



**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“CRITERIOS DE SELECCIÓN DE SISTEMAS
FLOTANTES DE PRODUCCIÓN PARA EL
DESARROLLO DE CAMPOS PETROLEROS EN
AGUAS PROFUNDAS”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO CIVIL

PRESENTA:

MARIA ASUCENA RODRIGUEZ RAMIREZ

DIRECTOR DE TESIS:

DR. FRANCISCO L. SILVA GONZÁLEZ



MÉXICO D.F.

2009



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
FING/DCG/SEAC/UTIT/135/07

Señorita
MARÍA ASUCENA RODRÍGUEZ RAMÍREZ
Presente

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

**CRITERIOS DE SELECCIÓN DE SISTEMAS FLOTANTES DE PRODUCCIÓN PARA EL
DESARROLLO DE CAMPOS PETROLEROS EN AGUAS PROFUNDAS**

- INTRODUCCIÓN
- I. CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMAS FLOTANTES DE PRODUCCIÓN
 - II. FACTORES QUE AFECTAN LA SELECCIÓN DE LOS SISTEMAS FLOTANTES
 - III. METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE SISTEMAS FLOTANTES
 - IV. APLICACIÓN A UN CAMPO HIPOTÉTICO EN EL GOLFO DE MÉXICO
 - V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES DE TRABAJOS FUTUROS

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

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

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"
Cd. Universitaria a 12 de Septiembre del 2008.
EL DIRECTOR

MTRO. JOSÉ GONZALO GUERRERO ZEPEDA
GGZ/RSU/gar.



DEDICATORIAS Y AGRADECIMIENTOS

HOY QUE HE CERRADO UNA PARTE IMPORTANTE EN MI VIDA:

QUIERO DEDICAR Y AGRADECER ENORMEMENTE A LA PERSONA QUE ME DIO LA VIDA Y NO SOLO ESO, SINO QUE ADEMÁS ME APOYO DURANTE TODO ESTE TIEMPO, PARA SEGUIR ADELANTE Y CUMPLIR CON UNA DE LAS ETAPAS MÁS IMPORTANTES, MI TITULACIÓN; ESA PERSONA, MI MADRE, QUIEN CON SU INTELIGENCIA LOGRÓ CONDUCIRNOS A MIS HERMANAS Y A MÍ POR ESTE CAMINO. GRACIAS A TI MAMÁ PORQUE AHORA ESTOY CERRANDO UNA ETAPA MÁS DE MI VIDA, A TÍ TE DEDICO ÉSTA TESIS, GRACIAS MAMÁ.

QUIERO DEDICAR TAMBIÉN MI TESIS A MI HERMOSA SOBRINA JAZMÍN, A MIS HERMANAS GRACIELA Y ADELA.

QUIERO AGRADECER A MI ABUELITA TERESA, A MI TIO ANCELMO RAMIREZ QUIEN ME BRINDO SU APOYO, Y ME ACONSEJO CUANDO FUE NECESARIO, AL IGUAL TAMBIÉN A MI TÍO MIGUEL RAMIREZ Y EN GENERAL A TODOS MIS FAMILIARES POR SU APOYO.

TAMBIÉN QUIERO MENCIONAR QUE A LO LARGO DE MI CARRERA HUBO PERSONAS QUE ME APOYARON, PROFESORES, AMIGOS, ALGUNOS HAN TOMADO CAMINOS DIFERENTES, PERO A TODOS ELLOS LES AGRADEZCO LO MUCHO QUE HICIERON POR MI YA QUE FORMAN PARTE DE ESTE LOGRO, GRACIAS POR HABER SIDO COMPAÑEROS Y AMIGOS.

PERSONALMENTE QUIERO AGRADECER AL INGENIERO RICARDO ROMERO VALLEJO Y A SU HIJO EL ING. RICARDO ROMERO GALINDO, YA QUE EN SU MOMENTO CONTRIBUYERON MUCHO EN MI CRECIMIENTO TANTO PERSONAL COMO ACADÉMICO.

GRACIAS AL M.I. AURELIO SÁNCHEZ QUIEN ESTUVO PRESENTE EN MUCHAS OCASIONES Y RECIBÍ SU APOYO INCONDICIONALMENTE.

GRACIAS, MUCHAS GRACIAS A LAS PERSONAS QUE SE ENCUENTRAN LABORANDO EN LA EMPRESA EN DONDE ME ENCUENRO ACTUALMENTE TRABAJANDO Y QUE ME HAN BRINDADO SU APOYO, PRINCIPALMENTE AL ING. PEDRO BERNAL.

GRACIAS A TODOS LOS QUE HOY SE ENCUENTRAN PRESENTES EN MI VIDA Y HAN TENIDO UNA PALABRA DE MOTIVACIÓN Y ALIENTO, ING. ROBERTO CARRILLO, ING. ULISES SOSA, ING. CARLOS DAMASCO, ARQ. ABRAHAM LUNA.

MUCHAS GRACIAS TAMBIÉN, AL DR. FRANCISCO LEONEL SILVA GONZÁLEZ POR SU GRAN APOYO, EL CUAL ME CONDUJO HACIA MI OBJETIVO.

QUIERO AGRADECER ENORMEMENTE AL DR. FEDERICO BARRANCO CICILIA, POR ESTAR SIEMPRE PRESENTE EN ÉSTE, MI TEMA DE TESIS, Y POR TENER MUCHA PACIENCIA EN TODO EL TIEMPO QUE ME LLEVO REALIZARLA.

AGRADEZCO A LA UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO Y A LA FACULTAD DE INGENIERÍA

LO IMPORTANTE ES ENTRAR EN EL JUEGO, SER PARTICIPE, SER ACTOR EN NUESTRA GRAN OBRA QUE ES LA VIDA. Y EN TODO MOMENTO SER CONSCIENTES QUE SÓLO EL QUE NOS CREO NOS HA DOTADO DE CARACTERÍSTICAS TAN PECULIARES QUE NOS DA LA CAPACIDAD DE SENTIR, DE DISFRUTAR CADA INSTANTE, CADA NUEVO AMANECER Y CADA ATARDECER, SOLO ÉL PUDO LOGRAR DARNOS ESTAS CUALIDADES.

MIS MÁS GRANDE Y SINCERO AGRADECIMIENTO A TODOS USTEDES, DE TODO CORAZÓN.

Índice	Página
Introducción	12
CAPÍTULO I. Características de los Sistemas Flotantes de Producción	20
I.1 Descripción general de cada tipo de plataforma	29
I.I.1 Plataforma de piernas atirantadas TLP	29
I.I.2 Sistema Flotante Tipo SPAR	37
I.I.3 Barco de Producción, Almacenamiento y Descarga, FPSO	47
I.I.4 Plataforma Semisumergible	53
I.2 Estado actual de la tecnología de los Sistemas Flotantes de producción	57
I.3 Ventajas y desventajas de cada una de las plataformas	62
CAPÍTULO II. Factores que afectan la selección de los Sistemas Flotantes	65
II.1 Características del yacimiento	68
II.2 Requerimientos funcionales	74
II.3 Condiciones del sitio	78
II.3.1 Distancia a la costa, profundidad del agua, suelo marino	78
II.3.2 Características del suelo marino	80
II.3.3 Condiciones ambientales	81
II.4 Reglamentos, Códigos y Filosofía de diseño	83
CAPÍTULO III. Metodología para la selección de los Sistemas Flotantes	85
III.1 Criterios de Selección	86
III.2 Procedimiento de análisis	92
III.3 Algoritmo de solución	94

CAPÍTULO IV.	Aplicación a un campo hipotético en el Golfo de México	100
IV.1	Aplicación real	101
IV.1.1	Descripción del campo	101
IV.2	Aplicación de la metodología	103
IV.3	Análisis de resultados	110
CAPÍTULO V.	Conclusiones y recomendaciones de trabajos futuros	111
BIBLIOGRAFÍA		113

Índice de Tablas	Página
Tabla I.1. Variación de las dimensiones del FPSO	48
Tabla I.2.1. Sistemas Flotantes en operación	57
Tabla I.2.2. Récords de tirante de agua de los Sistemas Flotantes	59
Tabla I.2.3. Récords de capacidades de producción de los Sistemas Flotantes	60
Tabla I.2.4. Récords de capacidad de pozos (risers/árboles de control) de los Sistemas Flotantes	61
Tabla I.3.1. Ventajas y desventajas de los Sistemas Flotantes	63
Tabla II.1. Duración de proyectos desde la sanción hasta el inicio de la producción de los Sistemas Flotantes	78
Tabla III.1. Número de terminaciones de risers o árboles de control de pozos sobre cubierta	88
Tabla III.2. Capacidad de producción-perforación de los sistemas flotantes	88
Tabla III.3. Capacidad de producción de los sistemas flotantes	89
Tabla III.4. Límites de tirantes de agua de aplicación para cada sistema flotante	90
Tabla III.5. Duración de proyectos IPCI mínimo, promedio y máximo para cada sistema flotante	91

Tabla IV.1.	Características del campo Perdido al norte del Golfo de México que son de importancia para determinar el sistema flotante más conveniente para el proyecto	103
Tabla IV.2.	Características del Campo Coral	107

Índice de Figuras	Página
Figura 1. Sistemas de producción de hidrocarburos en el mar	16
Figura 2. FSO TaKuntah	17
Figura 3. FPSO Yuum Kak Naab	17
Figura 4. FPSO Yuum Kak Naab	18
Figura I.1. Fuerzas actuantes en un sistema flotante	22
Figura I.2. Grados de libertad de un sistema flotante	22
Figura I.3. Diagrama de estabilidad de una embarcación	24
Figura I.4. Momento de restauración en la estabilidad estática para ángulos pequeños de escora	25
Figura I.5. Principales componentes de una plataforma tipo flotante	28
Figura I.6. Componentes principales de una TLP	30
Figura I.7. Riser tensionado en la parte superior	31
Figura I.8. Tendón usado para una TLP	32
Figura I.9. Mini plataforma Sea Star	34
Figura I.10. Mini Plataforma Moses	35
Figura I.11. Evolución de las TLPs	36
Figura I.12. Plataforma tipo Spar	38
Figura I.13. Plataforma tipo Spar Truss	40
Figura I.14. Casco de flotación de una plataforma tipo Spar Cell	41
Figura I.15. Riser top tensioned para SPARs	42
Figura I.16. (A) Stud-link y (B) Studless Chain	43

Figura I.17.	Composición de una línea de amarre de acero	44
Figura I.18.	Cuerda o cable de poliéster	44
Figura I.19.	Posición de las líneas de amarre en el casco de flotación	45
Figura I.20.	Evolución de la SPAR	46
Figura I.21.	Componentes principales de un FPSO	48
Figura I.22.	Campo desarrollado con un FPSO	49
Figura I.23.	Componentes principales de una torreta	50
Figura I.24.	Evolución del FPSO	52
Figura I.25.	Componentes de una Plataforma Semisumergible	53
Figura I.26.	Plataforma Semisumergible	54
Figura I.27.	Evolución de las plataformas Semisumergibles	56
Figura I.28.	Récords de tirante de agua de aplicación de los Sistemas Flotantes	58
Figura II.1.	Impulsores que afectan la selección y el diseño de los Sistemas: Flotantes	67
Figura II.2.	Hidrocarburo atrapado, yacimiento estratigráfico	69
Figura II.3.	Hidrocarburo atrapado, yacimiento anticlinal	69
Figura II.4.	Hidrocarburo atrapado, causado por falla	70
Figura II.5.	Selección de los árboles de control con base en la forma de yacimientos	71
Figura II.6.	Representación esquemática del empuje con gas	72
Figura II.7.	Representación esquemática del mecanismo de empuje de agua	73
Figura II.8.	Capacidades de producción de los Sistemas Flotantes	74

Figura II.9.	Capacidad de pozos (risers/árboles de control) en los Sistemas Flotantes	75
Figura II.10.	Regiones donde se pueden fabricar los Sistemas Flotantes	77
Figura II.11.	Tirantes de agua máximos y mínimos para los diferentes tipos de plataformas	79
Figura II.12.	Récords de tirante de agua de los Sistemas Flotantes, probados en campo	80
Figura II.13.	Elementos de un proceso metoceanico que influyen en el diseño de un plataforma flotante	82
Figura III.1.	Diagrama de flujo de la metodología de selección	93
Figura III.2.	Diagrama de flujo	96
Figura III.3.	Ventana de Datos	97
Figura III.4.	Ventana de Resultados	98
Figura IV.1.	Ubicación del Campo ‘Perdido’ en el Golfo de México	101
Figura IV.2.	Campos que se encuentran cerca del Campo Perdido	102
Figura IV.3.	Ventana de los datos de un proyecto real ya aplicado en campo	104
Figura IV.4.	Ventana de los resultados, obteniendo el sistema flotante del proyecto	105
Figura IV.5.	La plataforma Spar en el desarrollo Perdido con pozos de acceso vertical ubicada en el Golfo de México	106
Figura IV.6.	El desarrollo Perdido, el más profundo del mundo	106
Figura IV.7.	Ventana de los datos para un campo hipotético	108
Figura IV.8.	Ventana de resultados del campo hipotético	109

Introducción

INTRODUCCIÓN

El **petróleo** (del griego *petrelaion* "aceite de roca") es una mezcla compleja no homogénea de hidrocarburos insolubles en agua. Éste, es el resultado de restos fósiles, está formado por hidrocarburos, que son compuestos de hidrógeno y carbono, en su mayoría parafinas, naftenos y aromáticos, junto con cantidades variables de derivados hidrocarbonados de azufre, oxígeno y nitrógeno, y cantidades variables de gas disuelto y pequeñas proporciones de componentes metálicos. También puede contener sales y agua. Una vez extraído de los yacimientos, los componentes útiles del petróleo se obtienen por destilación fraccionada en las refinerías (Wikipedia, 2009).

La búsqueda de petróleo y gas natural requiere conocimientos de geografía, geología y geofísica. El petróleo suele encontrarse en ciertos tipos de estructuras geológicas, como anticlinales, trampas por falla y domos salinos, que se hallan bajo algunos estratos de terrenos y en muy distintos climas (Kraus, 2006). Para que exista un yacimiento de petróleo o gas deben existir las siguientes condiciones y factores: cuenca, roca generadora, migración, reservorio o roca almacenadora, sello y trampa.

La existencia de una cuenca sedimentaria es quizá la primera condición que debe cumplirse para la existencia de un yacimiento de hidrocarburos. Una cuenca sedimentaria es una cavidad rellena de sedimentos, únicas rocas donde se pueden generar los hidrocarburos y donde en general se acumula. El tamaño de las cuencas puede variar de decenas de miles de Km², con espesores en general de miles de metros (hasta 6,000 ó 7,000). Las cuencas sedimentarias se encuentran rodeadas por zonas llamadas de basamento, es decir, zonas formadas por rocas viejas y duras donde no se depositaron sedimentos. La teoría del origen orgánico del petróleo y del gas indica que durante millones de años las sustancias orgánicas provenientes de restos de animales y vegetales tales como plancton, algas, corales y aun algunos tipos de ostras y peces, fueron quedando incorporados al fango del fondo de los mares y lagos donde esos organismos vivían. Normalmente a esa profundidad no hay oxígeno, por lo cual la materia orgánica se preserva. Estos sedimentos del fondo, en general arcillosos, constituyeron lo que luego sería la roca generadora de petróleo. Esta roca es a su vez posteriormente cubierta por otros sedimentos, y así va quedando enterrada a una profundidad cada vez mayor, sometida a presiones y temperaturas más altas de las que había cuando se depositó. La generación de petróleo se produce cuando la roca generadora se calienta y la materia orgánica se va transformando y descomponiendo hasta llegar a los compuestos orgánicos más simples, que son los hidrocarburos. Para que todo este proceso tenga lugar es necesario que transcurra mucho tiempo (millones de años). Por eso se dice que el petróleo es un recurso no renovable, pues el tiempo que tarda en formarse es enorme comparado con la duración de la civilización humana. Al estar localizada en grandes profundidades, la roca generadora está sometida a presión, lo que hace que poco a poco el

petróleo o gas generado vayan siendo expulsados de la roca. Ese petróleo comienza a moverse a través de pequeñas fisuras o por el espacio que hay entre los granos de arena de las rocas vecinas, empujando parte del agua que suele estar ocupando esos espacios.

Como el petróleo y el gas son más livianos que el agua, en general se mueven hacia arriba, desplazando al agua hacia abajo. El proceso durante el cual el petróleo y el gas pueden llegar a viajar grandes distancias (hasta cientos de kilómetros) se llama “migración”. De este modo el petróleo llega a veces a la superficie de la tierra, formando manantiales. La mayoría de las veces los hidrocarburos no pueden alcanzar la superficie pues se encuentran con una barrera que les impide avanzar. De este modo empiezan a acumularse en un lugar bajo el suelo, dando origen a un yacimiento o reservorio. La barrera que impide que el hidrocarburo siga subiendo es, por lo general, un manto de roca impermeable al que se denomina sello. El sello está compuesto, por lo general de arcillas, pero también pueden ser rocas impermeables de otra naturaleza, tales como mantos de sal, yeso o incluso rocas volcánicas. Para que se forme un yacimiento hace falta algo que permita que el petróleo se concentre en un lugar, evitando el “derrame” hacia los costados. Este elemento se llama trampa. Las trampas pueden estar dadas por rocas impermeables ubicadas a los lados del reservorio (Craft y Hawkins, 2007)

En el pasado, el petróleo que rezumaba de forma natural a la superficie se recogía para utilizarlo en medicina, revestimientos protectores y como combustible para lámparas. Hay noticias de incendios en la superficie terrestre producidos por emanaciones de gas natural. Hasta 1859 no se desarrollaron métodos de perforación y obtención de petróleo en grandes cantidades con fines comerciales. Aunque la perforación del primer pozo petrolífero en alta mar se llevó a cabo a principios de siglo XX en las costas de California, el comienzo de las perforaciones submarinas modernas tuvo lugar en 1938, con un descubrimiento en el Golfo de México, a 1.6 Km de la costa de Estados Unidos. Después de la segunda Guerra Mundial, la perforación de pozos en el mar tuvo una rápida expansión, primero en aguas poco profundas cercanas a zonas de producción conocidas de tierra firme, y más tarde en otras zonas de aguas poco profundas o profundas de todo el mundo y en los climas más diversos, desde el Ártico al Golfo Pérsico. Al principio, la perforación submarina sólo era posible en aguas de hasta 91 m de profundidad, aproximadamente. Las actividades petrolíferas en alta mar comprenden la exploración, perforación, producción, procesado, construcción submarina, mantenimiento, reparación y el transporte a tierra del petróleo y el gas, por barco o mediante oleoductos y gasoductos (Kraus, 2006).

A la fecha, la mayoría de los campos petroleros costa afuera se han desarrollado con estructuras rígidas; sin embargo, a medida que se incrementa la profundidad también lo hace el costo de las plataformas fijas. La alternativa en estos casos son las estructuras flotantes, cuyo costo no depende principalmente de la profundidad. En años recientes, la industria petrolera ha puesto mucho interés en la aplicación de este tipo de sistemas,

debido a que en determinados casos sus ventajas representan una alternativa técnica y económica factible. En su papel de sistemas autónomos, la mayoría de las veces las unidades flotantes se han utilizado en yacimientos pequeños o en sitios alejados de instalaciones permanentes. Sus desventajas más notorias respecto a los sistemas rígidos son su limitada capacidad de carga y la susceptibilidad al paro de operaciones por condiciones ambientales extremas. El costo de estas estructuras es similar para diferentes profundidades, y dado que son reutilizables, pueden amortizarse empleándose en varios campos durante su vida útil (Chakrabarti, 2005).

Los Sistemas Flotantes de Producción (SFP) se refieren a las plataformas marinas del tipo TLP (Pataforma de piernas tensionadas), Spar Buoy, FPSO (Plataforma Flotante de Producción, Almacenamiento y Descarga) o Semisumergible, utilizadas para la explotación de yacimientos petrolíferos localizados en sitios con tirantes de agua superiores a los 300 m, aunque algunas de ellas se pueden utilizar en aguas someras como los FPSOs. Los conceptos estructurales utilizados por la industria internacional para la producción de hidrocarburos en el mar son mostrados en la **Figura 1**. La característica distintiva entre las plataformas fijas y los SFP es que éstos 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 (Chakrabarti, 2005).

Cuando se usan como instalaciones de producción, estos sistemas están formados típicamente por tres subsistemas: un casco de flotación para soportar el equipo de producción y servicios, un sistema de anclaje para el posicionamiento de la plataforma sobre los pozos, y un sistema de conductores (risers) para enviar a la plataforma superficial los hidrocarburos provenientes de los pozos en el lecho marino. Éstos tienen la ventaja de que la producción puede comenzar casi inmediatamente después de la perforación de los pozos. El casco de flotación puede estar compuesto por columnas y pontones (como en las TLPs y las SEMIs), por una sola columna de gran diámetro (como en las mini-TLPs y las SPARs), o tipo buque como los FPSOs. El sistema de posicionamiento puede ser a través de un conjunto de líneas de amarre compuestas de cadena, cables de acero o poliéster, tubos de acero, o del tipo dinámico basado en propulsores mecánicos (Chakrabarti, 2005).

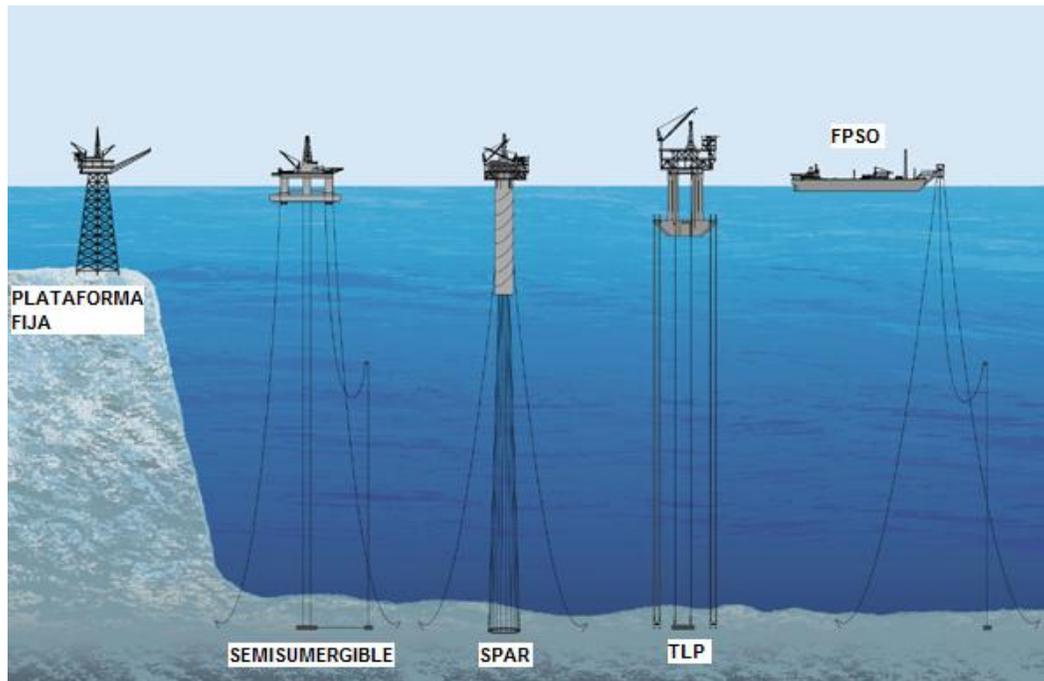


Figura 1. Sistemas de producción de hidrocarburos en el mar (Fuente: www.modec.com).

Los sistemas flotantes de producción están siendo utilizados satisfactoriamente en aguas profundas de Estados Unidos, Brasil, Mar del Norte, África y Asia. El récord del sistema flotante en operación pertenece a la plataforma Semisumergible Independence Hub en un tirante de agua 2414 m. En agosto de 2008 se inició la instalación de la plataforma Spar en el campo Perdido localizado en la parte estadounidense del Golfo de México, en un tirante de 2383 m. Esta plataforma iniciará sus operaciones en el año 2009. En el caso de México, PEMEX cuenta con un barco de almacenamiento y descarga (FSO), de nombre TaKuntah (**Figura 2**), en operación en el campo Cantarell en un tirante de agua de 75m, y un FPSO de nombre YumKa Nab (**Fig. 3 y Fig. 4**) que se encuentra operando en los campos Ku-Maloob-Zaap en un tirante de 85m (Figura I.3 y Figura I.4).



Figura 2. FSO TaKuntah (PEMEX) en operación en el campo Cantarell (Fuente: www.modec.com).



Figura 3. FPSO Yuum Kak Naab (Fuente: www.portalautomotriz.com)

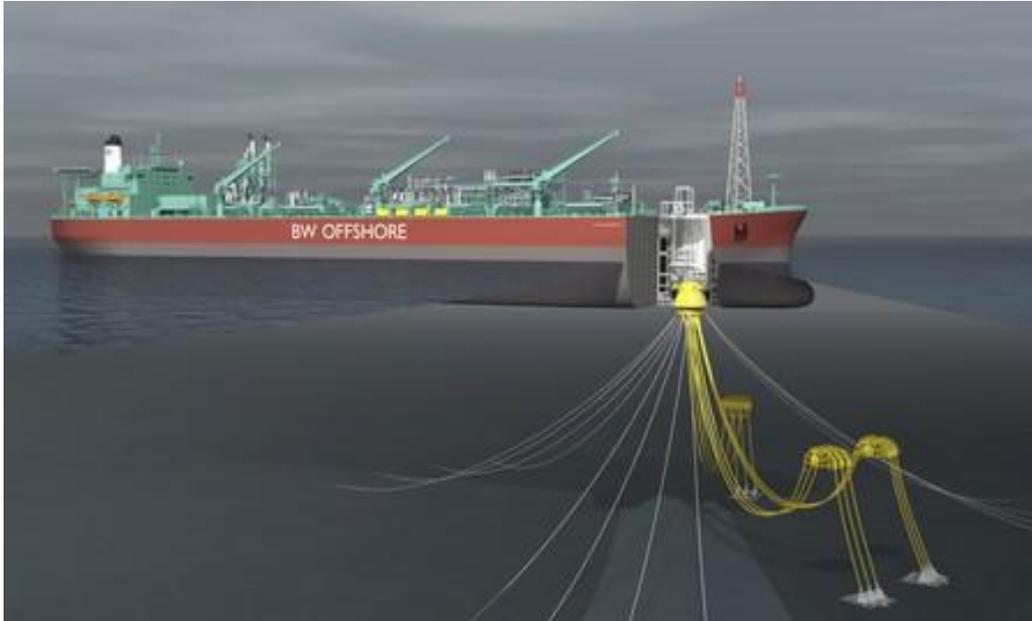


Figura 4. FPSO Yuum Kak Naab (Fuente: vesseltrax.com)

Durante el desarrollo de la industria petrolera en nuestro país, PEMEX ha explotado yacimientos en aguas superficiales del Golfo de México que han cubierto las necesidades actuales de consumo doméstico y de exportación. Sin embargo, debido al decaimiento natural de la producción proveniente de estos campos y para satisfacer la demanda de energéticos, en un corto plazo PEMEX deberá incorporar a su producción hidrocarburos provenientes de yacimientos localizados en aguas intermedias y profundas, para lo cual deberá utilizar sistemas flotantes.

Una de las primeras actividades en el desarrollo de campos en aguas profundas es la selección de la infraestructura más adecuada tanto técnica como económicamente. Esta selección se efectúa con base en las ventajas y desventajas que ofrecen los diferentes conceptos estructurales de acuerdo con las características del yacimiento, de los hidrocarburos, las tasas de producción, el tirante de agua, las condiciones oceanográficas, meteorológicas y geotécnicas del sitio de interés, y la existencia de infraestructura cercana al campo, entre otras. Esta actividad es primordial para el éxito del proyecto, ya que la errónea selección del sistema de producción puede generar menores ingresos económicos durante la explotación del campo (Chakrabarti, 2005).

OBJETIVOS

El objetivo primordial de esta tesis es el de presentar una metodología para la selección del sistema flotante más adecuado técnicamente para la explotación de un campo petrolífero, esto se logra al identificar las ventajas y desventajas que encontramos en cada uno de los sistemas flotantes, así como los factores técnicos que afectan invariablemente en la selección de los mismos.

Como se sabe la acertada selección de un sistema flotante, conducirá a tener los costos más bajos y los mayores rendimientos para la explotación de hidrocarburos, esto se logra con el buen conocimiento de cada uno de dichos sistemas, es por eso que los capítulos II y III se enfocan en el estudio de los tipos de sistemas flotantes que ya se utilizan en aguas profundas y los factores considerados como críticos en el proceso de selección, respectivamente. El capítulo IV está relacionado con el establecimiento de la metodología y el desarrollo de un programa de cómputo para la determinación del sistema flotante de un campo determinado. En el capítulo V se aplica la metodología a un campo real para demostrar la veracidad del programa creado y así después se aplica la metodología a un campo hipotético en el Golfo de México.

Capítulo I

Características de los Sistemas Flotantes de Producción

CAPÍTULO I. CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMAS FLOTANTES DE PRODUCCIÓN.

En este capítulo se describen las características de los sistemas flotantes que son utilizados para la producción de hidrocarburos de yacimientos localizados en aguas profundas. Se muestran los componentes principales de cada sistema flotante, el estado actual de la tecnología y sus ventajas y desventajas.

Las estructuras costa afuera pueden ser definidas por dos parámetros independientes, normalmente su función y su configuración. Un sistema flotante puede tener varias funciones como procesar, perforar, dar alojamiento al personal operativo, almacenar aceite, exportar hidrocarburos y dar soporte a los árboles de control de los pozos, entre otros.

A continuación se dará una breve explicación de los conceptos y parámetros que intervienen en el análisis de estabilidad hidrostática de los cuerpos flotantes.

Conceptos de Estabilidad Hidrostática de los Sistemas Flotantes de Producción

De acuerdo con su flotabilidad, los sistemas pueden ser clasificados en neutralmente flotantes y positivamente flotantes. Los sistemas neutralmente flotantes se refieren propiamente a que cuando se presenta un aumento de marea éstos tenderán a elevarse manteniendo la misma profundidad que tiene en el agua la parte sumergida de un barco que es propiamente el calado de operación (conservando la misma fuerza de flotación (B) y de peso (W) del sistema). Los sistemas positivamente flotantes se refieren a que debido a su sistema de amarre tenso estos mantienen fuertemente su posición vertical aún cuando, se presenta un nivel de marea más alto (su exceso de flotación se mantiene o se incrementa ligeramente, que es a su vez mayor que el peso, $W < B$ (Ver **Fig I.1**). Las estructuras neutralmente flotantes, tales como las Semisumergibles, SPARs y barcos de producción, son libres dinámicamente y tienen permitido su movimiento en sus seis grados de libertad (retraso, deriva, sustentación, balanceo, cabeceo y giro), los cuales se muestran en la **Figura I.2**. Las estructuras positivamente flotantes, tales como las Plataformas de Piernas Atirantadas (TLPs), son ancladas al suelo marino y restringidas en los movimientos de sustentación, balanceo y cabeceo (Chakrabarti, 2005).

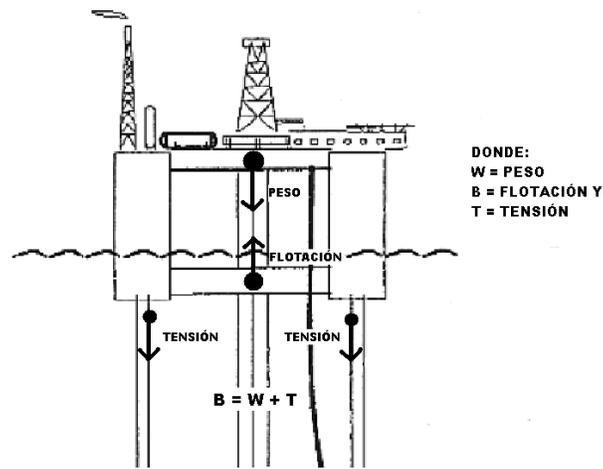


Figura I.1. Fuerzas actuantes en un sistema flotante (Fuente: [Http://images.google.com.mx](http://images.google.com.mx)).



Figura I.2. Grados de libertad de un sistema flotante (Fuente: Smedvig Offshore, 2005).

Los seis grados de libertad de movimiento de una plataforma flotante, tres traslaciones y tres rotaciones, son definidos como:

Retraso (surge): Movimiento horizontal de la plataforma en el plano del agua en la dirección del eje longitudinal.

Deriva (sway): Movimiento horizontal de la plataforma en la dirección del eje transversal en el plano del agua.

Movimiento vertical (heave): Movimiento de la plataforma en la dirección vertical, también denominado como sustentación.

Balaceo (roll): Movimiento de rotación de la plataforma alrededor de su eje longitudinal.

Cabeceo (pitch): Movimiento de rotación de la plataforma alrededor de su eje horizontal transversal.

Giro (yaw): Rotación de la plataforma alrededor de su eje vertical.

El movimiento de la plataforma flotante es considerado como el de un cuerpo rígido y la flexibilidad del sistema es proporcionada por las líneas de amarre. El tamaño de las estructuras flotantes es determinado por los requerimientos de flotación y estabilidad. El control del peso de estas estructuras es más crítico que para las estructuras apoyadas directamente en el suelo, por lo que debe ser optimizada buscando preferentemente la distribución simétrica de las cargas en el plano horizontal. El centro de gravedad está típicamente arriba del centro de flotación, excepto para las plataformas SPAR. Las estructuras flotantes dependen de la combinación del área en el plano de agua de los elementos del casco y su rigidez de su sistema de amarre para lograr su estabilidad (Chakrabarti, 2005).

La estabilidad es la capacidad de una embarcación para retornar a su posición sin disturbio después de que por efecto de la aplicación de una fuerza externa ha experimentado una inclinación. Cuando un sistema flotante está en equilibrio estático, este se encuentra bajo la influencia de dos fuerzas de igual magnitud y dirección pero con sentido contrario: peso y flotación. Mientras el peso es el producto de la masa y la aceleración gravitacional, la flotación es dada por el peso del volumen desplazado de agua debida a la presencia del cuerpo (Chakrabarti, 2005).

El centro de flotación (B), es el centro de gravedad del volumen de agua desplazada por el casco. El centro de gravedad (G) es función de la localización y pesos de todos los sistemas contenidos en la embarcación. Cuando un cuerpo flotante está en posición vertical, el centro de flotación (B) está directamente abajo del centro de gravedad (G) del cuerpo (ver **Figura I.3**).

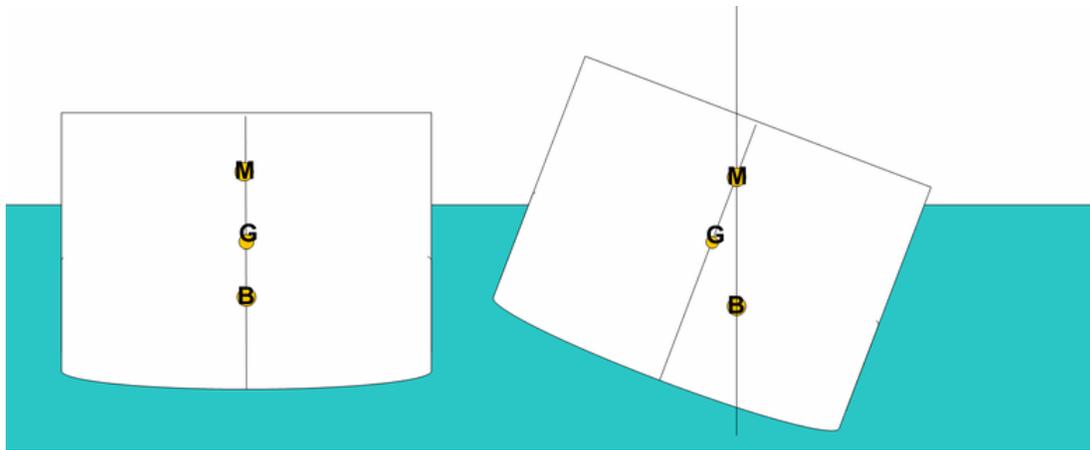


Figura I.3. Diagrama de estabilidad de una embarcación. Note que el Centro de Gravedad (G) está fijo, mientras que el Centro de Flotación (B) y el Metacentro (M) se mueven conforme se presenta un ángulo de escora en el barco (Fuente: Gonzáles, 2007).

Cuando el barco se encuentra vertical el metacentro (M) se localiza por encima del centro de gravedad (G). Cuando se presenta un ángulo de escora la línea de acción de la fuerza de flotación hacia arriba y la línea que pasaba por el centro de gravedad antes de inclinarse el barco se intersectan en un punto llamado Metacentro (ver **Figura I.3**).

La distancia entre el centro de gravedad y el metacentro se llama Altura Metacéntrica (GM), teniendo comúnmente una magnitud entre 1 y 2 m. Conforme el sistema flotante escora hacia un costado, el centro de gravedad generalmente permanece fijo con respecto al barco, porque solo depende de la posición del peso y carga del barco, pero el área de la sección del cuerpo contenida en el plano de la superficie del agua se incrementa. El metacentro se mueve en dirección opuesta del balanceo de la embarcación y en esta condición el metacentro (M) no se localiza por encima del centro de gravedad (G).

Se dice que una embarcación está en equilibrio estable si, cuando se inclina, tiende a regresar a su posición inicial. Para que esto ocurra el Centro de Gravedad (G) debe estar por debajo del Metacentro (M), esto es, que la embarcación tenga una altura metacéntrica (GM) positiva.

Cuando una embarcación que está inclinada un ángulo pequeño tiende a girar más allá, se dice que se encuentra en equilibrio inestable, para que esto ocurra la embarcación debe tener una altura metacéntrica (GM) negativa.

Cuando el Centro de Gravedad (G) coincide con el Metacentro (M), se dice que la embarcación tiene un equilibrio neutral, y si se inclina un pequeño ángulo tenderá a permanecer en ese ángulo de escora hasta que se aplique otra fuerza externa. La altura metacéntrica es igual a cero.

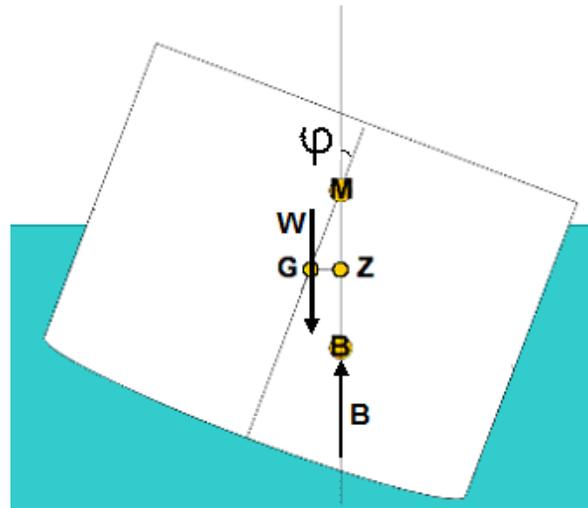


Figura I.4. Momento de restauración en la estabilidad estática para ángulos pequeños de escora (Fuente: Gonzáles, 2007).

La fuerza de restitución (o restauración) sobre el cuerpo flotante es provocada entonces por la gravedad (fuerza vertical descendente sobre el casco), actuando sobre su centro de gravedad, y la flotación empujando el casco hacia arriba, actuando a lo largo de la línea vertical que pasa por el centro de flotación. Este par de fuerzas crea un momento que hace que gire el barco a su posición vertical otra vez, este momento es proporcional a la distancia horizontal entre el centro de gravedad (G) y el metacentro (M). (**Figura I.4**) (Gonzáles, 2007).

Componentes de los Sistemas Flotantes de Producción

Los componentes principales de una plataforma tipo flotante son cinco (ver **Figura I.5**): la cubierta, el casco de flotación, líneas de amarre, risers y cimentación.

La cubierta.

Conocida de igual forma como superestructura, es la parte de la instalación ubicada arriba del nivel medio del mar, consiste en un arreglo de largueros y vigas que en conjunto forman una superficie plana cuya finalidad es dar el soporte a las cargas operacionales (Pérez, 2004).

Las cargas operacionales se derivan de los equipos, personal e instrumentos necesarios para la producción de los hidrocarburos. La cubierta se apoya sobre el casco de flotación o la llamada subestructura (Pérez, 2004).

El casco de flotación.

Conocido también como subestructura, es aquel componente de la plataforma que tiene la función de proporcionar flotación, apoyo y estabilidad a la superestructura para tener la posición adecuada para llevar a cabo la perforación de pozos o la producción. La posición de trabajo, estabilidad de giro y estabilidad vertical se obtiene por medio de las líneas de amarre que van desde el casco de flotación hasta el fondo marino (Silva, 2004).

Líneas de amarre.

Este sistema consiste en líneas que conectan el casco de flotación al suelo marino con el fin de mantenerla en una posición con el menor movimiento posible. Comúnmente para plataformas tipo Spar, Semi y FPSO, estas líneas de amarre son compuestas por un tramo superior de cadena, un tramo intermedio de cable de acero o de poliéster, y un tramo inferior de cadena; mientras que para las TLPs, las líneas de amarre son denominadas tendones y son compuestas por tubos rígidos de acero de alta resistencia.

Los cables de acero con la ayuda del tejido en las fibras que lo componen adquieren una resistencia considerable ya que algunos de ellos son reforzados con fibras de plástico. Estos elementos están conectados a la cimentación que se encuentra en el fondo marino y la cuál recibe todos los esfuerzos que le transmite la plataforma por medio de las líneas de amarre provocados por los procesos metoceanicos (la palabra metoceanico se refiere a la combinación de los efectos meteorológicos y oceanográficos, tales como: viento local, las olas generadas por el viento local, el oleaje generado por las tormentas, la corriente de superficie también generado por las tormentas locales, las corrientes de aguas profundas (Chakrabarti, 2005) que pueden actuar sobre la estructura a lo largo de su vida útil y de la que nunca dejará de estar expuesta (Barranco, 2001).

Risers.

En unidades de perforación, los risers son usados para transportar fluidos para controlar el pozo, y en las plataformas de producción son utilizados para transportar los hidrocarburos desde el suelo marino a la plataforma superficial (Chakrabarti, 2005).

Existen tres grandes grupos de risers utilizados en los sistemas flotantes de producción: los flexibles, los rígidos tensionados en su extremidad superior (*top tensioned risers*), y los híbridos. Los risers flexibles pueden ser construidos de tubería flexible y de tubería rígida en una configuración que permita la absorción de los movimientos laterales y verticales de las unidades flotantes, tal como risers de acero en catenaria (SCR, del inglés *Steel Catenary Riser*). Los *top tensioned risers* son tuberías de acero verticales que son sujetos por una fuerza de tensión aplicada en el sistema flotante para garantizar su estabilidad. Los risers híbridos son una combinación de tubos rígidos de acero, utilizados en la parte profunda del sistema, y de tubería flexible, colocados en la parte superior que conecta al sistema flotante. Dentro de los risers híbridos se encuentran las torres de risers (*tower risers*), los risers de una línea con flotador en su parte superior (SLR del inglés *Single Leg Riser*) y los risers con flotador en la parte superior y anclados al fondo marino a través de un tendón (TLR del inglés *Tensión Leg Riser*) (Barranco, 2004).

Cimentación.

El sistema de cimentación consiste de los elementos estructurales utilizados para fijar o anclar el sistema de amarre del sistema flotante al suelo marino. Un sistema de cimentación puede consistir en estructuras como plantillas de fijación de los cables de amarre en forma independiente o una sola cimentación integrada por una plantilla general en donde se apoyan o fijan los cables en forma conjunta, sistemas que se conocen como pilotes convencionales o combinaciones de cada uno dependiendo de las condiciones del suelo (API, 2001).

Entre otros tipos de cimentaciones se encuentran las anclas de succión y las anclas de arrastre, cada tipo requiere un diferente método de instalación. Las anclas de succión han sido utilizadas como anclas de plataformas de producción y exploración particularmente para suelos cohesivos suaves. Estas han sido aplicadas en aguas profundas donde el concepto de cimentación alternativa puede ser más costoso.

Las pilotes de succión (ó cajones de succión) son cilindros abiertos de la parte de abajo, que al penetrar en el suelo, el agua que queda atrapada es bombeada fuera de manera controlada, así el ancla queda sumergida en el suelo marino. El diámetro de estas anclas va de 3.5 m a 7 m con una penetración de 20 m. las anclas de succión son instaladas al mismo tiempo que las líneas de amarre, así se evita conectar a estos dos componentes bajo el agua.

Las anclas de arrastre, proveen ventajas distintas, ya que estas generan su capacidad de agarre al encajarse por sí mismas en el suelo marino cuando se levanta horizontalmente. La capacidad de agarre del ancla de arrastre depende de su peso, del tipo y condiciones del suelo. Estas son utilizadas principalmente para FPSO y para SEMIs, principalmente (Chakrabarti, 2005).

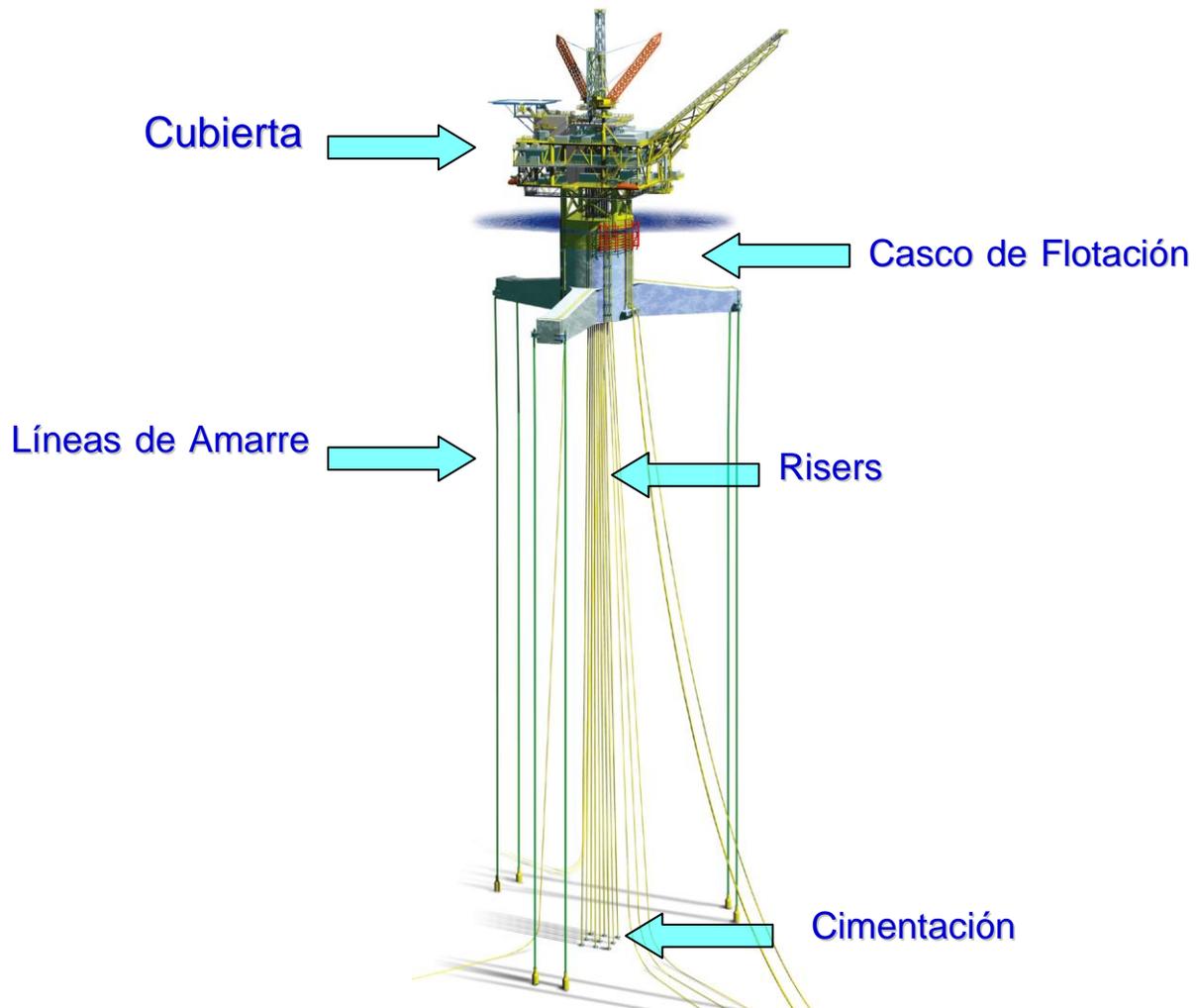


Figura I.5. Principales componentes de una plataforma tipo flotante (Fuente: www.blogger.com).

I.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DE CADA TIPO DE PLATAFORMA

En las siguientes secciones se describe cada tipo de sistema flotante, se indica cuales son sus componentes y la función de cada uno de ellos.

I.1.1 PLATAFORMA DE PIERNAS ATIRANTADAS TLP.

La plataforma TLP consiste en una estructura flotante sujeta por tendones verticales, los cuales están conectados y cimentados al lecho marino por pilotes asegurados a éste. Los tendones prevén un gran movimiento vertical (sener.gob.mx).

La sujeción al fondo marino de la plataforma de piernas atirantadas se realiza con tirantes verticales permanentemente sometidos a tensión.

La primera plataforma de piernas atirantadas se instaló durante el verano de 1984 en el campo Hutton del sector británico del Mar del Norte, a una profundidad de 150 m, mientras que la primera de este tipo en el Golfo de México fue para el campo Jolliet, instalada en mayo de 1989 (Rodríguez, 2004). En la **Figura I.6** se muestran los principales componentes de una TLP.

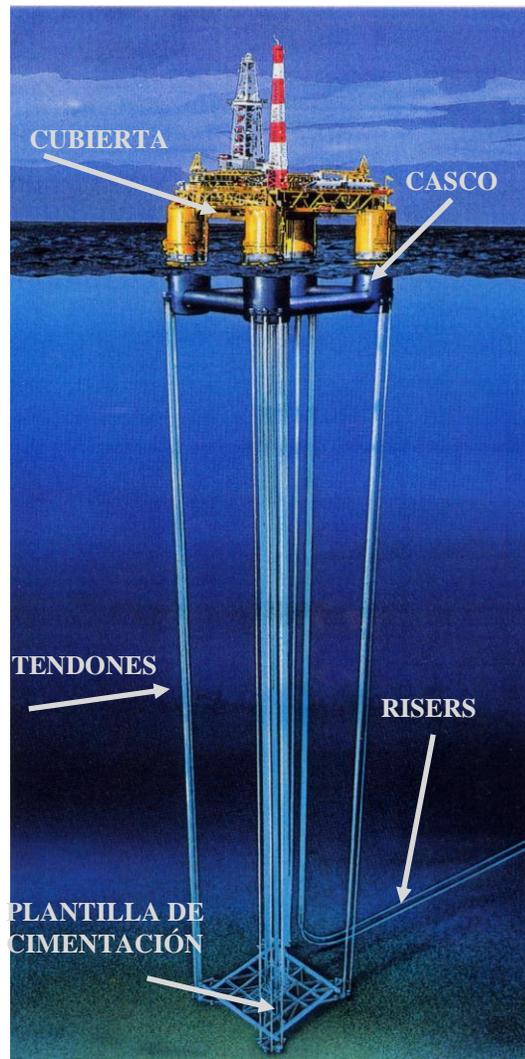


Figura I.6. Componentes principales de una TLP (Fuente: www-it.jwes.or.jp).

La Plataforma de Piernas Atirantadas (TLP) es usada como plataforma de producción con capacidad de perforar pozos posteriormente a su instalación. No se tiene la opción de tener un almacenaje de petróleo.

Las cubiertas de la TLP generalmente están compuestas de uno o dos niveles. Las cubiertas de las TLPs son construidas por separado del casco y unidas más tarde, ya sea en un muelle, o en mar abierto (Chakrabarti, 2005).

El casco es una estructura flotante en la cual se apoya la cubierta de la plataforma con los equipos de perforación y de producción. El casco contiene algunos de los sistemas mecánicos necesarios para la operación de la plataforma. El equipo ligado a las cubiertas comprende agua contra incendio, agua de mar, almacén de diesel, depósito de aceite de baja toxicidad y los sistemas del almacenamiento de fluidos (Regg, 2000). Específicamente, el casco está provisto de flotación para soportar el peso y proveer tensión al tendón. La tensión del tendón tiene mucha influencia sobre el tamaño del casco y en la carga útil (Chakrabarti, 2005).

En una TLP pueden existir tres tipos de risers: de producción, de perforación, y de exportación/importación. Los risers de producción son utilizados para llevar el hidrocarburo desde el fondo marino hasta la plataforma, mostrado en la **Figura I.7**.

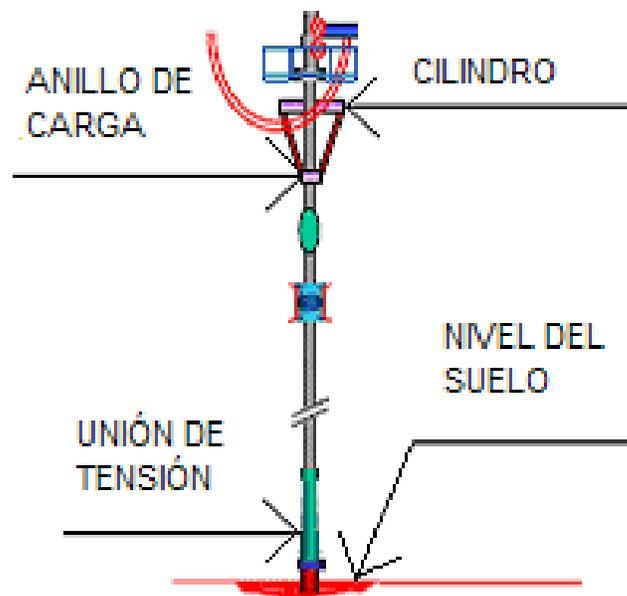


Figura I.7. Riser tensionado en la parte superior (Fuente: [www.technip](http://www.technip.com), 2006).

El tipo de riser de producción utilizado en las plataformas TLP es el riser rígido tensionado en la parte superior (*top tensioned risers*), que son tubos circulares esbeltos. Estos risers están sujetos a corriente constante con variación intensa y flujo oscilatorio. La tensión en los risers de producción generalmente es más baja que en los risers de perforación. Los risers frecuentemente aparecen en arreglos de grupo rectangulares o circulares. Los risers para exportar/importar pueden ser flexibles o tubos de acero rígidos tensionados en su extremidad superior (*top tensioned risers*) o catenarias de acero. Los bajos movimientos verticales de la TLP permite usar tecnología de risers en catenaria de acero económico para árboles de producción submarina (Global security.org, 2006). El tipo de material utilizado para los risers es seleccionado considerando la flexibilidad requerida para compensar los movimientos del sistema flotante, las cargas ambientales, la variación de las temperaturas tanto del hidrocarburo como del ambiente marino y la salinidad, entre otros factores.

El uso de los tendones en las TLP es para asegurar la plataforma a la cimentación. El sistema del amarre es un juego de tendones, los tendones son atados a la plataforma y conectados a una plantilla o cimentación al suelo marino. La plantilla se sostiene en el lugar por pilotes cimentados en el suelo marino. Este método impide los movimientos verticales de la plataforma (Regg, 2000).

Los tendones son típicamente tubos de acero con las dimensiones de 60 a 90 cm en el diámetro y con 7.64 cm de espesor de la pared, la longitud depende de la profundidad de agua. Un ejemplo del tendón lo podemos ver en la **Figura I.8**. El sistema de tendones de una TLP típica consiste en 16 líneas de amarre como máximo (Regg, 2000).

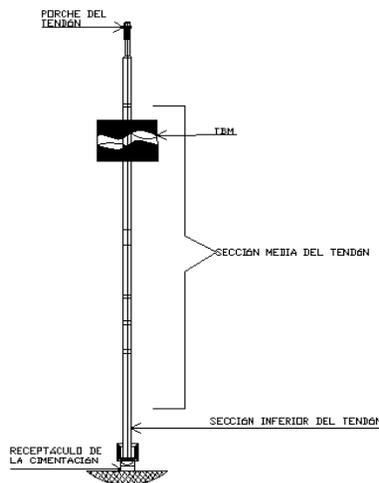


Figura I.8. Tendón usado para una TLP (Chakrabarti, 2005).

Los pilotes tienen dimensiones de alrededor de 30.48 m en el diámetro y 121.92 m largo y se usan hasta 16 pilotes los cuales son hincados en el suelo marino por medio de un martillo hidráulico, los pilotes se encargan de asegurar las plantillas al suelo marino (James B. Regg, 2000).

Varias TLPs han sido instaladas en diferentes partes de los océanos del mundo. Las unidades que siguieron el campo Jolliet en el Golfo de México fueron TLPs de aguas profundas de Shell, en 1988. La TLP Auger fue instalada en 1994 en un tirante de agua de 874 m, seguida por Mars en 1996 en un tirante de agua de 893 m, Ram/Powell en 1997 con tirante de agua de 980 m. La plataforma TLP Ursa, y la Plataforma Brutus en el 2001 con un tirante de agua de 914 m (Chakrabarti, 2005).

En el sector Noruego del Mar del Norte han sido instaladas dos TLPs: La plataforma Snorre en 1992 en un tirante de agua de 310 m, y la TLP Heidrum en un tirante de agua de 350 m. La plataforma TLP Heidrum es la primera TLP en tener un casco de concreto (Chakrabarti, 2005).

Existen mini TLPs de nueva generación, como es el caso de la mini plataforma Sea Star (**Figura I.9**) la cual tiene una menor capacidad de producción con relación a la TLP convencional. La plataforma Sea Star tiene por casco solo una columna con tres pontones en la base en forma de estrella triangular, los cuales son usados para soportar y separar los tendones de acero tubulares. El casco provee suficiente flotación para soportar la cubierta y a los risers flexibles. El exceso de flotación provee pretensión en los tendones.

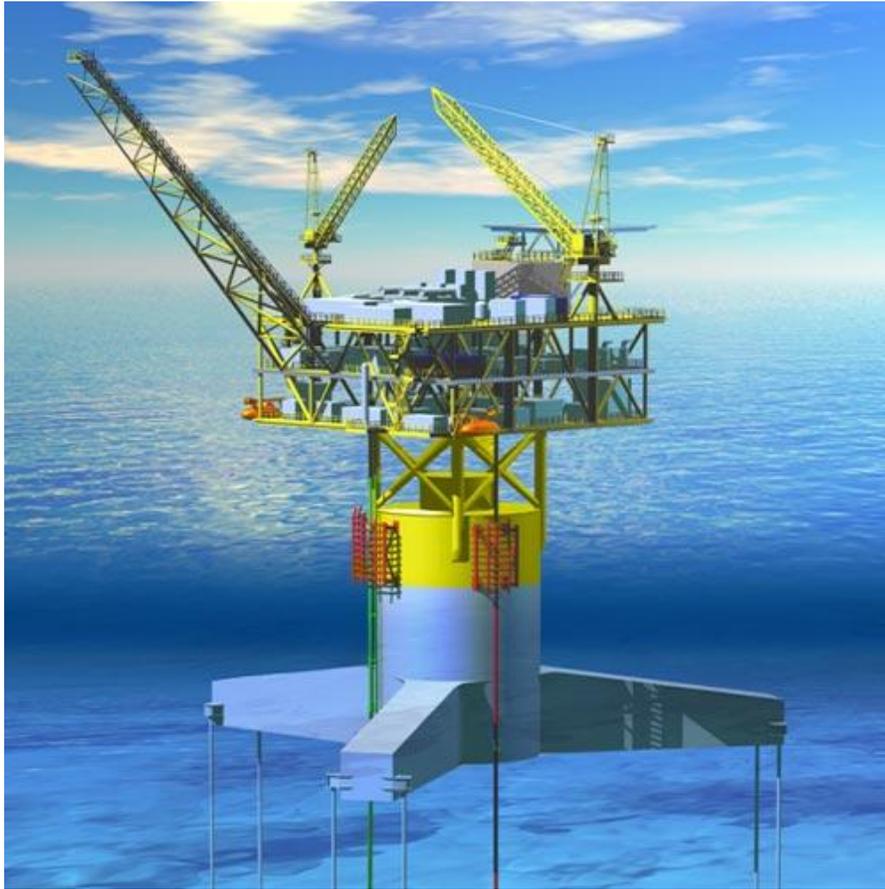


Figura I.9. Mini plataforma Sea Star (Fuente: www.atlantia.com).

Otro tipo de mini TLP es la Moses la cual es la TLP convencional en miniatura. La estructura de la cubierta está soportada por cuatro columnas y las columnas son conectadas a los pontones, los cuales se extienden más allá de los límites verticales de las columnas, mostrada en la **Figura I.10**. La característica de la TLP Moses es que necesita un gran porcentaje de desplazamiento para obtener su pretensión (Chakrabarti, 2005).

La plataforma TLP Moses es una plataforma flotante de bajo costo desarrollada para la producción de reservas en zonas menos profundas donde sería poco rentable producir con sistemas de producción convencionales. La primera Mini-TLP en el mundo fue instalada en el Golfo de México en 1998 (sener.gob.mx).



Figura I.10. Mini Plataforma Moses (Fuente: www.modec.com).

En la **Figura I.11** se puede observar la evolución que ha tenido la TLP.

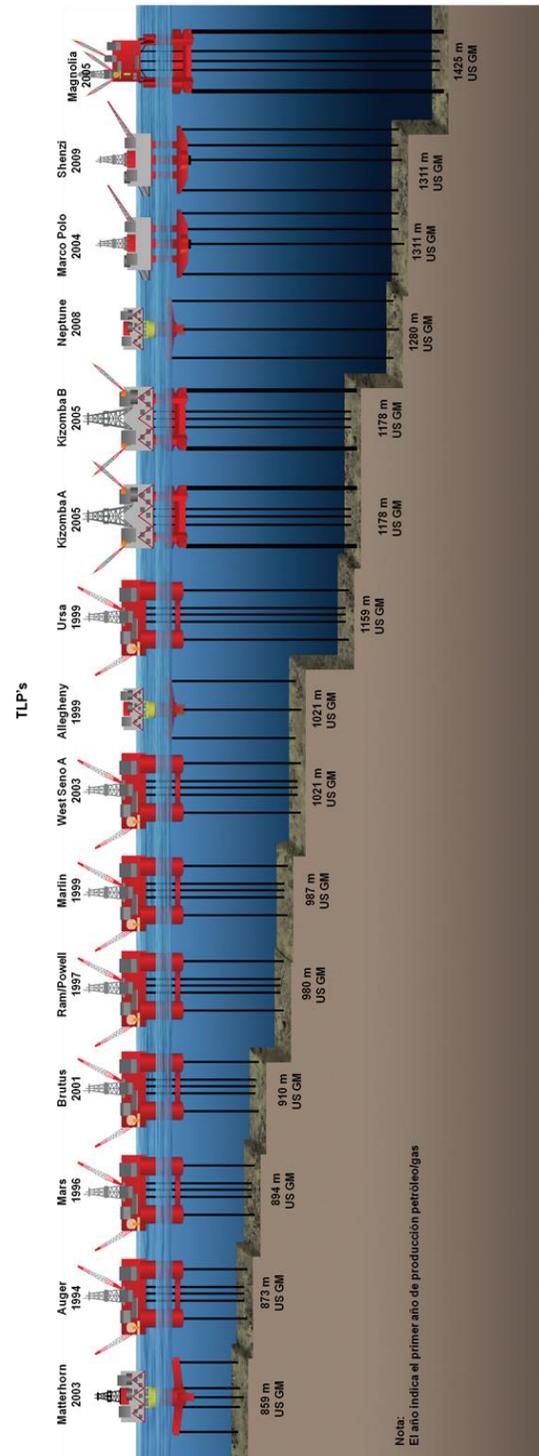


Figura I.11. Evolución de las TLPs (Fuente: www.offshore-mag.com).

I.1.2 SISTEMA FLOTANTE TIPO SPAR.

Las plataformas marinas tipo Spar son estructuras flotantes que tienen como función proporcionar apoyo para la perforación de pozos y la explotación de hidrocarburos en aguas profundas (ver **Figura I.12**). Las Spars constan de un casco de flotación en forma de cilindro vertical de gran diámetro que soporta la cubierta; se sujeta usando un sistema de líneas inclinadas en tensión (*taut legs*) distribuidas alrededor del casco y ancladas al fondo marino a través de pilotes. Generalmente el sistema de anclaje está compuesto de 6 a 20 líneas de amarre (Silva, 2004). La Spar cuenta con tres tipos de ductos (risers) de producción, perforación, y exportación. La SPAR se utiliza actualmente en profundidades del agua de hasta 900 metros, aunque la tecnología existente puede ampliar su uso a profundidades tan grandes como 3000 metros (www.sener.gob).

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



Figura I.12. Plataforma tipo Spar (Fuente: www.jraymcdermott.com).

Si dentro de la actividad en aguas profundas no se requiere el almacenamiento de aceite crudo, la Spar Truss puede ser utilizada. Este concepto de Spar ofrece muchas ventajas a los dos tipos de intereses operativos que es el costo y cantidad de producción. La sección media cilíndrica del diseño clásico de la Spar se reemplaza con un armazón y los niveles horizontales son sustituidos por estructuras de tipo armadura que forman una especie de platos (**Figura I.13**) (Andreas, 2000).

Estas estructuras en forma de platos de acero horizontales atrapan el agua en los movimientos verticales y estabilizan la masa de la estructura vertical eficazmente (la masa estructural y la masa adherida en el esfuerzo para levantarse por efecto de la marea) al mismo nivel como en el caso de la Spar clásica. Puede mencionarse que la plataforma tipo Spar Truss mantiene las mismas características de movimiento favorables de una Spar convencional. La plataforma tipo Spar Truss se puede rediseñar para una solicitud de esfuerzo distinta en el caso de presentarse una carga particular máxima, el diseño se lleva a cabo ajustando las dimensiones de estos platos que dan estabilidad (Andreas, 2000).

En general, las ventajas que ofrece una plataforma tipo Spar Truss (mostrada en la **Figura I.13.**) comparadas con una Spar convencional pueden resumirse en lo siguiente (Andreas, 2000):

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

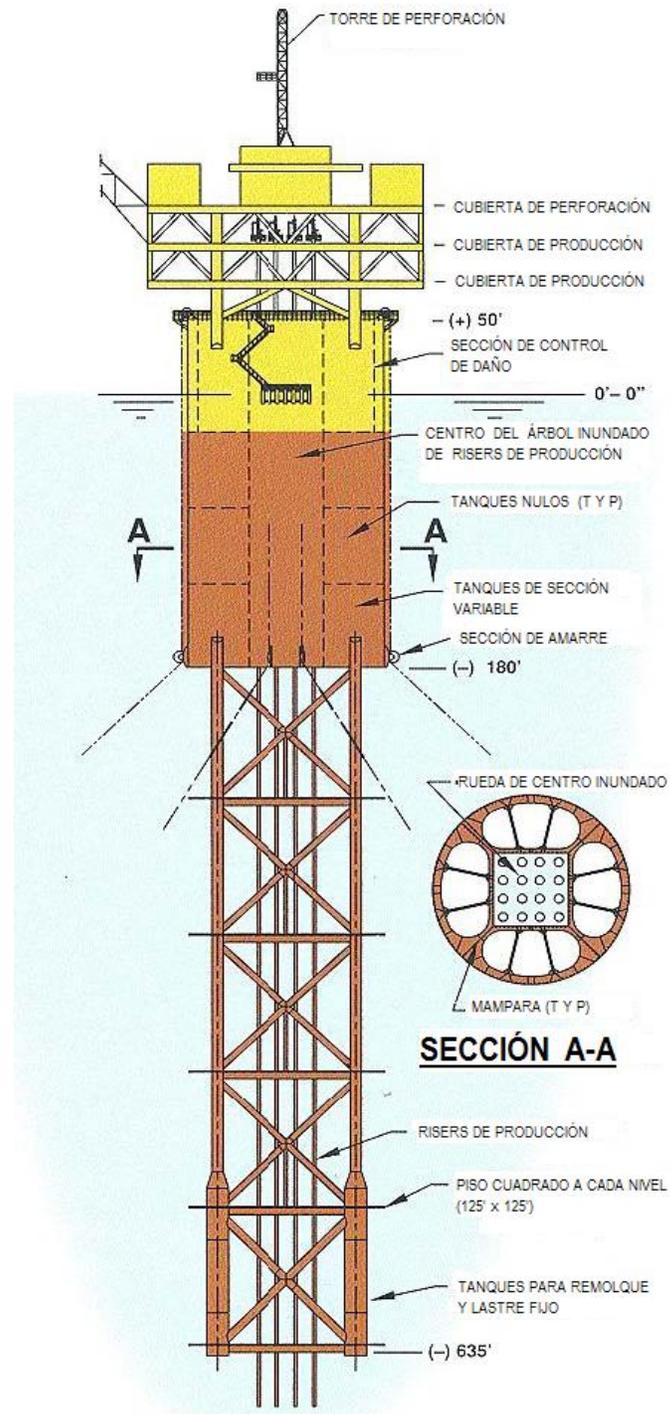


Figura I.13. Plataforma tipo Spar Truss (Spar International Inc. 1997) (Fuente: www.pemex.com).

Dentro del estudio del comportamiento de las plataformas tipo Spar, se ha desarrollado otro concepto denominado Spar Cell (**Figura I.14**). La idea de este concepto como en muchos otros es reducir en la medida de lo posible las fuerzas que genere el oleaje y la corriente marina sobre el casco de flotación, para así poder diseñar líneas de amarre y cimentaciones de menores dimensiones con la misma efectividad en la operación y que vuelvan económicamente atractivo el costo de la instalación (SPE, 2006).

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



Figura I.14. Casco de flotación de una plataforma tipo Spar Cell (Fuente: www.offshore-technology.com)

Los risers de la SPAR al igual que la TLP son risers rígidos tensionados en su extremidad superior (*top tensioned risers*). Los risers están soportados típicamente por flotadores tipo lata (*cans*) los cuales proveen flotación al riser en su extremo superior en lugar de utilizar los tensionadores hidráulicos como en las TLPs. Las *buoyancy cans* están localizados en las guías las cuales proveen retención lateral, como se puede ver en la **Figura I.15**.

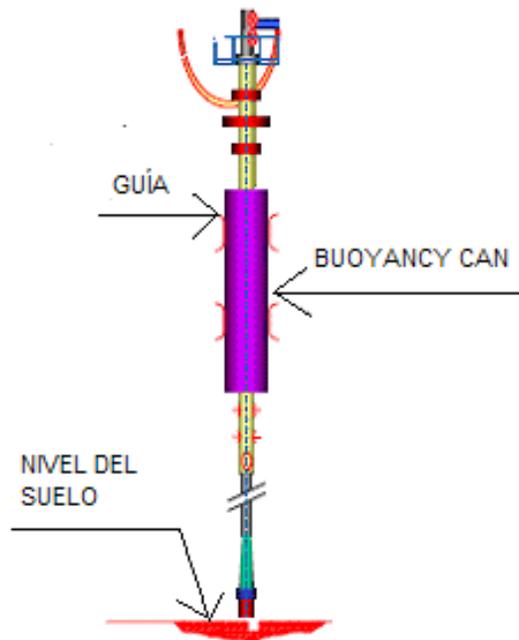


Figura I.15. Riser top tensioned para SPARs (Fuente: [www.technip](http://www.technip.com), 2006).

El sistema de líneas de amarre (*taut leg*) conecta el casco de flotación al suelo marino con el fin de mantenerla en una posición en la que tenga el menor movimiento posible. Comúnmente, estas líneas de amarre están compuestas por un tramo superior de cadena, un tramo intermedio de cable de acero o poliéster y un tramo inferior de cadena. Los cables de acero con la ayuda del tejido de las fibras que lo componen adquieren una resistencia considerable ya que algunos de ellos son reforzados con fibras de plástico.

Las líneas de amarre están conectadas a la cimentación que se encuentra en el fondo marino y la cuál recibe todos los esfuerzos que le transmite la plataforma por medio de las líneas de amarre provocados por los procesos metoceánicos que pueden actuar sobre la estructura a lo largo de su vida útil y de la que nunca dejará de estar expuesta (Barranco, 2001).

El término sistema de cimentación de una plataforma marina como sistema flotante de producción se refiere a los elementos estructurales que se deben seguir para el procedimiento de fijar o anclar el sistema de amarre de la Spar al suelo marino. Un sistema de cimentación puede consistir en estructuras como plantillas para los cables de amarre en forma independiente o una sola cimentación integrada por una plantilla general en donde se apoyan o fijan los cables en forma conjunta, sistemas que se conocen como pilotes convencionales o combinaciones de cada uno dependiendo de las condiciones del suelo (API, 2001).

En la **Figura I.16** se muestran dos de los tipos de cadena que se construyen. La cadena Stud-link ha sido usada en unidades de perforación MODUs y FPSOs. Los Clavijas proveen estabilidad a la conexión.

En los amarres recientemente se prefiere el uso de conexiones abiertas o cadenas Studless, incrementando la vida de fatiga de la cadena (Chakrabarti, 2005).

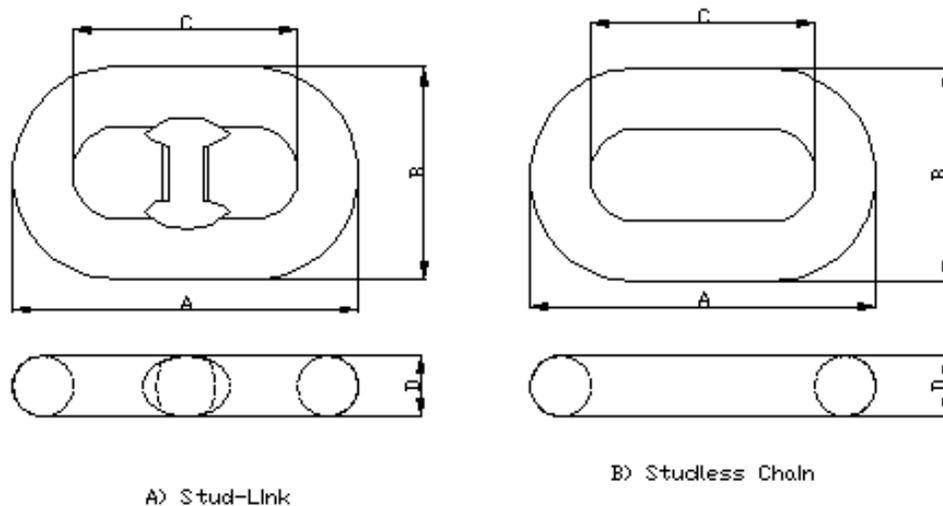


Figura I.16. (A) Stud-link y (B) Studless Chain (Fuente: Chakrabarti, 2005).

En la **Figura I.17** se muestran los componentes principales de los sistemas de cables de amarre, en donde cada uno de ellos proporciona resistencia mecánica a los elementos (Silva, 2004). Se muestra, además, la forma como está constituido un amarre de poliéster.

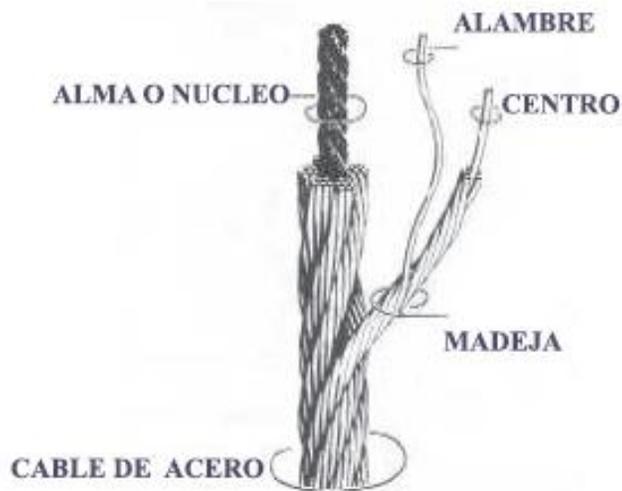


Figura I.17. Composición de una línea de amarre de acero (Fuente: Valdés, 2005).

En la **Figura I.18** se observan distintas formas de los tejidos de los cables (Silva, 2004).

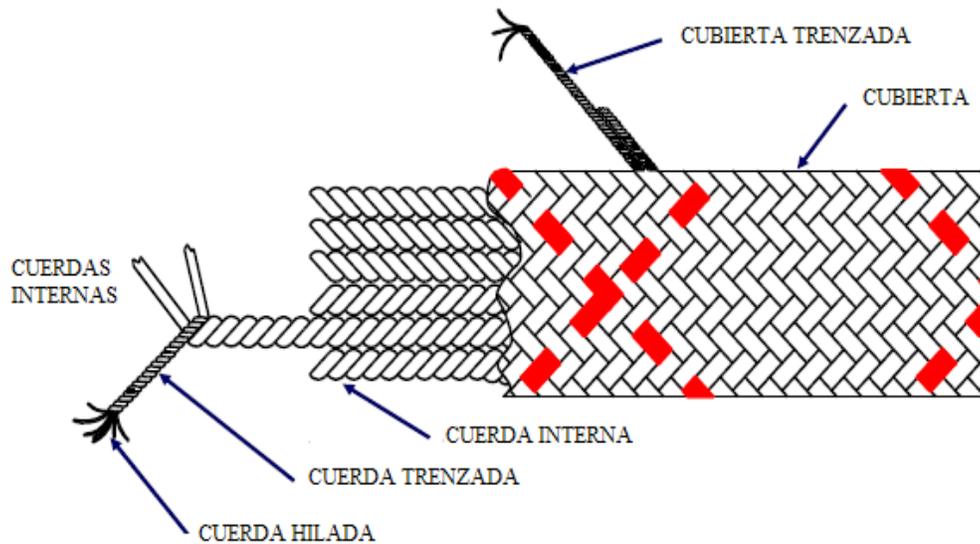


Figura I.18. Cuerda o cable de poliéster (Fuente: [www.technip](http://www.technip.com), 2005).

En la **Figura I.19** se esquematiza la configuración de las líneas directamente en la plataforma para poder ver de qué manera contribuyen a la fijación del casco de flotación además de su configuración cadena-cable-cadena. En la sección A se tiene cadena, en la sección B cable y en la sección C nuevamente cadena (Huang, 2003).

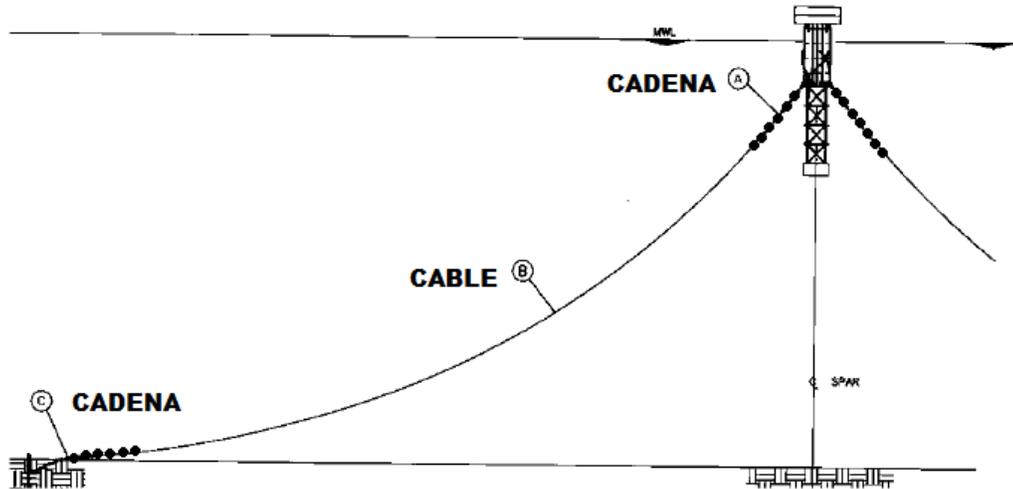


Figura I.19. Posición de las líneas de amarre en el casco de flotación (Fuente: Huang, 2003).

La primera Spar de producción del mundo fue la Spar Neptune instalada en 1996 por la compañía Oryx Energy (ahora Kerr-McGee) y CNG. La Spar Neptune Tiene un casco de 215 m (705 ft) de largo con un diámetro de 22 m (72 ft). El sistema de amarre consiste de 6 líneas de cuerda de cable y cadena (Chakrabarti, 2005). La **Figura I.20** muestra la evolución de la construcción de la Spar desde el año 1996 hasta el año 2004 (Offshore Magazine, 2005).

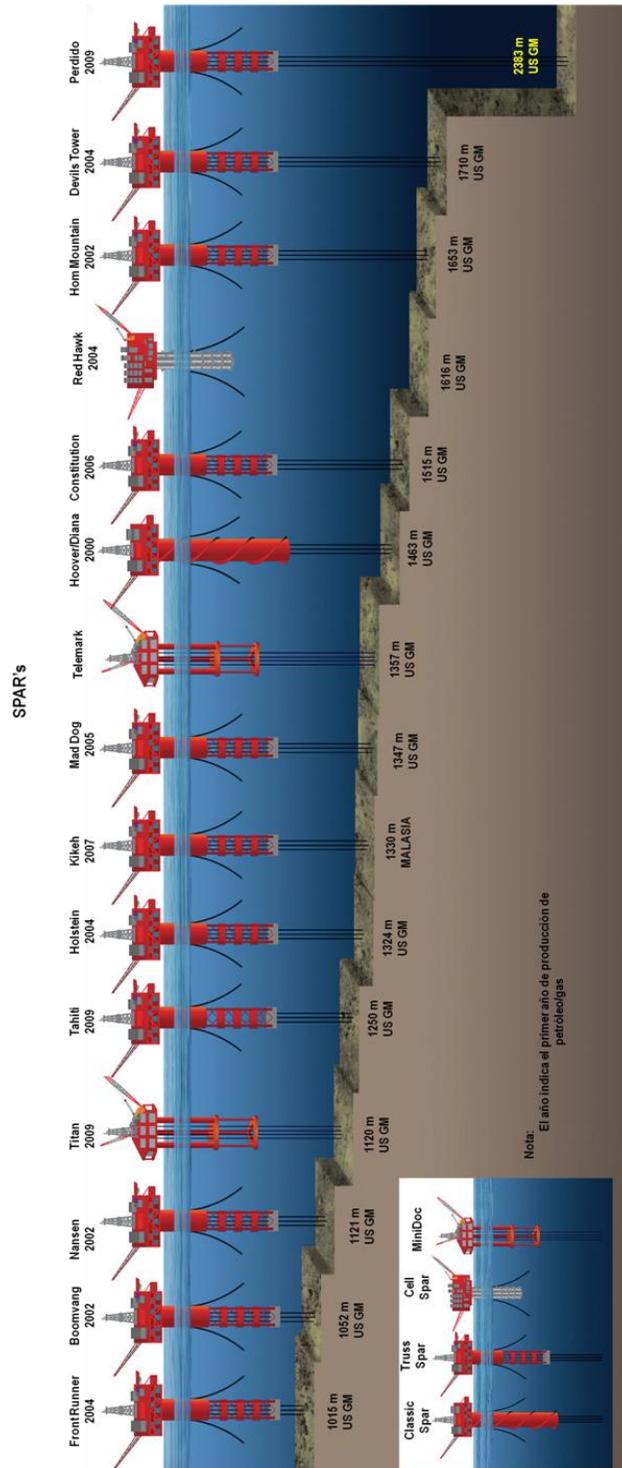


Figura I.20. Evolución de la SPAR (Fuente: www.offshore-mag.com)

I.1.3 BARCO DE PRODUCCIÓN, ALMACENAMIENTO Y DESCARGA, FPSO.

Un FPSO es un buque acondicionado para desarrollar actividades de producción, almacenamiento y transporte de hidrocarburos. Es ideal para regiones sin infraestructura (plataformas y oleoductos) y para la explotación temprana de yacimientos marginales. Presenta grandes superficies para alojamiento de equipo y capacidad para soportar peso (Silva, 2001). Los FPSOs son los sistemas flotantes utilizados en aguas profundas más completos ya que son capaces no sólo de procesar el crudo sino almacenarlo o bien abastecer otros barcos o plataformas. El barco de producción también permite descargar periódicamente el petróleo almacenado a buques menores, los cuales transportan el hidrocarburo a instalaciones para su transformación posterior

Los FPSOs están integrados por varios sistemas como el casco de flotación con tanques de almacenamiento, equipos para el de procesamiento, sistema de anclaje y risers flexibles (Gámez y Piña, 2007).

Los FPSOs son estructuras flotantes neutrales, permitiendo el movimiento en los seis grados de libertad, con lo cual se tiene un costo bajo y se puede exportar petróleo y gas. Desde que estas estructuras tienen movimientos apreciables, los pozos submarinos son terminados y conectados a la unidad flotante con risers flexibles, compuestos de acero rígido con una configuración flexible o fabricados con materiales flexibles. Debido a que la unidad de producción no está provista de una unidad de perforación, los pozos son pre-perforados.

Tradicionalmente, los sistemas de producción flotantes usan risers flexibles para absorber los movimientos tanto horizontales como verticales de la plataforma superficial. Con el incremento de la profundidad del agua, la presión y la temperatura impone un límite superior en el diámetro de diseño de los risers flexibles. En estos casos, una solución apropiada es el riser de acero en catenaria (Seaflex.com, 2008). Un riser de acero en catenaria está en continuidad con la línea de flujo y esta hecho de tubos de acero unidos con soldadura de longitud estándar. Los risers en catenaria están generalmente conectados a la plataforma flotante con uniones flexibles, uniones de tensión de acero o titanio, para absorber los grandes movimientos angulares de la plataforma. La base final de la tubería del riser se apoya sobre el suelo marino como una viga sobre la cimentación elástica (Chakrabarti, 2005).

En la **Figura I.21** se muestran los principales componentes de un FPSO.

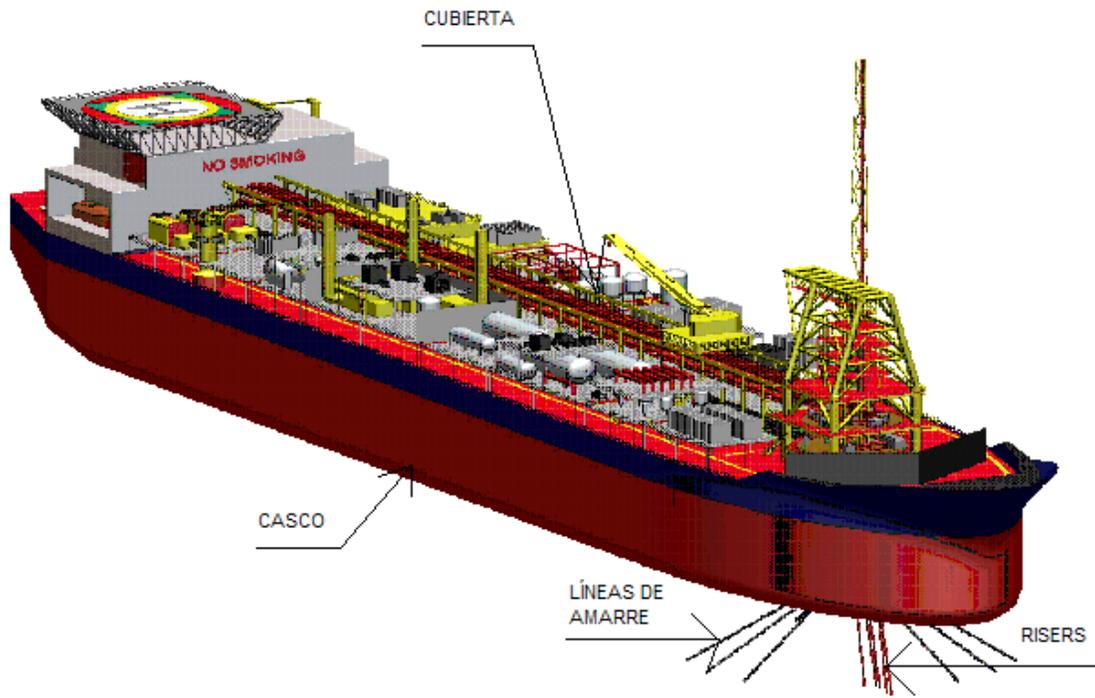


Figura I.21. Componentes principales de un FPSO (Fuente: www. Offshore).

El típico FPSO existente puede ser simplemente caracterizado como un buque tanque con dimensiones que varían entre (Regg, 2000):

Tabla I.1. Variación de las dimensiones del FPSO.

Eslora (Longitud)	180 a 330 (m)
Manga (Ancho)	30 a 60 (m)
Puntal (Profundidad)	18 a 30 (m)

El sistema del amarre en un solo punto a través de torretas puede ser de dos tipos: permanente o desconectable. La mayoría de los FPSO en operación (y planeados) tienen su sistema de amarre del tipo fijo y se diseñan para permanecer en esa situación ante el paso de tormentas tropicales o de invierno. Los FPSO desconectables se diseñan para ser desconectados bajo la presencia de tifones y huracanes, o amenaza de icebergs. En las **Figuras I.22** se muestra un FPSO con torreta interna.

De la misma forma que las plataformas semisumergibles, los buques más modernos están equipados con sistemas de posicionamiento dinámico. A través de sensores acústicos, propulsores y computadoras, se anulan los efectos del viento, oleaje y corrientes marinas, que generalmente desplazan el buque de su posición (petrobras.com, 2008).

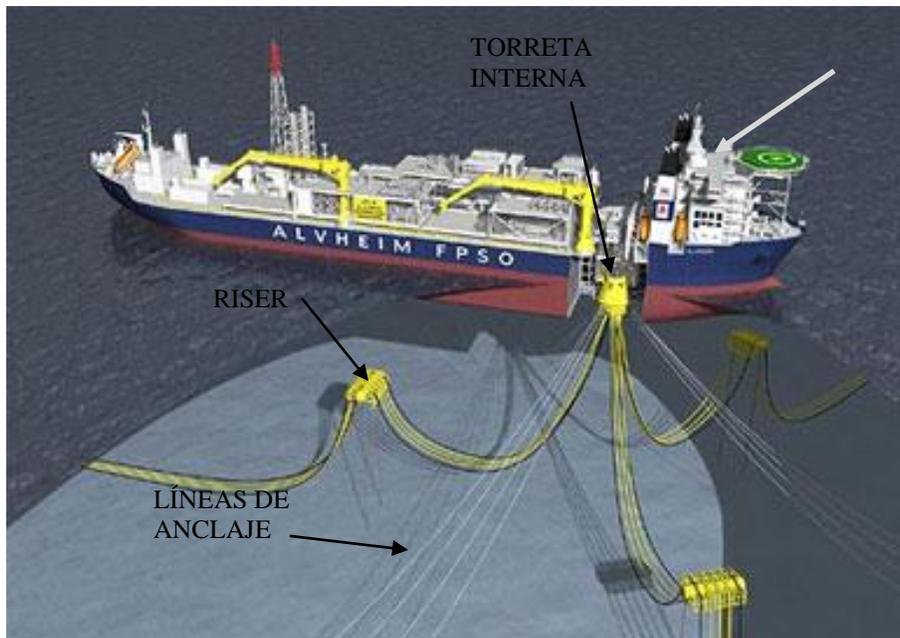


Figura I.22. Campo desarrollado con un FPSO (Fuente: www.mercator-ocean.fr).

La torreta proporciona la interfase entre los arreglos submarinos y la cubierta, todos los fluidos y los sistemas de comunicación pasan a través de la torreta, incluyendo los fluidos de los pozos, la inyección de agua y gas, y la conexión eléctrica y los controladores para el sistema submarino. En la **Figura I.23** se muestran los componentes principales de una torreta (Global security.org, 2006).

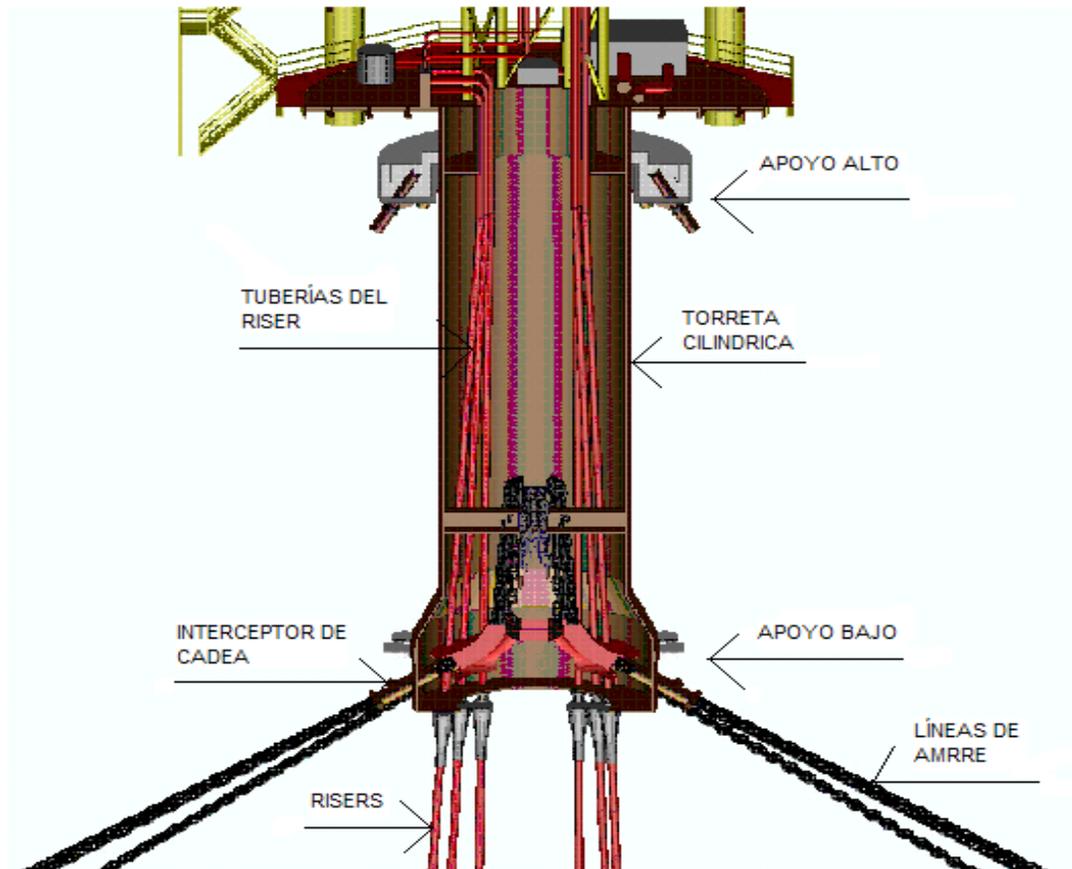


Figura I.23. Componentes principales de una torreta (Fuente: [www.technip](http://www.technip.com), 2005).

El diseño de las estructuras de la torreta debe considerar una gran carga estática y dinámica causada por los movimientos del buque en las olas junto con las fuerzas transmitidas por el sistema de amarre. El diseño del casco en la región de la torreta debe reflejar el hecho de que la cantidad de acero primario es reducido aquí con un incremento apropiado en la concentración de la tensión (Regg, 2000).

Además de los pilotes tradicionales utilizados para la cimentación, en los FPSO también es posible utilizar las anclas convencionales, las anclas con capacidad de carga vertical y anclas de succión (cajones de succión). Las anclas tradicionales no son diseñadas para soportar fuerzas verticales. El poder de agarre de éstas está relacionado con su peso y el tipo de suelo submarino.

Las anclas de succión han sido usadas para plataformas de producción particularmente en suelos cohesivos suaves. Éstas han sido aplicadas en aguas profundas donde el concepto de cimentación se vuelve más costoso. El ancla de succión penetra al suelo marino, ya que es un cilindro abierto por la parte de abajo, el agua que queda atrapada se expulsa bombeándola fuera del cilindro, y de esta manera se crea una presión baja dentro de éste (Chakrabarti, 2005). La ancla de succión es frecuentemente instalada al mismo tiempo que las líneas de amarre, para evitar conectar estos dos componentes bajo el agua.

Los FPSOs fueron inicialmente utilizados en los años 70's para producciones pequeñas en campos remotos donde la instalación tanto de los ductos submarinos como de las plataformas fijas no resultaba económicamente factible. Los primeros FPSOs tenían un sistema de líneas de amarre distribuido alrededor de su casco de flotación, por lo cual estuvieron restringidos para su uso en sitios con ambientes marinos agresivos. Por causa de esto fue introducido en 1986 el sistema de amarre en un solo punto, conectando el conjunto de líneas de amarre a una torreta alojada en el casco de flotación, lo que abrió las puertas al FPSO para ser utilizados en ambientes más severos. El primer FPSO fue introducido en el Mar del Norte. A la fecha se tienen instalados o en construcción 165 FPSOs alrededor del mundo (Chakrabarti, 2005). En la **Figura I.24** se muestra la evolución en los récords de profundidad de operación que ha tenido el FPSO con el transcurso de los años (Offshore Magazine, 2005).

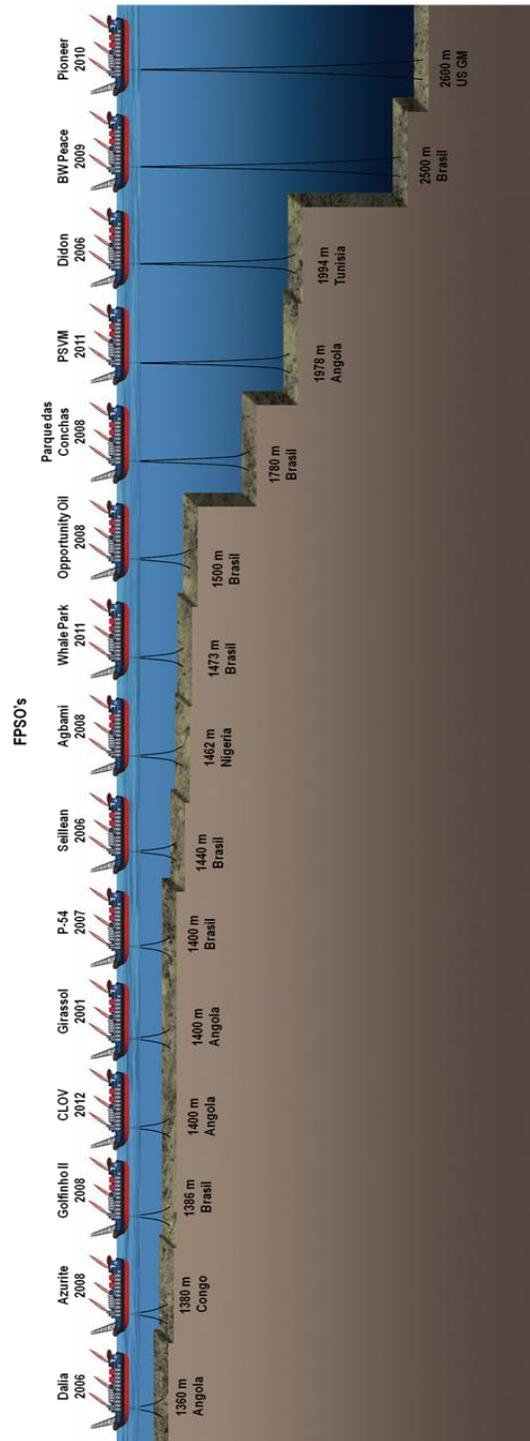


Figura I.24. Evolución del FPSO (Fuente: www.offshore-mag.com).

I.1.4 PLATAFORMA SEMISUMERGIBLE.

Las plataformas Semisumergibles son sistemas flotantes que al igual que las TLPs son del tipo reticular, con un casco de flotación compuesto por pontones y columnas. Los pontones son elementos prismáticos horizontales sobre los cuales se apoyan las columnas que sostienen las cubiertas de trabajo. Una plataforma Semisumergible es aplicable a operaciones independientes de perforación y de producción. Actualmente existen pocas plataformas que combinan la producción con la intervención y mantenimiento de pozos. La **Figura I.25** muestra los componentes principales de una plataforma Semisumergible.

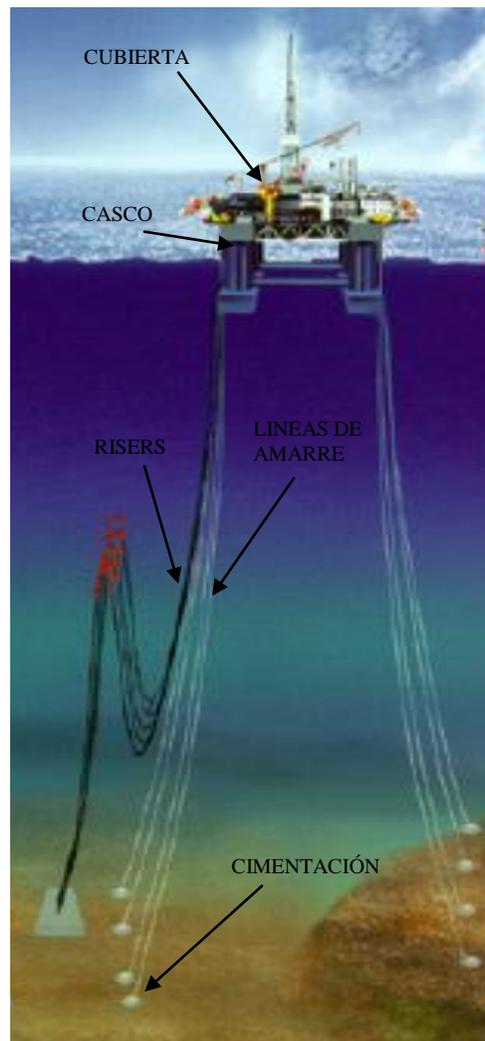


Figura I.25. Componentes de una Plataforma Semisumergible (Fuente: [www.technip](http://www.technip.com), 2005).

El número y arreglo de las pontones y columnas del casco de flotación han tenido muchas variantes a lo largo de su evolución, teniéndose casos con 3 y hasta una docena de columnas (Chakrabarti, 2005).

Una plataforma flotante sufre movimientos debido a la acción de las olas, corrientes y vientos, con la posibilidad de dañar los equipos de los pozos. Por consiguiente, es requisito que ella se posicione en la superficie del mar, dentro de un círculo con el radio de tolerancia dictado por los equipos de los equipos submarinos (Wikipédia, 2007).

Su única desventaja es que no tienen capacidad para almacenar el petróleo que extraen, por lo que tienen que contar con buques–cisterna que almacenen y transporten el petróleo o con plataformas cercanas a menor profundidad con capacidad para bombear el petróleo a la costa a través de ductos o con un sistema de ductos para el transporte de los hidrocarburos hasta la costa. La mayoría de plataformas Semisumergibles se encuentran en Brasil y en el Mar del Norte, y los Estados Unidos y funcionan en profundidades de hasta 2415 metros, como se muestra en la **Figura I.26**.

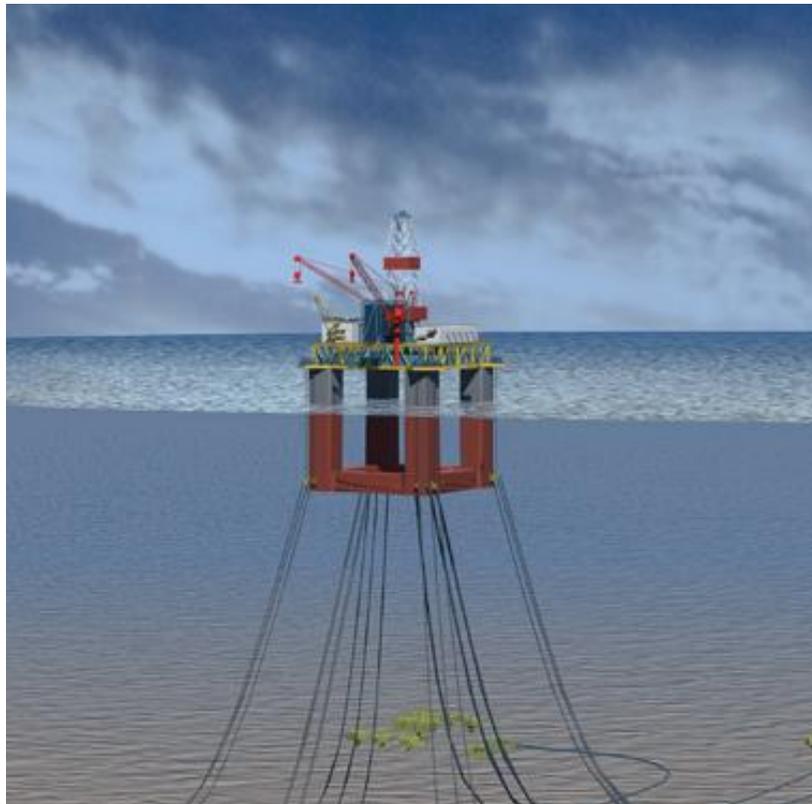


Figura I.26. Plataforma Semisumergible (Fuente: Offshore-mag.com, 2008).

La plataforma posee un sistema de anclaje o de posicionamiento dinámico (petrobras.com, 2008). El sistema del anclaje se constituye de 8 a 12 anclas y cables y/o cadenas, que producen los esfuerzos capaces de restaurar la posición de la plataforma cuando se modifica por la acción de las olas, vientos y corrientes. Al igual que la plataforma tipo SPAR, la SEMI también puede utilizar el sistema de líneas de amarre (taut leg). Comúnmente, estas líneas de amarre están compuestas por un tramo superior de cadena, un tramo intermedio de cable de acero o poliéster y un tramo inferior de cadena.

En el sistema de posicionamiento dinámico, la conexión física de la plataforma no existe con el fondo del mar, excepto el equipo de perforación. Los sensores acústicos determinan la tendencia de los propulsores del casco asociados por la computadora para que restaure la posición de la plataforma (petrobras, 2008).

Al igual que los FPSO, la SEMI puede utilizar los pilotes tradicionales de cimentación, las anclas convencionales y las anclas de succión.

Al igual que el FPSO, las SEMI utilizan risers del tipo flexible, y en el caso de plataformas en aguas ultraprofundas son utilizados los risers de acero en catenaria. Los risers en catenaria son risers colgando libres con o sin flotadores intermedios (Chakrabarti, 2005)

En la siguiente **Figura I.27**, podemos ver la evolución que se ha dado en los tirantes de aplicación para el caso de las plataformas Semisumergibles de producción (Offshore Magazine, 2005).

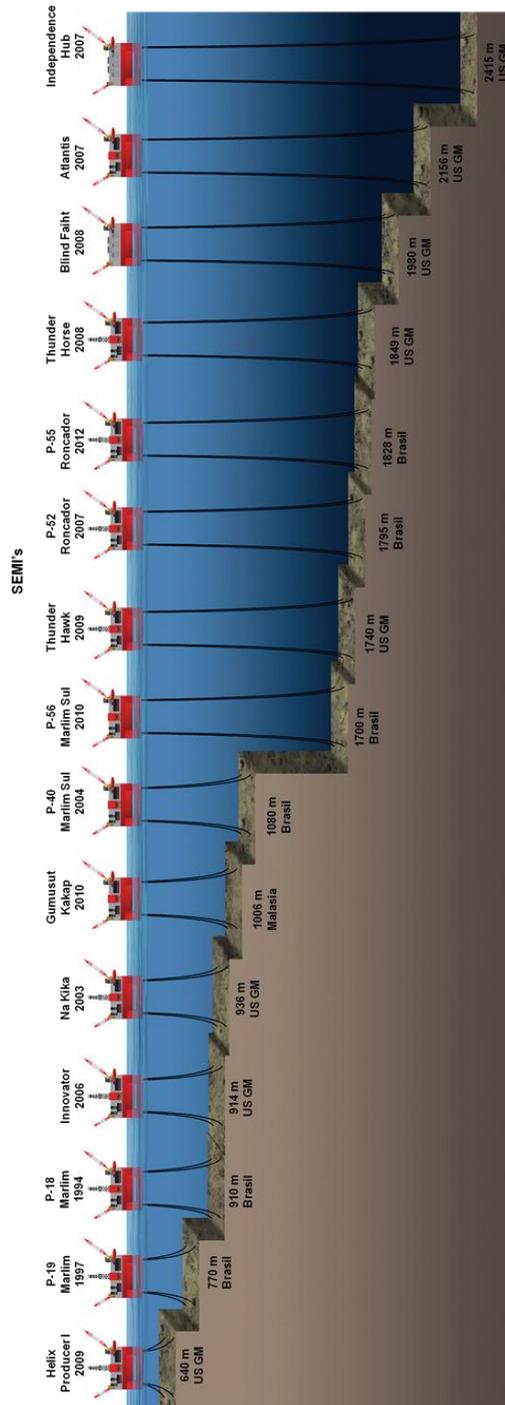


Figura I.27. Evolución de las plataformas Semisumergibles (Fuente: www.offshore-mag.com).

I.2 ESTADO ACTUAL DE LA TECNOLOGÍA DE LOS SISTEMAS FLOTANTES DE PRODUCCIÓN.

Actualmente existen 132 FPSOs en operación o en proceso de construcción en las diferentes regiones del mundo, de los cuales 40 están localizados en aguas profundas con tirantes de agua mayores a 500 m. Los FPSOs son utilizados preferentemente para la explotación de campos en aguas profundas de Brasil y de la Costa Oeste de África. De un total de 48 plataformas Semisumergibles operando en el mundo, 11 están localizadas en aguas profundas de Brasil y 8 en aguas profundas de la parte estadounidense del golfo de México. Existen 24 TLPs operando o en construcción en el mundo, 20 de ellas en aguas profundas, y una ya fue retirada (la plataforma Hutton); mientras que las 19 SPARs están localizadas en campos en aguas profundas. Casi la totalidad de las TLPs y las SPARs se encuentran en la parte norte del Golfo de México.

La explotación de campos en aguas profundas ha crecido a pasos agigantados, lográndose la instalación de decenas de plataformas en aguas profundas, como es indicado en la **Tabla I.2.1.**

Tabla I.2.1. Sistemas Flotantes en operación.

Region	Numero de Sistemas Flotantes de Producción							
	FPSO		SEMI		TLP		SPAR	
	Total	AP	Total	AP	Total	AP	Total	AP
USA GoM	0	0	0	8	1	16	0	18
Mar del Norte	23	2	15	0	2	1	0	0
Brasil	3	20	11	10	0	0	0	0
Costa Oeste de Africa	20	16	0	1	1	2	0	0
China	17	0	1	0	0	0	0	0
Sureste Asiatico	29	2	1	1	0	1	0	1
TOTAL	92	40	28	20	4	20	0	19

AP: Aguas Profundas (Tirante de agua mayor que 500 m)
 Fuente: (Offshore Magazine, 2009) y (Chakravarti, 2005)

El récord de tirante de agua de un Sistema Flotante en operación en aguas profundas lo posee la plataforma semisumergible Independence Hub de Anadarka, desde el año 2007, la cual se encuentra operando en un tirante de agua de 2415m en el Golfo de México, como se muestra en la siguiente **Figura I.28** (offshore Magazine (a), 2009).

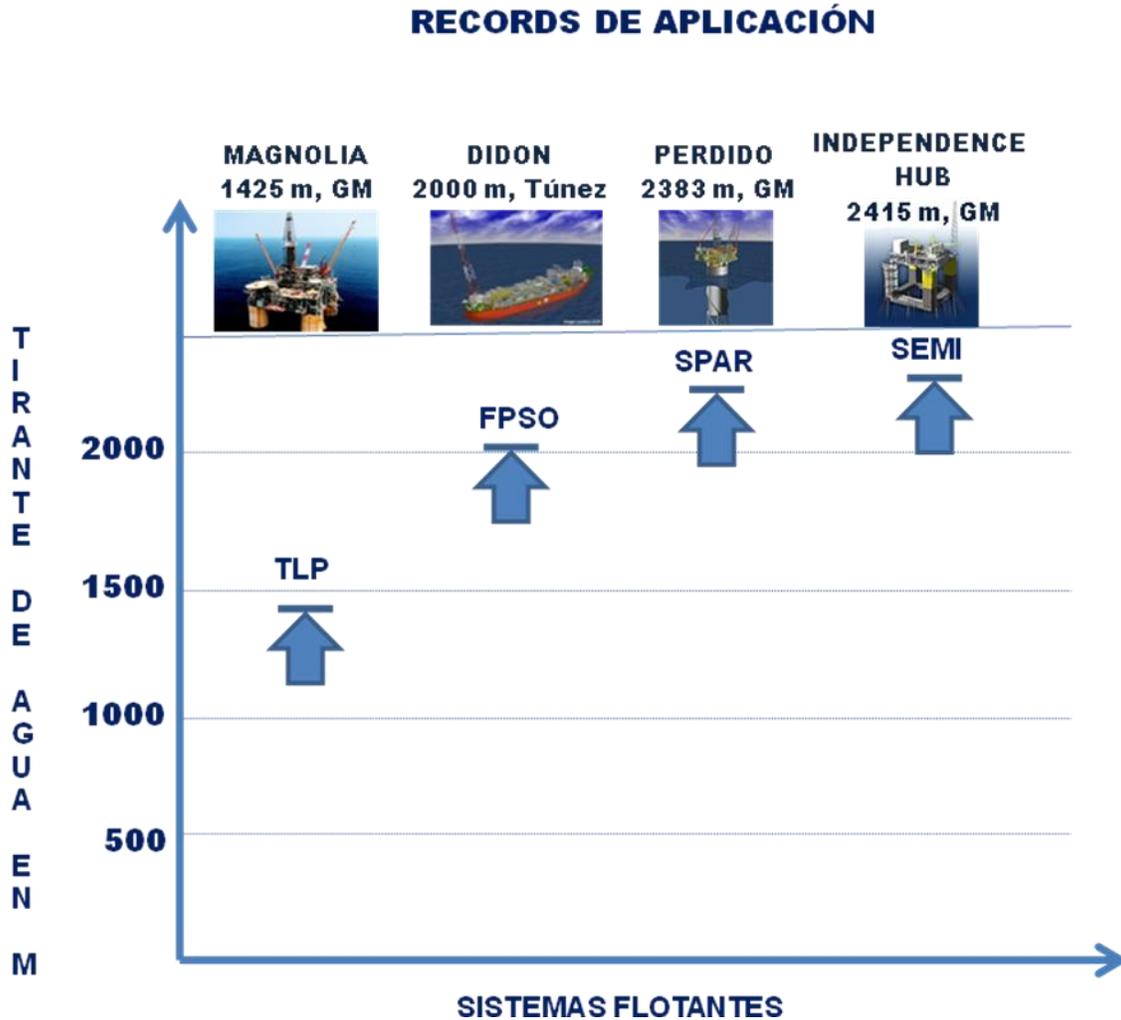


Figura I.28. Récords de tirante de agua de aplicación de los Sistemas Flotantes.

En las **Tablas I.2.2, I.2.3 y I.2.4**, se presentan los récords de tirantes de agua, producción y capacidad de pozos (risers/árboles de control) de los Sistemas Flotantes, respectivamente. Las tablas constan de tres columnas, la primera con los datos de la tecnología probada exitosamente por la industria en campo, la segunda con la calificada por la industria para su aplicación y la tercera con la analizada sólo a través de estudios conceptuales. En el caso de la tecnología con experiencia en campo se presenta el nombre de la plataforma, la operadora y la región donde se localizan las instalaciones.

Tabla I.2.2. Récords de tirante de agua de los Sistemas Flotantes.

Sistema Flotante	Records de Tirante de Agua		
	Probado en Campo	Calificado	Estudio Conceptual
SEMI	2415 m Independence Hub, Anadarko (GM)	2400 m	3048 m
FPSO	2000 m Didon, PA Resources (Túnez)	2286 m	3048 m
SPAR	2383 m Perdido, Shell (GM)	3048 m	
TLP	1425 m Magnolia, Conoco Phillips (GM)	2743 m	3048 m

Tabla I.2.3. Récorde de capacidades de producción de los Sistemas Flotantes.

Sistema Flotante	Records de producción (Mbpe/d)		
	Probado en Campo	Calificado	Estudio Conceptual
SEMI	352 300 m Asgard B, Statoil Hydro (Noruega)		350
FPSO	317 1180 m Erha, ExxonMobil (Nigeria)		350
SPAR	154 1463 m Hoover-D, ExxonMobil (GdeM)	200	300
TLP	366 335 m Snorre A, Statoil (Noruega)		350

*Mbpe/d: Miles de barriles de petróleo equivalente por día.

Tabla I.2.4. Récorde de capacidad de pozos (risers/árboles de control) de los Sistemas Flotantes.

Sistema Flotante	Probado en Campo	Records en numero de pozos Calificado	Estudio Conceptual
SEMI	52 300 m Asgard B, Statoil Hydro (Noruega)		
FPSO	67 916 m Dalia, TOTAL (Angola)	mayor que 120	
SPAR	35 2383 m Perdido, Shell (GM)		
TLP	46 335 m Snorre A, Statoil (Noruega)		

En la **Tabla I.2.2** se puede observar que las plataformas SEMIs están calificadas para su uso en profundidades alrededor de 2400 m, las SPARs están calificadas para su aplicación hasta 3000 m, las TLPs para 2750 m y los FPSOs para 2500 m. Los FPSOs, las TLPs y las SEMIs sólo han alcanzado los 3000 m a través de estudios conceptuales. En la **Tabla I.2.3** se aprecia que la mayor capacidad de producción la poseen tanto las TLPs con 366 Mbpe/d así también las SEMIs con 352 Mbpe/d y FPSOs con el uso en campo de sistemas que están produciendo 317 Mbpe/d, y las SPARs se han usado para producir hasta 154 Mbpe/d. Las capacidades identificadas a nivel conceptual para los FPSOs, las SEMI's y las TLPs son de 350 Mbpe/d y de 300 Mbpe/d para las SPAR. En la **Tabla I.2.4** se puede observar que los FPSOs ofrecen la mayor capacidad en cubierta para manejar risers de producción con un récord de 67 unidades y con capacidad calificada para recibir hasta más de 200 unidades. Después de los FPSOs, las SEMIs han sido utilizadas para recibir hasta 52 terminaciones superficiales (árboles secos). Las TLPs han sido operadas en campo con hasta 46 risers. Finalmente, las SPARs son plataformas que hasta la fecha han operado con el menor número de terminaciones superficiales (35).

De la revisión del estado de arte de las tecnologías relacionadas con los Sistemas Flotantes de producción, se puede observar que los FPSOs, las SEMIs y las SPARs están siendo aplicadas satisfactoriamente en tirantes de agua ultra-profundos (mayores a 1500 m); las SEMIs, las TLPs y los FPSOs son unidades de altas capacidades de producción; los FPSOs tiene alta capacidad de manejo de risers provenientes de árboles submarinos y las TLPs tiene mayor capacidad que las SPARs para la instalación de terminaciones superficiales de pozos sobre sus cubiertas.

I.3 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE CADA UNA DE LAS PLATAFORMAS.

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 TLPs y las SPARs tienen bajos movimientos verticales que 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 puede llevarse a cabo desde la misma plataforma de perforación. Sin embargo, las TLPs tienen límites técnicos en su sistema de tendones para su aplicación en aguas profundas más allá de 1500 m y la SPAR tiene un sistema de risers muy complejo. Por otro lado, los FPSOs 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 I.3.1** se muestran las principales ventajas y desventajas de los cuatro tipos de Sistemas Flotantes (Chakrabarti, 2005).

Tabla I.3.1. Ventajas y desventajas de los Sistemas Flotantes.

Sistema Flotante	Ventajas	Desventajas
TLP	<ol style="list-style-type: none"> 1. Bajos movimientos en el plano vertical: sustentación (heave), cabeceo (pitch) y balanceo (roll). 2. Permite el uso de equipo de perforación y acceso a pozos. 3. Utiliza árboles superficiales. 4. Uso de risers verticales de acero. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Limitaciones de uso en aguas ultraprofundas debido al colapso hidrostático de su sistema de tendones. 2. Sensible a cambios de carga sobre la cubierta. 3. No permite el almacenamiento de aceite.
SEMI	<ol style="list-style-type: none"> 1. Permite el uso de equipo para acceso y mantenimiento a pozos. 2. Mínimos cambios con el aumento del tirante de agua. 3. Permite manejar grandes cargas sobre su cubierta. 4. La última generación de SEMIs permite el uso de risers de acero en catenaria (SCR). 5. Se cuenta con diferentes tipos de sistemas de anclaje para diferentes condiciones de sitio. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Altos movimientos. 2. Uso de árboles submarinos. 3. Generalmente utiliza risers flexibles. 4. Los sistemas submarinos son un factor crítico.

SPAR	<ol style="list-style-type: none">1. Permite el uso de equipo de perforación y acceso a pozos.2. Permite el uso de árboles superficiales.3. Mínimos cambios con el aumento del tirante de agua.4. Permite el almacenamiento de aceite en su casco, pero no es típico.5. Alta estabilidad.	<ol style="list-style-type: none">1. Movimientos medios.2. Sistema de risers complejo.3. Se requiere el montaje de la cubierta en el sitio de instalación.
FPSO	<ol style="list-style-type: none">1. Se puede utilizar tanto en aguas someras como profundas.2. Mínimos cambios con el aumento del tirante de agua.3. Grande capacidad de espacio y de cargas en la cubierta.4. Permite el almacenamiento de aceite.5. Ilimitado número de pozos.6. Se cuenta con diferentes tipos de sistemas de anclaje para diferentes condiciones de sitio.	<ol style="list-style-type: none">1. Altos movimientos.2. Uso de árboles submarinos.3. Uso de risers flexibles con limitación en diámetro para aguas ultraprofundas.4. Los sistemas submarinos son un factor crítico.5. No cuenta con equipo para perforación y acceso a los pozos.6. No permite el almacenamiento de gas.7. En ambientes agresivos se requiere el uso de sistemas de anclaje de tipo torreta desconectable.

Capítulo II

Factores que afectan la selección de los sistemas flotantes

CAPÍTULO II. FACTORES QUE AFECTAN LA SELECCIÓN DE LOS SISTEMAS FLOTANTES.

Cuando se identifica una región en el subsuelo marino donde se encuentran prospectos potenciales de hidrocarburos, es necesario determinar la estrategia más apropiada para su exploración y explotación; la cual incluye la selección del tipo de sistema de producción que se debe usar. La identificación de este enfoque depende fundamentalmente de los siguientes parámetros (Leyte y Marín, 2004):

- Viabilidad económica del yacimiento
- Características del yacimiento
- Nivel de producción
- Riesgo
- Requerimientos de almacenamiento
- Condiciones del medio ambiente
- Experiencia
- Perforación
- Producción
- Infraestructura y exportación
- Normatividad
- Construcción e Instalación

Cada sistema flotante tiene sus propias ventajas. La selección de un concepto sobre otro dependerá primeramente sobre las condiciones del campo (datos de la reserva, profundidad de agua del sitio, el tipo de suelo para la cimentación, características ambientales e infraestructura) y de la filosofía operacional. Cada concepto puede ser optimizado para la reserva específica y características del sitio (Chakrabarti, 2005).

Durante el desarrollo de un campo, los factores más importantes que afectan la selección del sistema flotante de producción están relacionados con la localización y estructuración de los pozos (arquitectura submarina), la estrategia adoptada para la perforación de los pozos productores, la 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 (Chakrabarti, 2005). Los principales impulsores que afectan la selección y el diseño de los sistemas flotantes se muestran en la **Figura II.1**

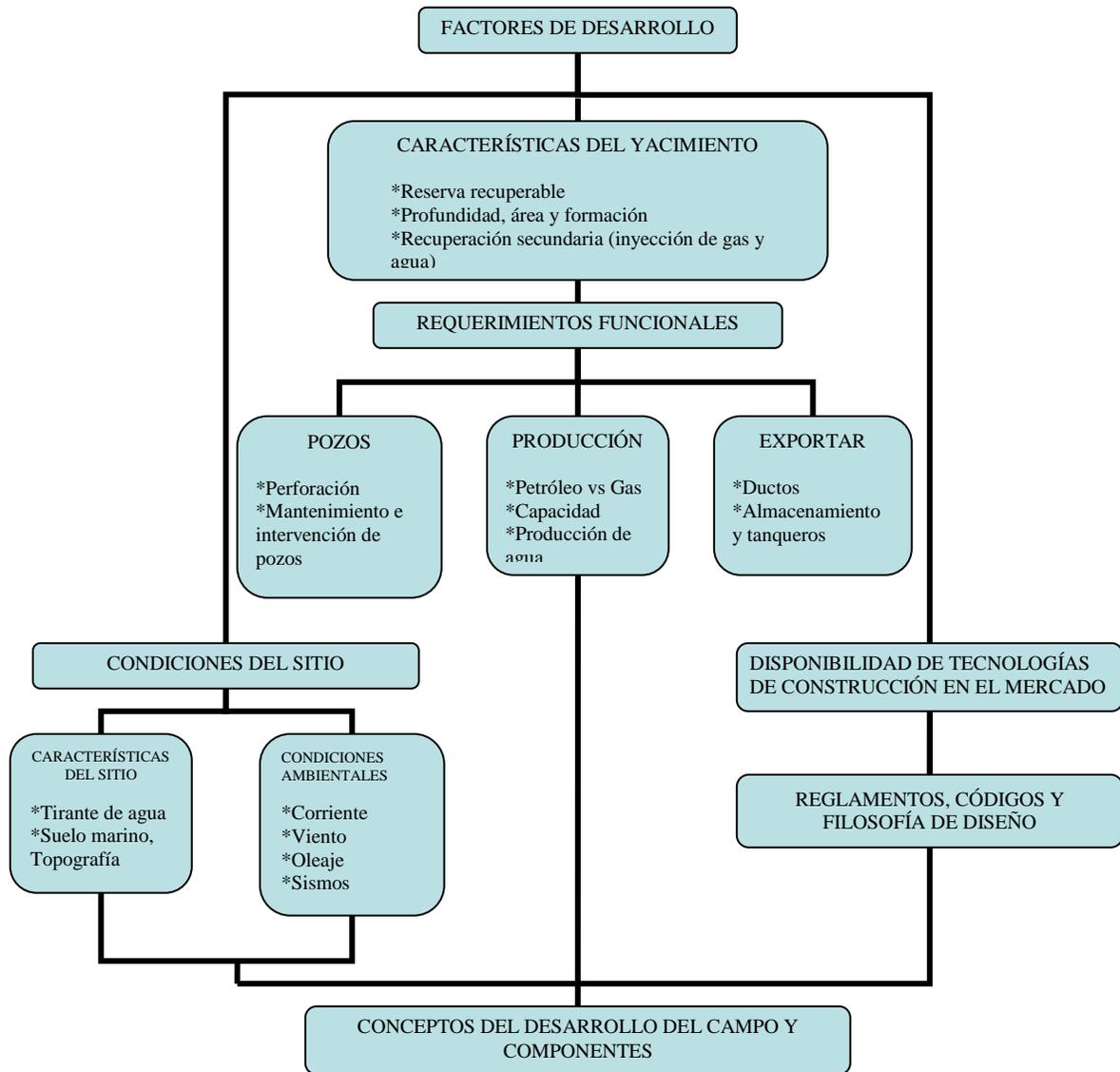


Figura II.1. Impulsores que afectan la selección y el diseño de los Sistemas: Flotantes (Fuente: Chakrabarti, 2005).

Los requerimientos funcionales de un sistema flotante requieren especial atención durante la etapa de planeación del desarrollo del campo. En todos los casos, los requerimientos de personal y material deben ser considerados con relación a la seguridad y eficiencia del sistema flotante. Los siguientes requerimientos críticos tienen un importante significado en el diseño y arreglo del sistema flotante (API, 1997):

- El número, tipo y lugar del arreglo de los pozos debe ser establecido antes de comenzar el diseño.
- El peso, área, y centro de gravedad del sistema de producción debe ser determinado antes de comenzar el diseño del sistema flotante. Porque el sistema flotante es sensible a estos parámetros, sus valores deberían estar dentro de las tolerancias especificadas, de otro modo el rediseño puede ser requerido.
- Debe haber suficiente espacio libre entre los risers y los miembros de la estructura adyacente para evitar interferencia durante las ocurrencias de condiciones ambientales severas.
- El número de pozos para un sistema flotante, el espacio mínimo entre los pozos y su distribución influyen en el tamaño del arreglo de la cubierta y el casco.

La reserva y características del fluido, profundidad del agua y ambiente del océano son las variables que primeramente determinan los requerimientos funcionales para la plataforma costa afuera.

II.1 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO.

Un yacimiento es la acumulación de crudo y/o gas en roca porosa tal como arenisca o caliza. Un yacimiento petrolero normalmente contiene tres fluidos (aceite, gas y agua) que se separan en secciones distintas debido a la diferencia de sus densidades. El gas, siendo el más ligero, ocupa la parte superior del yacimiento, el aceite la parte intermedia y el agua la parte inferior (Moreno, 2007).

Existen tres tipos de yacimientos:

Yacimiento estratigráfico. Es un yacimiento en forma de cuña alargada entre dos estratos, como se muestra en la **Figura II.2**.

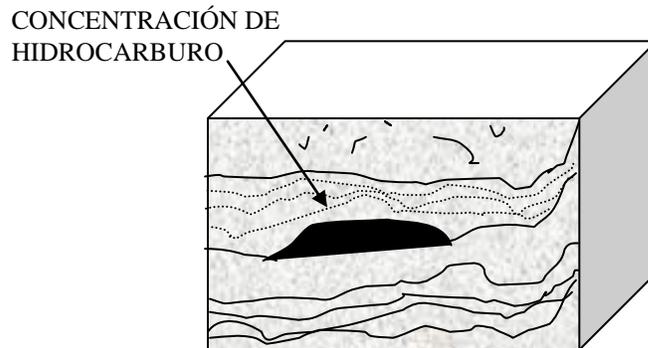


Figura II.2. Hidrocarburo atrapado, yacimiento estratigráfico (Fuente: Delta Main Training Center, 2007).

- Yacimiento anticlinal. Es un yacimiento formado en un plegamiento de las capas superiores de las rocas, similar a un arco en forma de domo, como se muestra en la **Figura II.3**. Los anticlinales son excelentes para perforación puesto que el crudo en los depósitos se eleva en forma natural al punto más alto de la estructura, en virtud de que tiene un peso específico menor que la del agua (Moreno, 2007).

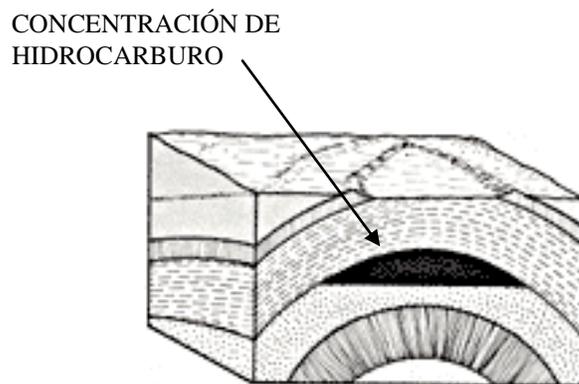


Figura II.3. Hidrocarburo atrapado, yacimiento anticlinal (Fuente: Delta Main Training Center, 2007).

- Yacimiento en falla. Cuando el terreno se fractura, los estratos que antes coincidían se separan, como se muestra en la **Figura II.4**. Si el estrato que contenía petróleo encuentra entonces una roca no porosa, se forma el yacimiento (AOP, 2007).

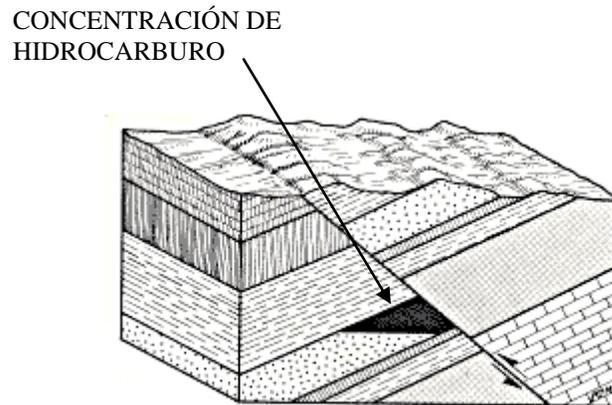


Figura II.4. Hidrocarburo atrapado, causado por falla (Fuente: Delta Main Training Center, 2007).

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 ensaye 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.

En el caso de que la geometría y el tipo de formación del yacimiento permitan la perforación de los pozos en un arreglo cercano entre sí (cluster arrangement) y la estrategia de perforación de los pozos productores contemple el uso de la misma plataforma de producción, entonces es recomendable la selección de un sistema flotante que permita la instalación de árboles de control superficiales tal como una TLP o una SPAR. Por el otro lado, un sistema flotante basado en árboles de control submarinos como un FPSO o una SEMI (ver **Figura II.5**), es recomendable cuando el yacimiento tiene una gran extensión horizontal y la producción es conjuntada a través de varios pozos satélite, o bien, si la producción de varios yacimientos pequeños y alejados entre sí es recibida por una unidad común de producción (Chakrabarti, 2005).

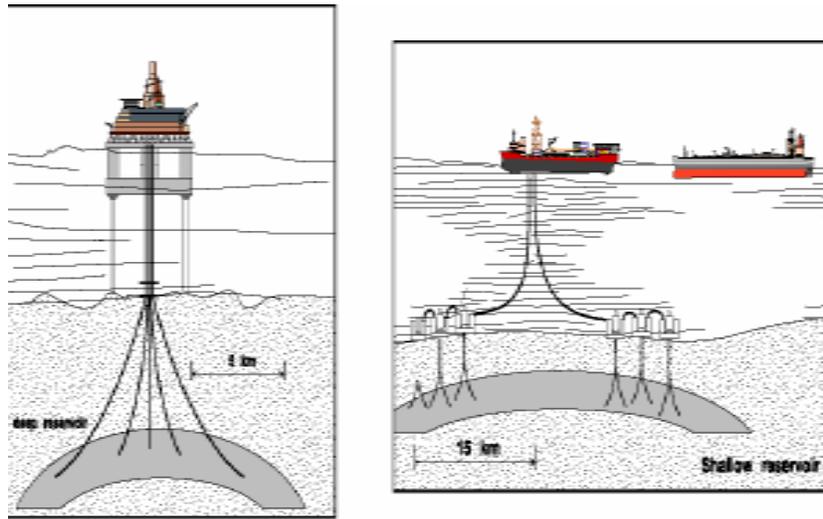


Figura II.5. Selección de los árboles de control con base en la forma de yacimientos (izquierda: yacimiento vertical, derecha: yacimiento horizontal) (Fuente: www.technip,2006).

Para la explotación de varios prospectos a través de sistemas submarinos la industria ha utilizado en la mayoría de los casos a los FPSOs y a las SEMIs, ya que las ventajas que ofrecen las TLPs y las SPARs (relacionadas con la perforación de pozos y el uso de árboles superficiales) se ven reducidas por la distancia y el tamaño de los prospectos. El uso de FPSOs y SEMIs obliga al uso de unidades móviles (MODUs) que son utilizados para perforar los pozos productores y para la intervención y mantenimiento de pozos (Chakrabarti, 2005).

La recuperación de petróleo por mecanismos naturales de producción se conoce con el nombre de recuperación primaria y se refiere a la producción de petróleo desde el yacimiento sin el uso adicional de ningún proceso, es decir, se produce únicamente por acción de la energía propia del reservorio. Generalmente hay dos o más mecanismos naturales de producción en el yacimiento, pero se toma como mecanismo de producción aquel que predomina en el mismo. El tipo del mecanismo de recuperación tiene una influencia importante sobre el porcentaje de hidrocarburos del yacimiento que serán recuperables, y forma parte fundamental en el análisis de Balance de materiales que realiza el Ingeniero de Yacimientos. Es una de las labores principales de dicho Ingeniero, determinar cual es el mecanismo de producción natural del yacimiento y utilizar métodos adicionales que permitan que se mantenga la energía que aporta el método de recuperación primaria para alcanzar el mayor porcentaje de recuperación posible. En una primera fase el yacimiento produce por declinación natural, luego se puede alargar su vida aplicándole procesos de recuperación secundaria, y finalmente podría ser sometido a procesos de recuperación terciaria, hasta alcanzar su límite económico y/o físico.

A continuación se describen brevemente los principales mecanismos de empuje (industria-petrolera.blogspot.com):

Mecanismo de Empuje por gas en solución:

- El empuje por gas en solución es también llamado empuje por gas disuelto, es comúnmente comparado con el efecto de los gases en las bebidas gaseosas al abrir el envase. En este caso la energía para transportar y producir los fluidos de un yacimiento se deriva del gas disuelto en el petróleo.
- Es el principal mecanismo de empuje para aproximadamente un tercio de los reservorios de petróleo del mundo.
- No existe producción de agua ya que la saturación de agua está cerca del valor irreducible.
- La presión inicial del yacimiento está sobre o igual a la presión de burbujeo y declina rápida y continuamente.
- La recuperación de petróleo para este mecanismo usualmente está en el rango de 5 al 20% del POES (Petróleo Original En Sitio).

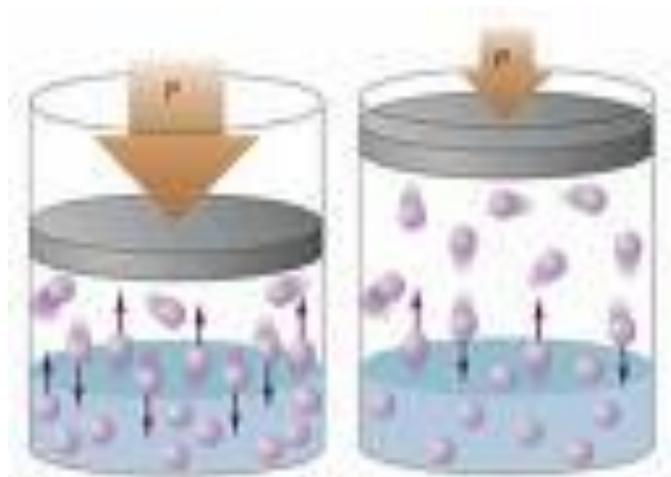


Figura II.6. Representación esquemática del empuje con gas (Fuente: industria-petrolera.blogspot.com).

Mecanismo de Empuje de agua:

- Este mecanismo de empuje se produce por la considerable expansión de agua del acuífero que debe formar parte del sistema. A medida que se reduce la presión, el agua se expande e invade el yacimiento, reemplazando parcialmente los fluidos extraídos del mismo.
- En este tipo de yacimientos no existe capa de gas y la producción de agua inicia muy temprano e incrementa en cantidades apreciables. La conificación en este tipo de yacimientos puede convertirse en un problema.
- La presión del yacimiento permanece alta por influencia del acuífero.
- La recuperación de petróleo para este mecanismo usualmente está en el rango de 30 al 60% del POES.

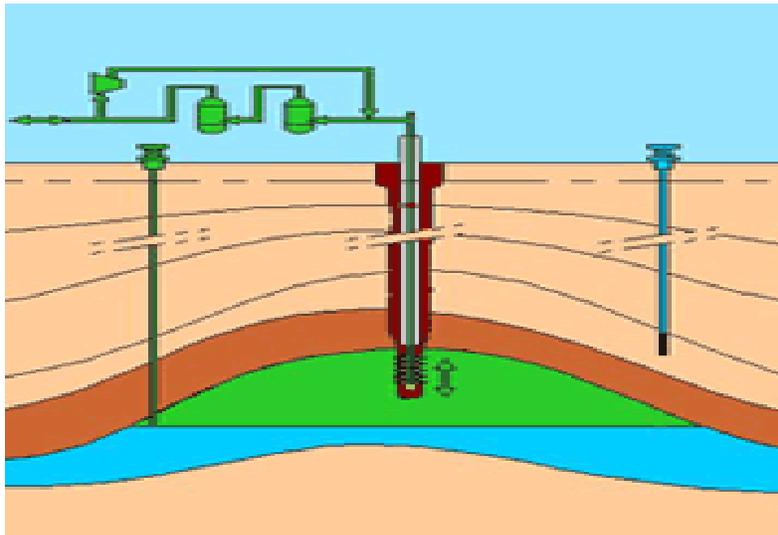


Figura II.7. Representación esquemática del mecanismo de empuje de agua (Fuente: industria-petrolera.blogspot.com).

II.2 REQUERIMIENTOS FUNCIONALES.

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

1. El alcance del programa de perforación se define con base en el número de pozos de producción y de inyección.
2. Los requerimientos de producción se definen 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. En la **Figura II.8**, se presentan las capacidades de producción de los sistemas flotantes, para el caso de la tecnología probada exitosamente en campo por la industria. La mayor capacidad de producción la tiene el sistema flotante TLP, seguido de la SEMI, FPSO y SPAR.

Capacidad de producción de los Sistemas Flotantes (Mbpe/d)

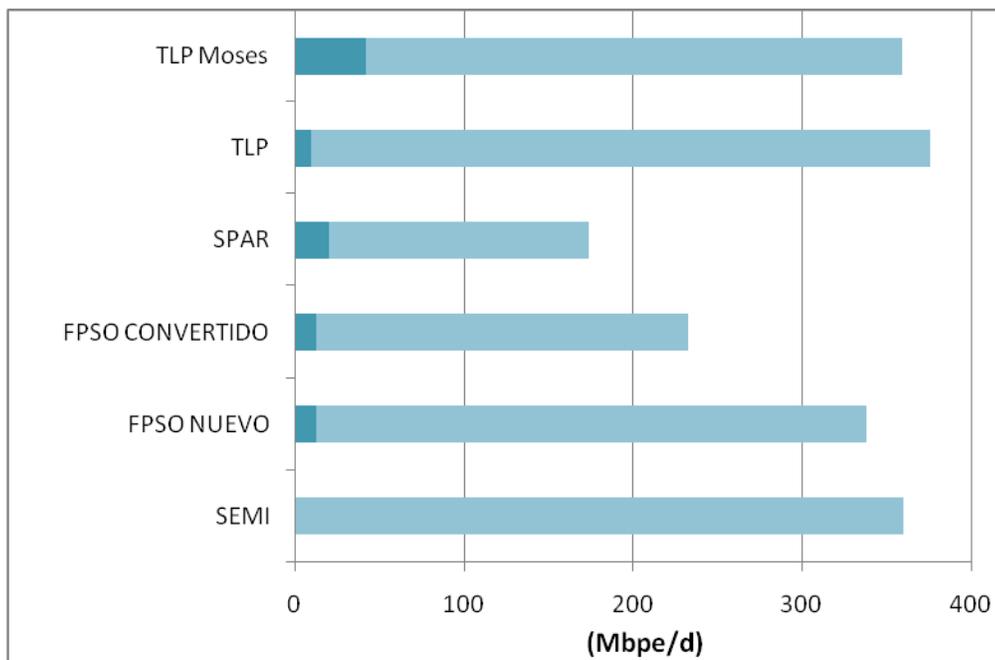


Figura II.8. Capacidades de producción de los Sistemas Flotantes (Fuente: www.offshore-mag.com).

*Mbpe/d: Miles de barriles de petróleo equivalente por día.

- 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. En la **Figura II.9** se puede observar que los FPSOs nuevos ofrecen la mayor capacidad en cubierta para manejar risers de producción con un récord de 67 unidades aplicada en campo. Después de los FPSOs, las SEMIs han sido utilizadas para recibir hasta 51 terminaciones superficiales (árboles secos) también probado en campo. Las TLPs han sido operadas en campo con hasta 46 risers. Finalmente, las SPARs son plataformas que hasta la fecha han operado con el menor número de terminaciones superficiales (26), ambas son aplicadas en campo.

Capacidad de pozos (risers/árboles de control) de los Sistemas Flotantes

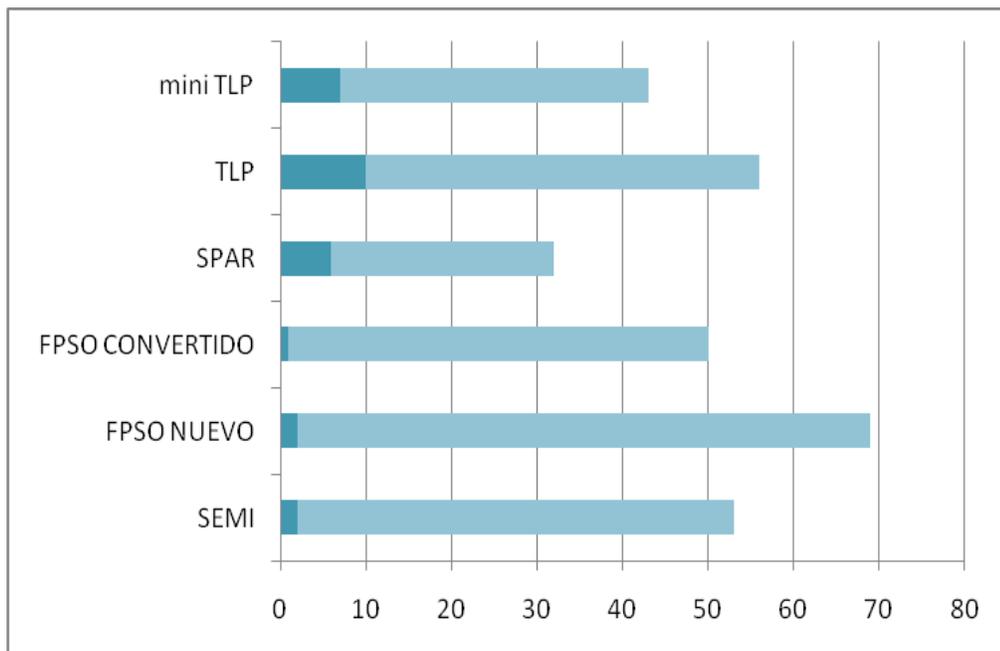


Figura II.9. Capacidad de pozos (risers/árboles de control) en los Sistemas Flotantes (Fuente: www.offshore-magazine.com).

Los requerimientos operacionales dictan el tamaño de la cubierta, su configuración y número de niveles (Chakravarti, 2005).

Requerimientos de aseguramiento de flujo y sistemas artificiales de producción

Los requerimientos de intervención y mantenimiento de pozos, capacidades de carga y área en cubierta, provenientes de las necesidades para el aseguramiento del flujo, y de sistemas secundarios de recuperación de la producción, pueden convertirse en factores críticos para la selección de los sistemas flotantes.

Por ejemplo, si es esperada la presencia de depósitos inorgánicos (scaling), asfaltenos o naftas, preferentemente la industria ha utilizado unidades de producción que ofrezcan la intervención y mantenimiento de pozos a bajo costo, como las TLPs y las SPARs. Si se desea evitar el depósito de sustancias inorgánicas a través de la inyección de agua tratada, entonces se requerirá de una plataforma con un área amplia sobre la cubierta y capacidad de carga de los sistemas para el manejo del agua. Generalmente, los FPSOs y las SEMIs ofrecen estas características.

En el caso de utilizarse bombas eléctricas submarinas como sistema artificial de producción, se recomienda contar con un sistema flotante con árboles de control superficiales como las TLPs y SPARs ya que será necesario el cambio periódico de las bombas debido a su baja vida útil (alrededor de dos años). Si las bombas hidráulicas submarinas son seleccionadas, entonces se requerirán unidades con gran capacidad de producción de agua como los FPSOs y las SEMIs.

En caso de requerirse instalaciones para la inyección de agua o de gas para la recuperación secundaria de hidrocarburos, los FPSOs y las SEMIs generalmente son preferidos por la industria debido a sus áreas disponibles en cubierta y su mayor flexibilidad en su capacidad de carga (Chakrabarti, 2005).

Sistema de exportación de hidrocarburos

El tipo de sistema, a través de ductos submarinos o almacenamiento-tanqueros aliviadores, para el envío de la producción a los puntos de almacenamiento, refinación o de venta, es un factor crítico para la selección del sistema flotante para la explotación del área determinada. La selección del sistema de exportación depende de varios factores como el tipo de hidrocarburo, el aseguramiento del flujo y la existencia de infraestructura cercana, entre otros. En el caso de los FPSOs, dos aspectos son relevantes durante la selección: el procesamiento y el uso del gas producido, y la adquisición y la logística para la operación de los tanqueros aliviadores. Además de los factores técnicos, los análisis económicos son factores importantes para la selección del sistema de exportación de hidrocarburos (Chakrabarti, 2005).

Patios de fabricación

La disponibilidad de patios de fabricación con experiencia y calidad para la construcción de los diversos componentes de los sistemas flotantes, así como de embarcaciones para su transporte e instalación, son factores críticos para la selección del concepto estructural seleccionado para la explotación de los campos. En la **Figura II.10** se muestran las regiones donde se pueden construir los sistemas flotantes basada en la experiencia de los patios de fabricación (Chakrabarti, 2005).

	TLP	Mini-TLP	SPAR	FPSO	SEMI
Topside	USA	USA	México	ASIA	USA
Casco	ASIA	USA	EUROPA	ASIA	ASIA

Figura II.10. Regiones donde se pueden fabricar los Sistemas Flotantes (Chakrabarti, 2005).

Los patios mexicanos tienen capacidades predominantemente para la construcción y reparación de plataformas fijas, con excepción del patio Talleres Navales del Golfo donde se han fabricado varios topsides para plataformas SPAR.

Tiempos de ejecución de los proyectos

La duración de los proyectos de Ingeniería, procura, construcción e instalación (IPCI) desde su autorización hasta el inicio de la producción puede convertirse en un factor crítico de selección de acuerdo con el plan de desarrollo.

En la **Tabla II.1** se presentan los valores máximos identificados de la duración típica de los proyectos IPCI para los diferentes sistemas flotantes. Es importante mencionar que dentro de los factores que afectan la duración de los proyectos se encuentra el tamaño mismo y la capacidad de producción de las plataformas, por lo cual en la tabla también se identifican los valores récord de producción de sistemas flotantes operando en el mundo (Chakrabarti, 2005).

Tabla II.1. Duración de proyectos desde la sanción hasta el inicio de la producción de los Sistemas Flotantes.

Sistema Flotante	Duración Máxima de Proyecto (Meses)	Récord de Capacidad de Producción (*Mbpe/d)
Mini- TLP	28	58
TLP Convencional	53	251
SPAR	45	154
SEMI	53	360
FPSO Nuevo	48	
FPSO Convertido	36	325

*Mbpe/d: Miles de barriles de petróleo equivalente por día.

II.3 CONDICIONES DEL SISTIO.

Las características del sitio que incluyen el tirante de agua, las condiciones ambientales, las propiedades geotécnicas, la topografía del suelo marino, los peligros geológicos, la presencia de hielo en el agua, y la sismicidad de la región, tienen influencia directa en la selección y dimensionamiento de los conceptos estructurales y por consiguiente en la inversión económica necesaria para desarrollar el campo (Chakrabarti, 2005).

La implementación exitosa de nuevos sistemas de explotación se ha apoyado no sólo en el incesante mejoramiento de los sistemas previos, basado en el continuo desarrollo tecnológico, sino también en un estado del conocimiento del medio ambiente marino mayor y de mejor calidad. El conocimiento de las cargas inducidas por éste, además de las cargas operacionales y peso propio de las plataformas, es de la mayor relevancia para asegurar la estabilidad e integridad de estas estructuras. Por lo tanto un estudio apropiado de las condiciones geológicas y del medio ambiente tendrá un impacto directo en la calidad de los estudios geotécnicos y en el esquema de cimentación más apropiado para la plataforma de interés. La geología permite determinar algunas condiciones potenciales de riesgo así como el origen y las características estructurales de la región donde se encuentra(n) el (los) yacimiento(s) en cuestión (Leyte y Marín,2004).

II.3.1 Distancia a la costa, profundidad del agua, suelo marino.

Los factores más relevantes del ambiente marino, arriba y abajo del nivel medio del mar, son fuente fundamental de sistemas de cargas sobre estructuras de plataformas que deben ser considerados con atención en la selección y diseño de las instalaciones para la explotación de hidrocarburos en aguas profundas.

Profundidad del piso marino.

Los enfoques convencionales basados en plataformas tubulares tipo jacket han funcionado satisfactoriamente en profundidades de hasta 300 m en condiciones típicas del Golfo del México (GM), más allá de ese nivel, las cantidades de acero requeridas hacen económicamente más atractivos otros conceptos estructurales, como los basados en torres articuladas y en sistemas flotantes. Para profundidades mayores a los 600 m se han usado otros sistemas cuyo principio de soporte en el fondo marino es diferente; mientras que las plataformas tipo jacket transmiten esfuerzos de compresión además de los de tensión debidos a los momentos de volteo, las torres articuladas disponen de cámaras de flotación bajo la superestructura que les permiten compensar casi totalmente las cargas aplicadas, de tal forma que los esfuerzos de compresión transmitidos a la cimentación son mínimos. Por otro lado las plataformas de piernas atirantadas (TLP) usadas en profundidades de hasta 1430 m, inducen esfuerzos de tensión sobre la cimentación. En la **Figura II.11**, se especifica el tirante máximo y mínimo en el que pueden trabajar las plataformas desde una fija hasta una flotante (Leyte y Marín,2004).

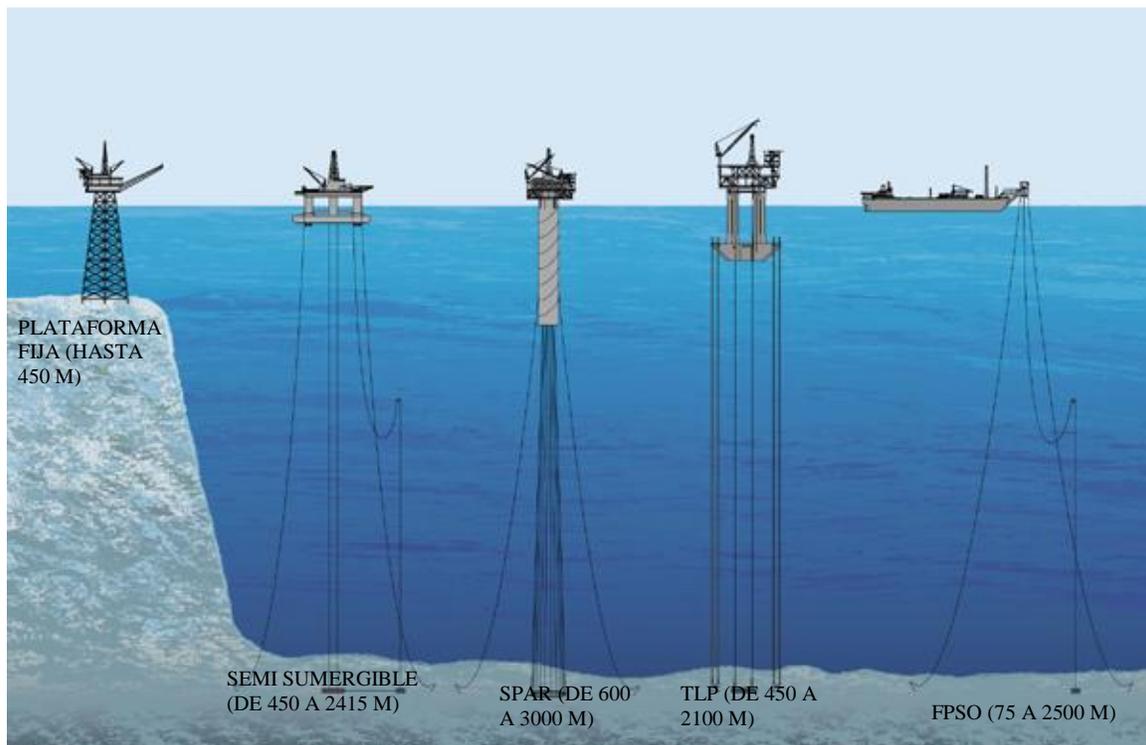


Figura II.11. Tirantes de agua máximos y mínimos para los diferentes tipos de plataformas (Fuente: www.modec.com).

En **Figura II.12**, se presentan los récords de tirantes de agua de los Sistemas Flotantes. La figura muestra los datos de la tecnología probada exitosamente por la industria en campo. La tecnología con experiencia en campo presenta el nombre de la plataforma y la profundidad a la que se encuentra operando.

Récords de tirantes de agua de los Sistemas Flotantes (m)

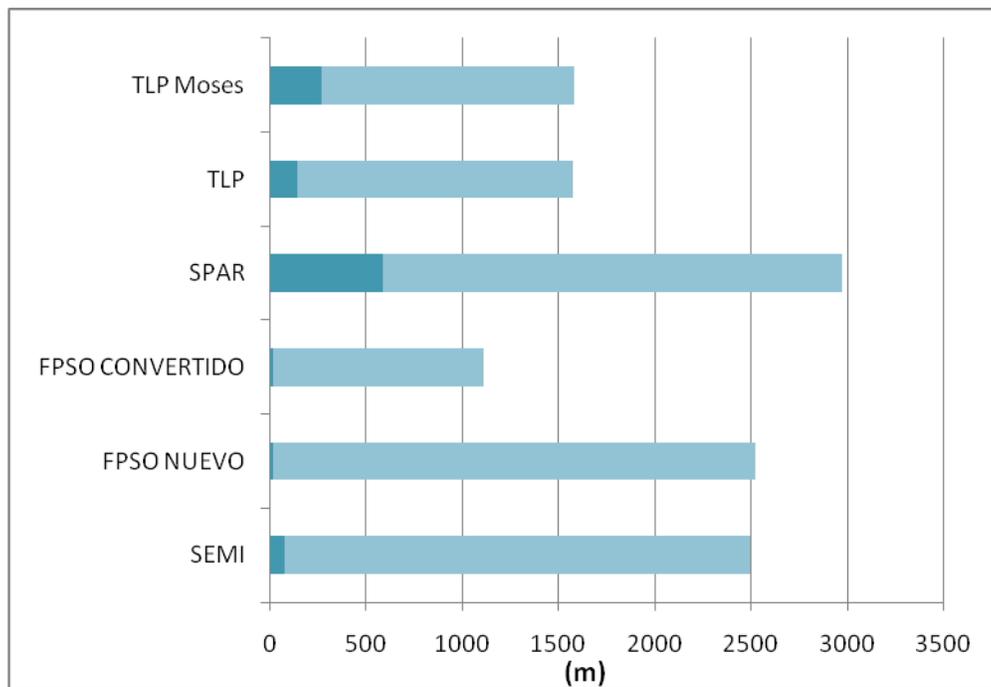


Figura II.12. Récords de tirante de agua de los Sistemas Flotantes, probados en campo (Fuente: www.offshore-magazine.com).

II.3.2 CARACTERÍSTICAS DEL SUELO MARINO.

El conocimiento de las condiciones del suelo existentes en el lugar donde se llevará a cabo la instalación de cualquier tipo de estructura es necesario, para efectuar un diseño seguro y económico (API, 1981).

El punto de partida en la búsqueda del petróleo es la exploración que realiza los estudios preliminares para la localización de un yacimiento. Para identificar el petróleo en los poros de las rocas y decidir la mejor forma de extraerlo de las grandes profundidades en la tierra y en el mar, el hombre utiliza los conocimientos de dos ciencias: la Geología y la Geofísica (petrobras.com, 2008).

Estos estudios se requieren para conocer la topografía superficial que guarda el sitio donde se va a instalar la estructura marina, considerando que éste se encuentre libre de cualquier obstáculo que puede impedir la correcta colocación de la estructura y cuidando que no existan bolsas de gas, fracturas estabilidad de taludes u otros georiesgos que impidan el posicionamiento seguro de la cimentación.

Dentro de estos estudios destacan la medición del tirante de agua, así como la evaluación de las condiciones del fondo marino considerando los planos y las pendientes del área en estudio y sus inclinaciones. También se requiere conocer las condiciones del suelo obteniendo muestras del fondo marino para determinar el tipo de material.

II.3.3 CONDICIONES AMBIENTALES.

La estructura de una plataforma marina tiene la función de soportar los equipos de perforación, proceso y auxiliares necesarios para la extracción, adecuación y transporte de los hidrocarburos, en un medio tal que la expone al efecto de diversos procesos físicos actuantes en el medio oceánico, tales como el oleaje, las corrientes marinas, las mareas astronómicas, el viento y el sismo.

A estos procesos físicos, actuantes en el medio oceanográfico y climatológico, se denominan procesos meteoceánicos (se refiere a la combinación de los efectos metereologicos y oceanográficos tales como: viento de superficie local, olas generadas por viento local, corriente de supeficie generado por tormentas locales) (Valdés, 2004), ver **Figura II.13.**

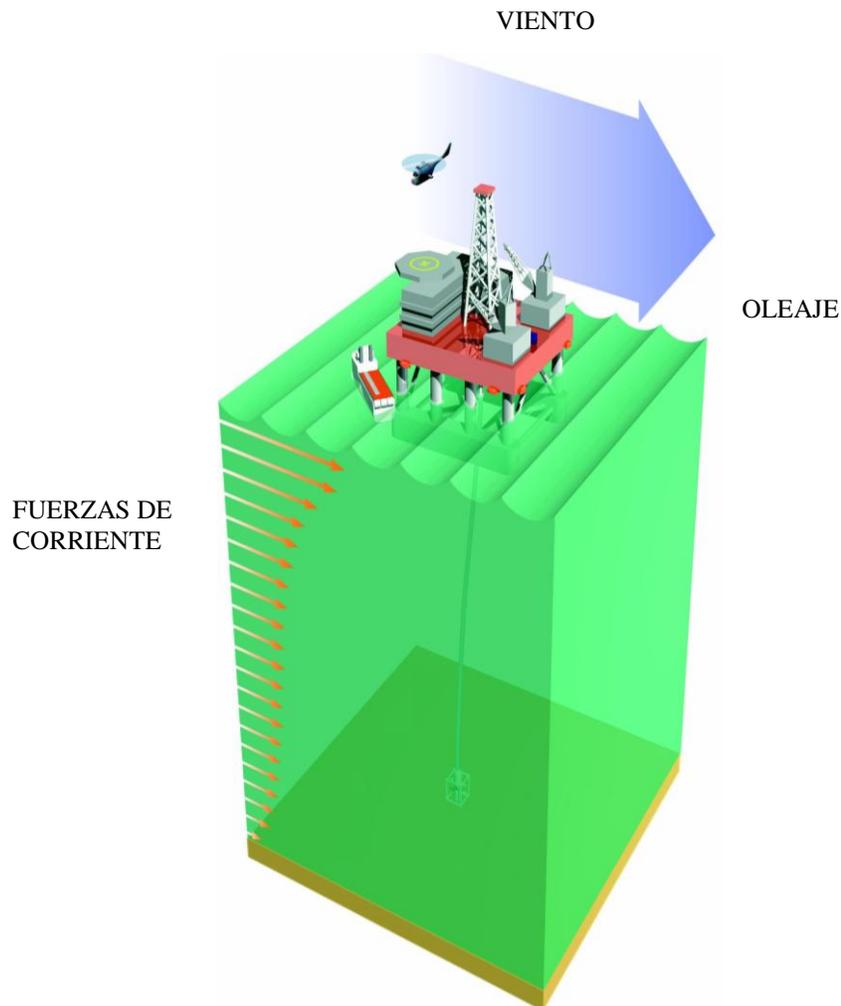


Figura II.13. Elementos de un proceso meteoceánico que influyen en el diseño de un plataforma flotante (Fuente: www.mercator-ocean.fr).

Con base en la experiencia de la industria internacional se puede observar que las condiciones ambientales no son un impedimento para la aplicación de cualquiera de los cuatro tipos de sistemas flotantes en el desarrollo de campos en aguas profundas. Sin embargo, éstas constituyen un factor crítico para la selección y dimensionamiento de los sus componentes estructurales como son las cubiertas y su equipo, los cascos de flotación, los risers, las líneas de amarre y las cimentaciones. Es importante mencionar que hasta la fecha no se han utilizado FPSO's en regiones de aguas profundas con la presencia de huracanes. En este tipo de ambientes, la industria internacional recomienda el uso de FPSO's con un sistema de anclaje basado en torreta interna del tipo desconectable (Chakrabarti, 2005).

Oleaje

Uno de los factores del medio ambiente más relevantes en el diseño de una plataforma es el oleaje; las características del oleaje dependen del sitio donde se determinen, sus parámetros básicos, altura, periodo y longitud de ola se deben conocer en sitios del mar donde se han detectado yacimientos potenciales de hidrocarburos. En condiciones difíciles del mar, los valores típicos de diseño de altura de ola son alrededor de 30 m, y en condiciones menos agresivas como en el GM puede llegar hasta 23 m (Chakrabarti, 2005). El oleaje es un fenómeno generado por viento que, al soplar sobre la superficie del mar, transmite su energía, provocando que la superficie se deforme y produzca ondas que se mueven en la dirección de acción del viento (Valdés, 2004).

Viento

Otro factor importante en el diseño de plataformas marinas es el viento, cuya energía cinética se transforma en fuerza cuando impacta un obstáculo; estas fuerzas son más relevantes en cuerpos donde una parte importante de su superficie está expuesta a este agente, como en el caso de plataformas flotantes o barcos con sistemas de posicionamiento dinámico (Leyte y Marín, 2004).

Corrientes marinas

De manera general, las corrientes pueden definirse como el desplazamiento de una masa de agua, determinada por dos características: dirección y velocidad. La dirección de una corriente es el rumbo hacia el cual se dirigen. La velocidad de una corriente se expresa tradicionalmente en nudos, cuando se trata de aspectos relativos a la navegación, o bien en m/s. Existen diferentes tipos de corrientes marinas, tales como las corrientes oceánicas, las corrientes locales inducidas por el viento, las corrientes inducidas por marea y las corrientes inducidas por el oleaje.

Mareas

Las mareas son de consideración importante en el diseño de plataformas ya que éstas pueden incrementar la tensión en las líneas de amarre. Las mareas pueden clasificarse como: (a) marea lunar o astronómica, (b) marea de viento, y (3) marea diferencial de presión.

II.4 REGLAMENTOS, CÓDIGOS Y FILOSOFÍA DE DISEÑO.

Todas las actividades marinas están sujetas a regulaciones nacionales y/o internacionales y a estándares operacionales de la industria.

La normatividad 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 normatividades pueden totalmente eliminar el uso de algún tipo de producción, como es fue el caso de los FPSOs en la parte estadounidense del Golfo de México (Chakrabarti, 2005).

Cada país tiene sus propias reglas concernientes a las operaciones costa afuera que consideran diseño, construcción de plataformas costa afuera; además de regulaciones para tuberías, operaciones de perforación, operaciones de producción, etc (API, 1981).

Capítulo III

Metodología para la selección de sistemas flotantes

En este capítulo se presenta una metodología para seleccionar el mejor sistema flotante para la explotación de campos de hidrocarburos en aguas profundas basada en la evaluación de los factores técnicos críticos, como son: el tipo de yacimiento, el tipo de árboles de control, los requerimientos de recuperación secundaria, el número de terminaciones de risers o pozos sobre cubierta, la capacidad de perforación y producción del sistema flotante, el aseguramiento del flujo, el tirante de agua donde se localiza el yacimiento, las condiciones ambientales prevalecientes en el sitio, el requerimiento de almacenamiento de aceite en la plataforma, la duración del proyecto IPCI y la normatividad vigente en la región, entre otros factores tratados ampliamente en el Capítulo III. Los factores críticos son aquellos que debe satisfacer un sistema flotante para convertirse en la infraestructura técnicamente óptima para un proyecto específico.

El Capítulo está dividido en tres partes: la primera se refiere propiamente a establecer los criterios de selección, la segunda parte muestra la metodología y la tercera describe el programa de cómputo desarrollado para la aplicación del procedimiento de selección.

III.1 CRITERIOS DE SELECCIÓN

Cada sistema flotante ha sido conceptualizado para resolver problemáticas específicas de la industria petrolera; asimismo, tienen ciertos límites operacionales debido a su geometría, configuración y materiales de construcción. Por tales motivos, en el proceso de selección del mejor sistema para una aplicación específica es necesario tomar en cuenta los límites descritos a continuación para los factores técnicos identificados como críticos.

❖ CONFIGURACIÓN GEOMÉTRICA DEL YACIMIENTO

En el caso de que la geometría del yacimiento sea predominantemente vertical la perforación de los pozos puede efectuarse en un arreglo reticular con sus centros cercanos entre sí (cluster arrangement). Adicionalmente, si la estrategia de perforación de los pozos productores contempla el uso de la misma plataforma de producción, entonces el hidrocarburo puede transportarse a través de Risers rígidos verticales, para lo cual es recomendable la selección de un sistema flotante con árboles de control superficiales tal como una TLP o una SPAR. Por otro lado, un sistema flotante basado en terminaciones submarinas como un FPSO o una SEMI es recomendable cuando el yacimiento tiene una gran extensión horizontal y la producción de varios pozos satélite es conjuntada, o bien, si la producción de varios yacimientos pequeños y alejados entre sí es recibida por una unidad común de producción.

Dependiendo de la configuración geométrica del yacimiento y de la planeación de la incorporación de los pozos productores, la explotación de los hidrocarburos se puede efectuar utilizando arboles de control superficiales (secos) o submarinos (mojados).

❖ ÁRBOLES DE CONTROL

Existen dos tipos de árboles para efectuar el control de la producción proveniente de los pozos, los submarinos o mojados y los superficiales o secos. La selección de la mejor alternativa, y la cual tiene un impacto fundamental en la selección del tipo de sistema flotante, depende de la geometría del o de los yacimientos, de la estrategia de perforación de los pozos y de la planeación del desarrollo del campo. Éste último puede incluir la incorporación de la producción de nuevos yacimientos a la misma plataforma.

Generalmente los árboles superficiales son utilizados en conjunto con sistemas tipo TLP y SPAR, debido a su bajo movimiento vertical; los árboles superficiales son conectados a los pozos con risers rígidos y los submarinos transmiten el hidrocarburo a la plataforma a través de risers flexibles o de acero en forma de catenaria. Los submarinos son requeridos cuando se usan las plataformas Semisumergibles y FPSOs, por el gran movimiento vertical que éstos presentan y por la flexibilidad de su sistema de anclaje.

❖ RECUPERACIÓN SECUNDARIA

La definición del requerimiento a corto o largo plazo de sistemas para la recuperación secundaria de los hidrocarburos es un factor de suma importancia para la selección del sistema flotante, ya que en caso de requerirse los sistemas para la inyección de agua o gas, deben seleccionarse plataformas con gran capacidad de carga o área disponible sobre su cubierta. En este caso, la industria ha preferido el uso de los sistemas flotantes tales como FPSOs o Semisumergibles.

❖ NUMERO DE TERMINACIONES DE RISERS O POZOS SOBRE CUBIERTA

Las terminaciones de risers sobre la cubierta del sistema de producción están determinadas principalmente para las SEMIs y FPSOs ya que los árboles de control de los pozos se encuentran situados en el suelo marino, dado esto, se debe seleccionar sistemas flotantes que posean una mayor área sobre cubierta. En cuanto a árboles de control de pozos sobre cubierta, se encuentran éstos principalmente en los sistemas TLPs y SPARs por su nulo movimiento vertical. En la Tabla IV.1 podemos ver la capacidad o el número de terminaciones en la cubierta de cada uno de los sistemas flotantes.

Los diferentes tipos de sistemas flotantes tienen limitantes para recibir las terminaciones de risers o los árboles superficiales dependiendo de su capacidad de carga y área disponible en su cubierta. Los límites actuales se muestran en la **Tabla III.1**.

TABLA III.1. Número de terminaciones de risers o árboles de control de pozos sobre cubierta.

SISTEMA FLOTANTE	No. DE TERMINACIONES SOBRE CUBIERTA
TLP	DE 5 A 36
SPAR	DE 4 A 20
FPSO	DE 2 A 52
SEMI	DE 2 A 28

❖ CAPACIDAD DE PERFORACIÓN

Debemos tomar en cuenta que actualmente sólo dos (TLPs y las SPARs) de los cuatro sistemas flotantes tienen la capacidad de efectuar simultáneamente las actividades de producción y perforación. Esto se muestra específicamente en la **Tabla III.2**.

TABLA III.2. Capacidad de producción-perforación de los sistemas flotantes.

SISTEMA FLOTANTE	CAPACIDAD DE PERFORACIÓN
TLP	SI
SPAR	SI
FPSO	NO
SEMI	NO

Por tal motivo, cuando la planeación del desarrollo del campo indique la necesidad de contar con una plataforma con capacidad de producción-perforación, el sistema flotante se limitará al uso de FPSOs o SPARs.

❖ CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN

Durante el proceso de selección del centro de procesamiento es importante tener en cuenta que cada sistema flotante tiene diferente capacidad de producción y que éste deberá satisfacer los requerimientos de corto y largo plazo del campo. Las capacidades de producción hasta ahora en operación de los sistemas flotantes se puede observar en la **Tabla III.3.**

TABLA III.3. Capacidad de producción de los sistemas flotantes.

SISTEMA FLOTANTE	CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN
TLP	DE 40 A 317 Mbpe/d
SPAR	DE 30 A 154 Mbpe/d
FPSO	DE 20 A 270 Mbpe/d
SEMI	DE 20 A 315 Mbpe/d

*Mbpe/d: Miles de barriles de petróleo equivalente por día.

❖ ASEGURAMIENTO DE FLUJO

Actualmente, la transportación de los hidrocarburos producidos en un sistema flotante puede ser a través de ductos o embarcaciones. La selección del mecanismo de transporte dependerá de los resultados de los estudios de aseguramiento de flujo.

Si los resultados de aseguramiento de flujo indican la potencial presencia de inorgánicos, asfáltenos o naftas a lo largo del pozo, ductos o risers, es recomendable utilizar un sistema flotante con bajos costos para la intervención y mantenimiento de pozos que es el caso de los SPARs y TLPs, ya que permiten efectuar estas tareas desde sus propias cubiertas. Además, si en el sistema de producción se utilizan bombas eléctricas submarinas, los sistemas flotantes apropiado para el cambio periódico de las bombas son los sistemas SPARs y TLPs. Si el depósito de inorgánicos o la formación de parafinas o hidratos a lo largo del sistema pozo-risers es evitado a través de inyección de agua tratada, los sistemas flotantes con grandes espacios en cubierta y flexibilidad de carga para alojar los equipos para tratar e inyectar el agua son las SEMIs y los FPSOs.

❖ TIRANTE

Cada sistema flotante posee características estructurales que le permiten tener un comportamiento adecuado ante las acciones ambientales para operar hasta cierto tirante de agua.

En la **Tabla III.4** se muestran los tirantes de agua máximos en los cuales se ha aplicado exitosamente los diferentes sistemas flotantes. Estos límites son importantes para aquellos proyectos en los cuales se requiere utilizar tecnología madura operando en el ámbito internacional.

TABLA III.4. Límites de tirantes de agua de aplicación para cada sistema flotante.

SISTEMA FLOTANTE	TIRANTE DE AGUA
TLP	DE 147 A 1425 m
SPAR	DE 560 A 2383 m
FPSO	DE 75 A 2500 m
SEMI	DE 200 A 2415 m

❖ CONDICIONES AMBIENTALES

El uso de los cuatro tipos de sistemas flotantes en las diferentes regiones productoras de petróleo del mundo, en condiciones ambientales tanto apacibles como severas, han mostrado a la industria que todos ellos pueden ser utilizados en cualquier tipo de ambiente marino. Las condiciones ambientales severas sólo tienen importancia en la selección de los componentes estructurales como por ejemplo el sistema de líneas de anclaje y cimentación, tipos de risers, etc. En el caso de un FPSO, la selección de su sistema de anclaje estará determinado por la severidad de las condiciones ambientales. Así, si el FPSO operará en mares tranquilos su sistema de anclaje podrá estar formado por líneas de amarre distribuidas alrededor de su casco de flotación, mientras que en ambientes severos con presencia de tormentas, el sistema de anclaje del FPSO será basado en torretas.

❖ REQUERIMIENTO DE ALMACENAMIENTO EN PLATAFORMA

Los sistemas flotantes TLP y SEMI no permiten el almacenamiento de hidrocarburo en su casco. Por otro lado, el sistema SPAR tiene la capacidad para almacenar teóricamente, pero es algo que no se ha llevado a la práctica. Los sistemas flotantes tipo FPSO son los únicos que actualmente permiten o se han utilizado para el almacenamiento de crudo en su casco de flotación.

Por tales motivos, para la producción de campos sin infraestructuras cercanas o una red de ductos para el transporte del crudo, el sistema flotante recomendable es un FPSO.

❖ DURACION DE PROYECTOS IPCI

El tiempo de duración de proyectos de Ingeniería, Procura, Construcción e Instalación (IPCI) es un factor importante a considerar durante el proceso de selección del sistema de producción, ya que cada sistema tiene un correspondiente tiempo de ejecución de proyecto que tiene impacto en el tiempo para iniciar la explotación del yacimiento.

En la siguiente tabla se muestran los tiempos máximos, mínimos y promedios de duración de proyectos IPCI, de los diferentes de sistemas flotantes, valores obtenidos del análisis de datos reportados en medios electrónicos de información. Es importante mencionar que en el caso de la mini-TLP los menores tiempos están asociados directamente a la dimensión y capacidad de producción del sistema.

TABLA III.5. Duración de proyectos IPCI mínimo, promedio y máximo para cada sistema flotante.

SISTEMA FLOTANTE	TIEMPO DE DURACIÓN (MESES)		
	MÍNIMO	PROMEDIO	MÁXIMO
TLP	26	40	53
Mini-TLP	18	22	28
SPAR	24	29	45
FPSO-Nuevo	25	35	48
FPSO-Convertido	8	18	36
SEMI	34	40	53

❖ NORMATIVIDAD

Actualmente no existe en el país ninguna normatividad que impida o recomiende el uso de ciertos sistemas de producción, por lo cual no es considerado como un factor de decisión. Sin embargo, es necesario indicar que existen criterios de diseño de las instalaciones y filosofías de operación de la industria que deben ser considerados a lo largo del proyecto, como son las recomendaciones prácticas del American Petroleum Institute (API), los estándares de diseño Det Norske Veritas (DNV), las reglas del American Bureau of Shipping (ABS), y las normas del International Maritime Organization (IMO), entre otros.

III.2 PROCEDIMIENTO DE ANÁLISIS

El procedimiento de selección del sistema flotante para la explotación de un campo en aguas profundas desarrollado en el presente trabajo se muestra en la **Figura III.1**.

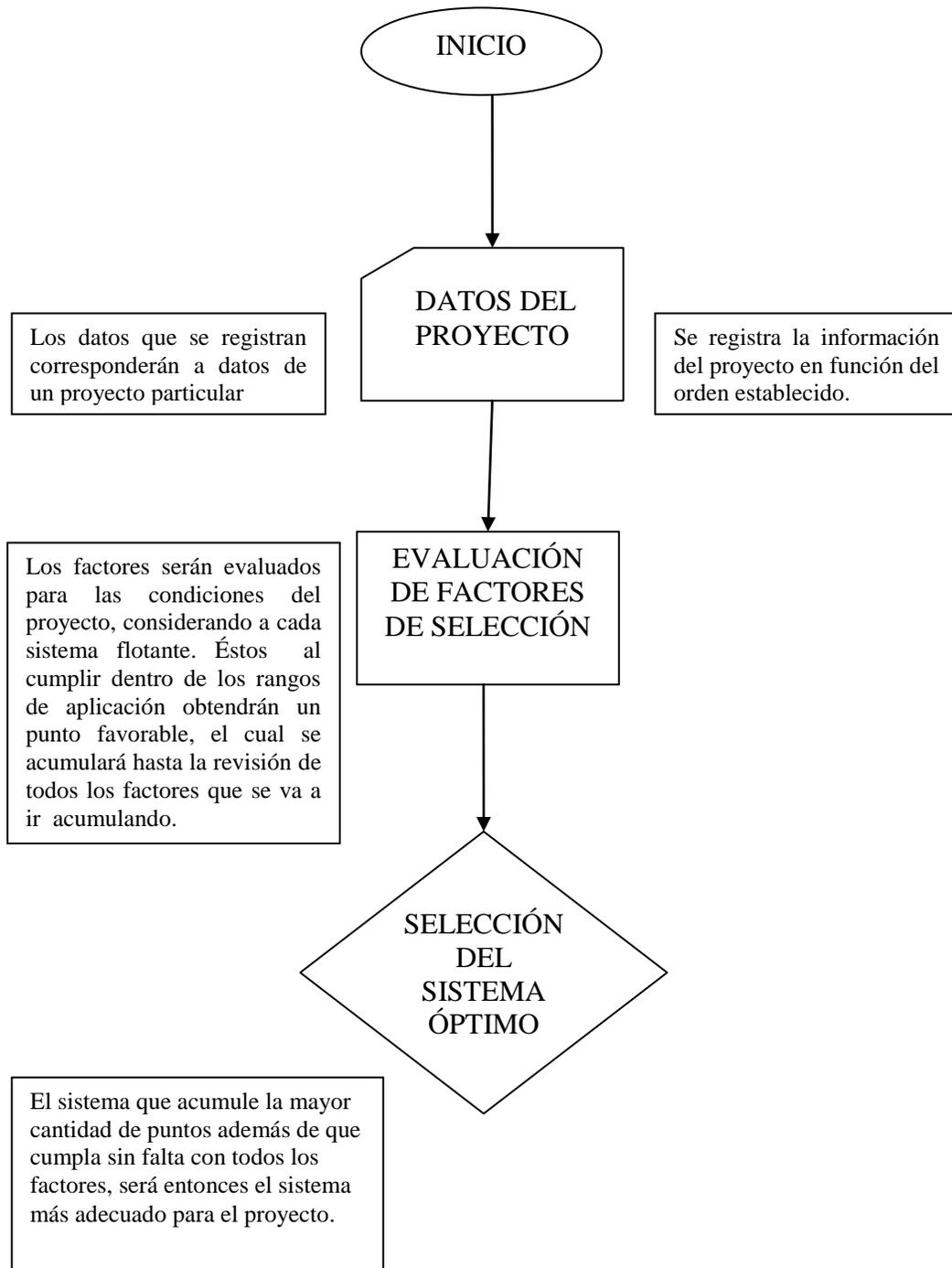


Figura III.1. Diagrama de flujo de la metodología de selección.

El procedimiento consiste en 3 etapas principales:

1. Datos del proyecto. Establecer las características del proyecto a desarrollar con base en los criterios de selección establecidos:
 - a) Geometría del yacimiento.
 - b) Tipo de árbol de control.
 - c) Requerimiento de recuperación secundaria.
 - d) Número de terminaciones de risers o pozos sobre la cubierta.
 - e) Capacidad de perforación e intervención de pozos.
 - f) Capacidad de producción.
 - g) Intervención y mantenimiento de pozos.
 - h) Tipo de intervención.
 - i) Tipo de exportación.
 - j) Tirante de agua.
 - k) Requerimiento de almacenamiento.
 - l) Duración del proyecto IPCI.

2. Evaluación de factores de Selección. Comparar las ventajas, desventajas, capacidades y estado de la tecnología de los diferentes sistemas flotantes para satisfacer los requerimientos del proyecto.

El proyecto contendrá los requisitos puntuales que al ser evaluados, nos determinará cual es el mejor o más apropiado sistema flotante a utilizar.

3. Selección del sistema óptimo. Identificar el sistema flotante que cumple con el mayor número factores y efectuar la selección.

Estas etapas se han implementado en un programa de cómputo descrito en las siguientes secciones.

III.3 ALGORITMO DE SOLUCIÓN

A continuación se describe el algoritmo a seguir para obtener el sistema flotante más apropiado para desarrollar un campo en aguas profundas:

1. Lectura de datos.

2. Para cada factor por evaluar se asigna un punto al sistema que lo cumpla satisfactoriamente.
3. El análisis de evaluación es revisar el cumplimiento o no de todos los factores de selección.
4. Se van acumulando los puntos de cada sistema al cumplir con los factores.
5. El mejor sistema es aquel que cumple con el mayor número factores críticos y con el mayor número de factores no críticos.

En la siguiente figura se muestra el diagrama de flujo de la metodología propuesta.

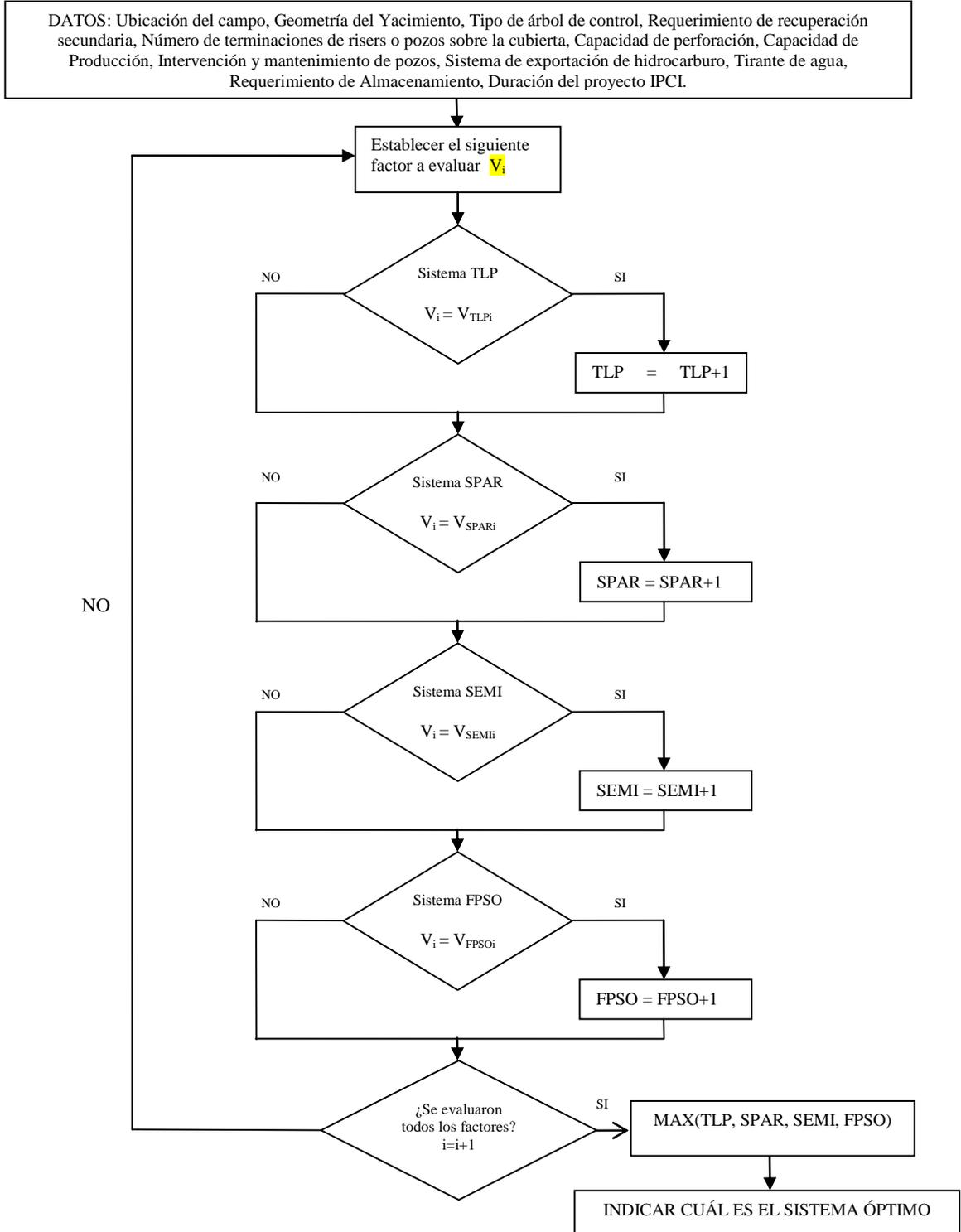


Figura III.2. Diagrama de flujo.

La metodología propuesta en esta tesis se implementó en un programa de cómputo escrito en el lenguaje Visual Basic 6.0, con ambiente gráfico.

El programa tiene la siguiente interfaz para lectura de datos:

The screenshot shows a graphical user interface window titled 'Asu'. It contains the following elements:

- 11 numbered input fields for data entry:
 - 1.- GEOMETRIA DEL YACIMIENTO (dropdown)
 - 2.- TIPO DE ARBOL DE CONTROL (dropdown)
 - 3.- REQUERIMIENTO DE RECUPERACION SECUNDARIA (dropdown)
 - 4.- No. DE TERMINACIONES DE RISERS O POZOS SOBRE LA CUBIERTA (text input, placeholder '##')
 - 5.- CAPACIDAD DE PERFORACION (dropdown)
 - 6.- CAPACIDAD DE PRODUCCION (Mbped) (text input, placeholder '###')
 - 7.- INTERVENCION Y MANTENIMIENTO DE POZOS (dropdown)
 - 8.- SISTEMA DE EXPORTACION DE HIDROCARBURO (dropdown)
 - 9.- TIRANTE DE AGUA (m) (text input, placeholder '####')
 - 10.- REQUERIMIENTO DE ALMACENAMIENTO (dropdown)
 - 11.- DURACION DEL PROYECTO IPCI (meses) (text input, placeholder '##')
- A table titled 'DISPONIBILIDAD DE PATIOS' with two columns: 'CUBIERTA' and 'CASCO'. It has four rows of dropdown menus:
 - TLP
 - SPAR
 - FPSO
 - SEMI
- A 'Botones' section at the bottom right containing three buttons: 'OK', 'Cerrar', and 'Imprimir'.
- A small clock icon at the bottom left.

Figura III.3. Ventana de Datos.

La ventana de la **Figura III.3** muestra todos los factores que van a ser determinantes para poder elegir al sistema flotante satisfactorio en un proyecto determinado. Como se observa, a cada factor le corresponderá un determinado valor o respuesta afirmativa o negativa de acuerdo con las necesidades del proyecto.

Algunos de los campos deberán ser llenados con valores numéricos, como son el número de terminaciones de risers, capacidad de producción, el tirante de agua y la duración del proyecto.

Al finalizar el llenado de la ventana anterior se procede a ejecutar el programa para obtener los resultados de la evaluación. Una vez finalizado el análisis, el programa mostrará la puntuación que cada sistema haya obtenido, como se puede ver en la ventana de la **Figura III.4.**:

Acciones

DATOS

SISTEMA FLOTANTE	Y A C I M I E N T O	T I P O D E A R B O L	R E C U P S E C U N D	R I S E R O P O Z O S	Capacidades		M A N T E N P O Z O S	T I P O E X P O R T A	T I R A N T E	A L M A C E N A M I E N	D U R A C I O N P R O Y	N U M E R O D E	F A C T O R E S	C U B I E R T O S	
					P E R F O R A C I O N	P R O D U C C I O N									
TLP	<input type="checkbox"/>														
miniTLP	<input type="checkbox"/>														
SPAR	<input type="checkbox"/>														
FPSO NUEVO	<input type="checkbox"/>														
FPSO CONVERTID	<input type="checkbox"/>														
SEMI	<input type="checkbox"/>														

SISTEMA FLOTANTE OPTIMO

OK

Figura III.4. Ventana de Resultados.

Dicha ventana nos muestra la puntuación que obtiene cada uno de los sistemas flotantes, y a través de la cual se considera como la mejor opción al que tenga el puntaje mayor, es decir, que cumpla con el mayor número de factores. Entonces, el sistema que se obtenga como el óptimo es el propuesto como técnicamente favorable para desarrollar el proyecto.

Capítulo IV

Aplicación a un campo hipotético en el Golfo de México

En este capítulo se utiliza y valida de la metodología desarrollada en el capítulo III. Se utilizan los datos reales de un proyecto realizado en el Golfo de México y con el programa desarrollado en esta tesis se obtiene el sistema flotante más adecuado al proyecto. Dicho sistema debe coincidir con el que realmente se ha instalado en ese proyecto.

Posteriormente se considera un proyecto hipotético en el Golfo de México y con dicha información y el programa desarrollado se obtiene la solución correspondiente.

Con estas dos aplicaciones se valida la metodología desarrollada en esta tesis (Capítulo III).

IV.1. APLICACIÓN REAL

Los datos del campo que se utilizarán en esta aplicación son los del Centro de desarrollo 'Perdido' de Shell.

IV.1.1 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO.

El Centro de desarrollo de hidrocarburo 'Perdido' se encuentra en aguas ultra profundas, localizado aproximadamente a 200 millas (321 m) al Sur de Freeport, Texas, en la parte Estadounidense del Golfo de México. La ubicación de éste desarrollo es mostrado a continuación en la **Figura IV.1**,



Figura IV.1. Ubicación del Campo 'Perdido' en el Golfo de México (Fuente: www.offshore-mag.com).

Un amplio esfuerzo organizacional a través de años fue requerido para descubrir al Centro de producción 'Perdido', su sanción fue en Octubre de 2006.

La construcción de los componentes mayores comenzó en el año 2006, con el primer corte de acero en Pori, Finlandia para el casco, y en el año 2007 para el topside en Ingleside, Texas. Para finales de la década, el centro de producción Perdido tendrá la capacidad de producir 130 000 barriles de crudo equivalente por día.

Los líquidos y el gas serán separados en el suelo marino y posteriormente bombeado a la superficie. Se sabe que el tirante de agua al que operará el sistema seleccionado será de 2383 m.

El Centro de producción ‘Perdido’ recibirá además hidrocarburos de los campos Great White, Silvertip y Tobago (mostrados en la **Figura IV.2**) ubicados dentro de los 10 bloques del área de Alaminos Canyon, en la **Figura IV.2** se indica la ubicación de ‘Perdido’ y de los campos de donde obtendrá producción.

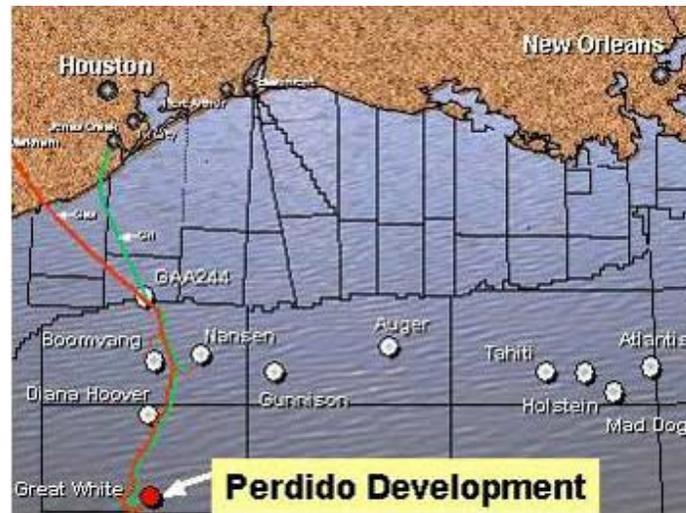


Figura IV.2. Campos que se encuentran cerca del Campo Perdido (Fuente: www.shell.com)

Existen ductos en el lugar por lo que serán utilizados para transportar el hidrocarburo además de que habrá líneas de tubería nuevas. No se tendrá almacenamiento.

El Campo Perdido tendrá un equipo de perforación de pozos de acceso vertical, procesamiento de gas y petróleo completo y pozos submarinos remotos la plataforma producirá 100 000 barriles por día de hidrocarburo y 200 m³/día de gas. La producción será transportada por vía nueva y tubería existente (www.shell.com).

IV.2 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA.

Los siguientes datos son capturados en el programa desarrollado y se verá cuál es el sistema más apropiado a utilizar.

TABLA IV.1. Características del campo Perdido al norte del Golfo de México que son de importancia para determinar el sistema flotante más conveniente para el proyecto.

1. La geometría del yacimiento: vertical
2. Tipo de árbol de control: superficial
3. Requerimientos de recuperación secundaria: no
4. No. de terminaciones de risers o pozos sobre la cubierta: 17
5. Capacidad de perforación: si
6. Capacidad de producción: 130 Mbpe/d
7. Intervención y mantenimiento de pozos: Presencia de depósitos inorgánicos, asfáltenos o naftas.
8. Sistema de exportación de hidrocarburos: ductos
9. Tirante de agua: 2383 m
10. Requerimiento de almacenamiento: no
11. Duración del proyecto IPCI: 38 meses

A continuación se muestran los resultados obtenidos con el programa desarrollado, el cual hace uso de la metodología descrita en el capítulo III.

Asu

Asu

1.- GEOMETRIA DEL YACIMIENTO	vertical	DISPONIBILIDAD DE PATIOS		
2.- TIPO DE ARBOL DE CONTROL	Superficial	CUBIERTA	CASCO	
3.- REQUERIMIENTO DE RECUPERACION SECUNDARIA	no	TLP	No hay	No hay
4.- No. DE TERMINACIONES DE RISERS O POZOS SOBRE LA CUBIERTA	17	SPAR	No hay	No hay
5.- CAPACIDAD DE PERFORACION	si	FPSO	No hay	No hay
6.- CAPACIDAD DE PRODUCCION (Mbped)	130	SEMI	Mauá-Juro	Gotaverken A
7.- INTERVENCIÓN Y MANTENIMIENTO DE POZOS	Presencia de depositos inorganicos, asfaltenos o naftas			
8.- SISTEMA DE EXPORTACION DE HIDROCARBURO	Ductos			
9.- TIRANTE DE AGUA (m)	2383			
10.- REQUERIMIENTO DE ALMACENAMIENTO	no			
11.- DURACION DEL PROYECTO IPCI (meses)	38			

OK Cerrar Imprimir

Figura IV.3. Ventana de los datos de un proyecto real ya aplicado en campo.

Acciones

DATOS

SISTEMA FLOTANTE	YACIMIENTO	TIPO DE ARBOL	RECUP SECUND	RISEROPZOS	Capacidades		MANTEN PZOS	TIPO EXPORTA	TIRANTE	ALMACENAMIENTO	DURACION PROY	NUMERO DE	FACTORES	CUBIERTOS
					PERFORACION	PRODUCCION								
TLP	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="text" value="10"/>									
miniTLP	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="text" value="9"/>						
SPAR	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="text" value="11"/>												
FPSO NUEVO	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="text" value="5"/>		
FPSO CONVERTID	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="text" value="4"/>		
SEMI	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="text" value="7"/>		

SISTEMA FLOTANTE OPTIMO

OK

Figura IV.4. Ventana de los resultados, obteniendo el sistema flotante del proyecto.

Como se puede observar con los datos dados a la metodología se ha obtenido que el sistema flotante ideal debe ser un Spar, ya que cumple con todos los criterios de selección. Este resultado es acorde con la solución real que se encontró para este campo. Debido a esto, se verifica que la metodología desarrollada en esta tesis e implementada en el programa de cómputo utilizado en este capítulo da resultados confiables. La **Figura IV.5** muestra la Spar que será colocada en el Golfo de México.

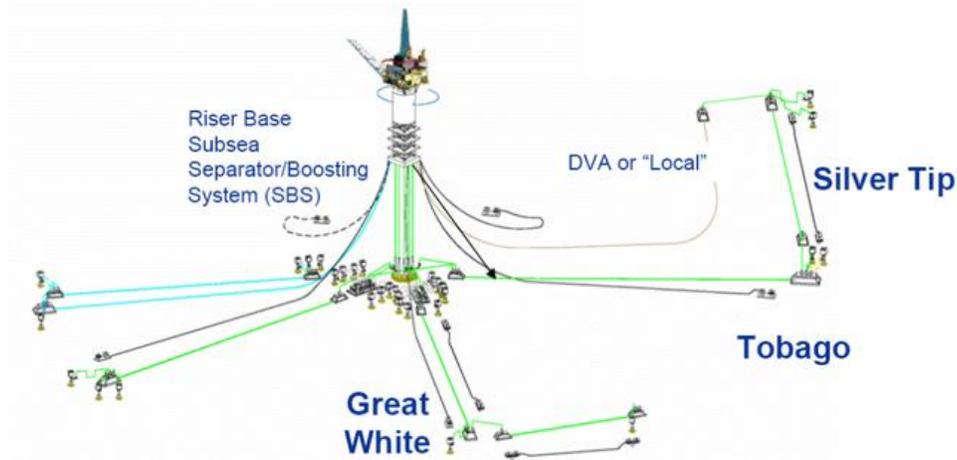


Figura IV.5. La plataforma Spar en el desarrollo Perdido con pozos de acceso vertical ubicada en el Golfo de México (Fuente: <http://perdido-bioage.typepad.com>).

Perdido será una plataforma de gas e hidrocarburo funcional totalmente con un equipo de perforación de pozos de acceso vertical directos, como se muestra en la **Figura IV.5**.

Se tendrá al sistema flotante asegurado al suelo a 2383 m de tirante de agua. En la **Figura IV.6** se compara la profundidad de Perdido en relación a otros campos.

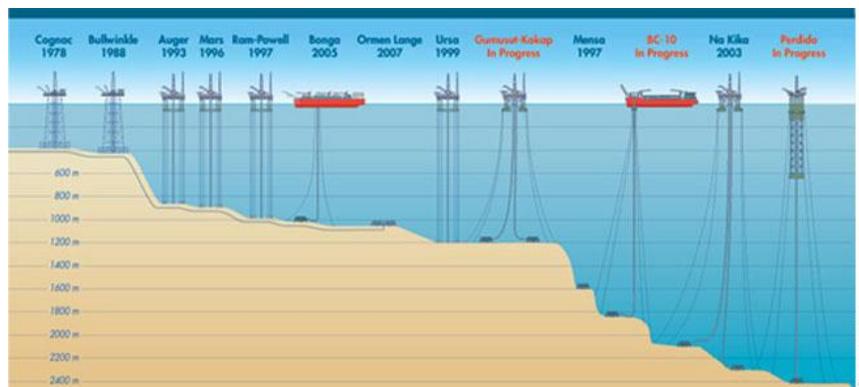


Figura IV.6. El desarrollo Perdido, el más profundo del mundo (Fuente: <http://updates.spe.org>)

El sistema flotante tendrá un diámetro de 50 m y una longitud de 167m.

La siguiente parte del capítulo está enfocada en aplicar la metodología en un campo hipotético. Dicho campo, llamado aquí Coral, se supone ubicado al Sur del Golfo de México.

El campo Coral está localizado al Sur del Golfo de México en las coordenadas 540,000 E, 2,190,000 N, en un tirante de 1589 m. La sanción de este campo fue en mayo de 2008, y se espera que la primer producción sea para noviembre de 2011.

El Campo Coral tiene su reserva de tipo aceite, el área de extensión del yacimiento es de tipo horizontal, se pretende utilizar árboles submarinos, existen reservas recuperables de 66 MMBpe, con un número de 18 pozos de producción, la máxima producción es de 200 Mbpe/d, con una vida proyectada del campo de 15 años.

Debido a que no se cuenta con infraestructura cercana al lugar, el hidrocarburo tendrá que almacenarse para luego ser llevado el hidrocarburo al lugar correspondiente para su refinación.

TABLA IV.2. Características del Campo Coral.

1. La geometría del yacimiento: horizontal
2. Tipo de árbol de control: submarino
3. Requerimientos de recuperación secundaria: si
4. No. de terminaciones de risers o pozos sobre la cubierta: 18
5. Capacidad de perforación: no
6. Capacidad de producción: 200 Mbpe/d
7. Intervención y mantenimiento de pozos: El depósito de inorgánicos es evitado a través de inyección de agua tratada.
8. Sistema de exportación de hidrocarburos: tanqueros
9. Tirante de agua: 1449 m
10. Requerimiento de almacenamiento: si
11. Duración del proyecto IPCI: 42

Estos datos se capturan en el programa desarrollado, cuya ventana de datos se muestra en la **Figura IV.7.**

Asu

1.- GEOMETRIA DEL YACIMIENTO: horizontal

2.- TIPO DE ARBOL DE CONTROL: Submarino

3.- REQUERIMIENTO DE RECUPERACION SECUNDARIA: si

4.- No. DE TERMINACIONES DE RISERS O POZOS SOBRE LA CUBIERTA: 18

5.- CAPACIDAD DE PERFORACION: no

6.- CAPACIDAD DE PRODUCCION (Mbped): 200

7.- INTERVENCIÓN Y MANTENIMIENTO DE POZOS: El deposito de inorganicos es evitado a traves de inyeccion de a: [dropdown]

8.- SISTEMA DE EXPORTACION DE HIDROCARBURO: Tanqueros

9.- TIRANTE DE AGUA (m): 1449

10.- REQUERIMIENTO DE ALMACENAMIENTO: si

11.- DURACION DEL PROYECTO IPCI (meses): 42

DISPONIBILIDAD DE PATIOS

	CUBIERTA	CASCO
TLP	No hay	No hay
SPAR	No hay	No hay
FPSO	No hay	No hay
SEMI	BrasFELS	JSC Vyborg S

OK Cerrar Imprimir

Figura IV.7. Ventana de los datos para un campo hipotético.

Los resultados obtenidos se muestran en la **Figura IV.8.**

Acciones

DATOS

SISTEMA FLOTANTE	YACIMIENTO	TIPO DE ARBOL	RECUP SECUND	RISER O POZOS	Capacidades		MANTEN POZOS	TIPO EXPORTA	TIRANTE	ALMACENAMIENTO	DURACION PROY	NUMEROS DE	CUBIERTOS
					PERFORACION	PRODUCCION							
TLP	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="text" value="4"/>	
miniTLP	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="text" value="3"/>	
SPAR	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="text" value="4"/>	
FPSO NUEVO	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="text" value="11"/>											
FPSO CONVERTID	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="text" value="11"/>											
SEMI	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="text" value="9"/>	

SISTEMA FLOTANTE OPTIMO

OK

Figura IV.8. Ventana de resultados del campo hipotético.

Resulta que se obtienen dos sistemas, el sistema flotante FPSOnuevo y el FPSOconvertido, aunque en el sentido económico el FPSO nuevo resulta mucho más costoso que si se utilizará uno convertido. En este caso, para determinar el sistema óptimo debería llevarse a cabo un estudio económico. Dicho estudio queda fuera del alcance de esta tesis ya que aquí se planteó una metodología para determinar el sistema óptimo desde el punto de vista técnico; la cual por supuesto deberá complementarse en un futuro con un análisis económico.

IV.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS.

Como se observa en la primera parte se evalúa un campo donde en base a los estudios ya realizados y estudiados se llegó a la conclusión de que el Sistema Flotante Spar es el que cumple satisfactoriamente, dichos datos se colocaron en el programa, por lo que al ejecutar el programa ha resultado que el apropiado para este caso es el sistema flotante Spar.

De esta manera se comprueba que el programa es confiable y funciona correctamente, ya que coinciden los resultados del programa con los resultados reales del proyecto. Se concluye entonces que se puede confiar en dicho programa para posteriores aplicaciones.

Ahora bien, como el programa permite obtener el sistema más adecuado para un determinado lugar para la explotación de hidrocarburos entonces se ha supuesto un campo al Sur del Golfo de México, en donde se propusieron los datos. Con estos datos se ejecutó el programa y se obtiene que el sistema flotante apropiado para el campo hipotético es el FPSOnuevo o el FPSOconvertido, aunque por otro lado la decisión de optar por cualquiera de ellos radicaría en la parte económica, pero dicho estudio económico ya esta fuera del alcance de esta tesis.

Capítulo V

Conclusiones y recomendaciones de trabajos futuros

Esta tesis es de utilidad para aquellas personas que se interesen por el tema de la planeación del desarrollo de campos petrolíferos en aguas profundas basada en sistemas flotantes de producción. En los capítulos I y II se describieron los sistemas flotantes tipo TLP, SPAR SEMI y FPSO, actualmente utilizados exitosamente por la industria internacional, las ventajas y desventajas que ofrecen éstos, el estado actual de las tecnologías, el tipo de condiciones bajo las cuales operan los sistemas y su relación con las características del yacimiento en estudio, principalmente. En el capítulo III se describió una metodología para la selección técnica del sistema flotante de producción más apropiado para la explotación de un campo en aguas profundas. La metodología fue implementada en un programa de cómputo desarrollado en lenguaje Visual Basic. El criterio de selección adoptado considera la asignación de un punto favorable cada vez que uno de los sistemas flotantes satisface alguno de los factores críticos del proyecto. El mejor sistema flotante es aquel que obtiene la puntuación más alta. Finalmente, en el capítulo IV se llevó a cabo la aplicación de la metodología para la selección de un sistema flotante de producción para dos campos: uno real localizado en la parte estadounidense del Golfo de México y uno hipotético en aguas profundas nacionales. El primer caso de aplicación tuvo como objetivo la validación de la metodología y del correcto funcionamiento del programa de cómputo creado.

El programa de cómputo es de fácil manejo y presenta interfaces gráficas que ayudan a la captura de información y lectura de resultados de manera sencilla. Además, el programa puede ser utilizado para fines didácticos de los conceptos y metodologías aquí presentadas, así como para su aplicación en proyectos reales en su etapa de visualización.

El programa de cómputo debe ser actualizado año tras año debido a los avances tecnológicos que se presentan en la industria, especialmente en las tecnologías para la explotación de campos en aguas profundas en donde se incursiona en corto tiempo en mayores profundidades.

Debido a que el alcance de la metodología se limitó a los factores técnicos críticos para la selección de los sistemas flotantes, se recomienda que en trabajos futuros sea considerada la evaluación económica de la infraestructura, para así obtener el mejor sistema flotante tanto técnica como económicamente para el desarrollo del campo.

Se espera que esta tesis satisfaga en mucho algunas de las necesidades emergentes de la industria nacional en su etapa inicial para la explotación de campos en aguas profundas y que pueda resolver sino todas, la mayoría de las dudas relacionadas con los temas vistos en este trabajo. Este trabajo también puede usarse en el plano laboral para los proyectos, en donde es necesario saber qué tipo de sistema resulta más conveniente para un estudio en particular, lo que conllevará a utilizar menos tiempo para el análisis de selección.

Bibliografía

BIBLIOGRAFÍA.

1. ANDREAS BERTHELSEN PETTER, 2000, “DYNAMIC RESPONSE ANALYSIS OF A TRUSS SPAR IN WAVES”, UNIVERSITY OF NEWCASTLE, UK.
2. API RP2FPS, AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (2001), MARCH 2001, “RECOMMENDED PRACTICE FOR PLANNING, DESIGNING AND CONSTRUCTING, FLOATING PRODUCTION SYSTEMS” FIRST EDITION, USA
3. API RP2T, AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (1997), AUGUST 1997, “RECOMMENDED PRACTICE FOR PLANNING, DESIGNING AND CONSTRUCTING, TENSION LEG PLATFORMS” SECOND EDITION, USA.
4. BARRANCO CICILIA FEDERICO, 2001, “TECNOLOGÍAS PARA LA EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS EN EL MAR”, INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO, SUBDIRECCIÓN DE INGENIERÍA, MÉXICO D. F.
5. BARRANCO CICILIA FEDERICO, 2004, “CRITERIO DE PROYECTO BASADO EN LA CONFIABILIDAD PARA UN SISTEMA DE TENDONES DE UNA TLP”, UNIVERSIDAD FEDERAL DE RÍO DE JANEIRO, RÍO DE JANEIRO, BRASIL.
6. CHAKRABARTI, S.K., 1987, “HYDRODYNAMICS OF OFFSHORE STRUCTURES”, COMPUTATIONAL MECHANICS PUBLICATIONS, SOUTHAMPTON BOSTON, USA.
7. CHAKRABARTI, S. K., 2005, “HANDBOOK OF OFFSHORE ENGINEERING”, ELSEVIER, OXFORD, UK.
8. GÁMEZ Y PIÑA, 2007, “ESTRATEGIAS DE PEMEX PARA LA EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS”, SALTILLO, COAHUILA, MÉXICO-
9. GONZÁLEZ FÉLIX IVAN, 2007, “REVISIÓN DE CONCEPTOS DE ARQUITECTURA NAVAL” MÉXICO, D.F.
10. KRAUS RICHARD, 2006, ”PROSPECCIÓN, PERFORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y DE GAS NATURAL”.

11. LEYTE Y MARÍN, 2004 “INVESTIGACIÓN GEOTÉCNICA, GEOLÓGICA Y DE CIMENTACIONES EN ESTRUCTURAS PETROLERAS MARINAS”, MÉXICO, D.F.
12. PÉREZ RAMOS NÉSTOR, 2004, “APUNTES DEL CURSO INGENIERÍA CIVIL COSTA AFUERA, CAPITULO II. PREVISIÓN Y DESARROLLO DE PLATAFORMAS DE ACERO PARA APOYAR LA EXPLOTACIÓN PETROLERA EN AGUAS HASTA 200 M”, FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM, MÉXICO D. F.
13. REGG JAMES, 2000, “DEEPWATER DEVELOPMENT” NEW ORLEANS.
14. RODRIGUEZ CANNEY RICARDO, 2004, “APUNTES DEL CURSO INGENIERÍA CIVIL COSTA AFUERA, CAPITULO XX. EXPLOTACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS”, FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM, MÉXICO D. F.
15. SILVA BALLESTEROS JORGE, 2004, “APUNTES DEL CURSO INGENIERÍA CIVIL COSTA AFUERA, CAPITULO XIV. SISTEMAS FLOTANTES DE PRODUCCIÓN”, FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM, MÉXICO D. F.
16. VALDÉS RUBIO VÍCTOR MANUEL, 2004, “APUNTES DEL CURSO INGENIERÍA CIVIL COSTA AFUERA, CAPITULO I. GENERALIDADES”, FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM, MÉXICO D. F.
17. Global security.org, 2006
18. petrobras.com, 2008
19. Global security.org, 2006
20. Wikipédia, 2007
21. www.seaflex.com, 2008
22. www.uclm.es, 2007
23. www.offshore-mag.com
24. www. modec.com
25. www.mercator-ocean.fr
26. www.mercator-ocean.fr
27. www.seed.slb.com
28. www.globalsecurity.org
29. www.jraymcdermott.com
30. www.atlantia.com
31. www-it.jwes.or.jp
32. www.geog.ucsb.edu
33. www.updates.spe.org
34. www.freerepublic.com

35. www.caller.com
36. www.offshore-technology.com
37. www.offshore-technology.com
38. www.shell.com
39. www.portalautomotriz.com
40. www.elpetroleo.aop.es
41. www.sener.gob.mx