subcapítulo VI.4 de este trabajo, el resultado es una plataforma llamada Coral cuyas dimensiones en sus componentes se encuentran en la Tabla VI.42.

El objetivo del trabajo se cumplió en el sentido del desarrollo de la metodología y en su aplicación en el Golfo de México usando estados de mar característicos del lugar antes mencionado, con la esperanza de que en un futuro el criterio usado en este trabajo se tome en cuenta para el diseño preliminar de instalaciones que próximamente, instaladas y en operación, contribuyan al desarrollo del país y de la actividad petrolera del mundo.

### **VII.3 Recomendaciones.**

Como recomendaciones se menciona que en lo referente al diseño del sistema de amarre y la cimentación el uso de programas de cómputo en la aplicación de la metodología anterior es básico, los resultados dentro del comportamiento de la unidad flotante a lo largo del tiempo cuando se presentan estados de mar en condiciones de tormenta deben ser analizados lo más cercano posible a la realidad, la instalación es un elemento de mucha importancia, primeramente por las vidas humanas y después por el costo que conlleva sus tres primeras fases que son la construcción, el transporte y la instalación, posteriormente la importancia de la operación.

En este sentido se dice que en el caso del programa de cómputo para el diseño y comportamiento de la unidad flotante se pueden usar herramientas como las que simulan estructuras, existen programas de origen brasileño; recordemos que los colegas brasileños son pioneros en el uso de estructuras flotantes ya que la plataforma continental de sus costas no ayuda mucho en la selección del uso de estructuras fijas por lo que las herramientas para la aplicación de unidades flotantes fueron desarrolladas muy prioritariamente. Existe en el mercado el llamado StabCad el cuál se puede utilizar en el

análisis de estabilidad y cargas generadas en las líneas de amarre al presentarse ciertos estados de mar, podemos hablar del programa StruCad 3D, herramienta de análisis estructural que tiene un ambiente muy amigable en el uso de los conceptos que encierra el comportamiento de la unidad flotante, por último tenemos el DeepC, programa que en general es parecido a varios más de análisis estructural y puede ser utilizado en el análisis acoplado de la plataforma con el sistema de anclaje y risers. Por otro lado podemos mencionar la herramienta conocida como Rao's que en conjunto con el llamado ZenMoor ofrecen tanto modelar líneas de amarre como su conexión en el suelo marino, por último mencionamos el conocido ZenRiser herramienta usada en el diseño de risers aplicable también a líneas de amarre.

En un mundo como el actual en donde el uso de herramientas de cómputo es una necesidad estos programas antes mencionados y su aplicación es una opción de la cual nos debemos valer para el buen diseño de unidades flotantes, los criterios de selección y revisión debe ser efecto de la experiencia en las condiciones presentadas por instalaciones en operación en todo el mundo.

Una recomendación desde el punto de vista de diseño es que en la ecuación para encontrar la altura del bordo libre se eleve la altura de la primera cubierta modificando lo que se refiere al 60% de la altura máxima de la ola con un 100% de ella, teniendo en cuenta el constante paso de huracanes en la zona, el registro de instalaciones dañadas por estados de mar en condiciones de tormenta y específicamente con los huracanes Katrina y Rita que a su paso dañaron 52 instalaciones petroleras y destruyeron 112 en las costas de Estados Unidos lo que provoca pérdida en la producción de gas y aceite, en algunos casos daño estructural, en otros arrastre a la costa de las plataformas. Además de las anteriores y la importancia económica y productiva de la instalación es la razón por la que podemos hacer este comentario.

Se propone la creación de un programa integral de aguas profundas con carácter multidisciplinario que incorpore instituciones nacionales e internacionales y que incluya la creación de bases de datos multidisciplinarias y flexibles para acceder a la información necesaria para la instalación, operación y mantenimiento de sistemas de explotación de hidrocarburos en el mar, y se presenta un ejemplo que, aunque simplificado, muestra el potencial de esta propuesta utilizando la información de una base de datos y sistemas computacionales de información geográfica.

# **Anexo A.**

### **A. Efectos ambientales.**

Las estructuras costa afuera en general están sujetas a diferentes tipos de cargas durante su vida útil: cargas funcionales (permanentes o variables), cargas ambientales, cargas debidas a eventos accidentales y cargas temporales debidas a los procesos de construcción, montaje, transporte e instalación. Las cargas ambientales generalmente son las excitaciones dinámicas más importantes aplicadas en las estructuras marinas y resultan de la acción del oleaje, del viento, las corrientes marinas, del hielo, la nieve y los sismos. En este trabajo, un análisis estructural de una Spar son consideradas solamente cargas dinámicas debidas al oleaje, al viento y a la corriente marina y cargas funcionales de la plataforma ya instalada en su lugar de operación.

Las fuerzas ambientales deben ser calculadas en cuatro fases distintas de frecuencias para poder validar sus efectos sobre el sistema (API RP2T, 1997). Estas fases de frecuencias son:

- A) Fuerzas estáticas debidas al viento, a la corriente y al efecto del oleaje (wave drift) con orden de grado y dirección constantes para la duración del análisis;
- B) Cargas cíclicas de baja frecuencia que pueden excitar a la Spar en sus períodos naturales en surge, sway y yaw, con variación entre 60 y 180 s. Estas fuerzas son debidas al efecto de segundo orden del oleaje, conocido como de slow drift, y una porción dinámica del viento;
- C) Cargas cíclicas en las frecuencias del oleaje que constituyen la principal fuente de fuerzas sobre a plataforma y en el sistema de anclaje. Estas fuerzas son calculadas considerando métodos de primer orden. Los períodos de onda típicos se encuentran en la fase de 5 a 20 s; y

- D) Cargas cíclicas de alta frecuencia que pueden excitar a la Spar en sus períodos naturales en pitch, roll y heave, con variación entre 1 y 5 s. Estas fuerzas son debidas al efecto de segundo orden del oleaje conocido como springing.

### A.1 Fuerzas de oleaje.

En aguas profundas, la cinemática de las partículas de agua puede ser validada utilizando la teoría lineal de Airy. Esta teoría considera que a una altura de ola siendo pequeña en comparación tanto en longitud de la ola en cuanto a la lámina de agua. Las principales características de la cinemática de las olas, para una profundidad de agua infinita, dentro de la segunda teoría lineal son dadas en la Tabla A.1 (Faltinsen, 1993).

**Tabla A.1** Cinemática de las partículas de agua de la teoría lineal de Airy.

Parámetro	Profundidad del agua infinita
Potencial de velocidades	$\phi = \frac{g\eta_a}{\omega} e^{kz} \cos(\omega t - kx)$
Frecuencia circular de la ola	$\omega = 2\pi/T$
Número de ola	$k = 2\pi/\lambda$
Relación entre $\omega$ e $k$	$\omega^2 = gk$
Relación entre longitud de la onda $\lambda$ y el período de la ola $T$	$\lambda = \frac{g}{2\pi} T^2$
Perfil de elevaciones de la ola	$\eta = \eta_a \text{sen}(\omega t - kx)$
Presión dinámica	$p_D = \rho g \eta_a e^{kz} \text{sen}(\omega t - kx)$
Velocidad en la dirección x	$u = \omega \eta_a e^{kz} \text{sen}(\omega t - kx)$
Velocidad en la dirección z	$w = \omega \eta_a e^{kz} \cos(\omega t - kx)$
Aceleración en la dirección x	$\dot{u} = \omega^2 \eta_a e^{kz} \cos(\omega t - kx)$
Aceleración en la dirección z	$\dot{w} = -\omega^2 \eta_a e^{kz} \text{sen}(\omega t - kx)$
$\eta_a$ =Amplitud de ola, $g$ =aceleración de la gravedad, $T$ =variable de tiempo, $\rho$ =densidad del agua de mar, $x$ =Dirección de propagación de la ola, $z$ =coordenada vertical (positiva para cima, $z=0$ para el nivel medio del mar).	

En el espectro de alturas de ola se tiene la representación del contenido de energía de dos diferentes tipos armónicos que componen un tren de olas con duración típica de 3-horas. En la literatura existen diversas formulaciones de los espectros de ola como el de Bretschneider, Jonswap o Pierson-Moskowitz, entre otros. Por ejemplo, un espectro Pierson-Moskowitz de dos parámetros para un estado de mar totalmente desenvuelto puede ser expresado siendo una función de la altura significativa de ola  $H_s$  y del período de cruzamiento ascendente desde cero  $T_z$  (Hallam *et al.*, 1978):

$$S_{\eta\eta}(f) = \frac{H_s^2 \cdot T_z}{4 \cdot \pi \cdot (f \cdot T_z)^5} \cdot \exp\left[-\frac{1}{\pi} \cdot (f \cdot T_z)^{-4}\right]$$

dónde:

$S_{\eta\eta}(f)$	espectro de un solo lado (frecuencias positivas) de las elevaciones de la superficie del mar
$f$	frecuencia de la ola e Hz.

En la Figura A.1 se muestra la densidad espectral para  $H_s=9.02$  m y  $T_z=9.40$  s, correspondiente a un estado de mar de corto plazo con una mayor altura significativa de ola durante el huracán Roxanne en un lugar con un tirante de agua de 1000 m en las costas de Campeche, México.

Una vez conocida la cinemática de las partículas de agua, las fuerzas hidrodinámicas son calculadas en cada grado de libertad integrándose en las cargas distribuidas a lo largo de los elementos estructurales. Las cargas hidrodinámicas serán descritas como a continuación se presenta.

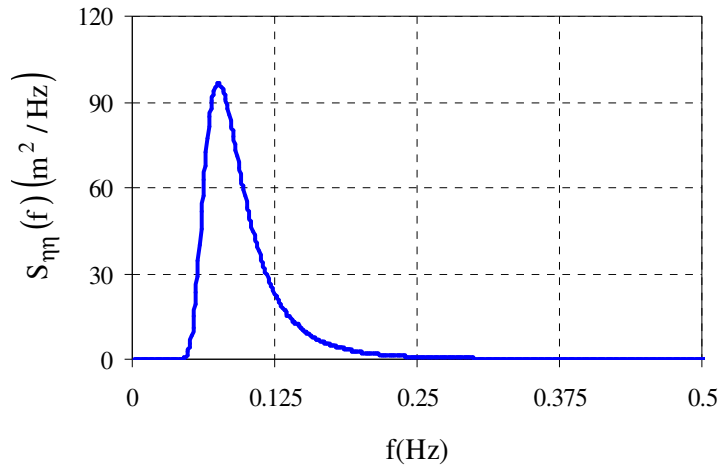


Figura A.1 Espectro de ola Pierson-Moskowitz para  $H_s=9.02\text{m}$  y  $T_z=9.40\text{s}$

### A.1.1 Fuerzas de oleaje de primer orden.

Las fuerzas de oleaje de primer orden actuando sobre una estructura pueden ser calculadas a través de la ecuación de Morison o por la teoría de difracción. Cuando el tamaño de la estructura es comparable al rompimiento de la ola, la presencia de la estructura modifica el campo de la onda incidente en su trayectoria. En este caso, la difracción del oleaje en la superficie de los elementos estructurales debe ser tomada en consideración. Las fuerzas de oleaje resultantes son validadas a través de análisis numéricos de la ecuación de Laplace que expresa un potencial de velocidades con las condiciones de contorno asociadas a la superficie del cuerpo, la superficie libre del mar y en el lecho marino (Faltinsen, 1993).

La solución lineal del problema de difracción ofrece estimaciones adecuadas de las fuerzas del oleaje de primer orden, fuerzas con las mismas frecuencias de olas (Chakrabarti, 1987). Por otro lado, la ecuación de Morison es aplicable cuando la fuerza de arrastre es significativa, lo que usualmente corresponde a los casos cuando la estructura es pequeña comparada con el rompimiento de la ola. La ecuación de Morison considera que la fuerza de la ola es el resultado de la suma lineal de las porciones de la

fuerza de inercia y de la fuerza de arrastre. Estas porciones envuelven coeficientes de inercia y arrastre que deben ser comprobados experimentalmente.

De acuerdo con la formula de Morison, la intensidad de las fuerzas hidrodinámicas debidas al oleaje y corriente por unidad de longitud de los elementos de la plataforma es dada por:

$$f(x, t) = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot C_d \cdot D \cdot (\dot{u} - \dot{x}) \cdot |\dot{u} - \dot{x}| + \frac{1}{4} \cdot \pi \cdot D^2 \cdot \rho_w \cdot C_m \cdot \ddot{u} - \frac{1}{4} \cdot \pi \cdot D^2 \cdot \rho_w \cdot (C_m - 1) \cdot \ddot{x}$$

dónde:	$\rho_w$	densidad del agua de mar
	$\dot{u}$	velocidad horizontal de las partículas de agua en la dirección perpendicular al elemento
	$\ddot{u}$	aceleración horizontal de las partículas de agua
	$C_d$	coeficiente de arrastre
	$C_m$	coeficiente de inercia
	$d$	diámetro del elemento estructural.

Los parámetros de la cinemática de las partículas de agua pueden ser calculados a través de la teoría lineal de Airy para el caso de aguas profundas. Las expresiones para validar esos parámetros son dados en la Tabla A.1.

### **A.1.2 Fuerzas de oleaje de segundo orden.**

La solución de la componente lineal de la función potencial de velocidades de las partículas de agua de un campo de olas constituye solamente una aproximación de primer orden de un problema lineal muy complejo. Cuando el estado de mar incidente es irregular puede ser representado a través de la superposición de ondas regulares, la solución del segundo orden del potencial de velocidades genera componentes de fuerzas

con frecuencias “soma” de “diferencia” de las frecuencias de las olas regulares. Estas fuerzas de segundo orden cubren un amplio rango de frecuencias y generalmente son de un orden menor que las fuerzas lineales (Faltinsen, 1993).

Las fuerzas de ola de segundo orden con frecuencias “diferencia” son las responsables por el movimiento de deriva lento (slow drift) de las estructuras flotantes ancladas. En el caso de las Spar con períodos naturales grandes en surge, sway y yaw, las fuerzas de segundo orden pueden provocar resonancia en sus diferentes grados de libertad. Por otro lado, debido a la poca rigidez en las líneas de amarre, la Spar presenta frecuencias naturales bajas en los grados de libertad heave, pitch e roll, pudiéndose volver resonante sobre la acción de las fuerzas de segundo orden con frecuencias “soma”. Este efecto es denominado springing.

Las fuerzas de ola debidas a los efectos de slow drift y springing pueden ser calculadas a través de la siguiente expresión (Chakrabarti, 1987):

$$f_2^{\pm i}(x, t) = \sum_{m=1}^N \sum_{n=1}^N a_m \cdot a_n \cdot \left\{ P^{\pm i}(\omega_m, \omega_n) \cdot \cos[\Theta] + Q^{\pm i}(\omega_m, \omega_n) \cdot \text{sen}[\Theta] \right\}$$

$$\Theta = (\omega_m \pm \omega_n)t - (k_m \pm k_n)x - (\xi_m \pm \xi_n)$$

- dónde:
- o sinal (-) Fase de referencia de las fuerzas debidas al efecto “diferencia” de frecuencias
  - o sinal (+) referencia de las fuerzas debidas al efecto “soma” de frecuencias
  - $f_2^{\pm i}(x, t)$  intensidad de fuerza asociada al i-ésimo grado de libertad del cuerpo flotante
  - $a_m$  e  $a_n$  amplitudes de las ondas discretas del espectro de mar en las frecuencias  $\omega_m$  e  $\omega_n$ , respectivamente
  - $k_m$  e  $k_n$  correspondientes números de las olas

distancia del punto donde son calculadas las funciones de transferencia cuadráticas,  $P^{\pm i}(\omega_m, \omega_n)$  e  $Q^{\pm i}(\omega_m, \omega_n)$ , en el centro de movimiento de la plataforma

$\xi_m$  e  $\xi_n$  fases aleatorias uniformemente distribuidas entre 0 y  $2\pi$ .

Las funciones de transferencia cuadráticas son obtenidas a través de análisis numéricos del problema de difracción/radiación de olas en cuerpos flotantes y en el cálculo representa un alto costo computacional. Para n componentes de ola son obtenidas matrices de funciones de transferencia con tamaño nxn para cada grado de libertad.

Las funciones de transferencia también pueden ser descritas en función de una amplitud

$T_{mn}^{\pm i}$  e de unas fases  $\rho_{mn}^{\pm i}$  dadas por:

$$T_{mn}^{\pm i} = \sqrt{[P^{\pm i}(\omega_m, \omega_n)]^2 + [Q^{\pm i}(\omega_m, \omega_n)]^2}$$

$$\rho_{mn}^{\pm i} = -\tan^{-1}\left(\frac{Q^{\pm i}(\omega_m, \omega_n)}{P^{\pm i}(\omega_m, \omega_n)}\right)$$

Incluyendo las ecuaciones anteriores en la ecuación respectiva, se obtiene:

$$f_2^{\pm i} = \sum_{m=1}^N \sum_{n=1}^N a_m \cdot a_n \cdot \{T_{mn}^{\pm i} \cdot \cos[\Theta - \rho_{mn}^{\pm i}]\}$$

## A.2 Fuerzas de corriente marina.

En la ausencia de movimientos de agua inducidos por el oleaje, la fuerza de arrastre ejercida por la corriente marina sobre un elemento estructural es proporcional al cuadrado de su velocidad. La fuerza de arrastre actúa en la dirección de la componente de la corriente perpendicular al eje del miembro. La fuerza de arrastre,  $f_c$ , por unidad de longitud del elemento estructural puede ser calculada con la expresión (API RP2T, 1997):

$$f_c = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot C_d \cdot D \cdot \dot{u}_c^2$$

dónde:  $\dot{u}_c$  velocidad de la corriente marina y las demás variables fueron definidas con la ecuación de las fuerzas de oleaje de primer orden

En la situación donde el oleaje y la corriente marina ocurren simultáneamente, la predicción de la cinemática de las partículas de agua puede ser compleja. El camino mas simple es la combinación vectorial de las porciones de velocidad del oleaje y de la corriente marina. Aplicándose este criterio, es decir, combinándose las expresiones anteriores las fuerzas hidrodinámicas debidas al oleaje y a la corriente marina pueden ser obtenidas como:

$$f(x, t) = \frac{1}{2} \rho_w C_d D (\dot{u} - \dot{x} + \dot{u}_c) \cdot |\dot{u} - \dot{x} + \dot{u}_c| + \frac{1}{4} \pi \rho_w C_m D^2 \ddot{u} - \frac{1}{4} \pi \rho_w D^2 (C_m - 1) \ddot{x}$$

### A.3 Fuerzas de viento.

La parte de la plataforma encima del nivel medio del mar está sujeta a las acciones del viento debidas a las velocidades normales de las áreas expuestas. La formulación básica para poder calcular las fuerzas dinámicas del viento se expresa como la fuerza de arrastre por unidad de área proyectada sobre el plano normal las velocidades del viento:

$$f_v(z, t) = \frac{1}{2} \rho_a \cdot C_S(z) \cdot A \cdot \left| \dot{u}_a(z) + \dot{u}'_a(z, t) - \dot{x}(z, t) \right| \cdot \left( \dot{u}_a(z) + \dot{u}'_a(z, t) - \dot{x}(z, t) \right)$$

dónde:  $\rho_a$  densidad del aire

---



---

$C_S(z)$	coeficiente de arrastre a una elevación $z$
$\dot{u}_a(z)$	velocidad media del viento
$\dot{u}'_a(z, t)$	porción dinámica de la velocidad del viento
$\dot{x}(z, t)$	velocidad de la estructura en la dirección considerada.

Un perfil para la velocidad media del viento  $\dot{u}_a(z)$  a una elevación  $z$  puede ser aproximado por (API RP2T, 1997):

$$\dot{u}_a(z) = \dot{u}_H \left( \frac{z}{H} \right)^{0.125}$$

dónde:  $\dot{u}_H$  velocidad media del viento a una elevación de referencia  
H=10 m.

La componente dinámica de la velocidad del viento  $\dot{u}'_a(z, t)$  puede ser calculada a través de la metodología descrita en la sección posterior utilizándose el siguiente espectro de viento propuesto por el API RP2T (1997):

$$S_{uu}(f) = \sigma(z)^2 \frac{f / f_p}{(1 + 1.5f / f_p)^{5/3}}$$

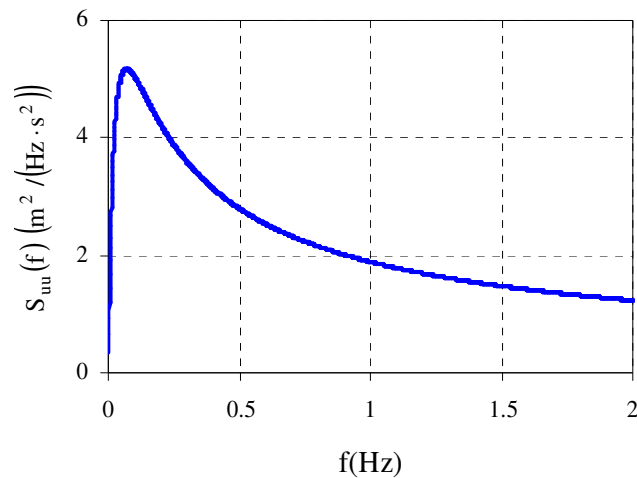
dónde:  $S_{uu}(f)$  densidad espectral de la velocidad del viento en una elevación  
 $z$   
 $f$  frecuencia en Hz,  
 $\sigma(z)$  desviación estándar de la velocidad del viento  
 $f_p$  frecuencia asociada con un pico espectral.

La desviación estándar de la velocidad del viento es dada por la siguiente expresión:

$$\sigma(z) = \begin{cases} 0.15 \cdot \dot{u}_a(z) \cdot (z/z_s)^{-0.125} & \text{para } z \leq z_s \\ 0.15 \cdot \dot{u}_a(z) \cdot (z/z_s)^{-0.275} & \text{para } z > z_s \end{cases}$$

dónde:  $z_s = 20$  m                      espesor de la capa superficial del viento.

Mediciones en campo indican una gran dispersión de la frecuencia  $f_p$ . La media y el intervalo de variación de  $f_p$  son dados como  $f_p z / \dot{u}_a(z) = 0.025$   $0.01 \leq f_p z / \dot{u}_a(z) \leq 0.10$ , respectivamente. En la Figura A.2 se presenta un espectro para una velocidad media  $\dot{u}_H = 30.89$  m/s, una elevación  $z = 25.2$  m y una frecuencia  $f_p = 0.05 \cdot \dot{u}_a(z) / z$ . Esa velocidad de viento corresponde a un valor máximo observado durante el paso del huracán Roxanne en las costas de Campeche, México.



**Figura A.2** Espectro de velocidades de viento API para  $\dot{u}_H = 30.89$  m/s y  $z = 25.2$  m.

# **Anexo B.**

## **B. Investigación geotécnica, geológica y de cimentaciones en estructuras petroleras marinas.**

El desarrollo de las actividades humanas ha requerido de una acelerada evolución en los sistemas de exploración y explotación de hidrocarburos en el mar, particularmente a finales del siglo pasado. Su búsqueda a grandes profundidades en el mar ha sido en tirantes de agua que en la actualidad sobrepasan en muchos casos los 1,500 metros. En esta investigación se hace una descripción y evaluación del estado de conocimiento que se tiene de sistemas de explotación para aguas profundas y su aplicabilidad potencial para las condiciones del Golfo de México. El desarrollo histórico de las plataformas marinas sirve de marco para analizar los factores que influyen en la selección, diseño, construcción e instalación de estructuras en el mar. La importancia del medio ambiente marino, la morfología, movimientos del suelo y factores de riesgo entre otros es discutida y el impacto de estos es presentado a la luz de su relevancia en los programas de exploración geológica, geotécnica y de ingeniería de cimentaciones. Se presentan conclusiones relevantes. En las recomendaciones se propone la creación de programas integrales de aguas profundas con carácter multidisciplinario e interinstitucional (Leyte, 2000).

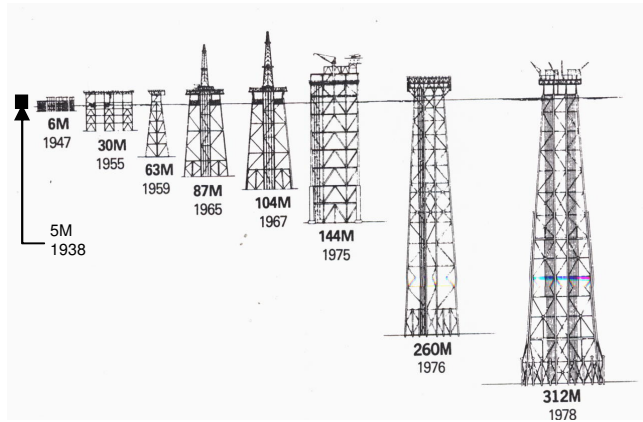
### **B.1 Seguimiento en el desarrollo de proyectos costa afuera.**

Evidencias indican que la explotación petrolera en el mar usando estructuras de madera tuvo sus inicios a finales de 1800 en las costas de California, donde los equipos de perforación se apoyaban en muelles de madera sobre caballetes; hacia 1910 estos sistemas se utilizaron en las costas de Louisiana, apoyando las estructuras en cimentaciones a base de pilotes hechos de madera de ciprés. Los métodos de exploración se basaron primeramente en explosivos, también se usó la perforación con barras de acero en caída libre y en una etapa avanzada la perforación con percusión y después perforación rotatoria usando motores impulsados por energía de vapor.

Durante la primera mitad del siglo pasado, el desarrollo de la tecnología de exploración en el mar fue influenciado por las dos grandes conflagraciones mundiales. Hacia 1938 Superior Oil instaló exitosamente la primera plataforma fija en el fondo marino en el mundo, frente a las costas de Louisiana a una profundidad de 5 metros. Después de la Segunda Guerra Mundial, en 1947 la compañía Kerr-McGee instaló la primera plataforma no visible desde la costa, denominada Kermac-16 en un tirante de 6 m, a 16 km mar adentro en las costas de Louisiana, cimentada en 16 pilotes tubulares de acero de 61cm de diámetro (Leyte, 2000).

Las décadas de 1950 y 1960 fueron testigos de un acelerado crecimiento económico de la posguerra en los Estados Unidos, y una de sus consecuencias fue el desarrollo intenso de la industria de explotación petrolera marina, particularmente en la zona costera de Louisiana, Texas, Florida y California, así como el de la industria especializada en ese ramo; compañías de transporte, prospección, exploración, diseño, construcción e instalación de estructuras para plataformas y tendido de tubería bajo el mar surgieron en esa época.

La información investigada no es conclusiva en cuanto a la primera plataforma marina instalada en aguas mexicanas. Se indica que las primeras plataformas para explotación petrolera marina fueron instaladas en la Barra de Santa Ana, Tabasco, en 1958. PEMEX (1976) apunta que la primera plataforma fija instalada en la faja de oro marina se completó en el campo “El tiburón”, en abril de 1967. Evidencias documentales señalan que el primer pozo mexicano fuera de costa fue perforado alrededor de 1949, en la Sonda de Campeche, aunque la perforación se realizó en tierra, la estructura productora se encontraba fuera de la costa a unos 700 m de la playa (Leyte, 2000).



**Figura B.1** Plataformas marinas tubulares en las décadas de los 30's a los 70's (Adaptada de Dunn, 1982).

La Figura B.1, mostrada en varias publicaciones de los 80's, presenta gráficamente las profundidades históricas de explotación en aguas del Golfo de México, realizadas en su mayoría en profundidades menores a los 200 m; esta tendencia se debió fundamentalmente a los siguientes hechos:

- La existencia y descubrimiento de grandes yacimientos de hidrocarburos en la plataforma continental del Golfo de México.
- El desarrollo de tecnologías de exploración y explotación en aguas poco profundas, como las plataformas tubulares tipo jacket.
- Un conocimiento limitado de las condiciones geológicas, sísmicas y de estabilidad del subsuelo marino en regiones de la plataforma continental cercanas al talud continental, en este y en las llanuras abisales.
- El consumo masivo de combustibles y lubricantes durante la segunda guerra mundial y durante la posguerra, que obligaron a intensificar la explotación de yacimientos conocidos y “disponibles” de la plataforma continental del Golfo de México con la tecnología existente.

Por otra parte, el descubrimiento de grandes yacimientos en el Mar del Norte en condiciones agresivas del medio ambiente estimuló el desarrollo de nuevos conceptos en explotación de hidrocarburos. Así es como en 1973 se instala la primera estructura hecha de concreto en el mundo para la explotación de hidrocarburos en el Mar del Norte, el Tanque Ekofish, con tal éxito que le seguirían trece plataformas más de concreto en la misma área. Durante los 70's se realizaron grandes avances en tecnología básica: se introdujo el primer penetrómetro de cono para suelos marinos, se realizaron análisis de carga lateral en grupos de pilotes y se hizo uso intensivo de la ecuación de onda para hacer análisis modales en suelos del Mar del Norte. En esta década se inician los trabajos sísmológicos en la Sonda de Campeche, que relacionados con el conocimiento geológico obtenido de la perforación de pozos en las áreas mesozoicas Chiapas-Tabasco y península de Yucatán, ayudaron a definir las condiciones litoestratigráficas y estructurales de las rocas mesozoicas y terciarias. Los lechos rojos y las secuencias salinas del mesozoico representan el inicio de la trasgresión marina que formó a los sistemas petroleros y constituyen el basamento económico de las subcuencas petroleras en el Golfo. En los 80's se inició el uso del dilatómetro de Marchetti en ambientes marinos. En 1983 se realizaron mediciones in situ del comportamiento sísmico de la cimentación de la plataforma Magnus, desplantada en 180 metros de agua (Leyte, 2000).

La búsqueda de yacimientos en aguas cada vez más profundas usando el enfoque basado en plataformas tubulares tipo jacket con cimentación a base de pilotes, es una tendencia que se ha observado históricamente; sin embargo, otro tipo de conceptos como las plataformas de concreto no piloteadas y otros sistemas para exploración y producción han seguido esta tendencia.

Cuando se identifica una región del mar donde se encuentra un yacimiento potencial de hidrocarburos, es necesario determinar el(los) enfoque(s) más apropiado(s) para su exploración y explotación; estos incluyen el tipo de plataforma, si es necesaria (Leyte, 2000), que se debe usar. La identificación de este(os) enfoque(s) depende fundamentalmente de los siguientes parámetros:

- Viabilidad económica del yacimiento,
- Características del yacimiento,
- Nivel de producción,
- Riesgo
- Requerimientos de almacenamiento,
- Condiciones del medio ambiente,
- Experiencia,
- Otros

La implementación, exitosa en la mayoría de las veces, de nuevos sistemas de explotación se ha apoyado no solo en el incesante mejoramiento de los sistemas previos, basado en el desarrollo tecnológico continuado, sino también en un estado del conocimiento del medio ambiente marino mayor y de mejor calidad. El conocimiento de las cargas inducidas por este, además de las cargas operacionales y peso propio de las plataformas, es de la mayor relevancia para asegurar la estabilidad e integridad de estas

estructuras, por lo tanto un estudio apropiado de las condiciones a) geológicas y b) del medio ambiente, tendrá un impacto directo en la calidad de los estudios geotécnicos y en el esquema de cimentación más apropiado para la plataforma de interés. La geología permite determinar algunas condiciones potenciales de riesgo así como el origen y las características estructurales de la región donde se encuentra(n) el (los) yacimiento(s) en cuestión; por ejemplo, un modelo tectónico apoyado en análisis palinoestratigráficos realizados en las secuencias mencionadas arriba y los datos obtenidos de la “roca superficial” del Challenger Knoll del Golfo de México (GM) apunta a la existencia de una discordancia entre las rocas ígneas y metamórficas del basamento y los lechos rojos del jurásico medio, que se continúan desde las subcuencas del GM hacia las cuencas de Huayacocotla-El Alamar, Tlaxiaco y Huamuxtitlán. El modelo considera una triple unión que contiene tres periodos; el primero incluye la formación de la cuenca Huayacocotla-El Alamar, el segundo da origen a la subcuenca Tampico-Misantla y el tercero, contempla el origen del Golfo de México y de las subcuencas de Chihuahua-Sabinas, Veracruz y sureste. Las fallas transcurrentes regionales (Megashear) en el mar, descritas por estudios, que delimitan a los bloques Huizachal-Peregrina, Huayacocotla y Tlaxiaco, son continuidad del las transcurrentes NE-SW definidas por una descripción muy detallada en el continente (Leyte, 2000).

Se estima que las reservas mundiales de hidrocarburos en aguas profundas (mayores de 300 m) y ultra profundas (mayores de 1800 m) son entre 40 y 150 billones de barriles. La industrialización de México, con sus requerimientos cada vez mayores de combustibles convencionales como gasolinas, gas, aceites y otros, así como la necesidad de satisfacer sus cuotas de exportación, han causado que las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en el mar se estén moviendo gradualmente hacia aguas más profundas del Golfo. La industria petrolera marina en aguas de Campeche actualmente explota yacimientos en profundidades cercanas a los 200 m. Por otra parte se han hecho descubrimientos de yacimientos en la región del Golfo en territorio de los Estados Unidos, en profundidades más allá de los 300 m y aun hay muchas regiones sin explorar en toda esta región, consecuentemente será necesario utilizar enfoques basados en plataformas compatibles con tales profundidades o sistemas de producción submarinos.

Algunas alternativas para estas aguas y condiciones de mar son las que se presentan en la Tabla B.1.

**Tabla B.1.** Enfoques alternativos en aguas profundas.

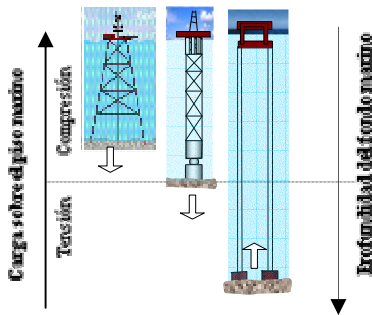
Sistemas flotantes	TLP. Spar. Semisumergibles. Enfoques mixtos. Otros.	Apoyadas en el suelo marino	Torres atracadas Torres articuladas Sistemas de producción bajo el agua. Enfoques mixtos. Otros.
--------------------	---	-----------------------------	--

Cada uno de estos sistemas impone diferentes condiciones de carga al suelo durante su instalación y operación, y sus áreas de influencia son variadas también. Por lo tanto, los

programas de exploración geológica, geofísica y geotécnica deberán cubrir diferentes requerimientos para aguas profundas. De aquí que la definición de sistemas alternativos como los incluidos en la Tabla B.1, y la identificación de áreas de conocimiento del subsuelo marino, donde es necesaria investigación y desarrollo para las condiciones específicas de las aguas profundas en el Golfo son prioritarias para México (Leyte, 2000).

Los factores más relevantes del ambiente marino, arriba y abajo del espejo de agua son fuente fundamental de sistemas de cargas sobre estructuras de plataformas que deben ser considerados con cuidado en la exploración de aguas profundas:

Profundidad del suelo marino. Los enfoques convencionales basados en plataformas tubulares tipo jacket han funcionado satisfactoriamente en profundidades de hasta 300 m en condiciones típicas del GM, más allá de ese nivel, las cantidades de acero requeridas hacen económicamente más atractivos otros enfoques, como los basados en torres articuladas. Para profundidades mayores a los 600 m se han usado otros sistemas cuyo principio de soporte en el fondo marino es diferente (Figura B.2); mientras que las plataformas tipo jacket transmiten esfuerzos de compresión además de los de tensión debidos a los momentos de volteo, las torres articuladas disponen de cámaras de flotación bajo la superestructura que les permiten compensar casi totalmente las cargas aplicadas, de tal forma que los esfuerzos de compresión transmitidos a la cimentación son mínimos, en el otro extremo las plataformas de piernas tensadas usadas en profundidades de hasta 1430 m, inducen esfuerzos de tensión sobre la cimentación.



**Figura B.2** Cambio en las condiciones de carga para diferentes enfoques y profundidades.

Oleaje. Uno de los factores del medio ambiente más relevantes en el diseño de una plataforma es el oleaje; las características del oleaje dependen del sitio donde se determinen, sus parámetros básicos, altura, periodo y longitud se deben conocer en sitios del mar donde se han detectado yacimientos potenciales de hidrocarburos. En condiciones difíciles del mar, los valores típicos de diseño de altura de ola son alrededor de 30 m, y en condiciones menos agresivas como en el GM puede llegar hasta 23 m. Las cargas por oleaje se deben al arrastre de partículas de agua entre si y contra la superficie

del objeto en que se impactan, a la masa de agua y del obstáculo frente a ella y a la dispersión de la ola que incide sobre un cuerpo, por lo que la forma, tamaño y profundidad del objeto contra el que se impacta una ola son importantes en la determinación de la magnitud de las fuerzas inducidas por aquella, por ejemplo, las fuerzas por oleaje en la plataformas tubulares generan momentos de volteo que son tomados por la cimentación en forma de cargas axiales de tensión y compresión, en estos tipos de elementos estructurales las componentes de arrastre de las olas son dominantes en el diseño mientras que en superficies grandes como las de plataformas de concreto las fuerzas debidas a la difracción del oleaje son más importantes. La tendencia al desplazamiento horizontal sobre el fondo marino provoca esfuerzos de cortante y momentos de volteo que deben ser tomados por la cimentación. Existen varios métodos para determinar las fuerzas por oleaje que en general se pueden agrupar en métodos deterministas y probabilísticos, un estudio extensivo de estos se puede encontrar en la literatura del API en sus diferentes apartados (Leyte, 2000).

Viento otro factor importante en el diseño de plataformas marinas es el viento, cuya energía cinética se transforma en fuerza cuando impacta un obstáculo; estas fuerzas son más relevantes en cuerpos donde una parte importante de su superficie esta expuesta a este agente, como en el caso de plataformas flotantes o barcos con sistemas de posicionamiento dinámico. Una forma racional de estimar estas fuerzas es a través de la determinación de su velocidad en un cierto lapso, y de otros parámetros como la geometría del objeto ( $a, \pi c_i$  donde  $\pi c_i$  son coeficientes de altura y forma) y su altura sobre el nivel del mar ( $h$ ), la densidad de la masa del aire ( $\rho$ ) y al ángulo de incidencia ( $\alpha$ ) de este sobre la superficie del objeto en que se impacta. Diferentes instituciones (API, ABS, DNV entre otras) han propuesto expresiones para determinar estas fuerzas que se pueden agrupar en general en la siguiente expresión:

$$\frac{F}{A} = f(v, \alpha, \Pi C_i, h, \rho) \quad (\text{B.1})$$

dónde:

$A$ , área

$C_i$ , coeficiente “ $i$ ”

$F$ , fuerza

$h$ , altura.

$v$ , velocidad.

$\rho$ , densidad del aire.

El efecto combinado de oleaje y viento puede causar inversión cíclica de esfuerzos transmitidos a la cimentación.

Movimientos del suelo marino. El carácter dinámico del ambiente marino se manifiesta en cada uno de los elementos que lo componen; oleaje, agua, viento, corrientes marinas, flora, fauna, fenómenos tectónicos y volcánicos así como las actividades del hombre interactúan entre si. El suelo marino también es influenciado y convertido en agente

transformador. Los movimientos del suelo en este ambiente pueden ser organizados atendiendo a su morfología común, a las causas del movimiento, a las características del movimiento, a los mecanismos que disparan el movimiento, a los modos de falla, tipos de suelo, geometría de taludes, etcétera. Sin embargo, cualquier método que se utilice para agruparlos debe obedecer a un propósito definido, en este caso, a la prevención o solución de problemas de estabilidad de las estructuras instaladas en él. La Tabla B.2 presenta una organización de los tipos de movimiento basada en: el tipo de movimiento, características del suelo y causas probables de activación (Leyte, 2000).

Los mecanismos de ruptura o falla de suelos marinos se explican en términos de; aumento excesivo de las presiones de poro, generación y expulsión de gases, velocidad del agua mayor o igual a la velocidad de arrastre de partículas, gravedad y aumento en el momento actuante sobre taludes.

Las causas de activación de estos movimientos pueden ser oleaje severo, sismos, explosiones, corrientes marinas, alteración del equilibrio suelo-gas-agua, erosión, sobrepeso en taludes y actividades humanas en el sitio, en la Tabla B.2 se presentan algunos.

**Tabla B.2** Movimientos del suelo marino.

Tipo de movimiento	Características de los materiales	Causa probable de activación
Fluidificación del sedimento con transporte lateral de partículas.	Arenas gruesas y gravas Arenas finas a medias uniformes, sueltas. Limos no plásticos. Arcillas y limos no consolidados con baja resistencia al corte.	Oleaje asociado a tormentas extremas. Temblores de tierra. Gravedad y mareas.
Fluidificación y translación de sedimento talud abajo.	Arenas finas a medias uniformes, sueltas, limos no plásticos. Alto contenido de gas en los poros del sedimento. Baja resistencia al esfuerzo cortante.	Oleaje asociado a tormentas extremas. Sismos. Corrientes debidas a turbidez.
Colapso del piso marino <i>in situ</i> , sin transporte.	Suelos granulares uniformes en estado suelto. Limos gruesos no plásticos, no consolidados. gas intersticial. Baja resistencia al corte.	Sismos. Explosiones. Producción de gas metano.
Deslizamiento rotacional de bloques de Sedimentos, talud abajo.	Suelos finos de consistencia blanda, normalmente consolidados. Arenas y gravas con finos. Escombros.	Aumento rápido del peso sobre la corona del talud, típico de depósitos deltáicos. Sismos.
Migración de suelos.	Suelos finos y granulares. Materiales de origen pelágico.	Corrientes debidas a mareas. Tormentas. Turbidez. Corrientes litorales.
Colapso del piso marino superficial, <i>in situ</i> tipo graben, sin transporte.	Posiblemente suelos y/o escombros con consistencia blanda o en estado suelto bajo suelos más densos.	Sismos. Explosiones. Actividad volcánica.
Falla inversa de talud	Depósitos finos de consistencia blanda, no consolidados. Alto contenido de gas en los poros del sedimento. Baja resistencia al esfuerzo cortante.	Sobrecarga del talud debida a materiales más densos descargados rápidamente.

El estudio cuidadoso de la morfología marina, permite determinar sitios más probables para el tendido de líneas y desplante de cimentaciones o sistemas de anclaje, así como

prevenir condiciones potencialmente inseguras en aguas someras y profundas, entre estas la existencia de canales, rellenos de escombros, fallas, plegamientos, taludes, deslizamientos, afloramientos rocosos, formas cónicas en el piso marino, que pueden ser indicadores de depósitos de gas o evidencia de licuación y otros (Leyte, 2000).

Factores geotécnicos de riesgo. Otros factores relevantes son aquellos asociados a riesgo, que desde el punto de vista geotécnico se pueden incluir en cuatro grandes grupos:

- Los relacionados al diseño, construcción, instalación y operación de estructuras en el fondo marino.
- Factores humanos.
- Fenómenos naturales.
- Medio ambiente marino.

La creación de una base de datos con casos bien documentados de movimientos del suelo marino, permitirá verificar y calibrar modelos para prevenir o controlar estos movimientos.

La visión a futuro de la exploración y explotación de yacimientos marinos en aguas profundas debe incluir, en opinión de los autores, la existencia de un estado del conocimiento sólido del movimiento de suelos marinos (Leyte, 2000).

La Tabla B.3 presenta una lista con los factores relevantes desde el punto de vista geotécnico y geológico.

**Tabla B.3** Factores geotécnicos y geológicos de riesgo en el fondo marino.

<b>Diseño, construcción, instalación y operación.</b>	<b>Factores humanos.</b>	<b>Fenómenos naturales:</b> tectonismo, vulcanismo, tormentas, clima, etc.	<b>Medio ambiente.</b> viento, oleaje, corrientes marinas, etc.
Planeación inadecuada.	Actitud en el sitio de trabajo.	Licuación.	Corrientes de turbidez.
Criterios de diseño inapropiados.	Sabotaje.	Flujo súbito de sedimentos finos.	Migración de dunas de arena.
Falta de identificación de las limitaciones de modelos.	Otros.	Colapso de la estructura del suelo.	Socavación.
Experiencia o conocimientos insuficientes o nulos.		Fallas de talud.	Deposición después de socavación.
Incertidumbres de diseño (heterogeneidades del suelo y muestreo, interpretación de resistencia, determinación de profundidad de fijación aparente, interacción suelo-estructura y cimentación-cimentación, etcétera).		Flujo y fallas rotacionales por sobrecarga de sedimentos.	Suelos con altos contenidos de gas intersticial.
Efectividad de precarga, penetración y sobrecarga en		Activación de fallas.	Conos o paquetes de gas metano u otro.
		Deformaciones del fondo marino por temblores o vulcanismo.	Producción de gas a través de suelos fracturados o permeables.
		Hidroexplosiones.	Cambios en presión y temperatura por aumento de profundidad del fondo

<p>plataformas autoelevables por ejemplo.</p> <p>Capacitación de personal inapropiada o nula.</p> <p>Programa de identificación y mitigación de riesgos inapropiado.</p> <p>Otros.</p>		<p>Hidrofracturamiento.</p> <p>Generación potencial de corrientes de turbidez.</p> <p>Generación de corrientes extraordinarias ("el niño", etc.).</p> <p>Estratos presurizados.</p> <p>Depósitos coloidales.</p> <p>Hidratos de metano.</p>	<p>marino.</p> <p>Suelos difíciles (depósitos flocculados, arenas presurizadas, etc.).</p> <p>Existencia de hidratos de metano.</p> <p>Efectos cíclicos-dinámicos inducidos por el medio ambiente.</p> <p>Geomorfología:</p> <p>Valles.</p> <p>Montañas.</p> <p>Cañones.</p> <p>Fosas.</p> <p>Agujeros.</p> <p>Otros.</p>
--	--	---	---

Corrientes marinas. Estas son movimientos del agua, dentro del mar, que siguen un patrón similar de desplazamiento y velocidad, y pueden causar diferentes efectos sobre las plataformas, entre estos se cuentan socavación y deposición de sedimentos a corto y largo plazo, erosión y cargas de arrastre sobre elementos estructurales que inducen cargas cíclicas debidas a la generación de vórtices. Entre los distintos tipos de corrientes marinas, las debidas a turbidez y aquellas originadas por mareas juegan un papel importante en el diseño, instalación y operación de estructuras, líneas de comunicación y tuberías en el lecho marino. Las fuerzas debidas a corrientes marinas se calculan con base en la velocidad de estas y su distribución vertical y en algunos casos horizontal, para lo cual existen varios métodos para determinarla (Leyte, 2000), a saber:

- Procedimientos empíricos que hacen uso de tablas de mareas y asumen condiciones simplificadoras para el cálculo de fuerzas.
- Uso de formulas semiempíricas para el cálculo de velocidades de corriente.
- Uso de tablas de corrientes.
- Medición por instrumentación en boyas, disponible en línea, en varios sitios de Internet.
- Procedimientos sofisticados usando información instantánea meteorológica y oceanográfica obtenida vía satélite e instrumentación en el sitio específico, interpretada por especialistas.

Siempre que sea posible la determinación de estas velocidades debe apoyarse en mediciones reales.

Actividad sísmica. La actividad sísmica de origen tectónico y volcánico modifica el medio ambiente marino en diferentes formas entre las que se cuentan: cambios en la morfología marina; caídos de rocas y masas de hielo o suelos, licuación de suelos granulares, fluidificación de suelos finos no consolidados, fallas de talud, deformaciones del fondo marino, cambios en los ecosistemas del mar por; generación de corrientes, cambio en los patrones de oleaje, muerte de cualquier forma de vida, generación de tsunamis, etcétera, cambios tectónicos y volcánicos; activación o reactivación de los sistemas de falla, o de actividad volcánica y finalmente daños o alteraciones de estructuras marinas instaladas por el hombre (Leyte, 2000).

Otros factores. Otros factores que afectan el comportamiento y estabilidad de estructuras para plataformas son: el empuje y adherencia de bloques de hielo sobre plataformas, la formación de colonias de organismos marinos, corrosión y otros.

Un programa para la explotación de hidrocarburos en aguas profundas debe abordar sus metas propuestas gradualmente, en etapas donde las diferentes áreas de conocimiento se integren dentro de un programa con objetivos específicos, claros y directos. por lo que se requiere de un mecanismo de acceso al conocimiento, multidisciplinario y flexible donde se pueda acceder a información confiable de manera ágil.

Las necesidades de conocimiento regional deberán incluir, pero no estar limitadas a:

- Sísmicidad.
- Geología regional y zonal.
- Batimetría.
- Topografía.
- Geomorfología.
- Espesor de sedimentos superficiales.
- Sistematización en el uso de teorías de oleaje.
- determinación de corrientes marinas (por turbidez, mareas y otras).

Desde el punto de vista geotécnico este conocimiento debe incluir:

- Factores geotécnicos de riesgo.
- Estratigrafía.
- Propiedades mecánicas de suelos con alto contenido de gases intersticiales.
- Instrumentación a grandes profundidades, presiones y temperaturas extremas.
- Exploración y muestreo de suelos con altos contenidos de gas en aguas profundas.
- Pruebas *in situ*.
- Identificación y caracterización de estratos presurizados.
- Identificación y caracterización de sedimentos coloidales.
- Otros.

Esta información (Leyte, 2000), incluida en una base de datos regional, no solo permitirá la zonificación y mapeo necesarios para instalar estructuras en ambientes a grandes profundidades, en condiciones más seguras y con proyecciones óptimas de recuperación financiera a corto y largo plazo, sino también la instalación de nuevas estructuras y tuberías o el mantenimiento de las existentes, en ambientes con condiciones restrictivas:

Ejemplo: asumamos la existencia de una región de explotación marina densamente ocupada por plataformas y tubería, como el caso del campo Cantarell, que cuenta con alrededor de 20 plataformas, 4 complejos de producción, dos terminales de exportación de crudo y una planta de compresión de gas y alrededor de 320 km de tubería según datos de 1999. Disponiendo, a través de una base de datos, de la topografía regional con las ciudades y pueblos importantes incluidos, la batimetría de la región productora, el mapa de líneas de conducción y cables; localización de estructuras en el mar como plataformas, complejos, estaciones de tratamiento y compresión de gas.

Existe el requerimiento de tender una línea de conducción de 24 pulgadas desde un sitio “m” en el complejo de plataformas, a la costa donde se encuentran tres sitios potenciales de almacenamiento. el tendido de tubería esta sujeto a las siguientes restricciones: a) gradientes no mayores de 8%, b) la ruta de la línea de conducción no debe cruzar una región ecológica sensible, c) de preferencia instalar la tubería a lo largo de una área predefinida, d) la línea no debe pasar en radio de 1000 metros de la plataforma “k”. Utilizando esta información, que considera los factores mencionados en este documento, y disponible en una base de datos, así como sistemas de información geográfica (GIS) es posible determinar la ruta óptima que satisfaga los requerimientos anteriores al mínimo costo (Leyte, 2000).

## **B.2 Enfoque a futuro.**

Como una conclusión de lo presentado en la temática de este anexo se obtienen las siguientes conclusiones:

- Para satisfacer la incesante demanda de combustibles y lubricantes, la tendencia en explotación petrolera marina es hacia explorar yacimientos potenciales a grandes profundidades en el mar.
- La industria petrolera marina nacional ha llegado a profundidades cercanas a los 200 m, el siguiente paso ya se dio en este siglo con el inicio de exploraciones en aguas profundas.
- Existen enfoques para la explotación de yacimientos en aguas profundas basados en estructuras flotantes y estructuras apoyadas en el piso marino instalados exitosamente en otras regiones del Golfo de México y del mundo.
- Cada uno de estos sistemas usa distintos tipos de cimentación (pilotes, campanas de succión, anclas, etcétera) e impone al subsuelo marino diferentes condiciones de esfuerzo que van desde compresión hasta tracción.

- El conocimiento sólido y confiable de las condiciones del medio ambiente y fondo marino en aguas profundas, incluyendo los factores geotécnicos y geológicos de riesgo es fundamental para la instalación exitosa de estas estructuras en el mar.
- La información necesaria debe incluir los aspectos geotécnicos, geológicos y oceanográficos mencionados más anteriormente.

A lo largo de este trabajo en general podemos dar los siguientes puntos de vista como una serie de recomendaciones que en un futuro muy cercano se deben tomar en cuenta (Leyte, 2000).

- Se recomienda la creación de un programa integral de aguas profundas que satisfaga las necesidades de planeación a corto y largo plazo de la explotación de hidrocarburos en aguas profundas mexicanas y cuyas propuestas de objetivos, metas y organización se presentarán en documentos futuros.
- Se requiere estimular la formación de especialistas en geotecnia, ingeniería de cimentaciones, geología y geofísica marinas elaborando e incorporando programas de enseñanza orientados con este propósito.

# **Bibliografía.**

## **Bibliografía.**

1. Andreas Berthelsen Petter, 2000, “Dynamic Response Analysis of a Truss Spar in Waves”, University of Newcastle, UK.
2. API RP2SK, American Petroleum Institute (1997), March 1997, ”Recommended Practice for Design and Analysis of Stationkeeping Systems for Floating Structures” Second Edition, USA.
3. API RP2FPS, American Petroleum Institute (2001), March 2001, “Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing, Floating Production Systems” First Edition, USA.
4. API RP2A-WSD, American Petroleum Institute (2002), December 2002, “Recommended Practice for Planning, Designing, and Constructing Fixed Offshore Platforms – Working Stress Design”, Twenty-First Edition , USA.
5. API RP2T, American Petroleum Institute (1997), August 1997, “Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing, Tension Leg Platforms” Second Edition, USA.
6. API RP95F American Petroleum Institute (2006), March 2006, “Interim Guidance for Gulf of Mexico MODU Mooring Practice-2006 Hurricane Season” First Edition, USA.
7. Barranco Cicilia Federico, 2000, “Dimensionamiento Básico de una Plataforma de Piernas Tensionadas para la Explotación de Hidrocarburos en Aguas Profundas”, Instituto Mexicano del Petróleo, Subdirección de Ingeniería, México D. F.
8. Barranco Cicilia Federico, 2001, “Tecnologías para la Explotación de Hidrocarburos en el Mar”, Instituto Mexicano del Petróleo, Subdirección de Ingeniería, México D. F.
9. Barranco Cicilia Federico, 2004, “Criterio de Proyecto Basado en la Confiabilidad para un Sistema de Tendones de una TLP”, Universidad Federal de Río de Janeiro, Río de Janeiro, Brasil.
10. Barranco Cicilia Federico, IMP, Instituto Mexicano del Petróleo, Programa de Desarrollo de Campos en Aguas Profundas (2005), “Planeación Estratégica para la Asimilación Tecnológica en el Área de Sistemas Flotantes de Producción”, México D.F.
11. Boy de la Tour Xavier, Le Leuch Honore y Valais Michel, 1980, “El petróleo”, Ed. Hachette, Francia.

12. Chakrabarti, S.K., 1987, "Hydrodynamics of Offshore Structures", Computational Mechanics Publications, Southampton Boston, USA.
13. Chakrabarti, S. K., 2005, "Handbook of Offshore Engineering", Elsevier, Oxford, UK.
14. Chou, F.S.F., Ghosh, S., Huang, E.W., 1983, "Conceptual Design Process of a Tension Leg Platform", SNAME transaction, Vol. 91, pp. 275-305.
15. Colliat J-L, 2002, "Anchors for Deepwater to Ultradeepwater Moorings", Offshore Tecnology Conference, Houston Texas, USA.
16. DD, Deepwater Development: a Reference Document for the Deepwater Environmental Assessment Gulf of Mexico OCS (1998 through 2006), First Edition November 2006, New Orleans, U. S. "Department of the Interior Minerals Management Service Gulf of Mexico OCS Regional Office", New Orleans, USA.
17. DGM, Deepwater in the Gulf of Mexico: America's New Frontier (1997), February 1997, U. S. "Department of the Interior Minerals Management Service Gulf of Mexico OCS Regional Office", First Edition, New Orleans, USA.
18. Enciclopedia de consulta Microsoft Encarta, 2005 "Corrientes Marinas", México.
19. Enciclopedia de consulta Microsoft Encarta, 2005 "Golfo de México", México.
20. Enciclopedia de consulta Microsoft Encarta, 2005 "Mareas y olas", México.
21. Enciclopedia de consulta Microsoft Encarta, 2005 "Mecánica de fluidos", México.
22. Enciclopedia de consulta Microsoft Encarta, 2005 "Oleaje", México.
23. Enciclopedia de consulta Microsoft Encarta, 2005 "Petróleo", México.
24. Enciclopedia de consulta Microsoft Encarta, 2005 "Viento", México.
25. Eltaher Ayman, 2003, "Industry Trenes for Design of Anchoring Systems for Deepwater Offshore Structures", Offshore Tecnology Conference, Houston Texas, USA.
26. Faltinsen O. M, 1993, "Sea Loads on Ships and Offshore Structures, Cambridge, University Press, UK.
27. Gieck Kurt, 2000, "Manual de Fórmulas Técnicas" 30 Edición, Ed Alfaomega, México D. F.

28. Hallam, M. G., 1978, "Dynamics of Marine Structures: Methods of Calculating the Dynamic Response of Fixed Structures Subject to Waves and Current Action", Report UR 8 (2nd Edition), CIRIA Underwater Engineering Group, London.
29. Hooft, J.P., 1971., "A Mathematical Method of Determining Hydrodynamically Induced Forces on a Semisubmersible", Annual Meeting of SNAME, New York, pp. 28-70.
30. Huang Ken, 2003, "The impact of Vortex-Induced Motions on Mooring System Design for Spar-based Installations", Offshore Technology Conference, Houston Texas, USA.
31. ICOMAE, International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering (2005), June 2005 "Truss Spar VIM in Waves and Currents", USA.
32. KMG, Kerr Mc-Gee, 2004, "Worldwide Survey of Spars", Platforms in Gulf of Mexico, USA.
33. KMG, Kerr Mc-Gee, 2007, "Deepwater Solutions and Records for Concept Selection", Platforms in Gulf of Mexico, USA.
34. KMG, Kerr Mc-Gee, 2006, "Spar Neptune", Gulf of Mexico Blocks, USA.
35. Leyte Guerrero, F., 2000, "Investigación Geotécnica y de Cimentaciones en Estructuras Petroleras Marinas", Posgrado de Ingeniería de la UNAM, México.
36. Marintek-DNV, 2002, "DeepC Program", Deep Water Coupled Floater Motion Analysis, Version 1.0, Hovik, Norway.
37. Marintek, DNV, 2002, "WADAM Program", Wave Analysis by Diffraction and Morison Theory, Version 7.2, Hovik, Norway.
38. Mathisen K. M., 1990, "Large Displacement Analysis of Flexible and Rigid Systems Considering Displacement-Dependent Loads and Nonlinear Constraints", D.Sc. Thesis, Division of Structural Engineering, NTNU, Norway.
39. MicroPile User Manual (2001), March 2001, "Foundation Analysis Design", First Edition, Version 1.0, USA.
40. Mourelle, M.M., 1993, "Análise Dinâmica de Sistemas Estruturais Constituídos por Linhas Marítimas", Tese de Doutorado, COPPE-UFRJ.
41. Morison J. R., 1950, "The force exerted by surface wave on piles", Petroleum Transactions, AIME, 189, 149-157, USA

42. MSBRS, Motions of a Spar Buoy in Random Seas: Comparing Predictions and Model Test Results, 1997, Civil Engineering Dept., Stanford University.
43. Paulling, J. R., 1992, "TDSIM6, Time Domain Platform Motion Simulation", Theory and User Guide, Third Edition, USA.
44. PEP-IMP, Instituto Mexicano del Petróleo y PEMEX Exploración y Producción, 1997, "Comparative Metaocean Criteria", México.
45. PEP-IMP, Instituto Mexicano del Petróleo y PEMEX Exploración y Producción, 1997. "Criterio Transitorio para el Diseño y Evaluación de Plataformas Marinas Fijas en la Sonda de Campeche", México.
46. PEMEX, Petróleos Mexicanos, 2000, "Diseño y Evaluación de Plataformas Marinas Fijas en la Sonda de Campeche, NRF-003-PEMEX-2000", Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, México.
47. Pearcey, H. H., September 1978 "Some Observations on Fundamental Features of Wave-Induced Viscous Flows Past Cylinders," Proceedings, IAHR Symposium on Mechanics of Wave- Induced Forces on Cylinders, ed. by T. L. Shaw, USA.
48. Pérez Ramos Néstor, 2004, "Apuntes del curso Ingeniería Civil Costa Afuera, Capitulo II. Previsión y Desarrollo de Plataformas de Acero para Apoyar la Explotación Petrolera en Aguas hasta 200 m", Facultad de Ingeniería UNAM, México D. F.
49. Rodriguez Canney Ricardo, 2004, "Apuntes del curso Ingeniería Civil Costa Afuera, Capitulo XX. Explotación en Aguas Profundas", Facultad de Ingeniería UNAM, México D. F.
50. Sagrilo, L. V. S, Siqueira, M. Q, Ellwanger, G. B, Lima, E. C. P, Ferreira, M. D. A. S, Mourelle, M. M., 2002, "A Coupled Approach for Dynamic Analysis of Calm Systems", Applied Ocean Research, No. 24, Elsevier, pp. 47-58.
51. Sesam User Manual (2002), DeepC, First Edition March 2002, "Deep Water Coupled Floater Motion Analysis", Developed by Marintek and Det Norske Veritas, Version 1.0, Horvik, Norway.
52. Silva Ballesteros Jorge, 2004, "Apuntes del curso Ingeniería Civil Costa Afuera, Capitulo XIV. Sistemas Flotantes de Producción", Facultad de Ingeniería UNAM, México D. F.
53. Song, X, Kareem A, 1994, "Combined System Analysis of Tension Leg Platforms: a Parallel Computation Scheme", Proceedings of Offshore Mechanics and Artic Engineering, ASME, pp. 123-134.

54. Sotelo Ávila Gilberto, 2002, “Hidráulica general”, Ed. Limusa, México D. F.
55. SPE, Society of Petroleum Engineers, 2006, “Deepwater, Gulf of Mexico”, SPE Magazine, USA.
56. Valdés Rubio Víctor Manuel, 2004, “Apuntes del curso Ingeniería Civil Costa Afuera, Capitulo I. Generalidades”, Facultad de Ingeniería UNAM, México D. F.
57. Vryhof Anchors B. V., 2000 “Anchor Manual”, Third Edition, USA.
58. Wire Rope Industries Group, 2006, “Manual cabos de aço, Super Laços”, Sao Paulo, Brasil.