
SISTEMAS FLOTANTES PARA LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO¹

Federico Barranco Cicilia²

Para lograr el éxito en las operaciones de explotación de yacimientos petrolíferos, las compañías operadoras y contratistas se enfrentan a nuevos desafíos en el desarrollo de los campos petroleros situados en aguas profundas. El siguiente trabajo expone en detalle las particularidades de algunos de los sistemas flotantes empleados.

DESARROLLO DE CAMPOS BASADO EN SISTEMAS FLOTANTES

CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMAS FLOTANTES

Los sistemas flotantes se refieren a las plataformas marinas del tipo embarcación utilizados para la explotación de yacimientos petrolíferos localizados en sitios con tirantes de agua superiores a los 300 m, aunque algunos de ellos se pueden utilizar en aguas someras como los FPSO's. La característica distintiva entre las plataformas fijas y los sistemas flotantes es que estos últimos soportan el peso de los equipos sobre las cubiertas, los risers, las líneas de anclaje y su peso propio a través de la flotación de su casco, y utilizan un sistema de posicionamiento para mantenerse en su sitio de operación. Los componentes principales de los sistemas flotantes, tomando como ejemplo a una plataforma

¹ Artículo publicado en la Revista Naval Nº 71, Año XXIV, diciembre 2012, Montevideo, República Oriental del Uruguay, pp. 81-97. (Extraído de la tesis presentada por el autor para su ingreso como Académico Titular de la Academia de Ingeniería de México).

² El Dr. Barranco se tituló en el año 1992 como Ingeniero Civil en la Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura del IPN. Obtuvo el grado de Maestro en Ingeniería por la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM en 1995. En junio del año 2004 se doctoró en el Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-graduação e Pesquisa de Engenharia (COPPE) de la Universidad Federal de Río de Janeiro, con la tesis "Criterio de Diseño Basado en Confiabilidad para el Sistema de Tendones de una Plataforma TLP", dirigida hacia tecnologías para la explotación de hidrocarburos en aguas profundas. Tiene publicados 20 artículos técnicos tanto en congresos nacionales e internacionales como en revistas internacionales arbitradas. Desde 1992 ha impartido diversas clases de Estructuras y Sistemas Flotantes de Producción en la Universidad Tecnológica de México, en la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM, en el posgrado del Instituto Mexicano del Petróleo y en la Universidad Veracruzana. El Dr. Barranco es Co-autor del libro "En las entrañas de la tierra" publicado por la editorial Litoral y el IMP, es revisor de la Revista Applied Ocean Research de Elsevier e investigador Nivel 1 del Sistema Nacional de Investigadores del CONACyT. Desde 1991, el Dr. Barranco colabora en el Instituto Mexicano del Petróleo. Inicialmente fue especialista de las áreas de ingeniería de plataformas marinas y de recipientes. A partir de julio de 2004 es investigador del Programa de Investigación para la Explotación de Campos en Aguas Profundas, teniendo a su cargo el Área Técnica "Sistemas Flotantes de Producción" y proyectos de Investigación y Desarrollo Tecnológico.

Semisumergible son: las instalaciones en las cubiertas (*topside*), el casco de flotación, las líneas de amarre, la cimentación y los *risers* de producción y exportación (Ver Figura 1).



Figura 1. Componentes principales de un sistema flotante.

Fuente: <http://www.sbmatlantia.com>

(Figura complementada por el autor)

El casco aporta la rigidez, la flotación y la estabilidad necesarios para soportar las acciones ambientales y los pesos de los equipos y cubiertas, su peso propio, el peso de los *risers* y las líneas de amarre, así como los pesos de los líquidos (aceite crudo, combustibles, agua potable y agua de lastre, entre otros) almacenados en sus compartimentos internos. En la Figura 2 se muestran los componentes principales de un *topside* y el casco de flotación de una plataforma Semisumergible.

El sistema de posicionamiento tiene como objetivo limitar los movimientos de la plataforma, generados por las acciones ambientales, dentro de un círculo de operación establecido para salvaguardar la integridad de los *risers*. Generalmente, el radio del círculo de operación de la plataforma es menor al 10% del tirante de agua en condiciones ambientales de tormenta. El sistema de posicionamiento puede ser pasivo, a través de líneas de amarre y cimentaciones, o dinámico, a través de hélices, o una combinación de ambos (DNV,

En el *topside* de las plataformas se encuentran los equipos, servicios auxiliares y de seguridad, necesarios para recibir los fluidos provenientes de los pozos submarinos a través de *risers* (ductos ascendentes), efectuar la producción de los hidrocarburos y para enviar éstos vía ductos hacia otra infraestructura en el mar o en tierra, o almacenar el aceite en su propio casco de flotación como en los FPSO's. Asimismo, en la cubierta se localizan las instalaciones para el alojamiento de personal operativo.

El caso de flotación puede ser compuesto por columnas y pontones (como en las TLP's y las Semi's), por una sola columna de gran diámetro (como en las mini-TLP's y las Spar's), tipo embarcación como los FPSO's.



Figura 2. Componentes principales del *topside* y del casco de una plataforma Semisumergible.

Fuente: <http://www.gvac.com>

(Figura complementada por el autor)

2008). Comúnmente el sistema de posicionamiento pasivo es utilizado para las plataformas de producción, existiendo la posibilidad de ser auxiliado por un conjunto de hélices para ambientes oceánicos severos. Las líneas de amarre pueden ser compuestas de cadena, cables de acero o poliéster, o pueden ser tubos de acero como en las TLP's. Estas líneas de amarre se conectan en su parte inferior a una cimentación embebida en el fondo marino, la cual puede ser del tipo ancla (de arrastre o con capacidad de carga vertical) o pilote (hincado o de succión).

Las plataformas flotantes poseen diferentes grados de libertad de movimiento como respuesta a las acciones meteorológicas y oceanográficas. Bajo este criterio, las plataformas flotantes pueden ser clasificadas como unidades con flotación neutra y unidades con flotación positiva. Dentro del primer grupo se encuentran los FPSO's, las Semi's y las Spar's, y en el segundo se incluyen las TLP's y las Mini-TLP's. Las plataformas con flotación neutra vibran dinámicamente en seis grados de libertad, tres movimientos de traslación en dirección de los ejes X, Y y Z, y tres movimientos de rotación alrededor de los mismos ejes: avance (*surge*), deriva (*sway*), arfada (*heave*), cabeceo (*pitch*), balanceo (*roll*) y guiñada (*yaw*), respectivamente. Estos seis grados de libertad se ilustran en la Figura 3. Las plataformas con flotación positiva tienen un empuje mayor que su peso y son ancladas al fondo marino por líneas que se mantienen siempre en tensión, llamadas tendones. Los tendones son tubos de acero que restringen los grados de libertad de arfada, cabeceo y balanceo de las TLP's.

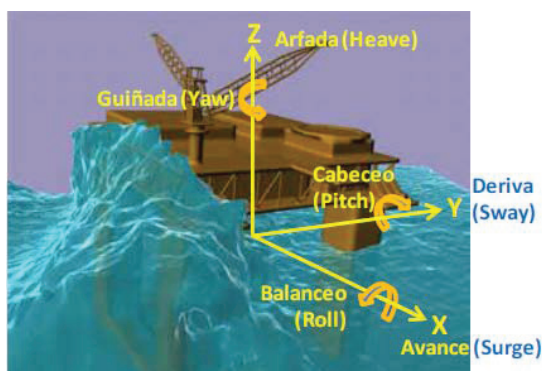


Figura 3. Grados de libertad de cuerpo rígido de un sistema flotante.

Fuente: <http://www.underwatertimes.com>
(Figura complementada por el autor).

Cada uno de los conceptos estructurales tiene características propias que ofrecen ventajas y limitaciones para su selección como centro de proceso para el desarrollo de campos petroleros. Por ejemplo, las TLP's y las Spar's tienen bajos movimientos verticales que les permiten utilizar *risers* rígidos y terminaciones superficiales (árboles secos) similares a las plataformas fijas. Debido a esta característica, la perforación y el mantenimiento de los pozos pueden llevarse a cabo desde la misma plataforma de perforación. Sin embargo, las TLP's tienen límites técnicos en su sistema de tendones para su aplicación en aguas profundas más allá de 1,500 m y la Spar tiene un sistema de *risers* muy complejo. Por otro lado, los FPSO's permiten el almacenamiento de aceite en su casco de flotación y las plataformas semisumergibles son menos sensibles a los cambios de carga y ofrecen mayor área disponible sobre sus cubiertas. En la Tabla 1 se muestran las principales ventajas y desventajas de los cuatro tipos de sistemas flotantes.

Sistema Flotante	Ventajas	Desventajas
TLP	<ul style="list-style-type: none"> Bajos movimientos en el plano vertical: arfada, cabeceo y balanceo. Permite el uso de equipo de perforación y acceso a pozos. Utiliza árboles superficiales. Uso de <i>risers</i> verticales de acero. 	<ul style="list-style-type: none"> Limitaciones de uso en aguas ultra-profundas debido al peso y colapso hidrostático de su sistema de tendones. Sensible a cambios de carga sobre la cubierta. No permite el almacenamiento de aceite.
SEMI	<ul style="list-style-type: none"> Permite el uso de equipo de perforación y acceso a pozos. Mínimos cambios con el aumento del tirante de agua. Permite manejar grandes cargas sobre su cubierta. La última generación de Semi's puede usar <i>risers</i> de acero en catenaria (SCR). Se cuenta con sistemas de anclaje para diferentes condiciones de sitio. 	<ul style="list-style-type: none"> Altos movimientos. Uso de árboles submarinos. Generalmente utiliza <i>risers</i> flexibles. Los sistemas submarinos son un factor crítico.
SPAR	<ul style="list-style-type: none"> Permite el uso de equipo de perforación y acceso a pozos. Permite el uso de árboles superficiales. Mínimos cambios con el aumento del tirante de agua. Permite almacenamiento de aceite en su casco, pero no es típico. Alta estabilidad. 	<ul style="list-style-type: none"> Movimientos medios. Sistema de <i>risers</i> complejo. Se requiere el montaje de la cubierta en el sitio de instalación.
FPSO	<ul style="list-style-type: none"> Se puede utilizar tanto en aguas someras como profundas. Mínimos cambios con el aumento del tirante de agua. Gran capacidad de espacio y de cargas en la cubierta. Permite el almacenamiento de aceite. Ilimitado número de pozos. Se cuenta con sistemas de anclaje para diferentes condiciones de sitio. 	<ul style="list-style-type: none"> Altos movimientos. Uso de árboles submarinos. Uso de <i>risers</i> flexibles con limitación en diámetro para aguas ultra-profundas. Los sistemas submarinos son un factor crítico. No cuenta con equipo para perforación y acceso a los pozos. No permite el almacenamiento de gas. En ambientes agresivos se requiere el uso de sistemas de anclaje tipo torreta.

Tabla 1. Ventajas y desventajas de los sistemas flotantes.

Actualmente existen 271 sistemas flotantes de producción en operación o en proceso de construcción en las diferentes regiones del mundo (Ver Tabla 2), de los cuales 176 son FPSO's. Los FPSO's son utilizados preferentemente para la explotación de campos en aguas profundas del Oeste de África y de Brasil. Los 50 FPSO's operando en el Mar del Norte y en Asia (incluyendo China) se encuentran en tirantes de agua menores de 500 m. En el Golfo de México, un FPSO se encuentra operando en aguas someras mexicanas y en unos pocos meses iniciará la producción del primer FPSO en Estados Unidos en un tirante de 2,600 m. Como fue mencionado en la Sección 2, PEMEX posee actualmente además del FPSO Yùm K'ak'náab, el FPSO TaKuntah y al FPSO para prueba de pozos ECO III; sin embargo, estas dos últimas unidades no son contabilizadas en la Tabla 2 debido a que no son unidades de producción permanentes. De las 50 plataformas Semisumergibles, 21 unidades están operando en aguas profundas de Brasil y 10 en la parte estadounidense del Golfo de México. Existen 26 TLP's operando o en construcción en el mundo, 17 de ellas en aguas profundas estadounidenses y una ya fue retirada (la plataforma Hutton); mientras que de las 19 plataformas tipo Spar, 18 de ellas se encuentran en el Golfo de México Norte y una en el Sureste asiático.

Región	Número de Sistemas Flotantes de Producción			
	FPSO	Semi	TLP	Spar
Canadá	2			
Estados Unidos (GdM)	1	10	17	18
México (GdM)	1			
Brasil	37	21	1	
Mar del Norte	25	15	3	
Oeste de Europa	1			
Norte de África	5			
Oeste de África	42	1	4	
Sur de África	1			
India	1	1		
China	17	1		
Sureste de Asia	25	1	1	1
Australia	18			
TOTAL	176	50	26	19

Tabla 2. Sistemas flotantes de producción en operación o en construcción en el mundo.

De acuerdo con Wilhoit y Supan (2011) en el período 2011 a 2014 se espera sean instalados adicionalmente 71 sistemas flotantes, de los cuales se estima sean 55 FPSO's, 10 Semi's, 4 TLP's y 2 Spar's.

FILOSOFÍAS DE DISEÑO

Las plataformas flotantes deben ser diseñadas para preservar su estabilidad e integridad estructural durante su operación normal y durante la ocurrencia de estados de mar extraordinarios, como las tormentas de invierno y huracanes. Por lo cual, el casco de flotación debe poseer la capacidad de restauración hacia una condición de equilibrio estable cuando es sujeta a las acciones del viento. Un parámetro que indica la estabilidad de una



Figura 4. Parámetros de estabilidad hidrostática en un sistema flotante.

Fuente: <http://www.coastdesign.no/products>
(Figura modificada por el autor).

embarcación es la distancia vertical entre el Centro de Gravedad (G) y el Metacentro (M), denominada altura metacéntrica (GM), la cual debe tener un valor positivo para lograr un equilibrio estable (ver Figura 4). Por otro lado, sus componentes estructurales deben satisfacer estados límite últimos, de fatiga, accidentales y de servicio, en condiciones tanto intacta como dañada de la plataforma. Asimismo, los movimientos de la unidad flotante generados por el viento, el oleaje las corrientes marinas deben ser limitados para salvaguardar la integridad mecánica y el correcto funcionamiento de los risers y de

los equipos de procesamiento, auxiliares y de seguridad sobre sus cubiertas.

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 rangos 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). 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 períodos naturales de vibración alejados de las frecuencias características del oleaje presente en el sitio de operación. Generalmente las plataformas Semisumergibles y los FPSO's tienen períodos 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 las plataformas TLP tienen períodos de vibración en el plano vertical alrededor de los 3 s. Los períodos característicos de un oleaje con 100 años de período de retorno se encuentran en el rango de 8 a 18 s, lo cual indica la necesidad de dimensionar a las plataformas para obtener períodos naturales cercanos a estos valores y así evitar respuestas resonantes de primer orden. En la Figura 5 se muestra los valores típicos de los períodos de vibración de las estructuras costa afuera.

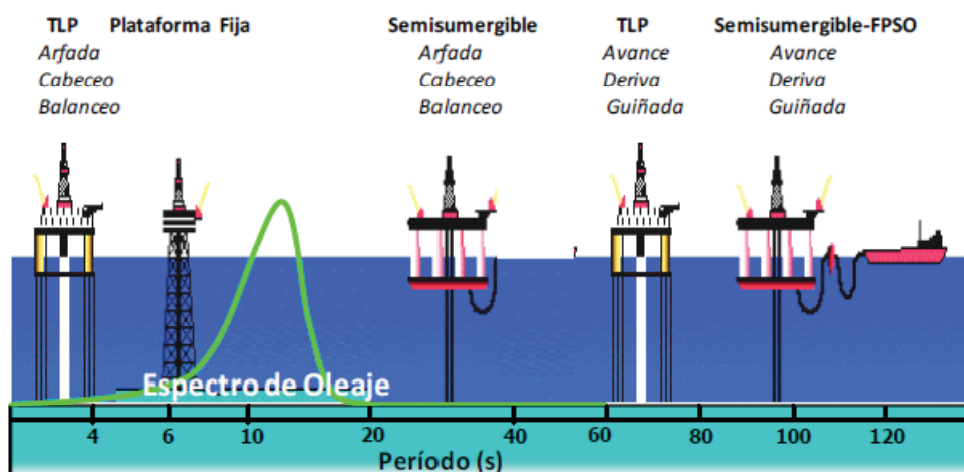


Figura 5. Períodos naturales de vibración típicos de estructuras costa afuera.

Fuente: Barranco, 2004. (Figura traducida al español por el autor).

Además de la fase de análisis de la plataforma durante su operación en sitio, se debe efectuar el análisis del comportamiento naval y estructural en condiciones temporales de la plataforma, como durante su fabricación, integración de las cubiertas y el casco, transportación e instalación, con la finalidad de identificar tanto las operaciones críticas y sus limitaciones, como las modificaciones en el diseño que deben ser implementadas para garantizar la integridad estructural de la plataforma durante la totalidad de su vida útil. Las filosofías de inspección y mantenimiento pueden también tener impacto en la configuración y

dimensionamiento de la plataforma, por lo que es necesario establecerlas desde la fase inicial del diseño.

ESTADO ACTUAL DE LAS TECNOLOGÍAS

La explotación de campos en aguas profundas ha crecido a pasos agigantados, lográndose hasta la fecha los récords de aplicación de sistemas flotantes de producción mostrados en la Figura 6. El récord actual de un sistema flotante en operación en aguas profundas lo posee la plataforma Semisumergible *Independence Hub* de la compañía Anadarko, en un tirante de agua de 2.415 m en la parte estadounidense del Golfo de México. Sin embargo, la plataforma *Independence Hub* perderá el liderazgo cuando en los próximos meses entre en operación en el Golfo de México Norte el FPSO *Pioneer* de Petrobras en 2.600 m.

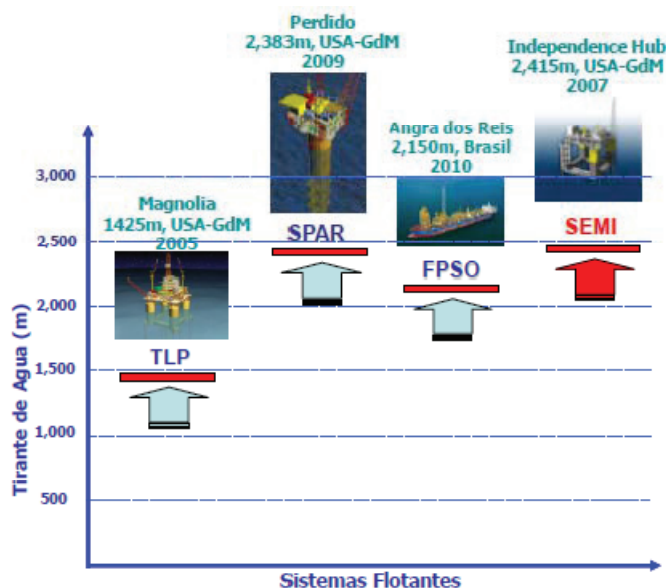


Figura 6. Récords de tirante de agua de aplicación de los sistemas flotantes

Por su parte, los récords de tirantes de agua, producción y capacidad de pozos (*risers*/árboles de control) de los sistemas flotantes, se presentan en las Tablas 3, 4 y 5, respectivamente. Las tablas constan de dos columnas, la primera con datos correspondientes a la tecnología probada exitosamente por la industria en campo y la segunda a la calificada por la industria para su aplicación. En el caso de la tecnología con experiencia en campo se presenta el nombre de la plataforma, la compañía operadora y la región donde se localizan las instalaciones.

En la tabla 3 se puede observar que las plataformas Semi's están calificadas por la industria para su uso en profundidades alrededor de 3.650 m (12.000 ft), los FPSO's y las Spar's para 3.048 m (10.000 ft) y las TLP's para su aplicación en tirantes de 2.438 m (8.000 ft). En la Tabla 4 se puede observar que la mayor capacidad de producción la poseen tanto las TLP's como las plataformas Semisumergibles, con el uso en campo de

Sistema Flotante	Probada en Campo	Calificada
Semi	2,415 m Independence Hub Anadarko, USA-GdM	3,650 m
FPSO	2,150 m Angra dos Reis Petrobras, Brasil	3,048 m
Spar	2,383 m Perdido Shell, USA-GdM	3,048 m
TLP	1,425 m Magnolia Conoco Phillips, USA-GdM	2,438 m

Tabla 3. *Récords de tirante de agua de los sistemas flotantes.*

Sistema Flotante	Probada en Campo	Calificada
Semi	360 Mbd Asgard B Statoil, Noruega	360 Mbd
FPSO	317 Mbd Kizomba A Exxon Mobil, Oeste África-Angola	400 Mbd
Spar	127 Mad Dog British Petroleum, USA-GdM	127 Mbd
TLP	366 Mbd Snorre A Statoil, Noruega	366 Mbd

Tabla 4. *Récords de capacidades de producción de los sistemas flotantes.*

Sistema Flotante	Probada en Campo	Calificada
Semi	48 Thunder Horse British Petroleum, USA-GdM	48
FPSO	84 Han Shi You 113 Chevron, China	100
Spar	20 Genesis Chevron, USA-GdM	20
TLP	46 Snorre A Statoil, Noruega	46

Tabla 5. *Récords de capacidades de risers/árboles de control de los sistemas flotantes.*

y las TLP's tienen mayor capacidad que las SPAR's para la instalación de terminaciones superficiales de pozos sobre sus cubiertas.

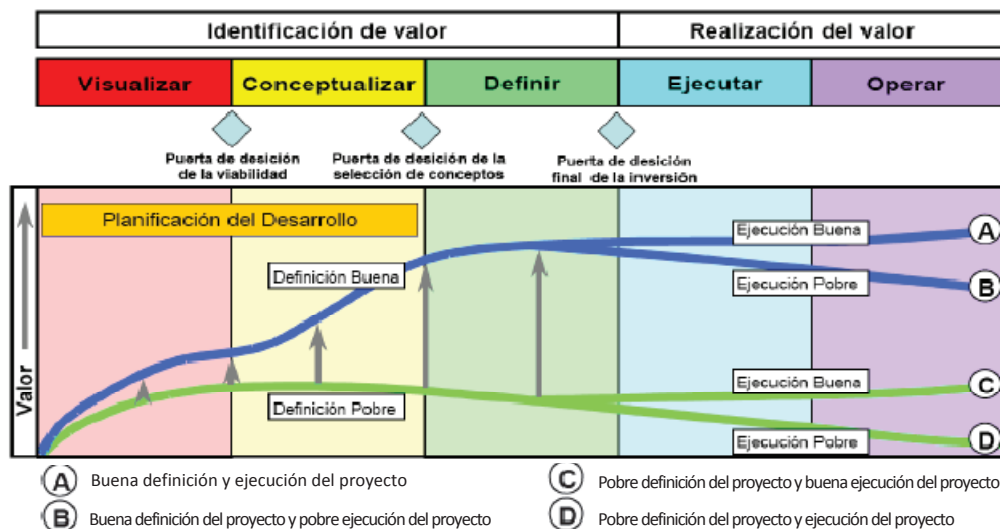
sistemas que están produciendo 366 Mil barriles de petróleo equivalente por día (Mbped) y 360 Mbped, respectivamente; los FPSO's tienen un récord de producción de 317 Mbped y las Spar's se han usado para producir hasta 127 Mbped. El sistema flotante calificado para las producciones más altas son los FPSO's con 400 Mbped. En la Tabla 5 se puede observar que los FPSO's ofrecen la mayor capacidad en cubierta para manejar *risers* de producción con un récord de 84 unidades y con capacidad calificada para alojar a 100 *risers*. Después de los FPSO's, las Semi's muestran la mayor capacidad para alojar terminaciones de *risers* con un récord en campo de 48 unidades. Las TLP's han sido utilizadas para recibir hasta 46 terminaciones superficiales (árboles secos), mientras que las Spar's presentan una menor capacidad con solamente 20 terminaciones operando en campo.

De la revisión del estado del arte de las tecnologías relacionadas con los sistemas flotantes de producción, se puede observar que los FPSO's, las SEMI's y las SPAR's están siendo aplicadas satisfactoriamente en tirantes de agua ultra-profundos (mayores a 1.500 m); las SEMI's, las TLP's y los FPSO's son unidades con altas capacidades de producción; los FPSO's tienen alta capacidad de manejo de *risers* provenientes de árboles submarinos

PLANEACIÓN DEL DESARROLLO DE CAMPOS

Un análisis reciente sobre administración de proyectos mostró que más del 70% de los proyectos ejecutados durante los últimos 5 años fueron interrumpidos o concluidos en tiempos superiores a los planeados (Saputelli et al., 2008). La industria del petróleo no es ajena a estos indicadores, debido a que cada vez más los proyectos para implementar la infraestructura necesaria para explotar un campo, tienen que enfrentarse a la caracterización de yacimientos más complejos, a la perforación de pozos en estratigrafías con capas de sal, a localizaciones de difícil acceso, a necesidades de producciones mayores y a presupuestos más estrechos. El desafío de las compañías operadoras es muy claro: hacer que un proyecto sea exitoso técnica y económicamente incorporando la optimización de los recursos disponibles para su ejecución y las diversas restricciones ambientales, tecnológicas, políticas, sociales y económicas. Para enfrentar estos requerimientos es necesario contar con conocimientos administrativos, de planeación y técnicos multidisciplinarios para lograr efectuar el desarrollo del campo de manera optimizada.

La metodología FEL (*Front End Loading*) constituye el procedimiento más utilizado por la industria para efectuar la selección de la infraestructura idónea para explotar un campo petrolero, incluyendo las etapas de planeación, diseño, construcción, instalación, operación y mantenimiento. A través de la integración de equipos multidisciplinarios sobre el estudio de yacimientos, perforación de pozos, aseguramiento de flujo e instalaciones de producción, además de planeación e ingeniería económica, equipados con las últimas tecnologías de análisis, la metodología FEL incrementa la definición y disminuye el riesgo del proyecto, lo cual impacta positivamente los costos totales y el retorno de la inversión.



Utilizando la metodología FEL, la planeación del desarrollo de un campo se lleva a cabo en tres fases para asegurar un exhaustivo y alternativo análisis del flujo de capital: Visualización, Conceptualización y Definición. Estas tres etapas tienen como objetivo primordial la identificación del valor. En la Figura 7 se muestran esquemáticamente las diferentes etapas de la metodología FEL y cómo a través de ellas el valor del proyecto

cambia como una función de la correcta definición y ejecución del proyecto (Rodríguez, 2011). En esta misma figura se puede apreciar cómo una definición precisa del proyecto durante la etapa de planeación permite maximizar el valor de la inversión, aun cuando la ejecución del proyecto sea pobre. Por otro lado, si la definición del proyecto se efectúa con un nivel alto de incertidumbres, a pesar de una excelente ejecución del proyecto, el valor de la inversión será bajo.

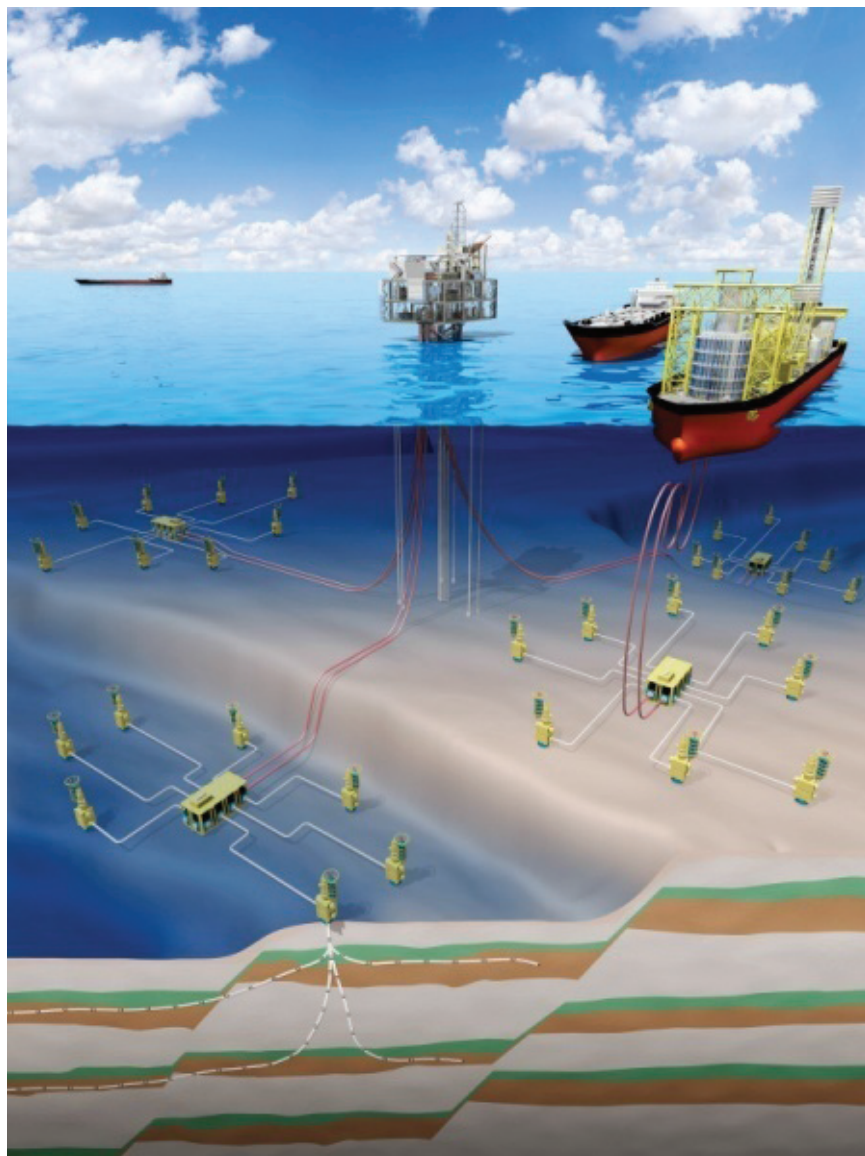


Figura 8. Escenario de explotación de un campo petrolero con base en sistemas submarinos y flotantes.

Fuente: <http://ilnumigas.blogspot.com>

Durante las dos primeras fases, visualización y conceptualización, se analizan todos los posibles escenarios de la infraestructura con sus asociados esquemas de negocio. Por ejemplo, los escenarios de explotación del campo pueden estar compuestos por sistemas submarinos de producción, por sistemas flotantes de producción, aislados o en conjunto, o la combinación de uno de los anteriores sistemas con plataformas fijas localizadas en aguas someras, entre otros. El envío de la producción desde las instalaciones marinas hacia su almacenamiento, procesamiento o venta puede efectuarse a través de ductos o buques tanque. En la Figura 8 se muestra un escenario de producción compuesto por sistemas submarinos que envían los fluidos provenientes del yacimiento a una TLP y a un FPSO para la producción de los hidrocarburos; el aceite es almacenado en el casco del FPSO y exportado a través de buques tanque; mientras que el gas producido es utilizado para la generación de energía y/o exportado a través de ductos marinos.

Con base en el análisis de los beneficios y los riesgos de cada escenario de explotación, se refina el alcance del proyecto logrando con ello reducir el número de escenarios de explotación. Los resultados de la etapa de Conceptualización indicarán la opción de desarrollo más idónea tanto técnica como económica para los objetivos del proyecto.

Durante la tercera fase de la metodología FEL, denominada como Definición, se efectúa la Ingeniería de Diseño Básico de la infraestructura ganadora, con la finalidad de obtener un plan y presupuesto para la ejecución del proyecto. El paquete de resultados del proyecto al final de la etapa de planeación es presentado al grupo Directivo de la empresa para efectuar su evaluación y tomar la decisión de aprobar el desarrollo del campo. Una vez aprobado el desarrollo del campo, se inicia el proyecto de Ingeniería, Procura, Construcción, Instalación y Arranque de las instalaciones.

Se ha vuelto una práctica común de la industria del petróleo que durante la planeación de los proyectos de inversión de alto impacto, se efectúen revisiones parciales por parte de un grupo de expertos (denominados “pares”), ajenos al proyecto, pertenecientes o no a la empresa. Estas revisiones de pares proporcionan una oportunidad para que el equipo de trabajo reciba comentarios que mejoren la definición y desarrollo del proyecto desde sus etapas tempranas, y así evitar compras innecesarias o re-ejecución de trabajos.

CRITERIOS DE SELECCIÓN DE SISTEMAS FLOTANTES

No existe una respuesta simple a la pregunta de cuál es el concepto estructural más adecuado para la explotación de un campo en aguas profundas (Chakrabarti, 2005). La selección del sistema de producción idóneo constituye frecuentemente un esfuerzo de varios años de estudios y análisis técnico-económicos, dentro de la metodología FEL.

Durante el desarrollo de un campo, las decisiones más importantes que afectan la selección del sistema flotante de producción están relacionadas con el tirante de aguas donde se localiza el yacimiento, la localización y estructuración de los pozos, la estrategia adoptada para la perforación, terminación, mantenimiento e intervención de los pozos, los mecanismos de entrega de los hidrocarburos a la plataforma, el procesamiento y el envío de la producción a los centros de venta, almacenamiento y/o refinación. Los principales factores técnicos que afectan la selección y el diseño de los sistemas flotantes se muestran en

la Figura 9 (Chakrabarti, 2005). Estos aspectos serán abordados de manera sucinta a continuación.

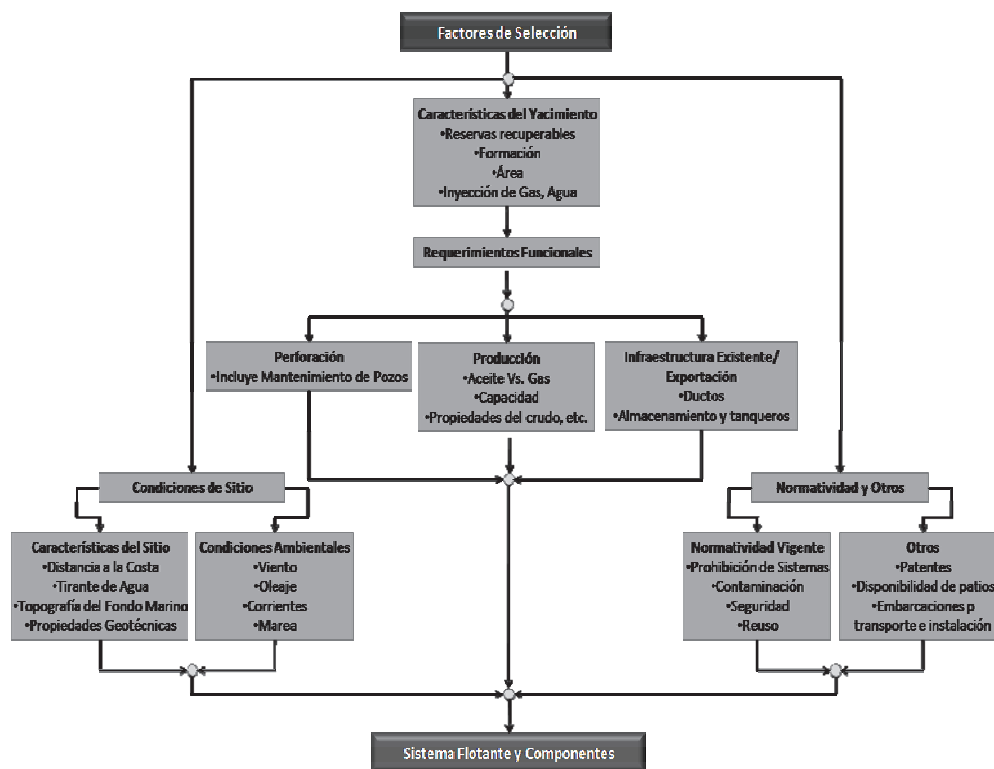


Figura 9. Factores para la selección y diseño de sistemas flotantes.
Fuente: Chakrabarty, 2011 (Diagrama traducido al español por el autor)

Características del yacimiento

Basado en los datos sísmicos disponibles y con la elaboración de un modelo del yacimiento, es posible definir aproximadamente el tamaño, la configuración y las reservas del prospecto. Las características del yacimiento incluyendo tanto las propiedades de los hidrocarburos como del flujo, son confirmadas con la perforación de pozos exploratorios y delimitadores y a través del ensay en laboratorio de muestras de los hidrocarburos. Los datos obtenidos son utilizados para definir el número requerido de pozos y su arreglo, para predecir el perfil de producción y los requerimientos funcionales, como el aseguramiento del flujo, los cuales afectan directamente a la perforación, la producción y al sistema de exportación de los hidrocarburos.

Si el yacimiento tiene una proyección horizontal extensa, serán necesarios varios centros de perforación y los pozos productores estarán dispersos entre sí, por lo que comúnmente se utilizan sistemas submarinos de producción para coleccionar/Enviar los fluidos a un mismo sistema flotante. Cuando el yacimiento permite un único centro de perforación y los pozos productores son perforados en un arreglo tipo *cluster* (cercanos entre sí), los

árboles de control se pueden colocar en la cubierta de la misma plataforma flotante, como en el caso de las plataformas fijas. Las plataformas tipo TLP y Spar son las únicas que pueden alojar en sus cubiertas árboles de control secos o superficiales, mientras que los árboles de control submarinos o mojados pueden ser combinados con cualquiera de los cuatro tipos de sistemas flotantes de producción.

Requerimientos funcionales

Las características del yacimiento y de los hidrocarburos, permiten definir los requerimientos mínimos para desarrollar el campo. Típicamente, las siguientes condiciones son establecidas:

a) El alcance del programa de perforación es definido con base en el número de pozos de producción y de inyección. Actualmente, las plataformas tipo TLP y Spar son los únicos conceptos que pueden combinar simultáneamente la perforación/mantenimiento de pozos y la producción de hidrocarburos, por lo que pueden ser una solución atractiva para reducir los gastos de renta de una unidad flotante de perforación.

b) Los requerimientos de producción son definidos en términos de la capacidad del sistema para el procesamiento de los hidrocarburos (aceite y gas), así como para la inyección de agua y gas. Los sistemas flotantes tipo TLP, Semisumergible y FPSO tienen gran capacidad de producción, siendo las plataformas tipo Spar y las mini-TLP las que no han podido superar una capacidad superior a los 130 Mbd, lo cual puede ser un factor en contra para su selección como unidad de procesamiento.

c) Las características de la producción, tal como la presencia de hidratos y la formación de parafinas, afectan directamente los requerimientos de área disponible en la cubierta y la capacidad de carga de la plataforma, así como al sistema de exportación. Los FPSO y las plataformas Semisumergibles poseen grandes áreas en sus cubiertas y capacidad de carga, y pueden ser ampliadas sin afectar considerablemente el diseño de su casco de flotación, *risers* y sistemas de anclajes; por el contrario, los tendones de las TLP's y el sistema de *risers* en las Spar's deben ser re-diseñados al modificarse las dimensiones o calado de operación de la unidad flotante.

Condiciones del sitio

Las características del sitio, que incluyen al tirante de agua, las condiciones ambientales, las propiedades geotécnicas, la topografía del suelo marino, los peligros geológicos, la presencia del hielo en el agua y la sismicidad de la región, tienen influencia directa en la selección y dimensión de los conceptos estructurales y por consiguiente en la inversión económica necesaria para desarrollar el campo.

Una limitante en el uso de sistemas flotantes es la aplicación de la tecnología exitosamente en campo. Por lo cual, la industria no ha podido utilizar a las plataformas tipo TLP en aguas ultra-profundas (tirantes mayores a 1.500 m). Las plataformas Semisumergibles, las tipo Spar y los FPSO's se utilizan en aguas ultra-profundas y están calificadas por la industria para su aplicación en tirantes mayores a 3.000 m.

Las condiciones de sitio prevalecientes en el Golfo de México, con la ocurrencia periódica de tormentas, no han impedido el uso de las plataformas Semisumergibles, las

TLP's y las tipo Spar, en la parte estadounidense, y de un FPSO en aguas someras de la parte mexicana, incluso un FPSO en aguas profundas del Norte del GdM está por iniciar su operación en los campos Cascade y Chinook. Por lo cual, se puede afirmar que las condiciones de sitio imperantes en el Golfo de México son factores que pueden influir únicamente en la selección de los componentes (cimentación, líneas de amarre, *risers* y casco de flotación) y no el tipo de concepto de sistema flotante.

Normativa y otros

La normativa aplicable al sitio de ubicación de los campos, los criterios de diseño de las instalaciones y la filosofía de operación de la industria, tienen un impacto crítico en la selección y en el costo de la opción de desarrollo. La filosofía de operación de la compañía puede ser demasiado conservadora para seleccionar conceptos estructurales nuevos y su criterio de selección puede estar orientado hacia las tecnologías maduras con aplicación exitosa en campo. Algunas normas pueden restringir totalmente el uso de algún tipo de sistema de producción, como fue el caso de los FPSO's en la parte estadounidense del Golfo de México, aprobados a partir del año 2002 por el entonces *Mineral Management Services (MMS)*. En el año 2007, el MMS (ahora denominado *Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement*) aprobó a Petrobras el plan de desarrollo de los campos Cascade y Chinook con el uso del primer FPSO en el Golfo de México Norte. En México no se ha identificado legislación alguna que impida el uso de algún tipo de infraestructura para la producción de hidrocarburos en el mar, solamente existe la preferencia de la industria nacional hacia la implementación de tecnologías probadas exitosamente en campo.

Otros factores igualmente importantes para la selección del concepto estructural son los métodos de construcción e instalación, así como el tiempo de duración de los proyectos. En la Figura 10 se muestra la duración promedio de proyectos de Ingeniería, Procura, Construcción, Instalación y Arranque (IPCIA) de los diversos tipos de sistemas flotantes de producción, obtenida de valores reportados por la industria de los proyectos ejecutados hasta la fecha. En esta figura se puede observar que la opción de convertir un buque tanque a FPSO presenta los menores tiempos de ejecución de los proyectos (18 meses).

Las condiciones del medio ambiente, la disponibilidad de muelles y embarcaciones pueden limitar las opciones para transportación e instalación. La disponibilidad de patios de fabricación adecuados, así como de embarcaciones para el traslado del patio al sitio de instalación de la plataforma pueden también ser factores críticos para la selección del tipo de sistema flotante.

La construcción de las plataformas flotantes generalmente se efectúan en dos partes: en un patio de fabricación se construyen las cubiertas o *topsides*, y en un astillero de gran capacidad se construyen o convierten los cascos de flotación. Posteriormente, el casco y la cubierta se integran en un patio/astillero cercano al sitio de instalación de la plataforma. Es una práctica común de la industria construir los cascos de flotación en astilleros asiáticos y los *topsides* en Estados Unidos o Europa; aunque como se indica en la Figura 11, tanto los astilleros/patios de fabricación en estos tres continentes tienen experiencia en construir tanto *topsides* como cascos de flotación. Es importante mencionar que en un astillero localizado en el Estado de Veracruz se han construido 3 *topsides* para plataformas tipo Spar. Para

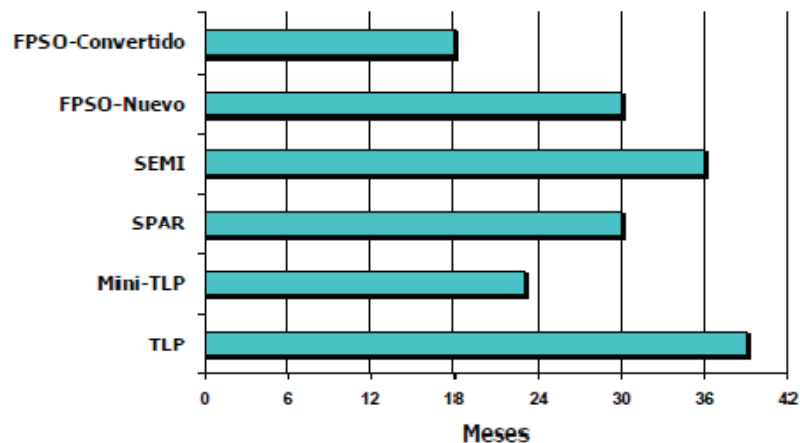


Figura 10. Duración media de proyectos IPCIA de sistemas flotantes de producción.

construir las embarcaciones requeridas por la industria petrolera costa afuera, los grandes astilleros asiáticos tienen diques secos con una capacidad de hasta 1.000.000 de toneladas. Brasil es el único país latinoamericano con la capacidad de fabricar un sistema flotante de producción en su totalidad.



Figura 11. Experiencia internacional en la construcción de sistemas flotantes de producción.

LECCIONES APRENDIDAS POR OCURRENCIA DE ACCIDENTES O FALLAS

Uno de los objetivos de PEMEX en sus actividades de exploración y producción de hidrocarburos es la reducción/eliminación del número de accidentes y, en el caso de ocurrir éstos, minimizar sus impactos hacia la vida humana, el medio ambiente, la sociedad y la infraestructura. Esta misma filosofía de seguridad está siendo conservada en sus actividades de exploración y deberá ser trasladada a sus futuras actividades de producción en aguas profundas.

Debido a que una gran cantidad de las tecnologías que se utilizan en la exploración de campos en aguas profundas serán nuevas para la industria del país, una forma de adquirir conocimiento para implementar medidas de seguridad es analizar los accidentes y fallas ocurridos en el pasado. Para aprender acerca de la naturaleza intrínseca de los accidentes es necesario estudiar el análisis detallado, producto de las investigaciones de accidentes catastróficos como el de las plataformas *Alexander Kielland* en 1980, *Ocean Ranger* en 1982, *Piper Alpha* en 1988, P-36 en 2001 y *Typhoon* en 2005. En la Figura 12 se puede observar a la plataforma Semisumergible P-36 de Petrobras, en Brasil, en escora generada por la inundación de su casco por una explosión ocurrida en una de sus columnas; y a la plataforma mini-TLP *Typhoon* de BHP-Billiton, en Estados Unidos, en pantoque por la falla de su sistema de tendones, debido al impacto del oleaje extremo durante el huracán Rita.



Fuentes: P-36 home.versatel.nl

Typhoon www.desertsun.co.uk

Figura 12. Imágenes del accidente de la plataforma P-36 y de la falla de la mini-TLP Typhoon.

Las fallas globales de las plataformas generalmente se presentan como una secuencia de eventos técnicos y físicos, los cuales deben ser interpretados a través de factores humanos y organizacionales (Moan y Keppel, 2005). Estos factores incluyen posibles deficiencias en los códigos de diseño, posible desconocimiento de los fenómenos, errores y omisiones efectuadas durante el proceso de diseño, durante la fabricación o durante la operación de la plataforma. En la Figura 13 se presenta la distribución de las causas de 71.470 fallas y/o accidentes marítimos registrados por la Guardia Costera de los Estados Unidos, durante el período 1991-2001 (Baker y McCafferty, 2005). En la Figura 13 se puede apreciar que la mayor parte de los accidentes o fallas de infraestructura marina, es

generada por errores humanos y por deficiencia en los procesos de ingeniería de la infraestructura.

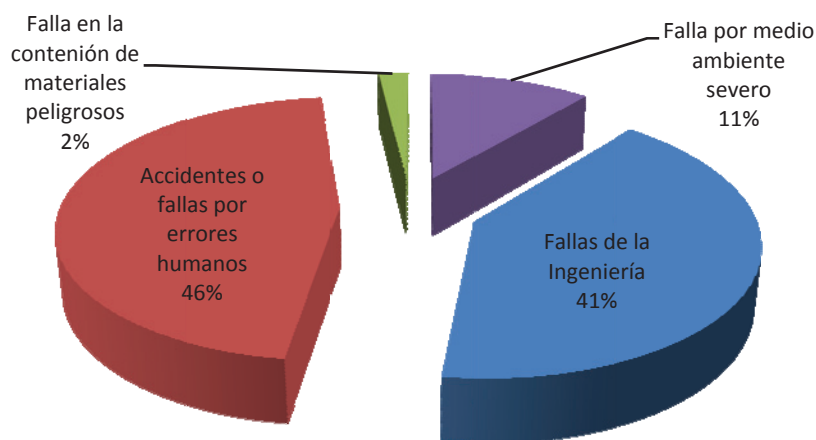


Figura 13. Causas de falla o accidentes marítimos en Estados Unidos.
Fuentes: Figura elaborada con información en Baker y McCafferty, 2005.

Los daños y fallas más recientes de sistemas flotantes de producción se produjeron en la parte estadounidense del Golfo de México, durante los Huracanes Iván, Katrina y Rita en 2004 y 2005. Durante el paso de estos meteoros, además de las múltiples fallas de plataformas marinas fijas, equipos móviles de perforación (MODU's) y ductos marinos, los sistemas flotantes de producción que sufrieron daños severos e incluso el colapso incluyen a las 3 plataformas tipo Spar y a las 4 TLP's indicadas en la Tabla 7 (Howard, 2005 y Oynes, 2006).

Sistema Flotantes	Tipo de Daño	Huracán
SPAR Medusa	Daños de la cubierta, destrucción del equipo de perforación.	Iván, 2004
SPAR Devils Tower	Daños de la cubierta, destrucción del equipo de perforación.	Iván, 2004
TLP Ram Powell	Daños de la cubierta y del equipo de perforación.	Iván, 2004
SPAR Horn Mountain	Daños de la cubierta y del equipo de perforación.	Iván, 2004
TLP Matterhorn	Daños en la cubierta	Katrina, 2005
TLP Mars	Daños de la cubierta, destrucción del equipo de perforación.	Katrina, 2005
Mini-TLP Typhoon	Destruída	Rita, 2005

Tabla 7. Daños en sistemas flotantes de producción por el paso de huracanes en el Golfo de México.

Los acontecimientos más relevantes para la industria costa afuera que fueron identificados durante los huracanes y por las fallas de la infraestructura son:

- Se presentaron estados de mar con períodos de retorno superiores a los de diseño (100 años).
- Las plataformas que presentaron mayores daños fueron aquellas diseñadas con códigos anteriores a 1988.
- Se presentaron fallas del sistema de anclaje de los MODU's.

- El impacto del oleaje y del viento sobre las cubiertas ocasionaron daños severos en las instalaciones, inclusive provocaron la falla total de las plataformas.
- El arrastre de las anclas de los MODU's dañaron ductos marinos.
- Los deslizamientos de lodo provocaron la falla de ductos.
- En sistemas flotantes de producción, los daños fueron principalmente en las instalaciones sobre las cubiertas por el impacto del oleaje, con falla predominante de los equipos de perforación.
- No fueron reportadas pérdidas de vidas ni ocurrieron derrames significativos de hidrocarburos en el mar.

De esta serie de accidentes y fallas, se pueden establecer las siguientes lecciones aprendidas que deben tomarse en cuenta durante el desarrollo de los proyectos de inversión de PEMEX en aguas profundas:

- i. Se requieren programas de capacitación continua del personal responsable de los procesos de ingeniería, operación y mantenimiento de la infraestructura.
- ii. Es necesario efectuar el monitoreo y la caracterización de los estados meteorológicos, oceanográficos y de las propiedades de los suelos marinos prevalecientes en los sitios de explotación para el diseño de la infraestructura.
- iii. Es fundamental el establecimiento o la actualización de la normativa, acorde con los niveles de riesgo aceptables para la industria nacional.

