

**2014**

**Universidad Nacional  
Autónoma de México**

**Facultad de Ingeniería**



**Criterios Metoceánicos para la Operación de Risers en  
Plataformas Semisumergibles de Perforación en Aguas  
Profundas**

**T E S I S**

Que Para Obtener el Título de

**INGENIERO PETROLERO**

Presenta:

**Juan Carlos Medina Rodríguez**

Director de Tesis:

**Dra. Martha Leticia Cecopieri Gómez**

Ciudad Universitaria, México D.F. 2014



## **AGRADECIMIENTOS**

Dedico este trabajo a mi familia, quienes fueron los pilares de mi trayectoria como estudiante de ingeniería y quienes han sido motivación para superarme cada día y convertirme en mejor persona. A mis padres Yolanda Rodríguez Neri y Porfirio Medina Díaz, quienes con amor, comprensión y sabiduría me impulsan cada día para salir adelante a conquistar éxitos. A mis hermanos Yolanda Medina Rdz. y Luis Fernando Medina Rdz. por ser mis cómplices, mejores amigos, consejeros y compañeros de batallas. Sin ustedes a mi lado la vida tendría un color oscuro, este logro es de ustedes, los amo.

Al Dr. Federico Barranco Cicilia por su apoyo incondicional a lo largo de la elaboración de este trabajo, por sus consejos, asesoría, paciencia y sabiduría compartida conmigo, le expreso infinita gratitud, sin usted esta tesis no hubiera sido posible.

Agradezco a los profesores de la Facultad de Ingeniería por llevar a cabo una excelente labor como docentes, enorme gratitud para mis sinodales y un agradecimiento especial a la Dra. Martha Leticia Cecopieri Gómez por brindarme su asesoría, apoyo y excelentes consejos que, sin duda, aplicaré a lo largo de mi vida como profesionalista.

También doy las gracias a los hermanos que la vida me ha dado, eternos compañeros de fechorías y amigos inigualables: Daniel Calderoni, Baltasar Vez, Daniel Vásquez, Diego Carrillo, Erick Soto, Omar Rodríguez, Ivan Martinez, Jafet Monroy, Jorge Vega, Monse Vega, Freddy sean eternos.

A los hermanos que la Facultad de Ingeniería y el camino a lo largo de la carrera me concedieron conocer: Christian Ramírez, Ariel de la Cruz (Harry), Sergio Resendiz, Omar Rodríguez (Pantera), Fidel Juarez, Juan Carlos Pérez (Tocay), Mario Campos, Erick Jiménez, Alejandra Almazán, Karen Meza, los HB-CUA's, Andrea García, Ligia Sangeado, Nelly Carrasco, María Cruz, Javier Sanchez (Manchas), Juan Omar, muchas gracias por regalarme el honor de contar con su amistad.

A todos aquellos que formaron parte de mi vida durante esta gran etapa, muchas gracias.

Juan Carlos Medina Rodríguez



## Contenido

Objetivo y Justificación .....	7
1.- Introducción .....	8
1.1.- Riesgos de la Explotación de Campos en Aguas Profundas .....	12
1.2.- Equipos Utilizados en la Explotación de Campos Costa Afuera .....	14
2.- Unidades Flotantes para la Perforación de Pozos.....	20
2.1.- Unidades de Perforación Utilizadas en Aguas Profundas .....	21
2.1.1.- Equipos Semisumergibles.....	21
2.1.1.1- Evolución de los Equipos Semisumergibles de Perforación.....	22
2.1.2.- Buques perforadores.....	27
2.1.2.1.- Evolución de los buques perforadores.....	28
2.2.- Equipos semisumergibles utilizados en México en la Actualidad .....	29
3.- Componentes de un Sistema de Perforación en Aguas Profundas.....	33
3.1.- Elementos para la Perforación Rotatoria .....	33
3.1.1.- Sistema de izaje .....	33
3.1.2.- Sistema rotatorio.....	36
3.1.3.- Sistema de circulación de lodo.....	41
3.1.4.- Sistema de energía .....	42
3.1.5.- Sistema para el control del pozo.....	43
3.1.6.- Equipo especial usado en la perforación marina.....	46
3.1.6.1.- Técnicas de instalación de preventores.....	48
3.2.- Plataforma flotante .....	49
3.3.- Sistema de Posicionamiento .....	55
3.4.- Riser de Perforación .....	57
3.5.- Preventores (BOP) y su conexión con el cabezal del pozo.....	60
4.- Análisis plataforma flotante-riser de perforación.....	62
4.1.- Consideraciones del análisis.....	62
4.1.1.- Análisis acoplado .....	63
4.1.2.- Análisis desacoplado .....	65
4.2.- Condiciones Metoceánicas y Características de Movimiento.....	65

4.3.- Ecuaciones de movimiento .....	67
4.4.- Acciones ambientales.....	69
4.4.1.- Fuerzas del oleaje .....	70
4.4.1.1.- Fuerzas del oleaje de primer orden .....	70
4.4.1.2.- Fuerzas del oleaje de segundo orden .....	71
4.4.2.- Fuerzas de corriente.....	72
4.4.3.- Fuerzas de viento .....	72
4.5.- Procesos ambientales de corto y largo plazo.....	73
4.6.- Estadística de eventos ambientales de tempestad.....	75
5.- Operatividad del riser.....	76
5.1.- Códigos y estándares.....	79
5.2.- Límites recomendados .....	79
5.3.- Suspensión de operación con riser conectado .....	82
5.4.- Desconexión .....	83
6.- Análisis.....	86
6.1.- Análisis estático .....	86
6.2.- Análisis dinámico.....	86
6.3.- Datos del análisis.....	86
6.3.1.- Configuración del riser .....	86
6.3.2.- Plataforma y líneas de amarre .....	88
6.3.3.- Estados de mar .....	91
6.4.- Análisis estructural dinámico .....	93
6.5.- Identificación de límites de operación del riser .....	100
Conclusiones.....	111
Recomendaciones.....	112
Referencias .....	113

## Objetivo y Justificación

El objetivo de este trabajo es efectuar el análisis estructural del riser de perforación durante la operación de plataformas semisumergibles de perforación en condiciones normales y durante la ocurrencia de estados de mar que determinen el paro o desconexión de los equipos submarinos con base en las regulaciones nacionales e internacionales de operación segura; para evitar una pérdida económica o situaciones que pongan en riesgo la operación de la plataforma, así como a sus tripulantes y al medio ambiente.

Hoy en día la industria presenta una problemática debida a los tiempos de desconexión de los equipos submarinos cuando se presentan condiciones meteorológicas y oceanográficas (metoceanicas) desfavorables; situación que conduce a pérdidas económicas, puesto que el tiempo que el equipo se encuentra desconectado es tiempo en que la perforación permanece interrumpida, provocando lo que se conoce como tiempos muertos o de paro (NPT, por las siglas en inglés de Non-Productive Time), donde se detiene toda la operación más no los gastos por renta de los equipos.

Es importante saber cuáles son las condiciones de operación del riser de perforación y el equipo submarino o subsuperficial a los que se encuentra conectado el equipo de perforación, así como identificar cuáles son sus limitaciones al momento de encontrarse operando en condiciones metoceanicas severas y desfavorables. Debido a la complejidad en el análisis mecánico estructural del conjunto riser, preventor (BOP) y cabezal de perforación, el alcance del presente trabajo se limitará al análisis del movimientos de la plataforma semisumergible y las deformaciones y esfuerzos generados en el riser de perforación, con la finalidad de evaluar como estos parámetros afectan el desempeño operativo y los NPT de la unidad de perforación.

## 1.- Introducción

México, al ser un país petrolero, enfrenta cada vez mayores retos para lograr la explotación de sus yacimientos tanto en tierra como costa afuera. Particularmente para la explotación de estos últimos, los retos se vuelven aún más complejos al incursionar en aguas profundas debido a las condiciones extremas de alta presión y baja temperatura impuestas por los grandes tirantes de agua que existen entre el lecho marino y la superficie, lo cual demanda nuevos avances tecnológicos para lograr la adecuada explotación de estos recursos.

En la actualidad la demanda energética petrolera aumenta día a día. Pemex, al ser la empresa dedicada a la explotación, refinación, transporte y comercialización de estos recursos en México, requiere de optimizar sus actividades de exploración, perforación y producción petrolera para satisfacer la demanda nacional existente.

La exploración, perforación y producción de hidrocarburos son actividades extractivas que buscan descubrir y explotar recursos naturales no renovables, como los yacimientos de petróleo y gas asociado así como yacimientos de gas no asociado. En México el organismo responsable de realizar estas actividades es la filial, Pemex Exploración y Producción.

Los planes y programas de la paraestatal se basan en la identificación e inferencia de recursos prospectivos o potenciales; los cuales, una vez descubiertos, se denominan reservas. Así, el recurso prospectivo se infiere mediante estudios geológicos y geofísicos que cuantifican el potencial de hidrocarburos en un área específica. El recurso prospectivo por lo tanto, es una inferencia a partir de los estudios mencionados y por comparaciones con otras zonas productoras, que permiten estimar qué volúmenes pueden ser descubiertos y recuperados (SENER(iii), 2008).

Existen diferentes y grandes proyectos de desarrollo de exploración y explotación (ver Fig. 1.1) que se alcanzan a distinguir de la siguiente manera (SENER, 2011):

- Ku-Maloob-Zaap;
- Cantarell;
- Chicontepec (formalmente conocido como Aceite Terciario del Golfo, ATG);
- Explotación (a excepción de Chicontepec, Cantarell y Ku-Maloob-Zaap);
- Exploración (excepto aguas profundas); y,
- Aguas profundas.

Cantarell, el que fuera el yacimiento que desde la década de los 80's aportaba la mayor producción diaria de barriles de petróleo; en 2004, alcanzó su pico de producción con 3 millones 383 mil barriles diarios, hoy en día se encuentra en su etapa de declinación. En el



año 2008 el activo integral Ku Maloob Zaap sobrepasó la producción de Cantarell convirtiéndose en el activo con la mayor producción de barriles de petróleo diarios con una cifra de 860 Mil Barriles Diarios (MBD) de aceite y 324 Miles de Millones de Pies Cúbicos Diarios (MMMPCD) de gas (PEP, 2012). Se estima que Ku Maloob Zaap alcanzará su pico de producción en el 2013 e iniciará su proceso de declinación en el 2014. Adicionalmente existen diversos proyectos que mantienen la producción de petróleo en México, entre ellos se encuentra el proyecto Chicontepec (ATG), el cual fue descubierto en 1926 y no fue sino hasta el año 2001 que inició su explotación. Los yacimientos de Chicontepec se caracterizan por su bajo contenido de hidrocarburos, baja permeabilidad y baja presión, por lo que la productividad de los pozos es reducida. Actualmente se encuentra en la etapa de desarrollo y sus reservas representan el 40% de la reserva nacional de petróleo. La estrategia de Pemex en este proyecto, consiste en perforar 16 mil pozos de desarrollo en el periodo 2002-2021, ya que de acuerdo con el tipo de yacimiento se requiere de una perforación masiva y así lograr una producción superior a la que se tiene actualmente, la cual promedia entre 100 y 300 BPD.

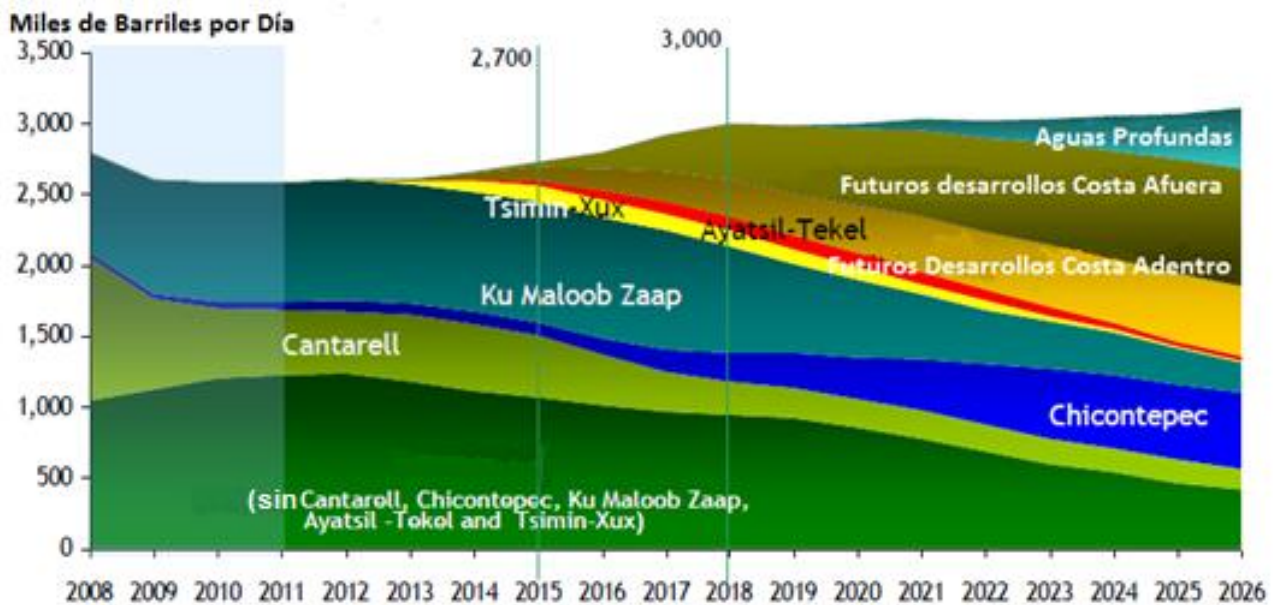


Fig. 1.1.- Panorama de producción de diferentes proyectos de Pemex en el horizonte 2011-2025.  
Fuente (Suárez, C.(ii), 2012)

Dentro de los objetivos estratégicos de Pemex se encuentra la incorporación de nuevos volúmenes de hidrocarburos orientados a restituir la producción de los yacimientos actualmente en explotación. Bajo esta premisa, las actividades de exploración se han concentrado de manera importante en las zonas de aguas profundas del Golfo de México,

con el fin de descubrir y aprovechar los vastos recursos prospectivos, que se estiman se encuentran contenidos en esta zona.

Como consecuencia de la estrategia de exploración y producción, existe el potencial para incorporar producción de los proyectos exploratorios en aguas profundas. En el escenario de planeación se considera el desarrollo de tres proyectos productores de aceite en aguas profundas, Golfo de México B, Golfo de México Sur y el de Área Perdido (véase Figura 1.2).

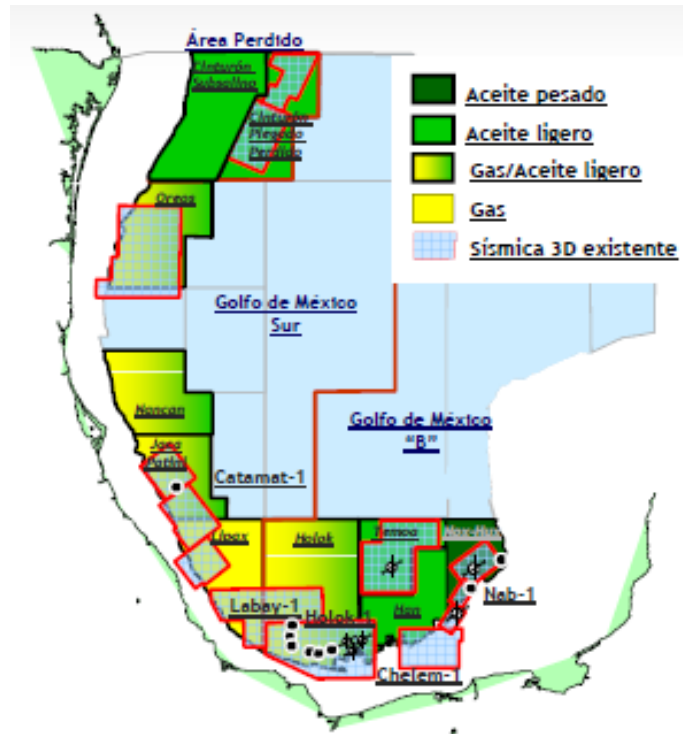


Fig. 1.2.- Regiones de oportunidad para México en aguas profundas.  
Fuente (SENER, 2011)

Se estima que la producción de aceite proveniente de aguas profundas se obtendrá a finales de 2017, de acuerdo con el descubrimiento de reservas de aceite en 2010. La producción inicial se estima en 5 MBD y provendría del proyecto Golfo de México B; para 2018 se agregarán los proyectos Golfo de México Sur y Área Perdido; se espera que estos tres proyectos alcancen una aportación de 784 MBD en 2025 (Fig. 1.3). Sin embargo estas metas están en proceso de actualización debido a descubrimientos importantes de aceite ligero en los pozos Supremus y Trión en el área de Perdido perforados a finales del año 2012.

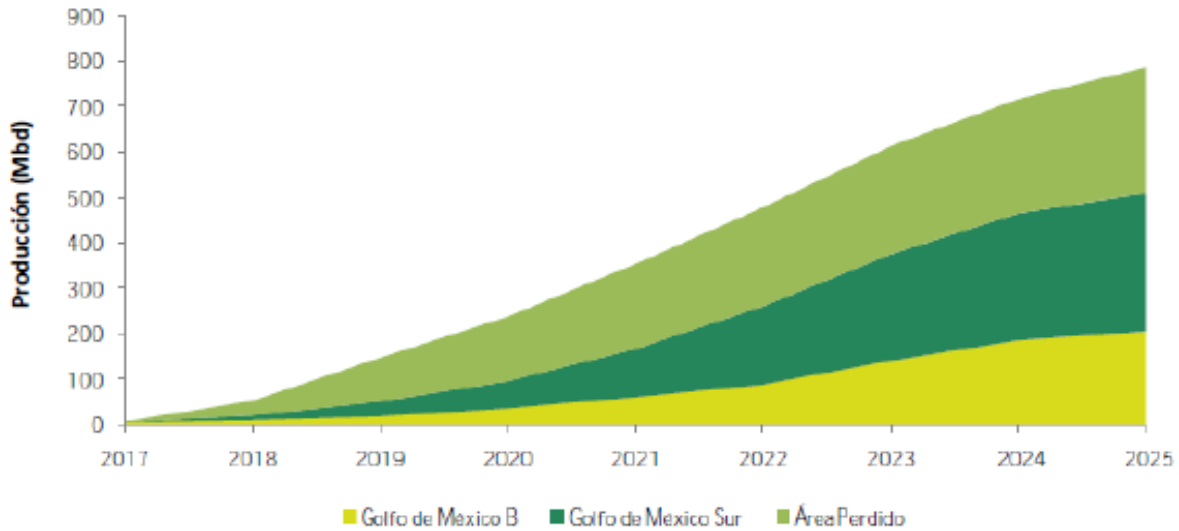


Fig. 1.3.- Primeros aportes y desarrollo de la producción provenientes de Aguas Profundas al año 2025  
Fuente (SENER, 2011)

El panorama anterior depende de un esquema o plan de desarrollo en el cual se incluyen trabajos de exploración, perforación y producción. Estos trabajos en aguas profundas requieren de equipos especiales para tales actividades donde las condiciones a las que se enfrentan son extremas.

Existe una clasificación para las aguas profundas en México, la cual se muestra en la Fig. 1.4 En ella se observan las profundidades que corresponden a aguas someras, aguas profundas y aguas ultraprofundas; cabe mencionar que existen diferentes clasificaciones de estas profundidades de acuerdo al país que las maneje, por ejemplo la Universidad Stavanger en Noruega considera aguas someras a los tirantes de agua de hasta 900 m, aguas profundas a tirantes que van de los 900 m a los 2,100 m y aguas ultraprofundas un tirante mayor a los 2,100 m. El Instituto Americano del Petróleo conocido por sus iniciales en inglés API, asigna las aguas someras a tirantes de agua hasta los 610 m, aguas profundas a los tirantes entre 610 m y 1,830 m y aguas ultraprofundas a los tirantes superiores a los 1,830 m (ANSI/API RP 17A).

La siguiente clasificación es la que actualmente se maneja en México (PEMEX, 2012):

Clasificación	Profundidad
Aguas Someras	0-500 m
Aguas Profundas	> 500 m y <1,500 m
Aguas Ultraprofundas	>1,500 m

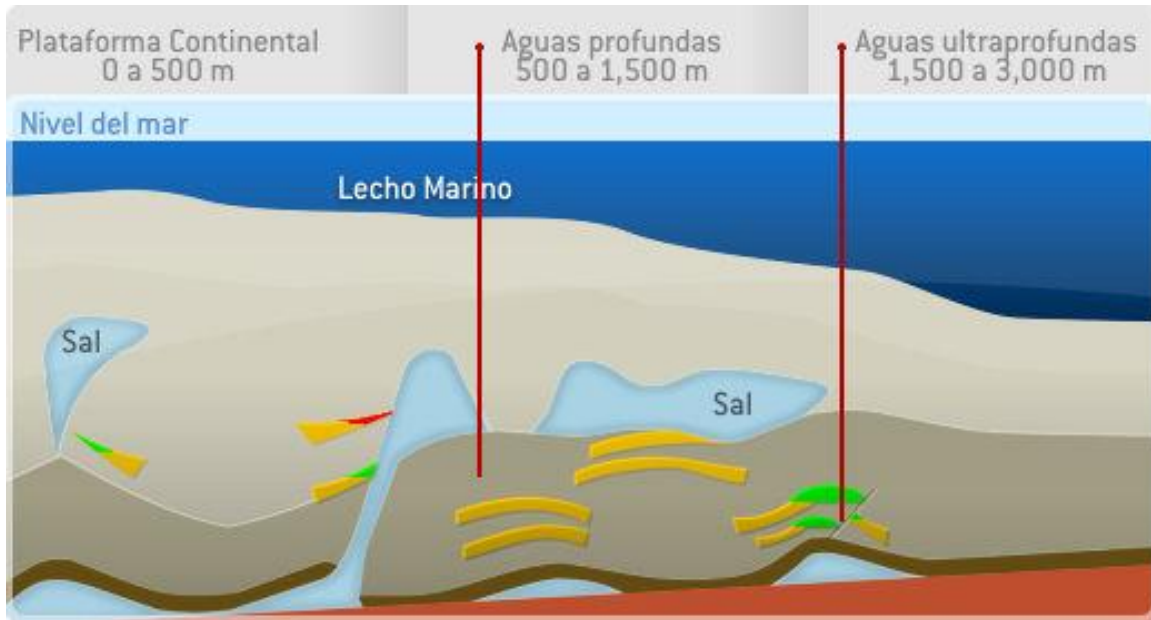


Fig. 1.4.- Clasificación de profundidades de aguas en México  
Fuente (PEMEX, 2012)

La creciente necesidad de energía proveniente de los hidrocarburos ha motivado el desarrollo de diferentes vías para obtenerlos. Ya que una gran cantidad de estos recursos se encuentran costa afuera en los océanos, las empresas petroleras han dedicado mucho de sus esfuerzos para innovar y mejorar los sistemas de perforación y extracción de petróleo utilizados en plataformas petroleras con características específicas de acuerdo con las condiciones y el tipo de trabajo o servicio al que serán destinadas.

El reto de explorar y explotar yacimientos de petróleo en aguas profundas no es sencillo, ya que es totalmente diferente a realizarlo en tierra o cerca de la costa como actualmente se hace en México. Estudios realizados por Pemex han determinado que el tiempo que llevaría realizar un proyecto en aguas profundas es de 8 a 10 años.

### 1.1.- Riesgos de la Explotación de Campos en Aguas Profundas

Cuando se explotan yacimientos en aguas profundas las empresas se enfrentan a riesgos geológicos, geotécnicos, meteorológicos, oceanográficos, de operación y financieros. Estos riesgos se traducen en retos y dificultades que las empresas tienen que solucionar, de entre los cuales destacan (PEMEX(i), 2009):

1. **Ambientes marinos extremos (vientos, oleaje y corrientes marinas):** Estas fuerzas externas provocan el movimiento de las estructuras generando altos niveles de esfuerzo, fatiga, deformaciones y vibraciones en los componentes de la unidad de perforación.

2. **Cambios de temperatura:** Se presentan diferentes escenarios de temperatura entre la superficie, el lecho marino y las zonas perforadas; mismos que pueden complicar el bombeo del fluido. Además, las bajas temperaturas que se pueden presentar implican el uso de diversas tecnologías para que los fluidos puedan circular por las tuberías.
3. **Problemas de perforación:** Cuando se atraviesan formaciones someras, las cuales pueden incluir estratos de sal, se pueden presentar flujos de agua de alta presión, flujos de gas y presiones anormales.
4. **Instalaciones submarinas:** Después de la perforación, el pozo debe controlarse mediante un sistema de producción. Así que se instalan estructuras submarinas en el fondo mar para ejercer ese control. Esto requiere la aplicación de nuevas tecnologías, así como un alto grado de automatización.
5. **Operación remota:** Se requiere de la implementación de tecnología robótica que permita inspeccionar y operar las instalaciones submarinas en el fondo del mar, desde la superficie.
6. **Altos costos:** Los campos se desarrollan con un menor número de pozos en comparación con la cantidad programada en aguas someras, debido a que la inversión necesaria en cada uno de ellos es muy elevada.
7. **Infraestructura:** Es necesario renovar toda la infraestructura con la que se cuenta actualmente y utilizar nuevas metodologías y tecnologías para llevar a cabo el desarrollo de los proyectos en aguas profundas.

Para poder trabajar bajo estas condiciones y enfrentar los retos que se presentan, es necesario utilizar nuevas tecnologías, las cuales a países como Estados Unidos, Brasil y Noruega les ha tomado alrededor de 15 años desarrollar. Adicionalmente también se requiere contar con los conocimientos y las habilidades necesarias para seleccionar correctamente las tecnologías, utilizarlas adecuadamente, adaptarlas a las condiciones propias y resolver cualquier contratiempo que pudiera presentarse.

La exploración y producción de petróleo y gas natural en regiones de aguas profundas son operaciones más complejas que sus análogas en tierra, las estructuras costa afuera deben soportar condiciones climáticas extremas, al mismo tiempo, dependiendo de sus dimensiones, las plataformas tienen que albergar con seguridad y un nivel razonable de comodidad, entre 25 a 200 trabajadores. Aunado a lo anterior, estas instalaciones necesitan de una serie de equipamientos de control y telecomunicaciones, de anclaje o posicionamiento, generadores eléctricos, salvavidas, equipo para prevenir y controlar

incendios, apoyo de helicópteros, almacenamiento y gestión de desechos industriales y humanos.

## 1.2.- Equipos Utilizados en la Explotación de Campos Costa Afuera

Para la etapa de la perforación costa afuera se utilizan diferentes plataformas o equipos móviles; llamados de esta manera pues tienen su origen en equipos convencionales utilizados en tierra pero colocados sobre plataformas autoelevables, semisumergibles y barcos perforadores. Existen también las barcasas y equipos sumergibles que son utilizados en aguas someras de hasta 15m y 50m de profundidad respectivamente.

Estos equipos para localizaciones costa afuera tienen la característica de trasladarse de una ubicación a otra con la ayuda de barcos remolcadores, los cuales realizan las maniobras de anclaje necesarias. A continuación se mencionan brevemente los 3 tipos de plataformas utilizadas comúnmente para la perforación:

**I. Las plataformas “Jack-Up”:** Utilizadas en aguas poco profundas, generalmente hasta cien metros de profundidad, habitualmente en forma de barcaza triangular o rectangular (Fig. 1.5) y remolcadas a la región de perforación. Una vez colocadas en el sitio, tres o cuatro soportes de la plataforma se hunden en el agua hasta que establecen contacto con el fondo marino, para de esta manera brindarle estabilidad a la estructura reduciendo los efectos meteorológicos.



Fig. 1.5.- Plataforma Jack-Up.  
Fuente: [www.offshore-mag.com](http://www.offshore-mag.com)



**II. Plataformas semisumergibles:** Plataformas de gran porte, utilizadas en profundidades entre setenta y 3 mil metros; se sujetan al fondo marino con sistemas de líneas de amarre y anclas, y si la profundidad del mar es mayor de 1,000 metros pueden emplear un sistema de posicionamiento dinámico. Estas plataformas (ilustradas en la Fig. 1.6) pueden ser remolcadas al sitio o pueden ser capaces de trasladarse con su propia propulsión.



Fig. 1.6.- Fotografía de plataforma semisumergible Bicentenario, México.  
Fuente (La Jornada, 2011)

**III. Buques perforadores (Drill Ships):** Son unidades de perforación móviles y puede operar en profundidades entre 200 y 3,000 metros, utilizando un sistema de anclas, y en aguas profundas de más de mil metros utilizan un sistema de posicionamiento dinámico. Son básicamente grandes buques (ver Fig. 1.7) que cuentan con un sistema completo de perforación. Son particularmente útiles en áreas lejanas puesto que necesitan un apoyo limitado. La perforación se efectúa a través de una gran abertura en el centro del casco (moon pool).



Fig. 1.7.- Fotografía de barco perforador (Drill ship).  
Fuente: 2b1 ST Consulting, 2012.

Durante las etapas de perforación y producción, la industria costa afuera requiere un sistema de apoyo considerable. Esto incluye el mantenimiento de la plataforma, transporte de la tripulación o trabajadores, evacuación de emergencia, barcos que realizan actividades de manejo, transporte y tratamiento de los desechos generados (en caso necesario), barcos remolcadores, barcos que manipulan anclas y cables, helicópteros y unidades flotantes de almacenamiento, así como unidades o barcos de suministro. Estos sistemas de apoyo deben describirse con detalle en la presentación del proyecto de perforación, ya que forman parte esencial del mismo y a su vez es necesario conocer todos y cada uno de los componentes del proyecto, para de esta manera, poder realizar una evaluación precisa de las implicaciones por la falla de cualquiera de estos elementos y prevenir su ocurrencia.

Una vez declarada la factibilidad económica de un campo petrolero, la empresa operadora puede llegar a perforar decenas o cientos de pozos. Después de descubierto y determinado el tamaño del yacimiento, los pozos exploratorios pueden transformarse en productores, para lo cual existen diferentes tipos de plataformas marinas de producción. En aguas someras, la producción de hidrocarburos se efectúa a través de un complejo de plataformas, generalmente del tipo fijo, teniendo cada una de ellas diferentes servicios como producción, compresión, alojamiento del personal, telecomunicaciones, re-bombeo, etc. Sin embargo, debido al alto costo de una plataforma en aguas profundas, la mayoría



de estos servicios se deben efectuar en la misma unidad flotante. Entre los sistemas de producción encontramos las siguientes (Fig. 1.8):

- Buques de producción, Almacenamiento y Trasiego (FPSO)
- Plataforma Semisumergible (FPSS)
- Plataformas de Pierna Atirantadas (TLPs)
- Mini-TLPs
- Plataforma tipo Spar Buoy (clásicas y tipo armadura)

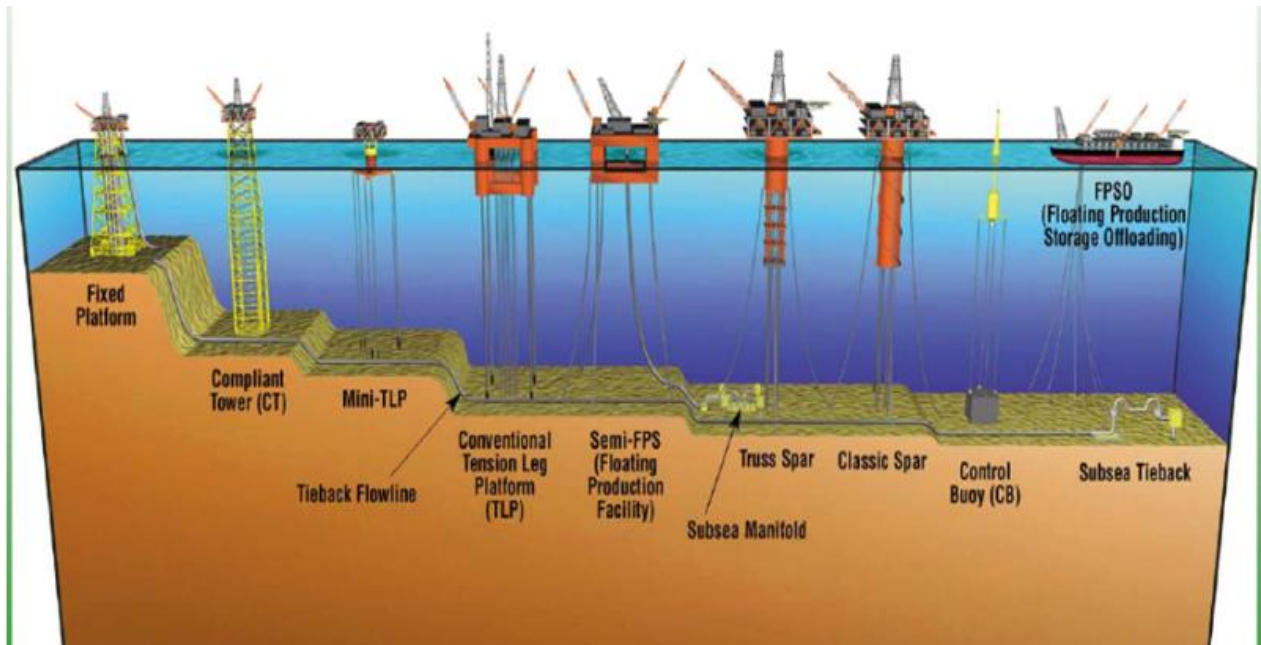


Fig. 1.8.- Sistemas de Producción para trabajos Costa Afuera

Fuente: <http://www.kaskus.co.id>

En la actualidad Pemex enfrenta la necesidad de licitar el arrendamiento de nuevos equipos de perforación debido a que, la flota de equipos en México se ha venido incrementando gradualmente luego de que en octubre del 2010 cayera a 77, su mínimo en cuatro años. Desde entonces las empresas de perforación han buscado ávidamente nuevos contratos. Pemex perforó solo 234 pozos (aguas someras y profundas) en el primer cuarto del 2011, cantidad menor a los 346 que perforó en igual período del 2010 (Lee Hunt, 2011).

La actividad exploratoria se ha incrementado fuertemente en la Sonda de Campeche, específicamente en Cantarell, Ku Maloob Zaap y aguas profundas, lo cual demanda la necesidad de más equipos de perforación para realizar pozos exploratorios o ya sea el caso, pozos productores.

En el año 2007 se firmó un contrato entre Pemex y LOG UK, para emplear el Rig III (equipo semisumergible de 6ª. generación bajo construcción de PetroRig III) que empezó a perforar en 2010. Este contrato fue firmado por un valor de 942 millones de dólares.

SS Petrolia, empresa que opera equipos de perforación semisumergibles de segunda generación, llegó a México en diciembre de 2007 con un contrato por 2.5 años con Pemex, firmado en junio del mismo año, con un valor estimado de 269 millones de dólares (Fte-Energia.org).

La renta diaria de los equipos de perforación oscila entre los 500 y 680 mil dólares; la plataforma Bicentenario, una de las plataformas semisumergibles que utiliza Pemex en la exploración de aguas profundas, tiene un costo por renta de 500 mil dólares diarios. Los altos precios de renta están comprometidos a la pronta producción de petróleo de los campos en donde se encuentran operando, por lo que es de suma importancia lograr la perforación de los pozos con el menor tiempo no productivo (NPT) en las instalaciones, es decir, lograr una perforación segura, de calidad y en los tiempos establecidos.

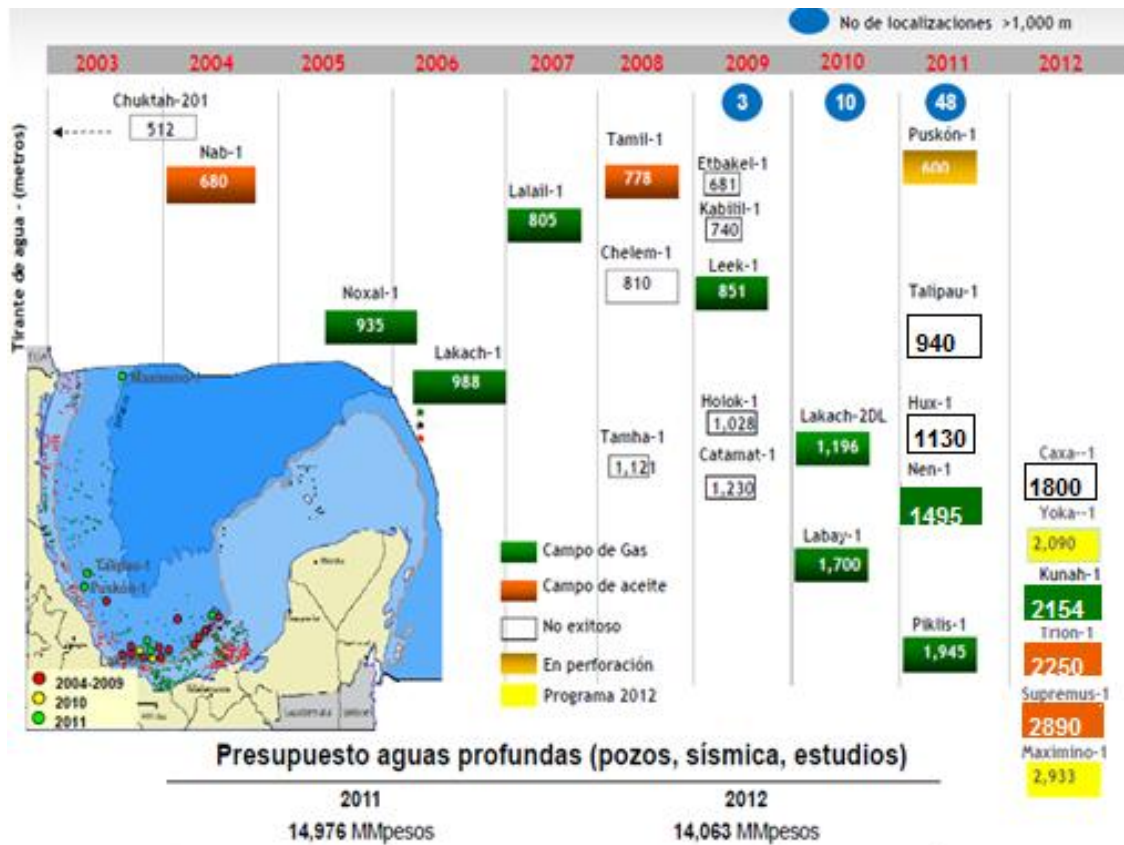


Fig. 1.9.- Desarrollo de campos complejos en aguas profundas y futuras perforaciones Fuente (PEP, 2011)

La demanda de los equipos de perforación es alta y México no cuenta con los equipos necesarios para realizar todas las operaciones programadas para los próximos años, lo cual encamina a la paraestatal al arrendamiento de equipos para satisfacer el hueco operacional existente y, como se observa en la Fig. 1.9 algunos pozos ya se están perforando y se espera que se perforen más pozos exploratorios en la zona de aguas profundas del golfo.

Tan solo para el año 2012, Pemex destinó un presupuesto de 15 mil 53 millones de pesos, principalmente para realizar trabajos en los pozos Kunah 1, Trión 1, Supremus 1 y Maximino 1 (PEP (i), 2012).

Existen diversas circunstancias por las que se pudiera generar paro de actividades en las plataformas de perforación, entre las más comunes encontramos condiciones climatológicas adversas o condiciones operativas. Esto provoca grandes pérdidas de dinero para Pemex, o para cualquier otra empresa operadora que arriende equipos, debido a que la renta de los mismos debe cubrirse a pesar de que éstos no se encuentren en operación.

## 2.- Unidades Flotantes para la Perforación de Pozos

A los equipos de perforación utilizados en operaciones marinas se les denomina Unidades Móviles de Perforación Costa Afuera o MODU's (Mobile Offshore Drilling Unit), por sus iniciales en inglés (ver Fig. 2.1). Las primeras unidades eran simples plataformas terrestres llevadas dentro de aguas poco profundas y fijadas a una estructura que permitiera perforar en el agua; éstas fueron evolucionando hasta llegar a las plataformas que conocemos actualmente.

Las plataformas de perforación pueden ser clasificadas a su vez como equipos flotantes o soportados en el fondo marino. Las MODU's que tienen contacto con el piso marino, son conocidas como "Soportadas en el fondo", éstas incluyen a las sumergibles y a las autoelevables (Jack Ups). Las unidades sumergibles se dividen en barcasas piloteadas, tipo botella y barcasas en tierra. Las unidades soportadas en el fondo perforan en aguas menos profundas que las flotantes.

Una MODU es móvil, perfora un pozo en un sitio mar adentro y después se puede reubicar para perforar en otro lugar. Cuando los equipos flotantes perforan, trabajan encima o escasamente por debajo de la superficie del agua, estos equipos incluyen a los semisumergibles y a los buques perforadores, los cuales son capaces de perforar en tirantes de agua profundos, superiores a los 2000 metros.

Adicionalmente a las plataformas semisumergibles y buques perforadores, en aguas profundas es posible llevar a cabo la perforación de pozos productores a través de unidades permanentes de producción, como las TLPs y las Spars; es decir, estas plataformas pueden combinar simultáneamente los servicios de producción y perforación. Hasta la fecha estos dos tipos de plataformas no han sido utilizadas como MODU's.



Plataforma Semisumergible



Buque perforador

Fig. 2.1.- Equipos de Perforación Marina  
Fuente: subseaworldnews.com

## **2.1.- Unidades de Perforación Utilizadas en Aguas Profundas**

### **2.1.1.- Equipos Semisumergibles**

Los equipos semisumergibles tienen dos o más pontones sobre los cuales flotan. Un pontón es un prisma con sección rectangular de acero, largo, relativamente estrecho y hueco. Cuando una plataforma semisumergible se traslada, se retira agua de lastre de los pontones para que el equipo tenga mayor flotación y pueda moverse más fácilmente sobre la superficie del mar. En algunos casos se emplean barcos remolcadores para trasladar el equipo hasta el sitio de la perforación y en otros, los semisumergibles son autopropulsados por unidades empotradas que pueden conducir al equipo hasta donde se requiera.

Las semisumergibles deben su nombre al hecho de que al perforar no tienen otro contacto con el fondo marino más que su sistema de anclaje. Un equipo semisumergible ofrece una plataforma perforadora más estable que un barco perforador, el cual también flota mientras opera en la superficie del mar.

Las columnas, cilíndricas o cuadradas, se extienden desde los pontones hacia arriba para que sobre ellas descansa la cubierta principal, en la cual se ubican los equipos e instalaciones de perforación. Las semisumergibles a menudo utilizan anclas para mantenerse en la ubicación. Este equipo es capaz de perforar en aguas de más de 600 metros de profundidad. Muchas trabajan en tirantes de agua del orden de 300 a 1,000 m (1,000 a 3,500 pies). Las más modernas pueden perforar en aguas con 3,000 m (10,000 pies) de tirante, son las estructuras más grandes que se han fabricado para este fin, ya que una de las más grandes tiene más de 30 m (100 pies) de alto y su cubierta principal es más grande que un campo de fútbol.

Las plataformas semisumergibles evolucionaron a partir de las sumergibles. Actualmente se diseñan para operar bajo condiciones severas de estados mar con fuertes oleajes, vientos y corrientes marinas.

Una unidad flotante sufre movimientos debido a la acción de las olas, corrientes marinas y vientos, lo que puede dañar los equipos necesarios para construir el pozo. Por ello, es imprescindible que la plataforma permanezca en posición sobre la superficie del mar, dentro de un círculo con radio de tolerancia determinado por los equipos que se encuentran por debajo de ésta.

Los sistemas responsables de la posición de la unidad flotante son dos: el sistema de anclaje y el sistema de posicionamiento dinámico.

El sistema de anclaje se compone de 8 a 12 líneas de cables y/o cadenas y sus respectivas anclas, que actúan como resortes que producen fuerzas capaces de restaurar el sistema flotante a una posición dentro de su radio de operación cuando ésta es modificada por la acción de las olas, vientos y corrientes marinas.

El método de posicionamiento dinámico es una evolución del sistema de sonar de los barcos, por medio del cual una señal es enviada fuera del casco de flotación hacia un juego de transductores externo, ubicado en el fondo marino. El posicionamiento dinámico es de gran utilidad cuando el tirante de agua aumenta generalmente es considerado necesario en tirantes de agua mayores a 305 m (1,000 pies). Sin embargo, existen casos en que, para profundidades de 457 m (1,500 pies) de tirante de agua se utiliza el método de ancla y cadena que está comúnmente limitado a 600 m de profundidad.

En el sistema de posicionamiento dinámico no existe una conexión física de la plataforma con el lecho marino, excepto la de los equipos de perforación. Los sensores acústicos determinan la deriva, y los propulsores o hélices en el casco accionados por computadora restauran la posición de la plataforma semisumergible.

El movimiento que causa el mayor problema en las unidades semisumergibles es el que se provoca por el oleaje, es decir el movimiento vertical (arfada o heave); por lo cual es necesario colocar en el riser un sistema de compensación de movimiento en arfada compuesto por una junta telescópica y tensionadores.

En la selección de una unidad semisumergibles es necesario considerar lo siguiente:

- Tirante de agua.
- Capacidad de perforación (alcance máximo de perforación).
- Criterios ambientales y de seguridad.
- Características de movimiento.
- Autonomía (área de almacenamiento de consumibles en cubierta).
- Movilidad.

### **2.1.1.1- Evolución de los Equipos Semisumergibles de Perforación**

El desarrollo y evolución de los sistemas móviles de perforación costa afuera está gobernado por dos factores determinantes. El primero y más significativo es la profundidad que estos equipos pueden alcanzar. La perforación de pozos petroleros en el mundo había logrado un avance considerable para la década de los 50's, que demandaba tecnología no solo para aguas someras, sino también para aplicaciones a profundidades



mayores a 450 m, por lo que el diseño de las MODU's evolucionó junto con las necesidades de la industria.

El segundo factor es el reducir los movimientos que se generan por los elementos metoceanicos; lo cual es esencial para evitar problemas con el equipo de perforación.

Los equipos semisumergibles evolucionaron partiendo de los equipos sumergibles, los cuales estaban diseñados para perforar ya sea flotando o asentados en el lecho marino. La primera unidad semisumergible que existió fue la plataforma Blue Water 1 (ver Fig. 2.2), la cual fue una adaptación de un equipo sumergible que fue llevado a aplicaciones de mayor profundidad.

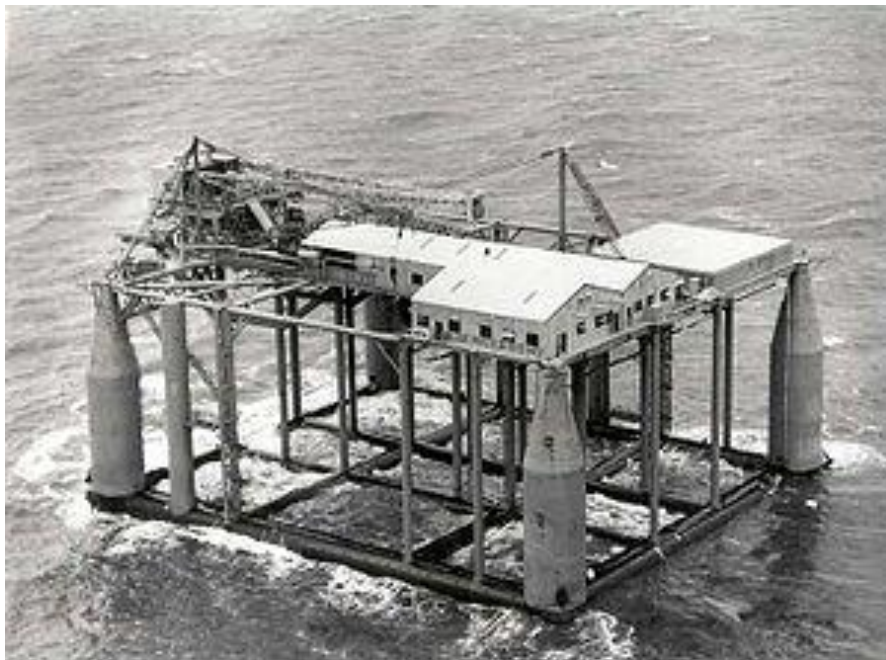


Fig. 2.2.- Primera Plataforma Semisumergible Blue Water 1 (Shell Oil Company)  
Fuente: <http://www.ihrdc.com>, "Mobile Offshore Drilling Units"

Puede identificarse la evolución de los equipos semisumergibles de la siguiente manera:

- Primera Generación: Construida antes de 1971
- Segunda Generación: 1971 - 1980
- Tercera Generación: 1980 - 1984
- Cuarta Generación: 1984 - 1998
- Quinta Generación: 1998 - 2005

A las plataformas desarrolladas después del año 2005 se les denomina plataformas de sexta generación. (Ver tabla de clasificación 2.1)

**Tabla 2.1.- Clasificación con ejemplos de Plataformas semisumergibles de acuerdo con la profundidad del tirante de agua y periodo de construcción.**

**Fuente: Childers, 2003 (modificado para este trabajo).**

Generación	Diseñador/Propietario	Nombre de la MODU	Tirante de agua en pies	Tirante de agua en metros	Periodo de Construcción
1	ODECO SEDCO	Ocean Digger SEDCO 135F	300 - 600	91.5 – 183	Finales de los 60's
2	ODECO SEDCO Aker Friede Goldman Korkut Engineers	Ocean Baroness SEDCO 702 Byford Dolphin Alaskan Star Eagle	600 – 2,000	183 – 610	Finales de los 70's
3	Aker ODECO Friede & Goldman	Transocean Leader Global Arctic III	1,500 – 5,000	457.5 – 1,525	Mediados de los 80's
4	Atwood Oceanics Noble Drilling	Atwood Eagle Noble Max Smith	3,500 – 5,000	1,067.5 – 1,525	Finales de los 90's inicio de 2000's
5	Noble Drilling Smedvig Diamond Offshore Ocean Rig ASA SEDCO Forex	Noble Paul Wolff West Venture Ocean Baroness Levi Eriksson CajunExpress	5,000 – 1,0000	1,525 – 3,050	Finales de los 90's inicio de 2000's
6	Friede & Goldman Daewoo Shipbuilding and Marine Engineering Co.	Centenario GR Bicentenario	5,000 - 10,000	1,525 – 3,050	Posterior al 2005

La primera generación de semisumergibles no tuvo mayores modificaciones respecto a sus antepasados (plataformas sumergibles), únicamente fue modificado su sistema de anclaje y se optó por cambiar los preventores de un arreglo a bordo de la plataforma a un arreglo submarino. Su estructura era compleja y muchas veces contaba con más de 20 columnas (como puede observarse en la Fig. 2.2), las cuales eran de mantenimiento difícil y costoso. Esta generación de semisumergibles trajo consigo una mejoría sustancial en cuanto a la eliminación virtual de los movimientos de cabeceo (pitch) y balanceo (roll), comparado con los barcos de perforación, aunque aún se presentaban cuando eran trasladadas a ambientes más agresivos y violentos. Esta generación tenía una capacidad de carga de 500



a 1,000 toneladas, lo cual restringía el reabastecimiento de materiales que debía ser continuo para evitar el paro de actividades.

Es necesario mencionar que esta generación no logró ser competitiva dentro del mercado de las MODU's, debido a la falta de diseño, funcionalidad, etc. destacando que éstas encontraron nueva vida al ser convertidas en plataformas de producción (FPS).

La segunda generación (ver ejemplo en la Fig. 2.3) produjo un mayor número de unidades construidas. Además del mayor intercambio tecnológico existente, esta generación fue estimulada por la competencia que representaban los buques de perforación. Era evidente que se requería de una mayor y mejor movilidad y de la optimización en el arreglo de los pontones, lo cual evidenció que dos pontones eran suficientes, por lo que requeriría un sistema estructural diferente. Esto se convirtió en la característica principal de la segunda generación.



Fig. 2.3.- Plataforma de 2da generación Alaskan Star, Petrobras. Año de construcción 1976.  
Fuente: <http://www.kepcorp.com>

Debido a los errores mostrados en las plataformas de segunda generación, errores convertidos en tragedias como la volcadura de la plataforma “Alexander Kielland” en el Mar del Norte, se revelaron una serie de defectos en su diseño que trajo un aumento tanto en regulaciones como en los costos de desarrollo.

A pesar de lo anterior, la tercera generación mantuvo como características principales los pontones gemelos, el uso de una estructura tipo casco, tirantes de anclaje bien diseñados y en general los estándares del diseño de una semisumergible, así como un aumento en su tamaño y en la capacidad de carga abordo.

La cuarta generación, desde un punto de vista estructural, cuenta en su diseño con una superestructura de casco que omite los tirantes, a excepción de los horizontales entre columnas, esto mejora su estabilidad en ambientes climáticos más hostiles. Tiene una capacidad de carga que va de las 4500 - 7000 toneladas y operan en tirantes de agua de hasta 3050 m.

Entre las generaciones quinta y sexta la diferencia no es tan notable, dado que las características de cada una de ellas es similar en cuanto a los tirantes de agua que logran alcanzar. Las diferencias tangibles se reflejan en las dimensiones en las cubiertas y las capacidades de carga que cada una puede soportar, donde la sexta generación soporta cerca de las 10,000 toneladas a diferencia de las de quinta generación que varían entre 5,000 y 8,000 toneladas, un ejemplo de esta última es la plataforma Leiv Eriksson (ver Fig. 2.4). Además de lo anterior, lo que las diferencia de las cuatro generaciones anteriores, es que éstas cuentan con un sistema de posicionamiento dinámico que sustituye al anclaje que era utilizado con anterioridad y logra controlar con mejoras notables los movimientos ocasionados por los factores meteoceánicos, que se mencionarán en los siguientes capítulos.



Fig. 2.4.- Plataforma de 5ta generación Leiv Eriksson, DryShips.

Fuente: <http://www.nuestromar.org>

### **2.1.2.- Buques perforadores.**

Un buque perforador es también un sistema de perforación flotante, tienen gran movilidad ya que son autopropulsados y poseen cascos aerodinámicos semejantes a los de un buque normal. Por tal motivo se puede elegir a un buque perforador para realizar pozos en localizaciones remotas, convirtiéndose en la mejor opción. Se puede mover a velocidades razonablemente altas con bajo consumo de energía. La forma y capacidad de la cubierta le permite cargar una gran cantidad de equipo y material para perforar, por lo que no requiere de un frecuente reabastecimiento.

El buque de perforación es una embarcación proyectada para perforar pozos submarinos. Su torre de perforación está ubicada en el centro del sistema flotante, donde una abertura en el casco (moon pool) permite el paso de la columna de perforación (riser).

Mientras algunos operan en tirantes de agua entre 305 y 915 m (1,000 y 3,000 pies), los últimos barcos pueden perforar en profundidades de 3,050 m (10,000 pies) de tirante de agua. Pueden perforar pozos de 9,150 m (30,000 pies) de profundidad a partir del lecho marino. Estos buques grandes miden más de 260 m (800 pies) de eslora (largo) y 30 m (100 pies) de manga (ancho).

El movimiento vertical (arfada, heave) es el mayor problema cuando se usa este tipo de unidad flotante. Debido a su superficie de contacto con el mar comparado con la semisumergible, el buque desarrolla respuestas más grandes de movimiento vertical. El anclaje de éstos es similar al de un equipo semisumergible. Sin embargo, hay un sistema adicional que han desarrollado los buques de perforación, el sistema de torreta, recomendado para operaciones en ambientes severos.

Utilizan anclas que les permitan situarse en las estaciones a perforar, pero cuando perforan en aguas profundas requieren de posicionamiento dinámico controlado por una computadora conectada a sofisticados sensores electrónicos. Una vez iniciada las actividades de perforación, el perforador le indica a la computadora la posición que se debe guardar mientras se perfora. Este sistema restaura la posición de la embarcación dentro de su radio de trabajo modificada por los efectos de las corrientes, el oleaje así como la fuerza del viento.

Los buques perforadores se usan extensamente para resolver la brecha de capacidad entre las plataformas autoelevables y las semisumergibles, y son los que actualmente se utilizan mayormente para la perforación en aguas más profundas.

Los buques perforadores son los más versátiles en cuanto a movilidad entre todas las unidades de perforación marina, pero deben ser considerados para usarse en áreas con olas de poca altura y vientos de bajas velocidades.

### **2.1.2.1.- Evolución de los buques perforadores**

En los años 50's las compañías de producción trataban de lidiar con los problemas de la profundidad (tirante de agua). Costa afuera las profundidades hasta el lecho marino incrementaron muy rápidamente y esto complicaba las tareas para las estructuras apoyadas en el suelo.

En 1953, la primera versión del barco de perforación emergió de una conversión de un modelo 'Navy' con capacidad de 300 toneladas de carga y un mástil de perforación montado; el nombre de este modelo fue Submarex. El siguiente paso en la evolución fue convertir un modelo de magnitudes mayores cuyo nombre sería Cuss I.

El Cuss I contaba con una bahía de pozo (moon pool) debajo de la torre de perforación y era posicionado con 6 anclas. Éste situaba el conjunto de preventores sobre el lecho marino; con objeto de compensar el movimiento vertical, se colocaba una junta telescópica en la línea de perforación. Tenía la capacidad de realizar tareas hasta 107 metros (350 pies) de profundidad en el clima más severo que ofrecía el Canal de Santa Bárbara en California, E.U.A.

Al paso de algunos años de perforar con éxito, se reconfiguró el Cuss I modelo Glomar, el cual se construyó con un casco y un *moon pool* de mayores proporciones. Eventualmente se optó por reemplazar el sistema de anclaje para profundidades mucho mayores debido a que este último elemento se tornó problemático. Así, sin un sistema de anclaje y con un sistema de radar y sonar, el Cuss I logró perforar en 3567 metros (11,700 pies), lo cual se demostró en el proyecto MOHO en 1966 (NAS, 2001).

El sistema de Posicionamiento Dinámico mejoró la estabilidad del barco y minimizó los movimientos provocados por las condiciones climáticas. En los años posteriores y hasta la actualidad la evolución de los buques perforadores se ha difuminado de manera significativa, ésta ha consistido en incrementar el tamaño en el casco de los barcos (eslora y manga) para minimizar aún más los movimientos generados.

Hoy en día, encontramos buques perforadores de dimensiones cercanas a los 280 m (850 pies) de eslora y 55 m (170 pies) de manga, capaces de perforar en tirantes de agua de hasta 3,650 metros, mejorando las características de movimiento, brindando una mayor capacidad de carga y en algunos casos operando con torres de perforación con operación dual (ver Fig. 2.5).



Fig. 2.5.- Barco Perforador de operación dual.  
Fuente: [www.drillingcontractor.org](http://www.drillingcontractor.org)

## 2.2.- Equipos semisumergibles utilizados en México en la Actualidad

Para realizar exploraciones en aguas profundas, Pemex ha contratado ya varias plataformas para operar en estas condiciones.

Estas plataformas han trabajado en la zona de Coatzacoalcos Profundo, Sonda de Campeche Profunda y Franja de Perdido.

Pemex ha autorizado 40 localizaciones en el Golfo de México para iniciar con perforaciones exploratorias dentro de un programa que durará los siguientes 3 años, en los que utilizarán cuatro plataformas de perforación para aguas profundas (Morales Gil, 2012).

En la figura 2.6 se presenta el programa de perforación en aguas profundas con plataformas que actualmente tiene Pemex en arrendamiento, para desarrollar las reservas potenciales.

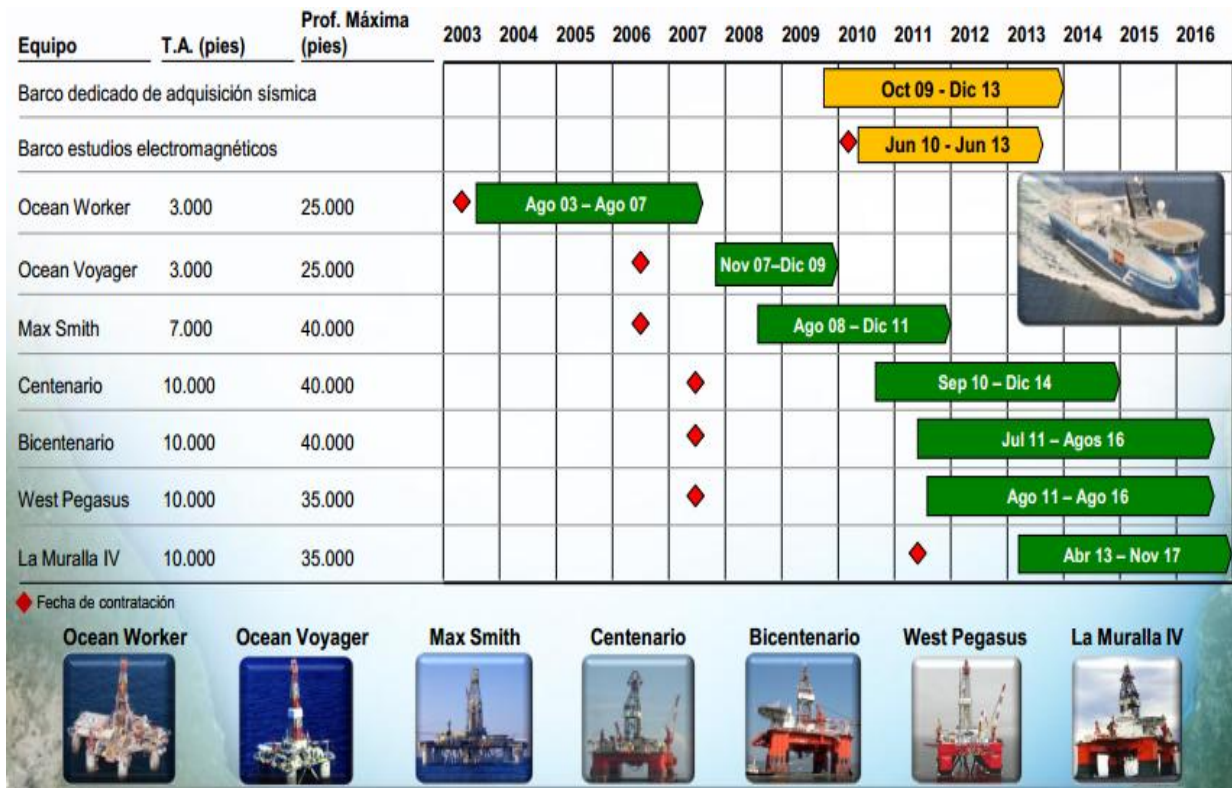


Fig. 2.6.-Plataformas con las que cuenta PEMEX para llevar a cabo exploración de aguas profundas.  
Fuente (Maciel Torres, 2013)

En la Tabla 2.2 se muestran los pozos que han sido perforados, los que se encuentran en perforación y los que se tienen programados a perforar en el año 2013. Asimismo, se puede observar en la Fig. 2.7 la distribución de las actividades de perforación para cada una de las plataformas con las que cuenta Pemex.



**Tabla 2.2.- Pozos Exploratorios en Aguas Profundas**  
**Fuente: Suarez, J. J., 2012**

Status	Pozo	Tirante (m)	Hidrocarburo	Año
Perforados	Chuktah-201	512	Improductivo	1999
	Nab-1	680	Aceite	2000
	Noxal-1	935	Gas	2005
	Lakach-1	988	Gas	2006
	Lalail-1	805	Gas	2007
	Tamil-1	778	Aceite	2008
	Chelem-1	810	Improductivo	2008
	Tamha-1	1121	Improductivo	2008
	Etbakel-1	681	Improductivo	2009
	Kabilil-1	740	Improductivo	2009
	Leek-1	851	Gas	2009
	Holok-1	1028	Improductivo	2009
	Catamat-1	1230	Improductivo	2009
	Lakach-2DL	1196	Gas	2010
	Labay-1	1700	Gas	2010
	Piklis-1	1945	Gas	2011
	Talipau-1	940	Improductivo	2011
	Nen-1	1495	Gas	2011
	Puskón-1	600	-----	2011
	Caxa-1	1803	Improductivo	2012
	Hux-1	1186	Improductivo	2012
	Trión-1	2550	Aceite	2012
	Supremus-1	2890	Aceite	2012
	Kunah-1	2147	Gas	2012
En Perforación	Maximino-1	2933		2013
	PEP-1	2900		2013
	Piklis-1DL	1783		2013
Planeados	Yoka-1	2090		2013

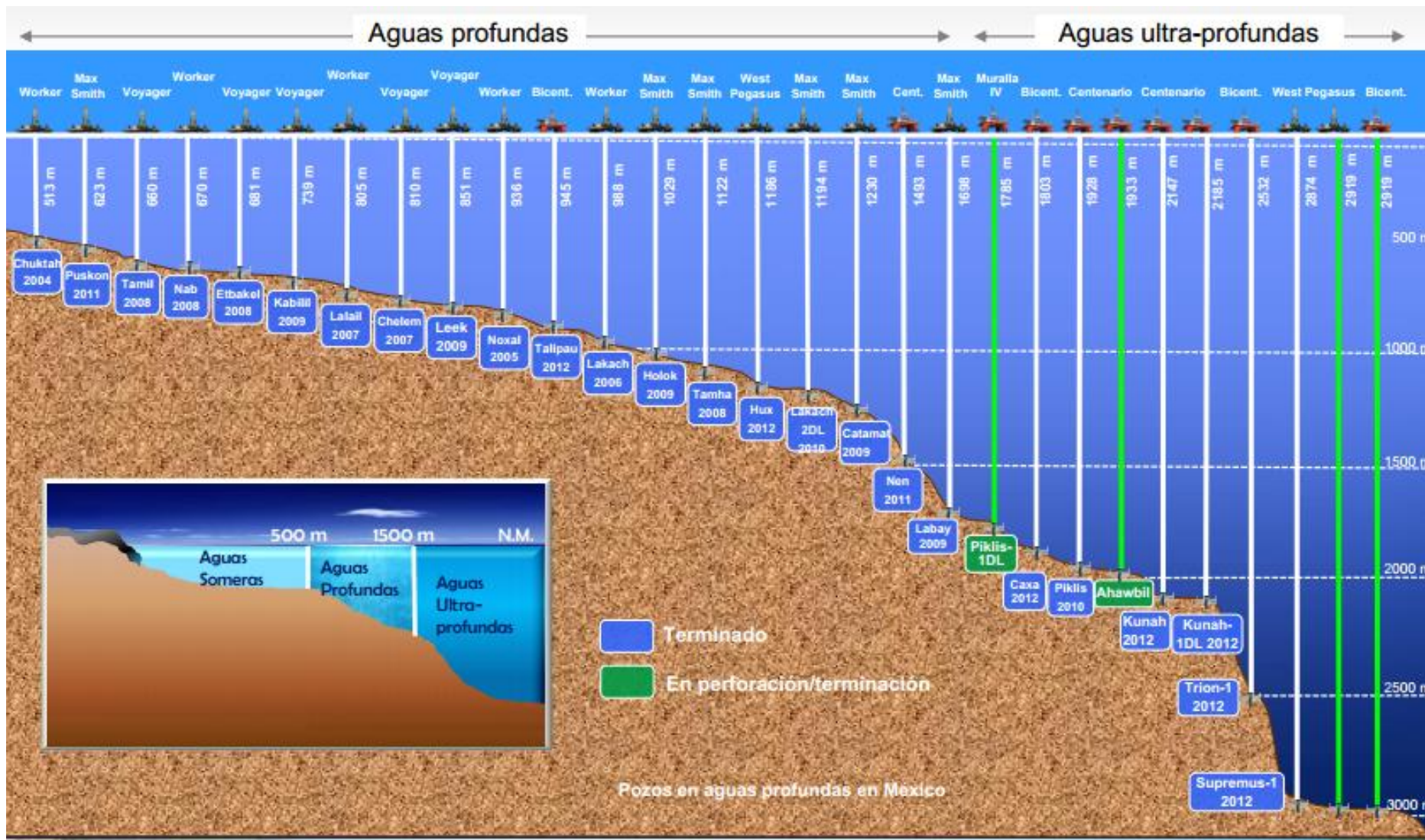


Fig. 2.7.- Pozos exploratorios en aguas profundas y plataforma encargada de llevar a cabo la perforación.  
 Fuente (Maciel Torres, 2013)



### 3.- Componentes de un Sistema de Perforación en Aguas Profundas

En este capítulo se describen los principales componentes de los equipos de perforación terrestres y marinos, así como sus principales características. También se mencionan las principales características estructurales de un sistema flotante semisumergible de perforación.

#### 3.1.- Elementos para la Perforación Rotatoria

La función principal de una torre de perforación rotatoria es atravesar las diferentes capas de roca para obtener un agujero que nos permita extraer los hidrocarburos. Para esto, se requiere de equipo (necesario y suficiente) que nos permita alcanzar el objetivo. Un equipo está compuesto por cinco sistemas principales que, de acuerdo con la actividad específica que realizan se clasifican en:

1. Sistema de izaje.
2. Sistema rotatorio.
3. Sistema de circulación de lodo.
4. Sistema de energía.
5. Sistema para el control del pozo.
6. Equipo especial utilizado en la perforación marina.

##### 3.1.1.- Sistema de izaje

Este sistema es el encargado de brindar el movimiento vertical a la tubería que se encuentra dentro del pozo, ya sea introducir o sacar la sarta de perforación o tubería de revestimiento

Los principales componentes del sistema de izaje son:

**I. Mástil o torre y subestructura:** Las torres (Fig.3.1) son pirámides de cuatro lados construidas en acero estructural y pueden ser portátiles o fijas. La longitud de ésta varía de 24 a 57 m y soportan cargas estáticas de 125 a 1,500 ton.

Las torres o mástiles se clasifican de acuerdo con su capacidad de carga vertical, así como por la carga lateral de viento que pueden soportar. Otro factor que hay que tomar en cuenta en el diseño de la instalación, es su altura. La torre y su subestructura deben soportar el peso de la sarta de perforación en todo momento; mientras la sarta está suspendida del bloque de la corona y cuando está descansando en la mesa rotaria. La altura de ésta no influye sobre su capacidad de carga, pero sí influye sobre la longitud de

las secciones de tubos (lingadas) que se puedan sacar del agujero sin tener que desconectarlas.



Fig. 3.1.- Mástil o torre de perforación  
Fuente <http://spanish.alibaba.com>

La Subestructura se construye de acero estructural y las cargas que puede soportar son superiores a las que soporta el mástil ya que además de éste soporta las herramientas y equipos adicionales que se mencionan a continuación:

- La mesa rotatoria, la cual provee movimiento de rotación y mantiene suspendidas las tuberías (tubería de perforación, lastrabarrenas, etc.) que hacen girar la barrena en el fondo del pozo. Los malacates constituyen el mecanismo de izaje del ensamble de perforación.
- El sistema de transmisión de la rotaria, que transmite el poder del malacate a la mesa rotaria.
- La consola del perforador, la cual constituye el centro de instrumentación de la perforación rotaria.
- Las llaves de apriete y el agujero de ratón, usadas para el apriete de las tuberías de perforación, lastrabarrenas, tubería de revestimiento (TR), entre otros, para su conexión o desconexión.
- La oficina del perforador o casa de perro, la cual es un cobertizo usado como sala de juntas y donde se guardan herramientas pequeñas.

**II. Malacate:** Es el elemento que utiliza la energía del sistema de potencia para aplicarle una fuerza al cable de perforación. Está provisto de un sistema de frenos para controlar las altas cargas y un sistema de enfriamiento para disipar el calor generado por la fricción en las balatas.

Los propósitos principales del malacate son los de izar e introducir la tubería al agujero producto de la perforación. El cable de acero es enrollado en el carrete del malacate y cuando funciona el carrete gira. Dependiendo de la dirección en que gira el carrete, el bloque del aparejo o polea viajera que lleva conectada la sarta de perforación sube o baja en la medida en que el carrete enrolla o desenrolla el cable.

Una de los componentes sobresalientes del malacate es el sistema de frenos, el cual hace posible que el perforador controle fácilmente las cargas de la tubería de perforación y/o de revestimiento. La mayoría de las instalaciones tienen por lo menos dos sistemas de frenos. Un freno mecánico que puede parar la carga inmediatamente, y otro freno, generalmente hidráulico o eléctrico, que controla la velocidad de descenso de una carga que a su vez ayuda a no gastar las pastas del freno mecánico en el bloque del aparejo, pero no detiene el descenso completamente.

**III. Bloques y cable de perforación:** La polea viajera y el gancho, el bloque de la corona, los elevadores y el cable de perforación constituyen un conjunto cuya función es soportar la carga que está en la torre o mástil, mientras se introduce o se extrae la tubería del agujero.

El cable de perforación une al malacate con el ancla del cable y éste atraviesa la corona y la polea viajera con objeto de darle movimientos verticales a ésta. El cable de perforación generalmente es construido de cable de acero con diámetros que varían generalmente entre 1 1/8 a 1 1/2 pulgadas (2.86 a 3.81 cm). El cable requiere lubricación debido al movimiento constante de los alambres dentro del cable de acero, unos rozando contra otros mientras el cable viaja a través de las poleas en el bloque de la corona y de la polea viajera.

La corona es una serie de poleas fijas colocadas en la parte superior del mástil. Los bloques de corona y bloques del aparejo usualmente se ven más pequeños de lo que realmente son, porque son vistos a distancia. Las poleas alrededor de las cuales se enhebra el cable miden 1.5 m de diámetro o más, y los pasadores sobre los cuales las poleas giran pueden medir 31 cm o más de diámetro. El número de poleas necesarias en el bloque de la corona siempre es una más que las que se necesitan en el bloque del aparejo.

En la polea viajera también se requiere un muelle que actúa como un cojín para absorber choques y un gancho al cual se le une el equipo para soportar la sarta de perforación. El gancho se conecta a una barra cilíndrica de acero en forma de asa que soporta la unión giratoria o swivel. Además de esta asa para la unión giratoria, existen dos más que se utilizan para conectar los elevadores de tubería al gancho. Los elevadores son un juego de eslabones que sujetan a la sarta de perforación para permitir al perforador bajar o subir la sarta de perforación en el pozo. El perforador baja el bloque del aparejo y los elevadores hasta un punto donde la cuadrilla pueda conectar los elevadores a la tubería.

### 3.1.2.- Sistema rotatorio

El objetivo del sistema rotatorio es proporcionar la acción de rotación a la barrena para que realice la acción de perforar.

Actualmente existen los siguientes 3 mecanismos para brindar rotación a la barrena:

- a) Sistema rotatorio convencional
- b) Top Drive o motor elevable
- c) Bottom Drive o Motor de Fondo

**a) El sistema rotatorio convencional** es superficial y transmite la rotación a la tubería de perforación a través de sus componentes, los cuales son:

**a.I. Mesa rotaria:** La mesa rotaria (Fig. 3.2) es lo que le da el nombre a la perforación rotatoria. Es de acero, muy pesada, tiene generalmente forma rectangular. Recibe la energía del malacate mediante la cadena de transmisión de la rotaria. Produce un movimiento que da vuelta para que la maquinaria la transfiera a la tubería y a la barrena.

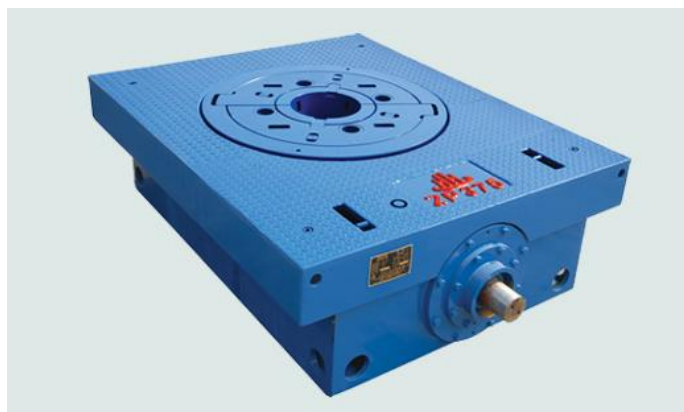


Fig.- 3.2.- Mesa rotaria, equipada en el piso de perforación  
Fuente <http://www.hhic.cn>

Un motor eléctrico acciona el poder de la mesa rotaria. Ésta es un ensamble que nos provee de rotación, está localizada directamente en el piso de perforación abajo del bloque de la corona y arriba del agujero donde se va a perforar. Consiste de la mesa rotatoria, el buje maestro y dos importantes accesorios que son el buje de la flecha, el cual es usado durante la perforación, y las cuñas que son usadas para suspender la perforación momentáneamente.

**a.II. Buje maestro:** Este elemento se instala en la mesa rotaria y tiene la función junto con la cuñas de fijar la sarta de perforación a la rotaria para transmitirle el movimiento. Tiene cuatro agujeros donde se meten los cuatro pernos del buje de la flecha. Cuando el buje maestro rota, los pernos ya conectados en los agujeros hacen que rote el mecanismo impulsor de la flecha.

**a.III. Flecha o kelly:** Es un elemento de acero que puede ser de forma cuadrada o hexagonal que se instala en la parte superior de la tubería de perforación, en ella se instalan válvulas de seguridad en ambos extremos para el control de los flujos del pozo.

La válvula de seguridad de la flecha o válvula de tapón de la flecha, es una válvula especial que aparece como un bulto en la parte superior de la flecha. La válvula de tapón se puede cerrar para aislar la presión del fluido que sale por la sarta de perforación, la mayoría de las válvulas de tapón requieren de una llave especial para cerrarse; por lo tanto, el perforador debe asegurarse que la llave para la válvula siempre se guarde en el mismo sitio y que todos los miembros de la cuadrilla sepan donde la pueden encontrar. Otra válvula de seguridad generalmente se conecta entre el extremo inferior de la flecha y el extremo superior de la tubería de perforación, esto se hace ya que cuando la flecha está elevada en la instalación, como cuando se está haciendo una conexión, la válvula de tapón es difícil de cerrar, y en caso de que ocurra una emergencia, la válvula de seguridad adicional proporciona un medio accesible para poder cerrar la sarta.

En la parte superior de la flecha se conecta la unión giratoria, en la parte inferior antes de la válvula de seguridad se instala un elemento llamado sustituto que evita el desgaste de la flecha por la rotación.

**a.IV. Unión giratoria o swivel:** Es un aparato mecánico pesado que tiene la principal característica de girar y que va conectado al bloque del aparejo por unas enormes asas; por lo tanto, interconecta el sistema rotatorio con el sistema de izaje. El gancho suspende a la unión giratoria y a la tubería de perforación.

La unión giratoria tiene tres funciones básicas:

1. Soportar el peso de la sarta de perforación.
2. Permitir que la sarta de perforación gire libremente.

3. Proveer de un sello hermético y un pasadizo para que el lodo de perforación pueda ser bombeado por la parte interior de la sarta.

El fluido entra por el cuello de cisne, o cuello de ganso, el cual es un tubo curvado resistente a la erosión, que conecta a la unión giratoria con una manguera que transporta el fluido de perforación hacia el tallo. El fluido pasa a través del tubo lavador, que es un tubo vertical en el centro del cuerpo de la unión giratoria y hasta el kelly y la sarta de perforación.

En el caso de los equipos semisumergibles, la polea viajera está provista de un compensador que absorbe los movimientos oscilatorios ascendentes y descendentes de las plataformas.

**a.V. Sarta de perforación:** Está compuesta de la tubería de perforación y Botton Hole Assembly (BHA, por sus siglas en inglés). Cada tramo de la tubería de perforación llamado junta mide usualmente 30 ft (9 m). Cada extremo de la junta contiene roscas. El extremo con las roscas interiores se conoce como la caja y el extremo con las roscas exteriores se conoce como piñón. Cuando se conecta la tubería, el piñón se centra dentro de la caja y la conexión se ajusta, los extremos enroscados de la tubería se conoce como las uniones de tubería o uniones de maniobra y realmente son piezas separadas que el fabricante solda a la parte exterior de la junta del tubo. Luego, el fabricante corta roscas en estas piezas a medidas estandarizadas por la industria. La sarta de perforación es la encargada de transmitir la rotación desde la superficie hasta el fondo del pozo (a la barrena).

El BHA se constituye de:

- **Tubería de perforación (TP).**- Es la tubería que se instala inmediatamente arriba de los lastrabarrenas o tubería pesada. Sus características son: diámetro, peso, grado, resistencia y longitud.
- **Tubería pesada (heavy walled).**- Esta tubería se instala inmediatamente debajo de la tubería de perforación. Proporciona el paso de transición entre los lastra barrenas y la TP para evitar daños a la TP por la rigidez de los lastra barrenas. Ayuda a mantener en tensión a la TP y aporta peso a la barrena.
- **Martillo.**- El martillo tiene la función de liberar la sarta cuando ésta se encuentra atrapada.
- **Lastra barrenas (drill collar).**- Es la tubería que se instala arriba de la barrena. Son muy pesados y son los que proporcionan el peso a la barrena para perforar, el rango de diámetros de esta herramienta es de 3 a 12 pg (de 7.6 a 30.4 cm), su longitud promedio es de 9.5 m.
- **Conectores.**- Son componentes utilizados para unir tubería con diferente rosca.

- **Estabilizadores.**- Los estabilizadores son instalados entre los lastra barrenas como protección de los mismos y mantienen la dirección de la barrena, algunos son equipados con elementos de corte de carburo de tungsteno.
- **Porta barrena.**- El porta barrena es la última pieza antes de colocar la barrena.

**a.VI. Barrena:** El trabajo primario de las barrenas es rotar en el fondo del agujero. La barrena es el final del aparejo de perforación, porque la barrena es la que perfora el pozo. En la industria que se dedica a la fabricación de barrenas (Fig. 3.3), se ofrecen varios tipos, en muchos tamaños y diseños. Se diseñan para perforar un diámetro determinado de agujero y de acuerdo con determinado tipo de roca o formación.



Fig. 3.3.- Barrenas de perforación tricónicas  
Fuente: [www.coredril.com](http://www.coredril.com)

Poner el peso en una barrena hace que sus cortadores fracturen la roca. Generalmente, los perforadores aplican el peso en la barrena permitiendo una parte del peso de los lastrabarrenas sobre ésta. La cantidad de peso depende del tamaño, del tipo de barrena y de la velocidad a la cual el perforador la rotará. La cantidad de peso también depende del tipo de formación por perforar.

**b) Top drive o motor elevable o de superficie.**- Como una unión giratoria regular, el motor elevable cuelga del gancho del sistema de izaje y tiene un pasadizo para que el lodo de perforación fluya hacia la tubería de perforación. El motor elevable (Fig. 3.4) viene equipado de un motor eléctrico (algunos motores elevables grandes tienen dos motores). Los perforadores accionan el motor elevable desde su consola de control, el motor da vuelta a un eje impulsor que tiene una cuerda para que se pueda conectar la parte superior de la sarta de perforación. Cuando se enciende el motor, la tubería de perforación y la barrena rotan. Un motor elevable elimina la necesidad de una unión giratoria convencional, de una flecha y de un buje de la flecha.



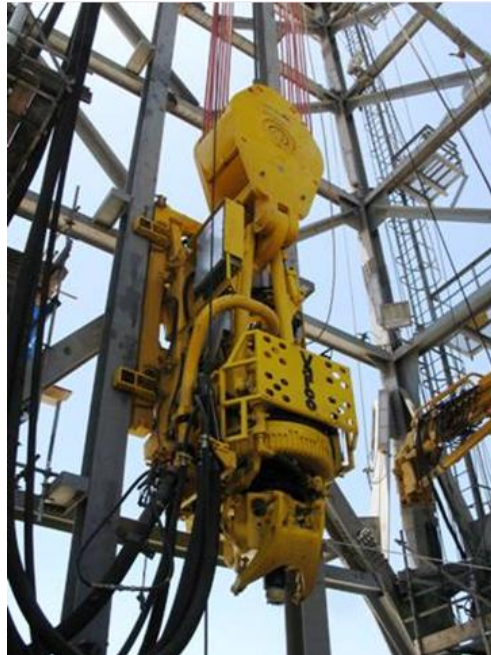


Fig. 3.4.- Equipo de perforación Top Drive (Motor elevable)  
Fuente: <http://www.hellotrade.com/petromarys-uae/top-drive-drilling>

Sin embargo, los equipos que cuentan con un motor elevable, todavía necesitan una mesa rotatoria con un buje maestro para proporcionar un lugar donde suspender la tubería cuando la barrena no está perforando. Algunos equipos tienen motores hidráulicos incorporados que puedan rotar a la mesa rotatoria por si existe malfuncionamiento del motor elevable. Estos motores hidráulicos son considerablemente más ligeros en peso que los motores eléctricos y requieren menor espacio.

Las ventajas principales de un motor elevable en comparación con un sistema de mesa rotatoria convencional, es el manejo más sencillo de la tubería por parte de la cuadrilla, mejora el control direccional, ayuda en la eficiencia de la perforación bajo balance y la potencia de rotación es más eficiente, entre otras.

Las desventajas son su alto costo de mantenimiento, es un equipo muy pesado y se pierde mucho tiempo en instalarlo y desmantelarlo en equipos terrestres.

**c) Bottom drive o motor de fondo.-** Este es un elemento subsuperficial que forma parte del BHA, ya que se instala justo antes de la barrena; la acción de rotación es generada por el movimiento de flujo del fluido de perforación.

Al circular el lodo de perforación presurizado a través del estator y el rotor se genera la rotación que es transmitida directamente a la barrena. Una vez logrado esto, el lodo sale de la barrena.



Los equipos de motor de fondo se usan a menudo para perforar los pozos direccionales o verticales. A veces, es deseable perforar un pozo con alguna inclinación puesto que con un pozo vertical no se podría alcanzar determinado objetivo en un yacimiento. Este tipo de objetivos son más fáciles de conseguir si la tubería de perforación no rota, y por lo tanto se emplean los motores de fondo.

### **3.1.3.- Sistema de circulación de lodo**

Una característica única de la perforación rotatoria es el bombeo del fluido de perforación al fondo del pozo para transportar los cortes generados por la barrena y levantarlos hasta la superficie. Pero no solo estos recortes son los que se llevan a superficie, al mismo tiempo se levantan las partículas sólidas de las caras del pozo de las formaciones que se van atravesando. La capacidad de un equipo rotatorio de circular el lodo de perforación puede ser factor determinante en la utilización del equipo.

El lodo circula por muchas piezas del equipo, como son la bomba de lodos, la línea de descarga, la columna de alimentación (o tubería vertical), la manguera de lodos, la unión giratoria y el kelly, la tubería de perforación, los lastrarbarrenas, la barrena, el espacio anular, la línea de retorno, la zaranda vibratoria, los tanques del lodo, y la línea de succión.

El lodo es bombeado desde la presa de succión a través del tubo vertical montado en una pata del mástil o de la torre. El lodo es bombeado por el tubo vertical hasta una manguera de lodo, la cual está conectada a la unión giratoria. El lodo entra a la unión giratoria, luego baja por la flecha o kelly, por la tubería de perforación, por el porta barrenas y sale por la barrena. Aquí cambia de dirección hacia arriba por el espacio anular (espacio entre la tubería de perforación y la pared del pozo).

Finalmente el lodo sale del pozo a través de un tubo de acero llamado línea de descarga y cae sobre un aparato de tela metálica vibratoria llamada la zaranda vibratoria o temblorina. La temblorina separa los recortes del lodo y los conduce a una presa de desechos y el lodo pasa a la presa de asentamiento; luego, pasa a la presa de mezclado y por último pasa a la presa de succión para volver a circular el lodo, impulsado por la bomba.

También podemos encontrar los desarenadores y los deslimadores (removedores de limo) que se conectan a las presas para remover las partículas pequeñas cuando el lodo las obtiene de la formación; ya que si el limo o la arena vuelven a recircular por el pozo, el

lodo se hace más denso que lo deseado y puede desgastar la sarta de perforación y otros componentes.

En el caso que se perfore una sección de formación con pequeñas cantidades de gas, se utiliza un desgasificador para remover el gas del lodo antes de volverlo a la circulación, ya que si este gas no es eliminado antes de volver a circular, el lodo tiende a disminuir su densidad, lo cual podría resultar en falla para controlar las presiones de la formación y ocasionar un reventón.

Las bombas de lodo son el componente primario de cualquier sistema de circulación de fluidos, éstas funcionan con motores eléctricos o con energía transmitida por la central de distribución, las bombas deben ser capaces de mover grandes volúmenes de fluido a presiones altas.

### **3.1.4.- Sistema de energía**

Mecánica o eléctricamente, cada torre de perforación moderna utiliza motores de combustión interna como fuente principal de energía o fuente principal de movimiento. Un motor de una torre de perforación es similar a los motores de los automóviles, excepto que los de la torre son más grandes y más potentes y no usan gasolina como combustible. La mayoría de las torres necesitan de más de un motor para suministrar la energía necesaria para la perforación de pozos.

Los motores en su mayoría utilizan diesel, por que el diesel como combustible es más seguro de transportar y de almacenar a diferencia de otros combustibles tales como el gas natural, el gas LP o la gasolina.

Para transmitir la potencia desde la fuente primaria hasta los componentes de la instalación existen dos métodos: el mecánico y el eléctrico. Hasta hace poco, casi todas las instalaciones eran mecánicas, o sea, la potencia de los motores era transmitida a los componentes por medios mecánicos; actualmente, las instalaciones diesel-eléctricas reemplazaron a las mecánicas.

**Transmisión mecánica de energía.**- En una instalación de transmisión mecánica, la energía es transmitida desde los motores hasta el malacate, las bombas y otra maquinaria a través de un ensamble conocido como la central de distribución, la cual está compuesta por embragues, uniones, ruedas de cabilla, correas, poleas y ejes, todos funcionando para lograr la transmisión de la energía.

**Transmisión eléctrica de energía.**- Las instalaciones diesel-eléctricas utilizan motores diesel, los cuales le proporcionan energía a grandes generadores de electricidad. Estos generadores a su vez producen electricidad que se transmite por cables hasta un dispositivo de distribución en una cabina de control. De ahí, la electricidad viaja a través de cables adicionales hasta los motores eléctricos que van conectados directamente al equipo, al malacate, a las bombas de lodo y a la mesa rotaria. El sistema diesel-eléctrico tiene varias ventajas sobre el sistema mecánico siendo la principal, la eliminación de la transmisión pesada y complicada de la central de distribución y la transmisión de cadenas, eliminando así la necesidad de alimentar la central de distribución con los motores y el malacate. Otra ventaja es que los motores se pueden colocar lejos del piso de la instalación, reduciendo el ruido en la zona de trabajo.

### **3.1.5.- Sistema para el control del pozo**

Un reventón es un evento indeseable en cualquier instalación petrolera porque pone en peligro las vidas humanas, puede destruir una instalación cuyo valor puede ser de millones de dólares, puede desperdiciar petróleo y hacer daño al medio ambiente. Un fluido, ya sea líquido o gas, brota del pozo casi siempre con una gran fuerza y muchas veces se incendia, especialmente si el fluido es gas. El problema surge cuando la presión de la formación es más alta que la que se tiene en el pozo, la cual se aplica por medio del tipo y cantidad del fluido de perforación que circula dentro del mismo. Casi siempre el lodo de perforación evita que el fluido de la formación entre al pozo y reviente, pero bajo ciertas circunstancias este fluido de la formación puede entrar al pozo y causar dificultades, ocasionando un cabeceo, es decir, el fluido de la formación entra al pozo y parte del lodo de control es empujado fuera del pozo. Si el personal operativo no se da cuenta de estos primeros indicios de un cabeceo, todo el lodo será expulsado del pozo y el fluido de la formación fluirá sin control hasta la superficie terminando en un chorro incontrolable, resultando en un reventón.

Por lo anterior existe un equipo para mantener el control del pozo y evitar dificultades.

El equipo de control requiere de especial atención por parte del personal, se tiene que probar de acuerdo al programa de inspección y operar para asegurar que todo esté funcionando bien. También se deben tener simulacros de emergencia como si estuviese ocurriendo un reventón, sobre todo cuando se está perforando en zonas donde se espera que las presiones subterráneas sean extremadamente altas, para saber qué hacer en el momento de una emergencia.

**I. Preventores o BOP (Blowout Preventer).**- La función de los preventores (Fig. 3.5) es la de controlar el paso de fluidos de una formación productora hacia la superficie, tanto por el espacio anular como por el interior de la tubería de producción o de trabajo, ya sean gas, aceite o agua.



Fig. 3.5.- Conjunto de preventores BOP  
Fuente: <http://spanish.alibaba.com>

Los preventores se clasifican en los siguientes tipos:

- De Interiores.- Su función es controlar el paso del fluido que proviene del interior de la tubería de producción o de trabajo.
- De ariete.- Se utilizan como control superficial en un pozo para sellar el espacio anular cuando se tiene tubería en su interior o cerrarlo totalmente. Funciona casi siempre hidráulicamente para cerrar el espacio anular alrededor de la tubería en el pozo. Los arietes para tubería deben ajustarse alrededor del perímetro de cualquier clase o tamaño de tubería que se encuentre en el pozo.
- Esféricos.- Es el accesorio que forma parte del conjunto de preventores y que tiene la habilidad de efectuar cierres herméticos a presión, en cualquier cuerpo que esté dentro del pozo, sin importar su forma o en pozo franco; para ello, utilizan como elemento una unidad de caucho de alta calidad con insertos que lo hacen más efectivo, alargando su vida útil; la forma y tamaño del sello está regido por la marca del preventor.
- Anular mecánico.- Se utiliza en donde se operan pozos de bombeo mecánico o hay operaciones donde se hace necesario introducir tubería bajo presión. Los preventores anulares mecánicos son diseñados variando únicamente los empaques que se colocan de acuerdo a la tubería que se manejará, así como los topes superiores, ya que éstos varían de acuerdo a su diámetro interior.

**II. Acumuladores.-** Los preventores se abren y se cierran por medios hidráulicos, a través de fluidos que están almacenados bajo presión en un aparato llamado acumulador, los cuales son recipientes en forma de botellas o esféricos que están localizados en la unidad de operaciones. Para poder llevar el fluido hidráulico del acumulador a los preventores se tienden líneas que soportan altas presiones y cuando las válvulas de control se activan, el fluido hace que los preventores trabajen, ya que los preventores deben de sellar rápidamente. Es necesario que el fluido esté desde 105.4 hasta 210.9  $\text{kg/cm}^2$  (1,500 hasta 3,000 psi) de presión utilizando gas nitrógeno contenido en los recipientes.

**III. Estrangulador.-** Cuando ocurre un cabeceo, al cerrar el pozo con uno o más de los preventores, se tiene que seguir perforando, por lo que hay que trasladar fuera al fluido invasor con fluido de densidad apropiada llamado fluido de control. Para tal operación se instala un juego de válvulas llamadas estranguladores (Fig. 3.6), las cuales van conectadas a los preventores con la línea del estrangulador; o sea, cuando un pozo se ha cerrado, el lodo y el fluido invasor son circulados hacia fuera por medio de la línea de estrangular y a través del juego de conexiones del estrangulador.



Fig. 3.6.- Válvula de estrangulamiento  
Fuente: sjpetrosp.jzcom.cn

Los estranguladores son válvulas ajustables y fijas. Los estranguladores ajustables son operados neumáticamente o hidráulicamente y tienen una apertura capaz de ser cerrada o restringida, la cual varía en tamaño, desde la posición de cerrado y hasta la posición completamente abierta. Un estrangulador fijo tiene un flujo restringido de tamaño permanente. En cualquiera de los casos, la idea es que el flujo de los fluidos del pozo pueda circularse a través de los estranguladores y que se pueda mantener la suficiente presión dentro del pozo para evitar que entre más fluido de la formación mientras se está llevando a cabo la operación de cerrar el pozo.

**IV. Separador de lodo y gas.-** Este separador es una pieza que rescata el lodo útil que sale del pozo mientras se está circulando hacia fuera del pozo y separa el gas flamable para

que pueda ser quemado a una distancia segura de la instalación. La mayoría de los separadores de lodo y gas son hechos de una sección de tubería de diámetro grande que utiliza deflectores internos para hacer que el chorro de lodo y gas se muevan más despacio, y de un arreglo de tubos en forma de "S" en el fondo para permitir que el lodo fluya hacia el tanque de la temblorina. Como el gas se mantiene encima del lodo existe un tubo de descarga en la parte de superior, el cual permite que el gas vaya hacia el quemador sin hacer mucha presión contra del lodo.

### **3.1.6.- Equipo especial usado en la perforación marina.**

El equipo de perforación marino que se encuentra a bordo de una plataforma fija o un sistema flotante en el mar, es similar al utilizado en las operaciones de perforación terrestre, ya que incluye elementos como el malacate, la mesa rotatoria, las tuberías, el sistema de circulación de fluidos y las herramientas normales, así como las que se usan dentro del agujero, como son: barrenas, lastrabarrenas, estabilizadores y otras. Existen herramientas, sistemas, técnicas y equipos especiales que solamente se utilizan en la perforación marina, éstas son:

#### **I. Guía de la polea viajera.**

El movimiento horizontal de la polea viajera se restringe por medio de una guía instalada en el interior del mástil o torre de perforación, esto se debe al movimiento horizontal del equipo flotante causado por las corrientes marinas y las olas del mar. Mecánicamente, esto se logra instalando dos viguetas en el interior del mástil o torre de perforación. Las vigas tienen un espacio suficiente que servirá como guía (a veces se instalan rieles sobre las viguetas), para unas ruedas embaladas que están instaladas a los lados opuestos de la polea viajera. Ajustando la polea a esta guía se restringe también el movimiento horizontal del gancho y de la unión giratoria.

#### **II. Amortiguadores o compensadores de movimiento vertical (CMV)**

El efecto principal que causa el movimiento vertical del equipo flotante (arfada o heave), es el movimiento relativo entre la barrena y el fondo del pozo. Para compensar este movimiento vertical de la barrena contra el fondo del pozo y mantener un peso determinado constante sobre la barrena se usan normalmente amortiguadores, los cuales se instalan en la parte superior de los lastrabarrenas, o en un lugar adecuado entre los mismos. Los amortiguadores compensan el movimiento vertical solamente en la parte inferior de la sarta. La longitud de los amortiguadores y el número requerido depende de

las características del equipo, del tirante de agua y de la marejada que se pronostique en los informes diarios del tiempo.

Los amortiguadores han demostrado ser muy eficientes en la compensación del movimiento vertical de los equipos de perforación flotante. Son costosos, no sólo por su precio de adquisición y por su mantenimiento, sino porque en caso de falla prematura, esto ocasionará que se efectúe la recuperación prematura de la sarta. En el caso de una falla estructural ocasionará trabajo de pesca, por lo que la implementación de un programa de inspección y reparación puede reducir la probabilidad de una falla, sus costos y la pérdida de tiempo asociados.

### **III. Riser marino.**

El conductor o riser marino es el lazo de unión entre el equipo de perforación flotante y el pozo en el lecho marino. Es vital para el desarrollo de las operaciones de perforación, ya que proporciona un medio de retorno para el fluido de perforación y de guía para la sarta de perforación hacia el interior del pozo.

### **IV. Sistema tensionador.**

La función principal de este sistema es proporcionar una tensión axial constante sobre el conductor marino o riser para mantenerlo rígido y evitar que se puedan presentar compresiones en el mismo.

Este sistema debe soportar el peso del aparejo, así como las cargas generadas por el movimiento del equipo; mareas y corrientes. Consta de varias unidades tensionadoras colocadas a lo largo del piso de perforación.

El tensionador debe ser capaz de proporcionar una reacción instantánea al movimiento vertical ascendente o descendente de la estructura flotante. Esta respuesta deberá ser mayor o igual a la velocidad vertical instantánea. Además, debe compensar los movimientos por mareas, ajustes de conexión y cambios en la posición del equipo.

Los tensionadores comunes son sistemas hidroneumáticos, los cuales por medios mecánicos imponen una fuerza de tensión al barril exterior de la junta telescópica. Un extremo del cable tensionador está anclado en la propia unidad y el otro se encuentra fijado al barril exterior de la junta telescópica.

### **V. Sistema de Flotación.**

La flotación proporcionada al conductor marino tiene como propósito reducir su peso y evitar que se flexione. Para lograr lo anterior, se utilizan módulos de flotación o cámaras



de aire, que pueden ser de espuma sintética o de aluminio. Estos accesorios se fijan alrededor del conductor marino en puntos adecuados.

El sistema de flotación no elimina el uso de los tensionadores, sino que ayuda a reducir la tensión requerida y por consecuencia las dimensiones de los tensionadores.

#### **VI. Buje protector o de desgaste.**

Durante el transcurso de la perforación existe el peligro de que la tubería de perforación o barrena lleguen a friccionarse contra las paredes del cabezal, lo cual puede originar fugas cuando se coloque el colgador respectivo. Para evitar lo anterior, se le coloca un buje protector al cabezal de la tubería respectiva. Antes de bajar los colgadores se elimina este buje protector mediante un pescante especial. Este buje protector se aloja en el interior del cabezal.

#### **3.1.6.1.- Técnicas de instalación de preventores.**

Para llevar a cabo una perforación marina desde una instalación flotante o fija en el fondo del mar, se tienen dos técnicas:

***Perforación con los preventores en la superficie.***- Las operaciones de perforación con los preventores en la superficie se ven limitadas necesariamente para plataformas apoyadas en el fondo, como son las plataformas fijas, las de concreto, las autoelevables y las sumergibles.

En un sistema de este tipo, se suspenden con colgadores submarinos y se prolongan hasta la superficie en donde se instalan los cabezales y preventores para utilizarlos durante las operaciones de perforación.

Después que el pozo ha sido perforado y probado, se desmantela el equipo de perforación, los preventores y las extensiones de la tubería de revestimiento. Por norma, se coloca un tapón en el pozo a nivel de fondo. En fecha posterior, cuando se decide terminarlo, se quita el tapón y se termina el pozo instalando un árbol del tipo submarino o instalando una plataforma y extendiendo las tuberías de revestimiento hasta la plataforma para la instalación del árbol convencional.

***Perforación con los preventores en el fondo del mar.***- En un sistema submarino, las operaciones de perforación se llevan a cabo con los preventores en el fondo del mar (Fig. 3.7). Esto puede efectuarse con cualquier tipo de sistema o equipo marino de perforación pero es más empleado en estructuras flotantes, ya sean buques o plataformas semisumergibles.

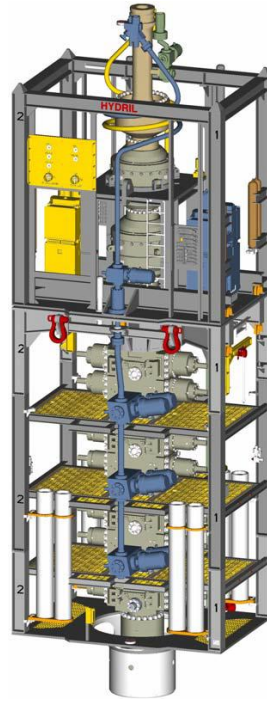


Fig. 3.7.- Conjunto de preventores submarino  
Fuente: [www.bowtech.co.uk](http://www.bowtech.co.uk)

El movimiento continuo de las plataformas flotantes requiere el empleo de cabezales en el fondo del mar, con la consecuente instalación de preventores, debido a que pueden ocurrir condiciones de emergencia, como el mal tiempo, que pueden forzar al equipo a moverse fuera de su localización. Con los preventores y cabezales en el fondo del mar y el riser con junta esférica y junta telescópica, todos removibles, habrá poco peligro de dañar el pozo ya sea en condiciones de movimiento normal o de emergencia.

Otra ventaja que se tiene instalando el cabezal y los preventores en el fondo del mar, es que en la distancia de la mesa rotatoria y hasta la parte superior de los preventores, se tiene una mayor tolerancia para posibles desalineamientos entre la mesa y los preventores sin crear cargas laterales excesivas y desgaste, ya que se cuenta con la junta esférica.

### 3.2.- Plataforma flotante

Las plataformas flotantes proporcionan la estructura de soporte para efectuar las actividades de perforación. La capacidad de carga vertical de la plataforma la aporta el

casco de flotación (Fig.3.8). A la cubierta de la plataforma se le conoce como la estructura superior, y ésta es apoyada en las columnas del casco de flotación.

En el diseño de una plataforma semisumergible, y particularmente su configuración, se debe tener muy claro cuáles son las funciones que esta va a realizar. Existen dos funciones esenciales para una semisumergible que son factores principales que definirán el tamaño de la plataforma:

- Dar soporte y estabilidad a la carga en la cubierta, sobre las olas más altas.
- Tener la mínima alteración o respuesta ante las olas.

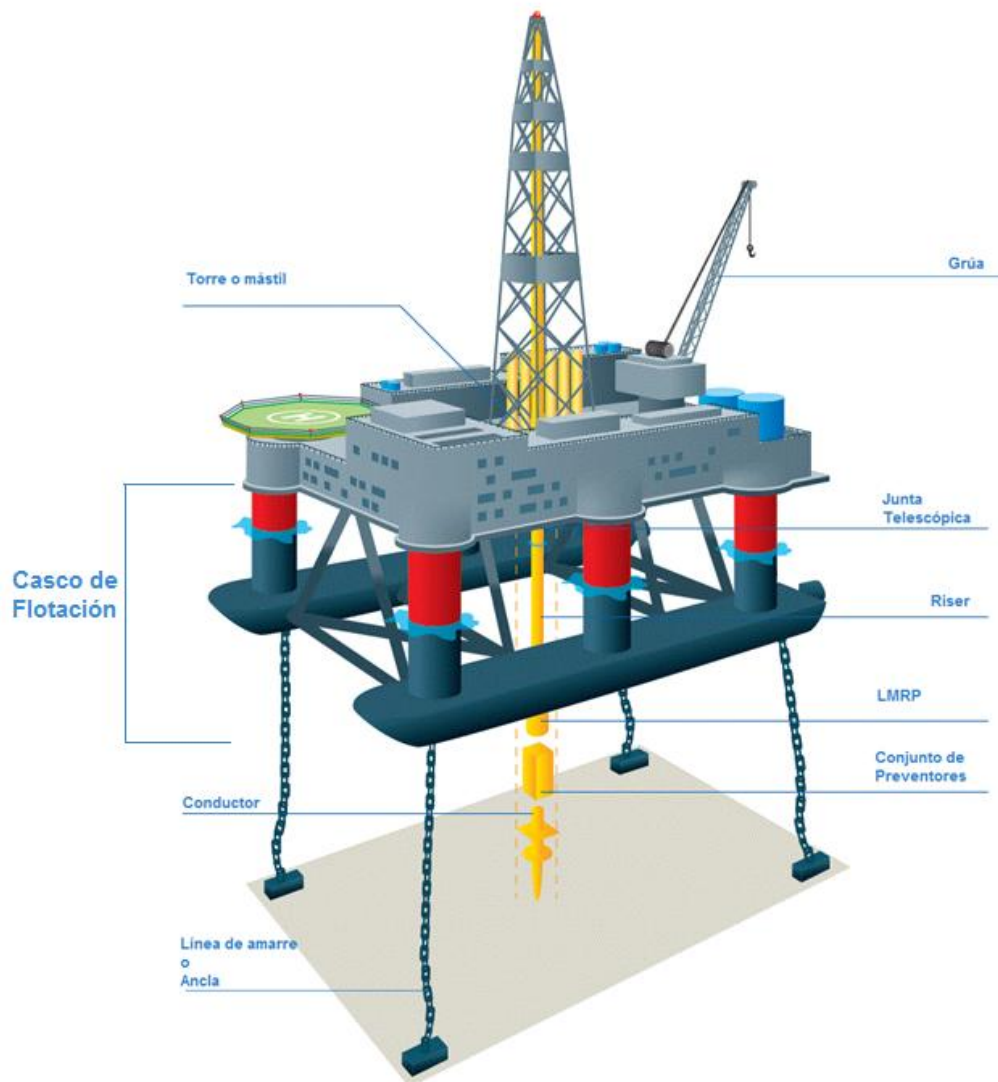


Fig.3.8. - Principales elementos de un sistema flotante de perforación.  
Fuente: <http://www.petroservint.com> (modificado para este trabajo)

La configuración del casco de flotación la conforman los siguientes elementos (Fig. 3.9):

- Pontones
- Columnas
- Tirantes
- Cubierta (puede no ser considerada como parte del casco)

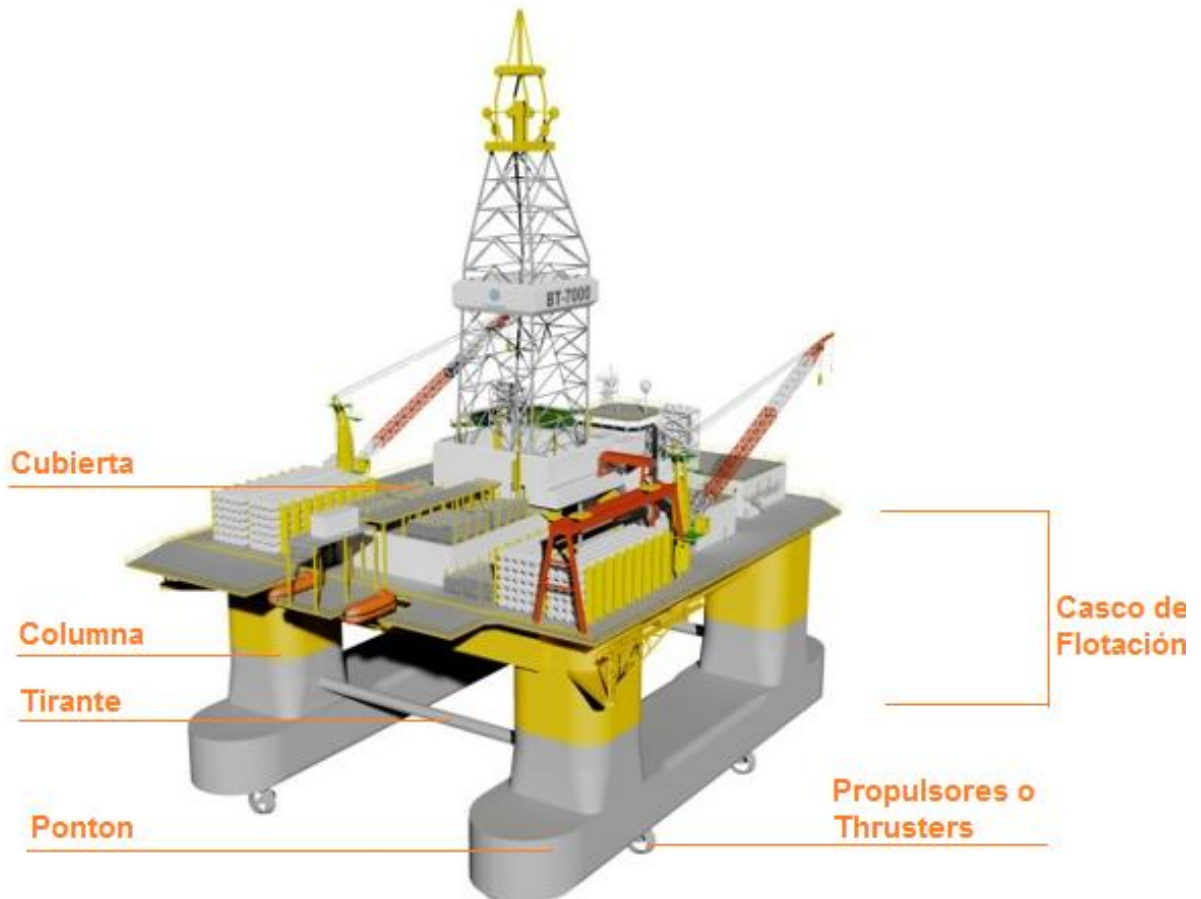


Fig.3.9.- Principales componentes de una semisumergible de perforación.  
Fuente: [www.basstech.se](http://www.basstech.se) (modificado para este trabajo)

Existen diferentes arreglos o configuraciones de los cascos de una plataforma semisumergible, en la Fig. 3.10 se muestran algunas de las configuraciones más utilizadas. En esta se figura muestran laterales seccionales de cuatro arreglos de cascos de flotación. Para el caso A, es un arreglo típico de una plataforma de primera generación, el caso B es un arreglo utilizado en la segunda generación y los casos C y D son típicos de tercera y cuarta generación, respectivamente (Chakrabarti, 2005).

Virtualmente todas las plataformas tienen al menos dos estados de flotación, semisumergido y flotando sobre los pontones. Las columnas son el principal elemento de flotación y de estabilidad cuando se encuentra semisumergida. Los pontones y parte de las columnas son lastrados de agua para conseguir el estado de semisumergido. Más allá de esto, el tamaño, sumersión, proporción y espaciamiento de las columnas son los factores primordiales para el desempeño hidrostático e hidrodinámico de la semisumergible.

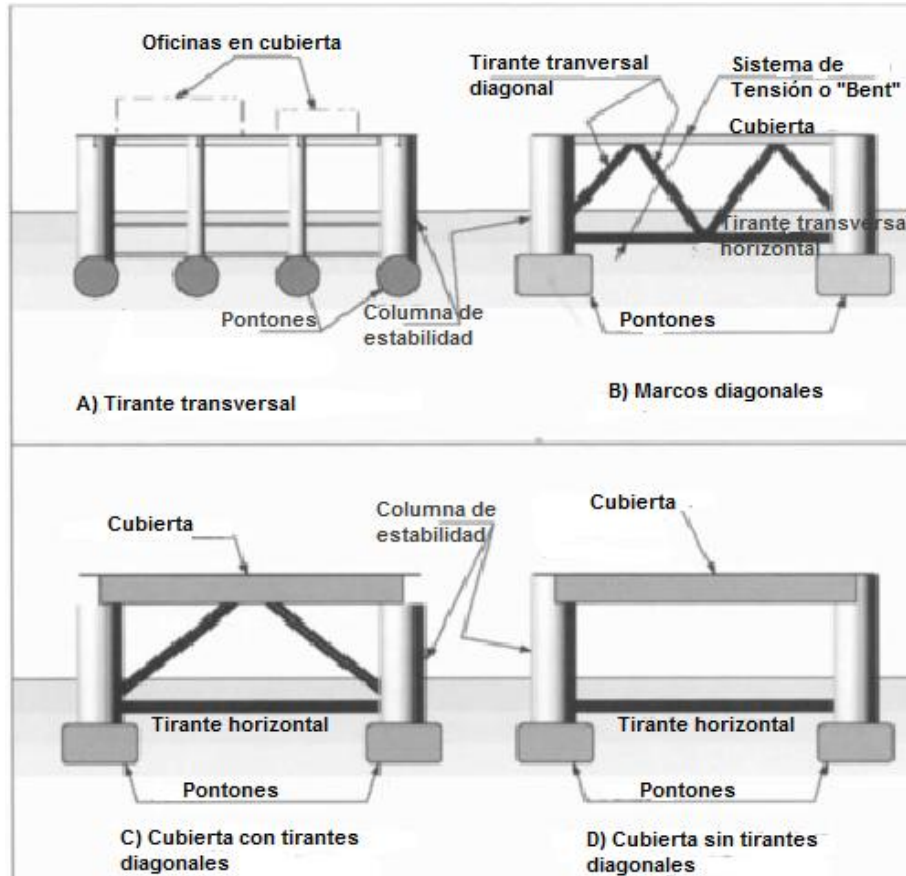


Fig. 3.10.- Arreglos de los cascos de flotación de plataformas semisumergibles  
Fuente: Chakrabarti, 2005

La cubierta provee el espacio de trabajo para la mayoría de las funciones en una semisumergible. Tiene la función estructural de transferir o distribuir todas las cargas en ella hacia las columnas y los tirantes y proporciona la conexión estructural entre la parte superior de todas las columnas.

Los pontones y las columnas son distribuidos y conectados de manera que pueda proveer un soporte global para la plataforma. La cubierta es también conectada para reforzar este soporte. De no ser suficiente tal soporte, se añade un arreglo de tirantes entre las columnas para mejorar la resistencia del casco.

La configuración de los tirantes (Fig. 3.11) varía considerablemente. Los tirantes diagonales son para soportar el peso en la cubierta y dar rigidez lateral y de torsión a la plataforma.

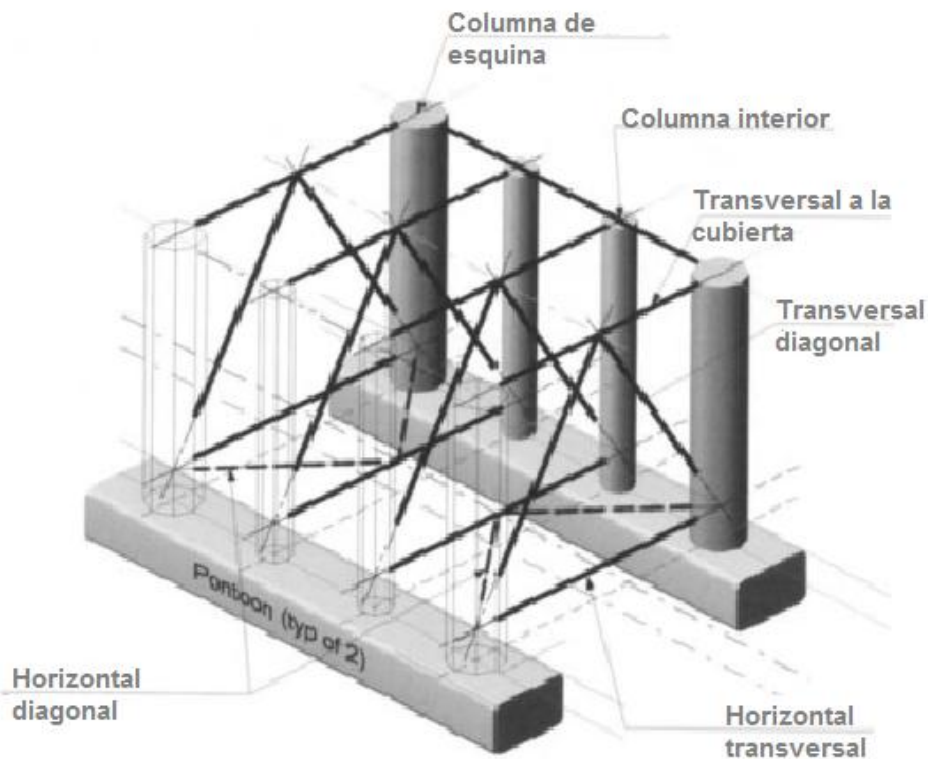


Fig. 3.11.- Arreglo de tirantes típico de una semisumergible de tercera generación  
Fuente: Chakrabarti, 2005

Una estructura bien diseñada y bien conectada a su cubierta puede eliminar la necesidad de utilizar estos tirantes.

El número de columnas y pontones en una semisumergible distingue diversas variantes de configuración empleadas en la evolución de las mismas. Estos arreglos pueden incluir pocas columnas como lo son tres o llegar a utilizar una docena o más. De igual manera se pueden emplear un par de pontones gemelos, utilizar seis o incluso un arreglo en forma de parrilla. En las figuras 3.12 y 3.13 se muestran una serie de arreglos típicos entre pontones y columnas.

El arreglo de pontones gemelos se usa preferentemente para facilitar la navegación de la plataforma. Como se mencionó anteriormente, la función de las columnas es dar estabilidad y un punto crítico en su desempeño es cuando la plataforma pasa de estar

flotando en los pontones a flotar adicionalmente con las columnas. Por esta razón es común adecuar la posición en que serán colocadas las columnas sobre los pontones para mejorar su estabilidad.

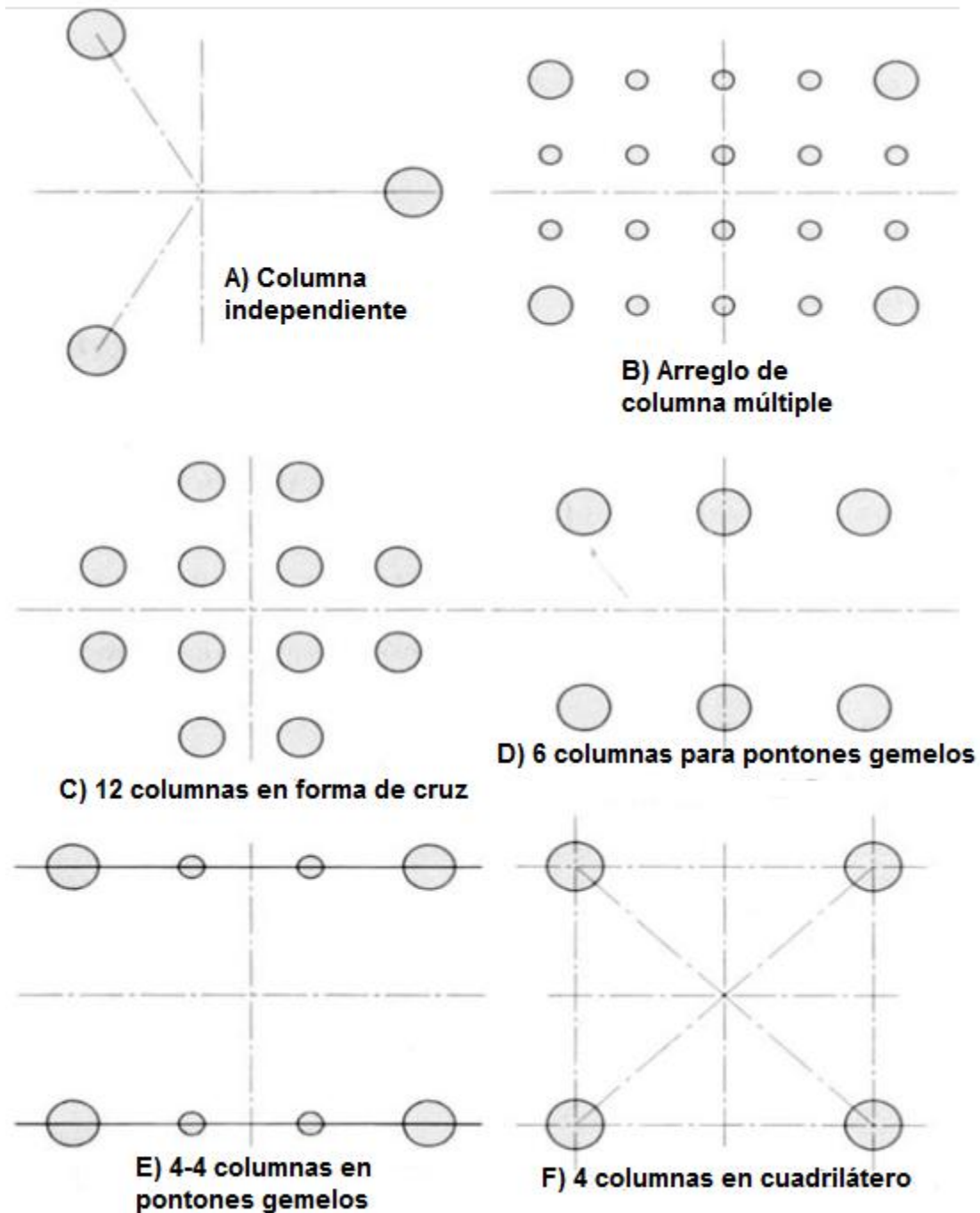


Fig.3.12.- Arreglo de Columnas en Semisumergible  
Fuente: Chakrabarti, 2005



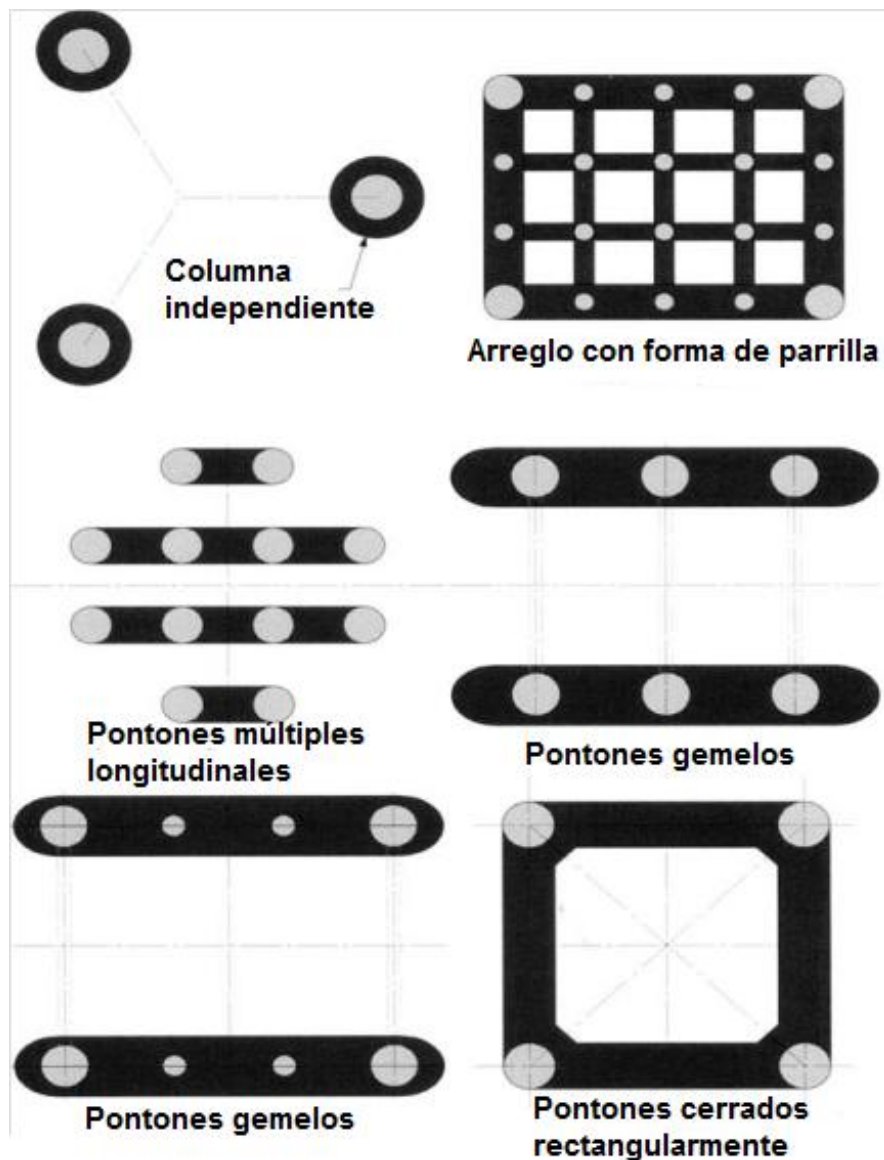


Fig. 3.13.- Arreglo de Pontones en Semisumergible  
Fuente: Chakrabarti, 2005

### 3.3.- Sistema de Posicionamiento

Las plataformas semisumergibles al ser sistemas flotantes, quedan expuestas a diferentes movimientos ocasionados por diferentes factores, como son las corrientes marinas, los vientos y el oleaje del mar. Estos movimientos también son conocidos como grados de libertad:

- ❖ Tres movimientos de traslación sobre los ejes X, Y, Z
  - Avance (Surge).- Movimiento en el eje X hacia adelante y hacia atrás
  - Deriva (Sway).- Movimiento en el eje Y lateralmente

- Arfada (Heave).- Movimiento en el eje Z hacia arriba y hacia abajo
- ❖ Tres movimientos de rotación alrededor de los ejes X, Y, Z
  - Balanceo (Roll).- Rotación de babor a estribor en el eje X
  - Cabeceo (Pitch).- Rotación de popa a proa en el eje Y
  - Guiñanda (Yaw).- Rotación alrededor del eje vertical Z

Para compensar estos movimientos, existen dos maneras de posicionar las plataformas: la primera es utilizar un sistema de anclaje con cables de acero y la segunda es utilizar un sistema de posicionamiento dinámico o DPS por sus siglas en inglés. En algunas condiciones, se utiliza una combinación de ambas.

El sistema de anclaje de las plataformas se forma con diferentes arreglos de las anclas (Fig. 3.14). El sistema de anclaje representa una manera versátil de posicionar las plataformas; sin embargo, debido a su composición este sistema da pie a grandes movimientos de la unidad en ambientes hostiles, además de volverse costoso y demandante de espacio cuando se trata de aguas profundas debido a la mayor cantidad de cable de acero que es requerido.

Las actividades marinas se han extendido hasta regiones muy profundas, donde las condiciones son muy severas y donde se están enfrentando nuevos problemas. Por esto se desarrolló una técnica llamada: Posicionamiento dinámico, la cual es una técnica de mantenimiento de la posición de las unidades flotantes teniendo en cuenta las fuerzas del viento, olas y corrientes marinas tendientes a mover la embarcación.

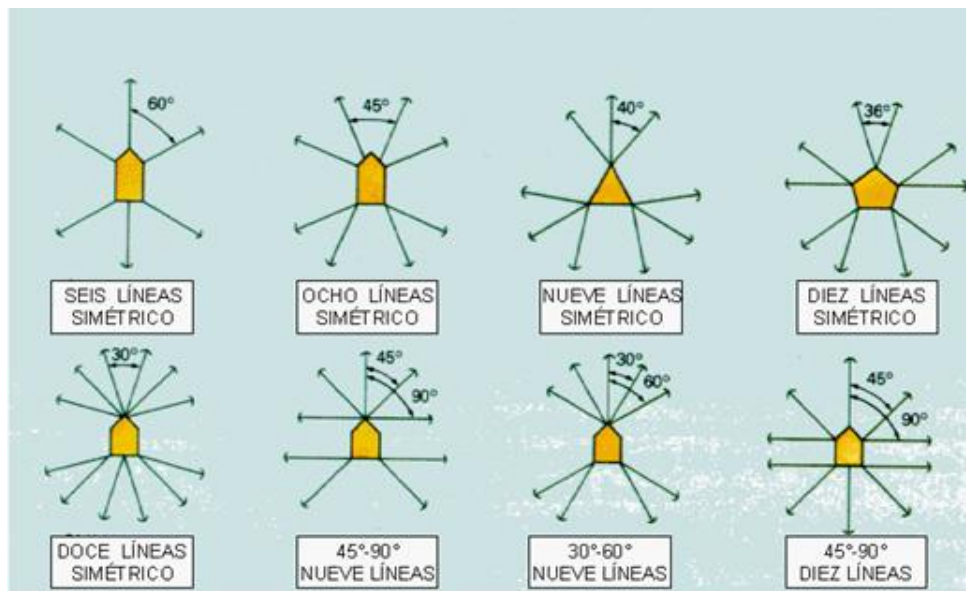


Fig. 3.14.- Sistema de anclaje convencional  
Fuente: Pemex, 2002

El sistema de posicionamiento dinámico (Fig. 3.15) se utiliza esencialmente en aguas profundas y ultraprofundas. Este sistema mantiene ubicada a la plataforma en un punto deseado a través de un posicionamiento satelital, con la ayuda de propulsores instalados alrededor del casco de la plataforma y sensores submarinos ubicados según sea conveniente.

Con este sistema no existe una conexión física de la plataforma con el lecho del mar, excepto la de los equipos de perforación. Los sensores acústicos determinan la deriva, y propulsores en el casco accionados por computadora restauran la posición de la plataforma.

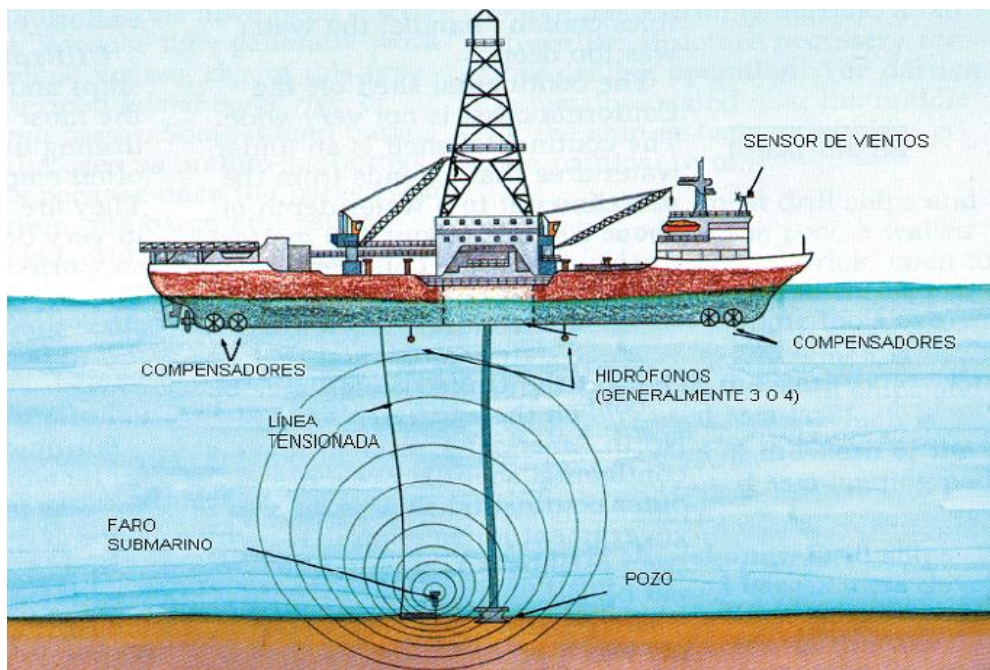


Fig. 3.15.- Buque perforador equipado con posicionamiento dinámico.  
Fuente: Enciclopedia de la perforación, García Campos.

### 3.4.- Riser de Perforación

El riser o conductor marino se puede describir como un conducto que va desde la plataforma al fondo del mar, por medio del cual circula el lodo de perforación y sirve como guía a la sarta de perforación. Existen diversos tipos de risers, los usados para perforación, terminación, inyección, transporte y los usados para la producción.

Este dispositivo se encuentra unido en su parte inferior al conjunto de preventores submarinos, y en su parte superior, al equipo de perforación, y es tal vez el elemento más

vulnerable del equipo flotante. Debe ser estructuralmente capaz de resistir la complejidad de esfuerzos ejercidos sobre él bajo condiciones severas de operación.

Estos conductores deben tener la suficiente capacidad para resistir la presión diferencial entre el lodo que está dentro de él y por su exterior la del agua de mar así como las presiones generadas al manejar un brote de gas somero por medio del desviador de flujo.

Los conductores marinos deberán soportar las fuerzas laterales de las olas corrientes marinas y del movimiento de la unidad flotante justo arriba del pozo; así como resistir esfuerzos y la tensión axial que se aplica en la superficie por medio del sistema de tensionadores.

Las principales funciones del riser son las siguientes:

- Permite extender el pozo desde el fondo marino hasta la superficie.
- Provee comunicación de los fluidos entre el pozo y las operaciones de perforación en la superficie.
- Proporciona un conducto seguro para utilizar, sin interferencia del medio marino, la sarta de perforación y herramientas requeridas para la operación.
- Sirve para soportar las líneas de matar, estrangular y auxiliares.
- Sirve de medio para instalar y remover los BOP's.

El conductor marino está formado desde su parte superior y hasta el fondo, por los siguientes elementos (Fig. 3.16):

**Desviador de flujo.**- Este dispositivo de seguridad se encuentra colocado arriba de la descarga de lodo y actúa como un preventor, proporcionando un medio de seguridad en caso de existir acumulaciones de gas u otro fluido a presión en el interior del tubo conductor. Funciona hidráulicamente y puede sellar en forma anular o ciega, dependiendo de que haya o no tubería de perforación dentro del pozo, evitando así que el fluido pase a la mesa rotatoria.

**Junta telescópica.**- Este dispositivo compensa el movimiento vertical del equipo flotante y permite mantener un esfuerzo de presión constante sobre el conductor marino. El dispositivo consta de un barril interior deslizante y un barril exterior fijo, al cual se sujetan los cables tensionadores. Este elemento está colocado entre el desviador de flujo y la parte superior del tubo conductor.

**Tubería del riser.**- Está formada por tramos de tubería generalmente de 22.8 m. (75 ft) de longitud, de diseño y características específicas. Estos tubos llevan integrados los

conectores (macho y hembra), la línea de matar y la línea de estrangular, en forma unitaria, para su fácil conexión y desconexión con el equipo flotante.

**Línea de matar y de estrangular.-** Son tubos de alta resistencia que van desde el aparejo de preventores en el lecho marino hasta el equipo flotante de perforación. Estas líneas sirven para bombear o descargar fluido a presión, particularmente cuando se presenta un brote o descontrol. Se encuentran aseguradas al riser vertical marino por medio de grapas y disponen de conectores en los extremos para su fácil conexión y desconexión.

**Junta esférica o flexible.-** Este dispositivo absorbe los movimientos laterales del equipo flotante, así como las inclinaciones del conductor marino ocasionadas por las fuerzas de la corriente y el oleaje, permitiendo deflexiones angulares hasta de 10 grados con respecto a la vertical. Se puede utilizar en vez de este dispositivo un tubo flexible, que permite deflexiones mayores de 10 grados y se sitúa en el extremo inferior del conductor marino.

**Conector hidráulico.-** El conector hidráulico permite conectar y desconectar el conductor marino de los preventores desde la superficie mediante un sistema de cuñas accionadas hidráulicamente. Este se localiza debajo de la junta esférica.



Fig. 3.16.- Estructura del riser de perforación marina.  
Fuente: Riser System Polaris

### 3.5.- Preventores (BOP) y su conexión con el cabezal del pozo

Los sistemas de cabezales submarinos se utilizan alrededor del mundo en la industria petrolera, ya sea en aguas someras o profundas, en amplios rangos de condiciones climáticas y para los equipos de perforación que existen.

El cabezal es el elemento clave en el lecho marino, éste se conecta a la unidad flotante de perforación a través de un sistema de preventores y un riser. Tiene dos funciones fundamentales; la primera es dar un elemento de soporte estructural para el equipo de perforación y el pozo; la segunda es proveer una barrera segura para el pozo durante la perforación por medio de las tuberías de revestimiento que se cuelgan de él (Buchmiller, Horte, Grytoyr & Haug, 2012).

Cuando se selecciona un cabezal para un pozo, deben tomarse en cuenta diversos parámetros para su selección, como son el tamaño, el rango de presión que soporta y el máximo de cargas que resiste.

La industria petrolera busca lograr la perforación de pozos en lugares que cada vez representan mayores retos, debido a los ambientes más severos, mayor tiempo de perforación, y el uso de risers o conductores cada vez más largos con preventores que de igual manera requieren mayores capacidades; lo cual provoca que las cargas en el cabezal se incrementen y sea más propenso a las fallas por fatiga durante la perforación.

Un cabezal submarino se encuentra sometido a cargas o esfuerzos ocasionados por las condiciones del ambiente. Sin embargo estas cargas se consideran mínimas, debido a que las mayores cargas que se presentan en el sistema son ocasionadas por las fuerzas ambientales que actúan sobre la plataforma marina y sobre el riser, las cuales se transmiten a lo largo de este último hasta el conjunto de preventores y el cabezal que se encuentran en el lecho marino.

La capacidad de fatiga se puede definir como la habilidad del sistema para resistir o distribuir las diferentes cargas o esfuerzos antes de experimentar la falla. Para un cabezal, estas cargas resultan en el incremento de grietas que pudieran presentarse desde el momento de manufactura (Evans, McGrail, 2011). Una vez que estos defectos alcanzan un tamaño crítico específico se considera que la falla ha ocurrido, la cual puede presentarse como pérdida de la contención de la presión ocasionada por una pequeña fractura en la estructura. Una falla en el cabezal representa una situación en la que la integridad del pozo se ve comprometida.



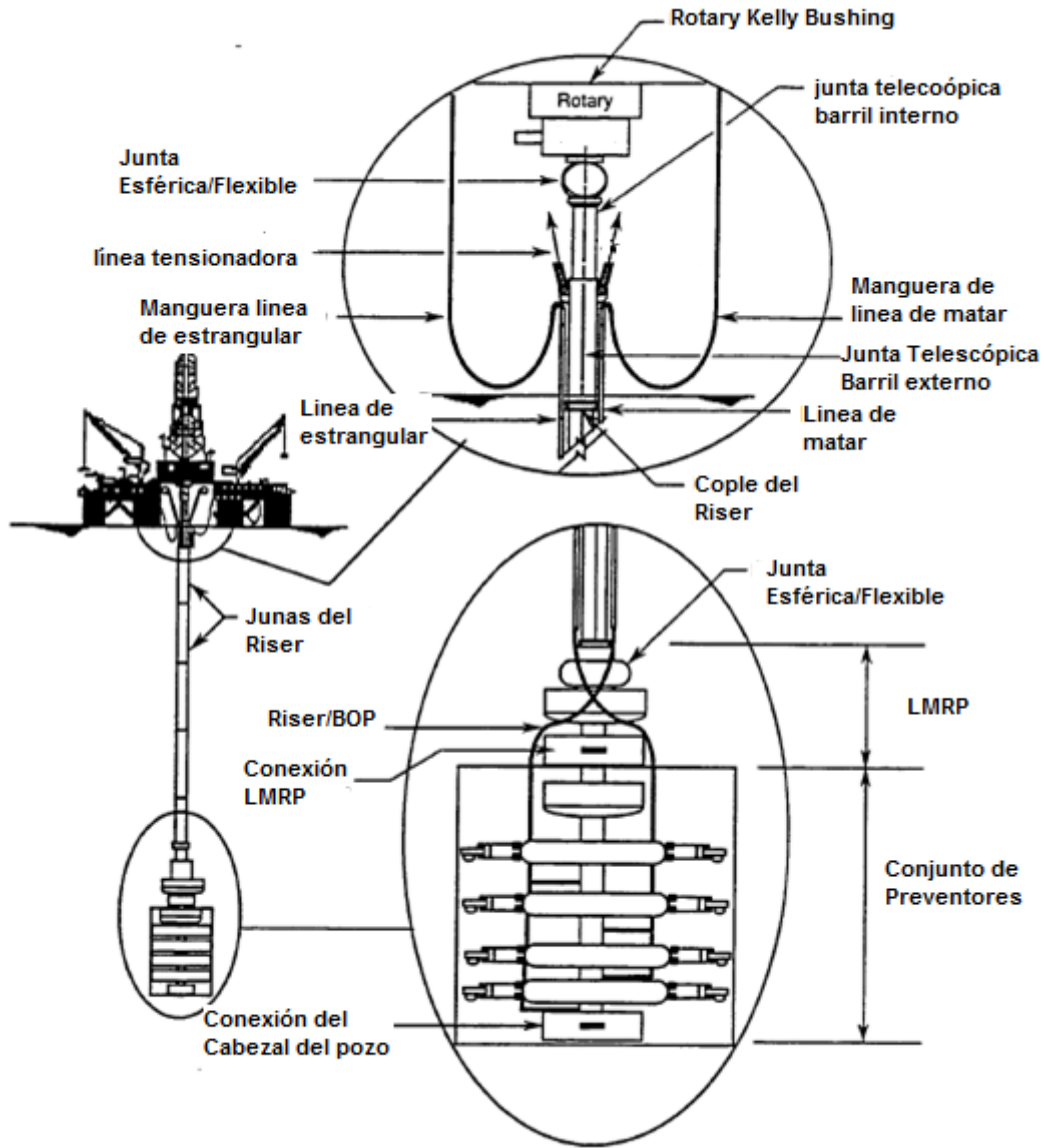


Fig.-3.17.- Elementos de la perforación marina, conexión BOP-Cabezal  
Fuente: API-RP 16Q

Para los fines prácticos de este trabajo, el sistema Cabezal-BOP (Fig. 3.17) se considera como una estructura rígida y su modelación se describirá más adelante, donde se definirá y explicará la metodología de análisis estructural del riser de perforación y los esfuerzos y cargas presentes en el sistema completo.



## 4.- Análisis plataforma flotante-riser de perforación

### 4.1.- Consideraciones del análisis

Debido a que los sistemas de amarre de las plataformas semisumergibles son flexibles, tanto en el plano horizontal como en el vertical, la unidad flotante responde a las acciones del viento, el oleaje y las corrientes marinas, con movimientos en sus seis grados de libertad en tres diferentes intervalos de frecuencias: movimientos en la frecuencia del oleaje (WF del inglés *Wave Frequency*), movimientos en bajas frecuencias (LF, del inglés *Low Frequency*) y movimientos en altas frecuencias (HF, del inglés *High Frequency*). Las cargas del oleaje de mayor magnitud sobre las estructuras costa afuera se presentan en las frecuencias del oleaje, generando movimientos WF de la plataforma. Con la finalidad de evitar efectos de resonancia de gran magnitud, la plataforma es diseñada para obtener sus periodos naturales de vibración alejados de las frecuencias características del oleaje presente en el sitio de operación. Generalmente las plataformas semisumergibles tienen periodos naturales de vibración en Avance, Deriva y Guiñada mayores a 100 s, y superiores a 20 s en los grados de libertad de Arfada, Balanceo y Cabeceo; mientras que los periodos característicos de un oleaje con 100 años de periodo de retorno se encuentran en el rango de 8 a 18 s, lo cual conlleva a respuestas no resonantes de primer orden. En la Figura 4.1 se muestra los valores típicos de los periodos de vibración de una plataforma semisumergible y otras estructuras costa afuera.

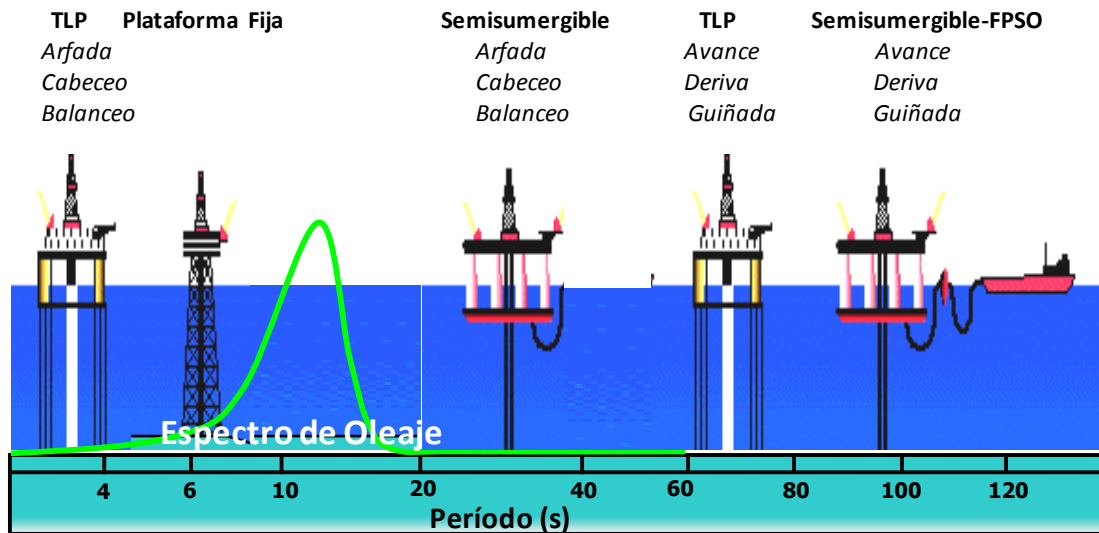


Figura 4.1. Periodos naturales de vibración típicos de una plataforma semisumergible y otras estructuras costa afuera.

(Figura adaptada de la obtenida en Barranco, 2004).

Debido a los efectos no lineales de las acciones, todos los tipos de sistemas flotantes siempre presentan respuestas en sus frecuencias naturales. Las cargas con variación lenta del oleaje y del viento generan movimientos horizontales resonantes LF, también denominados movimientos de deriva lenta (*slow drift motions*). Los efectos del oleaje de alto orden generan movimientos verticales resonantes HF, como los fenómenos de *Springing* y *Ringing* (Faltinsen, 1993) en TLPs. Las respuestas estructurales WF y HF son gobernados principalmente por los efectos no viscosos de los fluidos, mientras que los efectos viscosos son de importancia para las respuestas LF (DNV, 2004). Dependiendo de las características de los sistemas flotantes, cada uno de ellos tendrán respuesta generada por diferentes efectos hidrodinámicos. En el caso de las plataformas semisumergibles, solamente las acciones WF y LF afectan directamente los movimientos de la unidad.

Con base en las características dinámicas de una plataforma semisumergible, el análisis hidrodinámico del casco de flotación, líneas de amarre y riser de perforación puede ser efectuado a través de dos metodologías. En aguas someras e intermedias, inicialmente se determinan los movimientos de cuerpo rígido de la plataforma considerando al sistema de anclaje como elementos con rigidez lineal y despreciando su masa. Después, las líneas de amarre o el riser son modelados con precisión a través de elementos finitos considerando sus propiedades dinámicas y utilizando los movimientos de la unidad flotante como movimientos prescritos en la parte superior de las líneas esbeltas. A estos modelos independientes de las líneas de amarre o riser de perforación se les adicionan las cargas generadas por su peso propio y flotación, y por el oleaje y las corrientes marinas. Esta metodología es conocida como análisis desacoplado. En aguas profundas, la longitud y las dimensiones de las líneas de amarre y riser son tales que sus masas y las cargas actuando sobre ellos son de una magnitud que modifican el comportamiento dinámico de la unidad flotante. En estos casos es recomendable efectuar un análisis acoplado de la plataforma-líneas de amarre - riser de perforación. Utilizando este análisis acoplado, los movimientos de la plataforma, los esfuerzos y deformaciones de las líneas de amarre y riser son obtenidos simultáneamente en cada instante de tiempo al resolver la ecuación matricial de movimiento. Estas metodologías y la ecuación de movimiento son descritas en las siguientes secciones.

#### **4.1.1.- Análisis acoplado**

En esta filosofía el análisis del sistema estructural es hecho de manera simultánea, tomando en cuenta las propiedades dinámicas de los elementos esbeltas, las fuerzas hidrodinámicas actuando sobre estos y su interacción con el cuerpo flotante. De esta forma las fuerzas actuando en la plataforma y en el riser son obtenidas conjuntamente.

Este análisis se extiende desde el conductor, en la parte inferior, hasta la junta esférica o flexible, en la parte superior (Fig. 4.2). Por lo tanto, los movimientos de la plataforma actuando en la junta flexible o esférica superior en conjunto con las cargas meteoceánicas (viento, corrientes y oleaje) pueden ser utilizados para predecir el comportamiento del riser, hasta prevenir una pérdida de localización del conductor en el lecho marino.

El análisis acoplado permite la completa interacción entre los movimientos de la plataforma, de las líneas de amarre y el riser de perforación, incluyendo el comportamiento del suelo en fricción con las líneas de amarre. Éste es más fácil y rápido de realizar, debido a que el todo el sistema estructural se encuentra contenido en un solo modelo.

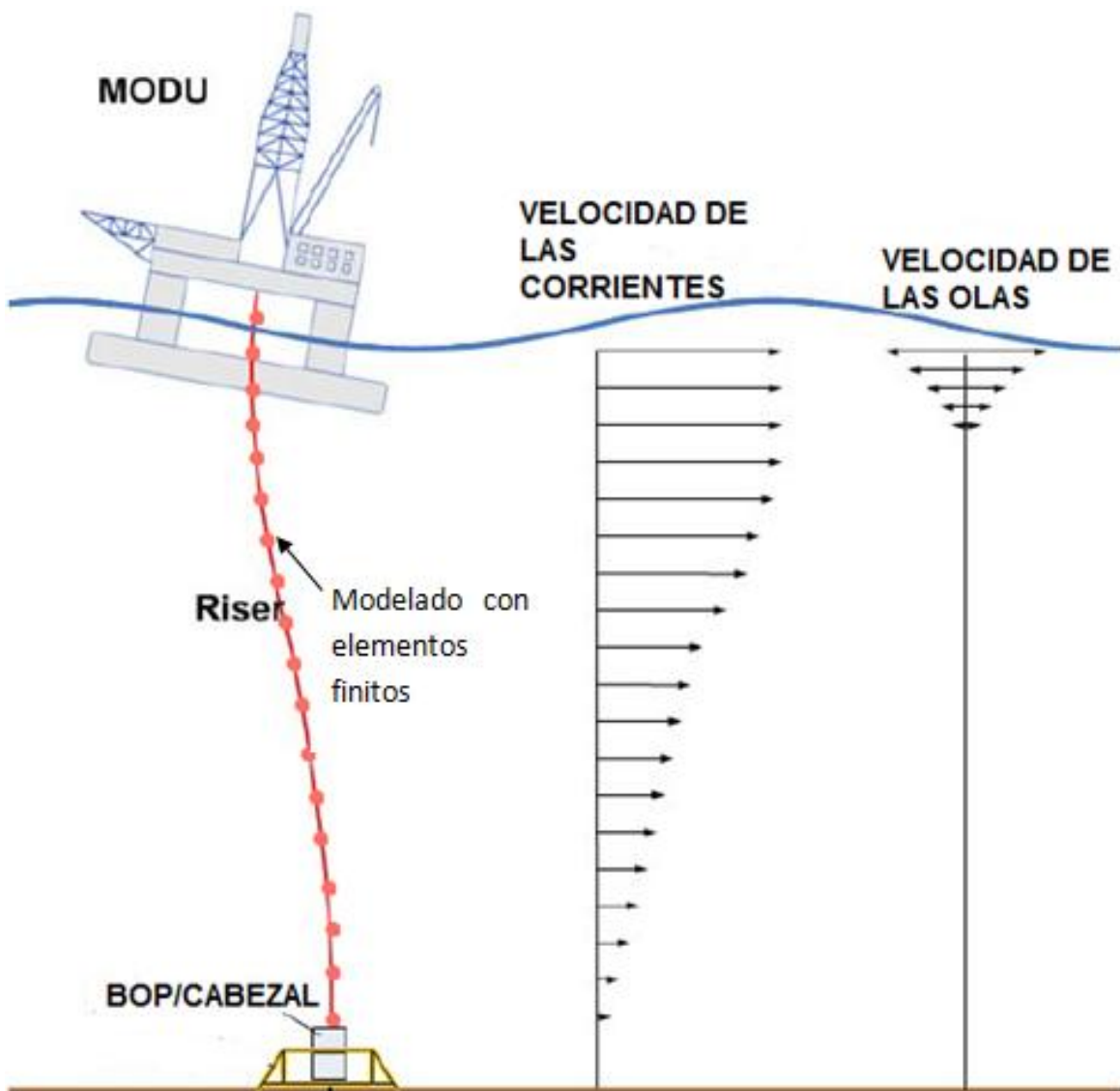


Fig. 4.2.- Modelo acoplado para análisis estructural de una semisumergible.

Fuente: Artículo Técnico IADC/SPE-151198

### **4.1.2.- Análisis desacoplado**

El análisis estructural del sistema de perforación puede ser simplificado separando el sistema en componentes individuales (análisis desacoplado) y analizando cada uno de estos con un método de solución. Por lo que el movimiento de la plataforma, el riser, el cabezal, y el conductor son analizados cada uno con distinta metodología.

Después de haber efectuado el análisis del movimiento de la plataforma con una modelación simple de las líneas esbeltas (líneas de amarre y riser), el análisis se lleva a cabo en dos fases: 1) El modelado del riser desde la junta flexible superior, incluyendo el sistema de tensión y la plataforma, hasta la junta esférica inferior del mismo. 2) la modelación del Lower Marine Riser Package (LMRP, por sus siglas en inglés), el BOP y el sistema conductor/casing.

La falta de interacción entre los componentes fue identificada como una de las desventajas más importantes en este tipo de análisis, debido a que se tienen que ingresar resultados del análisis del riser al modelo de análisis del cabezal y una vez teniendo esto, se tenían que ingresar al análisis del conductor, lo cual es demasiado laborioso.

### **4.2.- Condiciones Metoceánicas y Características de Movimiento**

La definición de las condiciones metoceánicas, es de vital importancia para el análisis y diseño de las estructuras marinas. Los factores que intervienen en un estado de mar de diseño son los siguientes (Chakrabarti, 2005):

- Viento.
- Olas generadas por el viento.
- Olas superficiales generadas por tormentas distantes.
- Corriente superficial, generada por tormentas locales.
- Corrientes de aguas profundas propias del sitio, como las corrientes de lazo y remolino que circulan constantemente en el Golfo de México.

Las estructuras costa afuera dedicadas a la perforación y producción de los recursos naturales localizados debajo del lecho marino, están a la merced de las inclemencias del tiempo. Estos ambientes marinos que las estructuras deben soportar son las fuerzas extremas del oleaje, viento y corriente debidas por ejemplo a huracanes, así como los sismos y las olas de los Tsunami, que también pueden ocurrir en ciertas partes del mundo. Para la supervivencia de estas estructuras, sus efectos deben ser conocidos por el diseñador, y considerados adecuadamente en el diseño. Así mismo, la selección de las plataformas, su equipo, y el diseño de los risers y sus sistemas de amarre, son también

fuertemente influenciados por las condiciones meteoceánicas específicas del sitio donde operará la estructura.

Las plataformas semisumergibles, al ser elementos flotantes, quedan expuestas a diferentes movimientos ocasionados por diferentes factores, como son las corrientes marinas, los vientos y el oleaje del mar. Las plataformas flotantes pueden moverse en los siguientes grados de libertad (Fig. 4.3) y se mencionan a continuación:

- ❖ Tres movimientos de traslación sobre los ejes X, Y, Z
  - Surge (Avance).- Movimiento en el eje X hacia adelante y hacia atrás
  - Sway (Deriva).- Movimiento lateral sobre el eje Y
  - Heave (Arfada).- Movimiento en el eje Z hacia arriba y hacia abajo
  
- ❖ Tres movimientos de rotación sobre los ejes X, Y, Z
  - Roll (Balanceo).- Rotación de babor a estribor en el eje X
  - Pitch (Cabeceo).- Rotación de popa a proa en el eje Y
  - Yaw (Guiñada).- Rotación alrededor del eje vertical Z

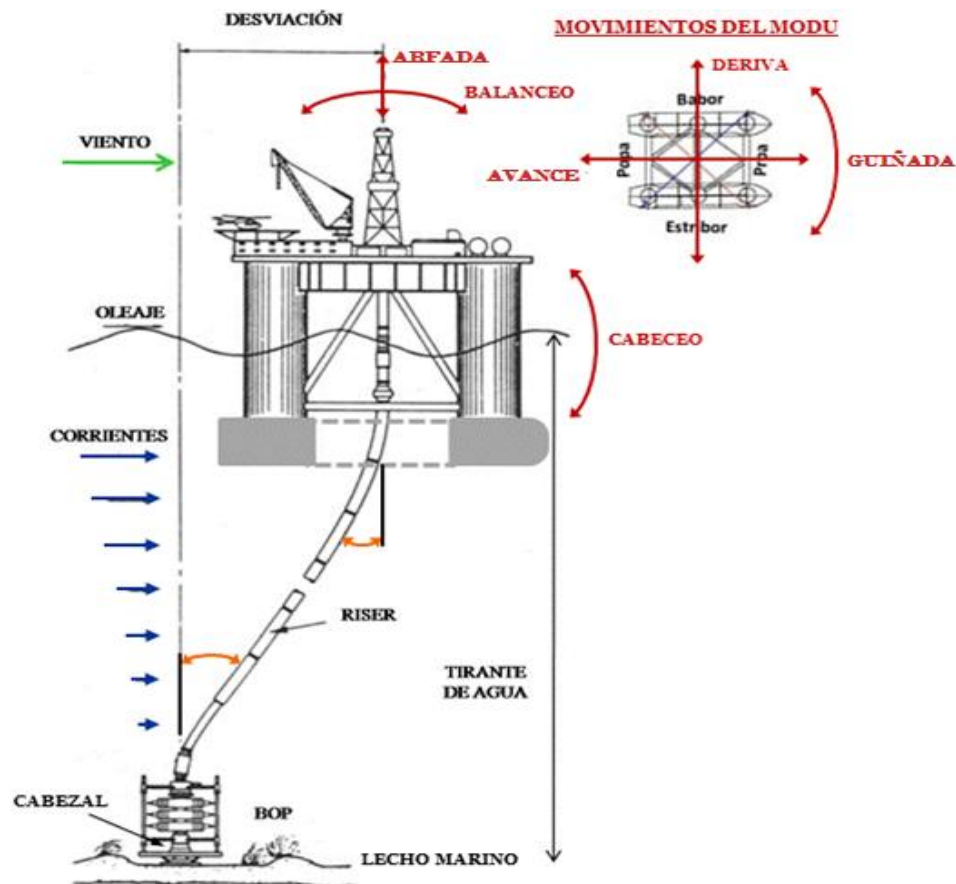


Fig.- 4.3.- Grados de libertad de una semisumergible generados por los factores meteoceánicos.  
(XVII Jornada técnica AIMP 2012)

Cuando una plataforma semisumergible es alterada dinámicamente, esta pierde su posición y su respuesta ante estas alteraciones es altamente no lineal donde las fuerzas de inercia son predominantes. Dentro de las principales fuentes de no linealidad en la respuesta de una semisumergible ante las acciones ambientales se pueden mencionar (i) las fuerzas de segundo orden de las olas (los efectos de estas fuerzas son el *slow drift* y el *springing*), (ii) la rigidez geométrica del riser debido al movimiento lateral (*offset*) y movimiento vertical ascendente (arfada o *setdown*) y (iii) el término de arrastre, con variación cuadrática de las partículas de agua en la ecuación de Morison para evaluar la parte viscosa de las fuerzas del oleaje. Para las no linealidades del sistema, es necesario incluir un análisis estructural dinámico paso a paso en el dominio del tiempo.

### 4.3.- Ecuaciones de movimiento

La ecuación diferencial que gobierna el comportamiento estático y dinámico de un sistema flotante no puede ser resuelta de manera exacta para problemas arbitrarios del riser y patrones de carga. Por lo que un método numérico es requerido para esto, tal como el método de elementos finitos. La aplicación del método de elementos finitos resulta en un sistema de ecuaciones no lineales que describen el equilibrio dinámico entre las fuerzas de inercia, las fuerzas de amortiguamiento y las fuerzas de restauración que actúan sobre la plataforma. Estas ecuaciones de movimiento pueden ser establecidas de manera matricial como:

$$\vec{M} \cdot \ddot{\vec{X}} + \vec{C} \cdot \dot{\vec{X}} + \vec{K} \cdot \vec{X} = \vec{F}(\vec{X}, \dot{\vec{X}}, \ddot{\vec{X}}, t)$$

Donde:

$\vec{X}$	Es el vector de desplazamiento de los grados de libertad de la estructura
$\dot{\vec{X}}$	Es el vector de velocidades de los grados de libertad de la estructura
$\ddot{\vec{X}}$	Es el vector de aceleraciones de los grados de libertad de la estructura
$\vec{M}$	Es la matriz de masa del sistema
$\vec{C}$	Es la matriz de amortiguamiento del sistema
$\vec{K}$	Es la matriz de rigidez del sistema, y
$\vec{F}$	Es el vector de las fuerzas actuando sobre la plataforma semisumergible, líneas de amarre y riser
t	Es el tiempo

El vector de fuerzas de lado derecho de la ecuación anterior

$$\vec{F}(\vec{X}, \dot{\vec{X}}, \ddot{\vec{X}}, t) = F_{FO}^1 + F_{FO}^2 + F_{FC} + F_{FV} + F_{FE}$$

Donde:

$F_{FO}^1$	Fuerza de ola de primer orden
$F_{FO}^2$	Fuerza de ola de segundo orden
$F_{FC}$	Fuerza de la corriente
$F_{FV}$	Fuerza del viento
$F_{FE}$	Fuerzas externas

Debe observarse que las matrices  $\vec{M}$ ,  $\vec{C}$ ,  $\vec{K}$  y el vector  $\vec{F}$  incluyen dos partes: la primera relacionada al cuerpo rígido de la unidad flotante y la segunda a la estructura esbelta el riser.

Cada una de estas matrices debe tomar en cuenta los distintos elementos que las componen, por ejemplo, para la matriz  $\vec{M}$  se debe tomar en cuenta la masa de la estructura y la masa adherida, la cual se calcula con un análisis de difracción de oleaje, la matriz  $\vec{C}$  toma en cuenta el amortiguamiento debido al potencial lineal del oleaje, la matriz de rigidez  $\vec{K}$  representa a las fuerzas de restauración hidrostáticas, y el vector de fuerza actuando sobre la plataforma  $\vec{F}$  está compuesto por el vector de fuerzas hidrodinámicas generado por las olas y las corrientes y el vector de las cargas generadas por los vientos.

El número de ecuaciones contenidas en la ecuación matricial anterior es definido principalmente por la malla de elementos finitos utilizada en la modelación de los cuerpos esbeltos (líneas de amare y riser). Mientras más se incrementa la profundidad, el riser se comporta cada vez más como un cable, y su rigidez geométrica será más importante que su rigidez elástica. En el análisis estructural del sistema, se debe tomar en cuenta el comportamiento no lineal del riser a través de un método de integración de ecuaciones de movimiento paso a paso (Fig. 4.4), como por ejemplo el método Runge Kuta de cuarto orden o el método de Newmark con esquema de Newton Raphson.



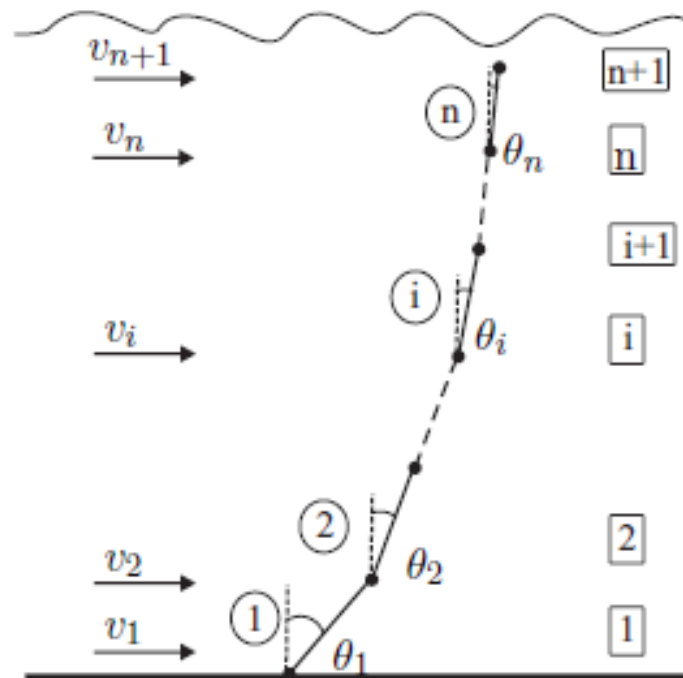


Fig. 4.4.- Número de elementos, nodos, valores de corriente e inclinación para cada nodo en el modelo de análisis. (Elwanger, 1988)

#### 4.4.- Acciones ambientales

Las cargas ambientales son las excitaciones dinámicas más importantes en las estructuras marinas y resultan de la acción de las olas, viento y corrientes marinas. Estas deben ser calculadas en cuatro bandas distintas de frecuencia para evaluar sus efectos sobre el sistema. Estas bandas de frecuencia son (Ellwanger, 1988; API, 1997):

- Cargas estáticas debidas al viento, la corriente y la deriva de las olas (*wave drift*) con magnitud y dirección constantes para la duración del análisis.
- Cargas cíclicas de baja frecuencia que puede alterar a la semisumergible en los periodos naturales de avance, deriva y guiñada (*surge, sway* y *yaw*) con variaciones entre 60 y 180 s. Estas fuerzas son debidas al efecto de segundo orden de las olas conocido como *slow drift* y la parte dinámica del viento.
- Cargas cíclicas en la frecuencia de olas, que constituye la principal fuente de cargas sobre la plataforma. Estas fuerzas son calculadas considerando métodos de primer orden.

#### 4.4.1.- Fuerzas del oleaje

En aguas profundas la cinemática de partículas puede ser evaluada por la teoría lineal de Airy. Esta teoría considera que la altura de las olas es pequeña en comparación con la longitud de las olas en la superficie del agua. Para esto se observa un espectro de ola, el cual es la representación promedio de una muestra de olas en un tiempo aproximado de tres horas.

Una vez conocida la cinemática de las partículas del agua, las fuerzas hidrodinámicas son calculadas en cada grado de libertad integrando las cargas distribuidas a lo largo de los elementos estructurales. Las cargas estructurales serán descritas a continuación:

##### 4.4.1.1.- Fuerzas del oleaje de primer orden

Las fuerzas de primer orden actuando en una estructura pueden calcularse a través de la ecuación de Morison o por medio de la teoría de difracción. Cuando el tamaño de la estructura es comparable con la longitud de la ola, la presencia de la estructura modifica el campo de la ola a su alrededor. En estos casos, la difracción de las olas en la superficie de los elementos estructurales debe ser tomada en cuenta (Faltinsen, 1993).

La ecuación de Morison considera que la fuerza de la ola es el resultado de la suma lineal de las fuerzas de inercia y de las fuerzas de arrastre, estas partes envuelven coeficientes de inercia y de arrastre que deben ser evaluados experimentalmente.

$$f(x, t) = \frac{1}{2} \cdot C_d \cdot D \cdot (\dot{u} - \dot{x}) \cdot |\dot{u} - \dot{x}| + \frac{1}{4} \cdot \pi \cdot D^2 \cdot \rho_w \cdot C_m \cdot \ddot{u} - \frac{1}{4} \cdot \pi \cdot D^2 \cdot \rho_w \cdot (C_m - 1) \cdot \ddot{x}$$

Donde:

$\rho_w$	Es la densidad de agua de mar
$\dot{u}$	Velocidad horizontal de las partículas de agua en dirección perpendicular al elemento
$\ddot{u}$	Aceleración horizontal de las partículas de agua
$C_d$	Coficiente de arrastre
$C_m$	Coficiente de inercia
$D$	Diámetro del elemento estructural

#### 4.4.1.2.- Fuerzas del oleaje de segundo orden

La solución lineal del potencial de velocidades de las partículas de agua de un campo de olas constituye solamente una aproximación de primer orden de un problema no lineal complejo. Cuando el estado de mar incidente es irregular y puede ser representado a través de la superposición de olas regulares, la solución de segundo orden del potencial de velocidades genera componentes de fuerzas con frecuencias de “suma” y “diferencia” de las frecuencias de las olas regulares.

$$f_2^{\pm i}(x, t) = \sum_{m=1}^N \sum_{n=1}^N a_m \cdot a_n \cdot \{P^{\pm i}(\omega_m, \omega_n) \cdot \cos[\Theta] + Q^{\pm i}(\omega_m, \omega_n) \cdot \text{sen}[\Theta]\}$$

$$\Theta = (\omega_m \pm \omega_n)t - (k_m \pm k_n)x - (\xi_m \pm \xi_n)$$

Donde:

Señal (-)	Hace referencia a las fuerzas debidas al efecto diferencia de frecuencia
Señal (+)	Hace referencia a las fuerzas debidas al efecto suma de frecuencias
$f_2^{\pm i}(x, t)$	Es la intensidad de fuerza asociadas al i-ésimo grado de libertad del cuerpo flotante
$a_m$ y $a_n$	Son las amplitudes de las olas discretas del espectro de mar en las frecuencias $\omega_m$ y $\omega_n$ respectivamente
$k_m$ y $k_n$	Corresponden al número de olas
$x$	Es la distancia del punto donde son evaluadas las funciones de transferencia cuadráticas $P^{\pm i}(\omega_m, \omega_n)$ y $Q^{\pm i}(\omega_m, \omega_n)$ , al centro de movimiento de la plataforma a las olas de referencia
$\xi_m$ y $\xi_n$	Son las fases aleatorias uniformemente distribuidas entre 0 y $2\pi$

Las funciones de transferencia cuadráticas son obtenidas a través de análisis numérico del problema de difracción/radiación de olas en cuerpos flotantes y su cálculo representa un alto costo computacional. En el caso de las plataformas semisumergibles solamente son importantes las fuerzas de segundo orden generadas por la diferencia de frecuencias de las olas incidentes.

#### 4.4.2.- Fuerzas de corriente

En ausencia de movimientos de agua inducidos por las olas, la fuerza de arrastre ejercida por la corriente marina sobre un elemento estructural es proporcional al cuadrado de sus velocidades. La fuerza de arrastre  $f_c$  por unidad de longitud del elemento estructural puede ser evaluada por la siguiente expresión:

$$f_c = \frac{1}{2} \cdot \rho_w \cdot C_d \cdot D \cdot \dot{u}_c^2$$

Donde:

$\dot{u}$	Es la velocidad de la corriente marina, las demás variables han sido definidas con anterioridad
-----------	---

#### 4.4.3.- Fuerzas de viento

La parte de la plataforma que se encuentra encima del nivel medio del mar está sujeta a las acciones del viento debidas a la velocidad normal actuando sobre las áreas expuestas. La expresión básica para evaluar las fuerzas dinámicas del viento y expresada como la fuerza de arrastre por unidad de área proyectada sobre el plano normal a la velocidad del viento es:

$$f_v(z, t) = \frac{1}{2} \rho_a \cdot C_S(z) \cdot A \cdot |\dot{u}_a(z) + \dot{u}'_a(z, t) - \dot{x}(z, t)| \cdot (\dot{u}_a(z) + \dot{u}'_a(z, t) - \dot{x}(z, t))$$

Donde:

$\rho_a$	Densidad del aire
$C_S(z)$	Coefficiente de arrastre en la elevación z
$\dot{u}_a(z)$	Velocidad media del viento
$\dot{u}'_a(z, t)$	Parte dinámica de la velocidad del viento, obtenida a partir de un espectro de velocidades
$\dot{x}(z, t)$	Velocidad de la estructura en la dirección considerada

El perfil de velocidad media del viento y las componentes dinámicas se aproximan y evalúan con diferentes expresiones y con frecuencias específicas del lugar de localización.

El perfil para la velocidad media del viento  $\dot{u}_a(z)$  en la elevación  $z$  puede ser aproximado por (API, 1997):

$$\dot{u}_a(z) = \dot{u}_H \left( \frac{z}{H} \right)^{0.125}$$

Donde:

$\dot{u}_H$  es la velocidad media del viento en la elevación de referencia  $H=10$  m.

La componente dinámica de la velocidad del viento  $\dot{u}'_a(z,t)$  puede evaluarse utilizando el espectro de viento propuesto por el API (1997):

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

Donde:

$S_{uu}(f)$	es la densidad espectral de la velocidad del viento en la elevación $z$ ,
$f$	es la frecuencia en Hz,
$\sigma(z)$	es la desviación estándar de la velocidad del viento y
$f_p$	es la frecuencia asociada con la posición del pico espectral.

#### 4.5.- Procesos ambientales de corto y largo plazo

Las características ambientales como las alturas de olas y las velocidades de viento en una localización, constituyen procesos aleatorios estrictamente no estacionarios con variaciones lentas en sus propiedades estadísticas. No obstante, los procesos ambientales pueden dividirse en distintos periodos de plazo; corto y largo.

Los procesos de corto plazo generalmente tienen una duración de tres horas. Cada proceso de corto plazo es llamado estado de mar. Cada estado de mar es normalmente definido por los parámetros de ola, viento, corriente y marea, los cuales están contenidos en un vector  $\vec{Y}$ :

$$\vec{Y} = \{H_s, T_p, \theta_o, V_V, \theta_V, V_C, \theta_C, H_m\}^T$$

Donde:

$H_s$	Altura significativa de las olas
$T_p$	Periodo pico de las olas
$\theta_o$	Dirección de incidencia de las olas
$V_V$	Velocidad del viento
$\theta_V$	Dirección del viento
$V_C$	Velocidad de la corriente marina superficial
$\theta_C$	Dirección de la corriente
$H_m$	Altura de la marea

Las variables en la expresión anterior constituyen los datos principales de cada condición ambiental necesaria para evaluar las cargas dinámicas en los elementos estructurales de cualquier estructura costa afuera.

Para un estado de mar de corto plazo, el espectro de alturas del oleaje es una representación del contenido de energía de las diferentes olas armónicas que componen un tren de oleaje con una duración de 3-horas. En la literatura existen diversas formulaciones de los espectros de oleaje como el Bretschneider, el JONSWAP y el Pierson-Moskowitz, entre otros. Por ejemplo, el espectro Pierson-Moskowitz de dos parámetros para un mar totalmente desarrollado puede ser expresado como una función de la altura significativa  $H_s$  y del periodo de cruces ascendente de cero  $T_z$  (Hallam et al., 1978):

$$S_{\eta\eta}(f) = \frac{H_s^2 \cdot T_z}{4 \cdot \pi \cdot (f \cdot T_z)^5} \cdot \exp\left[-\frac{1}{\pi} \cdot (f \cdot T_z)^{-4}\right]$$

Donde:

$S_{\eta\eta}(f)$  es el espectro de las elevaciones de la superficie del mar y

$f$  es la frecuencia del oleaje en Hz.

En periodos de largo tiempo, los estados de mar presentan variaciones y constituyen procesos no estacionarios. Generalmente para obtener las características de los parámetros ambientales de largo plazo se efectúan muestreos durante un periodo de tiempo de cuando menos un año varias veces al día.

Las funciones que definen los estados de mar de largo plazo son obtenidas a través de ajustes de modelos de probabilidades de las tablas de frecuencia de ocurrencia conjunta de los parámetros ambientales.

#### **4.6.- Estadística de eventos ambientales de tempestad**

La caracterización a largo plazo de los estados de mar no siempre puede representar adecuadamente todos los fenómenos ambientales de una locación dada. Por ejemplo, en el Golfo de México, estados de mar extremos son generados por eventos ambientales excepcionales con baja tasa anual de ocurrencia, tales como huracanes y tormentas de invierno. De esta forma la población de estados de mar de tempestad puede ser caracterizada también por una distribución de probabilidades conjunta de los parámetros ambientales, ajustada a datos referentes a estos eventos ambientales extraordinarios.

La probabilidad de ocurrencia de una tempestad puede ser caracterizada por la distribución de Poisson (Ang e Tang, 1975).



## 5.- Operatividad del riser

Durante las operaciones de perforación en aguas profundas, los responsables de llevar a cabo estas tareas se enfrentan a uno de los problemas claves, las cargas en el riser, provocadas por los diferentes parámetros metoceanicos que se trataron en el Capítulo anterior además de los movimientos de la plataforma (Fig. 5.1). Si no se evalúan y comprenden estos factores, se pueden generar grandes riesgos de exceder el intervalo límite de diseño del riser. Estos riesgos aumentan el potencial de pérdidas o daños a piezas críticas del equipo o de lesiones al personal.

El diseño de un riser comienza con el establecimiento de ciertas condiciones esperadas de operación y un análisis ingenieril para establecer ciertos parámetros como son tensión, flexión, esfuerzos combinados (máximos y mínimos), requerimientos de flotación, los RAOs (*Response Amplitude Operators*) de la embarcación, etc. Otros factores que influyen en el diseño del sistema riser son la longitud del mismo (tirante de agua), requerimientos dimensionales (espesor de la pared, diámetro, etc.), resistencia a la presión interna, especificaciones de las líneas de matar y estrangular, condiciones de manejo y almacenamiento, etc.

El riser marino tiene muy poca estabilidad estructural. Su capacidad para resistir las cargas ambientales se deriva de la tensión que se le aplica. Este debe diseñarse de acuerdo a su respuesta a las cargas ambientales e hidrostáticas actuando sobre él. Entre las limitaciones funcionales se encuentran los ángulos de las juntas esféricas/flexibles y de la carrera de la junta telescópica, los esfuerzos promedios y alternantes, la resistencia de la columna al pandeo y al colapso, y las fuerzas transferidas al BOP, cabezal y tubería de revestimiento.

Las características de resistencia del riser son dadas por su diámetro, espesor de pared y el grado del acero. Los grados comúnmente utilizados son X-52, X-65 y X-80 (API, 2001).

El sistema de tensionadores también requiere de cierto diseño, donde las poleas tensoras deben de estar colocadas de manera que el ángulo del riser sea minimizado y la verticalidad del mismo sea maximizada al igual que su vida útil.

Mientras el riser se encuentra en operaciones normales conectado al cabezal del pozo, este puede diseñarse debido a una tormenta de larga duración o algún incidente con el sistema de posicionamiento.

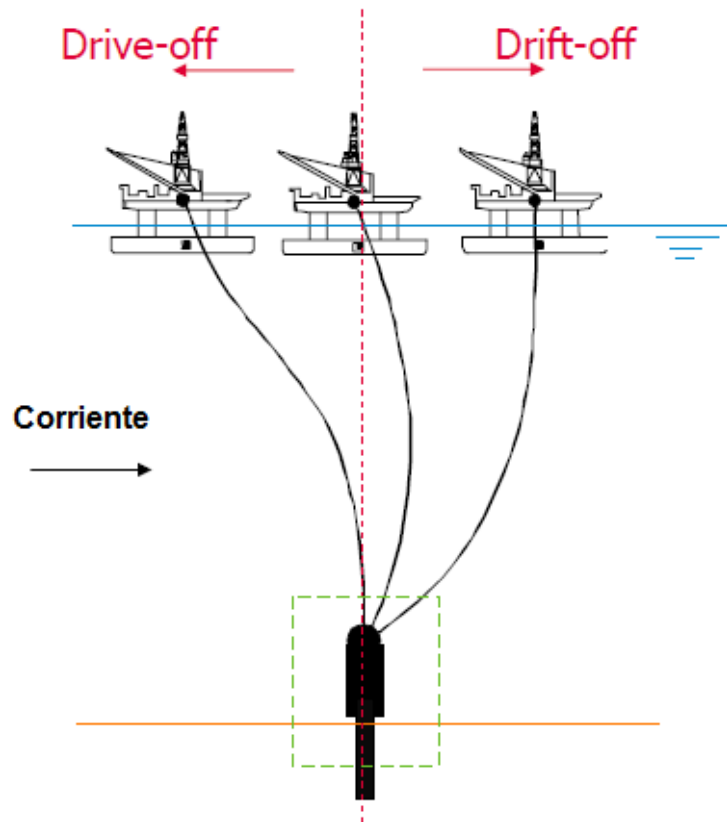


Fig. 5.1.- Pérdida de posición, uno de los principales problemas en perforación en aguas profundas, ocasionado por corrientes marinas (drift-off) o fallos con el sistema de posicionamiento (drive-off).

Fuente: <http://www.2hoffshore.com>

La principal problemática que presentan los risers es la siguiente:

- Daño por fatiga
- Fisuras en el riser
- Atrapamiento de la sarta de perforación en el interior del riser
- Pandeo
- Colapso por presión externa
- Estallamiento del riser por presión interna
- Desconexión accidental
- Deformación o ruptura de las líneas tensionadoras
- Daño al LMRP (Lower marine riser package) y a los BOP's (preventores)
- Ruptura de la junta telescópica
- Ruptura de las juntas flexibles
- Degollamiento del cabezal del pozo

Existen incertidumbres en el comportamiento de un riser de perforación en aguas profundas. El daño generado por Vibraciones Inducidas por Vorticidad conocido por sus siglas en ingles como VIV, es uno de los mayores problemas y potencialmente muy peligroso. Algunas de estas incertidumbres han sido identificadas como:

1. La variación de la magnitud y dirección de las corrientes marinas en aguas profundas
2. La complejidad de las características del VIV
3. Propiedades obtenidas de pruebas de tanque, no escalables
4. Incertidumbres debidas a la propia calibración y diseño de los materiales con mediciones en el sitio de trabajo

Consecuentemente, la respuesta del riser ante las condiciones a las que se encuentra expuesto debe ser monitoreada.

Normalmente encontramos tres modos de operación de un riser de perforación en instalaciones costa afuera.

- a) Modo de perforación. Es la combinación de las condiciones del pozo y las ambientales en las que todas las actividades propias de la perforación pueden ser realizadas con seguridad.
- b) Modo conectado sin perforar. En este modo, las operaciones que pueden realizarse son las de circulación de fluido de perforación y sacar la tubería.
- c) Modo de desconexión. Si las condiciones metoceanicas exceden los límites de operación segura, el riser debe desconectarse para evitar posibles daños al equipo superficial o submarino.

Debido a la manera en que los riser son utilizados, el diseño de éste no debe estar separado de los procedimientos operacionales. Por ejemplo, cuando se está perforando, los ángulos de las juntas esféricas/flexibles superior e inferior deben mantenerse dentro de límites muy bajos. Sin embargo, en la presencia de condiciones metoceanicas severas, la perforación deberá interrumpirse y los ángulos en las juntas superior e inferior puede relajarse. Durante cambios operacionales como el anterior, el manejo adecuado del riser debe dictar un cambio en la tensión ejercida. En condiciones aún más severas, el riser debe desconectarse del fondo y ser colgado y soportado en la plataforma. Este tipo de decisiones son parte del proceso del diseño del riser y éstas deben ser evaluadas en los escenarios potenciales de operación.

## 5.1.- Códigos y estándares

Los criterios de diseño y prácticas recomendadas en este trabajo han sido consultados y deben ser llevados a cabo bajo los siguientes códigos y estándares de acuerdo a lo que sea aplicable:

API RP 16Q – *“Recommended Practice for Design, Selection, Operation and Maintenance of Marine Drilling Riser Systems”*, Primera Edición 1993 , Reafirmada 2001

API 16R – *“Specification for Marine Drilling Riser Couplings”*, Primera Edición 1997, Reafirmada 2010

API 16F – *“Specification for Marine Drilling Riser Equipment”*, Primera Edición 2004, Reafirmada Agosto 2010

API RP 2SK – *“Recommended Practice for Design and Analysis of Stationkeeping Systems for Floating Structures”*, Primera Edición 1996

PD ISO/TR 13624-2 – Petroleum and natural gas industries — *“Drilling and production equipment”*; Part 2: Deepwater drilling riser methodologies, operations, and integrity.

Recommended Practice Det Norske Veritas dnv-rp-f205 – *“Global Performance Analysis of Deepwater Floating Structures”*, Octubre 2010

Recommended Practice Det Norske Veritas DNV-RP-f206 – *“Riser Integrity Management”*, Abril 2008

## 5.2.- Límites recomendados

El análisis del riser debe ser realizado para un intervalo de parámetros ambientales y operacionales (API-RP, serie 16 Q, R, F, DNV-RP F206). Si el riser está siendo diseñado, este requerirá de un diseño inicial y de ahí comenzar a hacer iteraciones hasta que los parámetros tales como el espesor de la pared y la resistencia del material sean satisfactorios para el objetivo del diseño.

Seleccionar la combinación adecuada de condiciones ambientales y coeficientes hidrodinámicos para el análisis, requiere de buen juicio, experiencia y un entendimiento total del tipo de análisis de riser que se está ejecutando. Los parámetros cuyos límites son claves para el diseño y operación son los ángulos de las juntas superior e inferior (Fig. 5.2), los esfuerzos y el factor de seguridad de DTL (*Dinamic Tension Limit*).

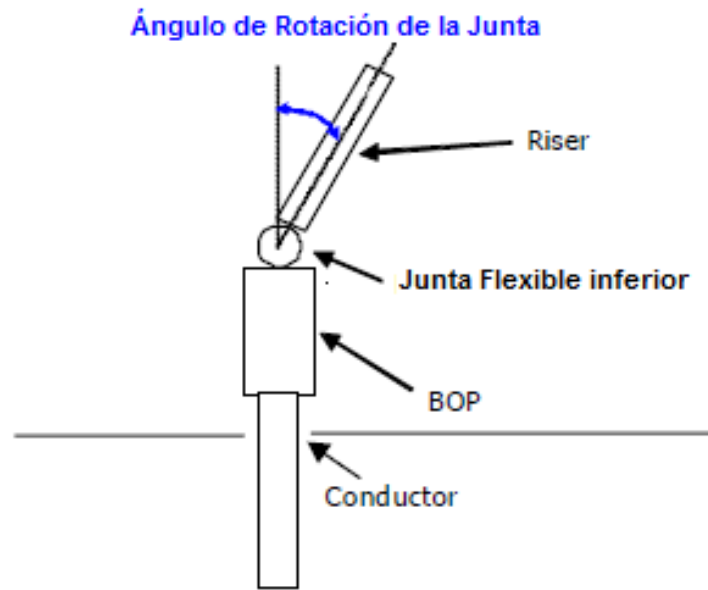


Fig. 5.2.- El ángulo de rotación de la junta no debe exceder los límites recomendados  
 Fuente: <http://www.2hoffshore.com>

La Tabla 5.1 recomienda la pauta para diseño y operación para los tres estados de operación del riser. Esta contiene dos métodos para el criterio de esfuerzo, en estado perforando al menos uno debe de satisfacer. Generalmente el método A es apropiado para la mayoría de las profundidades, mientras el método B es recomendado para locaciones en aguas profundas.

**Tabla 5.1.- Criterios de operación y diseño para risers de perforación API RP 16 Q**

Parámetro de diseño	Riser Conectado		Riser Desconectado
	Perforando	No Perforando	
Ángulo medio de junta Flexible Sup./Inf.	2 grados	N/A	N/A
Ángulo máximo de junta Flexible Sup./Inf.	4 grados	90% [8]	90%
Criterio de Esfuerzo [3]			
Método A esfuerzo permitido [4]	$0.40 \sigma_y$	$0.67 \sigma_y$	$0.67 \sigma_y$
Método B Esfuerzo permitido [4]	$0.67 \sigma_y$	$0.67 \sigma_y$	$0.67 \sigma_y$
Intervalo de esfuerzo dinámico			
@ SAF [5]	68947.57 $kN/m^2$	N/A	N/A
@ SAF [5]	$15 \div SAF$	N/A	N/A
Tensión mínima [6]	$T_{min}$	$T_{min}$	N/A

Límite de tensión dinámica [7]	DTL	DTL	N/A
Tensión máxima	90% DTL	90% DTL	N/A

- [1] Criterios que aplican de Manera Global
- [2]  $\sigma_y$  Es el esfuerzo mínimo de falla
- [3] Todos los esfuerzos son calculados según el criterio de Von Mises
- [4] El criterio calculado es el esfuerzo estático mas el esfuerzo dinámico
- [5] SAF es igual a “*Stress Amplificator Factor*”
- [6]  $T_{min} = T_{SRmin} * N \div [R(N - n)]$
- [7]  $DTL = P_a * A_{CYL} \div N_{LF}$
- [8] Reduce considerable con la tubería de perforación dentro del pozo.

Una tensión mínima ( $T_{min}$ ) debe ser establecida para asegurar la estabilidad del riser. Esta tensión debe ser suficiente para mantener la tensión efectiva siempre positiva a lo largo del riser, incluso cuando falle uno de los tensionadores. Se calcula de la siguiente manera:

$$T_{min} = T_{SRmin} * N \div [R(N - n)]$$

Donde:

$T_{SRmin}$	Tensión mínima en el anillo de tensión
$N$	Número de tensionadores soportando al riser
$R$	Factor de reducción, usualmente de 0.9 a 0.95
$n$	Número de tensionadores sujetos a una falla repentina

El límite de tensión dinámica ( $DTL$ ) se define como la tensión máxima permisible multiplicada por el área hidráulica efectiva, dividida entre el número de juntas del riser.

$$DTL = P_a * A_{CYL} \div N_{LF}$$

Donde:

$P_a$	Presión máxima permitida
$A_{CYL}$	Área hidráulica efectiva de la tubería
$N_{LF}$	Número de juntas de la tubería

La tabla 5.2 muestra una comparativa de diferentes valores normados para los esfuerzos máximos durante la operación del riser de perforación.

**Tabla 5.2.- Comparación de diversas normas respecto al esfuerzo máximo de Von Mises**

Clasificación	API RP 16 Q	API RP 2 RD	ISO 13624-2
Operando	$0.67 \sigma_y$	$0.67 \sigma_y$	$0.67 \sigma_y$
No operando	$0.67 \sigma_y$	$0.8 \sigma_y$	$0.8 \sigma_y$
Desconexión	$0.67 \sigma_y$	$1.0 \sigma_y$	$1.0 \sigma_y$

El propósito del análisis de esfuerzos máximos es asegurar que el riser tiene la capacidad estructural para soportar las cargas máximas de diseño. Se sabe que esto se ha logrado cuando el riser es capaz de soportar las cargas máximas diseñadas mientras mantiene los máximos esfuerzos por debajo de los límites permisibles.

El riser marino debe ser debidamente equipado y monitoreado para asegurar un funcionamiento seguro y adecuado. El equipo debe adaptarse a la severidad de las operaciones y de las condiciones climáticas. El personal de operaciones debe tener el conocimiento fundamental de las relaciones que afectan el desempeño del riser así como de su principio de operación. El equipo de monitoreo del riser incluye: indicador de ángulo del riser, indicadores de la posición en el agujero, medición de tensión, y sistema de video y televisión.

### 5.3.- Suspensión de operación con riser conectado

En caso de que las condiciones climáticas empeoren u ocurra alguna falla en los equipos, los trabajos de perforación deben ser suspendidos. Si la situación no es lo suficientemente crítica como para desconectar el equipo se recomienda lo siguiente:

- a) Monitoreo de la junta flexible o esférica, de la deriva de la plataforma, del peso que ejerce el fluido de perforación y de la tensión del riser.
- b) Si el ángulo de la junta flexible excede los 3 grados y no puede corregirse ajustando la tensión, las tareas que involucran el movimiento de la tubería en el pozo deben interrumpirse.
- c) Si las condiciones continúan empeorando, se deben tomar las medidas necesarias para iniciar la desconexión del riser.

Se debe realizar una evaluación del ángulo de las juntas superior e inferior variando el peso del fluido de perforación con el que se esté trabajando así como de la tensión del riser. De esta manera se puede establecer una ventana de operación (Fig. 5.3) que defina los límites en los cuales los trabajos deben ser suspendidos.



### 5.4.- Desconexión

Como parte del diseño de un riser de perforación se debe incluir un análisis de deriva o pérdida de posición de la plataforma flotante cuando ésta posee un equipo para controlar su posición dinámicamente. El objetivo del análisis es determinar cuándo iniciar los procesos de desconexión bajo condiciones ambientales severas o de pérdida de posición severa.

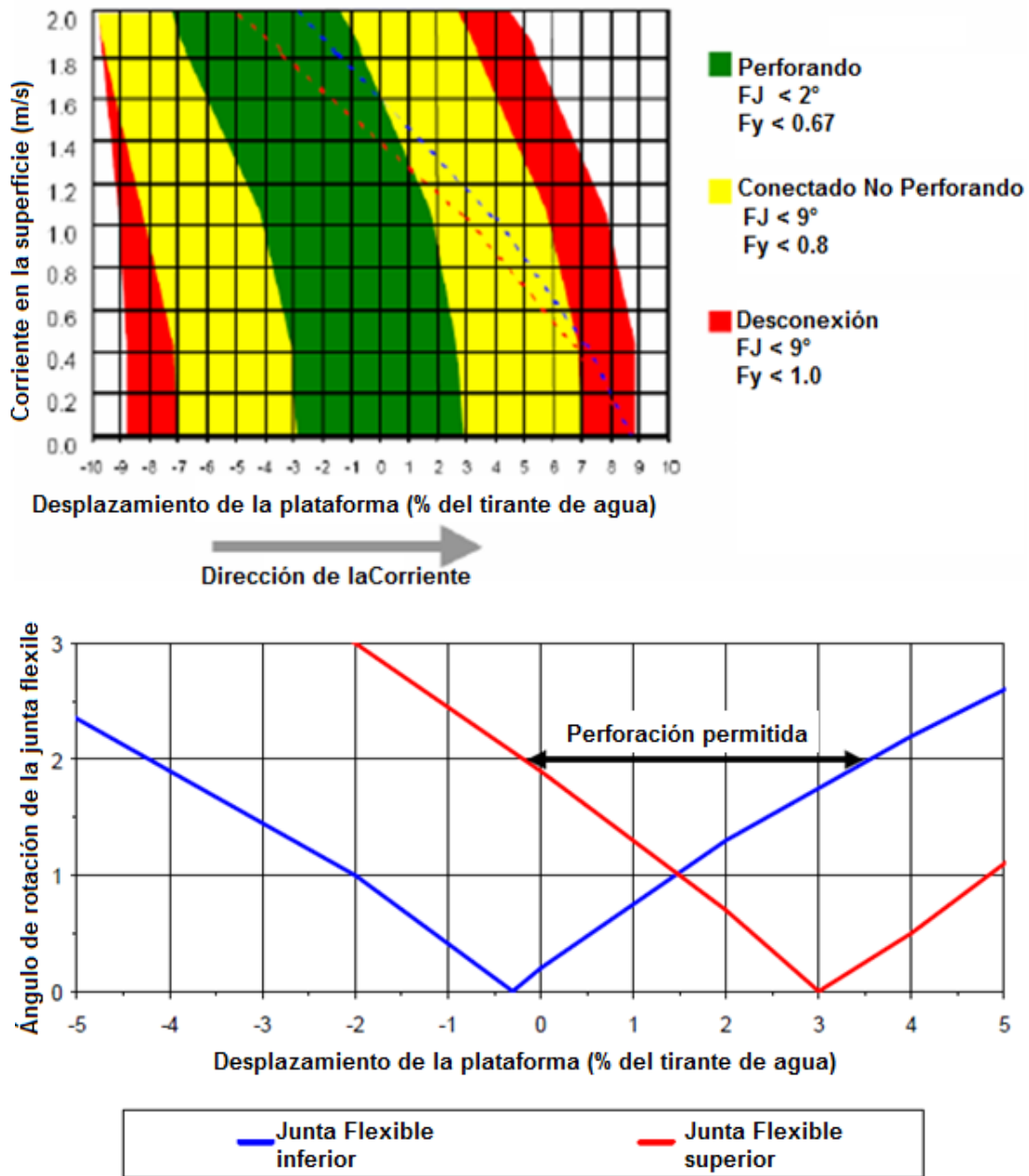


Fig. 5.3.- Ventanas de operación típica para un riser de perforación en aguas profundas Offset vs corriente y Offset vs grado de rotación de las juntas flexibles  
Fuente: <http://www.2hoffshore.com>

El intervalo potencial de pérdida de posición es muy extenso y puede incluir fallas del sistema de posicionamiento dinámico hasta condiciones climáticas severas.

Las limitaciones del buen desempeño operativo del riser son establecidas por el diseñador y pueden ser presentadas en gráficas, en las cuales se muestra el máximo desplazamiento de la plataforma contra el ángulo de rotación de la junta flexible (Fig. 5.3). Identificar y establecer el punto de desconexión es la primera tarea en este análisis. Los factores en los que puede influir el off set máximo son:

- Colisión entre el riser de perforación y la estructura de la plataforma (área del moonpool)
- Exceder los límites de las juntas flexibles superior/inferior
- Sobrecarga en el cabezal del pozo
- La tensión del riser
- Condiciones internas (presión, peso del fluido, etc.)

El objetivo en el análisis de desconexión es asegurar que los límites establecidos durante el diseño no sean excedidos, y en caso de presentarse una condición de operación no deseada efectuar una desconexión segura. De esta manera el análisis se basa en las cargas o esfuerzos permitidos para cada elemento del sistema del riser.

La combinación crítica de las condiciones climáticas y del desplazamiento de la plataforma por causa de estas acciones (drift-off) debe ser identificada. Existen dos análisis para esta combinación:

- a) Primero realizar un análisis sin las cargas dinámicas inducidas por las olas. Identificar las pérdidas de posición crítica en las que los criterios de desconexión son excedidos, después analizar esta posición agregando las cargas dinámicas producidas por las olas para estimar el rango de cargas dinámicas. Estos dos resultados pueden ser utilizados para identificar el punto de desconexión.
- b) Realizar un análisis de pérdida de posición incluyendo todas las cargas relevantes, las condiciones de corrientes y olas, así como el historial de drift-off.

Para evaluar de manera correcta estas condiciones transitorias inherentes a la pérdida de posición debe realizarse un análisis dinámico en el dominio del tiempo.

Cuando las condiciones climáticas exceden los límites de operación segura con el riser conectado, el riser y el LMRP se desconectan del conjunto de preventores y pueden colgarse hasta que las condiciones mejoren. Una vez desconectado el riser se cuelga de ganchos, del spider (la araña), el alojador del desviador de flujo o de las vigas especialmente diseñadas para esta tarea. Las cargas dinámicas del riser deben ser

consideradas para que el sistema de colgamiento provea un soporte adecuado y resista las cargas axiales y transversales del riser suspendido, sin que este o la plataforma se dañen.

Cuando el riser es desconectado y colgado, se llena con agua de mar y se levanta para que se libere totalmente el lecho marino. Las curvas de operación deben realizarse con anticipación bajo las condiciones que puedan presentarse.

La condición de colgamiento del riser puede provocar un incremento al daño por fatiga por lo que este debe ser evaluado. Un registro detallado debe ser realizado mientras este permanezca en esta condición y revisado continuamente para evaluar la inspección de las juntas y la integridad del mismo.

## 6.- Análisis

En esta sección se describe el modelo estructural de la plataforma semisumergible y del riser de perforación, así como los análisis y resultados obtenidos al ser sometido el sistema a diferentes estados de mar en una locación con un tirante de agua de 2,128 m del norte del Golfo de México. Se evalúa el desempeño del riser, su configuración estática y dinámica, así como los esfuerzos generados por los diferentes estados de mar a los que es sometido. De igual forma se observan los desplazamientos de la plataforma para determinar el momento en que los límites operacionales recomendados son superados y debe llevarse a cabo el paro de la perforación y la desconexión del riser. El análisis estructural dinámico 3D se efectuó con el programa DeepC (DNV, 2011).

### 6.1.- Análisis estático

El objetivo del análisis estático es encontrar el equilibrio del sistema bajo los efectos de peso y flotación del riser, el desplazamiento lateral de la plataforma debido a las acciones del viento, del oleaje y la corriente marina, sin que ocurra variación de estos parámetros en el tiempo; lo que nos dará como resultado el estado de esfuerzos a lo largo del riser y las líneas de amarre, y el desplazamiento lateral de la plataforma, creando el estado de deformaciones que será utilizado a continuación en el análisis dinámico.

### 6.2.- Análisis dinámico

El análisis dinámico resuelve la ecuación matricial de movimiento, mencionada en el capítulo cuarto, una vez que las cargas que actúan sobre el sistema, generadas por factores meteoceánicos, varían en el tiempo. Una vez realizado el análisis se obtienen los valores máximos de desplazamiento de la plataforma, y de esfuerzos y deformaciones de los diferentes componentes del riser de perforación con los cuales se verifica si se exceden o no, los valores límite para los diferentes parámetros que gobiernan la operación del riser.

### 6.3.- Datos del análisis

#### 6.3.1.- Configuración del riser

El riser de perforación (Fig. 6.1) es un ducto de 21 pulgadas (0.5334 m) de diámetro, de acero grado X-80, con una longitud total de 2,134 m hasta la junta telescópica, y 2,158 m hasta la junta esférica o flexible. El lodo de perforación hasta una densidad de  $4.5 \text{ g/cm}^3$  circula en el interior de éste. Además cuenta con módulos de flotación sujetos a la tubería principal del riser, con un diámetro de 50.5 pulgdas (1.2827 m) para reducir el peso neto de éste y de igual manera la pre-tensión requerida en su extremo superior.

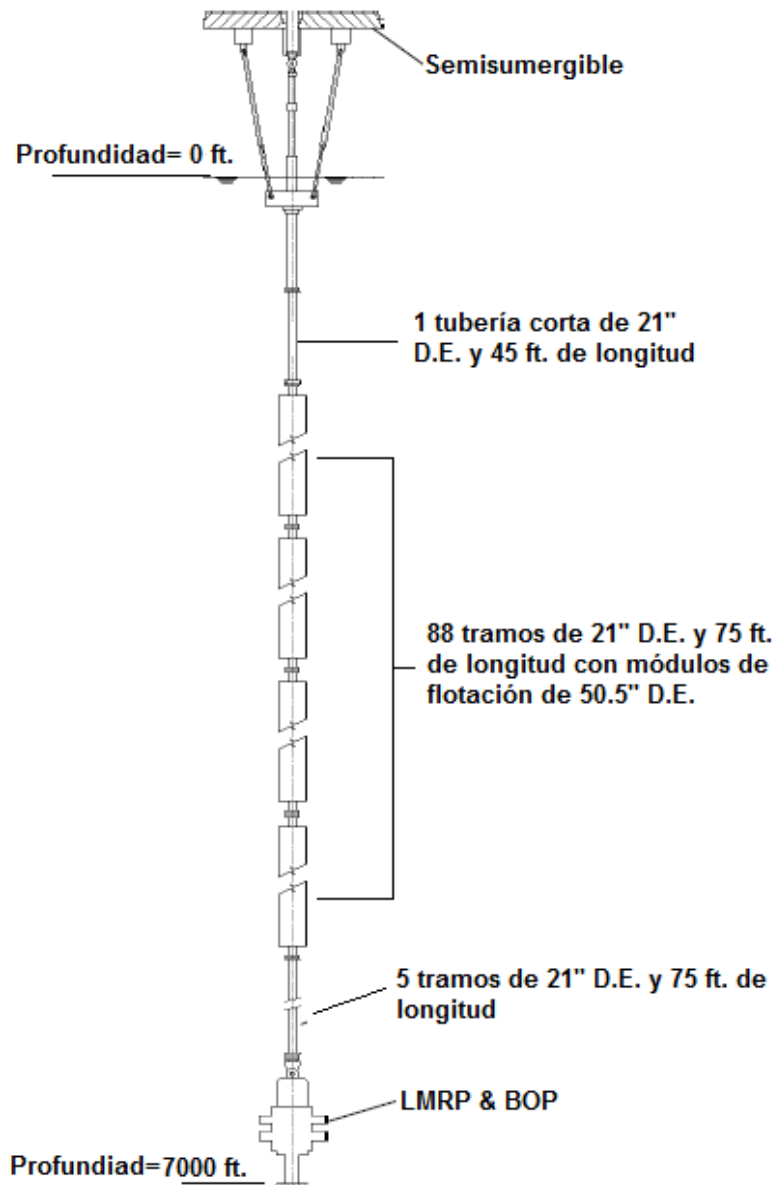


Fig. 6.1.- Modelo esquemático del riser que se analiza.  
(Figura obtenida de PEP modificada para este trabajo)

La parte superior de la junta telescópica está conectada a una junta esférica que le permite el movimiento de rotación alrededor de los ejes X, Y y Z. La junta telescópica es una tubería de 21 pulgadas (0.5334 m) de diámetro y de 24 m de longitud, con una carrera máxima de 19 m que actúa como un resorte que absorbe las cargas verticales en el riser a través de su deformación. La junta telescópica se modeló a través de 5 secciones de tubo con diferente rigidez axial partiendo de la rigidez del riser, revisando que la elongación máxima no exceda los 19 m (carrera máxima de la junta). La distribución de rigidez del

riser y de los elementos utilizados para modelar la junta telescópica, junto con sus características principales se presentan en la Tabla 6.1.

**Tabla 6.1.- Configuración y características del riser**

Componente	D.I. (m)	D.E. (m)	Área sección Transversal ( $m^2$ )	Longitud (m)	Peso (Kg/m)	Rigidez Axial (N)	Rigidez a la Flexión ( $N * m^2$ )	Rigidez Torsional ( $N * m^2 / rad$ )
Junta Telescópica sección 1	0.4857	0.5334	0.038179	5	290	594.75e3	258e6	189e6
Junta Telescópica sección 2	0.4857	0.5334	0.038179	5	290	594.75e3	258e6	189e6
Junta Telescópica sección 3	0.4857	0.5334	0.038179	5	290	793e5	258e6	189e6
Junta Telescópica sección 4	0.4857	0.5334	0.038179	5	290	793e6	258e6	189e6
Junta Telescópica sección 5	0.4857	0.5334	0.038179	4	290	793e6	258e6	189e6
Riser	0.4857	0.5334	0.038179	2134	290	793e7	258e6	189e6
Modulo de Flotación	0.5334	1.2827	1.06877	N/A	452.08	N/A	N/A	N/A

N/A= No Aplica

La conexión inferior del riser se modela como un elemento simplemente apoyado en el lecho marino, restringiendo los movimientos de traslación y permitiendo el movimiento de rotación alrededor de los ejes X, Y y Z. En este punto se considera una rigidez alta emulando las características del conjunto de preventores marinos y el LRMP.

### 6.3.2.- Plataforma y líneas de amarre

El riser se encuentra conectado en la parte superior a una plataforma semisumergible de cuatro columnas y pontones gemelos, con las características mostradas en la figura 6.2 modelada con el software GENIE (DNV, 2011). Los movimientos de la plataforma son generados principalmente por las olas presentes en la locación, y la respuesta de ésta a dicho oleaje se representa a través de operadores de amplitud de respuesta o RAO's. Los

RAO's indican para cada grado de libertad la magnitud del movimiento de la plataforma normalizados con respecto a la amplitud de oleaje. Asimismo, a través de los RAO's es posible identificar las frecuencias del oleaje que generan mayor respuesta de la unidad flotante.

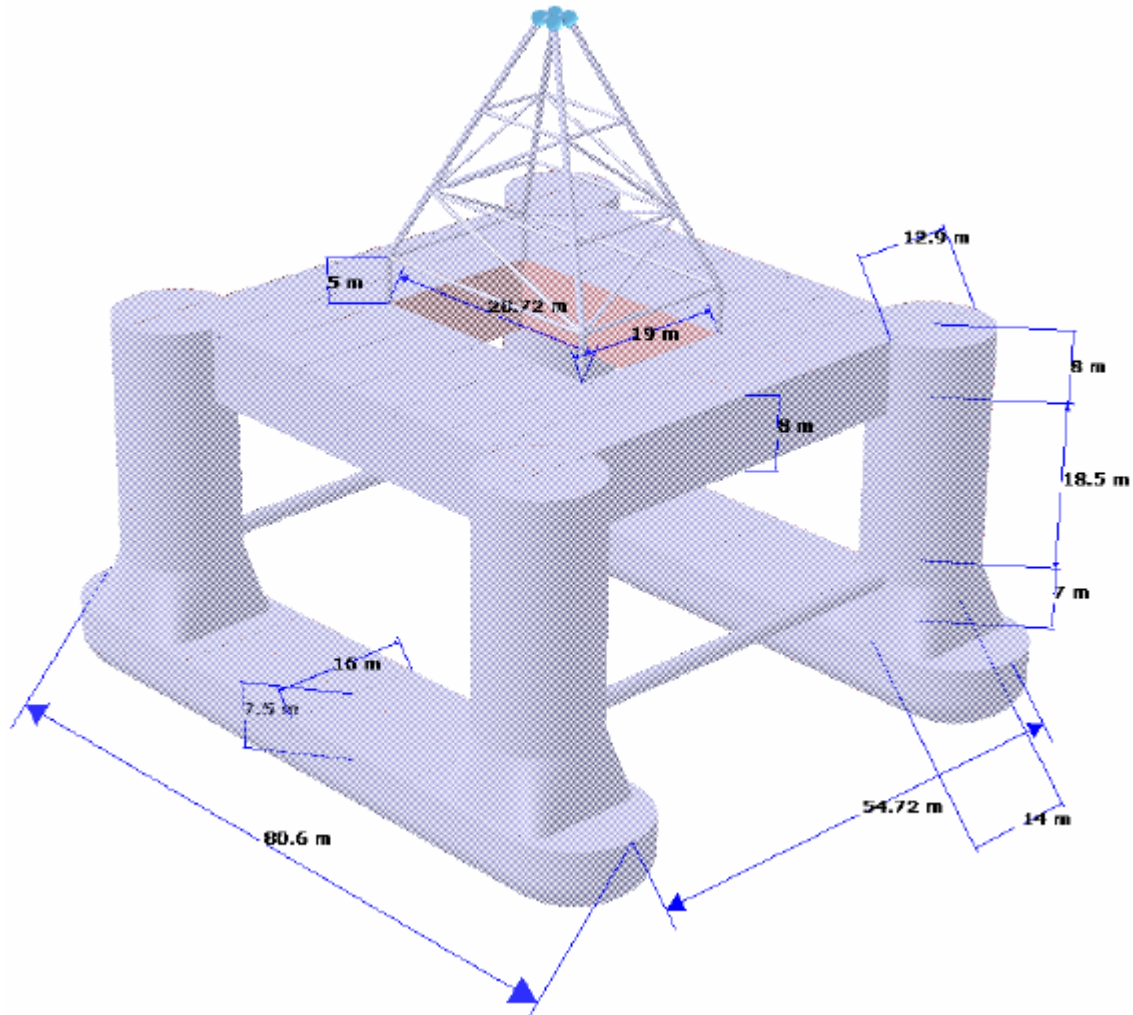


Fig. 6.2.- Modelo de Plataforma Semisumergible utilizado en el análisis hidrodinámico  
Fuente: DNV, 2013 (captura de pantalla)

Las líneas de amarre son elementos esbeltos que se utilizan para controlar los desplazamientos y mantener en la ubicación deseada a la plataforma semisumergible durante la perforación. Dichas líneas se encuentran sujetas a la plataforma semisumergible en su extremo superior y al lecho marino en su extremo inferior, y de la misma forma que el riser se ven afectadas por las cargas generadas por las condiciones



metoceanicas presentes y por los desplazamientos de la plataforma. En el análisis se incluyen estas líneas en el modelo para garantizar que el movimiento de la plataforma (drift-off) sea mínimo y se encuentre dentro de los límites establecidos para continuar con la perforación (DNV, 2010; API, 1998; API, 2001).

El sistema de amarre cuenta con 12 líneas de 3,750 m de longitud, en un arreglo de 3 líneas por columna (ver figura.- 6.3). Cada línea de amarre se compone por un tramo inicial de 400 m de cadena, seguido de un tramo de 2,550 m de cable y por último un tramo de 800 m de cadena hasta el ancla. Las características de las líneas de amarre se muestran en la Tabla 6.2:

**Tabla 6.2.- Configuración y características de las líneas de amarre**

Material	Longitud (m)	Diámetro (m)	Peso (Kg/m)	Rigidez axial (N)
Cadena	400	0.06985	10.972	344683795
Cable	2550	0.08255	31.482	396309955
Cadena	800	0.06985	10.972	344683795

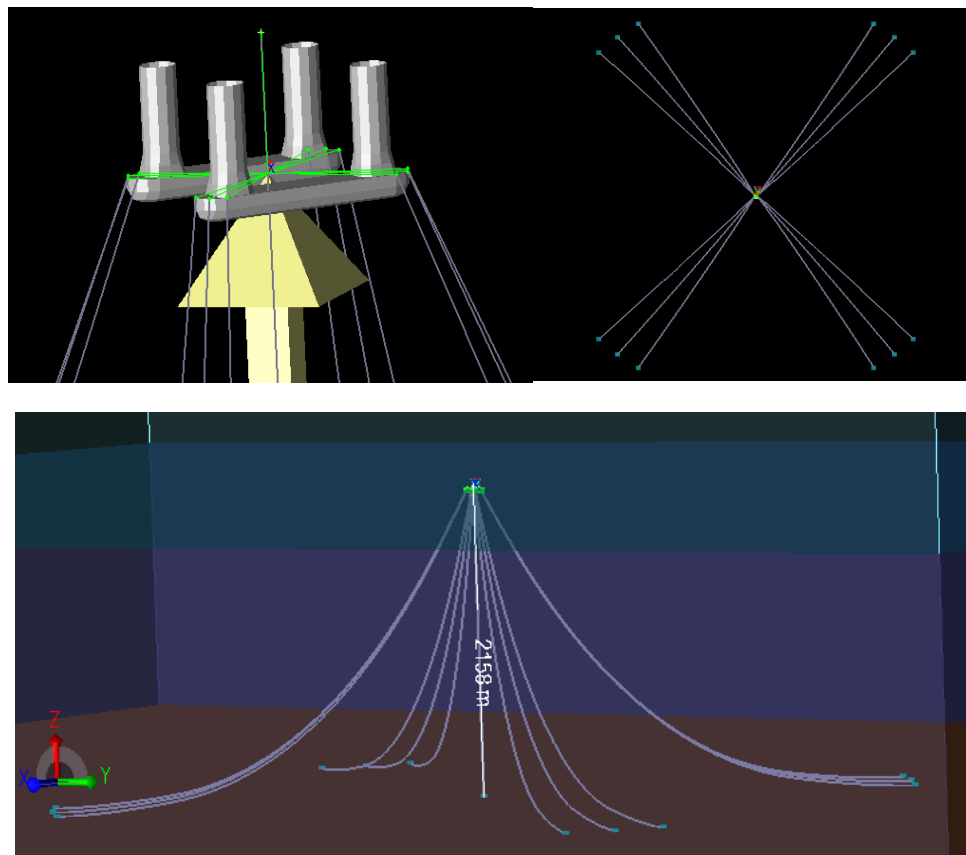


Fig. 6.3.- Distribución de las líneas de amarre del modelo utilizado en el programa Deep-C.

Para mantener la configuración inicial tanto del riser como de las líneas de amarre generadas por su peso propio y las fuerzas de empuje hidrostáticas, así como de fuerzas de pre-tensión aplicadas en sus extremos superiores, fue necesario agregar al modelo una fuerza actuando en el origen del sistema sobre el eje Z y en dirección ascendente. Esta fuerza debe ser debidamente calculada y tiene que ser suficiente para que el sistema se encuentre en equilibrio vertical al inicio del análisis.

Para el modelo de análisis la fuerza que proporciona el equilibrio vertical de la plataforma tiene una magnitud de 24,411 KN, que es resultado de la suma de las pretensiones requeridas en cada punto de conexión (*fairlead*) de las líneas de amarre con el casco de la plataforma; en la Fig. 6.4 se ilustra como esta fuerza se aplica en el modelo.

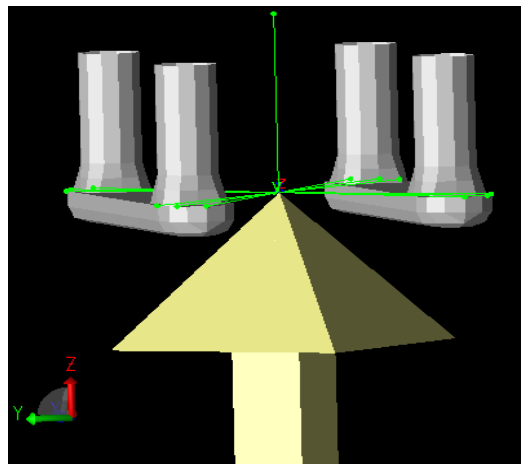


Fig. 6.4.- Fuerza aplicada para compensar la pretensión.  
Fuente: DNV, 2013

### 6.3.3.- Estados de mar

Cada uno de los estados de mar a los que es sometida la plataforma semisumergible de perforación durante un análisis estructural dinámico representa una simulación de las condiciones ambientales de corto plazo con una duración de 3 horas (10800 segundos).

Existen tres parámetros que se necesitan para describir el campo de oleaje que actúa sobre la plataforma, estos son (Da Costa, 2006):

i. Periodo pico ( $T_p$ ).- es el tiempo que transcurre entre el paso de dos crestas o dos valles consecutivos por un mismo punto, y corresponde al periodo con mayor ordenada en el espectro de oleaje.

ii. Altura significativa ( $H_s$ ).- es el promedio del tercio más alto de las alturas de ola presentes en un sitio; siendo la altura de una ola la distancia vertical entre la cresta y el

siguiente valle. Para una ola lineal, la amplitud de la cresta es igual a la amplitud del valle, los cuales son diferentes para una ola no-lineal.

iii. Tirante de agua.- es la distancia vertical entre el lecho marino y el nivel medio del mar. Para las teorías de ola, el lecho marino es asumido horizontal y plano.

Los estados de mar se componen de un perfil de velocidades de corrientes marinas, un perfil de velocidades de viento y de una altura significativa de ola ( $H_s$ ) y su periodo pico ( $T_p$ ), cada uno actuando en una dirección específica. Cada conjunto de parámetros ambientales tienen diferentes magnitudes para periodos de retorno (TR) de 1 año, 10 años, 100 años, etc. Generalmente, las cargas generadas en el sistema estructural son mayores cuando la dirección de cada una de estas acciones actúa de modo co-lineal, es decir, actuando todos en la misma dirección.

La estimación de un evento que puede presentarse cada 100 años, tiene que ser extrapolada de solo unos pocos años de los registros efectuados en campo. Comúnmente la intensidad de un oleaje de 100 años no ocurre con la máxima intensidad de las corrientes marinas de 100 años, especialmente en regiones como el Atlántico Norte o el Golfo de México. Los criterios de diseño para estas regiones, comúnmente combinan un oleaje y viento de 100 años con una corriente de 10 años (Chakrabarti, 2005).

De acuerdo a la normatividad API RP 2A, ISO 19901-1, es necesario considerar un periodo de retorno de 100 años para realizar el diseño de la plataforma y del riser de perforación y asegurar los límites operativos del sistema.

Las características de los estados de mar considerados para el diseño del riser son propias de la parte Norte del Golfo de México y se presentan en las Tablas 6.3 y 6.4.

**Tabla 6.3.- Características de ola y viento:**

Parámetro	TR= 10 años	TR= 100 años
Velocidad del viento a 10 m sobre el n.m.m.	20.9 m/s	23.9 m/s
Altura significativa del oleaje ( $H_s$ )	6.5 m	8.57 m
Periodo pico del oleaje ( $T_p$ )	11 s	12.8 s

(TR= Periodo de Retorno)

**Tabla 6.4.- Perfil de corrientes marinas:**

Profundidad	10 años
0 m	0.59888 m/s
719 m	0.39824 m/s
1,437 m	0.29792 m/s
2,128 m	0.29792 m/s

El espectro de oleaje que se utilizó en el análisis es el tipo JONSWAP (acrónimo de Joint North Sea Wave Project) de tres parámetros.

La fuerza hidrodinámica actuando sobre los elementos esbeltos en el sistema se compone por la fuerza de arrastre y la fuerza de inercia. La fuerza de arrastre es resultado de la velocidad del fluido que pasa a través del riser, mientras que la fuerza de inercia es resultado de la aceleración relativa entre la estructura y el fluido. Cada elemento esbelto cuenta con un coeficiente de arrastre ( $C_d$ ) y de inercia ( $C_m$ ) con el que se calcula la fuerza hidrodinámica a través de la Ecuación de Morison. En el presente análisis se tienen los siguientes coeficientes (Tabla.- 6.5):

**Tabla 6.5.- Coeficientes de arrastre e inercia**

Elemento	$C_d$	$C_m$
Cadena	0.209	0.5
Cable	0.09	0.2
Riser	1.2	1
Módulo de Flotación	1.2	1.2

#### 6.4.- Análisis estructural dinámico

El análisis dinámico en el dominio del tiempo se llevó a cabo con el software Deep-C (DNV, 2013), donde las líneas de amarre fueron modeladas con elementos finitos con una longitud de 80 m para las secciones de cadena superior e inferior y de 60 m para la sección del cable intermedio, mientras que para el riser se utilizaron elementos finitos con 56 m de longitud. Con base en este análisis se evaluaron los esfuerzos y deformaciones a lo largo del riser de perforación, así como los desplazamientos de la plataforma; de tal manera que sea revisado el diseño del mismo para los estados de mar con los periodos de retorno establecidos.

A continuación se muestra la configuración estática del modelo (Fig. 6.5) plataforma-líneas de amarre-riser y la variación de la fuerza axial en los diferentes elementos estructurales.

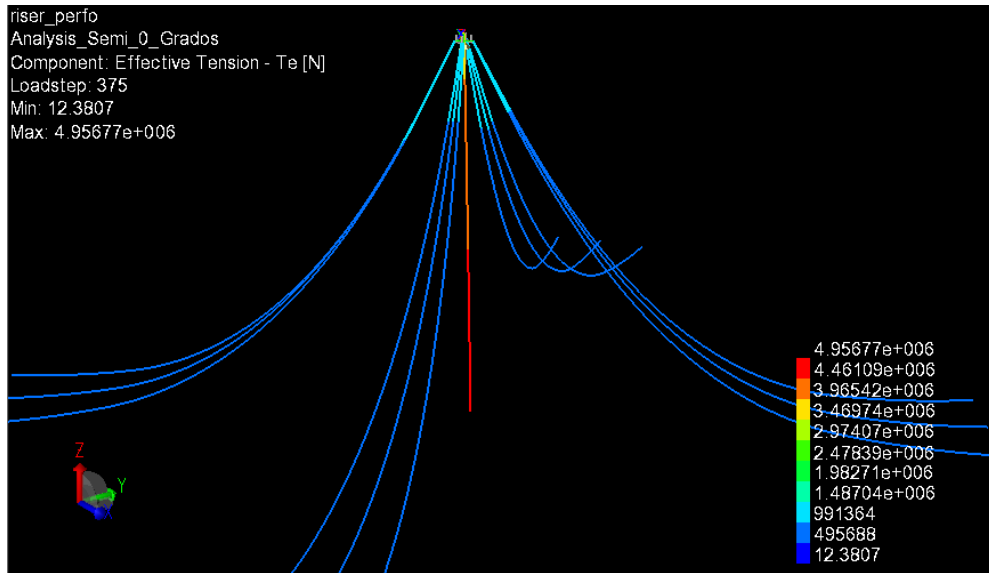
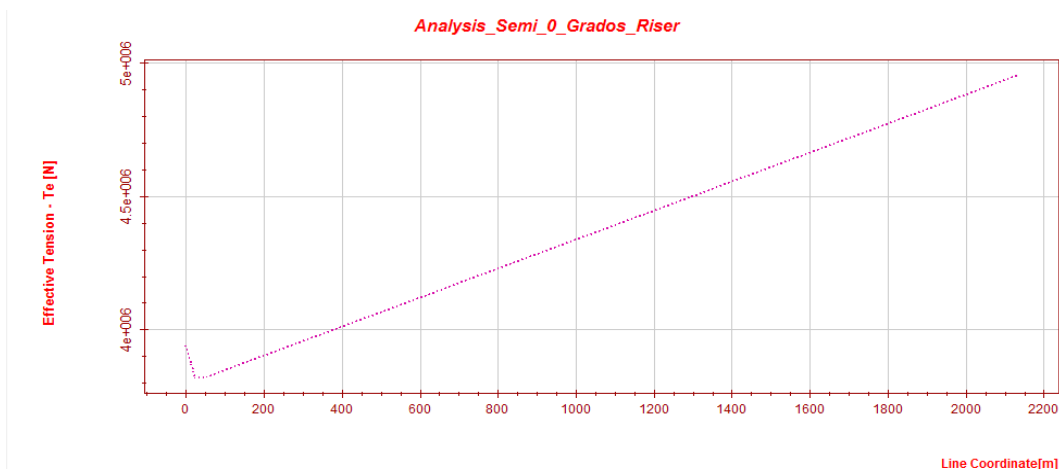
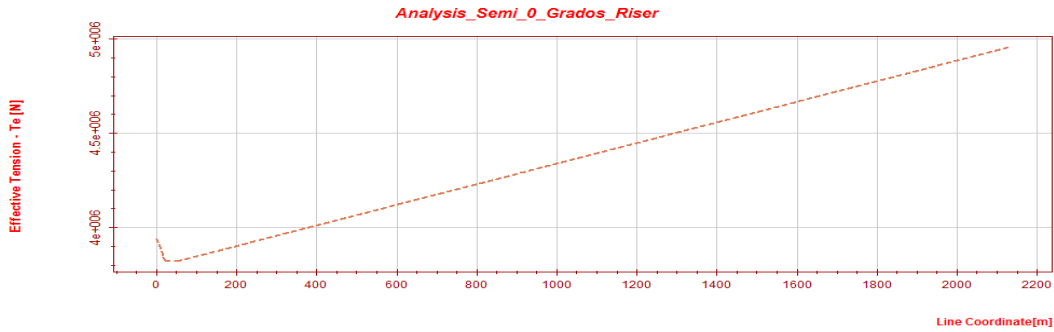


Fig.- 6.5.- Configuración estática de la plataforma de perforación y variación de fuerza axial en elementos estructurales.

En la Fig. 6.5 se puede observar que los mayores esfuerzos ocurren en la parte inferior del riser, en donde se encuentra la conexión con el conjunto de preventores y la cabeza del pozo. La variación de la tensión a lo largo del riser se presenta en las Gráficas 6.1 y 6.2, para los análisis estructurales con estados de mar con periodos de retorno de 10 y 100 años respectivamente.



Gráfica 6.1.- Variación de fuerza axial estática en el riser para una tormenta de 10 años de periodo de retorno

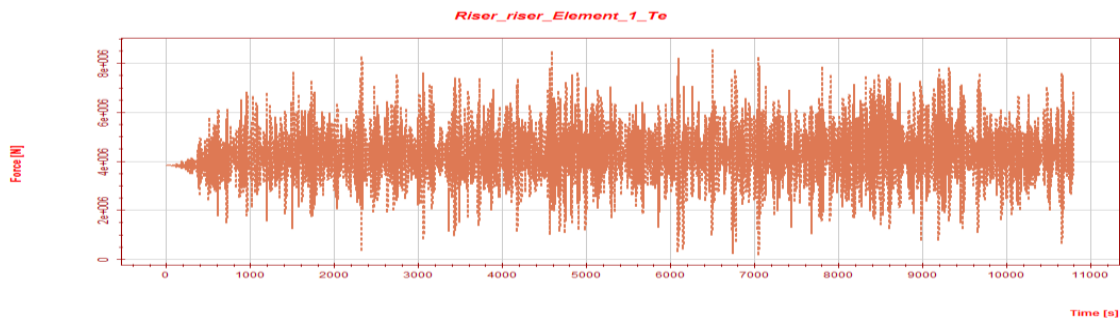


Gráfica 6.2.- Variación de fuerza axial estática en el riser para una tormenta de 100 años de periodo de retorno.

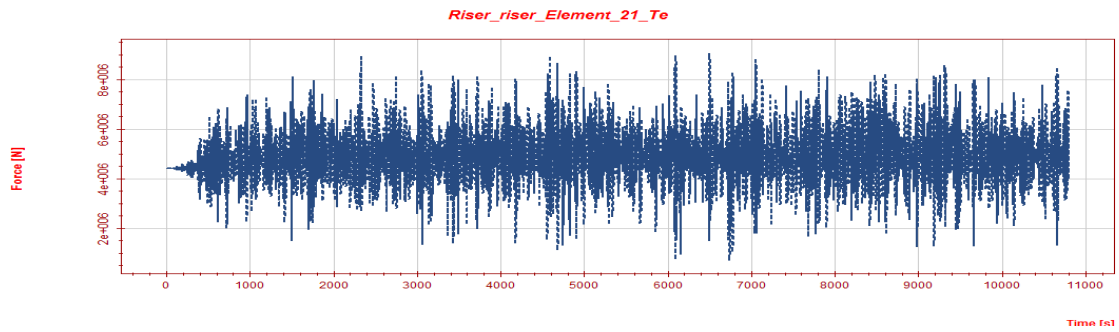
Con base en la configuración estática del sistema, se procede a efectuar el análisis dinámico en el dominio del tiempo. El análisis dinámico se efectuó para una duración de 10800 s, con un incremento de tiempo de 1 s y con una rampa inicial de 1080 s. La inclusión de la rampa tuvo la finalidad de incrementar paulatinamente la intensidad de las acciones del viento, oleaje y corrientes marinas, para garantizar la convergencia del método numérico.

Una vez efectuado el análisis dinámico se procede a revisar los elementos mecánicos y las deformaciones de cada uno de los elementos en los que está dividido el sistema. Como se mencionó anteriormente, los esfuerzos máximos se presentan en el fondo del riser, esto puede ocurrir debido a la fuerza de empuje vertical generada por los módulos de flotación sujetos al riser. A continuación se presentan las gráficas de la variación dinámica de la fuerza axial en el primer elemento del riser, un elemento intermedio y el último elemento del riser, es decir, los que se encuentran al término de la junta telescópica, a una profundidad de 1,000 m y el que se encuentra conectado al soporte en el lecho marino, respectivamente, para observar la diferencia entre la respuesta estructural del riser a lo largo de su longitud, para estados de mar de 10 y 100 años.

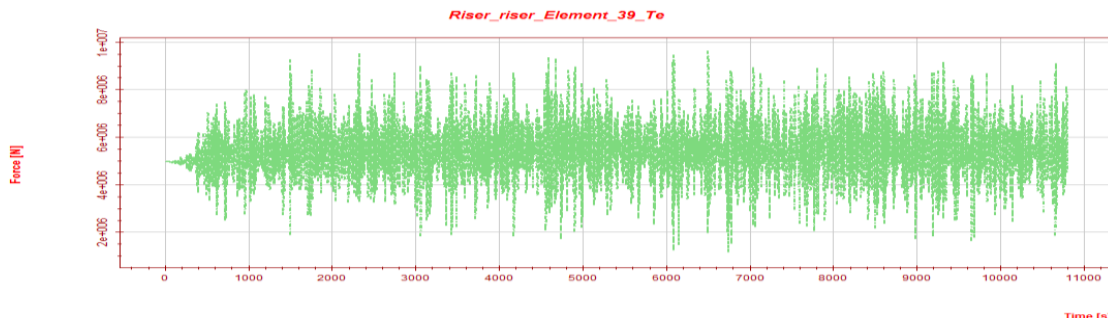
**Gráficas dinámicas de fuerza axial para una tormenta de 10 años**



Grafica6.3.- Elemento superior del riser (Fuerza axial máxima 8,599 KN)

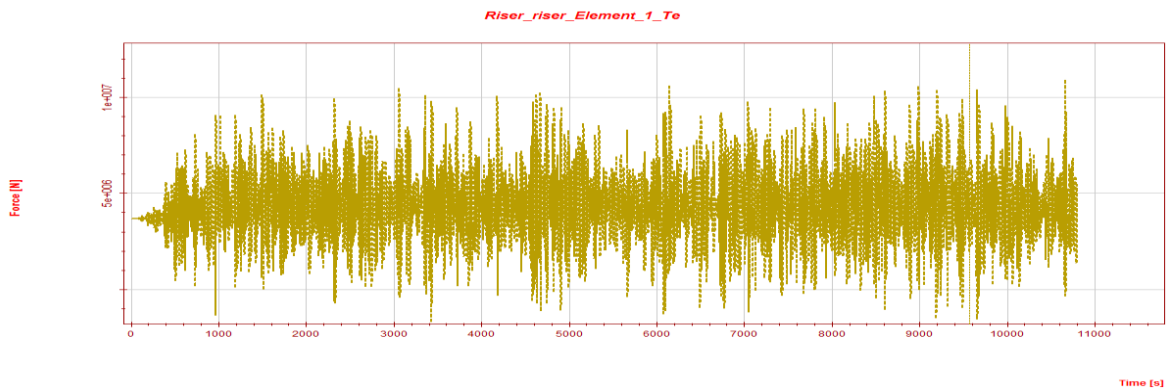


Gráfica 6.4.- Elemento intermedio del riser (Fuerza axial máxima 9,157 KN)



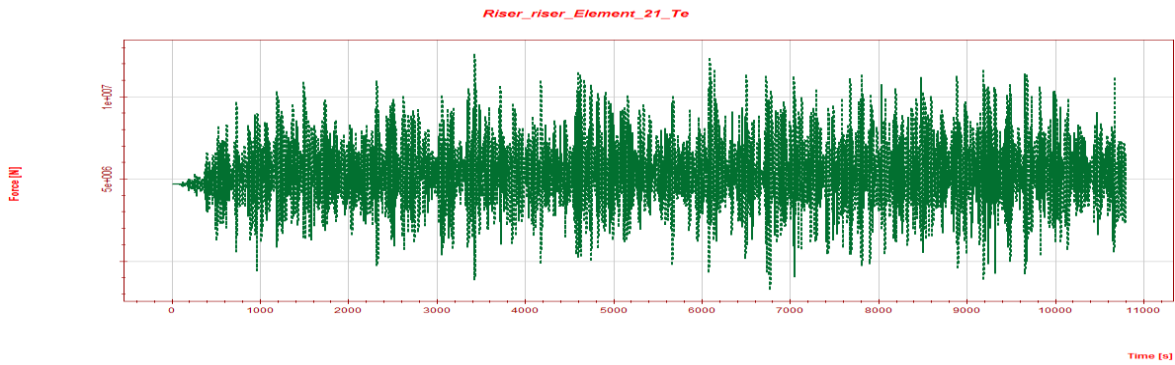
Gráfica 6.5.- Elemento inferior del riser (Fuerza axial máxima 9,738 KN)

**Gráficas dinámicas de fuerza axial para una tormenta de 100 años**

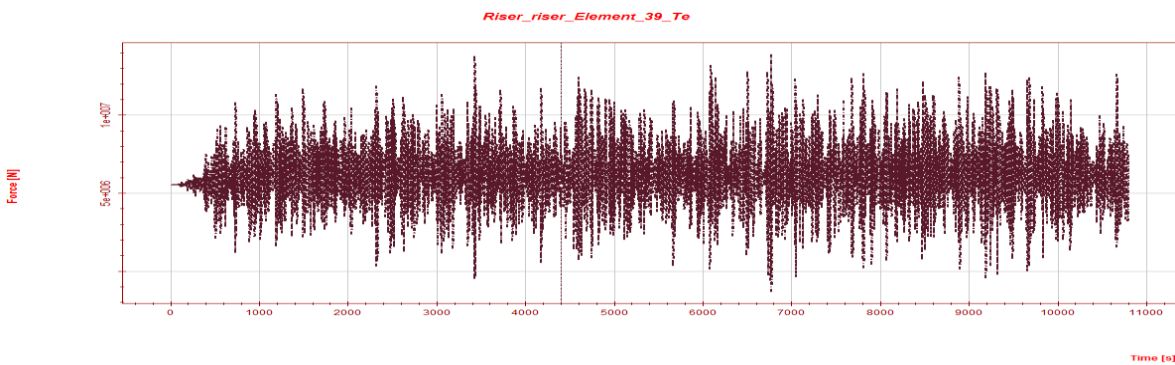


Gráficas 6.6.- Elemento superior del riser (Fuerza axial máxima 11,914 KN)





Gráficas 6.7.- Elemento intermedio del riser (Fuerza axial máxima 12,388 KN)



Gráfica 6.8.- Elemento inferior del riser (Fuerza axial máxima 13,196 KN)

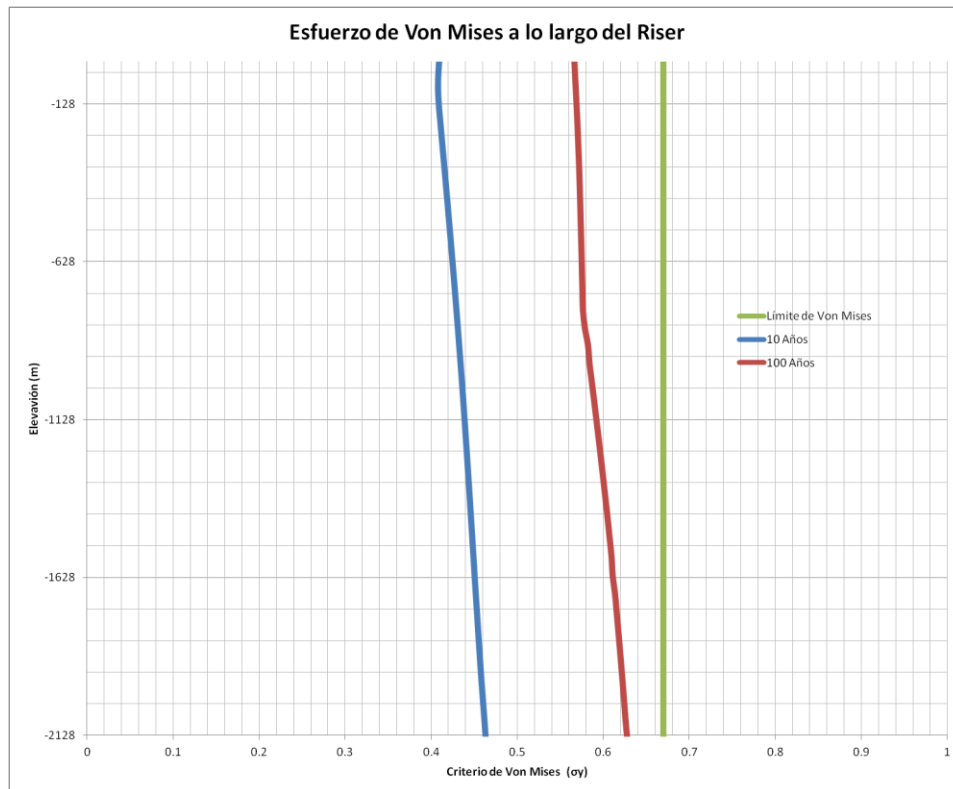
Las fuerzas axiales que se ejercen a lo largo del riser deben ser de tensión, de lo contrario, al presentarse compresión, el sistema es susceptible a que exista pandeo (buckling).

Para visualizar como es que estos esfuerzos actúan sobre el riser se presenta una gráfica del criterio de Von Mises de acuerdo a la norma API RP 16Q (Gráfica 6.9) en donde se puede apreciar que los esfuerzos máximos ejercidos se encuentran por debajo del límite establecido como permisible para aceptar el diseño.

Es importante mencionar que los nodos inicial y final del riser fueron establecidos en el modelo como nodos con libertad de rotación teniendo la función de junta flexible, por lo que, revisando el ángulo de rotación con respecto a la vertical de ambos nodos se verifica que se mantienen por debajo de los límites permitidos; con lo cual, se puede establecer que se satisface este estado límite de diseño. Las rotaciones máximas de las juntas superior e inferior del riser se muestran en la Tabla 6.6, las cuales son menores a los  $4^\circ$  permitidos por la norma API RP 16Q.

**Tabla 6.6.- Ángulos de rotación de las juntas flexibles superior e inferior**

	Rotación máxima permisible	TR del estado de mar	
		10 años	100 años
UFJ (nodo inicial)	4°	0.92°	2.29°
LFJ (nodo final)	4°	2.2°	2.7°

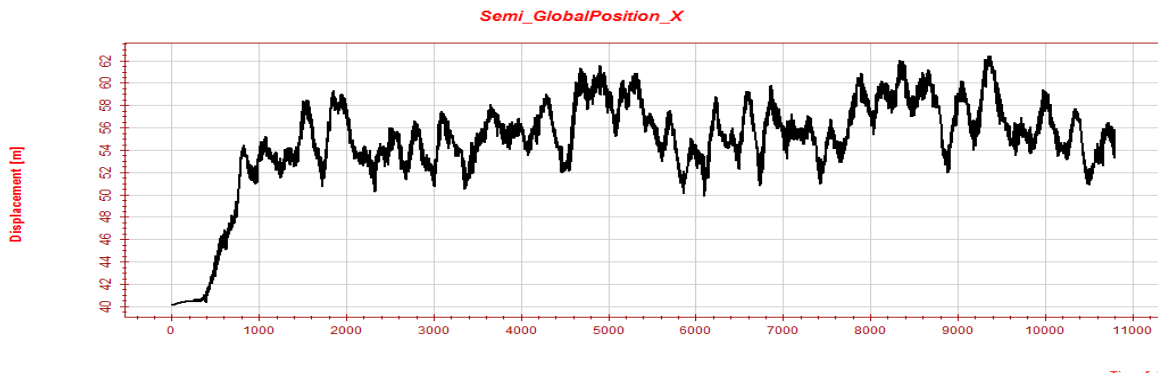


**Gráfica 6.9.- Revisión criterio de esfuerzos de Von Mises a lo largo del riser.**

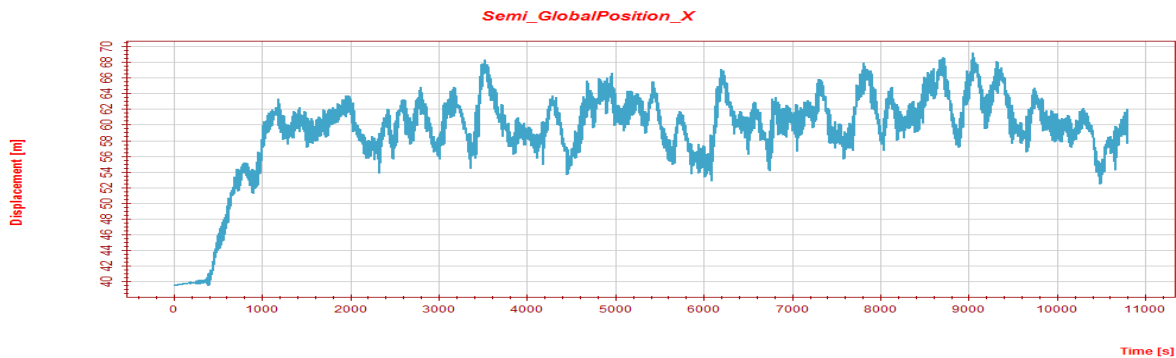
El desplazamiento lateral de la plataforma conforma una parte vital en el análisis, ya que éste debe ser tal que los criterios de Von Mises así como el de la rotación máxima de las juntas flexibles se mantengan por debajo de los límites establecidos. De esta manera el desplazamiento lateral máximo de la plataforma se determina de acuerdo a los límites de los elementos críticos en el sistema mencionados en la sección 5.4 de este trabajo (API, 2001; API, 2005), usualmente se mantiene por debajo del 5% del tirante de agua, pero este valor varía para diferentes configuraciones del sistema, así como para las condiciones operativas a las que sea sometido.

En las Gráficas 6.10 y 6.11 se muestra el desplazamiento lateral máximo que sufre la plataforma de perforación para los estados de mar con periodos de retorno de 10 y 100

años respectivamente, para los cuales se determina que se puede continuar las actividades de perforación ya que los límites establecidos no son superados.



Gráficas 6.10.- Desplazamiento lateral de la plataforma para un estado de mar con TR=10 años (valor máximo: 62metros).



Gráficas 6.11.- Desplazamiento lateral de la plataforma para un estado de mar con TR=100 años (valor máximo: 69m).

En la Tabla 6.7 se muestran los desplazamientos laterales (offsets) máximos de la plataforma ante los estados de mar con periodos de retorno de 10 años y 100 años. En ambos casos se puede observar que la plataforma sufre un desplazamiento lateral de 62 m y 69 m equivalente al 2.9% y 3.2% del tirante de agua respectivamente.

**Tabla 6.7.- Desplazamiento lateral de la plataforma ante los estados de mar con periodo de retorno de 10 años y 100 años**

Offset máximo Análisis 10 años	62	m
Porcentaje del tirante de agua	2.9	%
Offset máximo Análisis 100 años	69	m
Porcentaje del tirante de agua	3.2	%

Tirante de agua (T.A.) = 2,128 m

El análisis de diseño nos muestra que el riser soportará las cargas generadas por los factores metoceanicos presentes en la locación y que la plataforma presentará desplazamientos laterales adecuados, ya que ninguno de los límites permisibles es sobrepasado.

### **6.5.- Identificación de límites de operación del riser**

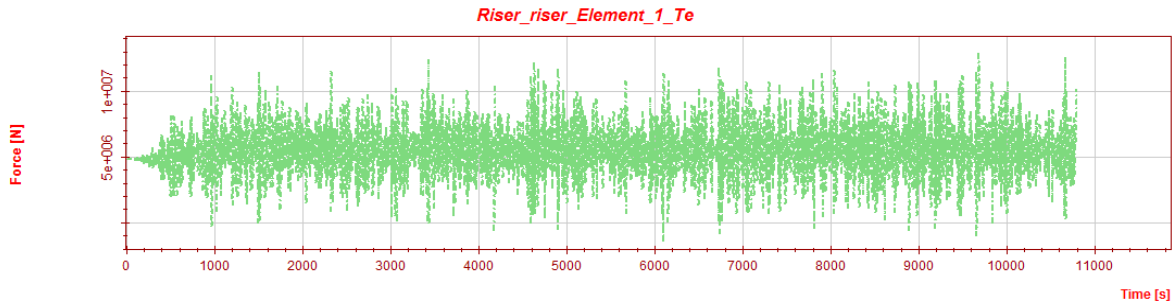
Teniendo demostrado, por medio del análisis de diseño, que el riser soporta las cargas máximas y permanece por debajo de los límites recomendados para los periodos de retorno establecidos, éste es sometido a condiciones metoceanicas aún más severas que pudieran presentarse durante un evento de tormenta con intensidad superior a las de diseño.

Los análisis estructurales de la plataforma de perforación se denominan como Monitor1, Monitor2 y Monitor3. La finalidad de estos análisis es revisar y determinar si se presenta la ocurrencia de que alguno de los límites establecidos sea alcanzado y/o sobrepasado para incrementos mínimos que pudieran presentarse en las condiciones metoceanicas durante una tormenta, como el incremento de la altura de ola y de las velocidades de viento o de las corrientes marinas; las cuales generen la necesidad de interrumpir las actividades o inclusive desconectar el riser de perforación.

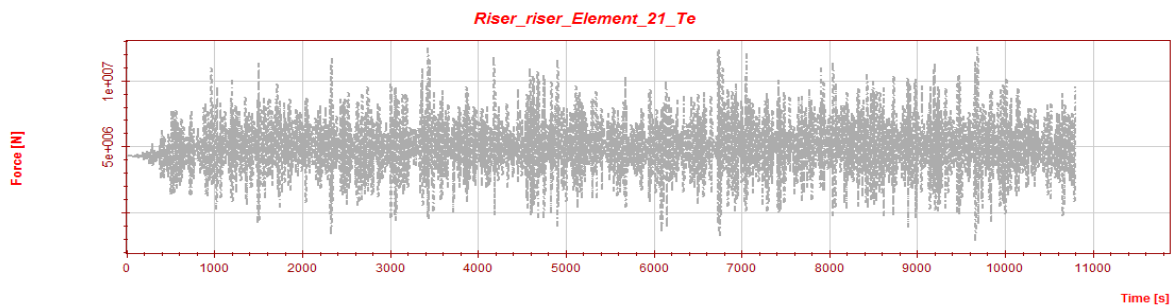
Los resultados de dichos análisis se muestran en las siguientes secciones.

#### **Monitor1**

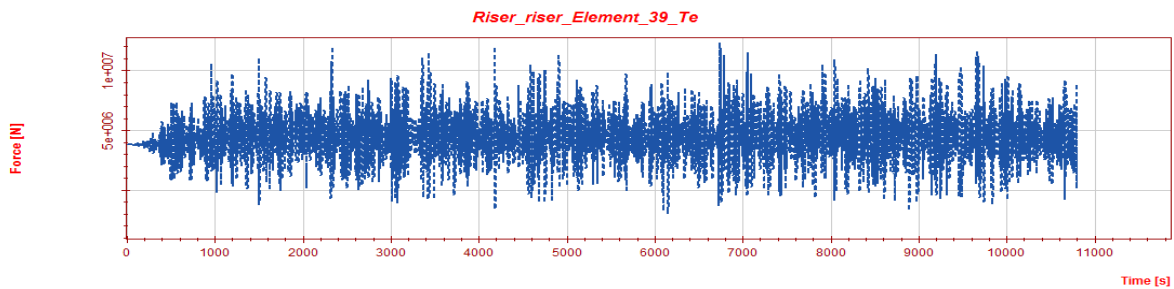
Las condiciones ambientales en este caso de estudio se incrementaron a los siguientes valores: velocidad de viento de 24.2 m/s, una velocidad de corriente marina de hasta 0.605 m/s en las zonas superficiales y una altura de ola significativa de 8.75 m. Estos incrementos en el estado de mar generan nuevas respuestas estructurales en los componentes de la plataforma. En las Gráficas 6.12, 6.13 y 6.14 se muestran las variaciones dinámicas de las fuerzas axiales en los elementos superior, intermedio e inferior del riser, mientras que en la gráfica 6.15 se muestra el desplazamiento lateral de la plataforma.



Grafica6.12.- Elemento superior del riser (Fuerza axial máxima 13,348 KN)

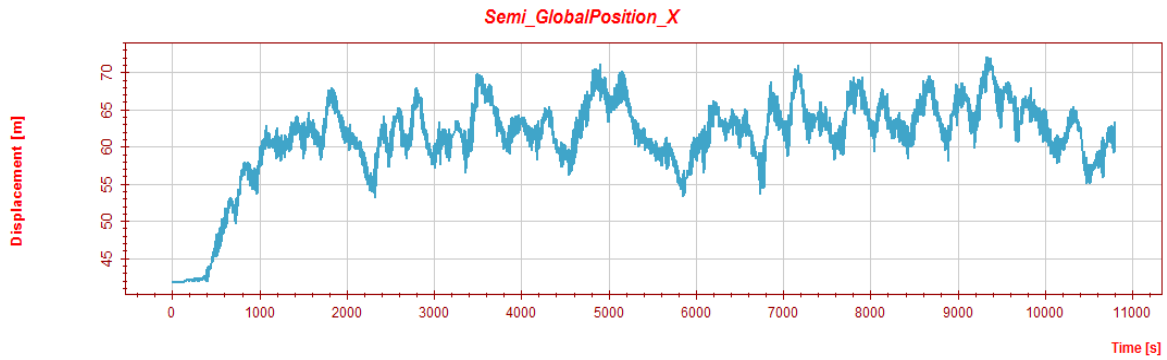


Gráfica 6.13.- Elemento intermedio del riser (Fuerza axial máxima 12,549 KN)



Gráfica 6.14.- Elemento inferior del riser (Fuerza axial máxima 12,619 KN)

El desplazamiento máximo de la plataforma es de 72 m (Gráfica 6.15), siendo mayor comparado con la tormenta de 100 años; representa un equivalente al 3.38% del tirante de agua.



Gráficas 6.15.- Desplazamiento lateral máximo de la plataforma 72 metros.

El incremento en las condiciones meteoceanicas generan un incremento en el desplazamiento así como en el ángulo de rotación de las juntas flexibles (Tablas 6.8 y 6.9)

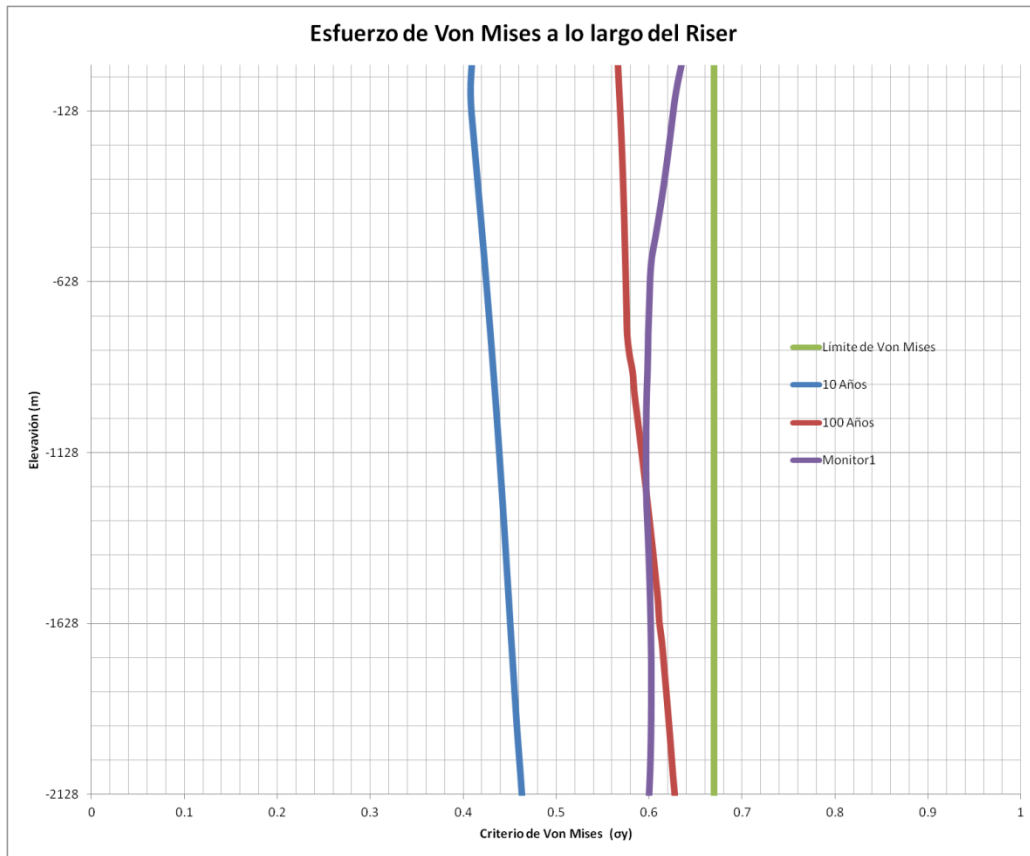
**Tabla 6.8.- Desplazamiento lateral de la plataforma ante los estados de mar correspondiente a Monitor1**

Offset Máximo Plataforma	72	m
Porcentaje del tirante de agua	3.38	%

Tirante de agua (T.A.) = 2,128 m

**Tabla 6.9.- Ángulos de rotación de las juntas flexibles superior e inferior en Monitor1**

	Rotación máxima permisible	Rotación Monitor1
UFJ (nodo inicial)	4°	0.92°
LFJ (nodo final)	4°	2.85°



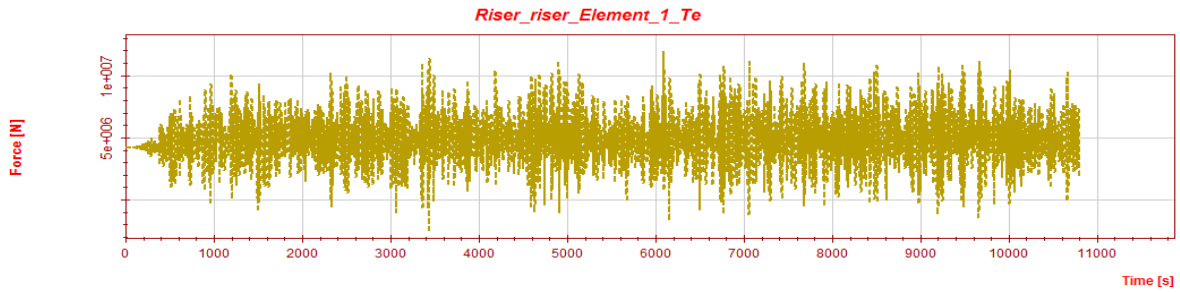
Gráfica 6.16.- Comparación de esfuerzo de Von Mises en los análisis de diseño, esfuerzo límite y análisis Monitor1

En la Gráfica 6.16 se puede observar que los esfuerzos para el análisis Monitor1 permanecen debajo del límite marcado por el criterio de Von Mises a lo largo de todo el riser. El desplazamiento lateral de la plataforma muestra que los valores recomendados para el criterio de Von Mises y para la rotación de las juntas flexibles no es superado, por lo que se establece que las actividades de perforación segura pueden continuar con un desplazamiento lateral de la plataforma equivalente al 3.38% del tirante de agua.

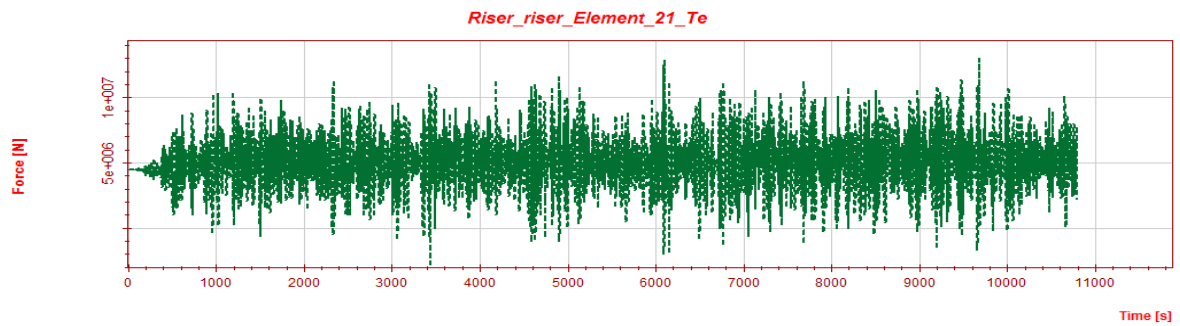
### Monitor2

Las condiciones se incrementan alcanzando una velocidad de viento de 24.75 m/s, una velocidad de corriente marina de hasta 0.62 m/s en las zonas mas superficiales y una altura de ola de 8.83 m. Estas variaciones se visualizan en los esfuerzos ejercidos en el riser (Gráficas 6.17, 6.18 y 6.19) y el desplazamiento de la plataforma.

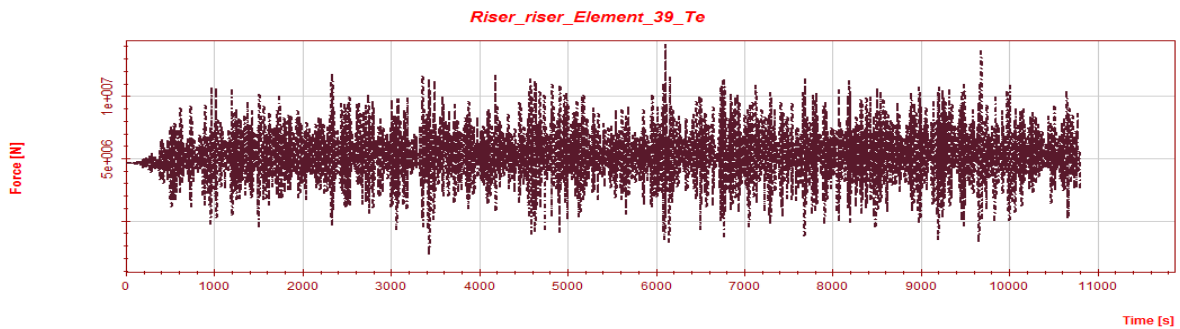




Grafica6.17.- Elemento superior del riser (Fuerza axial máxima 12,456 KN)

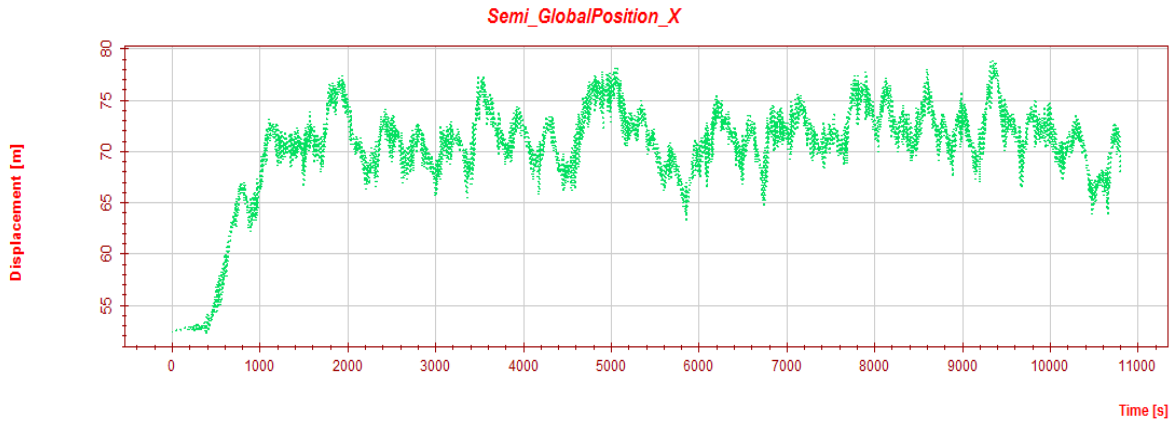


Gráfica 6.18.- Elemento intermedio del riser (Fuerza axial máxima 13,036 KN)



Gráfica 6.19.- Elemento inferior del riser (Fuerza axial máxima 14,208 KN)

El desplazamiento máximo de la plataforma es de 78 m (Gráfica 6.20), siendo mayor comparado de Monitor1 y representa un 3.67% del tirante de agua.



Gráficas 6.20.- Desplazamiento lateral máximo de la plataforma 78 metros.

El incremento en las condiciones meteoceanicas generan un incremento en el desplazamiento así como en el ángulo de rotación de las juntas flexibles (Tablas 6.10 y 6.11)

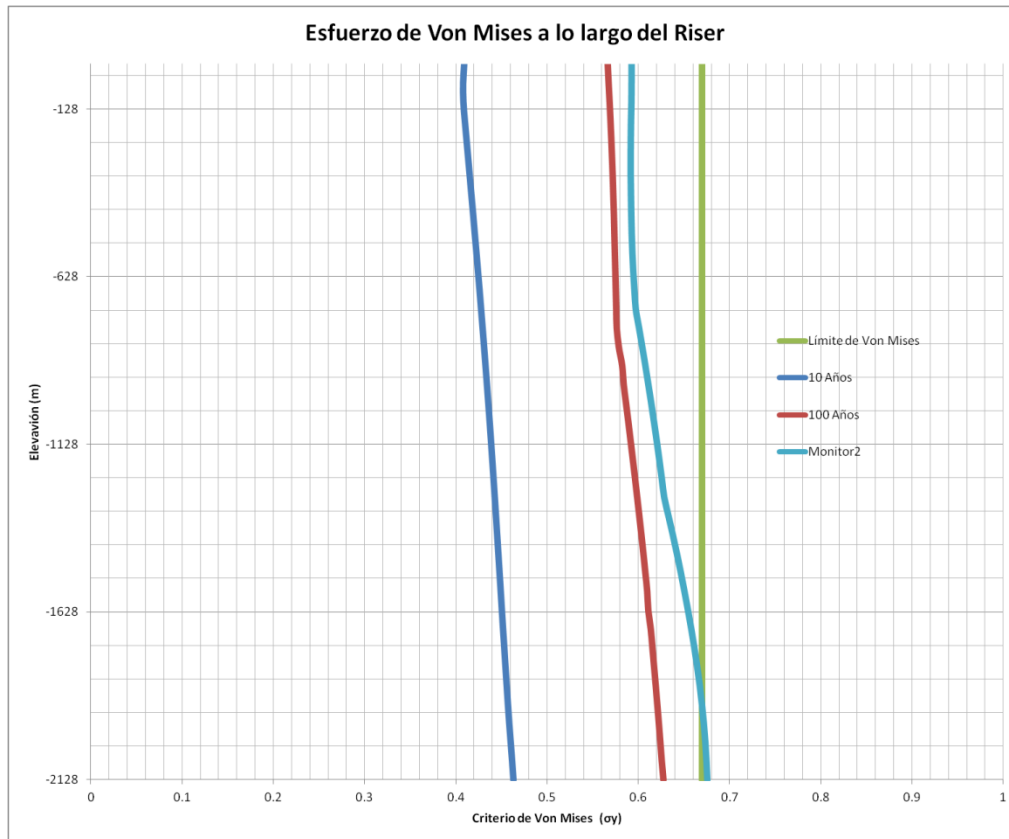
**Tabla 6.10.- Desplazamiento lateral de la plataforma ante los estados de mar correspondiente a Monitor2**

Offset Máximo Plataforma	78	m
Porcentaje del tirante de agua	3.67	%

Tirante de agua (T.A.) = 2,128 m

**Tabla 6.11.- Ángulos de rotación de las juntas flexibles superior e inferior en Monitor2**

	Rotación máxima permisible	Rotación Monitor2
UFJ (nodo inicial)	4°	1.49°
LFJ (nodo final)	4°	3.8°

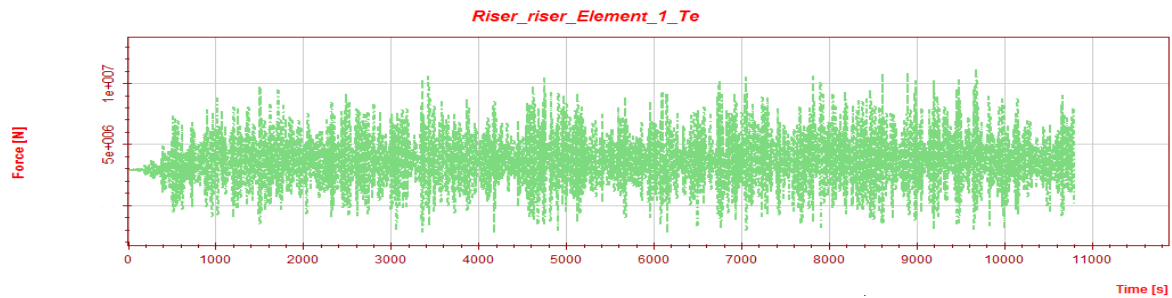


Gráfica 6.21.- Comparación de esfuerzo de Von Mises en los análisis de diseño, esfuerzo límite y análisis Monitor2

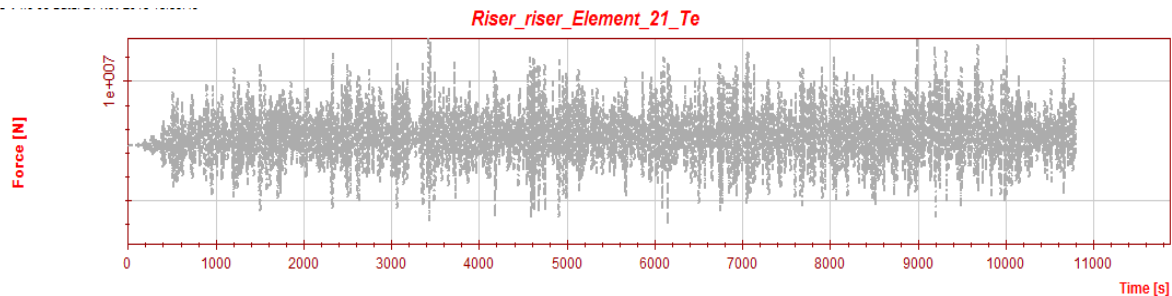
Para el análisis Monitor2 el desplazamiento de la plataforma, equivalente al 3.67% del tirante de agua, muestra esfuerzos en el riser que superan el límite establecido, siendo éste el máximo desplazamiento lateral permisible para este sistema. Se observa en la Gráfica 6.21 que el límite establecido para el criterio de Von Mises es ligeramente superado con esfuerzos máximos en la parte inferior del riser que se acercan al 0.68 del  $\sigma_y$ . El criterio de rotación de las juntas flexibles superior e inferior, aunque se encuentra muy cercano al límite, no es superados con  $1.49^\circ$  y  $3.8^\circ$  respectivamente. Debido a que el criterio de Von Mises es superado, las actividades de perforación deben ser suspendidas.

### Monitor3

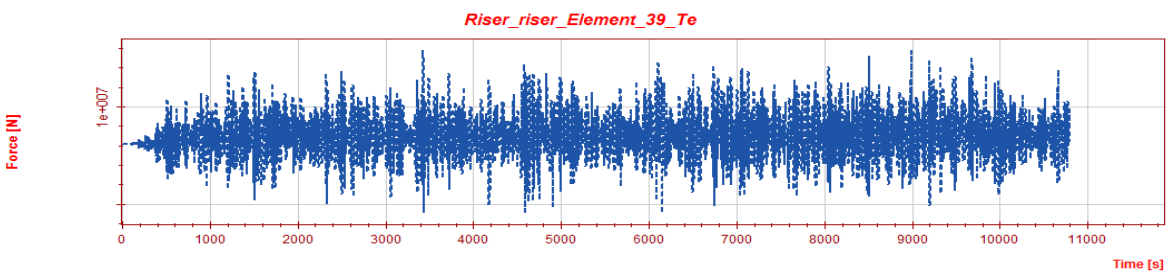
Las condiciones se incrementan alcanzando una velocidad de viento de 25.1 m/s, una velocidad de corriente marina de hasta 0.63 m/s en las zonas mas superficiales y una altura de ola de 9 m. Estas variaciones se visualizan en los esfuerzos ejercidos en el riser (Gráficas 6.22, 6.23 y 6.24) y el desplazamiento de la plataforma.



Gráfica 6.22.- Elemento superior del riser (Fuerza axial máxima 12,200 KN)

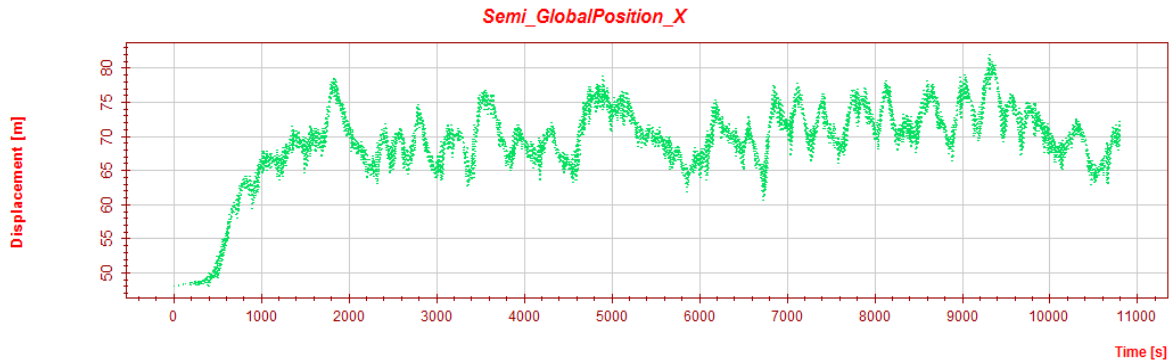


Gráfica 6.23.- Elemento intermedio del riser (Fuerza axial máxima 13,858 KN)



Gráfica 6.24.- Elemento inferior del riser (Fuerza axial máxima 16,523 KN)

El desplazamiento máximo de la plataforma es de 82.03 m (Gráfica 6.25), siendo mayor comparado con todos los análisis anteriores; representa el 3.9% del tirante de agua, el cual excede el 3.67% establecido como desplazamiento lateral máximo permisible.



Gráficas 6.25.- Desplazamiento lateral máximo de la plataforma 82.03 metros.

El incremento en las condiciones metoceanicas generan un incremento en el desplazamiento así como en el ángulo de rotación de las juntas flexibles (Tablas 6.12 y 6.13)

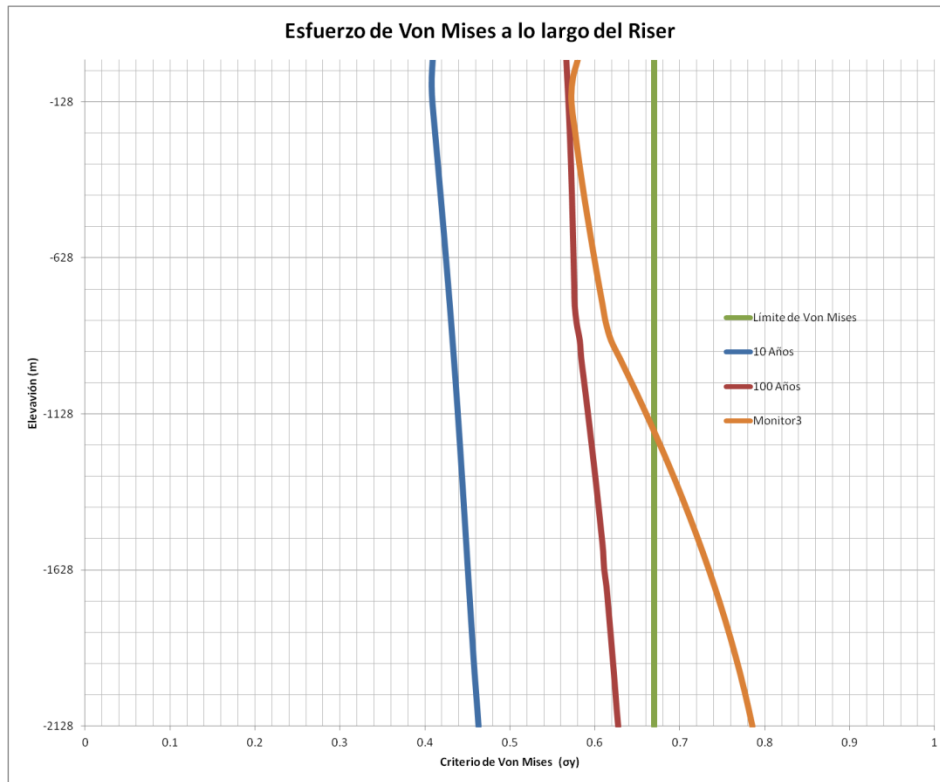
**Tabla 6.12.- Desplazamiento lateral de la plataforma ante los estados de mar correspondiente a Monitor3**

Offset Máximo Plataforma	82	m
Porcentaje del tirante de agua	3.9	%

Tirante de agua (T.A.) = 2,128 m

**Tabla 6.13.- Ángulos de rotación de las juntas flexibles superior e inferior en Monitor3**

	Rotación máxima permisible	Rotación Monitor3
UFJ (nodo inicial)	4°	1.6°
LFJ (nodo final)	4°	4.63°



Gráfica 6.26.- Comparación de esfuerzo de Von Mises en los análisis de diseño, esfuerzo límite y análisis Monitor3

El análisis Monitor3 muestra en la gráfica 6.26 que supera el límite del Criterio de Von Mises con cargas máximas que generan esfuerzos cercanos al 0.8 del  $\sigma_y$  del material. Lo anterior se debe a que la plataforma tiene un desplazamiento lateral de 82 m equivalente al 3.9% del tirante de agua, el cual supera el 3.67% establecido como máximo. La rotación de la junta inferior supera el límite recomendado de  $4^\circ$  con una rotación de  $4.63^\circ$ . Al ser superados los límites recomendados se indica que debe existir el paro de actividades de perforación y debe existir la desconexión del riser de perforación del equipo submarino para evitar que éste se dañe y evitar un mayor tiempo improductivo.

Los diferentes análisis muestran cierta respuesta estructural del riser y la plataforma semisumergible ante las fuerzas generadas por las condiciones metoceanicas. Se observa que si las condiciones metoceanicas son más severas los esfuerzos en el riser, los ángulos de rotación y los desplazamientos de la plataforma son mayores y cada vez más cercanos a los límites establecidos.

En un escenario real es necesario utilizar el sistema de monitoreo y control del riser para determinar el estado operacional del riser en cualquier punto de la longitud total de éste.

En el análisis Monitor3 el ángulo de la junta esférica inferior supera el límite establecido, lo que sugiere aún mayor riesgo. Es requerido establecer el punto de desconexión del riser (ver sección 5.4) considerando el historial de excursión de la plataforma para conocer la zona de operación segura, así como el desplazamiento de la junta telescópica y su proximidad al área del moon pool en la plataforma con la finalidad de prevenir y evitar la colisión entre estos dos elementos.

Si las condiciones meteoceánicas empeoran y la desconexión del riser del cabezal del pozo es requerida, es necesario activar el sistema de desconexión de emergencia y llevar a cabo esta actividad de manera eficiente y segura para garantizar que el riser de perforación así como la plataforma y el equipo en el lecho marino no sufran daños estructurales y de esta manera evitar un mayor tiempo improductivo (NPT).



## Conclusiones

En México existe un gran potencial para producir hidrocarburos en aguas profundas, las cuales demandan tecnologías de última generación para vencer los retos operativos que éstas imponen para lograr llevarlas a cabo de manera exitosa tanto técnica como económicamente. Los equipos semisumergibles utilizados en la perforación de pozos en aguas profundas requieren de una evolución constante para ampliar su capacidad de operación en la medida en que se enfrentan a condiciones operativas cada vez más extremas.

Las fuerzas de gran magnitud a las que son sometidas las estructuras flotantes de perforación, el riser de perforación y el equipo en el lecho marino, generadas por las condiciones metoceánicas, representan un riesgo estructural potencial para cada uno de estos elementos, por lo que se debe tener un total entendimiento de cómo es que estas fuerzas actúan sobre ellos para prevenir fallas en el sistema que ocasionen un paro de actividades y por lo tanto tiempos improductivos que generan pérdidas económicas.

El manejo adecuado de estos sistemas de perforación en aguas profundas se logra a través de procedimientos operativos con buena planeación, buena adquisición de datos y un pronóstico detallado de las condiciones metoceánicas y operativas a las que éste será sometido. Es necesario consultar las regulaciones internacionales que dictan la normatividad para el diseño y operación de los equipos para la perforación en aguas profundas para determinar los límites operativos de cada uno de los elementos clave en el sistema.

Realizar análisis dinámicos en programas especializados de cómputo de un equipo de perforación en aguas profundas, operando con las condiciones metoceánicas de un escenario real, permite tener una visión más amplia para realizar una mejor selección del equipo que se requiere para llevar a cabo las actividades en dicha localización. Permite a su vez conocer cuál será la respuesta estructural del equipo seleccionado, conocer cuáles son los elementos clave en el diseño y conocer si resistirán las fuerzas generadas por las condiciones metoceánicas presentes en la zona de perforación, previniendo problemas técnicos, tiempos improductivos y evitando una pérdida económica inesperada.

## Recomendaciones

Revisar las leyes secundarias de la reforma energética promulgada en diciembre del 2013 para saber de qué manera se verán afectadas las proyecciones de la producción de hidrocarburos en México citadas en este trabajo y bajo que términos se incluirá nueva tecnología de exploración, perforación y producción para aguas profundas en el Golfo de México.

Se recomienda realizar los análisis hidrodinámicos de difracción de olas (fuerzas de primer y segundo orden) previos al análisis dinámico acoplado del sistema para tener un mayor entendimiento del movimiento de la plataforma en sus grados de libertad.

Es necesario realizar un análisis más robusto, con un modelo más detallado en el que se incluyan los elementos del cabezal del pozo, así como la interacción que existe con el lecho marino y el conductor del pozo para tener un análisis acoplado más completo, debido a que éstos son elementos críticos en el sistema de perforación. Lo anterior nos permitirá obtener datos más precisos sobre cómo actúan las fuerzas que generan los factores metoceánicos a lo largo de todo el sistema, lo que nos llevará a establecer con mayor precisión los límites de operación y el punto de desconexión del riser con el equipo en el lecho marino.

La industria petrolera costa afuera es una actividad multidisciplinaria, por lo que se recomienda que el alumno egresado de la carrera de ingeniería petrolera tenga la base de los conceptos que envuelven el desarrollo de las actividades conjuntas a las de exploración, perforación y producción, por ejemplo, el estudio de los factores metoceánicos o factores estructurales de los diversos equipos utilizados, ya que afectan directamente al desempeño y crecimiento de la industria.

## Referencias

SENER, Secretaría de Energía, 2011, *“Prospectiva del Mercado de Petróleo Crudo 2010-2025”*, México.

SENER(ii), Secretaría de Energía, 2011 *“La Tecnología de Exploración y Producción en México y en el Mundo: Situación Actual y Retos”*, México.

SENER(iii), Secretaría de Energía, 2008, *“Diagnostico Situación Actual”*, México

Suárez, C. J. J. (i), 2011, *“PEMEX: Resultados y Perspectiva”*, World Energy Council, Club de Industriales, México.

Suárez, C. J. J. (ii), 2012, *“PEMEX: Mexico’s Hydrocarbon Potential”*, North American Energy Resources Summit.

PEP, 2011, *“Avances Retos y Perspectivas de Petróleos Mexicanos”*, Club de Industriales, México.

Morales Gil, 2012, *“Aguas Profundas en México: La Oportunidad y el Reto”*, Academia de ingeniería, México. Publicado en <http://academiadeingenieriademexico.mx>

Maciel Torres, 2013, *“Perspectivas de desarrollo para campos descubiertos en Aguas Profundas en México”*, Instituto Mexicano del Petróleo, Jornadas Técnicas AIPM

La Jornada, 2011, Artículo *“Exploración en Aguas Profundas, Plataforma Bicentenario Grupo R”* Publicado en: <http://www.jornada.unam.mx>

PEMEX, 2012, *“Aguas Profundas”*, Publicado en [www.pemex.com](http://www.pemex.com)

PEMEX(i), 2009, *“El petróleo. Historia”* Publicado en <http://www.pemex.com>

PEP, 2012, *“Ku Maloob Zaap se consolida como primer productor de crudo”* Artículo publicado en <http://eleconomista.com.mx>

Seminario de Gerencia ambiental en el desarrollo petrolero y Gasífero Costa Afuera en Venezuela, *“Exploración y Producción Costa Afuera”*, Artículo publicado en <http://operacionesoffshore.blogspot.mx/>

United Cantabric Petroleum Bolg, *“Estructuras y tipos de Plataformas”*, Artículo Publicado en <http://cantabricpetroleum.files.wordpress.com>

PEP(i), 2012, *“Descubren más Crudo en Aguas del Golfo”*, Artículo publicado en <http://www.milenio.com>

Lee, Hunt, 2011, *“Licitación de equipos de perforación de Pemex puede señalar una mayor demanda”*, Artículo publicado en <http://www.bnamericas.com/news/petroleoygas>

Frente de trabajadores de la energía, *“Contratos transnacionales para la perforación de pozos”*, Artículo publicado en <http://www.fte-energia.org/E100/04.html>

Childers, Mark, 2003, *“Evolution of Offshore Drilling Units”*, Deepwater Industry Group Meeting, publicado en <http://www.aade.org>

2b1 ST Consulting, 2012, Artículo *“Drillship”*, publicado en <http://www.2b1stconsulting.com>

NAS, 2001, *“Project Mohole 1958-1966”*, National Academy of Sciences, Washington D.C. 2001, publicado en <http://www.nationalacademies.org/history/mohole/>

Nuestro Mar, 2009, Artículo *“DryShips obtiene millonario contrato de exploración de Petrobras”*, publicado en <http://www.nuestromar.org>

Keppel Corporation, 2010, Artículo *“Keppel secures S\$170 million worth of Brazilian projects from SBM and QGOG”*, Publicado en <http://www.kepcorp.com>

Kumar Chakrabarti, Subrata, *“Handbook of Offshore Engineering, Volumen 1”* Editorial Elsevier, Primera Edición 2005.

Chakrabarti, S.K., 1987, *“Hydrodynamics of Offshore Structures, Computational Mechanics Publications”*, Southampton Boston.

Barranco, F. 2004, *“Criterio de Proyecto Basado en la Confiabilidad para el Sistema de Tendones de una TLP”*, Tesis de Doctorado, Río de Janeiro

Elwanger, G.B., 1988, *“Algunos Aspectos de Análisis de los proyectos de Plataformas Marítimas”*, Tesis de Doctorado, COPPE-UFRJ.

Faltinsen, O.M., 1993, *“Sea Loads on Ships and Offshore Structures”*, Cambridge University Press.

PEMEX, 2002, *“Equipos Flotantes”*, Conferencia Técnica de Tecnología Costa afuera, México, 2002

García Campos, Olimpo *“Enciclopedia de la Perforación”* Tomos II y IX

Ang, A.H.S, Tang, W.H., 1975, *“Probability Concepts in Engineering Planning and Design, Volume I Basic Principles”*, John Wiley & Sons, New York, USA.

Da Costa G. D., 2006, "Estudio Paramétrico de las Fuerzas en Sistemas de Amarre para Buques Amarrados en Puertos", Tese apresentada na Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Portugal.

Artículo técnico "*Generation Enhancement of Semisubmersible Drilling Units*", Gavankar P. J. & Vissa Ramohan, 1998, OTC 8754

Artículo técnico "*Stability Requirements for Semisubmersibles*", Martinovich & Praight, AUTOE-v9-003

Artículo técnico "*An evaluation of the Fatigue Performance of Subsea Wells and Recomendations for Fatigue Enhancements*", Evans & McGrail, OTC Mayo 2011

Artículo técnico "*A Coupled Analysis Approach to the Assessment of Marine Drilling Systems*", King, Burton & Hodgson, SPE-20932

Artículo técnico "*Stablising an Industry Best Practice on Subsea Wellhead Fatigue Assessment*" Buchmiller, Horte, Grytoyr & Haug IADC/SPE-151198

Artículo técnico "*Drilling Riser Management In Deepwater Environments*", Ricky Thethi & Madhu Hariharan, Houston, TX, USA,

Artículo técnico "*Minimising the Effect of Deepwater Currents on Drilling Riser Operations*", Dr Tim Farrant & Dr Khalid Javed 2H Offshore Engineering Limited Woking, Deepwater Drilling Technologies, Aberdeen Marriot, Aberdeen, January 2001

API, 2001, API RP 16Q – "*Recommended Practice for Design, Selection, Operation and Maintenance of Marine Drilling Riser Systems*", Primera Edición 1993 , Reafirmada 2001

API, 2010, API 16R – "*Specification for Marine Drilling Riser Couplings*", Primera Edición 1997, Reafirmada 2010

API (i), 2010, API 16F – "*Specification for Marine Drilling Riser Equipment*", Primera Edición 2004, Reafirmada Agosto 2010

API, 1998, API RP 2RD – "*Design of Risers for Floating Production Systems (FPSs) and Tension-Leg Platforms (TLPs)*", Primera Edición 1998

API, 2005, API RP 2SK – "*Design and Analysis of Stationkeeping Systems for Floating Structures*", Tercera Edición, Octubre 2005

API, 2008, API RP 2A – "*Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms*", 1<sup>st</sup> Edition, , American Petroleum Institute, 2008

ISO, 2009, PD ISO/TR 13624-2:2009 Petroleum and natural gas industries — *“Drilling and production equipment”*; Part 2: Deepwater drilling riser methodologies, operations, and integrity.

API (ii), 2010, ANSI/API RECOMMENDED PRACTICE 17<sup>a</sup>/ISO 13628-1:2005, *“Design and Operation of Subsea Production Systems—General Requirements and Recommendations”*, Cuarta edición, Enero 2006

DNV, 2010, Recommended Practice Det Norske Veritas dnv-rp-f205 – *“Global Performance Analysis of Deepwater Floating Structures”*, Octubre 2010

DNV, 2008, Recommended Practice Det Norske Veritas dnv-rp-f206 – *“Riser Integrity Management”*, Abril 2008

2H Offshore, 2011 *“Riser & Conductor, Engineering”*, Publicado en <http://www.2hoffshore.com>