



INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA

**“ASPECTOS GEOTÉCNICOS
EN AGUAS PROFUNDAS”**

T E S I S

Que para obtener el Título de:

INGENIERO CIVIL

Presenta:

José Iván Uribe González



México D.F.

Noviembre 2004

AGRADECIMIENTOS

A Dios:

Por marcar mi destino hacia este camino y siempre con tu bendición.

A mis padres:

Margarita González G.
José Luis Uribe G.

Por permitirme tener como única responsabilidad mi futuro. Y por tener el mismo interés en este trabajo como lo tengo yo.

A mi hermana:

Fabiola Uribe González.

Por hacerme ver las cosas mas sencillas de cómo las pienso.

A mis asesores:

Dr. Jaime Núñez Farfán
M en C. Diego Cruz Roque
Ing. Carlos Yzquierdo López

Por inducirme con sus conocimientos en este tema y por fomentarme el interés en mi desarrollo profesional.

*“Los límites son relativos, a la ambición de cada ser humano”
J. Iván Uribe. González*

Aspectos Geotécnicos en Aguas Profundas

CONTENIDO

Capítulo	Página
I. INTRODUCCIÓN.....	1
II. ANTECEDENTES	4
II.1 OBJETIVO.....	4
II.2 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA.....	4
II.3 CONDICIONES GEOLOGICAS EN LAS AGUAS PROFUNDAS DEL NORTE DEL GOLFO DE MÉXICO.....	8
III. EVOLUCIÓN DE LA GEOTECNIA MARINA	9
III.1 INTRODUCCIÓN.....	9
III.2 HISTORIAL DE PRODUCCIONES PETROLERAS	9
III.3 ÉPOCAS DE DISEÑO GEOTÉCNICO	12
III.3.1 Tecnología tradicional.....	12
III.3.2 Época de las plataformas apoyadas por gravedad	13
III.3.3 Plataformas gigantes y Nueva Tecnología	14
III.3.4 Tecnología actual en Aguas Profundas.	15
III.3.5 Tecnología futura.	16
III.4 COMENTARIO FINAL.....	16
IV. EXPLORACIÓN.....	17
IV.1 INTRODUCCIÓN.....	17
IV.2 MÉTODOS DE EXPLORACIÓN GEOFÍSICA PARA AGUAS INTERMEDIAS Y PROFUNDAS.	19
IV.2.1 Exploración sísmica.	19
IV.2.2 Exploración sísmica en 3D.....	19
IV.2.3 Estudios de alta resolución.....	23
IV.2.4 Modelado geológico.....	28
IV.2.5 Geoquímica.	29
IV.2.6 Otros métodos de exploración geofísica	29
IV.3 EXPLORACIÓN GEOTÉCNICA.....	30
IV.3.1 Etapas de un estudio geotécnico.....	30
IV.3.2 Equipos para muestras “in situ”	30
IV.3.3 Equipo para toma de muestras inalteradas.	33
V. RASGOS Y RIESGOS GEOLÓGICOS.....	36
V.1 INTRODUCCIÓN.....	36
V.2 COMPONENTES DE UN ESTUDIO DE RIESGOS GEOLÓGICOS	38

V.3	DESCRIPCIÓN DE LOS RASGOS GEOLOGICOS:	39
V.3.1	Pasos a desnivel y topografía escarpada:	39
V.3.2	Fallas geológicas activas.	40
V.3.3	Zonas de sobrepresión.	41
V.3.4	Deslizamientos.	42
V.3.5	Canales enterrados o paleocanales.	42
V.3.6	Hidratos de gas.	43
V.3.7	Erosión del fondo marino.	45
V.3.8	Domos salinos.	46
V.3.9	Montículos o socavaciones.	47
V.3.10	Suelos inusuales.	48

VI. SISTEMAS DE PRODUCCIÓN..... 49

VI.1	INTRODUCCIÓN	49
VI.2	PLATAFORMAS FIJAS CONVENCIONALES	52
VI.2.1	Plataformas de concreto apoyadas por gravedad.	52
VI.2.2	Fixed Platform (plataforma fija).	52
VI.2.3	Compliant Tower (Torre Complaciente).	52
VI.3	ESTRUCTURAS SEMI FIJAS O FLOTANTES	56
VI.3.1	Plataforma TLP (Tension Leg Platform) y Mini-TLP	56
VI.3.2	Plataforma SPAR.	57
VI.3.3	Sistema de Producción Flotante FPS (Floating Production System)	58
VI.3.4	Sistema flotante de producción, almacenamiento y descarga (FPSO)	58
VI.4	RESUMEN DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN	60

VII. SISTEMAS DE ANCLAJE Y CONSIDERACIONES TECNICAS PARA SU DISEÑO. 62

VII.1	INTRODUCCIÓN	62
VII.2	ASPECTOS TÉCNICOS PARA EL ANÁLISIS DE SISTEMAS DE ANCLAJE	65
VII.3	TIPOS DE ANCLAS.	67
VII.3.1	BRUCCE FFTS MK4 y FFTS PM	67
VII.3.2	VLA (Vertical Load Anchor).	70
VII.3.3	DENNLA (Drag Embedment Near Normal Load Anchor).	72
VII.3.4	Pilotes de succión.	75
VII.3.5	SEPLA (Suction Embedded Plate Anchor).	80
VII.4	CONSIDERACIONES DE DISEÑO PARA CIMENTACIONES DE SISTEMAS DE PRODUCCIÓN	82
VII.4.1	Cargas de diseño.	82
VII.4.2	Factores de diseño de carga y resistencia	85
VII.4.3	Principios de confiabilidad.	86
VII.4.4	Plasticidad.	88
VII.4.5	Capacidad de carga de pilotes de succión.	90
VII.4.6	Ejemplo del calculo de la capacidad de carga de un pilote de succión:	95
VII.4.7	Factores de seguridad.	97

VIII. CONCLUSIONES..... 99

INDICE DE FIGURAS

Figura II.1 Zonas Potenciales de explotación de hidrocarburos en el Mundo	5
Figura II.2 Puntos Potenciales de explotación de hidrocarburos en el Golfo de México ^[PEMEX]	6
Figura III.1 Primer sitio de investigación geotécnica	9
Figura IV.1 Exploración 3D ^[FUGRO]	20
Figura IV.2 Multibeam Swath ^[FUGRO]	23
Figura IV.3 Deeptow System ^[FUGRO]	25
Figura IV.4 Proyección de un deeptow	25
Figura IV.5 AUV System ^[FUGRO]	26
Figura IV.6 Proyección de un AUV	26
Figura IV.7 Deeptow vs AUV (1) ^[C&C Technologies]	27
Figura IV.8 Deeptow vs AVU (2) ^[C&C Technologies]	28
Figura IV.9 Piezo probe	31
Figura IV.10 Piezo Cono- Penetrómetro	32
Figura IV.11 Veleta Remota	32
Figura IV.12 Muestreador por presión “DOLPHIN” ^[FUGRO]	33
Figura IV.13 Muestreador por Percusión ^[FUGRO]	34
Figura IV.14 Muestreador de caída libre	34
Figura IV.15 Muestreador rotatorio	35
Figura V.1 Condiciones Geológicas ^[FUGRO]	37
Figura V.2 Perfil batimétrico de aguas profundas procesado digitalmente	40
Figura V.3 (a) Imagen obtenida con perfilador , detectando fallas y discontinuidades.	
(b) Imagen digitalizada del mismo sitio.	40
Figura V.4 Zonas de Sobre Presión.	41
Figura V.5 Canales Enterrados o Paleocanales	43
Figura V.6 Hidratos de gas ^[FUGRO]	44
Figura V.7 Acción del flujo de hidratos de metano sobre una TLP ^[FUGRO]	45
Figura V.8 Erosión del fondo marino. ^[FUGRO]	46
Figura V.9 formación de Domo Salino.	47
Figura V.10 Montículos y Socavaciones.	48
Figura VI.1 Estructuras Fijas y Flotantes ^[FUGRO]	51
Figura VI.2 Cimentación de una plataforma de concreto apoyada por gravedad	52
Figura VI.3 Fabricación en costa ^[SPT OFFSHORE]	53
Figura VI.4 Transportación ^[SPT OFFSHORE]	53
Figura VI.5 Lanzamiento ^[SPT OFFSHORE]	54
Figura VI.6 TLP (Tension Leg Platform) ^[ABB]	54
Figura VI.7 Mini-TLP ^[ABB]	56
Figura VI.8 Plataforma SPAR	57
Figura VI.9 Sistema de Producción Flotante FPS	58
Figura VI.10 Transportación del crudo ^[SPT OFFSHORE]	59
Figura VI.11 FPSO (Floating Production, Storage and Offloading) ^[SPT OFFSHORE]	60
Figura VII.1 Sistema de Catenaria ^[INGEOKRING]	64
Figura VII.2 Sistema a Tensión ^[INGEOKRING]	64
Figura VII.3 Bruce FFTS MK 4 ^[BRUCE ANCHOR GOUP]	68
Figura VII.4 Esquema de ancla Bruce FFTS-MK 4 ^[BRUCE ANCHOR GOUP]	68
Figura VII.5 Ancla Bruce FFTS-PM ^[BRUCE ANCHOR GOUP]	69
Figura VII.6 Bruce FFTS-PM ^[BRUCE ANCHOR GOUP]	69
Figura VII.7 Ancla VLA	71
Figura VII.8 Ancla DENNLA ^[BRUCE ANCHOR GOUP]	72
Figura VII.9 Instalación de anclas tipo DENNLA paso 1	73
Figura VII.10 Instalación de anclas tipo DENNLA Paso 2	73
Figura VII.11 Instalación de anclas tipo DENNLA paso 3	74
Figura VII.12 Instalación de anclas tipo DENNLA Paso 4	74
Figura VII.13 Recuperación de anclas tipo DENNLA Paso 1	75
Figura VII.14 Recuperación de anclas tipo DENNLA paso 2	75

<i>Figura VII.15 Pilote de Succión.....</i>	<i>76</i>
<i>Figura VII.16 hasta 3 pilotes por cada pierna.....</i>	<i>77</i>
<i>Figura VII.17 Esquema Pilote Sólido.....</i>	<i>77</i>
<i>Figura VII.18 Esquema Pilote Punta Abierta.....</i>	<i>78</i>
<i>Figura VII.19 Válvula de Succión.....</i>	<i>79</i>
<i>Figura VII.20 Instalación 1.....</i>	<i>80</i>
<i>Figura VII.21 Instalación 2.....</i>	<i>80</i>
<i>Figura VII.22 Extracción.....</i>	<i>80</i>
<i>Figura VII.23 SEPLA (Suction Embedded Plate Anchor).....</i>	<i>81</i>

INDICE DE GRAFICAS

<i>Gráfica II.1 Historial de Producción en México.</i> ^[PEMEX]	7
<i>Gráfica III.1 Producción vs tiempo vs profundidad</i> ^[ABB]	11
<i>Gráfica III.2 Producciones históricas de petróleo</i> ^[ABB]	12
<i>Gráfica VI.1 Compendio de sistemas de producción y sus profundidades de instalación</i>	61

INDICE DE TABLAS

<i>Tabla III.1 Infraestructura en Aguas del Golfo de México</i>	10
<i>Tabla VII.1 Dimensiones de Bruce FFTS-MK 4</i> ^[BRUCE ANCHOR GROUP]	69
<i>Tabla VII.2 Dimensiones de Bruce FFTS-PM</i> ^[BRUCE ANCHOR GROUP]	70
<i>Tabla VII.3 Suelos no cohesivos</i>	95

I INTRODUCCIÓN

La finalidad de ésta tesis es dar a conocer los aspectos geológicos y geotécnicos que se involucran en la incursión de las aguas profundas para la extracción de petróleo.

Se inicia por definir el concepto de Aguas Profundas y las posibles zonas de explotación, así como las condiciones en las que México se encuentra dentro de este medio; enseguida, se muestra una reseña de los antecedentes que han llevado a incursionar en las aguas profundas, así como las necesidades que se deben cubrir para la explotación de dicho campo, haciendo énfasis en los problemas a los que nos enfrentamos. Posteriormente, se analiza la evolución de la geotecnia marina enmarcando los cambios que ha sufrido la infraestructura costa afuera, tanto en procedimientos constructivos, como en su funcionalidad, desde mediados de los años 70's hasta nuestras fechas.

La geotecnia marina costa afuera se inició aproximadamente hace 35 años, con la plataforma "Cognac", pero aún no se consideraba que estuviesen dentro de aguas profundas, sin embargo, a partir de los años 80's con la incursión en la plataforma "Bullwinkle" en 400 m de tirante de agua, se establece el inicio de las investigaciones en dicha área; no obstante, el concepto de aguas profundas a cambiado con el paso del tiempo, ya que en nuestras fechas las plataformas son diseñadas en un promedio de 1000m de profundidad.

La finalidad última de los trabajos costa fuera es la colocación de sistemas para la producción de petróleo y garantizar su adecuado funcionamiento, así como brindar seguridad; para tal efecto, inicialmente es necesario realizar trabajos de exploración para identificar el sitio por explotar, para ello, la utilización de tecnología de punta es imprescindible en todos los trabajos costa fuera, y siendo la exploración la primera etapa de todo proyecto integral de geociencias, se hace

necesaria una adecuada calidad de todo reporte geofísico final, ya que con esto se interpretan las condiciones físicas y geológicas del área. La exploración sísmica en tres dimensiones, se comenzó a utilizar en el Golfo de México en 1996, para definir en forma más precisa las condiciones del fondo marino. Tanto los avances de la tecnología, como los intereses petroleros han orillado a que la exploración sísmica en 3D sea indispensable para el estudio y selección preliminar de la zona, así como los sitios por perforar dentro de las áreas de aguas profundas y áreas complejas en aguas someras, reduciendo los tiempos y costos de operación.

Una vez que se establece el sitio de colocación es importante identificar los rasgos geológicos del lugar para evitar riesgos potenciales al iniciar los trabajos ejecutivos.

Un rasgo geológico puede ser definido como “un estado geológico”, el cual representa o tiene el potencial para desarrollar un “daño incontrolado” a cualquier tipo de instalación (líneas de tubería, cimentaciones de plataformas, sistemas de anclaje, etc.) o a impedir el curso normal de las operaciones de perforación.

Existen muchas condiciones marinas que obligan a los ingenieros a analizar su comportamiento de manera adecuada, ya que la seguridad de los trabajos y procesos costa fuera dependen en gran parte de ellas, por esto, dentro del capítulo IV se hace de su conocimiento todos los riesgos a los que se puede enfrentar en la incursión de las aguas profundas.

Los rasgos o eventos geológicos se encuentran en el fondo marino, en los estratos del subsuelo y en condiciones rocosas, y son las principales causas de fracaso de proyectos costa fuera. Los eventos involucrados o considerados como riesgos geológicos son: grandes depresiones, deslizamientos de taludes, hidratos de gas o hidratos de metano, arenas cargadas de gas y flujo de aguas someras. Aunque su definición también abarca a todas aquellas características geológicas que tienen influencia en las operaciones de perforación, como pueden ser: presiones de poro extremas, fallas geológicas en bajas profundidades, topografía

accidentada del fondo, depósitos salinos, arrecifes, cráteres de diámetros pequeños y canales enterrados.

Una vez que se conocen todas las condiciones del sitio y los eventos que se pudieran presentar se debe de elegir alguno de los sistemas de producción adecuado para la explotación, donde la profundidad, los riesgos geológicos, el volumen de la producción, la economía, etc. influyen en dicha elección. Así, en el capítulo VI se muestra una gama de sistemas de producción, desde los instalados en aguas someras hasta los adecuados para aguas profundas, describiendo sus características y ventajas.

Existen varias tecnologías de explotación de los mantos petroleros, por mencionar algunos, están los FPSO o navíos de producción, almacenamiento y descarga del crudo, también están los sistemas semi-sumergibles, y las plataformas SPAR. Todos estos elementos, requieren de un sistema de estabilización para llevar a cabo sus procesos de extracción, es por esta razón que se han implementado los sistemas de anclaje, los cuales, también han sufrido un proceso de evolución, ya que los fabricantes han implementado nuevos materiales que magnifican las condiciones de seguridad, y reducen riesgos y costos de fabricación.

Existen varios sistemas de anclaje, entre los cuales están los pilotes de succión, que también son considerados como sistemas de cimentación, y las anclas sujetas a carga vertical y empotradas (VLA). Cada uno de estos sistemas, aunque tengan un mismo fin, ofrecen diferentes ventajas, y cumplen con requerimientos distintos, dependiendo de las características tanto del suelo como de la intensidad de las cargas que soportarán. Ya que ésta tesis está enfocada a los aspectos geotécnicos, se plantean las consideraciones para el diseño del sistema de anclaje que se ha desarrollado con mas éxito en los últimos tiempos: los pilotes de succión.



ANTECEDENTES

II.1 OBJETIVO

Conocer el avance que existe a nivel mundial en la explotación de hidrocarburos en aguas profundas, en infraestructura y tecnología, que ayude a ponderar el nivel en que se encuentra nuestro país y a la planeación de un desarrollo competitivo de explotación.

La geotecnia marina en aguas profundas, es un área de la ingeniería civil que está tomando fuerza dentro de nuestro país, ya que es un tópico considerado de reciente interés. En el presente documento se pretenden plasmar todos los aspectos de geotecnia involucrados en la explotación de yacimientos en aguas profundas, así como los principios de diseño y análisis de cimentaciones de los respectivos sistemas de producción, con la finalidad de que el lector se involucre en esta área y coadyuve con su desarrollo y difusión a los nuevos ingenieros, con el objetivo de acelerar el mejoramiento de las técnicas de explotación y producción petroleras, para hacer de México un país que se mantenga a la vanguardia de los requerimientos nacionales y mundiales en materia de explotación de hidrocarburos en éste ambiente.

II.2 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

Antes de mencionar el problema al que se hace frente en éste trabajo, es primordial entender el concepto de *aguas profundas*, por lo que es necesario definir las fronteras de profundidades o tirantes de agua, a fin de conocer los parámetros en los que se ubican los elementos que se señalan en este trabajo.

PEMEX ha establecido en base a la forma de administración de los campos, que se consideran aguas someras hasta los 200m de profundidad; aguas intermedias, de 200 a 500m; y aguas profundas a tirantes mayores a 500m. A nivel

internacional, existe otro rango mas en la clasificación, y a lugares con tirantes mayores a los 1500 m se les considera aguas ultra profundas.

Debido a que la industria petrolera ha obligado a satisfacer las demandas de crudo en todo el mundo, la incursión en las aguas profundas en la parte Norte del Golfo de México ha ofrecido una solución a ellas, ya que los estudios exploratorios han indicado que existen las condiciones adecuadas en las que generalmente se encuentran los hidrocarburos

A nivel mundial, el desarrollo de la tecnología para la explotación de hidrocarburos en aguas profundas registra un avance considerable del cual puede beneficiarse la industria petrolera Nacional. En la Figura II.1, se señalan las áreas con mayor potencial de explotación de hidrocarburos en este ambiente a nivel mundial. Como dato importante, actualmente el record mundial de profundidad de un pozo petrolero es de 1709 m de tiente de agua dentro del campo Marlim en Brasil. En la Figura II.2 se señalan los puntos de posible explotación en aguas profundas dentro de la Sonda de Campeche en el Golfo de México.



Figura II.1 Zonas Potenciales de explotación de hidrocarburos en el Mundo

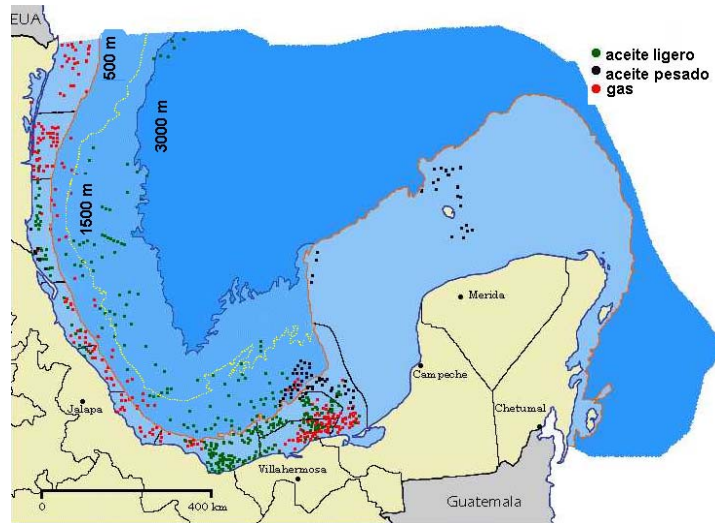
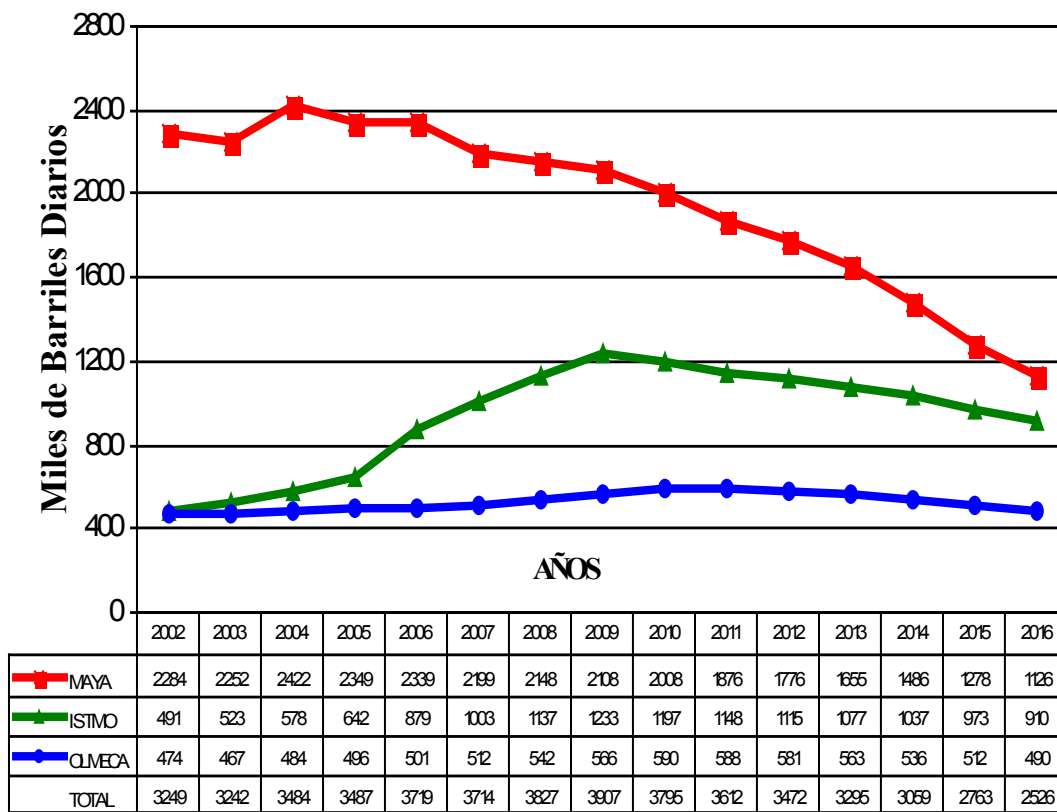


Figura II.2 Puntos Potenciales de explotación de hidrocarburos en el Golfo de México [PEMEX]

Es importante considerar que la explotación de yacimientos petroleros en las costas del Golfo de México se ha venido dando desde hace muchas décadas y es natural que se agoten los sitios de extracción conforme pasan los años y conforme se extraen los diferentes tipos de crudo, por tal razón se hace necesaria la exploración de nuevas áreas, que sean fuente de abastecimiento por muchos años más.

La consolidación en el dominio de la tecnología para la explotación de hidrocarburos en Aguas Profundas puede ser definida como una estrategia para aumentar las reservas de producción de hidrocarburos de la industria petrolera nacional y hacer frente a la declinación de la producción en aguas someras y en tierra que se pronostica inicie en 2005, como se muestra en la Gráfica II.1.

CRUDO REGIONES MARINAS Y SUR 2002-2016 (MBD)



Gráfica II.1 Historial de Producción en México ^[PEMEX]

II.3 CONDICIONES GEOLÓGICAS EN LAS AGUAS PROFUNDAS DEL NORTE DEL GOLFO DE MÉXICO.

La mayoría de las condiciones del fondo marino en la parte Norte del Golfo de México, hasta una profundidad menor a los 150 m, es simple, uniforme, y generalmente predecible, tal es el caso de las condiciones que se presentan en las costas del Golfo pertenecientes a la Sonda de Campeche. Por el contrario, las condiciones geológicas en aguas profundas, pertenecientes a las costas de Louisiana (nos referimos a la parte Norte del Golfo de México, debido a que, hasta el momento no se conocen las condiciones en nuestro territorio) son complicadas y extraordinarias, debido a las grandes discontinuidades, además de existir depósitos salinos que se extienden alrededor de 100 km a 200 km a partir de la plataforma continental, en profundidades de hasta 3000 m.

Las condiciones geológicas en el Norte del Golfo de México, que representan dificultades a la ingeniería son las siguientes:

1. Taludes potencialmente inestables de 15 grados de inclinación o mayores.
2. Topografía rocosa irregular, la cual representa dificultad para el asentamiento de cimentaciones.
3. Fallas activas y vertientes de hasta 60m de altura.
4. Nuevos y antiguos deslizamientos de tierra, que cubren grandes extensiones.
5. Hidratos de gas o hidratos de metano que reducen la fuerza al cortante del suelo y afectan a la capacidad de carga.
6. Flujos de aguas someras entre los 300 y 600 m de profundidad, que causan problemas de perforación.
7. Erosión del fondo marino, varios metros de sedimentos.
8. Condiciones de suelo que van desde los no consolidados, hasta rocosos.

Estas características tan peculiares de terreno influyen directamente en las consideraciones de diseño y en las operaciones de explotación.¹ [K.J. Campbell, 1997]



EVOLUCIÓN DE LA GEOTECNIA MARINA

III.1 INTRODUCCIÓN

Desde su inicio a nivel mundial, hace 35 años, el diseño geotécnico costa afuera ha influenciado fuertemente el diseño de las plataformas marinas. La evolución de la geotecnia marina ha pasado de su modesto inicio a una profesión vital que es capaz de ajustarse a los requerimientos cambiantes de la industria del petróleo. Esto se demuestra observando la variedad de diseños que van desde las cimentaciones para grandes plataformas apoyadas por gravedad, plataformas tipo jacket o en templete, hasta el diseño de plataformas con “piernas” atirantadas.

Primer sitio de investigación geotécnica marina en 1947 por McClelland Engineers para Chevron

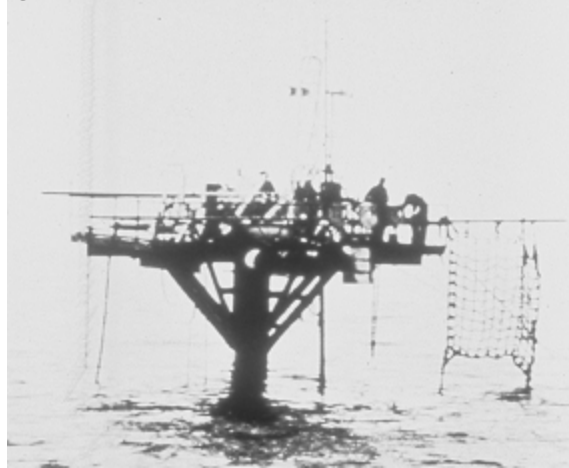


Figura III.1 Primer sitio de investigación geotécnica

III.2 HISTORIAL DE PRODUCCIONES PETROLERAS

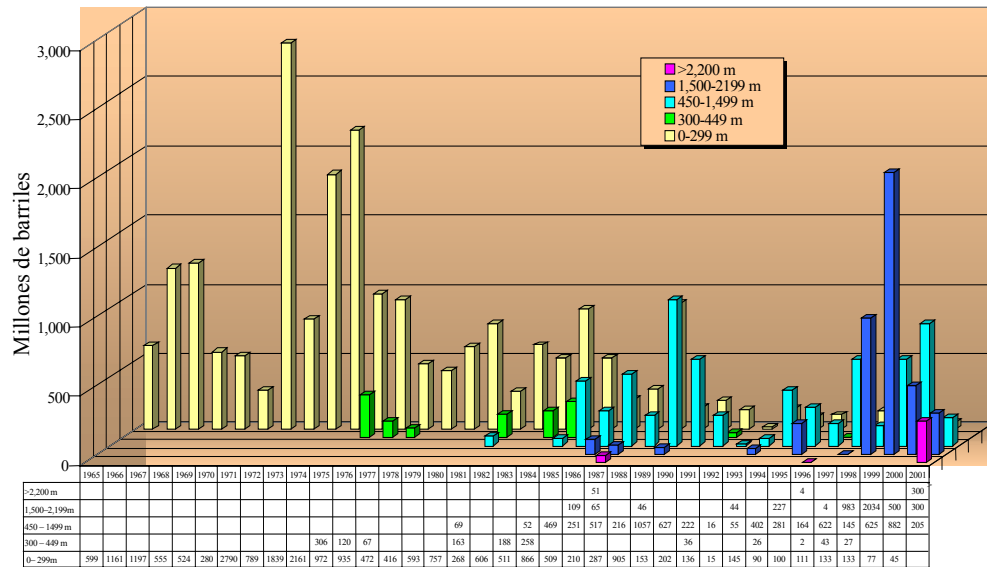
La Tabla III.1 muestra una comparación entre las plataformas instaladas en el Norte del Golfo de México y dentro de la Sonda de Campeche. Dichas plataformas se encuentran en los tirantes mas grandes de su zona, pudiéndose observar que en México aún no se ha incursionado en la explotación de yacimientos en aguas profundas.

Tabla III.1 Infraestructura en Aguas del Golfo de México² [W.A. Dunlap, 1992]

Norte del Golfo de México		Sonda de Campeche	
Plataforma	Profundidad	Plataforma	Profundidad
Ventura	800 m	Maloob-101	84.40 m
Auger	870 m	Ixtal-101	87.86 m
Ram/Powell	950 m	Maloob-103	90.00 m
Mars	1000 m	Manik-101	97.34 m
Diana	1500 m		

El agotamiento de los yacimientos petroleros y la demanda de crudo en el mundo, ha orillado a estudiar nuevos campos de explotación, y gracias a estudios geofísicos, se ha encontrado que en aguas mas profundas de las que hoy en día se explotan en el Norte del Golfo de México, existen condiciones que confirman la existencia de gas y petróleo. Así que la comunidad petrolera de México se ve en la necesidad de implementar proyectos de explotación en este ambiente a corto plazo.

En la Gráfica III.1, se muestra la tendencia descendente de las producciones petroleras en las distintas profundidades del Norte del Golfo de México, a partir del año de 1965 hasta el 2001; sin embargo, los volúmenes que se pronostican en tan solo unos pocos sitios de aguas profundas, auguran que rebasarán en un lapso de tiempo muy corto, las alcanzadas en aguas someras durante varias décadas.

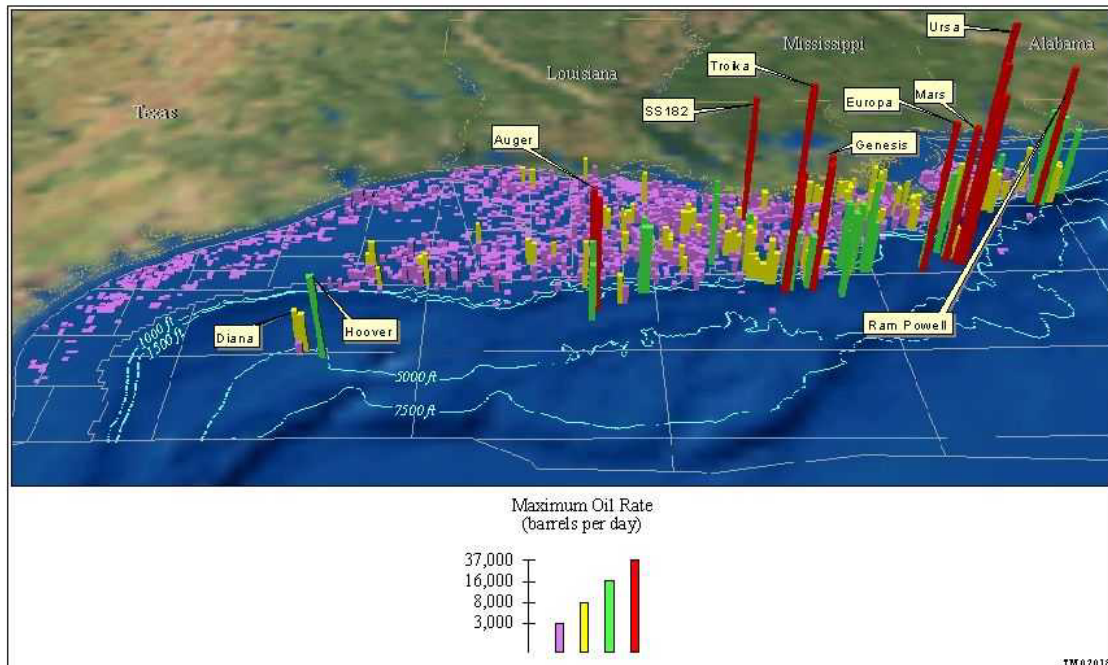


Gráfica III.1 Producción vs tiempo vs profundidad [ABB]

México se encuentra en un proceso de crecimiento, es decir, está en los inicios de un desarrollo petrolero en aguas profundas, por lo que se requiere de una adecuada asimilación del enorme potencial al que se enfrenta.

La explotación de las aguas someras en el Golfo de México ha sido muy exitosa, colocando a nuestro país en los principales productores de crudo a nivel mundial, pero existen muchas áreas más por incursionar, y las aguas profundas ofrecen una solución a las demandas mundiales de hidrocarburos.

En la Gráfica III.2 se ilustra el historial de la producción que se ha tenido en las plataformas instaladas en el Norte del Golfo de México, pudiéndose notar la diferencia de cantidades de barriles de petróleo producidos diariamente en las diferentes profundidades.



Gráfica III.2 Producciones históricas de petróleo ^[ABB]

III.3 ÉPOCAS DE DISEÑO GEOTÉCNICO

Los 35 años de diseño geotécnico costa fuera pueden dividirse en cuatro diferentes épocas, que aún cuando no se encuentran exactamente definidas en el tiempo, ilustran algunas tendencias principales.

III.3.1 Tecnología tradicional

En la década de los sesenta las primeras plataformas fueron construidas en el Golfo de México, se trataba de jackets de acero con cimentaciones piloteadas a base de tubos de acero de 36 a 40 pulgadas de diámetro, hincados hasta la profundidad máxima. Una característica de este período es que se realizaba poca ingeniería y se documentaba poco. La investigación del suelo era muy gruesa y la calidad del trabajo de campo dependía fuertemente del clima y del equipo utilizado.

Esta época no se detuvo en los sesenta, ya que abarcó buena parte de los setenta con el desarrollo de campos como Ekofisk, Forties y Frigg en el mar del Norte. Los cuales van en paralelo con la siguiente época, de los setentas y las plataformas apoyadas por gravedad.

III.3.2 Época de las plataformas apoyadas por gravedad

En los setenta surgió una situación completamente diferente en la ingeniería geotécnica. Todo empezó con el tanque de almacenamiento Ekofisk en el mar del Norte, constituido a base de concreto que a la vez es una plataforma apoyada por gravedad. La cimentación de grandes plataformas requiere de mayor información confiable de los suelos, además de una ingeniería mas detallada comparada con las cimentaciones piloteadas.

Lo anterior propició un desarrollo rápido de las técnicas para exploración del suelo marino. En este período surgió la perforación compensada por oleaje, el muestreo por empuje y la prueba del cono estático se convirtió en estándar. De ser versiones simplificadas de métodos exploratorios en tierra, los trabajos exploratorios costa fuera se convirtieron en técnicas de igual o mejor calidad.

Este avance también se dió en las técnicas de laboratorio. Existía una demanda del conocimiento preciso de lo que pasaba con un elemento de suelo *in situ* sujeto tanto a altos esfuerzos permanentes provenientes del peso muerto de la plataforma como a los esfuerzos cíclicos de las cargas ambientales, condiciones que se intentaron reproducir en laboratorio en pequeñas muestras de suelo. La precisión con la cual estas muestras necesitaban ser ensayadas no era la forma de trabajar de cualquier laboratorio de producción y de hecho tan solo los laboratorios de investigación geotécnica podían hacerlo. ³[T.I. Tjelta, 1992]

III.3.3 Plataformas gigantes y nueva tecnología

Cuatro plataformas han sido diseñadas en los ochentas que ameritan el nombre de Gigantes. Estas son en orden cronológico: Magnus, Gulfaks C, Draugen y Troll. Aunque las últimas dos fueron construidas en los noventas, fueron diseñadas en los ochentas. La plataforma Magnus es el jacket más grande en el Mar del Norte hasta la fecha, piloteado firmemente en un tirante de 187 m, con cuatro grandes grupos de 9 pilotes.

Antes de la instalación de la plataforma Magnus se desarrolló un nuevo martillo. El martinete hidráulico submarino que se acopla a pilotes de una sola pieza y los hinca sin necesidad de guías, esta tecnología ha representado un gran avance en la instalación de pilotes. Probado por primera vez en North Cormorant en 1981 pronto se convirtió en el martillo más eficiente y sobrepasó a los grandes y lentos martinetes de vapor.

La plataforma de concreto Gulfaks C instalada en un tirante de 218 m se encuentra equipada con grandes faldones cilíndricos de concreto que penetran 22 metros en el suelo marino, esta plataforma representa una nueva generación de estructuras apoyadas por gravedad. Los pilotes-faldón permiten a las pesadas estructuras de concreto apoyarse en suelos blandos.

Las plataformas de piernas tensionadas Hutton, Snorre y Heidrun representan la nueva tecnología en cimentaciones. La plataforma Hutton fue la primera en imponer solicitaciones a la cimentación con fuerzas de tensión constante. Esta fue una situación nueva que impulsó el trabajo de investigación. Las cimentaciones de las plataformas con piernas tensionadas Snorre y Heidrun se basaron en la tecnología de las cimentaciones por faldones. Siendo las fuerzas de tensión estáticas absorbidas por el peso muerto de las anclas de concreto y las fuerzas dinámicas por la fricción de los faldones y la succión en el interior de los compartimentos de los mismos. Para Snorre, también se utilizaron faldones en la placa base. ³[T.I. Tjelta, 1992]

III.3.4 Tecnología actual en Aguas Profundas.

Aunque el concepto de aguas profundas ha cambiado con el tiempo, podemos decir que la época de aguas profundas inició en los ochenta con la investigación para la plataforma Bullwinkle en 400 metros de tirante de agua. En los noventa se lograron varios avances, por ejemplo, en el terreno de la geofísica se desarrollaron los métodos sísmicos 3D de alta resolución y también se tuvo mayor conocimiento de los procesos geológicos en aguas profundas.

La tecnología aplicable para la exploración geotécnica en aguas profundas ha evolucionado en los últimos años. Esta evolución ha sido marcada por varios avances tecnológicos significativos. Un ejemplo reciente es la sonda piezométrica, de diámetro pequeño, que se utiliza para determinar rápidamente la presión de poro en los suelos y la *permeabilidad* in situ de las arcillas. Esta tecnología ha sido impulsada para sortear los riesgos geológicos que han aparecido en aguas profundas, como lo es el flujo de agua somera que ha llegado incluso a causar el abandono de algunos pozos.

La característica de la exploración geotécnica en aguas profundas consiste en integrar un modelo geológico que incluya los datos geológicos, geofísicos y geotécnicos en una interpretación coherente. Las zonas de deslizamiento, las discontinuidades geológicas y la deposición variable de material afectan las propiedades geotécnicas interpretadas. De esa manera actualmente se habla de un “Estudio Integral de Geociencias”.

La investigación geotécnica en el Golfo de México ha rebasado los límites operacionales de los barcos de exploración geotécnica. Por ejemplo, en el sitio de Mensa de Shell a 1616 m de tirante de agua, se realizó un sondeo hasta una penetración de 365 m bajo el fondo marino, es decir, una longitud total de tubería de perforación de 1981 m. En este caso, la profundidad de perforación fue limitada por la capacidad de enganche de la embarcación. ⁴[E.H. Doyle, et al, 1997]

III.3.5 Tecnología futura.

De acuerdo a varios autores la geotecnia marina se desarrollará en varias vertientes:

- Profundidades de exploración totales (agua y suelo) mayores a 2500m.
- Mayor énfasis en las pruebas *in situ*.
- Desarrollo de herramientas para utilizarse durante la perforación (down hole tools).
- Incremento de la investigación de sitios con la medición de la presión de poro en exceso de la hidrostática.
- Diseño de cimentaciones mediante pilotes de succión.
- Reducción de los costos de exploración.

⁴[E.H. Doyle, et al, 1997]

III.4 COMENTARIO FINAL

No solo la industria del petróleo tiene que ser la responsable de evolucionar la ingeniería de la geotecnia marina. Es necesario vincular mas de una disciplina para entender el comportamiento del ambiente marino, y los ingenieros geotécnicos marinos necesitan interactuar con otros especialistas, como son: geólogos marinos, oceanógrafos, geoquímicos y biólogos. Queda entonces una invitación a todas las disciplinas involucradas en esta área para acelerar el proceso evolutivo.

IV EXPLORACIÓN

IV.1 INTRODUCCIÓN

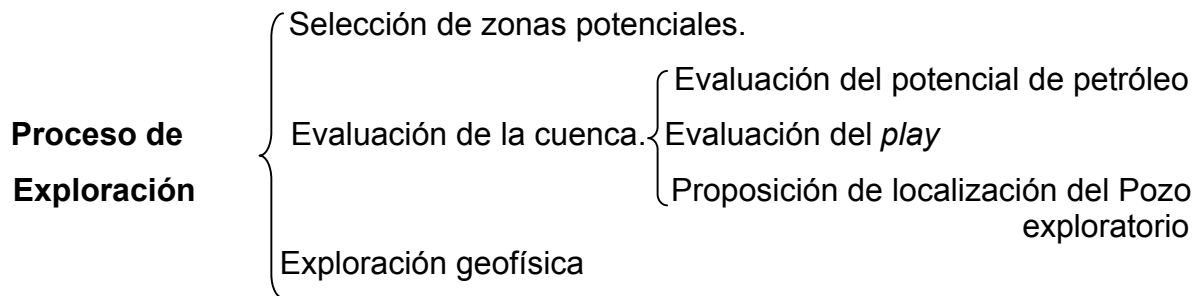
El actual crecimiento de la economía mundial demanda el uso de una mayor cantidad de energía y hoy en día el petróleo es la más importante de sus fuentes. En consecuencia, se requiere incrementar las reservas, ya sea mediante el descubrimiento de nuevos yacimientos y/o mejorando sustancialmente la recuperación de los campos existentes.

El estado avanzado de explotación de los principales campos en México, aunado al incremento en la exportación de crudo, así como el incremento acelerado de la demanda de gas y petróleo en el país, nos llevan a un punto en el que la exploración y la explotación en aguas profundas son críticas e impostergables para satisfacer la demanda nacional.⁵[Pemex, 2000]

La necesidad de incorporar nuevas reservas de crudo y gas nos obliga a continuar explorando no sólo las partes terrestre y marina somera, sino también explorar y explotar yacimientos en aguas profundas. En este sentido el Golfo de México cuenta con muchas probabilidades de éxito.

El futuro de la exploración de las aguas profundas en México responde directamente a la demanda nacional e internacional de hidrocarburos. En consecuencia, la exploración en esta zona, se intensificará en los próximos años para satisfacer la demanda creciente. En el pasado, la exploración petrolera tuvo un gran auge a partir de la expropiación hasta los años 50, dominada por levantamientos de tipo gravimétricos y magnetométricos, más tarde, en los 60 y 70, por levantamientos sísmicos bidimensionales siendo hasta este momento estudios en aguas someras, y ya en los 90 se realizaron levantamientos tridimensionales, y recientemente levantamientos de cable de fondo marino; estos dos últimos para aguas profundas.⁶[A.D. Orozco, et al, 2002]

Actualmente la fase exploratoria constituye la parte inicial y la base de todo esquema petrolero, y se hace necesaria realizarla en tres etapas y a su vez en sub-etapas. De esta forma se ha venido haciendo en zonas de aguas no consideradas como profundas; así que únicamente por cuestiones de reseña se dará a conocer el procedimiento de manera general, sin embargo, mas adelante se hará énfasis en los métodos para exploración geofísica para aguas profundas.



Una vez que se establece la posible zona potencial, de acuerdo a las características físicas del sitio o por el historial de producción que se tenga en el lugar, se procede a evaluar la cuenca.

La primera etapa de la evaluación de la cuenca se refiere a la evaluación del potencial de petróleo, se lleva a cabo utilizando un modelado geoquímico para determinar el contenido de materia orgánica total por gramo de roca (c. c. o. t.), la calidad de la misma o tipo de querógeno (I, II, III) y su madurez térmica. La segunda etapa consiste en la evaluación del *play*, apoyándose en información sísmica y estructural, se analizan los tipos de aceite, roca, trampa y edades. Finalmente, en la tercera etapa se evalúa el prospecto para proponer la localización del pozo exploratorio.

El siguiente paso es complementar la fase anterior con la exploración geofísica, en la cual se planean el ó los métodos geofísicos a utilizar, que varían según el objetivo. ⁶[A.D. Orozco, et al, 2002]

IV.2 MÉTODOS DE EXPLORACIÓN GEOFÍSICA PARA AGUAS INTERMEDIAS Y PROFUNDAS

IV.2.1 Exploración sísmica.

La sismología de exploración es en la actualidad la tecnología con la mayor inversión hacia objetivos de prospección. Su desarrollo va en aumento día con día, pero no es la sismología tradicional la única herramienta utilizable; su desarrollo va desde la adquisición de datos sísmicos, procesado e interpretación de los mismos, hasta procesos especiales con fines específicos, como podría ser la localización de gas, fluidos o bien una imagen estructural o estratigráfica del subsuelo.

Las técnicas de exploración sísmica de alta resolución utilizan los principios de refracción y reflexión sísmica. Un sismo o energía acústica es utilizado para generar un impulso desde la superficie y un hidrófono registra el tiempo de retorno de la onda a través de los estratos, de esta forma es posible detectar profundidades, arcillas y fracturas o discontinuidades.

El producto es generalmente una sección sísmica bidimensional hasta un volumen tridimensional de datos, los cuales son utilizados en la interpretación, así como en la delimitación de un yacimiento petrolero.

Los avances más importantes en la exploración petrolera están fundamentados en la obtención de una imagen sísmica del subsuelo en 3D, por lo cual se espera un incremento importante en las tecnologías que utilizan datos sísmicos.

6[A.D. Orozco, et al, 2002]

IV.2.2 Exploración sísmica en 3D

La exploración sísmica en tres dimensiones (Figura IV.1), se comenzó a utilizar en el Golfo de México en 1996, para definir de manera mas adecuada las condiciones del fondo marino en aguas someras para diversas aplicaciones de ingeniería.

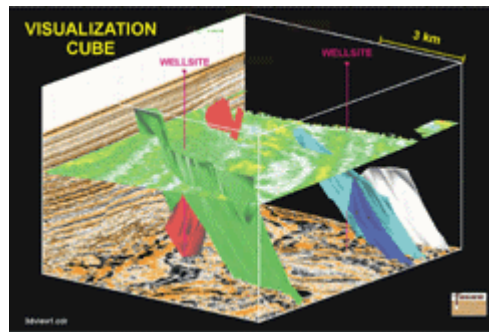


Figura IV.1 Exploración 3D [FUGRO]

Tanto los avances de la tecnología, como los intereses petroleros han propiciado que la exploración sísmica en 3D sea indispensable para el estudio y selección preliminar de la zona y los sitios por perforar respectivamente, dentro de las áreas de aguas profundas y áreas complejas en aguas someras, reduciendo los tiempos y costos de operación.

La inversión requerida para encontrar y explotar los recursos de gas y petróleo es enorme. El estímulo económico obliga a implementar las estrategias para explotar el petróleo lo mas rápido posible. Generalmente en algunas áreas de aguas profundas, se encuentran condiciones geológicas complejas, las cuales necesitan ser identificadas y planeadas en las primeras etapas de la exploración.

A continuación se discutirá de que manera la exploración sísmica en 3D ha comenzado a utilizarse para definir de una forma preliminar las condiciones del sitio. ¹[K.J. Campbell, 1997]

Datos de 3D para investigaciones preliminares del sitio: En los últimos años, la aplicación de la exploración sísmica en tres dimensiones se ha incrementado, para investigaciones preliminares de los sitios en estudio. Los estudios integrales geológicos de ingeniería para el establecimiento de las condiciones en aguas profundas, son realizados en las siguientes fases:

Ingeniería de valoración preliminar: Una valoración preliminar es realizada en la exploración, para determinar que el sitio este de cierta forma “limpio” o libre de

complicaciones o establecer que en el sitio existen condiciones complejas y potencialmente difíciles. Los resultados guían de forma general el desarrollo de la planeación y análisis económico, además proveen criterios para un diseño preliminar. Los resultados también sirven para planear, presupuestar y programar los sitios de trabajo subsecuentes. Las valoraciones preliminares están típicamente basadas en los datos de exploración sísmica o en los datos de pre-perforación.

Evaluación detallada o de diseño: Una evaluación detallada o de diseño del sitio (aquí se utilizan indiferentemente para detallar o diseñar investigaciones del lugar) es llevada a cabo para cada prospecto que ha sido aprobado para su desarrollo. Las evaluaciones de diseño integran los resultados de los trabajos de exploración con alta resolución y de una investigación geotécnica (generalmente con perforaciones y pruebas en el lugar).

Para sitios con condiciones simples, los datos de exploración de una pre-perforación pueden ser adecuados para obtener los componentes geofísicos de una investigación para el diseño del sitio, dependiendo de la profundidad y de las herramientas utilizadas. Para sitios complejos, es necesario utilizar herramientas de exploración para aguas profundas adecuadas, a fin de obtener una exploración detallada del sitio. Los resultados son utilizados para seleccionar las condiciones del sitio, que ayudan a generar una valoración de ingeniería de cualquier proceso geológico activo (como frecuencias y magnitudes de movimientos de fallas o taludes) y ayudan a interpretar las propiedades del suelo obtenidas de las perforaciones y de esta manera optimizan los diseños de cimentaciones.

¹[K.J. Campbell, 1997]

Fuente de datos: El uso de los datos de la exploración en 3D, y en ocasiones en conjunto con los datos de exploración de pre-perforación se han ido incrementando para evaluaciones preliminares. En muchos casos, el mismo

volumen de datos utilizados en la exploración, es utilizado para la ingeniería preliminar de valoración.

La disponibilidad general de datos de exploración sísmica en 3D ahora provee oportunidades para hacer mas confiable la valoración de ingeniería geológica preliminar. Aunque los datos de exploración sísmica en 2D han sido utilizados para valoraciones preliminares, los datos de 3D permiten un mejor análisis de condiciones, para la interpretación del fondo marino, una mayor amplitud de mapeo y mejores tiempos de análisis. La interpretación del fondo marino por medio de los datos de la exploración sísmica en 3D es una parte importante de la valoración preliminar. Por ejemplo, tales interpretaciones han sido utilizadas para detectar deslizamientos en el fondo marino y zonas de flujos que no son detectadas en otros tipos de exploraciones, así como áreas rocosas, montículos de hidratos, y otros eventos que a menudo pueden ser detectados. ¹[K.J. Campbell, 1997]

Limitaciones: Los datos de exploración sísmica en 3D no reemplazan los datos de exploración del sitio que provee los detalles de las condiciones necesarias para establecer la ruta final de instalaciones. Como cualquier otra herramienta, existen limitaciones en el uso de la exploración sísmica en 3D; sin embargo, en muchos casos los beneficios obtenidos son de mucho mayor peso que las limitaciones.

Las limitaciones y beneficios de los datos en 3D varían sustancialmente en cada proyecto. La utilidad de los datos se ve afectada principalmente por la calidad de éstos y la complejidad de las condiciones del sitio. Otro factor importante es la habilidad, paciencia y forma de asimilar los datos por parte del interprete.

¹[K.J. Campbell, 1997]

Características y ventajas de la exploración sísmica en 3D

1. - Funcionalidad básica de datos de 3D
2. - Evaluación de riesgos geológicos en la zona.
3. - Valoración de pre-perforación del pozo del sitio.

4. - Caracterización preliminar del sitio en estudio.
- 5.- Vistas en planta y en volumen del sitio.
- 6.- Interpretación fácil y rápida de los datos.
- 7.- Cobertura de gran área.
- 8.- Gran confidencialidad de datos.

Tecnología de exploración sísmica en 3D

La recopilación de datos para la exploración sísmica en 3D se lleva a cabo mediante un sistema batimétrico, también llamado “multibeam swath” (Figura IV.2), el cual realiza las investigaciones por medio de la generación de sonidos desde la superficie y posteriormente capturados en forma digital después de haber sido refractados desde el fondo marino. Esta tecnología puede ser suficiente únicamente hasta aguas intermedias.

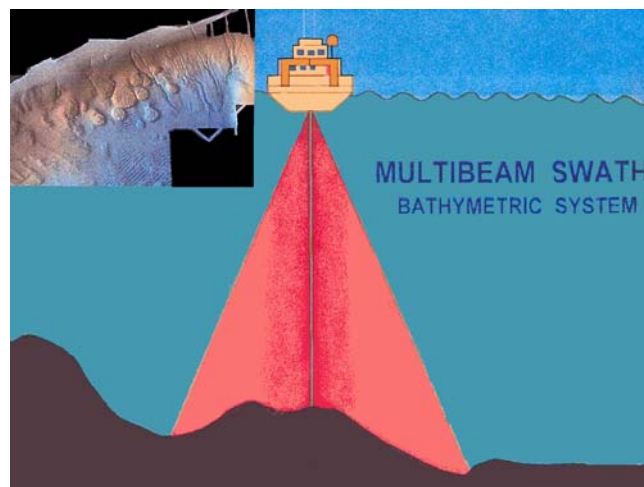


Figura IV.2 Multibeam Swath ^[FUGRO]

IV.2.3 Estudios de alta resolución

Históricamente los sistemas de arrastre profundos incorporados a un sonar y a un perfilador han sido utilizados para recolectar datos geofísicos de alta resolución en aguas profundas. Recientemente algunos de estos sistemas incluyen batimetría y magnetometría.

La excepcional alta resolución y flexibilidad de su manejo, así como el análisis confiable son de utilidad para: planeación de pozos de perforación, evaluación de riesgos en la perforación e investigación en zonas de cimentación. ¹[K.J. Campbell, 1997]

La “alta resolución geofísica”, ha sido utilizada durante varios años en los estudios de “riesgos geológicos”, para su correcto entendimiento y de esta forma, son tomados en cuenta en todas las operaciones costa afuera. Recientemente, estos estudios se han extendido a la ingeniería geotécnica, para asistir con soluciones en todos los problemas dentro de áreas de riesgos importantes.

Un punto clave para darle una adecuada utilidad al estudio de “alta resolución geofísica” depende directamente, como su nombre lo indica, de una buena resolución de los datos, así como del desarrollo de un modelo geológico consistente, que nos ayudará a comprender el proceso geológico que arroje tal modelo. ⁷[E.H. Doyle, 1998]

Tecnología de exploración de alta resolución

1. Deeptow: el sistema Deeptow es capaz de remolcar un sonar de barrido lateral a una separación de aproximadamente 30m del fondo marino controlado por flotación y por una cadena que arrastra durante toda su trayectoria aunque en sitios con topografía escarpada no se obtienen buenos resultados, ya que esa separación se ve afectada fuertemente.. ⁸ [Earl H. Doyle, 1998](Figura IV.3)

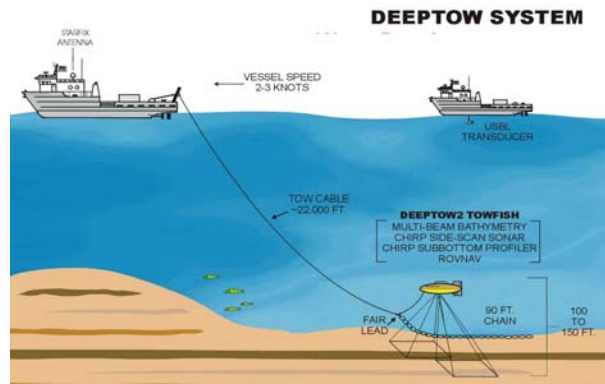


Figura IV.3 Deeptow System ^[FUGRO]

En la imagen que proporciona un deeptow la interpretación de datos es un poco difícil y tardado (Figura IV.4).

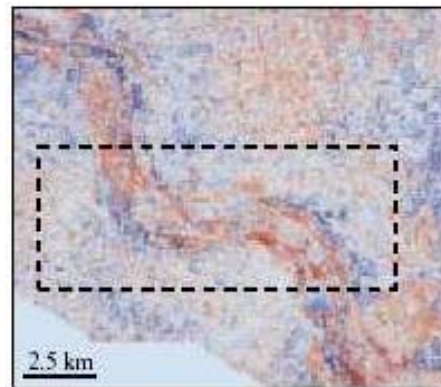


Figura IV.4 Proyección de un deeptow

2. AUV (Autonomous underwater vehicle)

El AUV también es un sonar de barrido lateral, pero a diferencia del “deeptow”, éste es “autónomo” es decir, únicamente se programa para recorrer alguna distancia y retornar al lugar de origen, además es posible controlar la altura de flotación para que la calidad de resolución no se pierda en condiciones escarpadas. En aguas profundas es la herramienta principal para el reconocimiento del fondo marino. El AUV tiene una longitud de 5.35 m y un diámetro máximo de 1 m.

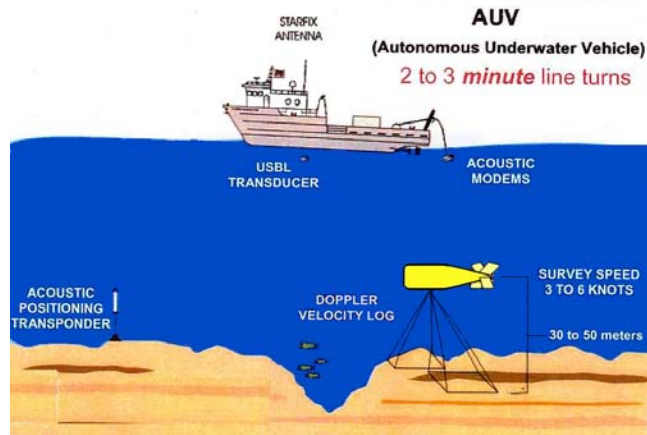


Figura IV.5 AUV System [FUGRO]

El sistema AUV es de gran utilidad en la exploración en aguas profundas, ya que la interpretación de datos se lleva a cabo de manera rápida y confiable. En la Figura IV.6 se presenta la imagen que se obtiene en una exploración con éste sistema y como se puede observar la imagen 3D que proporciona es de muy buena calidad además, es posible detectar a detalle la configuración de la zona

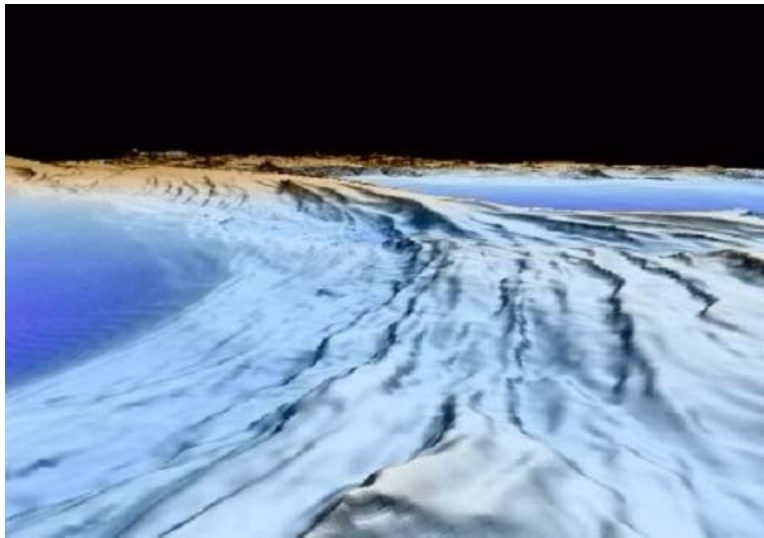


Figura IV.6 Proyección de un AUV

3. Deeptow vs AUV

- ✓ En cuanto a colocación se refiere; posicionar un deeptow convencional es un reto en aguas profundas, por lo cual solo resulta factible utilizarlo hasta profundidades de 800 m, ya que puede ser posicionado acústicamente desde la superficie, sin embargo, en profundidades mayores éste método no es del todo viable debido a las grandes longitudes de cable necesarios. En cambio el AUV no necesita ningún tipo de conexión con la embarcación, y puede ser utilizado en profundidades hasta 3000 m. ^{9[C&C Technologies]}
- ✓ El tiempo de exploración con un AUV es exageradamente reducida en comparación con un sistema de arrastre convencional. Primero, la velocidad del AUV es mucho mas alta que la del deeptow, ya que alcanzan velocidades de 4 y 2.5 nudos respectivamente, aproximadamente un 60% mas rápido. Segundo, en cuanto a la línea de retorno, el sistema deeptow requiere de 2 a 6 horas para realizar un giro de 180° (Figura IV.7). Generalmente, un poco mas del 50% del tiempo utilizado en la exploración geofísica con deeptow es empleado en las líneas de retorno. Mientras que con el AUV el regreso se lleva a cabo en tan solo minutos. ^{9[C&C Technologies]}

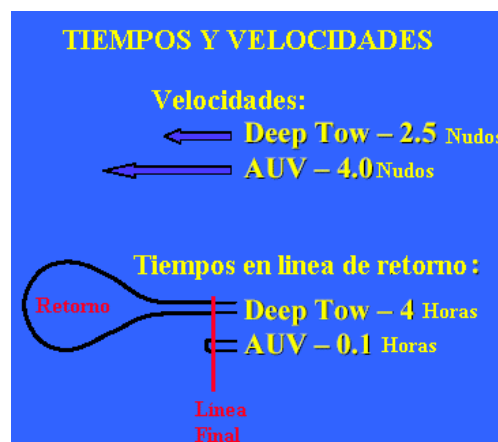


Figura IV.7 Deeptow vs AUV (1) ^{9[C&C Technologies]}

- ✓ Una de las dificultades de utilizar el sistema “deeptow” es permanecer durante todo el trayecto sobre la línea de exploración programada, debido a que las corrientes a menudo lo desvían de su trayectoria cientos de metros. En cambio, con el sistema AUV, las corrientes solo pueden desviarlo unos pocos metros. La calidad de exploración con el AUV también se mejora, porque tiene la capacidad de mantener una separación constante respecto al fondo marino a pesar de tener un terreno muy accidentado. (Figura IV.8). Esto es particularmente difícil con el sistema deeptow, ya que si trabaja a mucha separación del fondo, la resolución será poca y si trabaja a una distancia muy cercana el área cubierta será también poca. ⁹[C&C Technologies]

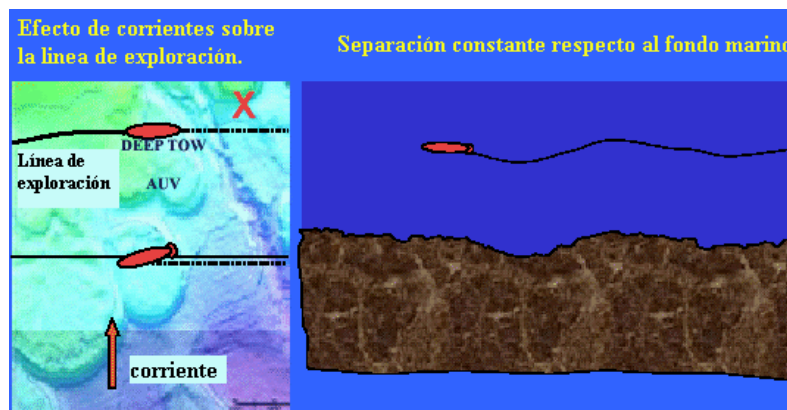


Figura IV.8 Deeptow vs AUV (2) [C&C Technologies]

IV.2.4 Modelado geológico.

El modelado geológico requiere métodos indirectos, tales como la sísmica para la definición de aspectos estratigráficos y estructurales, interpretados en la geología regional del área de estudio, que darán como resultado un modelo a utilizar en la caracterización de un yacimiento.

Se han logrado avances en cuanto al desarrollo de técnicas para definir modelos geológicos, que consideran datos directos e indirectos de las formaciones en estudio, así como un enfoque multidisciplinario que cubre aspectos sedimentarios, estratigráficos, estructurales y en general, de todas las actividades que permiten

establecer el potencial de las zonas con acumulación de hidrocarburos ¹⁰[Al-Hussaing, et al., 1996].

IV.2.5 Geoquímica.

La geoquímica tiene, actualmente una aplicación muy importante, tanto en exploración como en producción, pues permite entender y conocer el origen, probables rutas de migración y entrapamiento de los hidrocarburos almacenados en el subsuelo. ⁶[A.D. Orozco, et al, 2002]

IV.2.6 Otros métodos de exploración geofísica

Resonancia Magnética Protónica (en ingles Magnetic Resonance Sounding - MRS) sirve para medir de manera directa la presencia de agua en las zonas saturadas y/o no saturadas de los acuíferos. El MRS permite estimar las propiedades del acuífero como cantidad de agua, porosidad o permeabilidad hidráulica.

- Geo-Radar o GRP (Ground Penetrating Radar) es un método eléctrico particular utilizando fuentes de corriente alterna donde se usa la reflexión de ondas electromagnéticas de muy alta frecuencia (80 a 500 MHz). Permite, de manera versátil y rápida, la investigación a poca profundidad del subsuelo.
- Tomografía electromagnética por radio-ondas. Este método se utiliza para investigar la estructura geológica.
- Método magnetotelúrico. Permite definir los límites de acuíferos, zonas de alta transmisibilidad, variaciones de permeabilidad y la localización de sistemas de fracturas.
- Polarización Inducida. Este método esta basado en el estudio de la cargabilidad del subsuelo, que permite la localización de contaminación por hidrocarburos.

IV.3 EXPLORACIÓN GEOTÉCNICA

La exploración geotécnica se efectúa con la finalidad de obtener las propiedades índice y mecánicas del subsuelo marino a partir de ensayos de campo y laboratorio, así como para determinar la estratigrafía del suelo y los tirantes de agua. Dichas propiedades son requeridas para determinar los parámetros de diseño de la cimentación de las estructuras.

IV.3.1 Etapas de un estudio geotécnico.

1. Recopilación de datos de campo mediante perforaciones, muestreos y pruebas “in situ”.
2. Análisis de laboratorio sobre muestras de suelo recuperadas.
3. Caracterización de los suelos mediante la interpretación de datos de laboratorio y pruebas in situ.
4. Medición del tirante de agua.

IV.3.2 Equipos para muestras “in situ”.

- ✓ PIEZOPROBE
 - Mide las presiones de poro en exceso y las disipaciones de presión.
 - Permeabilidad “in situ”
 - Resistencia por punta y fricción
 - Medición de temperatura
 - Estima características de consolidación.

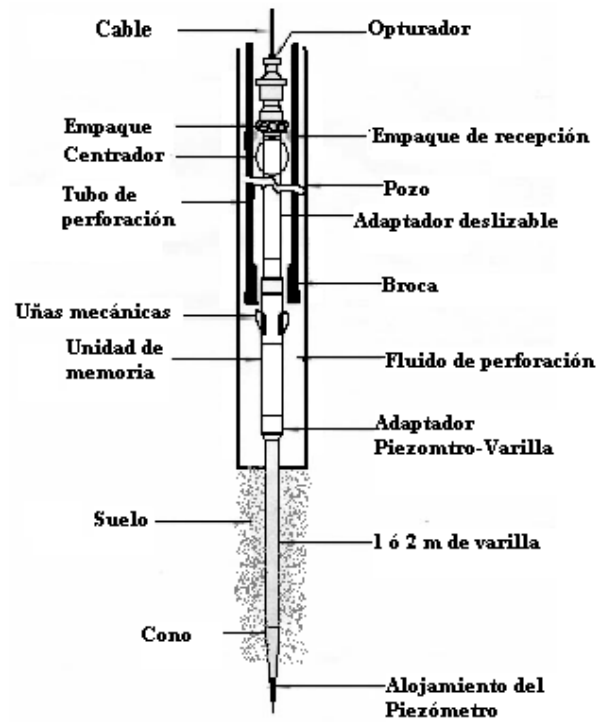


Figura IV.9 Piezo probe

✓ PIEZO CONO PENETROMETRO (PCPT)

- Capacidad para detectar estratos en sobre presión..
- Delineación de estratigrafía
- Estima la densidad relativa en arenas
- Estima ángulo de fricción en arenas.
- Estima la resistencia al corte en arcillas.
- Ayuda a la clasificación de suelos.

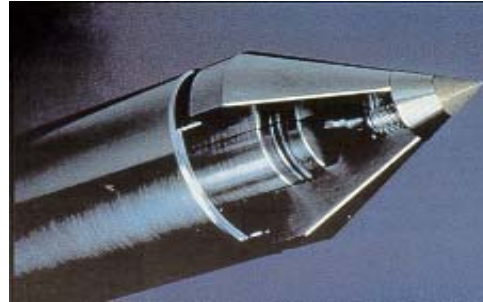
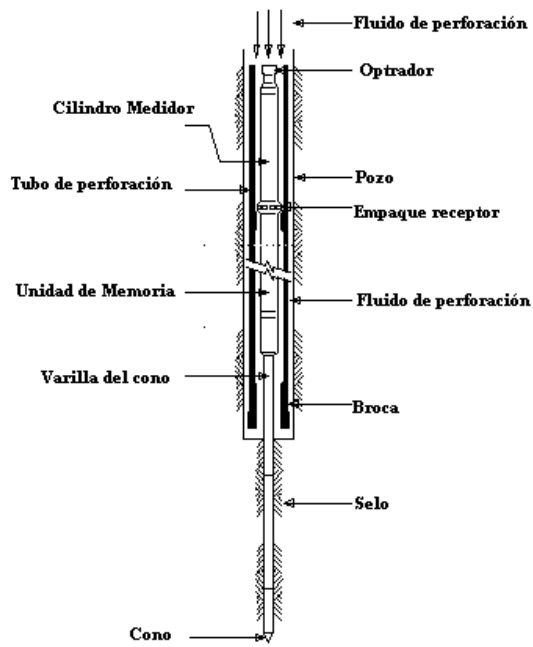


Figura IV.10 Piezo Cono- Penetrómetro

✓ VELETA REMOTA

- Mide la resistencia al corte en suelos cohesivos.

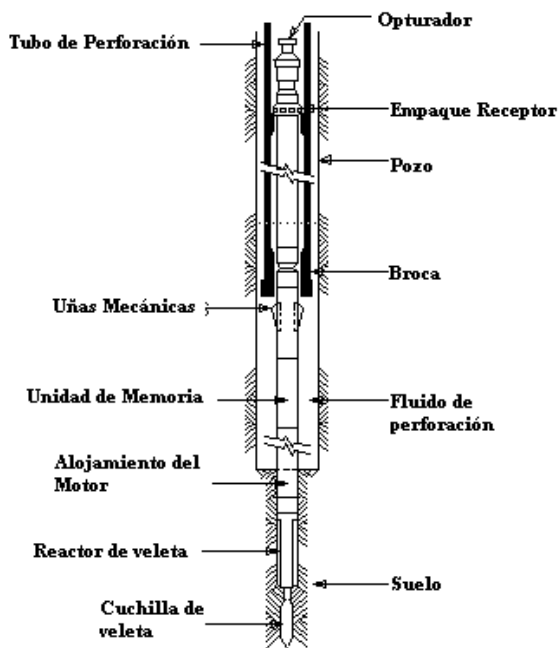


Figura IV.11 Veleta Remota

IV.3.3 Equipo para toma de muestras inalteradas.

Existen cuatro técnicas de muestreo para suelos marinos: percusión, presión, rotación y peso propio. Y el objetivo de estas herramientas, es la obtención de muestras inalteradas de suelo para ser llevados al laboratorio y hacerles las pruebas pertinentes.

El equipo a utilizar depende directamente de las características del suelo. Para suelos granulares se requiere de un sistema por percusión, para suelos cohesivos el sistema a presión, para suelos muy blandos el sistema de caída libre o peso propio y para suelos duros o bien cementados se utiliza un sistema rotatorio.

Sistema a presión:

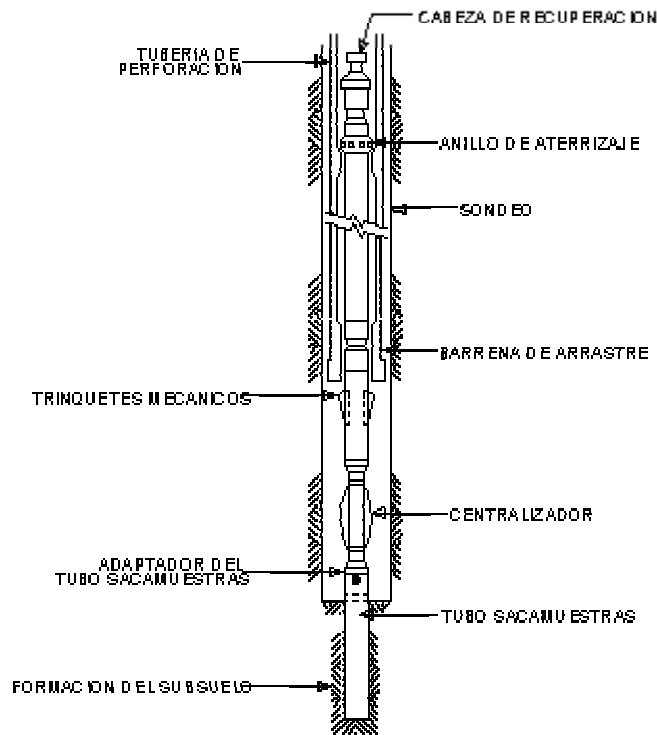


Figura IV.12 Muestreador por presión "DOLPHIN" [FUGRO]

Sistema por percusión:

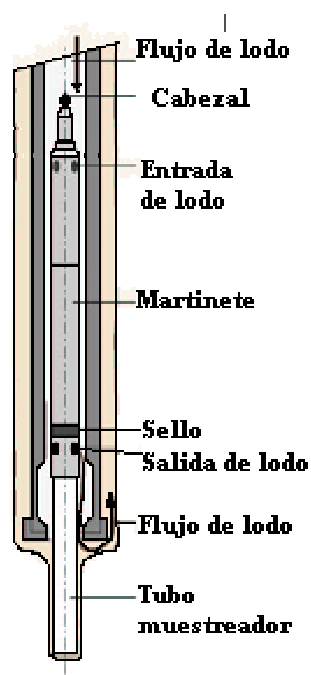


Figura IV.13 Muestreador por Percusión [FUGRO]

Sistema por peso propio o caída libre

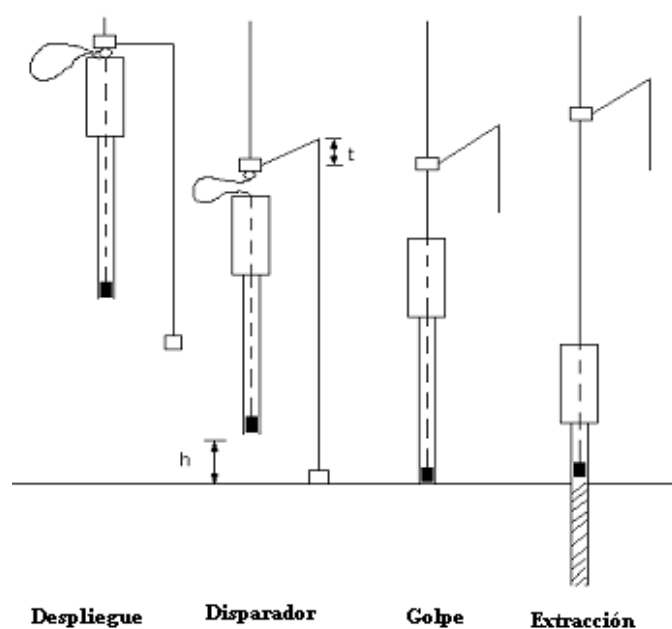


Figura IV.14 Muestreador de caída libre

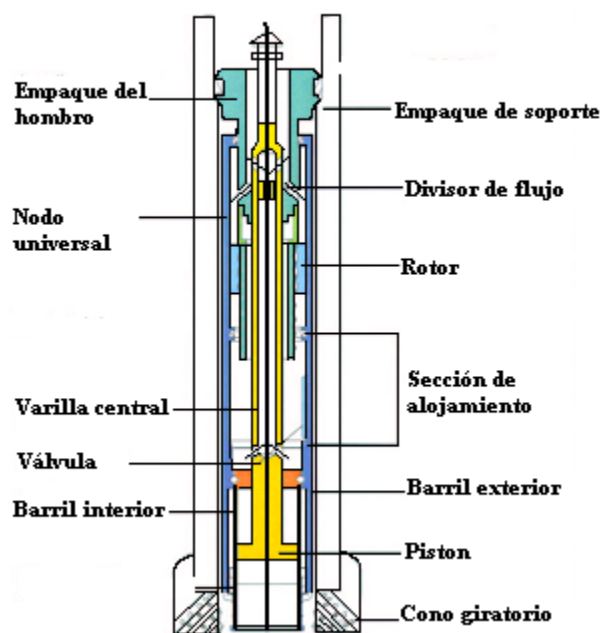
Sistema rotatorio

Figura IV.15 Muestreador rotatorio

V RASGOS Y RIESGOS GEOLÓGICOS

V.1 INTRODUCCIÓN

Un **riesgo geológico** puede ser definido como “un rasgo geológico, el cual representa o tiene el potencial para desarrollar un daño incontrolado” a cualquier tipo de instalación (líneas de tubería, cimentaciones de plataformas, sistemas de anclaje, etc.) o para impedir el curso normal de las operaciones de perforación. Numéricamente un **riesgo** es definido como el producto de la probabilidad de fracaso y las consecuencias del mismo.

Los rasgos geológicos se encuentran en todas partes de la tierra y están siempre relacionados con las condiciones geológicas y procesos geológicos recientes o pasados, los cuales son las principales causas de fracaso de proyectos costa fuera. Los rasgos geológicos en aguas profundas toman tintes mas exagerados por así mencionarlo, ya que a diferencia de los rasgos geológicos en aguas someras, el riesgo es mucho mayor debido a que la probabilidad de ocurrencia se potencializa y las pérdidas económicas son mayores.

Los eventos o rasgos geológicos en aguas profundas que pueden representar algún riesgo son: Grandes depresiones, deslizamiento de taludes, hidratos de gas o de metano y flujo de aguas someras por la presencia de sobrepresiones en los estratos (Figura V.1). Aunque su definición también abarca a todas aquellas características geológicas que tienen influencia en las operaciones de perforación, como pueden ser: fallas geológicas en profundidades bajas, topografía accidentada del fondo, depósitos salinos, arrecifes, cráteres de diámetros pequeños y canales enterrados. ¹¹[A. Lane, et al, 2002]

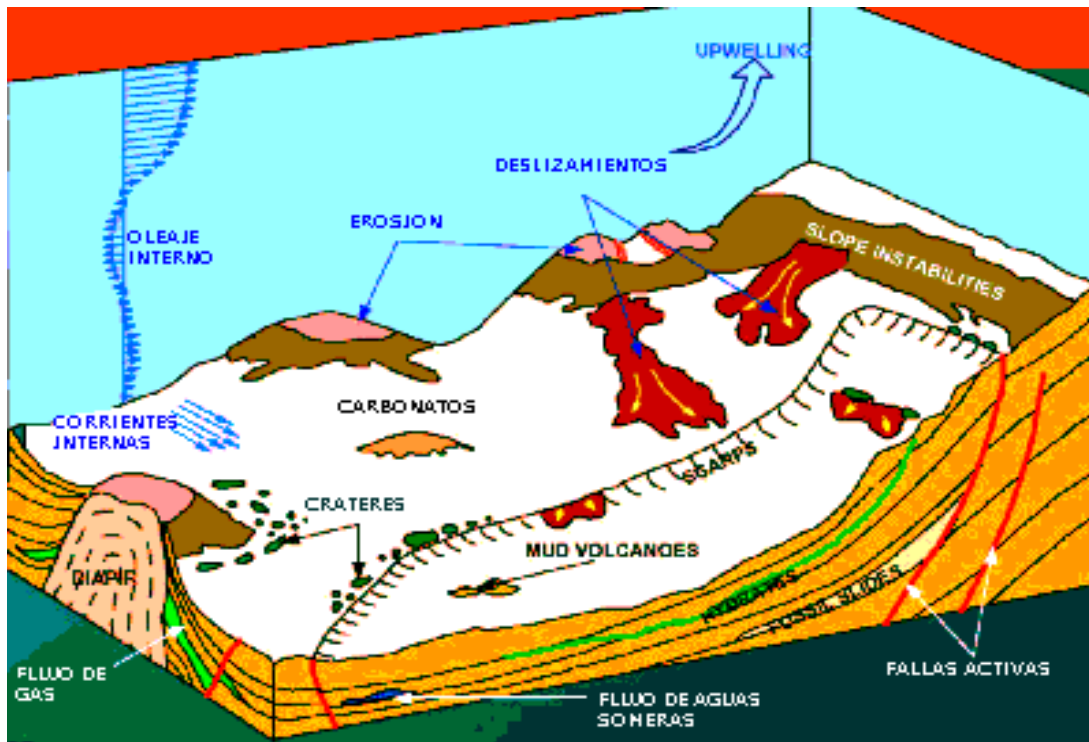


Figura V.1 Condiciones Geológicas^[FUGRO]

La evaluación de riesgos geológicos, debe iniciarse en las primeras fases de una exploración; aquí se propone en forma general un proceso ordenado para ello:

- EVALUACION: determinación de los riesgos geológicos potenciales de la zona.
- SELECCIÓN: generar y seleccionar proyectos alternativos.
- DESARROLLO: desarrollar y finalizar el proyecto, así como el presupuesto.
- EJECUCION: iniciar la ejecución de proyecto.
- OPERACIÓN: cumplir con el objetivo del proyecto.

11[A. Lane, et al, 2002]

V.2 COMPONENTES DE UN ESTUDIO DE RIESGOS GEOLÓGICOS

11[A. Lane, et al, 2002]

Exploración sísmica:

La evaluación de riesgos geológicos, generalmente comienza antes de la adquisición de la exploración sísmica en 3D y a su vez, utilizan las ventajas de la sísmica 2D, ya que la mejor resolución de los datos viene generalmente de la interpretación y adquisición de la cuadrícula 2D de varias líneas separadas, permitiendo una buena imagen del fondo marino.

Pozos de apoyo:

La calidad de los datos obtenidos de pozos antiguos aledaños, es variable, así que únicamente son tomados en cuenta para inferir las condiciones del nuevo pozo cuando se sabe que existieron eventos que representaron pérdidas económicas con la finalidad de evitar posibles riesgos.

Sensor remoto:

Generalmente, una exploración se apoya en sistemas con sensores remotos que capturan y grafican datos para conocer la configuración de los estratos marinos e identificar la presencia de gas y petróleo o la existencia de estratos de arena en sobrepresión. Ejemplos de sensores remotos son: perfiladores (somero y profundo), sonar de barrido lateral, AUV, Deeptow, etc.

Análisis geoquímico:

El análisis geoquímico, es de suma importancia en los estudios, ya que provee información invaluable para la detección de riesgos geológicos potenciales, principalmente el flujo en aguas someras, probables rutas de migración y entrapamiento de los hidrocarburos almacenados en el subsuelo.

Visualización:

Una evaluación de las condiciones del fondo marino, a una escala en 3D, es de mucha ayuda para las exploraciones en aguas profundas, ya que muestra de manera muy detallada todas las características topográficas del fondo. Es importante señalar que el sistema de resolución en 3D no proporciona datos en aguas someras y de ser necesarios, se procede a la utilización de equipo batimétrico adecuado para ello.

Oceanografía:

La oceanografía no siempre ayuda a la detección de riesgos geológicos, ya que la información que proporciona, es referente al comportamiento del medio ambiente en la zona, como son: tormentas, huracanes, ciclones, corrientes marinas y direcciones de olas; pero es importante conocer tales situaciones, por la seguridad y eficiencia de las operaciones costa fuera.

V.3 DESCRIPCIÓN DE LOS RASGOS GEOLOGICOS

V.3.1 Pasos a desnivel y topografía escarpada

Las pendientes de los pasos a desnivel en aguas profundas son mucho más pronunciadas y potencialmente inestables (Figura V.2) que en aguas someras; una topografía de rocas irregulares, es común en las cimas y en las laderas de algunos montículos o elevaciones salinas. Algunos bloques individuales pueden llegar a ser de tamaños considerables que abarcan varios cientos de metros por lado. Estas áreas rocosas presentan grandes obstáculos en las líneas de tubería y en la instalación de los sistemas de cimentación para las plataformas, ya que abarcan grandes extensiones de área y las condiciones son distintas en cada punto de apoyo, por lo cual se requieren soluciones de gran ingeniería. Este tipo de topografía es el resultado de la continua actividad geológica. El material rocoso es reciente desde un punto de vista geológico, y están constituidos por carbonatos auténticos que resultan de un complejo proceso bioquímico. ¹[K.J. Campbell, 1991]

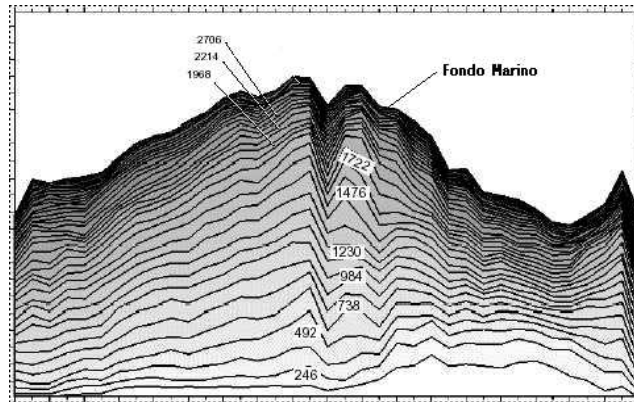


Figura V.2 Perfil batimétrico de aguas profundas procesado digitalmente

V.3.2 Fallas geológicas activas

Las grandes y extensas fallas son numerosas en las aguas intermedias y profundas y son debidas a la actividad geológica, muchas de ellas están parcialmente enterradas por una cubierta de sedimentos, implicando que se encuentren inactivas (Figura V.3). Otras mas aparecen activas y no enterradas, pero también existen aquellas que son muy pequeñas e irregulares que pueden llegar a ser hasta imperceptibles.¹²[K.J. Campbell, et al. 1993]. Debido a la gran incertidumbre del estado activo de las fallas, éstas presentan grandes riesgos para cualquier elemento (plataforma, ductos, etc) que se apoye en las cercanías de tales eventos geológicos.

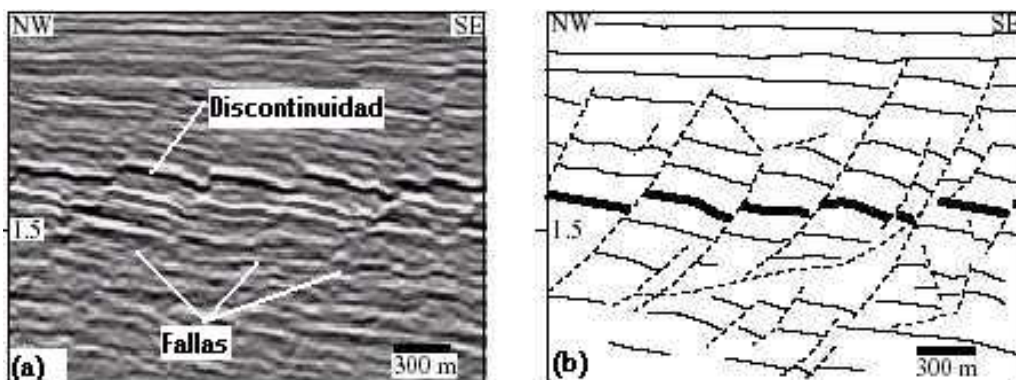


Figura V.3 (a) Imagen obtenida con perfilador , detectando fallas y discontinuidades.
(b) Imagen digitalizada del mismo sitio

V.3.3 Zonas de sobrepresión

Las zonas de sobrepresión han sido encontradas durante las operaciones de perforación exploratorias de 300 m a 600 m por debajo del fondo marino. Estas condiciones inesperadas han causado problemas en la perforación, puesto que de no ser detectados, impiden por completo la continuación de los trabajos, ya que, cuando la perforación atraviesa alguna de estas capas con sobrepresión (Figura V.4), donde la mayoría de las veces es agua, el flujo es liberado sin forma alguna de detenerlo, provocando que el pozo exploratorio se derrumbe, por tal razón se recomienda que el proceso de perforación no se detenga en estos estratos y se continúe hasta pasar las zonas de alta presión. El origen y características de los sedimentos con sobrepresión son inciertos, pero pudieran presentarse dentro de los canales enterrados, los cuales contienen arenas permeables. ¹²[K.J. Campbell, et al, 1993]. Este tipo de rasgo geológico se puede presentar en cualquiera de las fronteras de profundidad (someras, intermedias o profundas), pero a medida en que se incrementa el tirante, las presiones a las que se encuentran confinados estos estratos son igualmente mayores, por lo que en el caso de una despresurización, las velocidades a las que los líquidos y partículas sólidas se liberan son extremas y pueden provocar mayores daños.

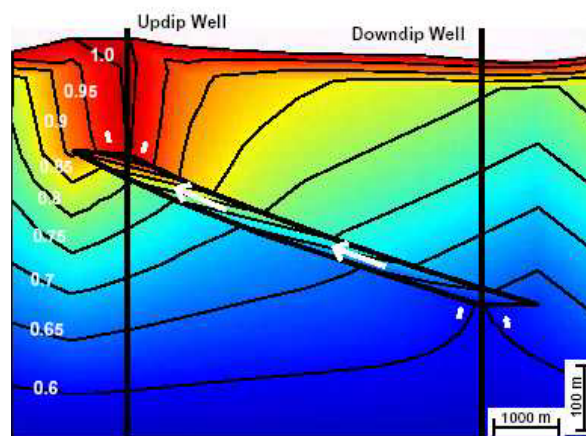


Figura V.4 Zonas de Sobrepresión

V.3.4 Deslizamientos

El término deslizamientos incluye derrumbes, caídas y flujo de materiales no consolidados. Los deslizamientos pueden activarse a causa de terremotos, erupciones volcánicas y por suelos altamente saturados, siendo esta última, la principal causa de riesgos en aguas intermedias y aguas profundas. Los deslices fueron comunes al final de la era cuaternaria. En aguas profundas es común encontrar deslizamientos de decenas de kilómetros. En aguas someras, los deslizamientos que pueden presentarse son muy pequeños, menores a los 10 m y forman taludes menores a los 2 grados, no presentando riesgos potenciales. Los suelos sensibles, aparentemente son resultado de una actividad biológica y son encontrados a lo largo del talud continental. Los deslizamientos o movimientos de fallas, son determinantes en el diseño de las estructuras, por tal razón deben ser estudiadas correctamente. ¹²[K.J. Campbell, et al, 1993]

V.3.5 Canales enterrados o paleocanales

Se refieren a los restos de antiguos cauces fluviales que consisten en estructuras lineales de conglomerados, confinados o enterrados en una matriz arcillosa, o también por sedimentos no consolidados. Generalmente el material que se encuentra dentro de los paleocanales es un suelo bien graduado, debido al arrastre de todo tipo de materiales y acumulación en las zonas de erosión. Debido a que la resistencia del material que se encuentra en un paleocanal es muy alta, presentan un alto peligro para los trabajos de perforación, ya que pueden evitar que estos sigan su curso.

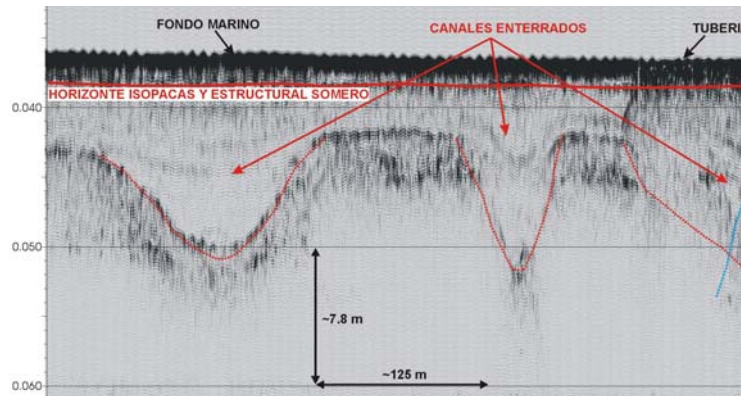


Figura V.5 Canales Enterrados o Paleocanales

V.3.6 Hidratos de gas

Los hidratos de gas son sólidos como el hielo y son una mezcla de gas y agua (Figura V.6) que se pueden presentar en profundidades mayores a los 450m donde exista una liberación de gas, alta presión y bajas temperaturas. Generalmente todos los gases (exceptuando el hidrógeno, helio y neón) forman hidratos; sin embargo, los mas conocidos y abundantes en la naturaleza son los hidratos de metano. Estos gases se forman generalmente tras la descomposición bacteriana de materia orgánica de los sedimentos marinos, o bien, por descomposición térmica de hidrocarburos en profundidad.

Los hidratos se acumulan en el fondo marino en las zonas donde se tienen estratos permeables y existan algunas fallas que conduzcan a la liberación de los volúmenes de gas.

Cuando los hidratos se derriten, grandes volúmenes de gas y agua pueden ser producidos y dar como resultado un cambio muy drástico en las condiciones del suelo de cimentación. *“1.0m³ sólido de hidrato de gas contiene 0.8m³ de agua y un poco mas de 180m³ de gas a presión atmosférica”*. ¹²[K.J. Campbell, et al, 1993]

La disociación de los hidratos de gas y la pérdida de resistencia al corte de los sedimentos ayuda a quebrar la estabilidad del bloque sedimentario y produce

deslizamientos en el talud como se ha observado en los márgenes continentales de Estados Unidos y Noruega. La disociación de los hidratos de gas puede ser lenta o explosiva, esto va a depender del contenido y concentración del gas en los hidratos y qué tan rápidos sean los cambios de las condiciones de presión y temperatura. A pesar de la apariencia de roca sólida, los hidratos son inestables y cualquier cambio de presión y temperatura o estructura puede producir la disociación de hidratos y escape brusco del metano.¹³[E Pacheco ciencia y tecnología].



Figura V.6 Hidratos de gas^[FUGRO]

Riesgos relacionados con los hidratos. Los hidratos presentan restricciones para el flujo de petróleo y gas, ocasionan riesgos de perforación e inducen riesgos a la estabilidad de las plataformas marinas, debido a la inducción de fuerzas desde el fondo. (Figura V.7).

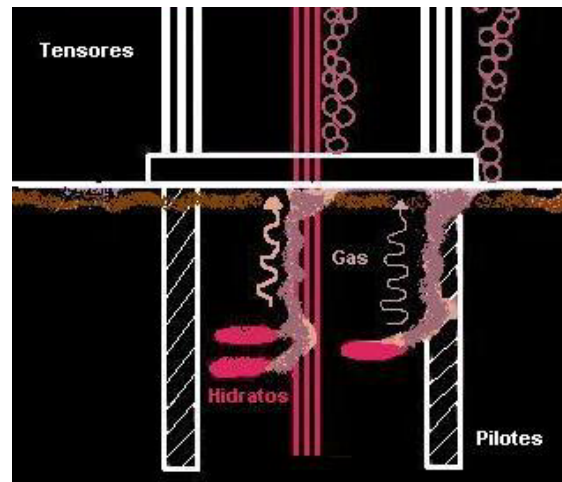


Figura V.7 Acción del flujo de hidratos de metano sobre una TLP ^[FUGRO]

Remover un taponamiento formado por hidratos puede ser peligroso. Un taponamiento de hidratos despresurizado puede viajar a velocidades balísticas, lesionando a trabajadores y ocasionando la ruptura de ductos. Para los trabajadores que perforan en aguas profundas, el encuentro de hidratos de gas sólidos formados naturalmente, puede ocasionar un problema de control en el pozo, en particular, si grandes cantidades de hidratos entran en el hueco y se despresurizan. Además la circulación de líquido caliente dentro del hueco puede reducir la temperatura en los sedimentos circundantes ricos en hidratos, conduciendo al derretimiento de los hidratos y a la desestabilización de los sedimentos que sostienen al pozo. Si entra gas en el pozo, la alta presión hidrostática y la baja temperatura del fondo del mar pueden ocasionar la formación de hidratos en fluidos a base de agua. Una manera práctica de detener la formación de hidratos es agregando sales, glicol u otros inhibidores químicos que ayudan a reducir la cantidad de agua libre. ¹⁴[Timothy S. Collett,]

V.3.7 Erosión del fondo marino

Es común encontrar erosión del fondo marino en las cimas y en las faldas de algunas elevaciones salinas y no es posible saber si las erosiones se continúan provocando en esas zonas o fueron provocadas desde hace mucho tiempo, ya

que estas pueden ocurrir eventualmente y son el resultado de las corrientes marinas que existan en el lugar. Generalmente los datos sísmicos muestran episodios muy significantes de erosión, y ocurren repetidamente al final del proceso geológico. Las superficies erosionadas son inestables para la sustentación y pueden ocasionar penetraciones súbitas en algún elemento que allí se apoye. ¹⁵[K.J. Campbell, 1991]

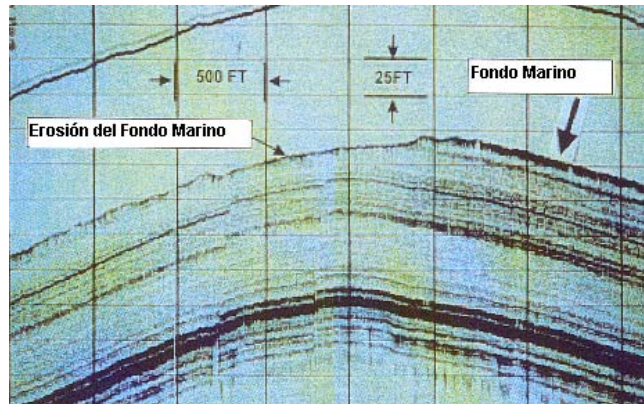


Figura V.8 Erosión del fondo marino ^[FUGRO]

V.3.8 Domos salinos

Un domo salino es una forma de relieve originada por fenómenos holocénicos, cuya base suele ser plana y el techo arqueado y se manifiesta como intrusión salina, que llega a plegar las capas suprayacentes, (Figura V.9). ¹⁶[S. Angón Rodríguez, 2002]. Los domos salinos presentan riesgos importantes en la perforación, ya que debido a las altas presiones que se generan dentro del domo, la perforación no puede detener su curso por un lapso largo de tiempo, ya que la sal aprisiona la tubería y no hay forma alguna que se pueda recuperar debido a las grandes fuerzas de fricción que se presentan, para solucionar este problema se hinca con antelación una tubería de revestimiento que protegerá a la de perforación.

Los domos salinos se pueden encontrar desde aguas someras hasta aguas profundas y es importante mencionar que éstos son generalmente indicadores de

presencia de gas o crudo debajo de ellos, por lo cual, una mal manejo de estas condiciones podría ocasionar el dejar de explotar algún yacimiento.

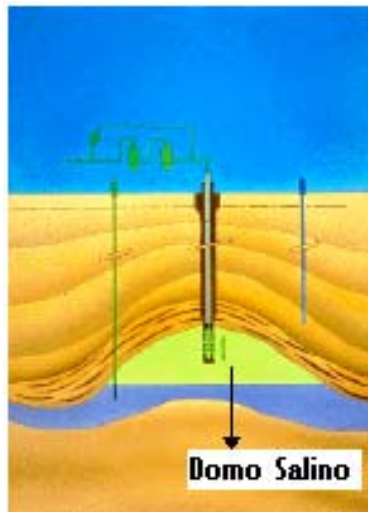


Figura V.9 formación de Domo Salino.

V.3.9 Montículos o socavaciones

En inglés llamados “pockmarks” son montículos de suelo no consolidado o cráteres de pequeñas dimensiones, producto de las emanaciones de gas (Figura V.10). Cuando estos se presentan dentro de una área determinada, intervienen en la estabilidad de cualquier plataforma. También, son indicadores de los procesos de emanaciones que aún se siguen dando y pudieran interferir en los procesos de perforación, además de inferir cargas de presión a cualquier elemento que allí se apoye.

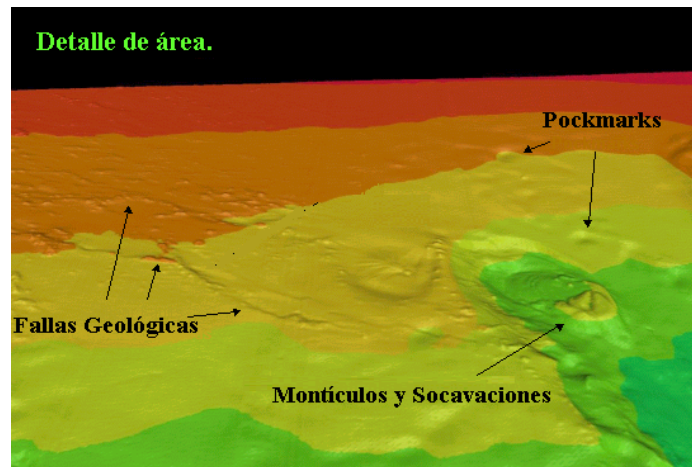


Figura V.10 Montículos y Socavaciones

V.3.10 Suelos inusuales

Los suelos no comunes en las aguas profundas pueden representar un gran riesgo geológico, ya que no se tiene experiencia con ese tipo de condiciones; por ejemplo las propiedades de algunas arcillas en aguas profundas pueden ser modificadas por la intensa actividad geológica o que debido a las corrientes internas; este tipo de suelos sea mezclado con algunos organismos provocándoles distintos tipos de comportamiento y propiedades, haciendo con esto que el diseño de pilotes de cimentación o rutas de tuberías presenten problemas en su comportamiento¹⁵[K.J. Campbell, 1991].

VI SISTEMAS DE PRODUCCIÓN

VI.1 INTRODUCCIÓN

La ingeniería civil constituye un soporte en las operaciones de producción, las cuales típicamente requieren de estructuras permanentes. Muchas facetas de producción son involucradas en la determinación de la comercialización de un prospecto. Los ingenieros de producción trabajan mano a mano con los de exploración, para describir los depósitos, incluyendo el desarrollo de un modelo matemático calibrado, que ha sido determinado por los estudios geofísicos, de exploración y delineación de la perforación (por medio de pruebas de pozo, evaluación de muestras, interpretación de hidrocarburos, etc.).

La ingeniería de producción abarca varias actividades y generalmente son divididas en aquellas que están asociadas con los pozos y en aquellas que están relacionadas con las instalaciones de superficie. En los pozos, las actividades involucran la colocación del revestimiento, las tuberías de producción, perforación del revestimiento en las zonas de producción, estimulación de pozo, y muchas más. Las instalaciones de superficie involucran tratamiento del petróleo y gas, separación de agua, compresión, quema de gas, reinyección de gas o agua, etc, así que el producto de venta final es de calidad.

En el ambiente costa fuera no es práctico ubicar una plataforma para cada pozo, por lo tanto, muchos pozos son perforados desde una misma plataforma y deben emplearse perforaciones dirigidas. El trabajo de perforación es muy costoso y en muchos casos excede el costo de la propia plataforma.

Una estructura con un período natural de 7 a 12 segundos experimentaría una amplificación significativa de carga y esto puede crear una sobrecarga provocando daños por fatiga; para evitar tal problema, la idea de una estructura estable fue utilizada. Debido a lo anterior, la estructura fija mas común en costa fuera es la

plataforma por medio de jackets de acero soportada por pilotes, de igual forma, otra estructura (también fija) que se utilizó en el Mar del Norte fue la llamada plataforma de concreto por gravedad.

Para profundidades mas significativas, (mayores a los 300m) comienzan a ser mas factibles la utilización de estructuras flotantes o semi-fijas, por así llamarlo, ya que no están conectadas al fondo marino de una forma rígida, además presentan una respuesta estructural mucho mas favorable a la acción de cargas dinámicas, por ejemplo las producidas por el oleaje, corrientes marinas, viento, etc.

En la figura VI.1 se muestra la gama de estructuras existentes, fijas y semi-fijas o flotantes para explotación y producción. A continuación se describe cada una de ellas.

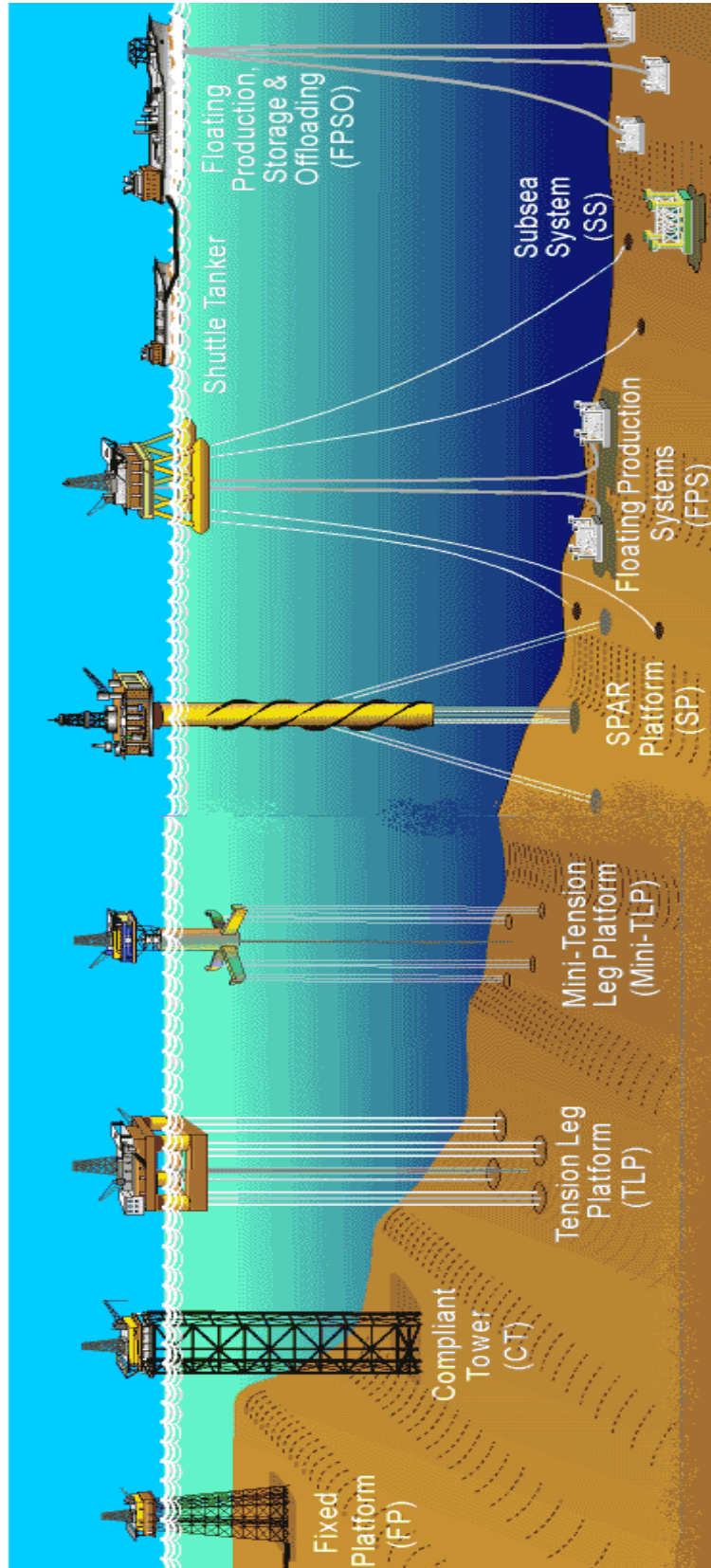


Figura VI.1 Estructuras Fijas y Flotantes ^[FUGRO]

VI.2 PLATAFORMAS FIJAS CONVENCIONALES

VI.2.1 Plataformas de concreto apoyadas por gravedad

Esta estructura es de concreto y su estabilidad se logra mediante una base ancha y de gran peso sobre la superficie. Las plataformas de concreto por gravedad son mas pesadas que las de acero tipo jacket y su cimentación se basa principalmente en una gran superficie de contacto con el terreno para absorber los momentos y fuerzas horizontales de diseño. Este tipo de estructuras fue utilizada únicamente en aguas someras menores a los 300m.

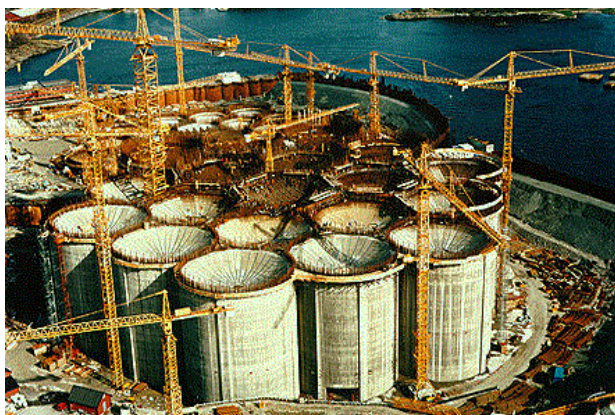


Figura VI.2 Cimentación de una plataforma de concreto apoyada por gravedad

VI.2.2 Fixed Platform (plataforma fija).

Está constituida a base de jackets de acero con una cubierta colocada en la parte superior, proporcionando el espacio para cuartos de equipo, una plataforma de perforación e instalaciones de producción. La plataforma fija es económicamente factible para la instalación en profundidades del agua hasta 450 m (ver Figura VI.1).

VI.2.3 Compliant Tower (Torre Complaciente)

El concepto aquí, es una torre delgada con resistencia en la base a la flexión rotacional, es decir, a diferencia de la plataforma fija, la torre flexible soporta

grandes fuerzas laterales y de la misma manera, soporta una cubierta convencional para las operaciones de perforación y de producción. Se utiliza generalmente en profundidades del agua entre 300 y 600 m (ver Figura VI.1).

Componentes de las estructuras de acero.

Para las dos plataformas anteriores, su constitución primordial es a base de **jackets** o encamisados de acero, es por esta razón que se hace necesario describir este concepto:

Los encamisados de acero son estructuras compuestas de miembros tubulares, de esta forma, las estructuras son fabricadas en costa (Figura VI.3) y cargadas sobre una barcaza y remolcadas al sitio de colocación (Figura VI.34). Aquí, usualmente son lanzados horizontalmente, y por peso propio toman la posición vertical sobre el fondo marino (Figura VI.5).



Figura VI.3 Fabricación en costa [SPT OFFSHORE]



Figura VI.4 Transportación [SPT OFFSHORE]



Figura VI.5 Lanzamiento [SPT OFFSHORE]

Este tipo de plataformas se han utilizado con gran éxito en aguas someras y en aguas intermedias como las instaladas en el Golfo de México y más comúnmente en la Sonda de Campeche, por lo que se les considera la solución más viable para estos ambientes marinos.

En las plataformas donde se implementan Jackets, se puede considerar que están constituidas por tres partes principales:

- Una subestructura que va anclada al lecho marino sobre la cual se coloca la superestructura.
- Una superestructura que aloja los paquetes de perforación, los equipos de producción, las instalaciones habitacionales, equipos de bombeo, etc., según el propósito de la estructura.
- La cimentación por medio de pilotes que tienen la función de empotrar a la subestructura con el lecho marino.

Generalmente la subestructura o elemento de apoyo, es una unidad estructural piramidal tubular constituida por cuatro marcos trapeziales formados por tubería de 1.32m y 1.21m de diámetro y longitud que varía entre los 50 y 80 metros según la profundidad donde se instale. Los cuatro marcos mencionados permiten tener ocho puntos de apoyo sobre el lecho marino, a través de los cuales se hincan los pilotes que servirán de unión entre la plataforma y el lecho marino.

A continuación se describirán algunos componentes importantes de las estructuras fijas. ¹⁷[Don Murff, Texas A&M]

PILOTES. los *pilotes principales* son conducidos a través de las piernas principales de la plataforma y conectados por medio de soldadura en la parte superior de la pierna.

Los *pilotes faldón* son conducidos a través de las mangas conectadas en la base de la plataforma y sujetadas por medio de una lechada de concreto.

Los pilotes normalmente están en un rango desde los 30 in de diámetro a los 84 in y pueden exceder los 400 pies por debajo de la línea de suelo.

CONDUCTORES. las tuberías se extienden desde la cubierta de la plataforma hasta algunos cientos de pies debajo de la línea de suelo, donde se encuentran los pozos petroleros, estas tuberías pasan a través de los encamisados para proveerles seguridad debido a las cargas de oleaje, corrosión, etc.

PLACAS DE APOYO. (mudmats) placa inferior de la estructura que provee temporalmente una cimentación de soporte para la instalación de pilotes, y deben ser cuidadosamente diseñados en el caso de suelos blandos.

RISERS. tuberías desde la cubierta hasta la línea de suelo, transportadoras de hidrocarburos.

MÓDULOS. componentes de la cubierta colocados en MSF en paquetes individuales y a menudo colocados en empalme.

VI.3 ESTRUCTURAS SEMI_FIJAS O FLOTANTES

VI.3.1 Plataforma TLP (Tension Leg Platform) y Mini-TLP



Figura VI.6 TLP (Tension Leg Platform) ^[ABB]

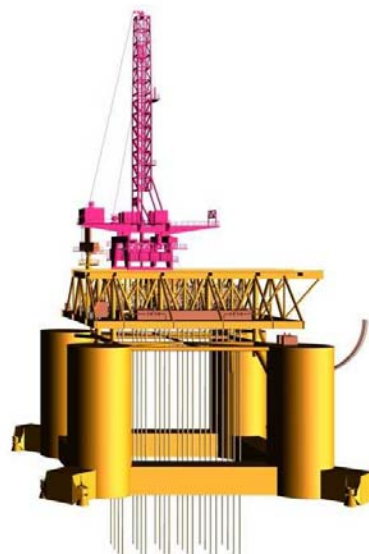


Figura VI.7 Mini-TLP ^[ABB]

La plataforma con piernas tensadas (TLP y Mini-TLP) es otra innovación importante, la cual consiste de una masa semi_sumergible con amarres verticales, que son tensionados para contener el peso y evitar las cargas por compresión. El movimiento lateral de la plataforma es producido debido a cargas por oleaje y por corrientes, provocando que la masa se sumerja, teniendo grandes movimientos.

Este tipo de plataforma desarrolla una variedad de funciones como son: perforación, producción, enlace, manejo de materiales, habitacionales o una combinación de estas; la utilización de una TLP (Figura VI.6), se justifica principalmente cuando se pretende explotar campos localizados en aguas profundas, y con los mismos fines se utiliza la Mini-TLP (Figura VI.67); a razón de tener un costo relativamente mas bajo, son implementadas para la producción de reservas profundas más pequeñas que serían poco rentables producir con sistemas de producción profundos más convencionales.

Este tipo de plataforma acepta grandes desplazamientos horizontales provocados por el oleaje o corrientes marinas; sin embargo, los desplazamientos verticales afectan en mayor medida a las conexiones o válvulas, ya que a menudo son arrancadas o extraídas por estos movimientos.

Como es de suponerse, este tipo de sistema genera fuerzas de tensión de gran magnitud, pero no de manera constante; pensando en esto, se generó un sistema de cimentación que sustituye a los grandes pilotes que anteriormente se utilizaban. Esta nueva alternativa utiliza el concepto de pilotes de succión (descritos mas adelante), que soportan las tensiones inducidas por los cables de acero.

VI.3.2 Plataforma SPAR.

Consiste en un solo cilindro vertical de diámetro grande que apoya una cubierta superficial con el equipo de perforación y de producción, tres tipos de canalizaciones verticales (producción, perforación, y extracción), y un casco de amarre que utiliza un sistema de anclaje a tensión de seis a veinte líneas sujetas al fondo marino. Las plataformas SPAR se utilizan actualmente en profundidades de hasta 900 m, aunque la tecnología existente puede ampliar su uso hacia aguas ultra profundas de hasta 3000 m. de tirante.



Figura VI.8 Plataforma SPAR

VI.3.3 Sistema de Producción Flotante FPS (Floating Production System)

Consiste en una unidad semi-sumergible que resguarda el equipo de perforación y producción. Se ancla con el sistema de amarre convencional por medio de catenarias, y puede ser colocado dinámicamente usando flotadores que rotan. La producción de los pozos submarinos es transportada directamente a la cubierta superficial a través de los risers verticales, diseñados para soportar el movimiento de la plataforma. El FPS se puede utilizar en una gama de las profundidades a partir de 450 a 1800 m.



Figura VI.9 Sistema de Producción Flotante FPS

VI.3.4 Sistema flotante de producción, almacenamiento y descarga (FPSO)

Los FPSO son un sistema flotante que cubre la función de un gran recipiente anclado al lecho marino. Un FPSO se diseña para procesar y almacenar la producción de pozos submarinos, todo en una sola unidad. y periódicamente, por medio de un barco de menores dimensiones (Figura VI.10), la producción del crudo es transportada a los lugares de refinamiento.



Figura VI.10 Transportación del crudo ^[SPT OFFSHORE]

Los sistemas de producción, almacenamiento y descarga no tienen la capacidad para efectuar operaciones de perforación ni de reparación de pozos, además no son considerados como barcos o navíos, propiamente dicho, ya que no cumplen con las funciones para ello, por ejemplo, un FPSO no es diseñado para navegar, sino únicamente para permanecer en el lugar de explotación, de igual forma, no puede permanecer en un embarcadero y en caso de tormentas, los FPSO deben permanecer en el sitio.

Debido a su gran área de contacto con la superficie del agua, se obtiene una elevada capacidad de carga de cubierta. Para mantenerlos en posición se usan sistemas de anclaje que les permitan girar en torno a este; (en la Figura VI.11 se puede observar en la parte derecha del navío el sistema de anclaje que es el punto de rotación) para así minimizar el efecto de las cargas ambientales.

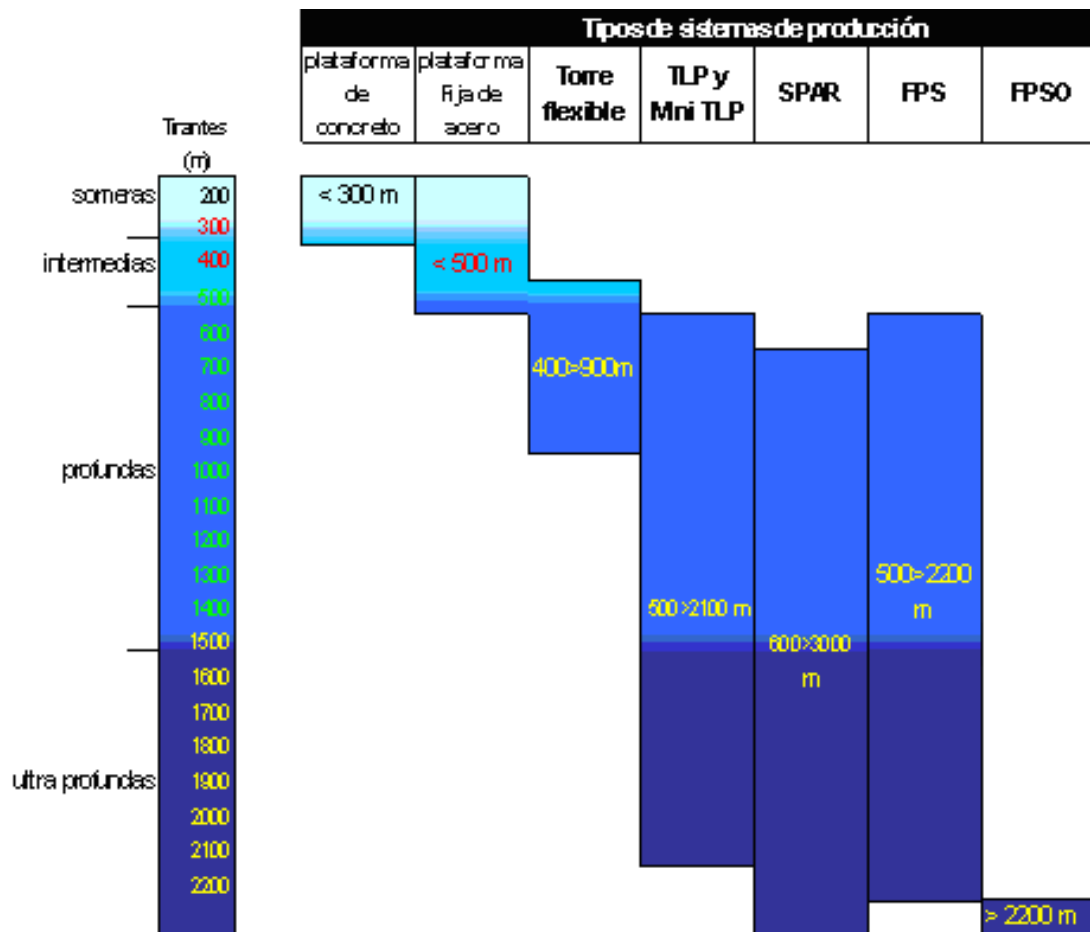


Figura VI.11 FPSO (Floating Production, Storage and Offloading) ^[SPT OFFSHORE]

Un FPSO es ideal para los campos potenciales de explotación en aguas profundas y ultra profundas donde no existe una infraestructura de tubería. Actualmente, los FPSO no han sido aprobados para su uso en el golfo de México, debido a los posibles daños ecológicos que se pudiesen ocasionar en caso de algún derrame.

VI.4 RESUMEN DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCIÓN

En la Gráfica VI.1 se muestra el compendio de los sistemas de producción y el rango de tirantes en donde pueden ser instalados, diferenciando las fronteras desde las aguas someras hasta las ultra profundas, pasando por las intermedias y las profundas; es importante destacar que estos límites de instalación de las plataformas no son del todo definidos, sin embargo, se muestra un parámetro en los que normalmente fluctúan. El tipo de plataforma a instalar no depende únicamente de la profundidad a la que se encuentre el pozo, sino de muchas otras condiciones, como pudieran ser: condiciones geológicas, costos de construcción y operación, volumen de crudo y las normas gubernamentales que se tengan en el lugar.



Gráfica VI.1 Compendio de sistemas de producción y sus profundidades de instalación

VII SISTEMAS DE ANCLAJE Y CONSIDERACIONES TÉCNICAS PARA SU DISEÑO

VII.1 INTRODUCCIÓN

Durante mucho tiempo, se han desarrollado una variedad de anclas para estabilizar unidades de perforación, producción y almacenamiento del crudo costa fuera (FPSO, FSO, sistemas semi-sumergibles, SPAR, etc). A continuación se dará una breve descripción de los diferentes tipos de anclas, sus aplicaciones y los retos que involucran la selección de las mismas cada tipo de suelo específico.

Los materiales en los sistemas de amarre, entre los grandes tanques almacenadores de crudo y simples puntos de fijación, han ido evolucionando, ya que los fabricantes de estos materiales día con día incrementan la calidad de las fibras, para dar una mayor seguridad y estabilidad a las instalaciones de aguas profundas. Estos materiales incluyen nylon y poliéster, entre otros, aunque generalmente el más utilizado es el poliéster, ya que es ligero, de alta resistencia, tienen un bajo módulo de elasticidad y relativamente tienen un costo bajo de fabricación. Pero cada uno de los diferentes tipos de materiales, tienen características únicas de densidad, y módulos de resistencia a la tensión y a la abrasión, siendo esto directamente dependiente de la calidad del hilado, forma de elaboración y tipo de terminado. Por tal, es de suma importancia llevar un adecuado seguimiento y supervisión durante la producción de las cuerdas, realizándoles pruebas de resistencia al cortante, obtención de valores de módulos de elasticidad, y resistencia a la fatiga.

Las fibras sintéticas, presentan un módulo de elasticidad no lineal, el cual se modifica, con cargas estáticas mas intensas y frecuencias de carga cíclica de mayor magnitud. Típicamente, para su análisis se consideran valores diferentes correspondientes a su módulo de elasticidad, y estos son dados por cargas de diferente índole, como son:

- Cargas ocasionadas por el medio ambiente.
- Cargas ocasionadas por los movimientos de baja frecuencia de las embarcaciones.
- Cargas ocasionadas por instalaciones.

En cuerdas con fibras sintéticas, generalmente la falla por tensión no se presenta, además, los resultados de pruebas en laboratorio lo comprueban, ya que se ha demostrado que aún con una fuerza de tensión de la misma magnitud, las fibras sintéticas, tienen una vida útil mas extensa, que las cuerdas con hilos de acero.

18[K. Huang, et al, 1998]

Un sistema de anclaje puede ser configurado como un sistema de piernas tensadas o un sistema con catenaria, y generalmente consiste en los siguientes segmentos:

- Un segmento de cadenas de plataforma
- Un segmento primario de cuerdas de fibra sintética.
- Un segmento de cadena enterrado.

La línea de anclaje más común en profundidades hasta los 1000m es la línea de catenarias, que consiste esencialmente por cables encadenados.(Figura VII.1) En exploración y producción dentro de profundidades mas allá de los 1000 m, el peso de la línea de anclaje comienza a limitar los factores en el diseño de los flotadores. Para solucionar este problema, se han generado nuevas aplicaciones, que consisten en cuerdas sintéticas en las líneas de anclaje obviamente mucho mas ligeras, y a diferencia de las anteriores, se encuentran en un estado de tensión (Figura VII.2).

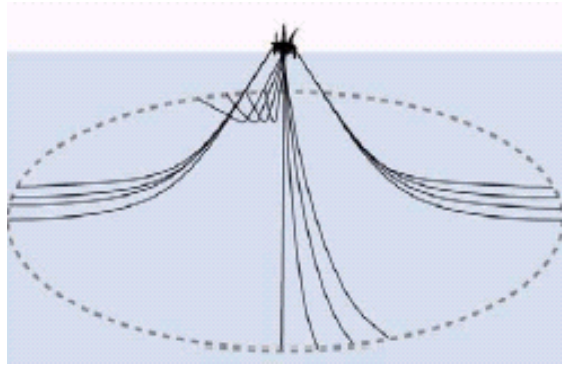


Figura VII.1 Sistema de Catenaria [INGEOKRING]

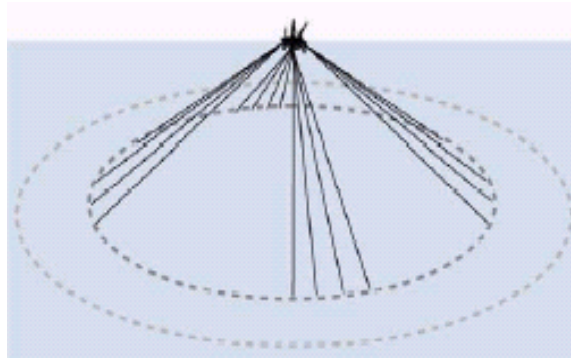


Figura VII.2 Sistema a Tensión [INGEOKRING]

La mayor diferencia entre el sistema con catenaria y el sistema de tensión, es que la primera, llega al fondo marino en una forma horizontal, y el segundo sistema llega al fondo marino con una inclinación. Esto significa que en un anclaje con piernas tensadas, en el punto de conexión entre las cuerdas y el fondo del mar, se pueden resistir fuerzas horizontales y verticales, o la combinación de estas, y en el sistema de catenaria, únicamente actúan fuerzas horizontales.

El segmento de plataforma debería ser suficientemente largo, para permitir la elongación inicial permanente y el arrastramiento del segmento de la cuerda de fibra sintética después de colocada la carga. Se debe poner especial atención en la compatibilidad del segmento de cuerdas de fibra sintética con otros componentes del sistema de anclaje.¹⁹[R.M. Ruinen, et al, 2003]

VII.2 ASPECTOS TÉCNICOS PARA EL ANÁLISIS DE SISTEMAS DE ANCLAJE

Los análisis y diseño de anclajes, pueden ser desarrollados siguiendo una metodología reconocida y presentada en el API RP 2SK 2^{da} Ed. Para un sistema de anclaje con piernas tensadas, la línea de anclaje dinámica debida a la frecuencia de oleaje por el movimiento del navío comienza a ser relativamente mas importante ya que la el oleaje induce movimientos tangenciales, que contribuyen directamente a una línea de tensión máxima. En un análisis de anclaje convencional semi-estático, las carga medias, los movimientos de baja frecuencia y la posición vertical son generalmente asumidos como constante.

Los factores de seguridad que son aplicados a este tipo de líneas de tensión, tienen un margen de error de un 10% a un 20%, resultado de la incertidumbre que se tiene en cuanto a la resistencia de las fibras sintéticas, trayendo como consecuencia, un aumento de calibres en las cuerdas, y un incremento en el número de líneas de anclaje.

La utilización de fibras sintéticas, conlleva a realizar inspecciones y monitoreos, con el fin de garantizar la seguridad de las instalaciones que son sujetadas; estos monitoreos se deben de realizar durante y después de la instalación, en períodos no mayores de un año, y después de cualquier evento natural que se presente.

19[K.Huang, et al, 1998]

Para el diseño de las líneas de anclaje se deben de tomar en cuenta varios aspectos que intervienen en la inducción de fuerzas hacia las anclas, como son las ocasionadas por el medio ambiente (viento, oleaje, corrientes), también aquellos provocados por el movimiento de baja frecuencia por parte de los navíos, en caso de un FPSO, y los ocasionados por las instalaciones como son los “risers”. Cuando se realiza el análisis de las fuerzas actuantes, se debe diseñar con las combinaciones posibles que pudieran actuar en forma simultánea, y considerar la mas crítica.

Para aplicaciones en aguas profundas, los elementos críticos a ser considerados en el análisis de sistemas de anclaje, son los movimientos de los elementos debido a las corrientes o frecuencias de oleaje, a las tuberías de extracción y la construcción de modelos de prueba, por lo que a continuación se definen estos tres aspectos:

Efectos de corrientes. En aguas profundas, el diseño debido a corrientes para un proyecto puede ser complicado. Para algunas locaciones, las direcciones de la corriente pueden ser diferentes para distintas profundidades. La simulación de la profundidad de agua, así como las corrientes en aguas profundas es relativamente difícil para cualquier modelo base existente. Las herramientas analíticas requeridas para el estudio de los efectos de las corrientes hacen énfasis en:

1. Cargas debidas a corrientes sobre líneas de anclado y tuberías de extracción (risers), incluyendo el efecto de torbellino provocado por vibraciones, en caso de que exista.
2. Amortiguamiento de los movimientos del navío de baja frecuencia.
3. Interacción con el movimiento del navío y la fuerza de oleaje.

¹⁹[K. Huang, et al, 1998]

Efecto de las tuberías de extracción o risers. La rigidez de los risers así como las cargas debidas a ellos, tienen que ser considerados en el análisis de anclado. Las cargas adicionales debidas al amortiguamiento de los movimientos de baja frecuencia debido a las corrientes provocadas por el arrastre actuando sobre los risers, comienzan a ser más significativas con el incremento de la profundidad y el número de risers. ¹⁹[K. Huang, et al, 1998]

Modelos de pruebas. el realizar un modelo de prueba, es una herramienta de mucha utilidad para complementar el análisis de anclado, sin embargo no lo reemplaza. Convencionalmente los resultados del modelo de prueba son utilizados para calibrar y validar una herramienta analítica. Algunos parámetros físicos, que son difíciles de predecir, como el amortiguamiento viscoso, la interacción oleaje-

corriente, efectos del *agua verde* y el comportamiento integral del navío (anclajes, risers) pueden ser estudiados gracias al modelo de prueba. Como es de suponerse existen limitaciones en el modelo de prueba, como pueden ser la generación de ambientes y métodos de instrumentación.¹⁸[K. Huang, et al, 1998]

VII.3 TIPOS DE ANCLAS

Los puntos de anclaje en el fondo marino, es lo mas crítico de un sistema de anclaje para asegurar cualquier plataforma flotante en aguas profundas. Dependiendo de las condiciones del suelo y los requerimientos de la estructura, es el tipo de ancla que se debe seleccionar. Las anclas por medio de pilotes de succión y las anclas de arrastre empotradas, son los dos tipos más populares de sistemas en aguas profundas, debido a su fácil instalación y a su buen comportamiento.¹⁸[K. Huang, et al, 1998]

VII.3.1 BRUCCE FFTS MK4 y FFTS PM

Existen algunas variaciones entre anclas, en cuanto a su fisionomía que las hacen distintas, pero no menos importantes, no obstante, utilizan el mismo principio. Existen dos tipos de anclas, las cuales su única diferencia es la parte abatible. La primera es la llamada Bruce FFTS-MK 4 (Figura VII.3), su ángulo se modifica por la parte inferior, y la segunda que es la llamada Bruce FFTS-PM (Figura VII.5) el ángulo se modifica por la parte superior, como se muestra en los esquemas. Esta variación en las inclinaciones de abatimientos, es directamente relacionada con el tipo de suelo que se tenga, ya sea blando o duro. Estas anclas brindan las siguientes ventajas:

- Agarre superior en todo tipo de suelo.
- Capacidad de cambiar el ángulo de agarre de acuerdo al tipo de suelo, ya sean duros o blandos.
- Desarmable en dos partes, para rapidez, facilidad de transportación y bajo costo.



Figura VII.3 Bruce FFTS MK 4 [BRUCE ANCHOR GROUP]

En el esquema de la Figura VII.4 y Figura VII.6 se muestra sus dimensiones y características físicas.

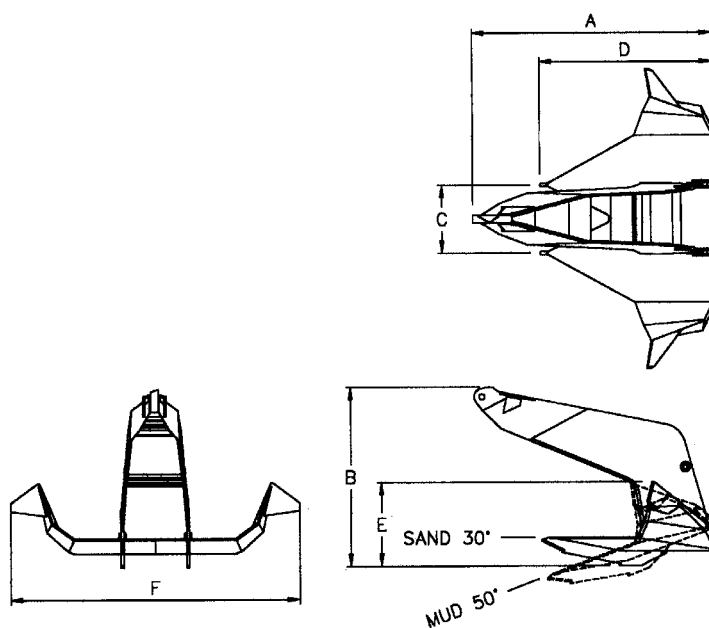


Figura VII.4 Esquema de ancla Bruce FFTS-MK 4 [BRUCE ANCHOR GROUP]

PESO (kg)	DIMENSIONES Bruce FFTS-MK 4 (mm)					
	A	B	C	D	E	F
500	1827	1280	500	1303	606	2188
1500	2648	1854	723	1888	878	3172
3000	3409	2388	931	2431	1131	4085
5000	4029	2822	1100	2873	1336	4828
9000	4846	3394	1324	3456	1607	5806

10000	5087	3563	1390	3628	1687	6095
12000	5437	3808	1486	3878	1803	6514
15000	5728	4012	1566	4085	1900	6864
18000	6129	4292	1674	4371	2032	7343
20000	6319	4426	1726	4507	2096	7571
30000	7225	5060	1974	5153	2396	8656
40000	8034	5627	2195	5730	2664	9626

Tabla VII.1 Dimensiones de Bruce FFTS-MK 4 [BRUCE ANCHOR GROUP]



Figura VII.5 Ancla Bruce FFTS-PM [BRUCE ANCHOR GROUP]

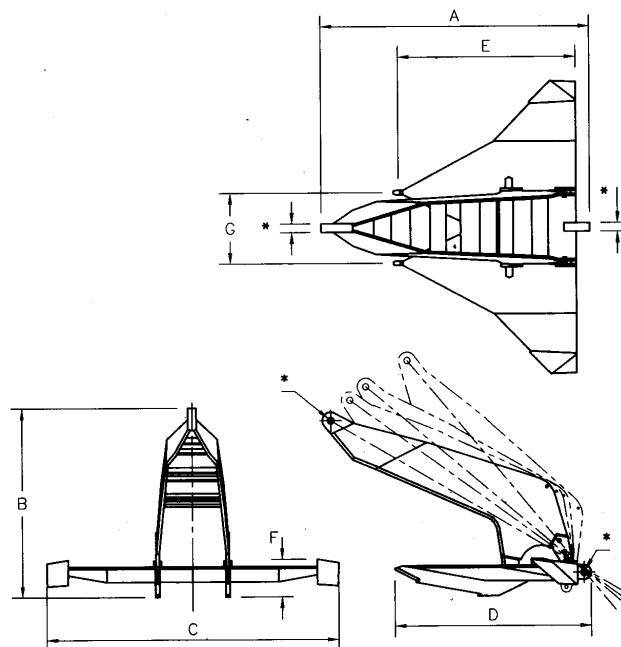


Figura VII.6 Bruce FFTS-PM [BRUCE ANCHOR GROUP]

	DIMENSIONES (mm)						
PESOS (KG)	A	B	C	D	E	F	G
5000	4288	2995	4659	3141	2768	594	1120
10000	5318	3715	5778	3895	3434	737	1389
15000	6012	4199	6531	4403	3881	833	1571
20000	6764	4725	7349	4954	4367	937	1767
30000	7742	5408	8412	5671	4999	1072	2023
40000	8437	5893	9166	6179	5447	1169	2204

Tabla VII.2 Dimensiones de Bruce FFTS-PM [BRUCE ANCHOR GROUP]

Éstas son anclas muy versátiles y pueden ser utilizadas en un amplio rango de condiciones de suelo, desde arcillas normalmente consolidadas (típicas en áreas de aguas profundas) hasta arcillas sobreconsolidadas (típicas del mar del norte), arenas, y condiciones cementadas (Corales, calcáreas), como las encontradas en Australia. Debido a su cualidad de poder modificar su ángulo, es posible ser penetrada en diferentes condiciones de suelo.

VII.3.2 VLA (Vertical Load Anchor)

19[R.M. Ruinen, et al, 2003]

Las anclas VLA pueden ser utilizadas en sistemas con piernas tensadas con aproximadamente 35 a 40 grados de inclinación entre el fondo marino y las líneas de anclaje.

La capacidad de resistencia de una ancla VLA depende directamente de la capacidad del terreno, para resistir fuerzas cortantes a la profundidad de hincado de la misma. Por esta razón, es mas conveniente su uso en condiciones de suelo arcillosos muy blandos.

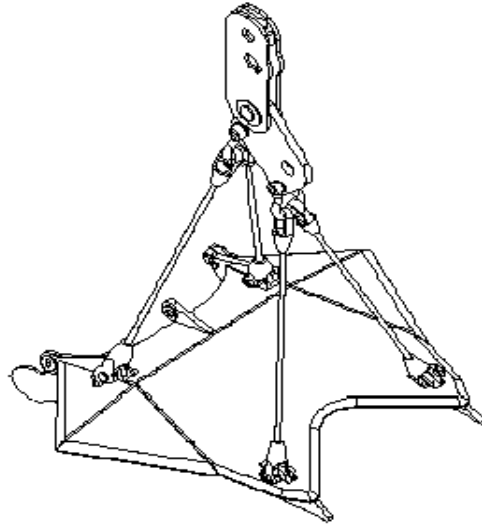


Figura VII.7 Ancla VLA

Después de la instalación de una ancla VLA a la profundidad requerida, la ancla es puesta en funcionamiento para el modo de carga normal, en la cual el ancla es capaz de resistir ambas direcciones de cargas (vertical y horizontal) o la combinación de estas debido a cualquier movimiento.

Cuando una ancla convencional de arrastre enterrada es colocada dentro del fondo marino, esta se entierra a lo largo de una trayectoria que comienza a ser horizontal cuando la capacidad de carga última de la ancla es alcanzada.

Una ancla de carga vertical o VLA es un diseño especial de ancla enterrada de arrastre que puede ser accionada por medio de la línea de carga, que es directamente posicionada en el centróide, colocándose hasta el punto final donde el ángulo de aplicación entre el ancla y la línea de anclaje alcanza los 90 grados. Cuando la VLA es puesta en funcionamiento en una posición horizontal durante la trayectoria, esta alcanza la capacidad última de carga, y si después de esta posición se sigue accionando, esto causará que falle la cuña de suelo.

VII.3.3 DENNLA (Drag Embedment Near Normal Load Anchor)

20 [The BRUCE Anchor Group]



Figura VII.8 Ancla DENNLA ^[BRUCE ANCHOR GROUP]

A diferencia de una VLA convencional, cuando la carga es aplicada por medio de la línea de anclaje, ésta no llega a ser totalmente perpendicular a la ancla, es decir únicamente se llega aproximadamente a los 80 grados, con la finalidad que cuando la tensión aumente, el ancla no haga fallar la cuña de suelo, si no que gane profundidad, enterrándose cada vez mas en el fondo marino, y en caso de que se rebase su capacidad ultima de carga, esta se moverá horizontalmente dentro del fondo, evitando su extracción por completo. Este sistema se ha aplicado en profundidades de 1500 a 2000 m a principios del 2002 con resultados satisfactorios.

Otra ventaja que podemos encontrar en este novedoso sistema de anclaje, es su fácil recuperación, a continuación se muestra una serie de esquemas donde se ilustra el proceso de instalación y recuperación del ancla.

El ancla es desplegada sobre la popa lentamente, con una cadena corta al final, para dirigirla en posición correcta.

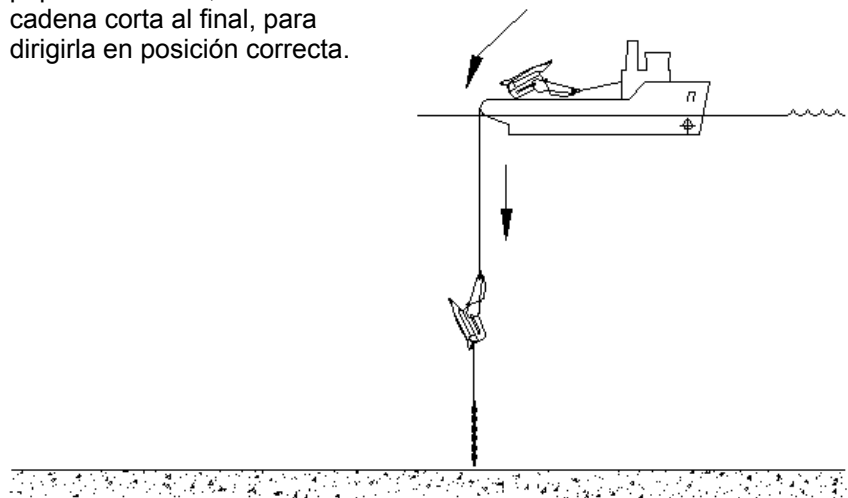


Figura VII.9 Instalación de anclas tipo DENNLA paso 1

Cuando la línea se pone en contacto con el fondo, el navío se mueve hacia delante, provocando que la ancla gire, y se oriente en posición adecuada.

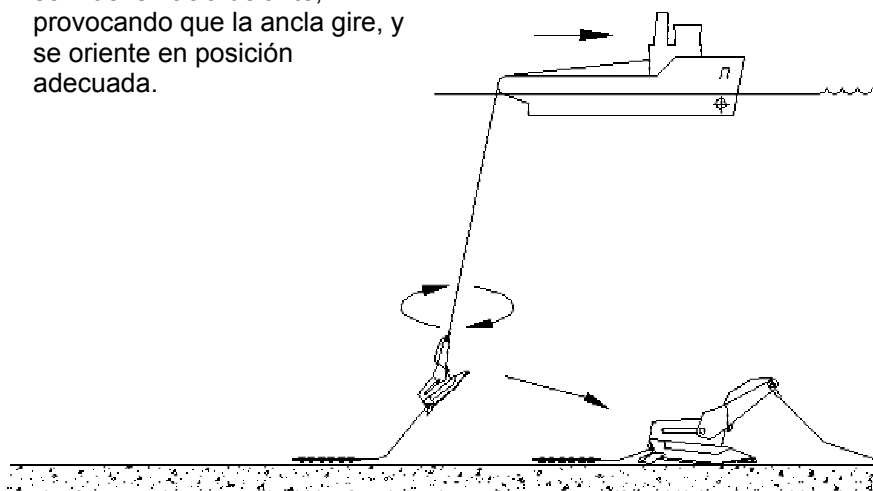


Figura VII.10 Instalación de anclas tipo DENNLA Paso 2

El navío hinca el ancla hasta el punto en que la línea de tensión haga un ángulo aproximado de 25°

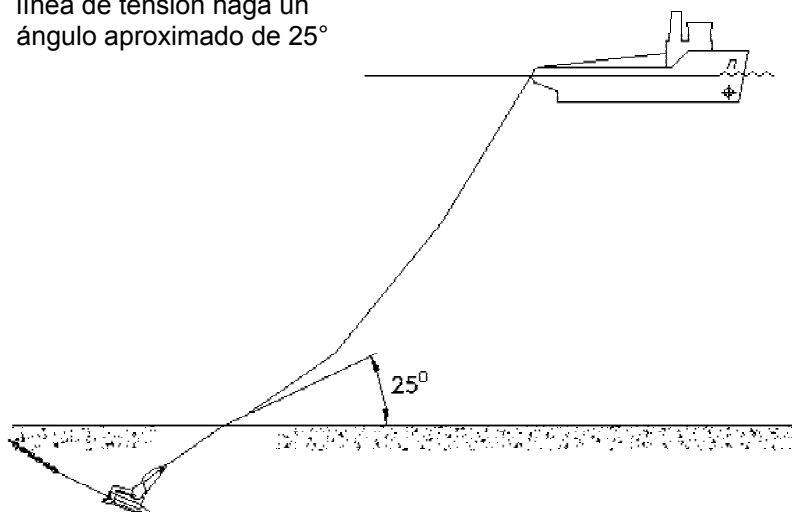


Figura VII.11 Instalación de anclas tipo DENNLA paso 3

El navío tensa la línea hasta conseguir un ángulo aproximado de 45° sin alcanzar la perpendicularidad entre la línea

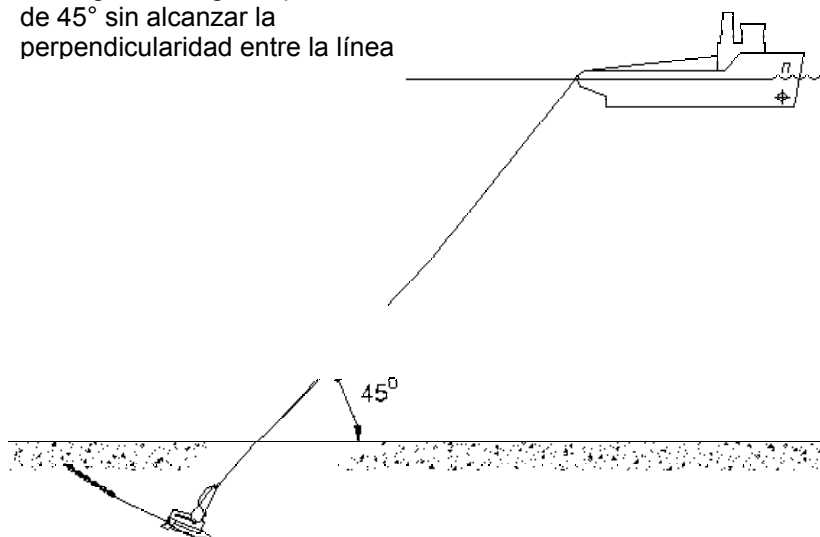


Figura VII.12 Instalación de anclas tipo DENNLA Paso 4

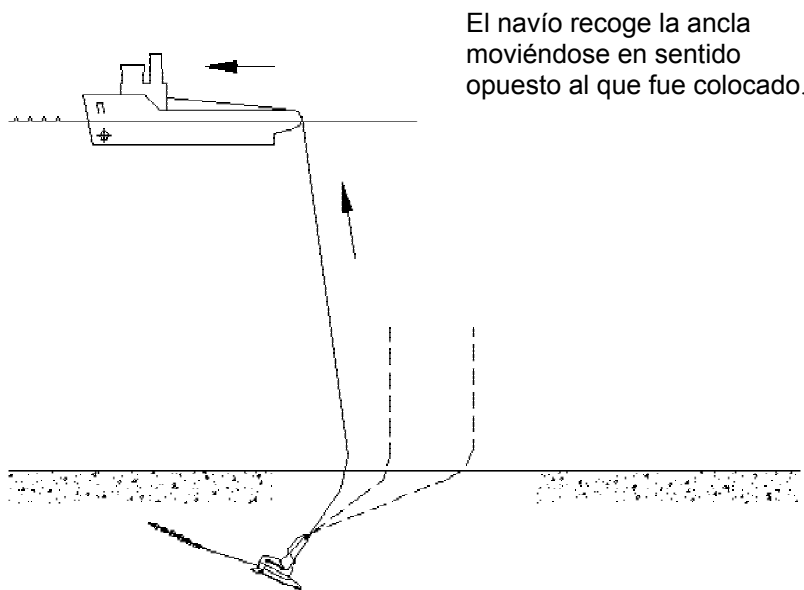


Figura VII.13 Recuperación de anclas tipo DENNLA Paso 1

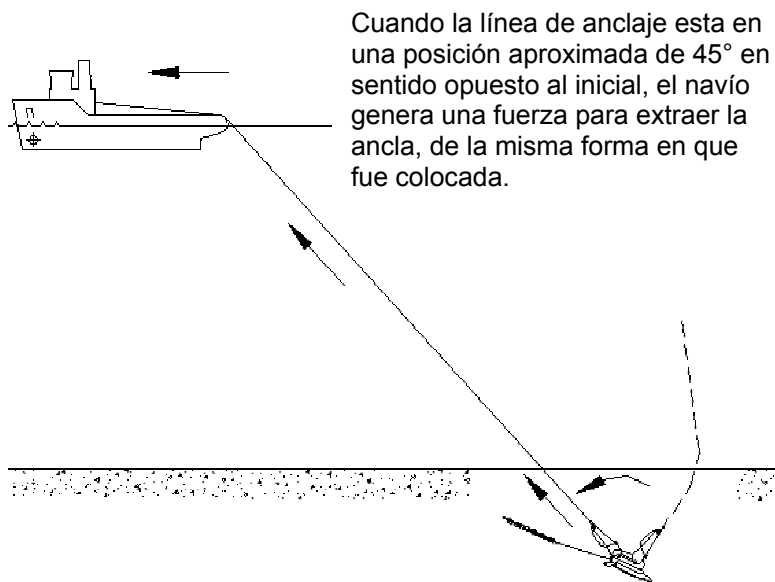


Figura VII.14 Recuperación de anclas tipo DENNLA paso 2

VII.3.4 Pilotes de succión

La gran mayoría de las plataformas en aguas profundas, consisten básicamente en un tipo de estructura flotante, conectada al fondo marino por medio de tensores. Este tipo de plataforma, acepta grandes desplazamientos horizontales

provocados por el oleaje o corrientes marinas; sin embargo, como es de suponerse, este tipo de sistema genera fuerzas de tensión de gran magnitud, pero no de manera constante y pensando en esto, se generó un sistema de cimentación que sustituye a los grandes pilotes monolíticos que anteriormente se utilizaban. Esta nueva alternativa, utiliza el concepto de pilotes de succión, que ofrecen un anclaje mas económico que los tradicionales pilotes de acero, especialmente en aguas profundas.

Los pilotes de succión difieren de los pilotes tradicionales de acero en varios aspectos; geométricamente, los diámetros de los pilotes de succión pueden variar desde 1.5 m hasta 20 m, no obstante, en cuanto a su longitud son mas cortos, (aproximadamente 20m). Los pilotes de succión son cilindros metálicos huecos, abiertos en su parte inferior (Figura VII.15), permitiendo que el suelo se introduzca al momento de ser hincados y cerrados en la parte superior para no ser inducidos mas allá de su longitud. Se pueden llegar a colocar hasta tres pilotes por cada esquina de la plataforma (Figura VII.16).²¹[Magued Iskander, et al, 2002]



Figura VII.15 Pilote de Succión

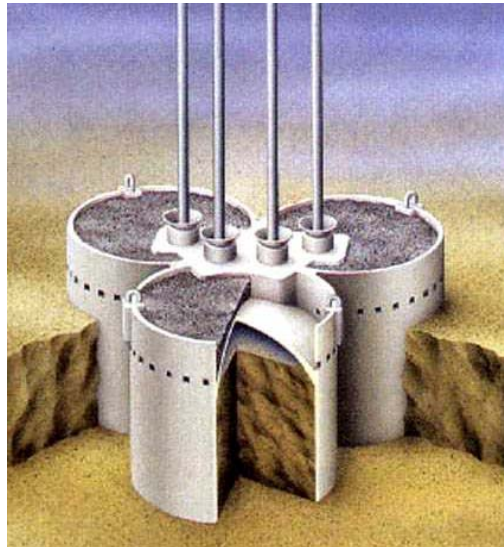


Figura VII.16 hasta 3 pilotes por cada pierna

El principio físico aplicado es muy simple; asumamos que un cilindro sólido ha sido enterrado en toda su longitud bajo el fondo marino. Cuando una tensión es aplicada al cilindro, éste tiende a moverse hacia arriba. Sin embargo, a menos que el espacio creado en el suelo debido al movimiento sea llenado de agua, una fuerza de succión será generada. (Figura VII.17) (esto lo podemos comparar con el mecanismo de una jeringa dentro de un baso con agua). La máxima succión que se podrá generar, será igual a la columna de agua que actúe sobre el cilindro, desde el nivel del mar, hasta la base del mismo, por lo tanto, es capaz de resistir fuerzas de magnitudes muy grandes.²²[L. F. Albert, et al, 1989]

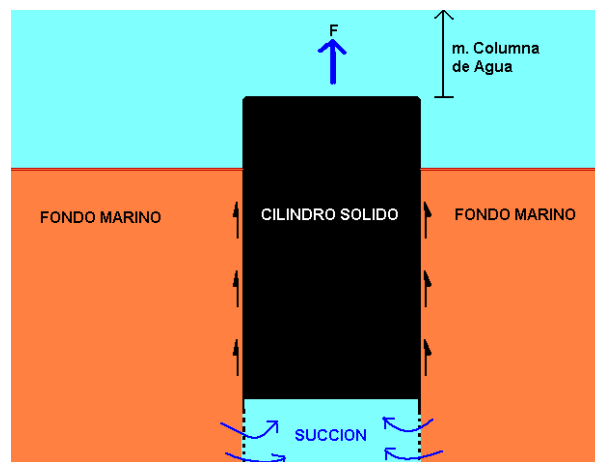


Figura VII.17 Esquema Pilote Sólido

Tan pronto como el agua se filtre desde la base del cilindro y llene el espacio generado, la succión disminuirá y el cilindro se moverá en dirección a la fuerza. Por lo tanto, hay dos factores esenciales que intervienen son:

- 1.- La permeabilidad del suelo alrededor del cilindro.
- 2.- La duración de la fuerza de tensión aplicada.

Es obvio que este sistema tienen una capacidad mucho mayor de resistir fuerzas tensionantes cíclicas que constantes, debido a que en las cargas cíclicas, cada vez que la carga es aplicada, el sistema de succión es regenerado.

El mismo principio se aplica también cuando el cilindro está abierto en la parte inferior, taponado por suelo y cerrado en la parte superior. Cuando las tensiones tienden a extraer el elemento, el espacio entre la parte superior del pilote y la frontera superior del suelo, tiende a ser llenado por agua que se infiltra. (Figura VII.18) y la misma succión es generada, atrapando al suelo dentro de la pila sin dejarlo salir, así que el peso del suelo dentro del pilote se adiciona a las cargas gravitacionales por concepto de la columna de agua y así se magnifica su resistencia a la tensión.²²[L. F. Albert, et al, 1989]

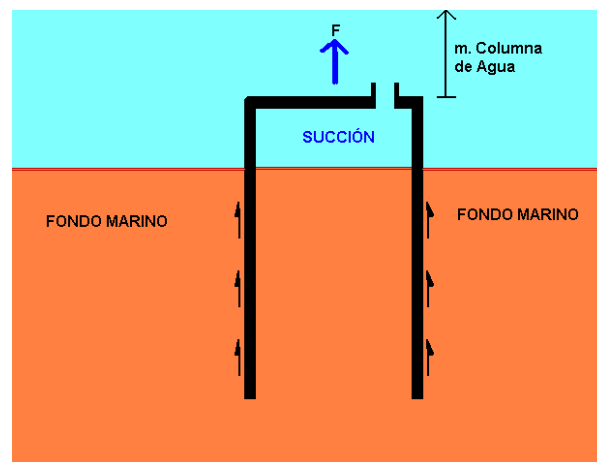


Figura VII.18 Esquema Pilote Punta Abierta

Los pilotes están provistos de una válvula de succión en la parte superior (Figura VII.19), con la finalidad de extraer el agua del espacio antes descrito, y con esto provocar un vacío, resistiendo de ésta forma grandes fuerzas tensionantes. En el transcurso de la instalación, la válvula permanece abierta, con la finalidad de expulsar el agua que hay dentro del elemento. Cuando la profundidad de penetración ha sido alcanzada, la válvula, es herméticamente cerrada y permanece de esa forma durante toda su vida útil.²²[L.F.Albert, et al, 1989]



Figura VII.19 Válvula de Succión

Se han realizado algunos experimentos en laboratorio con modelos a escala para inferir el comportamiento de los pilotes de succión y se ha concluido que durante la aplicación de tensiones constantes se permite el drenado de agua hacia el interior del pilote; por el contrario cuando se trata de tensiones cíclicas, no se permite que el suelo se drene, por lo cual resiste aproximadamente tres veces mas en comparación con las condiciones drenadas²³[Sherif El-Garbawy ,et al, 1998]

Proceso de instalación

Una ventaja de este tipo de sistema, es la relativa rapidez de instalación, especialmente en comparación con el tiempo requerido en los sistemas antiguos por medio de largas pilas monolíticas, debido a que no se necesita una perforación previa al hincado, ya que estos son inducidos en el fondo marino por peso propio

(Figura VII.20), con la ventaja de que la posición puede ser controlada durante todo el transcurso de hincado y una vez que se ha alcanzado la profundidad máxima, se le aplica la fuerza de succión con ayuda de bombas sumergibles para que se genere un levantamiento extra del suelo dentro del pilote y así la succión se desarrolla en todo lo largo del suelo que se encuentra en su interior, suministrando resistencia a ser extraído debido al aumento de la fuerza hidrostática dentro del pilote (Figura VII.201), haciendo innecesaria la implementación de martillos hidráulicos para el hincado.

Desde el punto de vista económico, la ventaja mas representativa de este sistema es que los pilotes de succión, son “re-utilizables”, es decir; cuando el yacimiento ha sido agotado, pueden se extraídas por medio de la inyección de agua desde la parte superior, y volverse a utilizar en otra estructura (Figura VII.20).

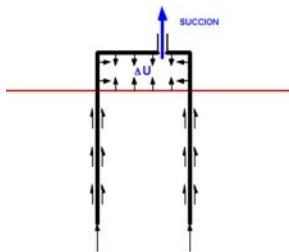


Figura VII.20 Instalación 1

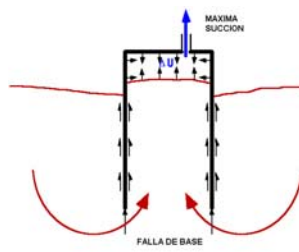


Figura VII.21 Instalación 2

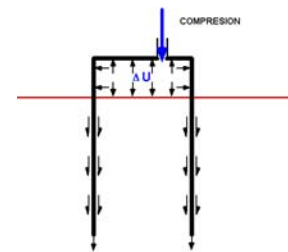


Figura VII.22 Extracción

VII.3.5 SEPLA (Suction Embedded Plate Anchor)

El ancla es un mecanismo híbrido que utiliza atributos de las anclas VLA y los sistemas de succión. El diseño de las SEPLA ha sido desarrollado para reducir los costos asociados con las anclas de succión y las dificultades de la instalación de una VLA. Las anclas SEPLA combinan el sistema de succión con una placa de anclaje que se encuentra alojada en una ranura vertical en la base de la guía. La guía en este contexto se considera el elemento cilíndrico (semejante al pilote de succión) que hince la placa de anclaje hasta la profundidad de diseño.

En el momento que la SEPLA hace contacto con el fondo marino, el sistema es hincado por peso propio. El agua alojada dentro de la guía es entonces extraída mediante una bomba para alcanzar la profundidad máxima. Una vez alcanzada la profundidad de diseño, la guía es removida, dejando enterrada la placa de anclaje. Posteriormente la carga es aplicada a la placa de anclaje, provocando que ésta rote desde su vertical hasta una posición perpendicular a la línea de acción.

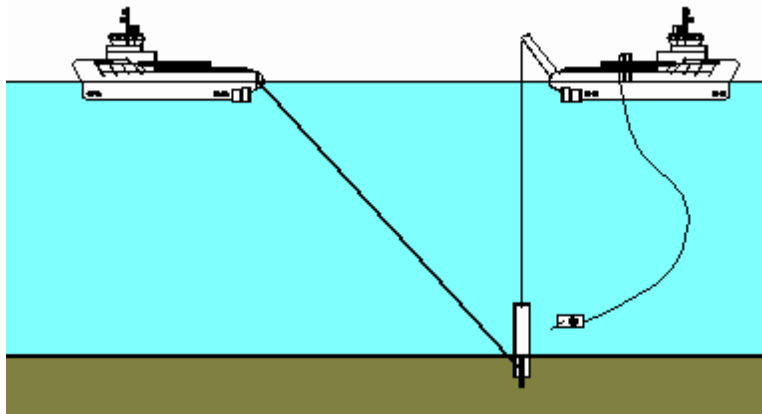


Figura VII.23 SEPLA (Suction Embedded Plate Anchor)

VENTAJAS.

La ventaja principal es la reducción considerable de costos en la fabricación.

DESVENTAJAS.

El diseño puede ser desfavorable para arenas muy densas o suelos bien cementados.

Se requiere equipo especial para su instalación.

La orientación final de la placa de anclaje es incierta.

En suelos plásticos puedes presentar desplazamientos de consideración bajo la acción de cargas estáticas y cíclicas.

VII.4 CONSIDERACIONES DE DISEÑO PARA CIMENTACIONES DE SISTEMAS DE PRODUCCIÓN

El diseño de las cimentaciones de las estructuras costa fuera es muy complejo así como importante, ya que de ello depende el buen funcionamiento de las actividades de explotación a realizar y la seguridad de todas las instalaciones que éstas alojen. A continuación se enumeran y mas adelante se describen los aspectos a considerar en dichos diseños.

1. Cargas de diseño.
2. Confiabilidad.
3. Factores de diseño de carga y resistencia.
4. Plasticidad.
5. Capacidades de carga.
6. Factores de seguridad.

VII.4.1 Cargas de diseño

17[Don Murff, Texas A&M]

La estructura debe ser diseñada para soportar una gran variedad de cargas. Obviamente, en primera instancia, debe soportar las cargas de construcción e instalación. Por ejemplo; el arrojado de una estructura provoca tensiones mas grandes que las cargas máximas de operación en algunos de sus miembros, o de la misma manera se pueden generar altos vientos que provoquen vibraciones en los nodos de algunos miembros esbeltos.

Cada lugar del fondo de la estructura de cimentación, debe resistir pequeñas cargas desde antes que los pilotes sean hincados. Estas cargas incluyen oleaje, viento, impacto de botes, cargas por gravedad, cargas inducidas por la colocación de pilotes, etc. Y durante las operaciones de la plataforma, la estructura debe resistir su propio peso, cargas de perforación, y cargas provocadas por el medio ambiente (oleaje, viento, corrientes marinas, hielo, sismos y cargas dinámicas).

Las cargas de oleaje son las condiciones de carga usualmente dominantes y tal vez sean las mas difíciles de cuantificar. A continuación se exponen estas cargas con mas detalle.

Las primeras consideraciones en cargas de oleaje son evaluadas con las condiciones oceanográficas. Los rangos de oleajes dependiendo el estado del mar son de interés. Un estado relativamente “estático” es importante solo para las operaciones de los navíos. Condiciones “intermedias”, pueden ser importantes para las mediciones de fatiga de la estructura y obviamente las condiciones “intensas” para los análisis de sobrecargas. Aquí, nosotros limitaremos nuestra atención a las condiciones de sobrecarga.

Para conocer las condiciones extremas nosotros debemos evaluar únicamente tormentas. Estas a menudo tienden a ser huracanes, tifones, ciclones, tormentas de viento, etc. En el Golfo de México por ejemplo, los huracanes ocurren en los meses de junio a octubre y son mucho mas severos en comparación con las tormentas de viento.

Generalmente se habla de la selección de una ola de diseño, basada en un estudio estadístico, en el cual se consideran períodos de retorno de tormentas, intensidades de tormenta, y duraciones de éstas.

Como ejemplo, podemos asumir la necesidad, de determinar las condiciones de diseño de un segmento de tres horas de una tormenta. Esto es, la intensidad de ola se asume constante durante este tiempo. La intensidad del segmento es caracterizada por la altura de ola significativa H_s , la cual se considera en un promedio del tercio de la ola mas alta.

Una aproximación razonable es el asumir que las olas en este segmento tienen una función de densidad probabilística de “*Rayleigh*”, es decir: la probabilidad de una altura de ola acertada H_o excedera el siguiente término:

$$P(H > H_o) = \exp\left(-2H_o^2/H_s^2\right)$$

$$\exp\left(-2H_o^2/H_s^2\right) = 0.001$$

Hay aproximadamente 1000 olas en un bloque de tres horas, así que, un promedio de altura máxima de ola durante este tiempo es expresado como:

Esto es, si la probabilidad de exceder una altura de ola dada es 0.001, en 1000 olas, se supondrá una altura **H_o** resolviéndolo de la siguiente manera:

$$-2H_o^2/H_s^2 = \ln(0.001) = -6.907$$

Despejando H_o:

$$H_o = 1.86 H_s$$

Esto es: la ola mas grande en un bloque de tres horas, será 1.86 veces la altura de ola significativa.

En la práctica, comúnmente para el diseño se utilizan las alturas de ola máximas con un periodo nominal de retorno de 100 años. Esto es, la probabilidad de excedencia en cualquier año es 0.01.

Una vez que la ola de diseño es seleccionada se deben determinar las cargas de diseño. El primer paso en este procedimiento es la selección de una ola teórica. Esta puede variar desde una simple teoría de ola “Airey”(tomando la ola como una suma de la función Seno) hasta la mas compleja de las teorías no lineales. La teoría de ola permite la determinación de la velocidad y la aceleración en cualquier punto dentro de la ola en función de la altura, período y localización.

En cada sección la velocidad y la aceleración es determinada por la selección de puntos sobre la estructura. Utilizando esta información las cargas son estimadas por la siguiente ecuación:

$$F = \left[C_D \frac{\rho D}{2} \mu |\mu| + C_m \frac{\rho \pi D^2}{4} \mu \right] \Delta \ell$$

Donde:

- F = Carga sobre el miembro de diámetro D y longitud $\Delta \ell$
- C_D y C_m = coeficientes de dragado e inercia respectivamente
- ρ = Densidad del agua
- μ = Velocidad normal al miembro

VII.4.2 Factores de diseño de carga y resistencia

Load and Resistance Factor Design

(LRFD)

17[Don Murff, Texas A&M]

El diseño tradicional utiliza “**factores de seguridad**” para contrarrestar las condiciones de falla y alcanzar un nivel conservador. Los diseños con factores de este tipo son típicamente basados en experiencias y con valores de factores de seguridad que evolucionan con el tiempo. Tales factores son seleccionados para alcanzar un nivel bajo aceptable de riesgo, aunado a la necesidad de economizar. Tales métodos de diseño proveen a la profesión una invaluable experiencia basada en la práctica.

Cuando nosotros tenemos nuevas aplicaciones de ingeniería, como sea, los métodos tradicionales no permiten que su continuo uso sea del todo confiable. Por ejemplo; el uso de tuberías de inducción para pilotes de acero en plataformas, tienen una historia de mas de 50 años de aplicación costa fuera. Y su utilización va en decremento; la reciente utilización de pilotes de succión para aguas profundas de alguna u otra manera, están limitados para solo un puñado de aplicaciones y en algunos años, de la misma manera irán quedando en segundo termino.

El uso de factores de seguridad son considerados adecuados para pilotos, pero está por lo consiguiente en duda, para ciertas aplicaciones resientes con poca experiencia.

“Uno de los mayores defectos en la aproximación de factores de seguridad. es que, nosotros agrupamos toda nuestra ignorancia en cuanto a resistencias y cargas en un simple número.”

Una aproximación más consistente son los **“factores de diseño para carga y resistencia”** (LRFD), donde los valores son mas conservadores para el diseño de elementos, debido a la gran incertidumbre. Esto es en otras palabras, un práctico compromiso entre los factores de seguridad aproximados y una completamente aproximación probabilística, donde a nosotros nos permite diseñar para una probabilidad específica de falla.

El American Petroleum Institute (API), a escrito recomendaciones prácticas para la planeación, diseño y construcción de plataformas mixtas costa fuera basado en el método LRFD. El objetivo del desarrollo del nuevo LRFD fue la selección de factores de carga y resistencia que darían aproximadamente los mismos índices de seguridad en cada categoría, pero eso reduciría la variabilidad en el índice de seguridad.

VII.4.3 Principios de confiabilidad

17[Don Murff, Texas A&M]

La confiabilidad ha sido definida como: “la medición probabilística de incertidumbre de un desarrollo”; los métodos de confiabilidad pueden ser utilizados en el diseño de nuevos sistemas y análisis de sistemas existentes, entre otras cosas. Generalmente éstos métodos son utilizados para garantizar que el riesgo de falla sea aceptablemente bajo. La confiabilidad es una herramienta muy práctica,

desafortunadamente ha sido mal empleada, teniendo como resultado que un gran potencial de usuarios se hallan alejado de ella.

Existen algunas razones importantes para llevar a cabo un análisis de confiabilidad. Primero, la probabilidad de fracaso es un objetivo cuantificable, que es independiente de la manera en la cual es formulado el problema y tiene un resultado verdadero. En contraste, el factor de seguridad puede variar con la formulación. Segundo, y quizás el mas importante, es el hecho que la confiabilidad provee un marco para el análisis de problemas, identificando las mayores fuentes de incertidumbre y una valoración sensitiva para varios parámetros de diseño.

Ésta diferencia (entre confiabilidad y factores de seguridad) es particularmente importante en el diseño de nuevos sistemas o nuevas aplicaciones de los sistemas antiguos.

A causa de que los diseños por factor de seguridad son muy conservadores, provoca que los costos se incrementen en gran medida, por lo cual se recomienda que los nuevos diseños se lleven a cabo por confiabilidad y abatir dichos costos.

Como ejemplo, las incertidumbres que se consideran en los procesos de muestreo incluyen:

- Perturbaciones.
- Condiciones de esfuerzos.
- Anisotropía.
- Efectos cíclicos.

Un número de métodos pueden ser empleados, como son:

- Métodos actuariales. Consiste simplemente en una recopilación estadística de fallas o supervivencias de proyectos. Donde la estadística es abundante, los métodos actuariales son quizás los mas directos.
- Monte Carlo. Simulación numérica de gran cantidad de fenómenos, con sus tiempos respectivos y con diferentes selecciones de variables aleatorias, además de muestras de fracasos en cada proyecto. Los métodos de Monte Carlo, son muy adecuados, especialmente para sistemas complejos. Las técnicas de monte Carlo involucran la realización de modelos matemáticos con entradas aleatorias. El evento de interés es simulado repetitivamente en cada prueba con nuevas variables aleatorias y observando los resultados. Después de numerosas simulaciones que son realizadas, la estadística de los resultados es capturada en la computadora.
- Evaluación Directa. Evaluación integral numérica o analítica.
- Evaluación Indirecta Estos métodos varían, pero uno puede utilizar una estadística estimada y simples distribuciones de ocurrencias.

VII.4.4 Plasticidad

17[Don Murff, Texas A&M]

La teoría de plasticidad ha sido un elemento central en el desarrollo de la mecánica de suelos, aunque no siempre ha sido reconocida como tal. Desde los inicios en la estabilidad de taludes por el método de *Coulomb*, hasta la teoría mas constitutiva, los conceptos de plasticidad han sido utilizados.

Inicialmente, la teoría fue relacionada con la estimación de las condiciones de falla y esto dejo importantes aplicaciones. Sin embargo, su roll tiene gran expansión para incluir hasta el mas sofisticado análisis numérico.

La aplicación de la teoría de plasticidad es más directa para materiales que presentan una *fluencia dúctil*. En aplicaciones plásticas para problemas de suelo, típicamente simplificamos nuestras idealizaciones considerablemente. Por ejemplo; podemos idealizar el comportamiento elástico de un punto en fluencia.

En esta parte del estudio, comenzaremos por examinar algunos de los conceptos fundamentales en plasticidad.

Conceptos de plasticidad.

El elemento central en la teoría de plasticidad son las llamadas: *condiciones de fluencia*. Estas son una relación entre los componentes de esfuerzos, dentro de los cuales ocurre la fluencia. Para determinar aproximadamente las condiciones de fluencia para los materiales en cuestión, usualmente confiamos en los datos experimentales. Además debemos generalizar los datos experimentales desde el momento en que estamos interesados en las condiciones de esfuerzos aun más que las pruebas de laboratorio. Por ejemplo, consideremos una probeta de prueba en compresión sin confinar. El esfuerzo sin confinamiento q_u es medido, pero ¿cómo utilizamos esto para estimar la capacidad de carga de una cimentación, la cual involucra estados de esfuerzos completamente diferentes? Nosotros debemos generalizar. Sabemos por nuestra experiencia, que usualmente calculamos la fuerza cortante “ S_u ” como:

$$S_u = q_u / 2$$

Esta es nuestra generalización, esto es, la falla se presenta cuando la fuerza cortante máxima alcanza un cierto valor S_u . Sin embargo existen otras generalizaciones que podrían ser hechas desde estas pruebas, por ejemplo, podemos suponer que “ q_u ” es el esfuerzo máximo de compresión. Esta es una condición de fluencia muy diferente. Una vez que tenemos postulada una condición de fluencia, deberíamos verificarla, utilizando otros regímenes de

esfuerzos, por ejemplo una simple prueba de cortante, una prueba de torsión, una prueba de compresión triaxial, etc.

La condición de fluencia mas común para análisis no drenados, es el criterio de esfuerzo cortante máximo, el cual es el siguiente:

$$\tau_{max} = \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} = S_u$$

Sabemos, que esto nos da una condición razonable, la cual puede ser utilizada para algunos análisis como estabilidad de taludes, capacidades de carga, etc. Pero fuera de esta expresión, cuando aplicamos problemas en tres dimensiones, comienzan las complicaciones. Una condición alternativa es la “Von Mises” la cual incluye los efectos de cortante en todas las direcciones.

Esto es importante para darnos cuenta que en suelos, las deformaciones plásticas ocurren antes de las condiciones de fluencia, pero es común asumir que el material es elástico por debajo de la fluencia.

VII.4.5 Capacidad de carga de pilotes de succión

17[L.F. Abert, et al, 1989]

A compresión.

Debido a que en la cimentación de una plataforma flotante la mayoría de las fuerzas que se presentan son tensionantes, excepto por las que son aplicadas debido al peso muerto por concepto de peso propio de los pilotes, solo es necesario demostrar que la capacidad de carga del suelo sea suficiente para asegurar que soporte el peso del pilote una vez que halla sido instalado. Utilizando una teoría de capacidad de carga convencional y un promedio de las propiedades del suelo, es fácil estimar la capacidad por punta y la capacidad por fuste.

A tensión.

La capacidad de carga a la tensión de los pilotes de succión depende primeramente de la conductividad hidráulica, longitud de drenado y de la intensidad de la fuerza de tensión. La relación entre algunos parámetros que afectan a la capacidad de carga a tensión de los pilotes aun no es fácil de entender. Además durante la actividad de las tensiones, el volumen de suelo se modifica, lo cual es característico de las arenas.

Una vez instalado el pilote, estará sujeto a fuerzas de tensión que trataran de extraerlo del fondo marino, y las fuerzas que las contrarrestarán, serán las siguientes:

1. Peso propio del pilote.
2. Posible carga muerta adicional desde la superficie.
3. Peso propio del suelo que esta dentro del pilote.
4. Fuerza de adhesión suelo-pilote generada entre la pared externa del pilote.
5. Resistencia a la tensión del suelo generada en la base del pilote (únicamente en suelos cohesivos).
6. Fuerza de succión pasiva desarrollada durante las fuerzas cíclicas tensionantes.
7. Posible succión activa aplicada desde la parte superior del pilote.

Condiciones drenadas. ²¹[Magued Iskander, et al, 2002]

Las condiciones drenadas se presentan cuando la aplicación de las cargas tensionantes son permanentes o continuas, ya que permiten la disipación de las presiones de poro. Así que la capacidad de carga a la tensión (Q) para dicha situación esta dada por:

$$Q = W_c + Q_s$$

Donde:

- a) W_c = **Peso sumergido del pilote y posibles instalaciones sobre éste. (válvulas, templete, etc) y está dado por la siguiente ecuación:**

$$W_c = [(A_a)(\gamma_p - \gamma_w)(L)] + W_i :$$

A_a = Área anular del pilote.

λ_p = Peso específico del acero $\approx (77 \text{ KN/m}^3)$

γ_w = Peso específico del agua.

L = Longitud del pilote.

W_i = Peso sumergido de las instalaciones.

- b) Q_s = **Resistencia a la fricción en el fuste dentro y fuera del pilote.**

$$Q_s = \pi(D_o + D_i) \int_0^H \bar{\gamma} z K \tan(\delta) dz$$

D_o y D_i = Diámetro exterior e interior del pilote respectivamente.

$\bar{\gamma}$ = Peso específico efectivo del suelo.

z = Espesor de cada estrato.

K = Coeficiente de presión de suelo, dependiendo del tipo de pilote, y para este caso se utiliza 0.8 ^{24[API]}.

δ = Ángulo de fricción suelo-pilote. (Ver Tabla VII.3)

H = Profundidad de penetración del pilote.

Condiciones no drenadas ^{21[Magued Iskander, et al, 2002]}

Las condiciones no drenadas se presentan cuando la aplicación de las tensiones son súbitas o cíclicas, ya que no permite la disipación de las presiones de poro. Así que la capacidad de carga a la tensión (Q) para dicha situación esta dada por:

$$Q = W_c + W_s + Q_{so} + Q_b$$

Donde:

- a) W_c = **Peso sumergido del pilote y posibles instalaciones sobre éste (válvulas, templete, etc).** Las literales ya fueron descritas arriba.

$$W_c = [(A_a)(\gamma_p - \gamma_w)(L)] + W_i :$$

- b) W_s = **Peso sumergido de la columna de suelo dentro del pilote.**

$$W_s = \sum_{z=0}^L [(A_s)(\gamma_s - \gamma_w)] \Delta L$$

A_s = Área transversal de la columna de suelo dentro del pilote.

γ_s = Peso específico del suelo por estrato.

γ_w = Peso específico del agua.

ΔL = Espesor de cada estrato.

L = Longitud del pilote.

- c) Q_{so} = **Resistencia a la fricción en el fuste fuera del pilote en arenas.**

$$Q_{so} = \pi D_o \int_0^H (\bar{\gamma} z + t \gamma_w) K \tan(\delta) dz$$

D_o = Diámetro exterior del pilote

$\bar{\gamma}$ = Peso específico efectivo del suelo por estrato.

z = espesor del estrato.

t = Gradiente hidráulico.

γ_w = Peso específico del agua.

K = Coeficiente de presión de suelo, dependiendo del tipo de pilote, y para este caso se utiliza 0.8 ^{24[API]}.

δ = Ángulo de fricción suelo-pilote. (Ver Tabla VII.3)

Notas:

1. Debido a que el comportamiento de las presiones de sobre carga en pilotes largos no se asume que se incremente linealmente, experimentalmente se ha encontrado que es conveniente limitar los

valores para la fricción en el fuste, los cuales se muestran en la Tabla VII.3 presentada por el American Petroleum Institute.

2. Para establecer cuando un pilote es largo o corto existen muchas opiniones encontradas, sin embargo la mayoría de los autores establecen que un pilote es largo cuando su relación (L/D) rebasa el valor de 20.

c') Q_{so} = Resistencia a la fricción en el fuste fuera del pilote en arcillas.

$$Q_{so} = \int_0^H \alpha S_u \pi D_o dz$$

D_o = Diámetro exterior del pilote.

S_u = Resistencia al corte obtenido de las pruebas de laboratorio.

α = Factor por concepto de la fricción y se estima de la siguiente manera:

$$Si \left(\frac{S_u}{\sigma'_0} \right) > 0.25 \quad \therefore \quad \alpha = \frac{1}{2 \sqrt{\frac{S_u}{\sigma'_0}}}$$

$$Si \left(\frac{S_u}{\sigma'_0} \right) < 0.25 \quad \therefore \quad \alpha = 1$$

c) Q_b = Capacidad de carga del suelo a la tensión.

$$Q_b = S_u N_c f\left(\frac{\pi}{4}\right) D_o^2$$

Nota: Únicamente aplica para suelos cohesivos, despreciando la capacidad de carga a tensión en arenas.

D_o = Diámetro exterior del pilote.

S_u = Resistencia al corte obtenido de las pruebas de laboratorio.

N_c = Factor de capacidad de carga, generalmente = 9, según Skempton,
 f = Coeficiente de corrección de capacidad de carga.

Tabla VII.3 Suelos no cohesivos ^{24[API]}

Densidad	Tipo de suelo	Angulo de fricción suelo-pilote δ (grados)	Valores limite para la fricción en el fuste Kips/ft ²	Valores limite para la capacidad por punta Kips/ft ²
Muy baja	Arena	15	1.0	40
Baja	Arena	20	1.4	60
Media	Arena	25	1.7	100
Alta	Arena	30	2.0	200
Alta	Grava	35	2.4	250

VII.4.6 Ejemplo del cálculo de la capacidad de carga de un pilote de succión

✓ PROPIEDADES DEL SUELO

Arcilla normalmente consolidada.

Peso volumétrico sumergido (γ_s)= 561 kg/m³

Resistencia al corte inicial S_u = 390 kg/m² (incrementándose con forme a la profundidad en 150 kg/m² por cada metro de profundidad)

✓ PROPIEDADES DEL PILOTE

Diámetro exterior (D)= 3.65 m

Espesor de pared (t)= 4.0 cm.

Longitud del pilote (L)= 20 m

Peso volumétrico del acero (γ_a)= 7851.82 kg/m³

✓ CÁLCULOS

Peso neto del pilote (W_{np}) = (Volumen de acero) ($\gamma_a - \gamma_s$)

$$W_{np} = \left[\frac{\pi(3.65m)^2}{4} - \frac{\pi(3.57m)^2}{4} \right] (20m) \left(7851.82 \frac{kg}{m^3} - 561 \frac{kg}{m^3} \right) = 66.15 \text{ ton}$$

Peso del suelo dentro del pilote o tapón (W_s) = (Volumen interna del pilote) (γ_s)

$$W_s = \left[\frac{\pi(3.57m)^2}{4} \right] (20m) \left(561 \frac{kg}{m^3} \right) = 112.31 \text{ ton}$$

Fricción externa (Q_f) = (Área del fuste) (α) (S_u)

Nota: el valor de S_u se toma a la mitad de la longitud de penetración (10 m)

$$Q_f = (\pi)(3.65m) (20m)(1) \left(1890 \frac{kg}{m^2} \right) = 433.45 \text{ ton}$$

Capacidad de carga a tensión (Q_p) = (Área transversal)(S_u)(N_c)

Nota: el valor de S_u se toma al final de la longitud de penetración (20 m)

$$Q_p = \left[\frac{\pi(3.65)^2}{4} \right] \left(3390 \frac{kg}{m^2} \right) (9) = 319.24 \text{ ton}$$

✓ CAPACIDAD AXIAL TOTAL

Peso del pilote.....66.15 ton

Peso del tapón.....112.31 ton

Fricción externa.....433.45 ton

Resistencia a la tensión.....319.24 ton

Σ 931.15 Ton

VII.4.7 Factores de seguridad

22 [F. Albert, et al, 1998]

Los factores de seguridad requeridos para el diseño de pilotes de succión que establecen las normas son los siguientes:

- Medio ambiente extremo.....1.5 B
- Medio ambiente normal.....2.0 B

Se puede interpretar como “medio ambiente extremo” a las condiciones de carga por tormenta de 100 años de retorno y “medio ambiente normal cuando las condiciones de carga por tormenta son de 1 año de retorno.

La literal B se considera como un factor de influencia, el cual esta en función de la altura del pilote de cimentación diseñada, y debido a que esas dimensiones generalmente son similares, se asume un valor de B igual a 1.3

Por lo que: FS100 = 1.95
 FS1 = 2.6

Existen varias maneras de calcular el factor de seguridad y cada uno de estos métodos pueden diferir un poco entre ellos, dependiendo de los factores de carga considerados.

A continuación se muestra una forma de calcular el FS.

$$FS = \frac{W_t + \sum(W_p + W_e) + \sum(W_s + P_f)}{T_{\max}}$$

W_t = la mitad del total del peso sumergido del templete

W_p = Peso sumergido del pilote (solo acero).

W_e = Peso extra sumergido en cada pilote.

W_s = Peso sumergido del suelo que esta dentro del pilote.

P_f = Fuerza de fricción en cada pilote.

T_{\max} = Carga de tensión máxima en cada pilote.

Comentarios adicionales

Los métodos de cálculo de capacidad descritos anteriormente recurren a simples conceptos mecánicos. Esta idea es conveniente y fácil de visualizar pero uno debería estar atento que son cuestiones empíricas. Las condiciones alrededor de la instalación de un pilote son mucho muy complejas. Nuestro modelo intenta ayudarnos a entender cualitativamente que esta ocurriendo, pero nosotros no podemos predecir su comportamiento.

Los estratos del suelo, métodos de instalación, tipo de pilotes, etc todas estas condiciones tienen un efecto significante en ciertos casos. Además existen pocos textos o documentos en los cuales se reporten todos los parámetros que hallan sido medidos.

VIII CONCLUSIONES

- ✓ A pesar de que México cuenta con las condiciones naturales ricas en gas y petróleo, aún se encuentra en la etapa de asimilación de tecnología para la explotación de dichos recursos en aguas profundas. Por lo tanto, restan algunas decenas de años para que este ambiente sea explotado y para acelerar dicho proceso, es necesario que las dependencias gubernamentales correspondientes, designen proyectos de inversión por medio de capacitación internacional a los ingenieros involucrados en el rubro petrolero e ingenieril, ya que la geotecnia marina, a pesar de que todos los conocimientos son empíricos, su evolución no se detiene y debemos adecuarnos a la demanda mundial del crudo y a las nuevas tecnologías.

- ✓ Como consecuencia de las condiciones tan extraordinarias en el ambiente de aguas profundas, un aspecto que toma inmensa importancia es el llamado “*aseguramiento de flujo*” que se refiere a garantizar la obtención de gas o petróleo, dando soluciones técnicas a los cambios de estado físico del producto debido al cambio de condiciones de presión y temperatura en todo su trayecto, desde los mantos subterráneos hasta la superficie.

- ✓ Los métodos de exploración geofísica ahora son mucho más fidedignos, ya que recolectan datos de un mismo punto en diferentes direcciones y con esto hacen posible una imagen tridimensional que facilita enormemente la caracterización del sitio incluyendo hasta el más mínimo detalle.

- ✓ Los sistemas de cimentación requeridos para las plataformas en aguas profundas abarcan decenas de kilómetros cuadrados, por lo tanto los riesgos geológicos y soluciones geotécnicas son diferentes para cada punto de apoyo,

debido a que las condiciones marinas y geológicas en aguas profundas son mucho más complejas que en aguas someras

- ✓ El punto delicado para que un sistema de anclaje sea exitoso corresponde a la calidad del “estudio global” que determina las fuerzas actuantes sobre la estructura, tomando en cuenta cargas ambientales, de instalación, y de operación.
- ✓ Añadir planes de trabajo, investigaciones y prácticas en laboratorio para asemejar las condiciones y comportamientos de la infraestructura marina en aguas profundas, dentro de los programas de las escuelas y públicas y privadas dedicadas a la enseñanza de la ingeniería civil, ayudará a involucrar a los nuevos ingenieros en este ámbito, y así reforzar las bases para un posible desarrollo marino.

Referencias

- ¹ K.J. Campbell, **Fast-Track Development: The Evolving Role of 3D Seismic Data in Deepwater Hazards Assessment and Site Investigation**, 1997, OTC – 8306
- ² W.A Dunlap, **Old Problems And New Challenges in Marine Geotechnical Engineering**, 1992, Revista "Civil Engineering In The Oceans V", pag 1051 – 1069
- ³ T.I. Tjeltnes, **Historical overview of Geotechnical Design in the North Sea**, Head of Geotechnics, Statoil Norway, 1992 (mg)
- ⁴ E.H. Doyle, Dutt, R.N. Rainey, W.S.; Hamilton, T.K.; Pelletier, J.H., **Recent Advances in Deepwater Gulf of Mexico Geotechnical Investigations**, 1997, Offshore Technology Conference, Annual Proceedings, v 1, 1997, p 8303
- ⁵ Pemex, **Exploración y Producción**. "Plan Estratégico de PEP", junio, 2000.
- ⁶ A.D. Orozco, A.A. Porres, L. Toledo, **Exploración y Producción**, Vol. 2, 2002
- ⁷ E.H. Doyle, **Integration of Deepwater Geohazard Evaluations and Geotechnical Studies**, 30TH Offshore Technology Conference Proc V 1, PP 11-18, 1998
- ⁸ Earl H. Doyle, **The integration of deepwater geohazards evaluations and geotechnical studies**, 1998, OTC 8590
- ⁹ C&C Technologies Survey Services www.cctechnol.com
- ¹⁰ Al-Hussaini, R., Neil, H., **"Reservoir management: Principles and Practices"**, Journal of Petroleum Technology, diciembre 1996.
- ¹¹ A. Lane, A. Taylor, **Geohazards: Are we looking at them the right way?** Field Management, Septiembre 2002
- ¹² K.J. Campbell, J. R. Hooper, **Deep water Engineering Geology and Production Structure Siting Northern Gulf of Mexico**. Marine Geosciences 1993.
- ¹³ E. González Pacheco, **Hidratos de Gas (primera parte)**. Ciencia y Tecnología.
- ¹⁴ Timothy S. Collett, **Riesgos relacionados con los hidratos**.
- ¹⁵ K.J. Campbell, **Deepwater Geohazards: an engineering challenge**. Deepwater Drilling & Production, 1991.
- ¹⁶ S. Angón Rodríguez, TESIS: **Criterios de factibilidad para la construcción de cavidades salinas almacenadoras de hidrocarburos**, 2002
- ¹⁷ Don Murff, Texas A&M <http://www.usucger.org/e-mail.htm>
- ¹⁸ K. Huang, M-Y Lee, **Experiences in Classification of Deepwater Mooring System for Floating Installations**, Offshore Technology Conference 8770, pp 227-236, 1998.

¹⁹ R.M. Ruinen, **The use of drag embedment anchors in offshore mooring systems**, 2003

²⁰ The BRUCE Anchor Group. <http://www.bruceanchor.co.uk>

²¹ Magued Iskander, Sherif EI-Gharbawy, Roy Olson **Performance of Suction Caissons in Sand and Clay**, NRC Canada, 2002.

²² L. F. Albert, R.D. Holtz, E. Magris, **Superpile System: A Feasible Alternate Foundation for Tension Leg Platforms in Deep Water**, Marine Geotechnology. Vol 8 pp 133-158, 1989.

²³ Sherif EI-Garabawy, Magued Iskander, Roy Olson, **Application of Suction Caisson Foundations in the Gulf of Mexico**. Offshore Technology Conference 8832 pp 531-538, 1998.

²⁴ American Petroleum Institute. [API]