



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
ZARAGOZA

DESCRIPCIÓN Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA
FLOTANTE DE PRODUCCIÓN, ALMACENAMIENTO Y
DESCARGA “FPSO” PARA EL MANEJO DE
HIDROCARBUROS EN AGUAS PROFUNDAS

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO QUÍMICO

P R E S E N T A :

KARINA GEORGINA NORIEGA ESPÍNDOLA

Director: I.Q. René de la Mora Medina



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS
SUPERIORES "ZARAGOZA"

DIRECCIÓN

**JEFE DE LA UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN
ESCOLAR
PRESENTE.**

Comunico a usted que al alumno(a) Noriega Espíndola Karina Georgina con número de cuenta 406017992 de la carrera Ingeniería Química, se le ha fijado el día 30 del mes de mayo de 2014 a las 18:00 horas para presentar su examen profesional, que tendrá lugar en la sala de exámenes profesionales del Campus II de esta Facultad, con el siguiente jurado:

PRESIDENTE	I.Q. ARTURO ENRIQUE MÉNDEZ GUTIÉRREZ
VOCAL	I.Q. RENÉ DE LA MORA MEDINA
SECRETARIO	M. en C. ANA LILIA MALDONADO ARELLANO
SUPLENTE	I.Q. DELFINO GALICIA RAMÍREZ
SUPLENTE	I.Q. JUAN ÁNGEL LUGO MALDONADO

El título de la tesis que se presenta es: **Descripción y funcionamiento del sistema flotante de producción, almacenamiento y descarga "FPSO" para el manejo de hidrocarburos en aguas profundas.**

Opción de Titulación: Tesis profesional

A T E N T A M E N T E
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"
México, D. F. a 7 de abril de 2014.

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
ZARAGOZA
DIRECCIÓN
DR. VÍCTOR MANUEL MENDOZA NUÑEZ
DIRECTOR

RECIBÍ:
OFICINA DE EXÁMENES PROFESIONALES
Y DE GRADO

Vo.Bo.

DR. ROBERTO MENDOZA SERNA
JEFE DE LA CARRERA DE I.Q.

AGRADECIMIENTOS

A MI DIRECTOR DE TESIS, I.Q. René de la Mora Medina, por todo el apoyo que me brindó durante la realización de este trabajo y por impulsarme a lograr mi objetivo.

A LOS MIEMBROS DEL JURADO, I.Q. Arturo Méndez, M. en C. Ana Lilia Maldonado, I.Q. Delfino Galicia e I.Q. Juan Ángel Lugo, por brindarme su asesoría, tiempo y comprensión.

AL INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO (IMP), por ser la institución en la que me he desarrollado profesionalmente y que me ha permitido adquirir experiencia profesional.

A MIS PADRES, Georgina Espíndola y Ángel Noriega, por ser las personas que con tanto esfuerzo me sacaron adelante y de quienes siempre obtuve apoyo y comprensión. Gracias a los dos por creer en mí y amarme profundamente, gran parte de éste logro se los debo a ustedes.

A MI HERMANITA, Jessica Noriega, por estar conmigo en los momentos más difíciles y apoyarme cuando más lo necesité. Estoy muy orgullosa de la persona tan maravillosa que eres y espero nunca dejes de sonreír.

A FERNANDO CARRASCO, el amor de mi vida, por estar a mi lado, apoyarme, cuidarme y amarme tanto. Gracias por ser la persona que le da sentido a mi vida, que me comprende y que a pesar de todo me regala su amor sincero.

A IMELDA ZURITA, por ser más que una amiga y apoyarme en todo momento para alcanzar mis metas. Agradezco profundamente que creyeras en mí y que me dieras la confianza para seguir adelante.

A LOS INGENIEROS DEL (IMP)

M. en C. Alma Rosa Romero, quien ha compartido conmigo tanto su experiencia y conocimientos, como su filosofía de la vida. Gracias por sus enseñanzas, por su comprensión y por escucharme cuando más lo necesito.

I.Q. Arturo Acuayte, quien además de compartirme su experiencia y conocimientos, me ha mostrado un enfoque diferente de la vida a través de tantas conversaciones interesantes y enriquecedoras.

A MIS AMIGOS, Miriam, Nely, Yesenia, David, Juanito, Manuel, Oscar, Pedro y todos aquellos que compartieron conmigo tantos buenos momentos, platicas y experiencias. Gracias por formar parte de mi vida.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN.....	7
OBJETIVO GENERAL.....	10
JUSTIFICACIÓN.....	10
1. GENERALIDADES.....	11
1.1 ANTECEDENTES DE LA EXPLOTACIÓN Y PRODUCCIÓN PETROLERA EN MÉXICO.....	11
1.1.1 La Sonda de Campeche.....	13
1.1.2 Características del aceite en la Sonda de Campeche.....	14
1.1.3 Aguas profundas en el Golfo de México.....	16
1.2 EXTRACCIÓN PETROLERA Y TIPOS DE HIDROCARBUROS.....	18
1.2.1 Extracción en aguas profundas.....	19
1.2.2 Clasificación del petróleo.....	20
1.2.3 Los crudos mexicanos.....	21
1.3 SISTEMAS DE PRODUCCIÓN CONVENCIONALES.....	22
1.4 EL FPSO COMO UNA ALTERNATIVA A LOS SISTEMAS CONVENCIONALES.....	23
2. MANEJO DE HIDROCARBUROS EN AGUAS SOMERAS.....	25
2.1 COMPLEJOS Y PLATAFORMAS EXISTENTES EN MÉXICO.....	25
2.1.1 Regiones marinas en el Golfo de México.....	26
2.2 TIPOS DE PLATAFORMAS MARINAS EN AGUAS SOMERAS.....	31
2.3 CLASIFICACIÓN DE PLATAFORMAS DE ACUERDO A SU SERVICIO.....	35
2.3.1 Plataforma de compresión.....	36
2.3.2 Plataforma de enlace.....	37
2.3.3 Plataforma de perforación.....	38
2.3.4 Plataforma de producción.....	40
2.3.5 Plataforma de rebombeo.....	42
2.3.6 Plataforma habitacional.....	43
2.3.7 Plataforma de almacenamiento.....	45
2.3.8 Plataforma de separación y quemador (flare).....	46
2.4 MANEJO Y PROCESAMIENTO DE HIDROCARBUROS COSTA FUERA.....	47

2.4.1	Estructuras de perforación.....	47
2.4.2	Estructuras de producción.....	49
2.4.3	Estructuras de almacenamiento.....	50
2.4.4	Sistemas de transporte.....	50
3.	PROCESAMIENTO DE HIDROCARBUROS EN AGUAS PROFUNDAS	52
3.1	DEFINICIÓN Y CARACTERÍSTICAS DE AGUAS PROFUNDAS.....	52
3.2	NECESIDADES ESPECIALES PARA EL PROCESAMIENTO Y MANEJO DE HIDROCARBUROS EN AGUAS PROFUNDAS.....	53
3.3	ALTERNATIVAS EXISTENTES A NIVEL MUNDIAL Y NUEVAS TECNOLOGÍAS.....	53
3.4	SISTEMAS SUBMARINOS	60
3.5	DESCRIPCIÓN DE UN SISTEMA SUBMARINO DE PRODUCCIÓN	60
3.6	CRITERIOS DE SELECCIÓN.....	61
4.	DESCRIPCIÓN Y FUNCIONAMIENTO DE UN SISTEMA FLOTANTE DE PRODUCCIÓN, ALMACENAMIENTO Y DESCARGA “FPSO”	69
4.1	DEFINICIÓN Y COMPONENTES DE UN FPSO.	69
4.2	COMPONENTES ESTRUCTURALES DE UN FPSO	73
4.2.1	Planta de proceso	76
4.2.2	Torreta	80
4.2.3	Casco.....	80
4.2.4	Sistemas de amarre	81
4.2.5	Cimentación.....	81
4.2.6	Risers.....	81
4.2.7	Módulo habitacional.....	82
4.2.8	Helipuerto.....	82
4.2.9	Torre del quemador (flare).....	83
4.3	CONVERSIÓN A FPSO	84
4.4	TERMINOLOGÍA MARÍTIMA	86
4.5	SISTEMAS SUBMARINOS DE PRODUCCIÓN EN LOS FPSO.....	95
4.5.1	Arquitectura del campo.....	96
4.5.2	Sistemas de distribución.....	97

4.5.3 Estructura submarina y equipo.	98
4.6 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS FPSO.	104
4.7 LA DEMANDA DE LOS FPSO EN LA ACTUALIDAD	106
4.8 ESTRATEGIA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS	114
4.9 PERSPECTIVA DE LA APLICACIÓN DEL FPSO EN MÉXICO	116
4.9.1 Estrategias de explotación de aguas profundas en México	122
CONCLUSIONES	128
BIBLIOGRAFÍA.....	129

FIGURAS

Figura 1-1 Localización de la Sonda de Campeche al sur del Golfo de México.....	15
Figura 1-2 Esquema ejemplo de perforación en plataformas submarinas y perforación en tierra.	18
Figura 1-3 Proceso de producción de petróleo crudo y gas natural.	23
Figura 2-1 Esquema general de las instalaciones costa fuera: complejos de plataformas, oleoductos y monoboyas para la carga de buques tanque. Las líneas claras indican oleoductos y las gruesas gasoductos.	25
Figura 2-2 La Región Marina Noreste se localiza dentro de aguas territoriales nacionales frente a las costas de Campeche, Yucatán y Quintana Roo.	27
Figura 2-3 Ubicación geográfica de los activos de la Región Marina Noreste.	28
Figura 2-4 La Región Marina Suroeste se localiza dentro de aguas territoriales nacionales frente a las costas de Campeche, Yucatán y Quintana Roo.	29
Figura 2-5 Ubicación geográfica de los activos que conforman la Región Marina Suroeste	30
Figura 2-6 Componentes básicos de un plataforma marina.	33
Figura 2-7 Progresión de las plataformas fijas en el Golfo de México.	34
Figura 2-8 “Troll” una plataforma de gas que es la estructura de concreto más grande del mundo.....	35
Figura 2-10 Plataforma de compresión.	37
Figura 2-11 Plataforma de enlace.	38
Figura 2-12 Plataforma de perforación.	40

Figura 2-13 Plataforma de producción.....	42
Figura 2-14 Plataforma de rebombeo.	43
Figura 2-15 Plataforma habitacional.	45
Figura 2-16 Quemador (flare).....	47
Figura 2-17 Transferencia de aceite Single Buoy Mooring (SBM).....	51
Figura 2-18 Transferencia de aceite Single Point Mooring (SPM).....	51
Figura 3-1 Definición de aguas profundas.....	52
Figura 3-2 Sistemas de producción de petróleo costa fuera para empleo en aguas someras y en aguas profundas.....	54
Figura 3-3 Elementos que conforman un sistema submarino de producción.....	61
Figura 4-1 Elementos que conforman un FPSO.....	74
Figura 4-2 Arreglo de módulos de proceso (Topsides).....	75
Figura 4-3 Movimientos que pueden presentarse en un FPSO.....	76
Figura 4-4 Diagrama de bloques de un sistema de procesamiento.....	77
Figura 4-5 Torre de destilación.....	80
Figura 4-6 Almacenamiento en el casco de un FPSO.....	80
Figura 4-7 Líneas de amarre.....	81
Figura 4-8 Risers.....	82
Figura 4-9 Helipuerto.....	83
Figura 4-10 Quemador (flare).....	83
Figura 4-11 Partes estructurales de un buque.....	87
Figura 4-12 Casco de un buque.....	87
Figura 4-13 Estructura de un buque.....	87
Figura 4-14 Cuadernas y quilla de la estructura de buque.....	88
Figura 4-15 Mamparos de la estructura de buque.....	88
Figura 4-16 Obra muerta, obra viva y líneas de flotación del casco de un buque.....	89
Figura 4-17 Cubierta de un buque.....	89
Figura 4-18 Buque.....	89

Figura 4-19 Eslora, manga y puntal de un buque.....	90
Figura 4-20 Francobordo y el calado de un buque.....	90
Figura 4-21 Asiento de un buque	91
Figura 4-22 Superestructura de un buque	91
Figura 4-23 Portas de un buque	91
Figura 4-24 Escotillas de un buque.....	92
Figura 4-25 Escalas de un buque	92
Figura 4-26 Portillo de un buque.....	92
Figura 4-27 Timón y la hélice de un buque.	93
Figura 4-28 Partes de un cabo.....	93
Figura 4-29 Bitá.....	93
Figura 4-30 Partes de un ancla.	94
Figura 4-31 Cadena de un buque	94
Figura 4-32 Segmentos de un sistema de producción submarino	95
Figura 4-33 Relación entre los principales componentes de un sistema de producción submarina.....	96
Figura 4-34 Sistema de producción submarino típico con árbol húmedo	97
Figura 4-35 Imagen del colector submarino (Subsea Manifolds).....	99
Figura 4-36 (PLEM) submarine	99
Figura 4-37 (PLET) submarine.....	100
Figura 4-38 Conector submarino rígido (jumper).....	100
Figura 4-39 Pozo submarino.....	101
Figura 4-40 Comparación vertical y horizontal de árboles submarinos de producción	102
Figura 4-41 Umbilical submarino.....	103
Figura 4-42 “Riser” submarino	103
Figura 4-43 Incremento en el uso de Sistemas flotantes de producción en el mundo de 1977 a 2009.	107
Figura 4-44 FPSO Yùum K’ak’náab	118
Figura 4-45 FPSO Toisa Pisces.....	118

Figura 4-46 Diagrama de bloques de la tecnología WTSV.	121
Figura 4-47 Regiones de los proyectos en aguas profundas mexicanas.	123
Figura 4-48 Producción esperada de aguas profundas en el horizonte 2017-2025.	123

TABLAS

Tabla 1-1 Propiedades físico-químicas de los aceites crudos de diferentes áreas de estudio. Los valores son los promedios de las tres regiones.	15
Tabla 1-2 Tipos de crudo según su densidad y grados API.....	21
Tabla 1-3 Características de las mezclas de crudos mexicanos.....	22
Tabla 2-1 Infraestructura petrolera y principales instalaciones costa fuera contabilizadas en los años 2010, 2011 y 2012.	26
Tabla 3-1 Ventajas y desventajas de los sistemas flotantes de producción	68
Tabla 4-1 Ventajas y desventajas entre una conversión y una construcción nueva de un FPSO.....	86
Tabla 4-2 Ventajas y desventajas de los FPSOs	105
Tabla 4-3 FPSO´s en operación más importantes en el mundo.	113
Tabla 4-4 Características principales de las embarcaciones FPSO-WTSV en México	122

INTRODUCCIÓN

INTRODUCCIÓN

En la actualidad el petróleo se mantiene como la principal fuente de combustibles en el mundo (Feal, 2008; Barranco, 2012), sin embargo, la explotación de hidrocarburos para la obtención de gas y aceite provenientes de zonas localizadas en tierra y costa fuera en aguas someras o poco profundas se encuentra en etapa de declinación (SENER, 2008), por lo cual, los países petroleros y las compañías que operan en estas zonas, se han visto obligados a enfocar su atención en la optimización de la explotación de campos petroleros (Cromb III, 2000) localizados en sitios costa fuera con grandes profundidades mejor conocidos como *Aguas Profundas* (Christie *et al.*, 2000). Considerando la tendencia a futuro de localizar yacimientos cada vez más profundos y alejados de la costa, es imprescindible resolver los retos inherentes a los problemas característicos de estos ambientes extremos de explotación.

En Aguas Profundas se enfrentan condiciones adversas tales como altas presiones, suelos poco firmes, geología de mayor complejidad, corrientes marinas severas y condiciones ambientales hostiles (Benettzen *et al.*, 2011; Aburto *et al.*, 2008/2009). Estos escenarios implican resolver una serie de inconvenientes relacionados con el aseguramiento de flujo desde el pozo hasta los sistemas de producción, la seguridad, la planeación, diseño y ejecución de los trabajos de perforación y terminación de los pozos (Cromb III, 2000), definir el comportamiento de los sistemas de producción a estas condiciones y la generación de normas basadas en riesgo y confiabilidad para el diseño y evaluación de estos sistemas (IMP y Academia de Ingeniería de México, 2010).

Petróleos Mexicanos (PEMEX) se encuentra en la fase exploratoria de las cuencas del Golfo de México profundo, durante la cual ha estimado un recurso prospectivo que representa casi el 60% del total del país (Barranco, 2012). Como resultado de estas exploraciones ya se han encontrado varios yacimientos de hidrocarburos, para los cuales se están efectuando proyectos donde se evalúa la factibilidad de su desarrollo.

Desarrollar proyectos de esta índole con gran complejidad, implica que PEMEX evalúe y seleccione de manera inteligente los sistemas de producción disponibles, para posteriormente, establecer la infraestructura y adaptar la tecnología a las condiciones que imperan en la parte mexicana del Golfo de México.

Una de las opciones más adecuadas para el desarrollo de nuevos campos en aguas profundas, donde no se cuenta con infraestructura de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos es utilizar Sistemas Flotantes de Producción, Almacenamiento y Descarga “FPSO” (Floating Production, Storage and Offloading System) (Serrano, 2012), ya que en estos sistemas se agrupan las operaciones de separación, estabilización,

deshidratación, almacenamiento de crudo, acondicionamiento del gas producido y manejo o tratamiento del agua asociada al crudo (Cheung *et al.*, 2002).

Las unidades flotantes son una opción predilecta en aguas profundas al no ser posible la conexión con las instalaciones en tierra mediante una línea troncal de ductos. En ellas no sólo se procesan los hidrocarburos extraídos sino que también se almacenan por un tiempo determinado, hasta que la producción se descarga a otra embarcación que la trasladará a tierra (Perwitasari, 2010).

Los FPSO también pueden emplearse en yacimientos en etapas tempranas de producción donde además de no existir una infraestructura de ductos, no se han concluido las pruebas de pozo (Rodríguez, 2009), es decir, una gran ventaja del sistema es su capacidad de ser re-instalado en un nuevo campo de producción en etapa temprana de desarrollo o en otro campo en aguas profundas, según se requiera.

Por lo tanto, el problema al cual nos enfrentamos es el de establecer bases para el uso de los Sistemas Flotantes de Producción Almacenamiento y Descarga “FPSO” como una opción altamente factible en el procesamiento de hidrocarburos en aguas profundas y promover la asimilación e instauración de ésta tecnología en México; para lo cual el desarrollo del siguiente trabajo se dividió en cuatro capítulos:

- En el *Capítulo 1*, Generalidades, se presentan los antecedentes relacionados con la explotación petrolera en México, su evolución histórica y los yacimientos más trascendentes, la formación del petróleo, su extracción y su clasificación, la definición y trascendencia de aguas profundas en México, y finalmente las particularidades de los sistemas de producción convencionales destacando los FPSO como una nueva alternativa.
- En el *Capítulo 2*, El manejo de hidrocarburos en aguas someras, se exponen los principales complejos y plataformas existentes en México y las regiones marinas en que se dividen las aguas territoriales para su administración, las características principales de las plataformas marinas, su evolución, su implementación en aguas someras y la clasificación de éstas de acuerdo a su servicio, culminando con las particularidades del manejo y procesamiento de hidrocarburos costa fuera.
- En el *Capítulo 3*, Procesamiento de hidrocarburos en aguas profundas, se muestran las necesidades para el procesamiento y manejo de hidrocarburos en aguas profundas, las alternativas, tipos de sistemas existentes a nivel mundial para su procesamiento y las nuevas tecnologías, generalidades de los sistemas submarinos y la descripción de los elementos que lo conforman, finalizando con los criterios de selección para determinar la tecnología de procesamiento más adecuada.

- En el *Capítulo 4*, Descripción y funcionamiento de los FPSO, se detallan la definición y componentes funcionales y estructurales de un FPSO, diferencias entre la conversión de un buque a FPSO y su construcción nueva, terminología marítima que se utiliza para hacer referencia a un buque, las particularidades de los sistemas submarinos en un FPSO, las ventajas y desventajas de implementar un FPSO, la demanda de los FPSO en la actualidad, cuáles son los FPSO más importantes instalados a nivel mundial y la estrategia para la implementación de nuevas tecnologías, concluyendo con la perspectiva de la aplicación de los FPSO en México conforme las necesidades de extracción a futuro.

OBJETIVO Y JUSTIFICACIÓN

OBJETIVO GENERAL.

Describir los componentes principales de los Sistemas Flotantes de Producción, Almacenamiento y Descarga “FPSO” (Floating Production, Storage and Offloading System), identificar sus características estructurales, plantear las ventajas y desventajas de su aplicación, destacar la demanda internacional de los FPSO en la actualidad y analizar su aplicación en México como una alternativa viable para el procesamiento de hidrocarburos en aguas profundas mediante una estrategia que permita la asimilación adecuada de la tecnología.

JUSTIFICACIÓN.

Al descubrirse yacimientos petroleros cada vez más lejos de la costa y al aumentar el tirante de agua de los pozos productores, se hizo evidente el requerimiento de tecnologías que pudiesen adaptarse a las nuevas condiciones de diseño y operación. La aplicación de los FPSO es una alternativa que debido a sus características multifuncionales y flexibilidad, es apropiada para explotar campos en aguas profundas o donde no existe infraestructura.

Mundialmente los FPSO son sistemas cada día más populares que debido a su éxito en explotación de aguas profundas han logrado un crecimiento continuo en la industria petrolera. La experiencia internacional en la instalación de estos sistemas prevé las herramientas metodológicas necesarias para la asimilación adecuada de ésta tecnología.

Analizar tecnologías vanguardistas para el manejo de hidrocarburos en aguas profundas es de vital importancia, por un lado, para proponer soluciones ante el declive de la producción de hidrocarburos en tierra y aguas someras, y por el otro, para el desarrollo de la industria petrolera en México.

CAPÍTULO 1

1. GENERALIDADES.

1.1 ANTECEDENTES DE LA EXPLOTACIÓN Y PRODUCCIÓN PETROLERA EN MÉXICO.

En los últimos años México se ha mantenido entre los países con mayor producción de hidrocarburos del mundo, alrededor de dos millones 562 mil barriles por día en promedio (PEMEX, 2013); posee una gran cantidad de petróleo bajo su subsuelo, tanto en tierra como en el lecho marino de sus aguas territoriales, esto debido a que en ciertas regiones del país se dieron las condiciones geológicas óptimas para acumular y preservar grandes cantidades de materia orgánica, las cuales fueron depositadas junto con otros sedimentos que con el paso del tiempo (millones de años) se convirtieron en rocas generadoras sepultadas a grandes profundidades, altas presiones y a la temperatura necesaria para generar hidrocarburos. Posteriormente siguieron fenómenos de expulsión y migración, junto con una serie de procesos geológicos que formaron trampas para finalmente almacenarse en los yacimientos de las provincias petroleras de México, siendo el Golfo de México y sus zonas aledañas en el continente la región más productiva de petróleo (Santamaría, 2008).

El petróleo, sin importar sus distintas características, propiedades y comportamiento, siempre se compone de moléculas de hidrocarburos formadas por diversas cantidades de hidrógeno, carbono y de pequeñas cantidades de derivados del nitrógeno, oxígeno y azufre (Vega, 2007).

La mayoría del petróleo se encuentra en forma de aceite, el cual, tratado con calor, presión u otros medios, da como resultado otros productos como son gases, sólidos y líquidos. Por lo tanto, se entiende como explotación petrolera al provecho que se obtiene de los depósitos de hidrocarburos contenidos en yacimientos, mediante las técnicas y sistemas adecuados (Ibarra, 2003).

Históricamente, en México se tuvo conocimiento de algunos afloramientos naturales de petróleo desde la época prehispánica, en aquellos días los indígenas lo utilizaban con fines medicinales, como impermeabilizante o como material de construcción, también lo quemaban en ceremonias religiosas y lo usaban con fines de higiene para limpieza de la dentadura. Fue hasta muchos años después de su descubrimiento que el petróleo se convirtió en una de las más importantes fuentes de energía no sólo en México sino en el mundo (Xotla, 2011).

El principio de la industria petrolera a nivel mundial tuvo lugar con el descubrimiento del pozo Drake en Oil Creek, Pennsylvania (EUA), en 1859, el pozo tenía apenas 23 metros de profundidad y bombeaba sólo 25 barriles por día aproximadamente, sin embargo, su importancia radica en que este pozo fue el primero perforado con el

propósito de hallar petróleo, propiciando así, el desarrollo de la producción petrolera mundial (Escobar, 2002).

Tiempo después, aproximadamente a finales del siglo pasado, algunas compañías extranjeras comenzaron la exploración de petróleo en México. El primer pozo perforado en la República Mexicana fue el realizado por Adolfo Autrey en 1869 en las inmediaciones de Papantla Veracruz, se conoció con el nombre de Furbero, y tenía una profundidad de 40 metros, aunque de este pozo no se encontró producción (Cárdenas, 2009).

El ingeniero Ezequiel Ordóñez, un geólogo mexicano de gran prestigio, recomendó la perforación de un pozo conocido como Cerro de la Pez. El pozo, La Pez No. 1, se terminó el 3 de abril de 1904, con una producción de 1,500 barriles por día de petróleo, a una profundidad de 503 metros. Este fue el primer pozo comercial que se perforó en México (De la Cerda, 2014).

Las empresas internacionales, tras vislumbrar un futuro prometedor, siguieron la actividad petrolera en México. En 1910 llegó a Tampico la Standard Oil Company y la Royal Dutch Shell, ésta última perteneciente al consorcio de ingleses y holandeses (Lezena).

En 1935, las compañías petroleras extranjeras que operaban en territorio mexicano se negaron e intentaron impedir la creación de sindicatos de trabajadores petroleros inconformes, sin embargo, pese a sus esfuerzos se logró crear el Sindicato Único de Trabajadores Petroleros. Este sindicato comenzó una huelga para mejorar las condiciones de trabajo e incrementar los salarios de los trabajadores, fue entonces cuando el Presidente Lázaro Cárdenas intervino para tratar de mediar la situación (PEMEX, 2007).

Ya que el problema entre los trabajadores y las compañías no se resolvía y esto afectaba en gran medida a la economía de todo el país, en 1938 Lázaro Cárdenas se unió a las peticiones de los trabajadores y exigió junto con ellos el incremento en los salarios y una mejora en los servicios sociales de los trabajadores. Desafortunadamente las compañías británicas y norteamericanas se negaron a este cambio y los inversionistas extranjeros amenazaron con irse del país llevándose todo su capital (Gracia, 2009).

Debido a la negativa de un acuerdo para mejorar las condiciones de los trabajadores, el 18 de marzo de 1938 el Presidente de México Lázaro Cárdenas declaró su decisión de expropiar la industria petrolera que incluía todos los recursos e instalaciones existentes en territorio mexicano creando la compañía del estado "Petromex" que comenzó a adquirir las concesiones existentes (Pereyra, 2012).

El 7 de junio de 1938 nace Petróleos Mexicanos (PEMEX), como una empresa pública paraestatal encargada de administrar la exploración, explotación y ventas del petróleo a nivel nacional (Penagos, 2007).

Los años posteriores fueron exitosos y productivos en distintas zonas del territorio nacional. En 1952 se descubre la continuación de la Faja de Oro al Sur del río Tuxpan, con el campo bautizado con el nombre de Ezequiel Ordóñez (Reyes y Hernández, 2012).

En 1976 con el pozo Chac No. 1 perforado en la plataforma continental del Golfo de México, se descubrió la producción de la Sonda de Campeche, a 80 km al norte de Ciudad del Carmen (Lezama).

Para 1994 PEMEX contaba ya con 474 campos productores, 74 de los cuales se obtuvo aproximadamente el 90% de la producción que se distribuyó de la siguiente manera:

- 15 en la región Norte
- 40 en la región Sur
- 19 en la región Marina (PEMEX, 2012)

1.1.1 La Sonda de Campeche

A partir de la expropiación petrolera y conforme el país aceleró su proceso de urbanización, la demanda del petróleo tendió a crecer más rápido que la producción de hidrocarburos, esto ocasionó que a inicio de los años setentas México se convirtieran en un país importador de petróleo.

Con el descubrimiento del yacimiento Cantarell en 1971 localizado en la Zona Marina de Campeche, PEMEX reveló que este formaba parte de un yacimiento gigantesco en la Sonda de Campeche cuya producción sobrepasó la cifra de 1 millón de barriles por día y las reservas aumentaron a 16,800 millones de barriles.

La Zona Marina de Campeche localizada en la parte sur del golfo de México, se consolidó como la principal zona productora de petróleo y gas en el país, en ella, se desarrollaron las actividades de perforación y producción que generaban el mayor porcentaje de la producción total nacional de crudo.

El complejo Cantarell comprende un área aproximada de 162 Km² dentro de la Sonda de Campeche y se encuentra a 85 Km de Ciudad del Carmen, Campeche. El campo Cantarell, compuesto por los campos Akal, Nohoch, Chac, Kutz y Sihil, es considerado como uno de los descubrimientos petroleros de tipo costa fuera más grandes del planeta (Martínez, 2009).

Por muchos años Cantarell fue el campo más grande de México y el segundo más grande en el mundo después de Ghawar en Arabia Saudita (de 4.5 millones de barriles de aceite por día), con una reserva original de más de 30 mil millones de barriles.

A partir de la explotación del yacimiento Cantarell, México despegó realmente como productor y exportador de petróleo, ubicándose por primera vez en el panorama mundial como un país relevante en el mundo petrolero.

Como parte del proyecto de modernización y optimización de Cantarell, en el mes de mayo del año 2000 se comenzó a inyectar Nitrógeno al yacimiento como un medio de recuperación para mantener la presión pozo y evitar así la caída de la producción. Como parte de este programa de recuperación, se construyó una planta productora de Nitrógeno ubicada en la península de Atasta.

Se tiene el antecedente de que en el mes de diciembre del año 2003, Cantarell alcanzó su pico de producción al promediar 2.21 millones de barriles por día aproximadamente.

Ante la declinación inminente de este gran yacimiento, otro ha tomado su lugar, el nombre de este nuevo descubrimiento es Ku-Maloob-Zaap. A pesar de esto se retorna indispensable acelerar los trabajos en nuevas zonas de exploración donde se sabe de la existencia de hidrocarburos aún en condiciones más complejas. De acuerdo a nuevos descubrimientos, es innegable la presencia de una gran riqueza en aguas profundas del Golfo de México, es ahí donde existen grandes oportunidades exploratorias para la producción de hidrocarburos que contribuirán en gran medida a que PEMEX continúe siendo el motor de la economía nacional.

En la búsqueda constante de nuevas oportunidades, se tiene proyectado la explotación del primer campo de aguas profundas en México llamado "Lakach".

1.1.2 Características del aceite en la Sonda de Campeche.

Los aceites de la Sonda de Campeche se caracterizan por contener altas cantidades de azufre en petróleos pesados, aunque por otro lado, dependiendo de la zona el porcentaje de azufre disminuye conforme aumenta la gravedad API y se hacen más ligeros (Santamaría, 2008).

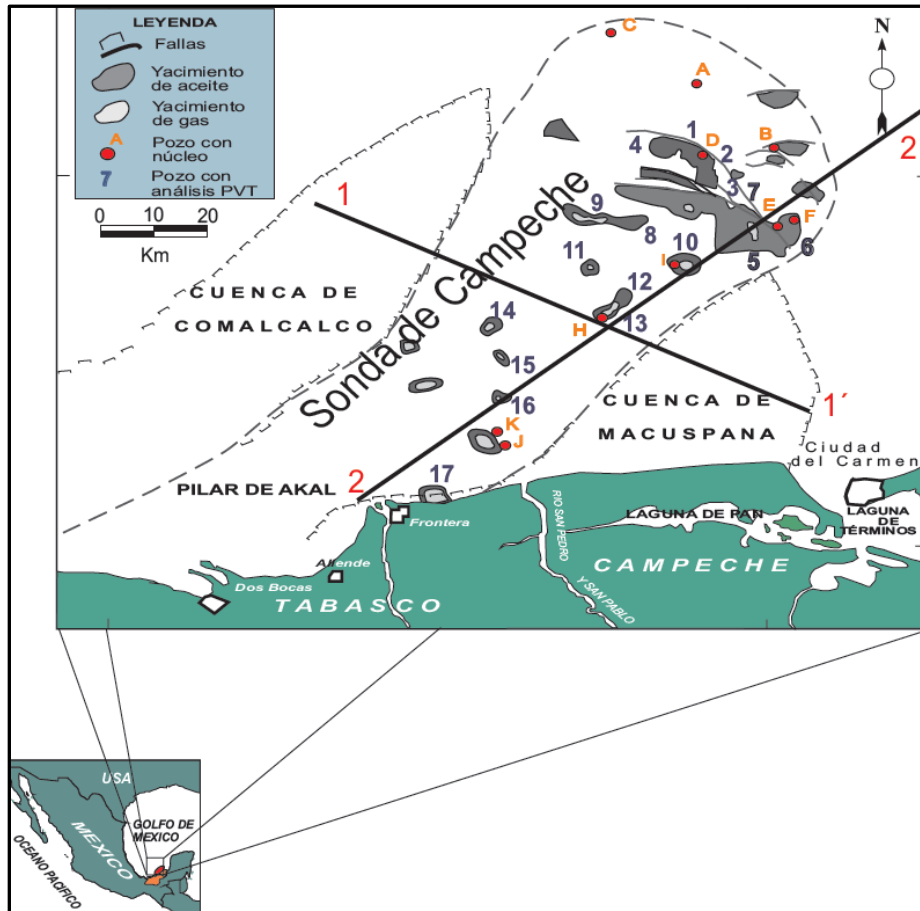


Figura 1-1 Localización de la Sonda de Campeche al sur del Golfo de México.
(Santamaría y Horsfield, 2010)

Un resumen de las propiedades de los aceites en la Sonda de Campeche se muestra en la siguiente tabla (Tabla 1), en ella se exponen tres zonas de interés con valores promedio.

ZONA NORESTE	ZONA CENTRAL	ZONA SUROESTE
10 °API	22 °API	40 °API
5.0 % de S	2.5 % de S	0.5 % de S
50 m ³ / m ³ GOR	200 m ³ / m ³ GOR	500 m ³ / m ³ GOR
30% de asfaltenos	15% de asfaltenos	1% de asfaltenos
Cantidades altas de H ₂ S	Cantidades intermedias de H ₂ S	Cantidades bajas de H ₂ S

Tabla 1-1 Propiedades físico-químicas de los aceites crudos de diferentes áreas de estudio. Los valores son los promedios de las tres regiones.
(Santamaría, 2008)

La calidad del aceite es una función de su composición, el principal parámetro es la gravedad API, así como el contenido de azufre.

La Sonda de Campeche es un laboratorio natural de generación de petróleo y una zona única en el mundo, porque en ella se conjuntan varios elementos y factores contribuyentes que mediante una serie de mecanismo naturales generan aceites que varían desde superpesados, hasta extra-ligeros, cubriendo así todo el rango de generación.

1.1.3 Aguas profundas en el Golfo de México.

Se estima que más del 50% de los recursos potenciales o prospectivos del país, se localizan en la cuenca del Golfo de México Profundo, en una extensión de más de 550 mil kilómetros cuadrados (Rodríguez, 2009).

PEMEX descubrió entre 2004 y 2007 cinco campos en profundidades mayores de 500 metros. La Unidad Especializada en Aguas Profundas de PEMEX había elaborado un programa planteando avances graduales hacia el Golfo de México profundo; se proponía perforar 11 pozos exploratorios entre 2002 y 2007, además de investigaciones con instrumentos modernos de sísmica. Pero al coincidir la inesperada elevación de los precios, la Secretaría de Energía reformuló su programa y desde finales del 2006 PEMEX se propuso perforar 47 pozos profundos sólo entre 2007 y 2012.

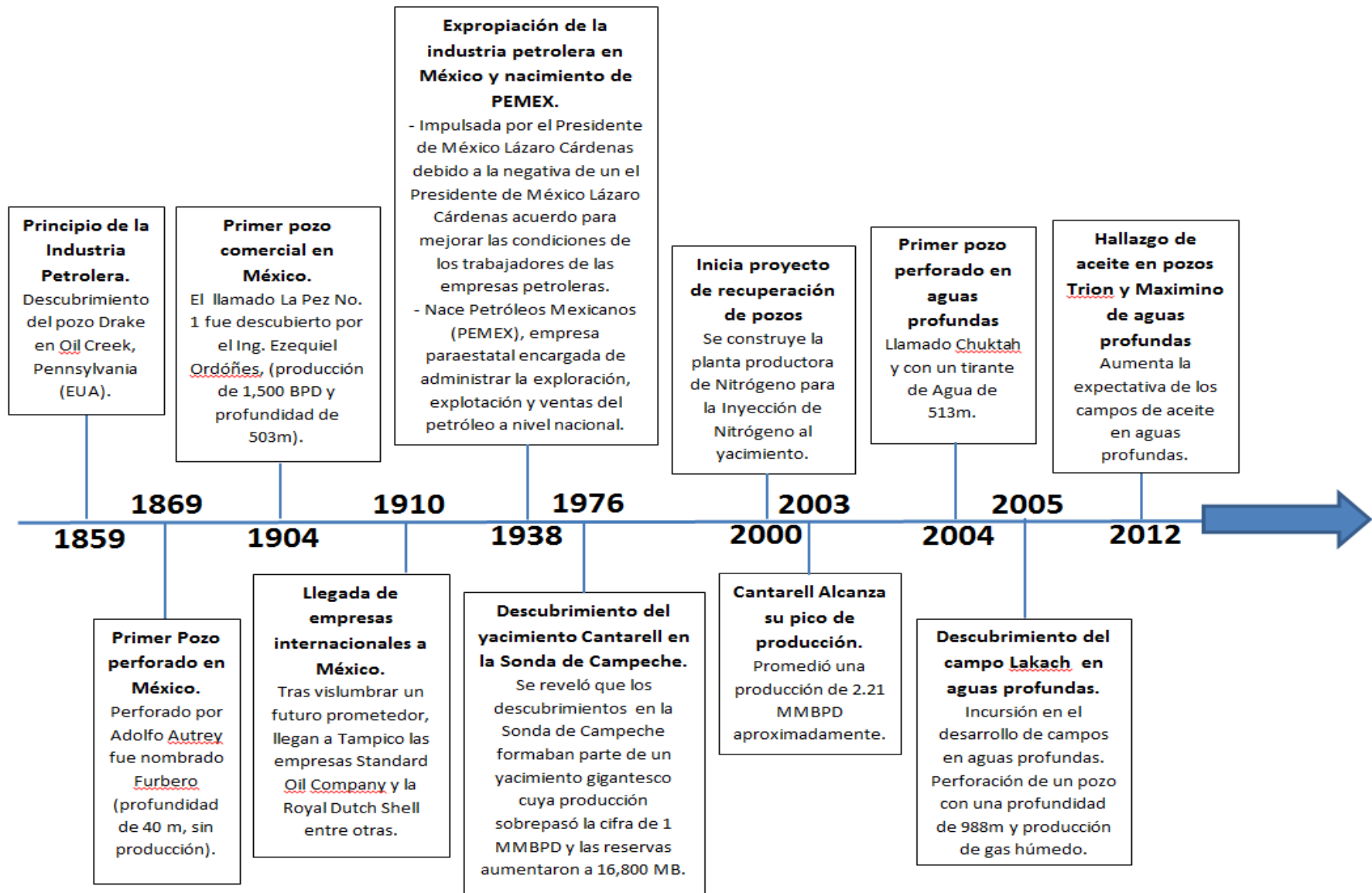
En marzo del 2008 PEMEX creó un nuevo activo para la explotación de los primeros campos ya descubiertos en el proyecto Coatzacoalcos, fundamentalmente Lakach (Barbosa, 2008). El campo Lakach forma parte de una cuenca productora de gas con oportunidades adicionales para incrementar la producción.

Con la realización del proyecto PEMEX incursiona en el desarrollo de campos en aguas profundas y le permite cerrar la brecha tecnológica y del conocimiento del personal en este tipo de proyectos.

La simplicidad del proyecto Lakach en comparación con otros proyectos de aguas profundas permitirá acelerar el conocimiento necesario para cumplir con las metas de exploración y de explotación de aceite y gas en aguas profundas.

Los descubrimientos de los pozos Trion y Maximino en el 2012 se abrieron posibilidades para incorporar nueva producción de aceite y aumenta la expectativa de los campos de aceite en aguas profundas.

A continuación se presenta una línea de tiempo donde se pueden visualizar con claridad los eventos Históricos, anteriormente referenciados, más importantes de la explotación y producción petrolera en México hasta nuestros días.



1.2 EXTRACCIÓN PETROLERA Y TIPOS DE HIDROCARBUROS

El petróleo se forma por la descomposición de la materia orgánica contenida en rocas sedimentarias. En el Golfo de México la formación de petróleo se debe a la conjunción de varios factores, entre los que están: los periodos geológicos que tuvieron las condiciones necesarias para acumular y preservar grandes cantidades de materia orgánica, los ambientes sedimentarios de esos tiempos, que propició el desarrollo de los organismos precursores y de sus microorganismos degradadores (algunas bacterias reductoras de los sulfatos), la propia historia geológica del Golfo de México, el grado de transformación que hayan sufrido los kerógenos contenidos en las rocas generadoras y su historia de temperatura, los procesos de generación, expulsión, migración y almacenamiento de los hidrocarburos, asimismo su sincronía y los procesos geológicos estructurales particulares que hayan acontecido en cada yacimiento, además de los procesos diagenéticos que las rocas acumuladoras hayan experimentado (Santamaría, 2008).

Los yacimientos de petróleo se encuentran tanto en tierra firme, como bajo el mar (Figura 1-2). La plataforma continental, zona de pendiente suave que normalmente va de cero a doscientos metros de profundidad, es a menudo rica en estructuras petrolíferas (Ortuño, 1999).



Figura 1-2 Esquema ejemplo de perforación en plataformas submarinas y perforación en tierra.
(<http://laevolucionuniversal.blogspot.mx/>)

La composición de la mezcla y las condiciones de presión y temperatura a las que se encuentran los hidrocarburos en el yacimiento, son los elementos requeridos para establecer si un yacimiento es de aceite negro, de aceite volátil, de gas y condensado o de gas seco. De acuerdo al tipo de yacimiento es la configuración y las condiciones de operación del sistema para el manejo superficial de los hidrocarburos producidos.

Cuando los estudios geológicos y geofísicos pertinentes terrestres o marítimos han determinado una localización positiva de petróleo, se procede a perforar pozos de evaluación para determinar la extensión del yacimiento, posición de las capas de agua salada y gas y el espesor, porosidad y permeabilidad de la roca madre.

La mayoría de los pozos petroleros se perforan con el método rotatorio. En este tipo de perforación, una torre sostiene la cadena de perforación, formada por una serie de tubos acoplados. La cadena se hace girar uniéndola al banco giratorio situado en el suelo de la torre. La broca de perforación situada al final de la cadena suele estar formada por tres ruedas cónicas con dientes de acero endurecido (Valencia, 2011)

El crudo atrapado en un yacimiento se encuentra bajo presión, por ello, cuando se perfora un pozo que llega hasta una acumulación de petróleo a presión, el petróleo se expande hacia la zona de baja presión creada por el pozo en comunicación con la superficie terrestre. Sin embargo, a medida que el pozo se llena de líquido aparece una presión contraria sobre el depósito, y pronto se detendría el flujo de líquido adicional hacia el pozo si no se dieran otras circunstancias. La mayoría de los petróleos contienen una cantidad significativa de gas natural en solución, que se mantiene disuelto debido a las altas presiones del depósito. Cuando el petróleo pasa a la zona de baja presión del pozo, el gas deja de estar disuelto y empieza a expandirse. Esta expansión, junto con la dilución de la columna de petróleo por el gas, menos denso, hace que el petróleo aflore a la superficie.

A medida que se continúa retirando líquido del yacimiento, la presión del mismo va disminuyendo poco a poco, así como la cantidad de gas disuelto. Esto hace que la velocidad de flujo de líquido hacia el pozo se haga menor y se libere menos gas. Con el paso del tiempo la velocidad de flujo del petróleo se hace tan pequeña, y el costo de elevarlo hacia la superficie aumenta tanto que no es rentable continuar su explotación.

Los equipos de perforación se instalan, manejan y mantienen en una plataforma situada costa fuera, a grandes profundidades y expuestas a corrientes oceánicas, las cuales, corresponden a la terminología anglosajona denominada “offshore” y a la sudamericana “estructuras costa fuera” (Ayoroa, 2009).

1.2.1 Extracción en aguas profundas

Para la perforación de pozos en aguas profundas se utilizan torres de perforación submarina que consisten de una plataforma petrolera semi-sumergida descansada sobre flotadores y anclada al fondo. Al igual que en los equipos tradicionales, la torre es en esencia un elemento para suspender y hacer girar el tubo de perforación, en cuyo extremo va situada la broca; a medida que ésta va penetrando en la corteza terrestre, se

van añadiendo tramos adicionales de tubo a la cadena de perforación. La fuerza requerida para penetrar en el suelo procede del propio peso del tubo de perforación. Para facilitar la eliminación de la roca perforada se hace circular constantemente lodo a través del tubo de perforación, que sale por toberas situadas en la broca y sube a la superficie través del espacio situado entre el tubo y el pozo (el diámetro de la broca es algo mayor que el del tubo).

Los mayores desafíos en la construcción de pozos en aguas profundas se relacionan en parte con las grandes profundidades, pero también con las condiciones que se encuentran en cada una de las zonas petroleras situadas en aguas profundas.

En las aguas más profundas, la perforación se puede realizar sólo desde una plataforma de perforación semi-sumergible o una barcaza de perforación, ambas con sistema de posicionamiento dinámico. En las zonas marinas de Africa Occidental, las condiciones pueden resultar sumamente diferentes con respecto a las del Golfo de México, donde la presencia de corrientes submarinas dificultan el manejo del tubo ascendente. Es necesario utilizar equipos de perforación mucho más grandes y potentes para mantener la estabilidad frente a las fuertes corrientes y para transportar el volumen adicional de lodo y maniobrar el tubo ascendente, ambos necesarios para construir el pozo (Cuvillier, 2000).

1.2.2 Clasificación del petróleo.

Hay varios compuestos químicos que constituyen el petróleo, y estos a su vez se diferencian, entre muchas otras propiedades, por su volatilidad (característica que depende del punto o temperatura de ebullición). Al calentar el petróleo, se evaporan inicialmente los compuestos más ligeros (de estructura química sencilla y bajo peso molecular), de tal manera que al aumentar la temperatura, los componentes más pesados van incorporándose al vapor (Reyes, 2012).

Las distintas clasificaciones constituyen elementos indicativos de las características generales de un tipo de crudo. La industria mundial de hidrocarburos líquidos clasifica el petróleo de acuerdo con su gravedad específica, densidad API o grados API (parámetro internacional del Instituto Americano del Petróleo, que diferencia las calidades del crudo) siendo este el sistema más utilizado (*Tabla 2*) (Méndez *et al.*, 2007), donde por ejemplo, un crudo de 40 API (gravedad específica igual a 0.825) tiene por lo general, un valor mayor que un crudo de 20 API (gravedad específica igual a 0.934) debido a que contiene más fracciones ligeras como por ejemplo las gasolinas y menor cantidad de elementos pesados, además, la viscosidad del crudo aumenta conforme disminuye su gravedad API haciendo más complejo su tratamiento.

ACEITE CRUDO	DENSIDAD (g/cm ³)	DENSIDAD (°API)
Extrapesado	>1.0	10.0
Pesado	1.0 - 0.92	10.0 - 22.3
Mediano	0.92 - 0.87	22.3 - 31.1
Ligero	0.87 - 0.83	31.1 - 39.0
Superligero	< 0.83	> 39.0

Tabla 1-2 Tipos de crudo según su densidad y grados API (IMP, 2011)

Por otra parte, en general, los crudos con menores requerimientos de procesamiento posterior y que satisfagan el uso final que los demanda, tendrán un precio más alto.

1.2.3 Los crudos mexicanos.

El petróleo mexicano es una materia prima que se encuentra presente en la industria nacional e internacional en diferentes rubros como lo son: transporte, alimentos, fármacos, fertilizantes, pinturas, textiles, etc.

En México, para exportación, se preparan tres variedades de petróleo crudo:

- *Maya:*
Pesado con densidad de 22 grados API y 3.3% de azufre en peso (aproximadamente la mitad del total de la producción).
- *Istmo:*
Ligero con densidad de 33.6 grados API y 1.3% de azufre en peso (aproximadamente un tercio del total de la producción).
- *Olmeca:*
Superligero con densidad de 39.3 grados API y 0.8% de azufre en peso (aproximadamente la quinta parte del total de la producción) (Méndez *et al.*, 2007; Guayaquil *et al.*, 2009).

Según la clasificación de las mezclas mexicanas, primero se genera petróleo Maya, luego Istmo y finalmente Olmeca, el primero, como puede verse, es el de mayor abundancia.

Las curvas de destilación TBP (del inglés “true boiling point”, temperatura de ebullición real) catalogan a los diferentes tipos de petróleo y precisan los rendimientos que se pueden obtener en los productos por separación. Por ejemplo, mientras que en el crudo Istmo se obtiene un rendimiento directo de 26% volumétrico de gasolina, en el Maya sólo se obtiene 15.7%. Algunas diferencias principales que se acentúan en los tres tipos de crudos mexicanos se presentan en *Tabla 3* (Aguirre *et al.*, 2009).

Como ya es de nuestro conocimiento, una importante proporción del petróleo mexicano proviene de la Sonda de Campeche, aunque otros centros de explotación se encuentran en Chiapas, Tabasco y Veracruz.

PROPIEDADES	<i>Olmecca</i>	<i>Istmo</i>	<i>Maya</i>
Peso específico °C	0.8261	0.8535	0.9199
Grado API	39.16	33.74	21.85
Viscosidad (SSU)			
a 15.6 °C	43.3	65.6	2156
a 21.1 °C	40.3	57.8	1054
a 25.0 °C	39	54.5	696
Azufre total, % peso	0.81	1.45	3.7
Aceites, % peso	89.2	89.2	72.0
Parafinas, % peso	13.4	8.1	3.6
Aceite desparafinado, % peso	75.8	81.1	68.4
Resinas, %peso	10.8	7.8	12.7

*Tabla 1-3 Características de las mezclas de crudos mexicanos.
(Sector e industria/Boletín IIE, 1998)*

1.3 SISTEMAS DE PRODUCCIÓN CONVENCIONALES.

Cuando se explota un yacimiento petrolero se involucran distintas actividades que siguen un orden lógico. El crudo extraído se procesa para su manejo frecuentemente en plataformas marinas (estructuras fijas en el lecho marino), es en ellas donde se instalan los distintos sistemas del proceso.

Durante el procesamiento, el pozo ya en producción se conecta a la tubería de descarga para conducir los hidrocarburos a las instalaciones y equipos de separación donde se segrega el aceite del gas para después continuar su curso por diferentes ductos.

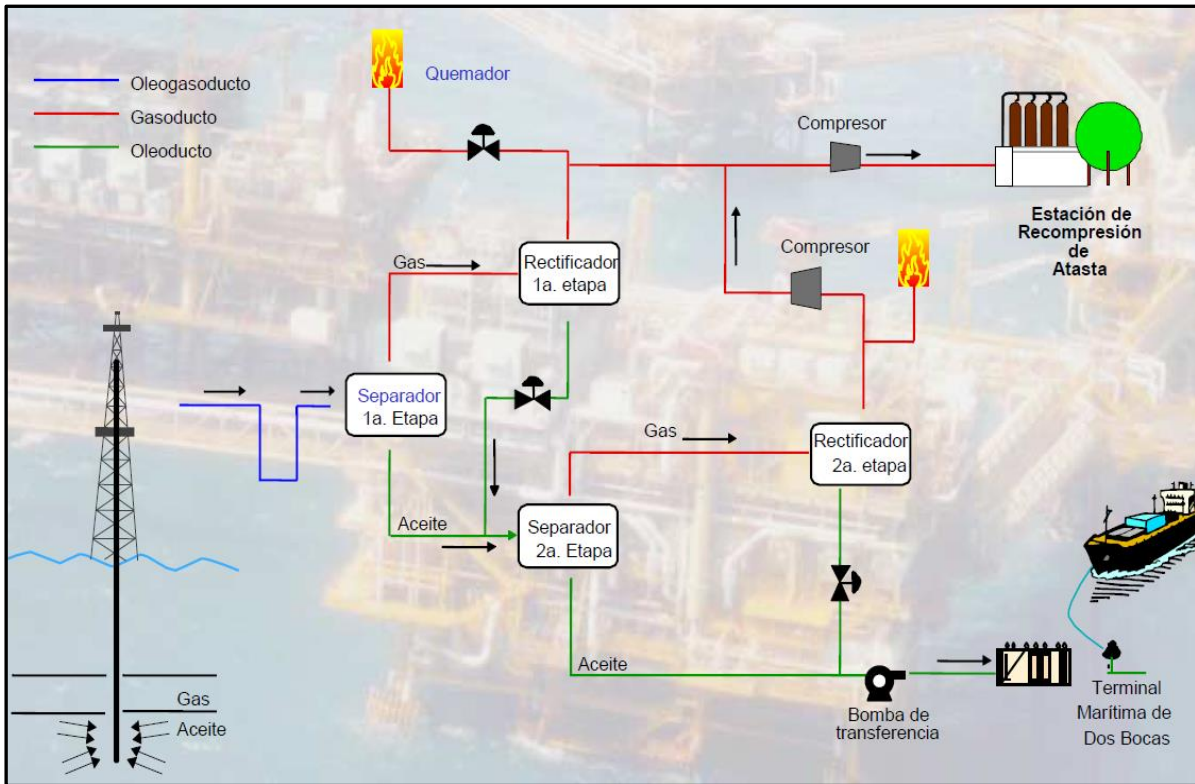


Figura 1-3 Proceso de producción de petróleo crudo y gas natural. (PEMEX, 2011)

La industria Petrolera ha propiciado el desarrollo de toda una tecnología específica offshore y desde un punto de vista funcional, se puede clasificar a las obras marítimas exteriores en cuatro grandes grupos que corresponden con las cuatro operaciones básicas asociadas al petróleo: exploración, producción, transporte y carga-descarga (Chapapría, 2004). En conclusión, las obras marítimas exteriores quedarán clasificadas dentro de:

- Sondeos en la zona exterior.
- Explotación marina de petróleo y gas
- Conducción de fluidos en el mar.
- Terminales de carga-descarga en la zona exterior.

1.4 EL FPSO COMO UNA ALTERNATIVA A LOS SISTEMAS CONVENCIONALES.

Al descubrirse los pozos petroleros cada vez más lejos de la costa, pronto se hizo evidente que hay muchos desafíos que superar para llevar a cabo operaciones offshore eficientes y seguras.

Como una nueva opción surgen los FPSO que consisten básicamente en un buque-tanque anclado al lecho marino diseñado para procesar y almacenar la producción de diversos pozos cercanos a la zona donde esté situado, en el cual, de manera periódica, el

crudo acumulado ya estabilizado se descarga hacia un buque carguero de menor tamaño que posteriormente lo transportará a tierra para su posterior tratamiento.

Debido a sus características multifuncionales, un FPSO es apropiado para explotar campos marginales remotos, en aguas profundas.

El concepto del FPSO destacó en la industria de la extracción y producción principalmente debido a:

- ✓ La fiabilidad de su tecnología
- ✓ Su fácil mantenimiento
- ✓ Su rentabilidad

Históricamente el primer FPSO fue una conversión de un buque, que en 1977 se comisionó para la producción del campo Castellón en el Mar Mediterráneo. Su éxito fue tal que favoreció el desarrollo actual de este tipo de instalaciones. La mayoría de los FPSO en operación son conversiones de buques, sin embargo, construir nuevas unidades es cada vez más popular, debido a que su diseño se acopla con las diferentes condiciones y ubicaciones geográficas de los campos en todo el mundo.

Como ya se mencionó, los FPSO's pueden ser diseñados explícitamente para tal fin, o bien, ser convertidos a FPSO. La conversión, partiendo de buques de transporte de crudo ha sido una práctica común en compañías como la Brasileña Petrobras (Da Costa, 2005). Se calcula que este tipo de sistemas puede utilizarse en profundidades de hasta 3,048 m (10,000 pies) aproximadamente.

Los FPSO's son complejos, debido a que en el mismo sistema se agrupan las operaciones de separación, estabilización, deshidratación y almacenamiento de grandes cantidades de petróleo crudo. Estos sistemas también deben contar con la capacidad para el manejo y acondicionamiento del gas producido y el manejo del agua asociada. Esta agua puede ser inyectada a pozos o bien enviarse al mar luego de ser tratada para cumplir las especificaciones requeridas para ello. Adicionalmente estos sistemas deben ser autosuficientes en el suministro de gas combustible y de energía eléctrica por lo que los servicios auxiliares deben ser considerados desde el diseño original del FPSO. Estas estructuras flotantes son sometidas a condiciones propias del entorno marino y al permanecer anclado a lo largo de todo el ciclo de vida del yacimiento que explota, supone, por un lado, una mayor exposición a los fenómenos de fatiga, y por otro, una estructura muy bien diseñada ya que no es posible realizar varadas intermedias para inspección y reparaciones. Por lo tanto, todos los elementos que lo constituyen deben tener una mayor robustez y estar diseñados bajo esta consideración de vital impacto en la operación y mantenimiento de la unidad.

CAPÍTULO 2

2. MANEJO DE HIDROCARBUROS EN AGUAS SOMERAS.

2.1 COMPLEJOS Y PLATAFORMAS EXISTENTES EN MÉXICO.

En México se inició la explotación de yacimientos de hidrocarburos costa fuera en el año de 1958 en aguas del Golfo de México, con la instalación de plataformas fijas frente a la Barra de Santa Ana, en el estado de Tamaulipas.

En todos los casos las plataformas fueron diseñadas en el extranjero e instaladas en tirantes de agua no mayores a 50 metros. Estas plataformas se utilizaron únicamente para la perforación y explotación de los pozos. La mezcla de aceite y gas era enviada a través de tuberías de conducción hasta las instalaciones construidas especialmente para ello en tierra firme, donde se separaban en aceite, gas y agua. A partir de 1978 se inició la fabricación e instalación de plataformas para la Sonda de Campeche.

En lo que concierne a la Ingeniería Civil, el diseño y construcción de estructuras sobre las cuales se puedan realizar los trabajos de explotación es fundamental pensar en la economía y la seguridad de las mismas, lo cual ha originado una amplia gama de opciones basadas principalmente en el tirante de agua del sitio de interés. Algunos de los países que han desarrollado tecnologías para el diseño, fabricación e instalación de estas estructuras denominadas plataformas Marinas son: Estados Unidos de Norteamérica, Noruega, Francia, Holanda y Gran Bretaña.

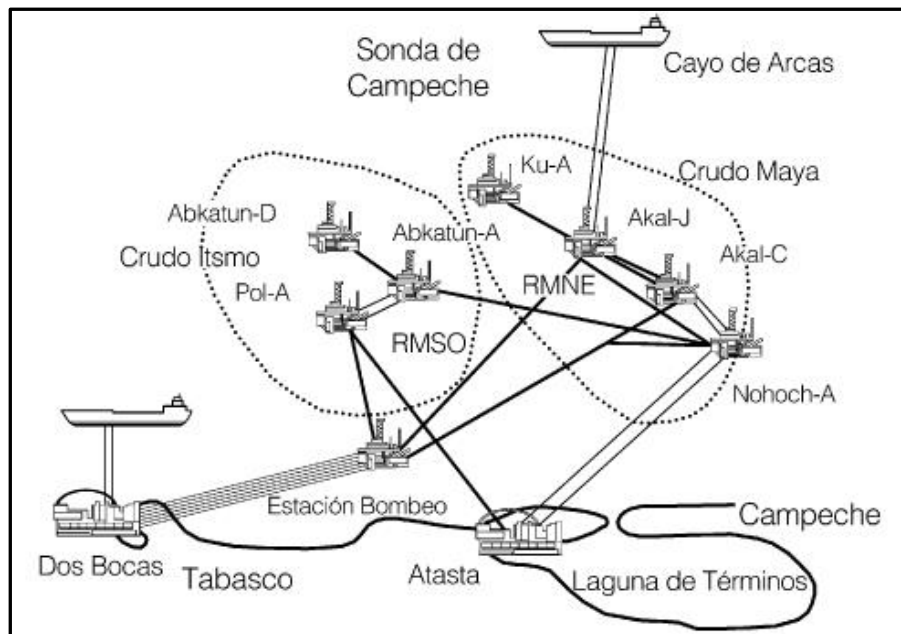


Figura 2-1 Esquema general de las instalaciones costa fuera: complejos de plataformas, oleoductos y monoboyas para la carga de buques tanque. Las líneas claras indican oleoductos y las gruesas gasoductos.

(<http://www.scielo.org>)

El diseño de plataformas marinas para la Sonda de Campeche tiene como antecedentes, criterios y procedimientos de firmas de ingeniería estadounidenses reconocidas internacionalmente, mismos que han sido asimilados y reestructurados acorde con los recursos y sistemas de trabajo existentes en nuestro país, es decir, en base a las necesidades de PEMEX (Peláez, 2010).

En la actualidad, para el desarrollo de sus actividades, PEMEX cuenta con infraestructura para la exploración y producción de petróleo crudo, y de gas natural; refinерías, complejos procesadores de gas y complejos petroquímicos para la transformación de hidrocarburos; una amplia red de ductos, instalaciones de almacenamiento y equipos de transporte; además de instalaciones administrativas, de servicios médicos y de telecomunicaciones (PEMEX, 2011 y 2012).

INFRAESTRUCTURA PETROLERA PRINCIPALES INSTALACIONES COSTA FUERA			
Pemex Exploración y Producción	2010	2011	2012
Campos en producción	405	416	449
Plataformas marinas	233	238	232
Pozos en explotación	7476	8315	9476
Oleoductos (km.)	4767	4852	4992
Gasoductos (km.)	7526	7656	8295

*Tabla 2-1 Infraestructura petrolera y principales instalaciones costa fuera contabilizadas en los años 2010, 2011 y 2012.
(PEMEX, 2013)*

2.1.1 Regiones marinas en el Golfo de México.

Región Marina Noreste

Esta región se ubica en el Suroeste de la República Mexicana, e incluye parte de la plataforma continental y el talud del Golfo de México. Abarca una superficie aproximada de 166,000 kilómetros cuadrados y se localiza en aguas territoriales nacionales, frente a las costas de los estados de Campeche, Yucatán y Quintana Roo. La *Figura 2-2* muestra la localización geográfica de la región.



Figura 2-2 La Región Marina Noreste se localiza dentro de aguas territoriales nacionales frente a las costas de Campeche, Yucatán y Quintana Roo. (PEMEX, 2012)

La Región Marina Noreste se constituye por los activos Cantarell y Ku-Maloob-Zaap, cuya responsabilidad comprende la administración de los yacimientos desde las etapas de incorporación y reclasificación, hasta la de producción y abandono de los campos.

Uno de los objetivos estratégicos de PEMEX es la incorporación de reservas de hidrocarburos con las cuales se reponen los volúmenes de los yacimientos que se encuentran en producción. La actividad exploratoria durante 2011 resultó exitosa al incorporarse el yacimiento Calcarenitas del Eoceno Medio en el campo Sihil, además de la inclusión de volúmenes adicionales por revisión en campos ya existentes. Adicionalmente durante 2011, el Activo Ku-Maloob-Zaap se mantuvo como el primer productor de crudo a nivel nacional.

A la fecha, la región administra 28 campos con reservas remanentes, siendo 13 los que mostraron producción a lo largo del año 2011, de ellos 9 en el Activo Cantarell y 4 del Activo Ku-Maloob-Zaap.

Los campos que no se encuentran en explotación al 1 de enero de 2012 son Kambesah y Után en Cantarell y Ayatsil, Baksha, Chapabil, Kayab, Lum, Nab, Numán, Pit,

Pohp, Tekel, Tson, Utsil y Zazil-Ha en Ku-Maloob- Zaap. La *Figura 2-3* muestra los nombres de los activos que conforman la Región Marina Noreste.

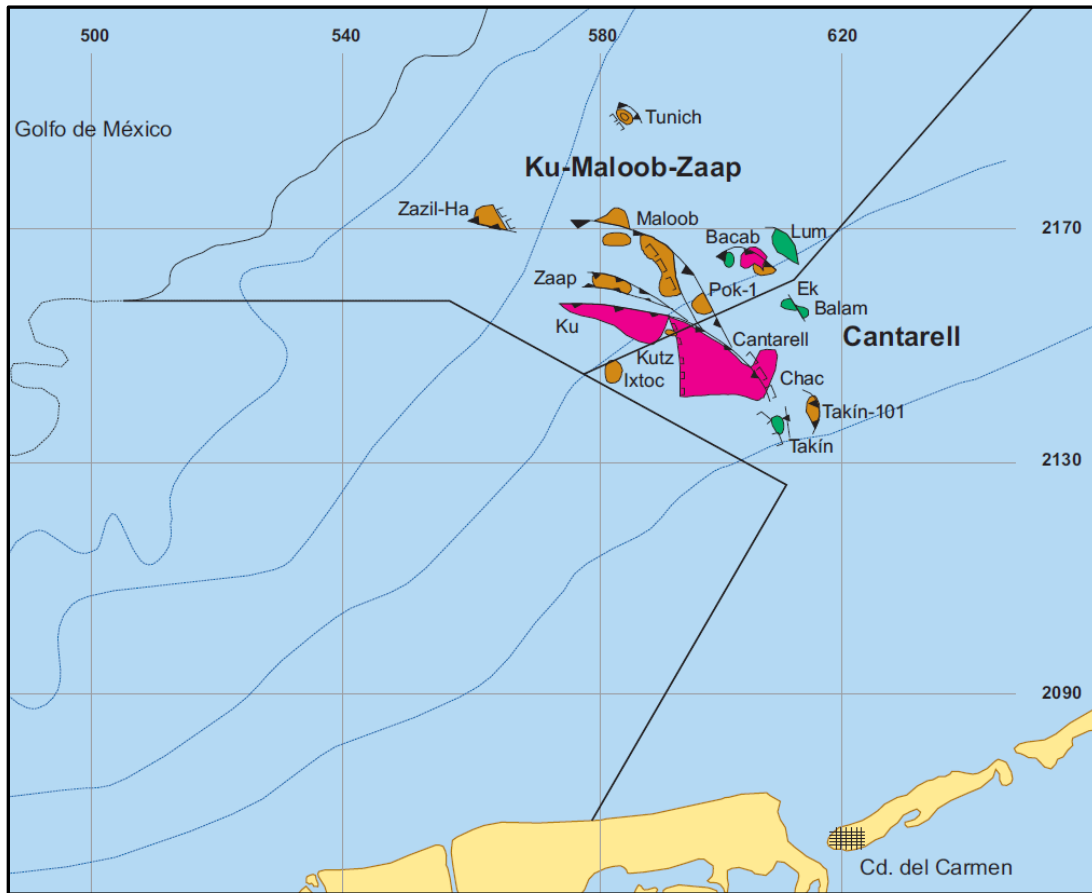


Figura 2-3 Ubicación geográfica de los activos de la Región Marina Noreste.
(PEMEX, 2012)

La producción promedio diaria de la Región Marina Noreste durante 2011, fue de 1,342.7 miles de barriles de aceite y 1,405.6 millones de pies cúbicos de gas natural. (PEMEX, 2012).

Región Marina Suroeste

Por su posición geográfica, esta región se encuentra en el Sureste del país, en aguas marinas de la plataforma y talud continental del Golfo de México. Su superficie es de 352,390 kilómetros cuadrados, y está limitada en la porción continental por los estados de Veracruz, Tabasco y Campeche en la parte Sur, por la Región Marina Noreste hacia el Este, al Norte por las líneas limítrofes de aguas territoriales nacionales, y al Oeste por la Región Norte. La *figura 2-4* presenta la ubicación geográfica de esta región.



Figura 2-4 La Región Marina Suroeste se localiza dentro de aguas territoriales nacionales frente a las costas de Campeche, Yucatán y Quintana Roo. (PEMEX, 2012)

A partir de 2011, la región está organizada por los activos Abkatún-Pol-Chuc y Litoral de Tabasco, resultado de una nueva estructura organizativa cuyo objetivo es el de fortalecer la gestión de los yacimientos a lo largo de su vida productiva.

Adicionalmente a estos dos activos, la Región Marina Suroeste cuenta con un activo orientado hacia actividades exploratorias, denominado Activo de Exploración Cuencas del Sureste Marino.

Los nuevos descubrimientos a nivel regional han aportado volúmenes importantes de reservas probadas, probables, y posibles poniendo de manifiesto el arduo trabajo que en la región se ha realizado. Adicionalmente, la Región Marina Suroeste tiene algunos de sus campos en etapa de explotación avanzada, sin embargo, a través de los trabajos de administración de los yacimientos que integran a dichos campos se ha logrado tener mejores comportamientos en términos de presión-producción, lo cual ha sido un factor primordial para el mantenimiento de la producción, y en algunos casos lograr incrementos de cuotas de producción adicionales a las contribuciones de la puesta en producción de nuevos yacimientos regionales.

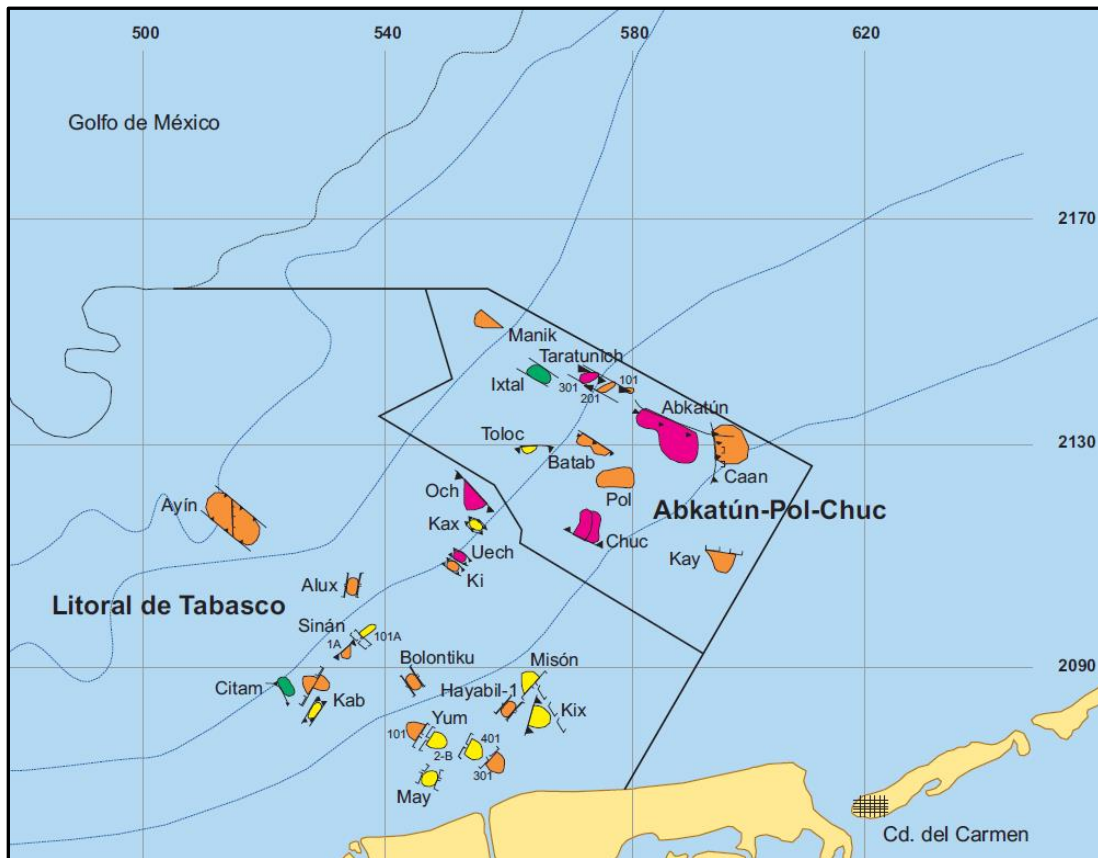


Figura 2-5 Ubicación geográfica de los activos que conforman la Región Marina Suroeste (PEMEX, 2012)

Cabe hacer mención que los esfuerzos por parte de la organización dirigidos a investigar y desarrollar la porción marina referente a aguas profundas, es decir, más allá de los 500 metros de profundidad, han sido satisfactorios en los años recientes. La región administra un total de 71 campos, de éstos, 23 están en explotación y son productores de aceite ligero y superligero, así como gas asociado. Existe en la Región Marina Suroeste un importante potencial por desarrollar, ya que sólo 32 por ciento de los campos que integran la región han sido explotados. La producción diaria de aceite y gas natural de la región durante el año 2011, promedió 560.6 miles de barriles y 1,208.3 millones de pies cúbicos (PEMEX, 2012a).

Activos

Para fortalecer la administración integral de los yacimientos a lo largo de toda su vida productiva, se habilitaron activos Integrales en todas las regiones, los cuales tienen la responsabilidad de los yacimientos desde etapas exploratorias (incorporación de reservas y delimitación) hasta las etapas de explotación y abandono de los campos.

Así, el Activo es el modelo de división interna de Pemex Exploración y Producción cuyo objetivo es el de explorar y producir petróleo crudo y gas natural. Esta organización se encuentra dirigida por un Subdirector Regional y se divide a su vez en activos de exploración, cuya responsabilidad es descubrir nuevos yacimientos de petróleo, y activos de producción, en los que recae la responsabilidad de administrar la producción de los campos petroleros (Peláez, 2010).

2.2 TIPOS DE PLATAFORMAS MARINAS EN AGUAS SOMERAS.

El primer intento por explotar depósitos marinos se remonta a finales de la década de 1890, con H.L. Williams, quien en la costa de California extendió la explotación de sus campos petrolíferos a la orilla del mar por medio de muelles, realizados a base de estructuras de madera, para soportar los equipos de perforación. A partir de este momento se desarrollaron poco a poco técnicas para la explotación de depósitos bajo el agua. Inicialmente se desarrollaron técnicas para extraer el preciado mineral de zonas pantanosas, esto se logró utilizando el chalán como sostén del equipo utilizado. Posteriormente se realizaron trabajos en zonas lacustres, perforando con profundidades de entre 1.5 y 4 metros. Se utilizó un tapanco, construido con material tubular y apoyado en el fondo de la laguna, para montar el equipo de perforación.

Con el transcurso de los años, las técnicas se fueron perfeccionando, las distancias a la costa fueron creciendo y las profundidades de perforación cada vez fueron mayores. Alrededor de veinticinco pozos fueron perforados en el Golfo de México entre 1937 y 1942. La Segunda Guerra Mundial frenó el desarrollo de la explotación marina por unos años. Como resultado de la gran investigación tecnológica ocasionada por la guerra, al finalizar ésta, hubo un gran crecimiento y avance en el campo de la explotación costa fuera (offshore).

Para 1947 se tenía un diseño estándar para la construcción de plataformas, era el diseño de las plataformas de Vermillion en el Golfo de México. Éstas estaban totalmente soportadas por sí mismas, contenían todo el equipo necesario para la completa explotación de los pozos. El nuevo diseño constaba de seis placas de acero construidas en tierra y posteriormente transportadas al lugar donde se localizaba el pozo, permitieron una profundidad de perforación de seis metros y una distancia de la costa de veintinueve kilómetros.

A medida que el tiempo transcurría los diseños fueron mejorando, no sólo en cuanto al tirante de agua manejado y a la distancia de la costa, sino también en cuanto al tamaño en sí de la plataforma, los diferentes niveles (decks), espacios para habitación, etc. Las Plataformas se fueron volviendo más compactas aprovechando cada vez mejor los

espacios, debido a las dimensiones que se iban necesitando para poder cubrir mayores profundidades.

En 1955 la primera plataforma que manejaba un tirante de 30 metros entró en operación, esta plataforma fue la primera en utilizar pilotes.

Para 1959, ya existían doscientas plataformas en operación y se manejaban profundidades de perforación de alrededor de 60 metros. En el año siguiente, 1960, se empezaron a manejar las plataformas por módulos, reduciendo aún más los espacios desaprovechados. La construcción por módulos es la colocación de los diferentes equipos utilizados en la misma área, pero en diferentes niveles.

El progreso en las profundidades de operación siguió en forma ininterrumpida. En 1965 se construyó una plataforma para operar a 87 metros y en 1968 para 116 metros de profundidad. Casi todas estas estructuras fueron hechas a base de estructuras de acero.

En los años sesenta comenzó la producción de gas natural en la porción británica de la parte sur del Mar del Norte a profundidades de alrededor de 50 metros.

El desarrollo de las plataformas no frenó, en las siguientes décadas se construyeron plataformas como la de Hondo (1976) de 260 metros de profundidad, la de Cerveza (1981) de 286 metros de alcance y la de Cognac (1978) de 312 metros de tirante de agua, todas estas de estructura metálica (Solís, 2002).

Las plataformas fijas de acero para la explotación de petróleo pueden ser de diversos tipos, de acuerdo con la función que desarrollen y constan de dos elementos principales que son la estructura y el equipo que soportan. Este último se diseña generalmente para ser instalado sobre una plataforma, o removido de ella con el mínimo de dificultad, por lo cual se integra en paquetes fabricados prácticamente en su totalidad en tierra, minimizando el trabajo a desarrollar en mar, dada la mayor complejidad de ejecución por el espacio tan limitado y el extraordinario incremento en los costos de operación.

Por su parte, la instalación de la estructura es con carácter permanente, considerando que su estancia en la localización que le es asignada, corresponde a un período de vida útil de 20 años en promedio, para lo cual se fija al suelo marino, con objeto de resistir satisfactoriamente las fuerzas inducidas sobre ella por las condiciones ambientales, a la vez de proporcionar un área de trabajo segura para la operación del equipo y del personal que la ocupen.

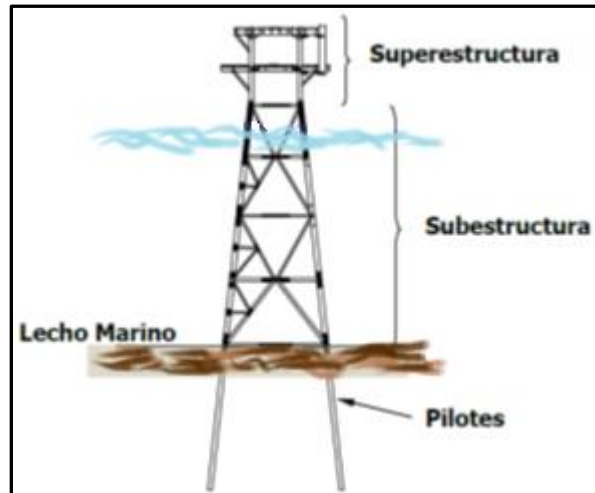


Figura 2-6 Componentes básicos de un plataforma marina.
 (<http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx>)

La estructura típica de una plataforma para la explotación de petróleo se compone de tres partes, denominadas: Superestructura, Subestructura (o Jacket) y Cimentación como se muestra en la *Figura 2-6*. La subestructura es la parte inferior, que va apoyada sobre el lecho marino y empotrada por medio de pilotes; la superestructura es la parte superior, que aloja los paquetes de perforación, los equipos de producción, etc., según el tipo de plataforma de que se trate.

Cada componente se construye independientemente de los otros llevándose a cabo su acoplamiento durante su instalación en mar.

La división de la estructura total en sus componentes es el fundamento de la técnica desarrollada para construir este tipo de estructuras y que comprende a las etapas de diseño, la construcción, el transporte, la instalación y operación o puesta en servicio.

La estructura de la plataforma se sitúa en el lecho marino y su cimentación es a base de pilotes comúnmente de sección tubular. Sobresale del nivel del mar, hasta la elevación necesaria para la operación del equipo al que alojará (Pelález, 2010).

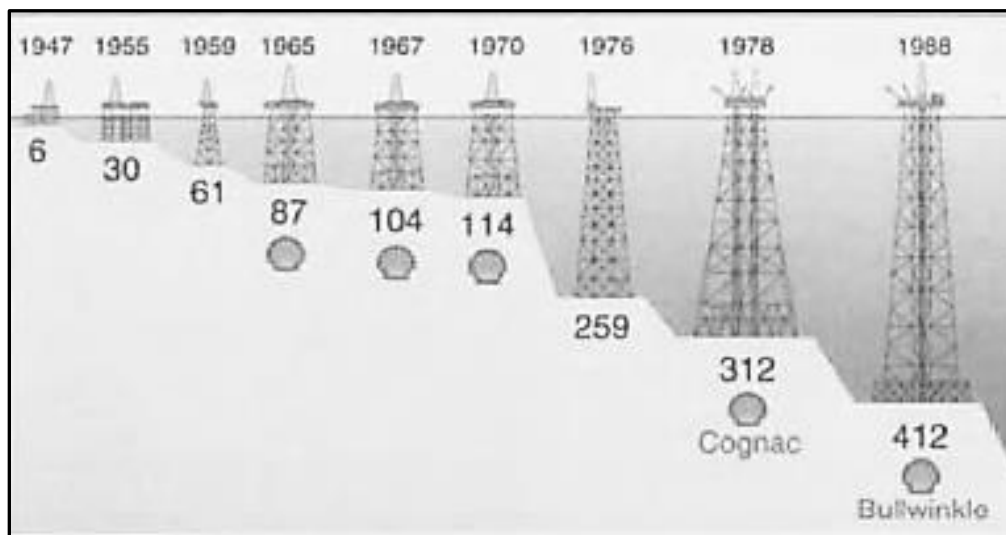
La evolución de las plataformas tomó dos rumbos más o menos paralelos, según los materiales para la construcción de estas, uno de ellos, el de las plataformas tubulares de acero que ya se examinaron, el otro camino fue el seguido por las plataformas construidas de concreto. Éstas se desarrollaron de igual forma, aumentando cada vez más las profundidades de perforación, las distancias de la costa y las dimensiones de éstas. Con este tipo de plataformas se han llegado también a profundidades considerables.

Una estructura costa fuera no tiene acceso fijo a tierra firme y puede verse obligada a permanecer en su posición soportando condiciones climatológicas extremas.

Las estructuras costa fuera (offshore) pueden ser fijadas al fondo marino o pueden mantenerse flotando.

Los primeros pozos de petróleo en alta mar fueron perforados desde muelles extendidos en las aguas del Océano Pacífico. Sin embargo, el nacimiento de la industria costa fuera se considera comúnmente en 1947 cuando Kerr-McGee completó la primera plataforma marina con éxito en el Golfo de México a 15 pies (4.6 m) de Luisiana. Desde la instalación de la primera plataforma en el Golfo de México, la industria costa fuera (offshore) ha sido testigo de muchas estructuras innovadoras, fijas y flotantes, situadas en aguas cada vez más profundas y en los entornos más difíciles y hostiles.

Aunque para 1975, la profundidad del agua se había extendido a 475 pies (144 m), dentro de los próximos tres años, la profundidad del agua dramáticamente salto al doble con la instalación de la plataforma de "COGNAC" (COÑAC) que se compone de tres estructuras separadas, una encima de otra, a 1,025 pies (312 m). "COGNAC" celebró en aquel tiempo el récord mundial de profundidad de agua de una estructura fija desde 1978 hasta 1991. Cinco estructuras fijas se construyeron en profundidades de agua de más de 1,000 pies (305 m), en la década de 1990. La plataforma que alcanza una profundidad aun mayor es la plataforma "Shell Bullwinkle" a 1,353 pies (412 m) instalada en 1991. La progresión de las estructuras fijas en aguas más profundas hasta 1988 se muestra en la *figura 2-7*.



*Figura 2-7 Progresión de las plataformas fijas en el Golfo de México.
(Chakrabarti , 2005)*

Desde 1947, más de 10,000 plataformas marinas de varios tipos y tamaños se han construido e instalado en todo el mundo. A partir de 1995, el 30% de la producción mundial de crudo provenía de instalaciones costa fuera (offshore). Recientemente, nuevos

descubrimientos se han hecho en aguas cada vez más profundas. En el 2003, el 3% la producción suministrada de petróleo y gas del mundo provenían de aguas profundas (> 1000 pies o 305 m), producción costa fuera (offshore).

Las plataformas instaladas a grandes profundidades se construyen de tal manera que la estructura superior desvíe la fuerza de las olas y el viento, las líneas de amarre horizontales son unidas a media distancia de la plataforma para resistir huracanes. Aunque casi todas las plataformas de este tipo son estructuras de acero, alrededor de dos docenas de grandes estructuras de concreto se instalaron en las aguas hostiles del Mar del Norte en la década de 1980 y principios de 1990, y varios más en las costas de Brasil, Canadá y Filipinas. Entre éstas, se encuentra la llamada "Troll" (Figura 2-9).

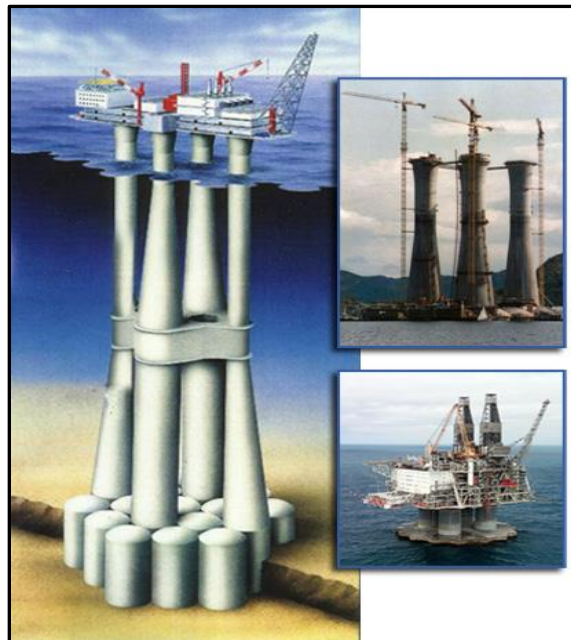


Figura 2-8 "Troll" una plataforma de gas que es la estructura de concreto más grande del mundo (Chakrabarti, 2005)

Las estructuras por gravedad difieren de otras estructuras fijas por el peso de su base.

2.3 CLASIFICACIÓN DE PLATAFORMAS DE ACUERDO A SU SERVICIO.

Como ya se mencionó, una plataforma es una estructura marina fija construida sobre pilotes desde la cual se perforan y se operan los pozos.

Normalmente lo que se conoce como plataforma marina, es un conjunto de diferentes tipos de ésta con funciones distintas cada una. Cuando las distintas plataformas

se encuentran en disposición horizontal, unas a lado de otras y unidas por puentes, normalmente se dice que conforman un complejo.



*Figura 2-9 Complejo de plataformas
(<http://zonafranca.mx>)*

Las Plataformas marinas de acuerdo a su función, se clasifican en:

- Plataforma de compresión
- Plataforma de enlace
- Plataforma de perforación
- Plataforma de producción
- Plataforma rebombeo
- Plataforma habitacional
- Plataforma de almacenamiento
- Plataforma de separación y quemador (Solís, 2002)

2.3.1 Plataforma de compresión.

De manera general este tipo de plataforma tienen como objetivo suministrar el gas a la presión necesaria para su transporte o acondicionamiento.

Estas plataformas alojan el equipo necesario en la compresión de gas para que éste sea enviado a las plataformas de enlace y sea transportado, generalmente son grandes y llegan a soportar pesos mayores a las 10,000 toneladas.

Las plataformas de compresión están constituidas por módulos de compresión (por lo general alrededor de cuatro). La capacidad de los módulos puede variar, pero en promedio es de 90 millones de pies cúbicos por día.

En plataformas como éstas, también se puede encontrar el equipo para endulzamiento de gas, cuando se requiere utilizar parte del gas explotado como gas combustible para los equipos de generación y compresión que cuenten con motores tipo turbina.

Para endulzar el gas amargo, se debe eliminar el ácido sulfhídrico que contiene el gas natural obtenido. Este proceso se lleva a cabo mediante un sistema de endulzamiento de gas cuyo número y características depende de los volúmenes de gas que se manejarán.

Estas plataformas también cuentan con la posibilidad de desviar el gas hacia los quemadores cuando los volúmenes que recibe son mayores a los volúmenes proyectados para los que fue calculado o cuando existe un descontrol del proceso.



*Figura 2-9 Plataforma de compresión.
(<http://www.commsa.com>)*

2.3.2 Plataforma de enlace.

Este tipo de plataforma tiene el objetivo principal de recolectar el crudo con gas procedente de las plataformas de producción y lo distribuye para su procesamiento; también en ella se unen los ductos que recolectan el crudo con los oleoductos que lo transportan a tierra. En estas plataformas se instalan los cabezales de recepción y envío de petróleo crudo y gas (CONACYT y SENER, 2012).

Son plataformas que sirven como medios de unión entre las plataformas de perforación y las plataformas de producción o tratamiento, se utilizan para la recolección

de la mezcla crudo-gas-agua proveniente de la plataforma de perforación y su distribución adecuada a las plataformas de producción para que la mezcla sea tratada según sea el caso.

Una vez separada la mezcla en la plataforma de producción, regresa separado el aceite y el gas a la plataforma de enlace para que este sea correctamente distribuido ya sea a tierra o a un buque-tanque para su futuro aprovechamiento.

Otra función importante de este tipo de plataformas es la de unir la tubería que recolecta el crudo previamente separado, con los oleoductos submarinos que lo conducen a la costa. Las plataformas de este tipo son equipadas con cabezales de recepción y envío de aceite crudo y gas.

En estas plataformas se encuentran la mayoría de las trampas para introducir los diablos encargados de la limpieza de las tuberías que constituyen el sistema de explotación (Solís, 2002).



*Figura 2-10 Plataforma de enlace.
(<http://www.commsa.com>)*

2.3.3 Plataforma de perforación.

Este tipo de plataforma tiene como objetivo alojar el equipo, torre, tubería y accesorios que permitirán perforar el pozo y explotarlo e instalar el cabezal donde se emplazará más tarde la plataforma de producción; su cubierta consta de dos niveles, uno de producción aproximadamente a 16m sobre el nivel del mar y otro de perforación. Estas plataformas son construidas inicialmente para colocar la tubería que va a perforar el pozo. Las plataformas de perforación llevan varios paquetes, uno de ellos es el de la torre de

perforación generalmente construida por cuatro marcos de estructura metálica, también debe contener los paquetes de motores para subir y bajar del equipo de perforación, los contenedores de combustible para accionar a los motores, una bodega de herramienta necesaria para la perforación y la herramienta utilizada, barrenos y tubería especializada, además debe contar con depósitos de agua.

La plataforma de perforación también se utiliza para soportar el cabezal que ayudará a sostener la plataforma de producción.

Debido a que en ocasiones el área cubierta por los yacimientos de crudo abarca varios cientos de kilómetros cuadrados es necesario explotarlos de manera uniforme y sistemática, para lograrlo, es necesario tener sobre un mismo depósito de petróleo, varias plataformas de perforación instaladas y operando. Cabe hacer notar que en promedio, una plataforma marina es capaz de perforar y explotar alrededor de 12 pozos, esto da una idea del volumen de crudo que se puede encontrar en algunos de los yacimientos marinos descubiertos.

Una vez alcanzada la perforación esperada, se retiran los equipos de perforación de la plataforma, la cual ahora servirá como protección a los diferentes pozos que se hayan excavado. La plataforma se equipará con válvulas de árbol de navidad (Christmas trees), en los pozos. Estas válvulas ayudarán a ir controlando la presión y la dirección del flujo. También se instalarán un colector de varias ramas para conducir el crudo hacia la plataforma de producción o tratamiento. Se conduce por una tubería de alrededor de 6 pulgadas (152 mm) de diámetro. Otro nuevo paquete que se debe instalar de la plataforma una vez acabada la perforación, es el equipo de seguridad contra incendio. Finalmente, se deben agregar señales luminosas de navegación y un sistema de clausura emergente del pozo (well-kill system).

El sistema de emergencia para clausura del pozo consiste en un tanque contenedor para almacenamiento de lodos, un motor diésel para bombeo de lodo, y un tanque de almacenamiento de salmuera (agua saturada de sal). El sistema de emergencia entra en operación cuando se pierde el control del pozo, y el flujo se vuelve incontrolable. Se inyectan por medio de la bomba los lodos y la salmuera dentro del pozo. El peso de la gran columna de lodo (denso) a presión, junto con el agua, es más grande que la presión del flujo de petróleo, por lo que este se ve impedido de subir a la superficie, quedando el pozo, nuevamente bajo control.

En ocasiones, también se equipa a la plataforma de perforación con tanques mezcladores para fabricar la salmuera y para mezclar los químicos que se utilizan en la fabricación de los lodos.



*Figura 2-11 Plataforma de perforación.
(<http://noticiasmontreal.com>)*

2.3.4 Plataforma de producción.

En este tipo de plataforma se alojan los equipos y dispositivos para separar el gas del crudo y bombear este último a tierra; está compuesta por una subestructura, formada por ocho columnas y una superestructura que consta de dos niveles al igual que la de perforación.

Las plataformas de producción deben ser calculadas para soportar pequeños edificios, compresores, tanques de almacenamiento, equipo de tratamiento y otros equipos anexos de proceso.

Estas plataformas están constituidas por una subestructura, formada por ocho columnas y una superestructura, formada por dos niveles.

Una plataforma de producción o tratamiento es básicamente una plataforma utilizada para la separación de la mezcla de aceite-agua-gas que fluye a la superficie, en aceite crudo, agua y gas natural. Se separan con el fin de poder distribuir estos para su comercialización o refinación con el menor de los riesgos, así como el cuidado de las instalaciones.

Los procesos de tratamiento de una plataforma de producción particular varían generalmente dependiendo de lo que se va a hacer con el gas natural obtenido, y la forma

en que se distribuirá el crudo, ya sea por medio de buques tanque o bombeada a la superficie terrestre por medio de tubería.

Las plataformas cuentan con equipos de separación de tres fases (separan gas, agua y petróleo). Tomando en cuenta las características del crudo extraído en ocasiones se instala un segundo separador. La separación de los tres elementos se hace por medio de flasheo del flujo. Durante el proceso se inyectan algunos productos químicos en el flujo del crudo para evitar la formación de espuma, así como la corrosión y para facilitar la rápida separación.

El gas natural obtenido puede ser enviado por compresores o tuberías a una plataforma de compresión o a quemadores. Parte del gas obtenido se toma para deshidratarlo, endulzarlo (proceso por medio del cual se elimina del gas el ácido sulfhídrico) y usarlo como combustible de los turbogeneradores y turbobombas de las plataformas del sistema, y para generar energía eléctrica.

Otra uso adicional del gas adquirido, es el de rebombearlo por medio de pozos de inyección con el fin de devolver la presión perdida al yacimiento y que el crudo siga subiendo con facilidad a la superficie. Generalmente el gas es inyectado a una presión de 5,000 psi (34.48 E6 Pa). En caso de que este proceso se vaya a utilizar, la plataforma debe ser diseñada para soportar las vibraciones ocasionadas al reincorporar el gas a la tierra.

Se debe equipar a las plataformas de tratamiento con los separadores necesarios y medidores de volúmenes en todos los ductos que intervienen en los procesos, tanto para tuberías de crudo, como para líneas de gas.

Es necesario también que en estas plataformas existan los equipos de mantenimiento y limpieza para las tuberías de tratamiento. Estos equipos están constituidos básicamente por los llamados diablos (pigs). Estos son dispositivos de un tipo especial de hule muy resistente con forma de bala. Su diámetro es generalmente el mismo diámetro de la tubería en la que van a penetrar, o en algunas ocasiones mayores y se introducen a presión. El diablo entra a la trampa, y se desplazan a través de la tubería por la presión del gas comprimido o fluido que viene detrás de estos. Los diablos arrastran a todas las impurezas que se van acumulando en las tuberías hasta que son expulsados.

Los equipos de seguridad en las plataformas de producción son de vital importancia. Debe existir el equipo contra incendio adecuado, además de detectores de fugas de gas para evitar accidentes. Se necesita tener tanques de agua necesarios en el proceso de tratamiento además del agua contra incendios. También existen equipos para el control de fuegos no controlables por medio de agua.



*Figura 2-12 Plataforma de producción.
(<http://noticiasmontreal.com>)*

2.3.5 Plataforma de rebombeo.

En esta plataforma se localiza el equipo de bombeo que tiene la función de aumentar la presión para el transporte del crudo desde el punto medio entre las plataformas de enlace y las instalaciones en tierra. Alojan las turbinas de gas para accionar las bombas y generadores eléctricos suficientes para satisfacer sus propias necesidades de energía eléctrica.

Son plataformas instaladas en puntos intermedios de las líneas de transporte de crudo. Su función es la de restablecer la presión necesaria al flujo, a medida que la distancia recorrida aumenta, para que este mantenga la velocidad y presión calculadas.

Este tipo de plataforma es el considerado como el de plataformas auxiliares, ya que su función queda ya fuera de la etapa en sí de explotación, aunque no por eso su función deja de ser esencial para completar el proceso de extracción petrolera fuera de la costa.

Este tipo de plataformas, se encuentra equipado con diferentes tipos de bombas, motores para accionar las bombas y generadores para producir la energía eléctrica en esta fase.

El número de bombas puede variar, generalmente es de 8 o más turbobombas. Los motores por lo regular son motores de combustión interna y se utiliza uno por cada bomba en operación. La capacidad de los generadores varía según los requerimientos particulares.



*Figura 2-13 Plataforma de rebombeo.
(<http://www.hotsitespetrobras.com.br>)*

2.3.6 Plataforma habitacional.

Como su nombre lo indica, este tipo de plataforma tiene la función de crear las condiciones adecuadas para que los trabajadores habiten en el lugar de trabajo. Tiene la capacidad de albergar de 45 a 127 trabajadores, además cuentan con helipuerto, caseta de radio, equipo contra incendio, potabilizadora de aguas negras, cocina, comedores, salas de recreo, biblioteca, plantas generadoras de energía eléctrica, clínica y gimnasio.

Son diseñadas para que todo el personal que trabaja en las diferentes plataformas goce de todas las facilidades para satisfacer sus necesidades tanto de vivienda, como fisiológicas. Para plataformas integrales (self-contained platforms), la plataforma habitacional también se encuentra en forma integral con las demás plataformas, esto

generalmente se debe a razones económicas. El paquete habitacional se monta en el piso superior, directamente sobre los módulos de perforación y producción.

En otros casos, la plataforma habitacional es separada de la plataforma de perforación y producción por motivos de seguridad para la tripulación. Generalmente se construye la plataforma de vivienda lo más separado que sea posible, pero siempre que se pueda mantener la comunicación de ésta a la de perforación o producción por medio de un puente.

En ocasiones también se construye la plataforma habitacional a un lado, no sólo por motivos de seguridad, sino por necesidad. Cuando se requiere utilizar equipos muy pesados adicionales en plataformas antiguas, conviene construir una plataforma adicional para soportar la carga extra. Estas plataformas se aprovechan comúnmente para la instalación de vivienda.

Una cuadrilla de perforadores consiste aproximadamente de 18 hombres. Existen 6 especialistas, 4 operadores de los diferentes equipos y bombas, un operador de grúa y 7 trabajadores comunes para atender diferentes actividades. Se encuentran dos de estas cuadrillas constantemente en el conjunto de explotación. Las jornadas de trabajo son de 12 horas, lo cual permite tener algunas horas de luz del día a cada cuadrilla. Generalmente un trabajador de plataformas marinas trabaja 15 días por mes, siéndole pagado el mes completo.

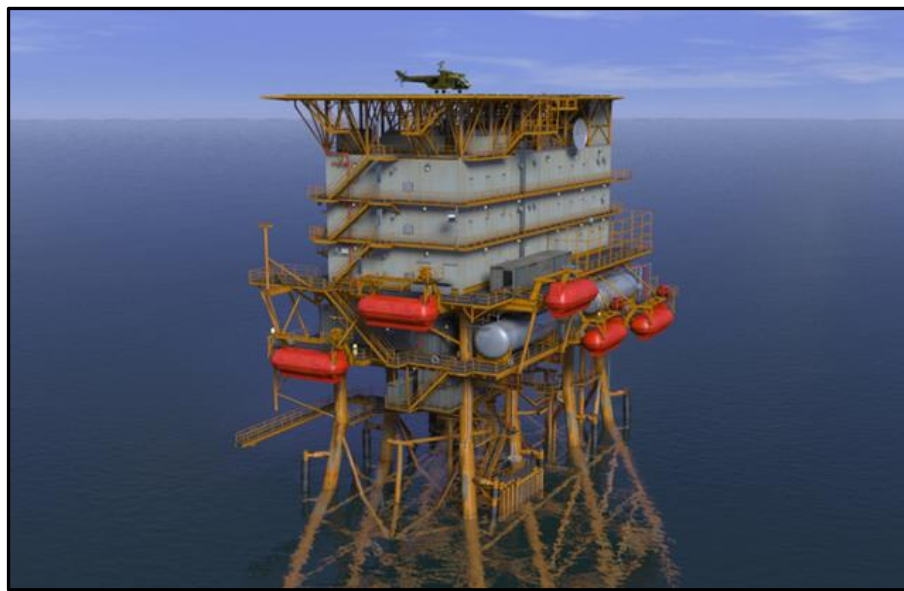
Existen también un número adicional de personas trabajando en las plataformas. Por ejemplo, ingenieros supervisores, jefes de cuadrilla, soldadores, gente de mantenimiento, cocineros y ayudantes de cocina, y personal encargado del aseo de la habitaciones, entre otros. También pueden haber ingenieros especializados, por ejemplo, un ingeniero petrolero, un ingeniero químico especializado en lodos, un ingeniero ecologista, un ingeniero mecánico electricista, etc.

El personal es transportado de la costa a las plataformas en lancha, si la distancia a la plataforma no es mayor a 80 kilómetros, para distancias mayores se transportarán por medio de helicópteros.

La totalidad del personal puede llegar a ser de entre 75 y 180 elementos. Las plataformas habitacionales en ocasiones tienen arriba de 40 cuartos habitación en diferentes niveles. Las habitaciones cuentan con servicio de baño, algunas lo tienen compartido. Existe también una zona de comedor, generalmente se sirven varias comidas al día, considerando sólo un periodo de 30 minutos para comer dentro de la jornada de 12 horas. Adyacente a la zona de comedores se encuentra la cocina, totalmente equipada y con un pequeño salón congelador a un lado de ésta.

Otra zona de la plataforma habitacional está equipada como hospital. En este lugar sólo se reciben primeros auxilios, en caso de accidente o enfermedad más seria, el paciente es transportado a un hospital en tierra por medio de helicóptero. Se cuenta con un equipo sofisticado de comunicación, radar y comunicación telefónica por microondas con tierra.

Las plataformas habitacionales se encuentran también equipadas con facilidades tales como: sistema contra incendio, potabilizadora de agua, planta de tratamiento de aguas negras, salas de recreación, bibliotecas, gimnasio, generadores para producir energía eléctrica, etc. Dependiendo del tamaño de ésta, será la distribución de espacios y las facilidades ofrecidas.



*Figura 2-14 Plataforma habitacional.
(<http://portal.reevon.com>)*

2.3.7 Plataforma de almacenamiento.

Debido al volumen tan grande de combustible diésel requerido para la alimentación de los motores de combustión interna utilizados en la explotación de yacimientos marinos, se pueden construir plataformas especiales para contenerlo.

El peso del combustible llega a ser lo suficientemente considerable para que la construcción de otra plataforma anexa sea costosa. Generalmente se construye este tipo de plataformas anexas a las plataformas de rebombeo.

Estas plataformas están formadas por diferentes tanques de almacenamiento. Lo más común es encontrar alrededor de 5 tanques por plataforma, aunque el dato llega a variar según el número de motores a los que se asigne cada una de estas plataformas.

2.3.8 Plataforma de separación y quemador (flare).

En ocasiones el gas obtenido de los procesos de explotación de yacimientos marinos no se comercializa, una razón para ello basado en estudios de planeación y posteriormente en muestreos, es que los volúmenes de gas natural producido por el pozo, no son lo bastante grandes para hacer que las instalaciones para el procesamiento del gas sean costeables.

Cuando no existe la infraestructura para el tratamiento de gas obtenido, este podría ser eliminado para evitar la posibilidad de accidente por explosión, esta eliminación del gas se realiza mediante quemadores.

El quemador generalmente se encuentra construido por una torre cónica (flare tower) de estructura metálica. Existen diferentes diseños a base de diferentes tipos de perfiles para la construcción de éstas. Los más utilizados son los perfiles tipo "k" y los perfiles tipo "x".

Los quemadores generalmente se localizan lo más alejado posible de las plataformas de perforación y producción por seguridad.

Cuando el yacimiento se encuentra a grandes profundidades, y se tienen plataformas integrales, los quemadores se construyen sobre la subestructura de éstas. En estos casos, la altura de los quemadores se ve considerablemente incrementada por razones de seguridad.

Generalmente se alojan tres diferentes líneas de tubería en las torres cónicas del quemador: una de gas central, una de gas que alimenta la flama del piloto, y una línea de flama de ignición. Se puede tener una línea adicional por si se requiere quemar temporalmente la producción total del crudo proveniente del pozo.

Estas plataformas en ocasiones también son utilizadas para evitar el derramamiento del crudo. Esto se logra mediante la instalación de una campana de recolección (Solís, 2002).



*Figura 2-15 Quemador (flare).
(www.thinkstockphotos.es)*

2.4 MANEJO Y PROCESAMIENTO DE HIDROCARBUROS COSTA FUERA.

Las estructuras costa fuera (offshore) pueden ser definidas por sus dos parámetros interdependientes, es decir, su función y su configuración. La configuración de la unidad móvil de perforación mar adentro (MODU) se determina en gran medida por la carga variable en la cubierta y los requisitos de velocidad. Una unidad de producción puede tener varias funciones, por ejemplo, procesamiento, perforación, reacondicionamiento, alojamiento, almacenamiento, entre otras. Las características del fluido, la profundidad del agua y el medio ambiente marino son las variables principales que determinan los requisitos funcionales para el diseño de una instalación en alta mar.

Aunque la función, la profundidad del agua y el medio ambiente influye en el tamaño y configuración de la estructura, hay otros factores que son igual de importantes como son la infraestructura del sitio, la filosofía de gestión y la fortaleza financiera, así como las normas, los reglamentos y la legislación nacional.

2.4.1 Estructuras de perforación.

Algunas características que se aplican a las unidades de perforación exploratoria, tales como movimientos limitados de la estructura y las características de la estación de mantenimiento en entornos relativamente severos, son igualmente aplicables a las unidades de producción. Las unidades móviles de perforación mar adentro (MODUS)

deben soportar cargas muy variables en cubierta debido a las diferentes necesidades de perforación que se encuentran y a que generalmente se diseñan para velocidades relativamente altas para reducir costos.

Las estructuras sumergibles también se utilizan para perforación en aguas poco profundas. Estas estructuras flotantes se establecen en fondo marino lastradas para su estabilidad, permitiendo que por sus características de movilizarse a otra ubicación. También existen los buques de perforación (Drillships) que son barcos autopropulsados con capacidad a bordo para el equipo de perforación. Tienen la ventaja de trasladarse ágilmente entre las estaciones y pueden tomar y dejar las estaciones de trabajo con rapidez, especialmente si se colocan dinámicamente en lugar de estar anclado en el lugar. Sin embargo, los grandes movimientos provocados por el oleaje y el propulsor (o ancla) limitan su capacidad para perforar debido a las condiciones de tiempo.

Las estructuras semi-sumergibles son unidades móviles de perforación que normalmente consisten en cuatro o seis columnas conectadas apoyadas a una gran terraza en la parte superior. La mayoría de estas estructuras no tienen propulsores de posicionamiento dinámico y por lo general son remolcadas como las barcasas o trasladadas en grandes buques de transporte diseñados especialmente. Los semi-sumergibles tienen buena estabilidad de movimiento en condiciones ambientales severas.

Las barcasas Jack-up generalmente flotan durante su traslado y son remolcadas de estación a estación. Una vez que llegan al sitio de perforación, las patas del jack-up (normalmente tres) se sitúan en el fondo del océano. La perforación se realiza de la misma forma que las plataformas fijas, sin embargo su operación se limita a un tirante de agua de unos 150 m, es decir, a profundidades de aguas someras o moderadas. Las unidades Jack-up tienen otras limitaciones, como ser en gran medida afectadas por las condiciones del terreno en el fondo marino.

Si se pronostica mal tiempo, las unidades de perforación puede desconectar el tubo ascendente de perforación y salir de la estación, o aflojar los amarres para evitar daños. Las instalaciones de producción permanentes no pueden permitirse este lujo y están obligadas a permanecer dentro de un círculo de guardia segura en las condiciones climáticas más extremas.

Cada configuración analizada como estructura de perforación y explotación, con las modificaciones pertinentes, es adecuada para su uso como estructura de producción. La transformación se lleva a cabo al reemplazar el equipo de perforación por el equipo de producción (Medina, 2014; Sánchez. 2012; Sánchez y Cabrera, 2009).

2.4.2 Estructuras de producción.

Las plataformas de producción están obligadas a permanecer en la estación durante todo su tiempo de vida útil, que por lo general es de 20 a 30 años. En aguas poco profundas, el tipo más común de plataformas de producción son las estructuras fijas apiladas, conocidas comúnmente como Jackets en la industria costa fuera. Se trata de estructuras tubulares fijadas al fondo marino a través de pilotes.

Tubos conectores se apoyan en las plataformas fijas, los cuales básicamente se extienden hasta el pozo ubicado en el fondo del mar. Los conductores están apoyados en toda su longitud y no tienen la libertad de moverse con la dinámica de las olas. El pozo se encuentra en el mismo lugar donde se sitúa la plataforma y sus operaciones son similares a las que se realizan en tierra.

Uno de los requisitos más importantes para los sistemas de producción flotantes es su interfaz con los risers. La producción puede provenir de wellheads en el fondo del mar (wet trees), o de wellheads ubicados en la estructura (dry trees). La selección de uno u otro se basa en las características del yacimiento y tiene un impacto significativo en la selección de la estructura. Dry tree risers son tubos de acero casi completamente verticales que están diseñados a las condiciones de operación. Los risers submarinos de producción normalmente se componen por risers flexibles, que son más tolerantes a los movimientos de los buques. Estos risers se han utilizado en todos los tipos de plataformas flotantes; risers de acero con forma catenaria (SCR) se han empleado en estructuras TLP, Spars y Semi-sumergibles.

De la misma manera en que la producción se puede originar a partir de árboles húmedos o secos, la perforación del pozo se puede realizar con un BOP. El BOP proporciona la capacidad de cierre de seguridad en el caso de una liberación inesperada de presión del pozo durante la perforación. Las unidades de perforación exploratoria emplean un BOP submarino y un riser de perforación de baja presión.

Los risers de perforación puede ser desconectado del BOP en caso de emergencia. La mayoría de los sistemas de producción flotantes con capacidad de perforación utilizan un BOP en la superficie. El riser de perforación en este caso debe ser diseñado para soportar la máxima presión del pozo, y para las condiciones ambientales más adversas. Las estructuras TLP y Spars son los únicos sistemas flotantes de producción, que en la actualidad están realizando perforaciones con BOP en la superficie.

Existe una importante distinción entre los requerimientos del Golfo de México y del Mar del Norte, que impactan en el diseño de plataformas. Las condiciones extremas del mar en el Golfo de México se asocian con los huracanes. Plataformas instaladas en el

Golfo de México detienen operaciones y se abandonan cuando surge una amenaza de huracán. Por otro lado, las plataformas instaladas en el Mar del Norte están sujetas a muchos frentes meteorológicos que se mueven rápidamente, los cuales pueden originar condiciones extremas en el mar. A estas condiciones las plataformas no se abandonan y su operación continúa a pesar de las condiciones climáticas, lo cual implica diferencias en los factores de seguridad y en los criterios de diseño para cada lugar. Los entornos en las otras principales regiones marinas a nivel mundial: África occidental, Brasil y el Sureste de Asia en general tienen condiciones climáticas más benignas que las del Mar del Norte o del Golfo de México (Betacourt, 2007; Medina, 2014; Sánchez. 2012; Sánchez y Cabrera, 2009; Rodríguez, 2009).

2.4.3 Estructuras de almacenamiento.

Durante la producción de petróleo costa fuera, se puede requerir almacenar el crudo temporalmente en el lugar de alta mar antes de su transporte a la costa para su procesamiento. La capacidad de almacenamiento se determina por el tamaño de los buques de transporte y la frecuencia con que realizan sus viajes. Históricamente, las capacidades de almacenamiento se calculaban de entre 15 a 25 días durante el pico de producción.

Se puede almacenar petróleo a presión ambiental en depósitos específicos, un ejemplo es el llamado tanque de almacenamiento Khazzan, el cual se remolca al sitio. Tres de estas estructuras construidas en los años sesenta en el Golfo Pérsico en un tirante de agua de aproximadamente 150 pies (46 m) todavía están operando. En estas estructuras no se realiza ningún tipo de procesamiento de petróleo.

El mismo principio de almacenamiento también se ha utilizado en la estructura flotante Brent Spar, y en la mayoría de las grandes estructuras de gravedad a base de concreto construido en Noruega en los años 1980 y 1990 (Condeeps).

2.4.4 Sistemas de transporte.

El aceite producido costa fuera requiere ser transportado hacia la costa. Si la estructura se encuentra cercana a la orilla o se tiene la infraestructura necesaria, entonces, se puede utilizar tubería submarina para este propósito. El desarrollo secuencial de campos en aguas someras, moderadas y profundas en el Golfo de México ha originado el desarrollo de una red de estos ductos submarinos. Estas tuberías se apoyan en el lecho marino y pueden interconectarse a tierra o a otras plataformas.

Sin embargo, para destinos internacionales o lejanos, este método de transporte no es un medio económicamente viable y otro tipo de transporte es necesario. Este

transporte se realiza normalmente mediante buques. A veces, estos buques están sujetos directamente a la estructura de almacenamiento o de producción. A menudo, sin embargo, se requieren estructuras especiales para atar los buques. Estas estructuras tienen la forma de estructuras flotantes o boyas. La transferencia de aceite desde la estructura hasta el buque se lleva a cabo mediante una manguera de carga. Si se tiene una sola línea de amarre, se llama a estas estructuras Single Point Mooring (SPM) o Single Buoy Mooring (SBM).



Figura 2-16 Transferencia de aceite Single Buoy Mooring (SBM).
(www.shipswiki.com)



Figura 2-17 Transferencia de aceite Single Point Mooring (SPM).
(www.shipswiki.com)

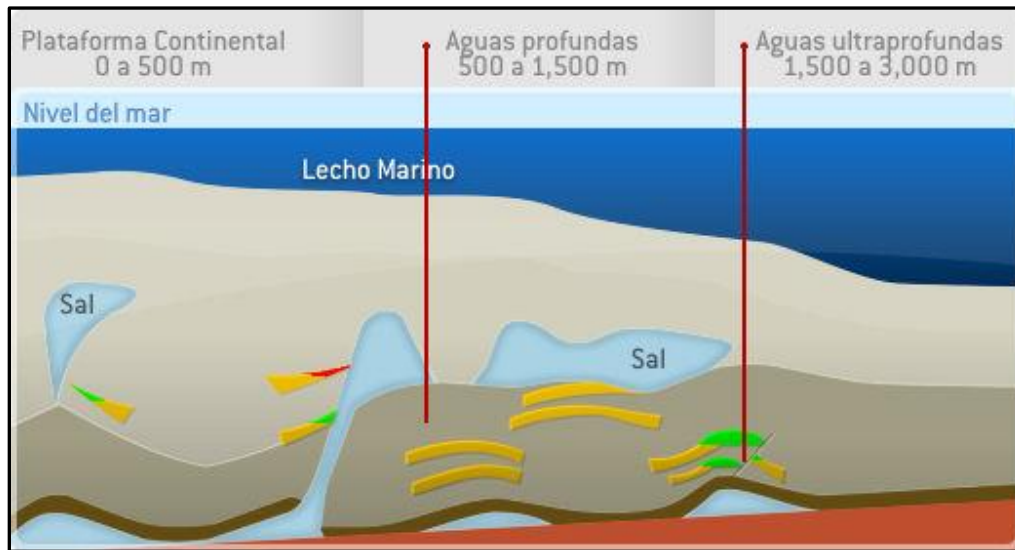
CAPÍTULO 3

3. PROCESAMIENTO DE HIDROCARBUROS EN AGUAS PROFUNDAS

3.1 DEFINICIÓN Y CARACTERÍSTICAS DE AGUAS PROFUNDAS.

Existen varias definiciones de Aguas Profundas, de acuerdo a los puntos de vista que se tienen en diversas regiones petroleras. Bajo el punto de vista en Europa, a partir de 200 m, se considera que se habla de aguas profundas, países como Noruega y Reino Unido, llaman profundos a los campos de 400 m. En Estados Unidos, se considera como aguas profundas aquellas en las que la profundidad es mayor a 300 m, incluso se consideran aquellas con tirantes de agua de más de 500 m y como aguas ultraprofundas a las que tienen más de 1,500 m.

En México se consideran aguas profundas a aquellas que tienen tirantes de agua mayores a 500 m, y aguas ultraprofundas a las que van de 1,500 a 3,000 m. La porción profunda de la Cuenca del Golfo de México se ubica en tirantes de agua superiores a 500 metros, cubriendo una superficie aproximada de 575,000 km².



*Figura 3-1 Definición de aguas profundas.
(<http://www.ingenieriadepetroleo.com>)*

Las áreas más importantes definidas para iniciar los trabajos de explotación en aguas profundas son: Cinturón Plegado Pérdido, Oreos, Nancan, Jaca-Patini, Lipax, Holok, Temoa, Han y Nox-Hux, localizadas frente a las costas de los estados de Tamaulipas y Veracruz (Barbosa, 2008; IMP y Academia de Ingeniería de México, 2010).

3.2 NECESIDADES ESPECIALES PARA EL PROCESAMIENTO Y MANEJO DE HIDROCARBUROS EN AGUAS PROFUNDAS.

Las estructuras fijas incrementaron su costo convirtiéndose cada vez en estructuras más costosas y difíciles de instalar a medida que la profundidad del agua aumentaba. Por lo anterior, otras tecnologías basadas en sistemas flotantes se están utilizando, principalmente porque no requieren estar fijas al lecho marino.

El primer sistema flotante de producción, un semi-sumergible convertido, se instaló en el campo de Argyle por Hamilton en el Reino Unido del Mar del Norte en 1975. La primera producción flotante con forma de barco y el sistema de almacenamiento se instaló en 1977 por “Shell” International para el campo de Castellón, en el mar España.

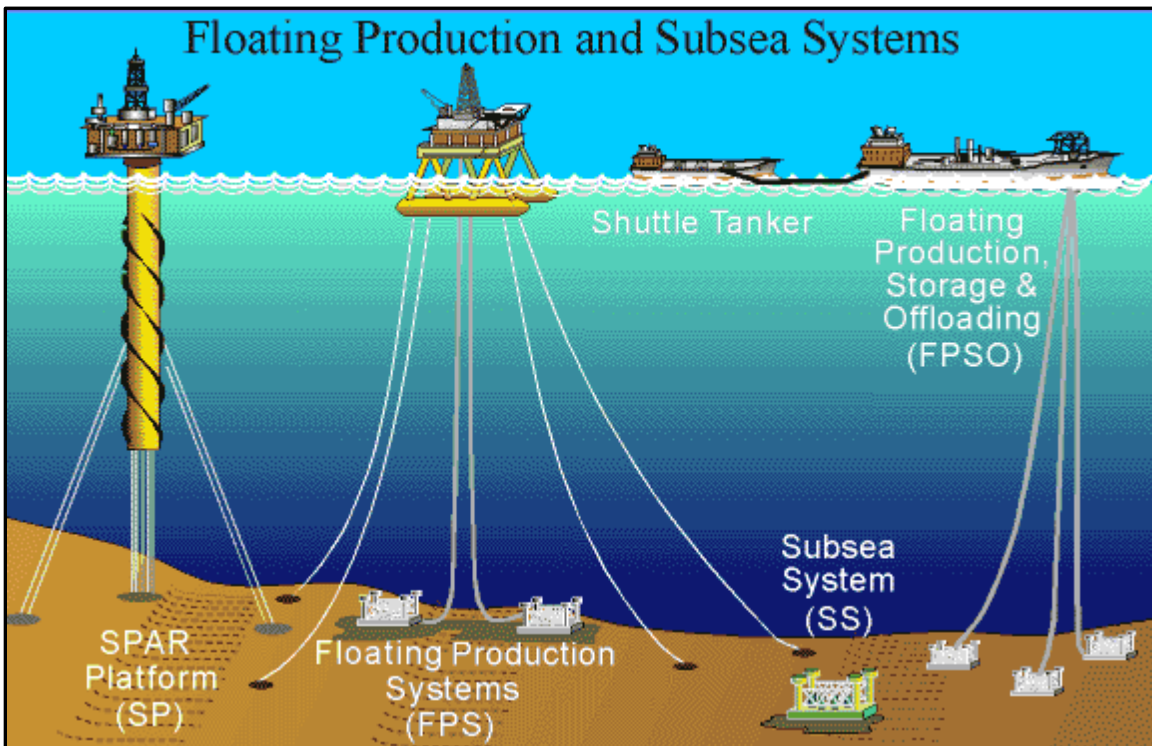
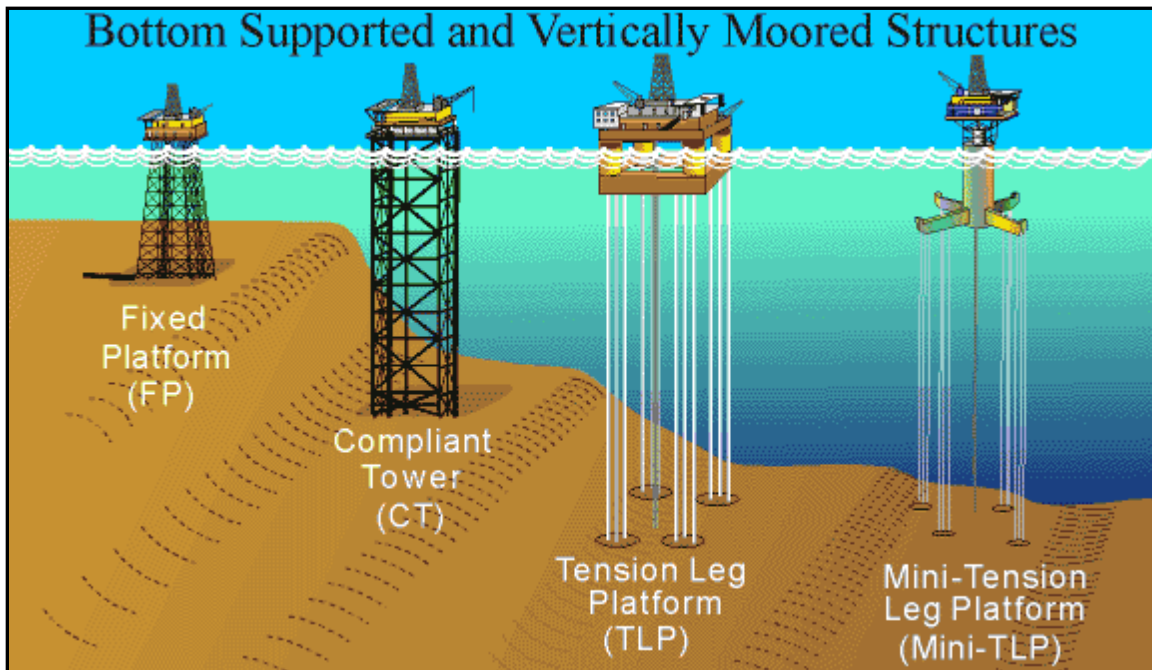
Petrobras ha sido un pionero en el impulso de producción flotante a aguas cada vez más profundas en sus yacimientos de la Cuenca de Campos, costa fuera de Brasil (Barranco, 2012; Sánchez, 2012; Sánchez y Cabrera, 2009).

3.3 ALTERNATIVAS EXISTENTES A NIVEL MUNDIAL Y NUEVAS TECNOLOGÍAS.

Los tipos de instalaciones utilizados a nivel internacional empleadas para la explotación de campos costa fuera se pueden clasificar de la siguiente manera de acuerdo a la profundidad requerida por el campo:

- Plataforma fija, (“jacket”) se emplea en aguas someras.
- Torre flexible (“Compliant Tower”), para profundidades menores a 500 m.
- Plataforma de piernas tensionadas (TLP), para agua profundas.
- Mini-Plataforma de piernas tensionadas (mini-TLP), para aguas profundas.
- Semisumergibles, para aplicaciones en aguas someras y en aguas profundas.
- Plataformas tipo SPAR, para aguas profundas.
- Sistema de Producción, Almacenamiento y Descarga, FPSO (“Floating, Production, Storage and Offloading” systems), para aguas someras y profundas.
- Sistemas Submarinos, de apoyo a la producción tanto en aguas someras como en aguas profundas.

Las características generales de estos sistemas de producción costa fuera pueden apreciarse en la *Figura 3-2*.



*Figura 3-2 Sistemas de producción de petróleo costa fuera para empleo en aguas someras y en aguas profundas.
(<http://m1.paperblog.com>)*

Los mayores records de profundidad de explotación de campos en aguas profundas con distintas características se encuentran operando en los siguientes lugares geográficos:

- El Golfo de México, en la parte que corresponde a los EE. UU.
- Brasil.
- Oeste de África.

El desarrollo de este tipo de campos implica una compleja combinación entre los requerimientos de producción del campo, los requerimientos de instalación del equipo, ya sea submarino o superficial (topsides), así como los requerimientos de almacenamiento y procesamiento. Para que la industria petrolera domine la explotación de este tipo de campos debe enfocarse hacia mayores profundidades, considerando sistemas de producción submarinos y superficiales.

En los EE.UU., la entidad que regula la explotación de crudo y gas es el MMS (Mineral Management Service), quien determina los requerimientos de seguridad y protección ambiental, además de proveer un mecanismo para que los costos de investigación se compartan entre los industriales participantes en las operaciones en aguas profundas y el propio MMS. Recientemente, a nivel internacional la actividad petrolera en aguas profundas ha tenido importantes crecimientos en las áreas de exploración, desarrollo de campos y explotación, este logro se debe parcialmente al empleo de nuevas tecnologías que han permitido reducir costos y riesgos.

Para la explotación de campos en aguas profundas se tienen distintas opciones tecnológicas que obedecen a estrategias particulares de explotación de campos, las cuales dependen de distintos factores, entre los que se pueden mencionar: el tamaño del campo; la proximidad de infraestructura de explotación como ductos de transporte, estaciones de recepción y procesamiento en tierra o en aguas someras; consideraciones económicas e intereses estratégicos de la empresa operadora para desarrollar un área en particular.

Plataformas Fijas

En aguas someras y semiprofundas, se utilizan plataformas fijas las cuales están conformadas por una estructura de acero soportada por pilotes apoyados en el lecho marino. En la parte superior poseen la sección de acondicionamiento de la producción, pueden tener sección habitacional, de perforación y/o formar un complejo de plataformas unidas entre sí por puentes de acero. Estas plataformas son económicamente factibles para profundidades de hasta 610 m (2,000 pies). Este tipo de plataformas es el más empleado en México ya que las profundidades son menores a los 90 m. La altura de la plataforma está determinada por el tirante de agua.

Otro tipo de plataforma fija es la Torre Flexible (Compliant Tower), que consiste en una torre estrecha flexible soportada por pilotes sobre el lecho marino. Esta plataforma está diseñada para soportar grandes esfuerzos laterales, mediante deflexiones laterales. Usualmente se utiliza en profundidades de agua entre 305 – 610 m (1,000 – 2,000 pies). Un ejemplo de esta plataforma es la denominada “Petronius” en US – GOM.

TLP

Las plataformas del tipo TLP consisten de una estructura flotante que se mantiene en equilibrio debido al uso de tendones verticales tensionados, conectados y cimentados al lecho marino por pilotes asegurados a éste. El uso de tendones tensionados permite utilizar estas plataformas en un rango amplio de profundidades además de que presentan mínimos movimientos verticales. Las TLP’s se utilizan en profundidades del orden de 305 – 1,524 m (1,000 – 5,000 pies). Algunos ejemplos de este tipo de plataformas en US – GOM son las que han llamado Brutus, Magnolia y Marco Polo. La compañía Conoco Phillips instaló el TLP Magnolia en diciembre de 2004 a 1,425 m, la mayor profundidad en el mundo registrada hasta ese momento.

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.

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 suelo marino hasta la plataforma (Barranco, 2012; Rodríguez, 2009).

MINI – TLP

Es una plataforma flotante tipo TLP de relativo bajo costo, que se emplea para la producción de reservas pequeñas en las cuales no sería viable económicamente utilizar sistemas convencionales de aguas profundas. Este tipo de instalación también puede utilizarse como una plataforma de servicios, satélite o para producción temprana en campos de mayor potencial. La primera mini – TLP instalada a nivel mundial fue en el Golfo de México en 1998. Recientemente, una plataforma de este tipo, “Typhoon”, que operaba a una profundidad de 642 m (2,107 pies) fue devastada por el Huracán Rita en Septiembre de 2005 (Sánchez, 2012).

SPAR

Este tipo de plataformas son estructuras flotantes que tienen como función proporcionar apoyo para la perforación de pozos y la explotación de hidrocarburos en

aguas profundas. Constan de un casco de flotación en forma de un cilindro vertical de un diámetro considerable que soporta la estructura con los equipos superficiales (topsides) típicos de una plataforma fija, por ejemplo: equipo de producción y perforación. 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.

Posee tres tipos de risers, o ductos de producción que son: el de producción, el de perforación y el de exportación. Para ser anclado y lograr estabilidad lateral, se utiliza un sistema tipo “catenario” que consiste de 6 a 20 líneas de anclaje al lecho marino. Está soportado por una cámara de flotación, que es un cilindro cerrado en la parte superior – la que soporta la cubierta o topsides, tiene una sección intermedia que puede o no ser cerrada, soportada por el cilindro cerrado superior; y una sección inferior para estabilización de la estructura.

Existen tres tipos principales de SPAR’s:

- Classic SPAR. Posee un cilindro continuo que normalmente está sumergido en un 90%.
- Truss SPAR. Si dentro de la actividad en aguas profundas no se requiere el almacenamiento de aceite de crudo, se puede utilizar este tipo de plataforma. Tiene una sección inferior abierta, no necesariamente cilíndrica, la cual es similar a la base de una estructura fija, esta sección abierta es más ligera que el cilindro continuo de la SPAR clásica, de modo que las ventajas de su uso son:
 - ✓ Menor costo de producción que la SPAR clásica
 - ✓ Puede recibir mayor número de risers de producción asociados cada uno a un pozo
 - ✓ Soporta mayor cantidad de equipo en cubierta.
 - ✓ La construcción de este tipo de plataformas es más simple y con un costo más bajo.
- Cell SPAR: posee varios cilindros en la parte inferior a los topsides que conforman un gran cilindro vertical, los cilindros son del mismo tamaño y rodean a un cilindro central, sus principales ventajas son:
 - ✓ Menor costo de fabricación y transporte
 - ✓ Construcción más sencilla, al requerir de cilindros de menor diámetro que pueden fabricarse en los EE. UU., en contraste, los otros tipos de SPAR se construyen en Europa y el lejano oriente.
 - ✓ La principal desventaja de las “cell SPAR” es que no tienen secciones abiertas al centro, para risers, de modo que requieren el uso de sistemas submarinos de producción.

Algunas de las características principales de las plataformas tipo SPAR son: prácticamente no tiene movimiento, comparado con otros sistemas como Semisumergibles o FPSO; cuentan con gran estabilidad, ya que su centro de flotación está encima de su centro de gravedad; costo insensible al tirante de agua.

Las SPARS se utilizan actualmente en profundidades de hasta 1,710 m, aunque ya existe la tecnología para poder utilizarlas hasta profundidades de 3,048 m o aún mayores si se requiere. Como ejemplos en US – GOM se puede mencionar a las plataformas tipo SPAR denominadas “Genesis” (classic SPAR) y “Red Hawk” (cell SPAR) la cual tiene una capacidad de producción de 120 MMPCSD con facilidades para expandirse hasta 300 MMPCSD (8.49 MMMCSD).

La SPAR con árbol de navidad seco instalada a mayor profundidad es la llamada “Devil’s Tower” a 1,710 m diseñada para producir 60 MBPD de aceite y 110 MMPCSD (3.11 MMMCSD) de gas. En diciembre de 2004, British Petroleum (BP) inició operaciones en la SPAR más grande del mundo, llamada Holstein en US – GOM, con un diámetro de 45.5 m y capacidad de producción de 100 MBPD de crudo y 90 MMPCSD (2.54 MMMCSD) de gas (Rodríguez, 2009; Sánchez, 2012; Sánchez y Cabrera, 2009).

SEMISUMERGIBLE

También denominados FPS (Flotating Production System) por el MMS de los EE. UU., es una plataforma que se sumerge parcialmente, está construida de acero o de concreto y puede estar equipada con equipo de perforación y producción e incluso con capacidad para almacenamiento de crudo, en su parte sumergible. Este sistema se encuentra integrado principalmente por las siguientes secciones:

Una sección generalmente cuadrada, hueca que es la parte inferior de la instalación (pontoons).

Columnas, que pueden ser 3 o más, que conectan la parte inferior con la parte superior de la instalación

Cubierta (deck) de grandes dimensiones.

Las columnas y la parte superior de un sistema semisumergible, proporcionan la tendencia de la estructura a flotar, también poseen rutas de acceso, sistema de lastre, almacenamiento y sistemas auxiliares, además de secciones para anclaje, equipo de producción, la sección habitacional y un espacio para almacenamiento de crudo se puede alojar en la cubierta de la instalación.

Esta plataforma se mantiene permanentemente anclada con cables y cadenas, o bien, puede posicionarse dinámicamente con el uso de dispositivos rotatorios.

Este tipo de plataforma presenta mayor movimiento que una TLP y SPAR, pero menor movimiento que un FPSO. La producción se recibe a través de risers diseñados para soportar el movimiento de la plataforma. Se utilizan en profundidades de 183 – 2,286 m y generalmente están asociadas a sistemas submarinos de producción o cercanos a una plataforma de perforación. Las plataformas semisumergibles usan risers flexibles y árboles de navidad húmedos. La de mayores dimensiones y capacidad de procesamiento, a nivel mundial es la denominada “Thunder Horse” de la compañía British Petroleum, BP, la cual posee equipo de producción, perforación y habitacional, tiene una capacidad de generación eléctrica del orden de los 100 MW, pesa 59,500 ton, fue llevada al US – GOM proveniente de Corea en el año 2004 para la fabricación e instalación de sistemas en cubierta (topsides). La altura entre su base de flotación y la parte alta de su torre de perforación es cercana a los 137 m. El área de su cubierta es de aproximadamente 12,141 m² (del orden de 110 m por lado). Su capacidad de producción es de 250 mil BPD de crudo y 200 MMPCSD de gas la mayor en aguas profundas en US – GOM. Su inicio de producción se retrasó en el 2005, debido al paso del huracán Dennis, cuando quedó desbalanceado su equilibrio de flotación (“ladeado”) en unos 20 – 30°. El segundo sistema semisumergible más grande del mundo, apenas inferior a Thunder Horse, es el denominado Atlantis de BP anclado a una profundidad record de 2,156 m.

FPSO (Floating Production, Storage and Offloading Systems)

Un FPSO se destaca por desarrollar actividades de producción, almacenamiento y transporte de hidrocarburos. Además, es ideal para regiones sin infraestructura (plataformas y oleoductos) y para la explotación temprana de yacimientos marginales, en aguas profundas, donde no exista infraestructura de transporte de hidrocarburos por ducto o donde no sea factible técnica ni económicamente extender la red de ductos de transporte de hidrocarburos, así como en sitios con profundidad extrema o con terreno en el lecho marino demasiado irregular, etc. Presenta grandes superficies para alojamiento de equipo y capacidad para soportar peso. 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, ya que están integrados por varios sistemas como el casco de flotación con tanques de almacenamiento, equipos para el procesamiento, sistema de anclaje y risers flexibles. Debido a que la unidad de producción no está provista de una unidad de perforación, los pozos son pre perforados.

La mayoría de los FPSO en operación 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 (Rodríguez, 2009).

3.4 SISTEMAS SUBMARINOS

Incluye desde pozos individuales cuya producción se envía a una plataforma cercana, semisumergible o TLP, hasta un conjunto de pozos productores que envían su producción a un cabezal de distribución (manifold) y sistema de ductos ascendentes, risers, hacia un centro de procesamiento distante como un FPSO, semisumergible, SPAR, TLP, una plataforma fija o aún a instalaciones a tierra. Estos sistemas se utilizan en profundidades mayores a 1,524 m aunque también están siendo aplicados en campos de aguas someras. Actualmente existen equipos de procesamiento submarino en prueba industrial, tales como compresores, bombas y separadores. Estos dos últimos de hecho ya en producción industrial. Los costos del desarrollo de campos en aguas profundas han tenido un cierto abatimiento mediante la conexión de varios sistemas submarinos de producción a un sitio central de procesamiento. Los sistemas submarinos son una parte fundamental en el desarrollo de campos en aguas profundas ya que permiten la producción de hidrocarburos en profundidades donde no es posible instalar plataformas fijas por razones técnicas o económicas.

Los sistemas submarinos poseen los siguientes componentes:

- Equipo en el lecho marino.
- Pozos submarinos
- Cabezales de distribución (manifolds)
- Umbilicales de control y potencia
- Líneas de flujo.
- Equipo superficial: sistema de control y demás equipo de producción localizado en un sistema central de procesamiento, el cual puede estar a varios km de los pozos en explotación (Barranco, 2012; French et al., 2006; González, 2012).

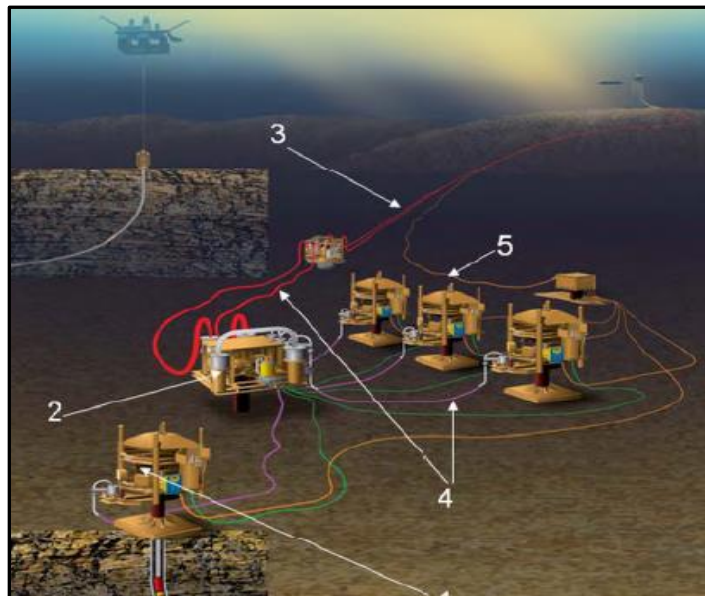
3.5 DESCRIPCIÓN DE UN SISTEMA SUBMARINO DE PRODUCCIÓN

El sistema submarino de producción está integrado por un conjunto de equipos, líneas de conducción y accesorios submarinos que permiten la explotación de hidrocarburos en campos ubicados en aguas profundas y generalmente complementan un sistema flotante de producción como FPSO.

En la *Figura 3-3* se pueden apreciar los principales componentes del sistema submarino de producción que son:

- 1 Árbol submarino: se define como el arreglo de válvulas, tuberías, accesorios y conexiones instaladas sobre el pozo y cuya función es mantener la presión y controlar el flujo de hidrocarburos del mismo.

- 2 Manifold: es una estructura que consiste de un arreglo de válvulas, tubos y accesorios y sirve como punto de recolección central de la producción de los pozos submarinos y dirige el flujo combinado hacia la plataforma central.
- 3 Líneas de flujo: son conductos que sirven para transportar fluidos de una localización a otra.
- 4 Jumpers: son interconexiones entre los equipos submarinos y su función es absorber la expansión, contracción y desalineación. Además de emplearse para la instalación de medidores de flujo y de arena.
- 5 Umbilicales: conducto empleado para el suministro del fluido de control, agentes químicos, energía eléctrica, así como señales de comunicación del sistema superficial de producción al equipo submarino (IMP y Academia de Ingeniería de México, 2010; Juárez y Campos, 2012; Sánchez, 2012).



*Figura 3-3 Elementos que conforman un sistema submarino de producción
(<http://oilandgastechologies.wordpress.com>)*

3.6 CRITERIOS DE SELECCIÓN

La industria petrolera costa fuera requiere de un continuo desarrollo de nuevas tecnologías de acuerdo a las regiones potenciales de producción de crudo existentes, las cuales son difíciles de explotar con las tecnologías existentes. Algunas veces, el costo de producción con la tecnología conocida es muy elevado. Con el agotamiento de las reservas en tierra y costa fuera, se ha hecho necesaria la exploración y producción de crudo en aguas profundas.

Es difícil determinar que tecnología es la correcta para un proyecto en específico. La selección de un concepto para la producción de aguas profundas requiere de un largo esfuerzo y numerosos estudios y análisis.

Durante el desarrollo de la industria petrolera en nuestro país, PEMEX ha explotado yacimientos en aguas superficiales del Golfo del 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 (Rodríguez. 2009).

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 las diferentes opciones tecnológicas. 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.

La identificación de la estrategia más apropiada para la exploración y producción de prospectos potenciales de hidrocarburos, depende fundamentalmente de los siguientes parámetros:

- Viabilidad económica del yacimiento.
- Características del yacimiento.
- Nivel de producción
- Riesgo.
- Requerimientos de almacenamiento.
- Condiciones del medio ambiente.
- Experiencia.
- 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.

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.

Los principales impulsores que afectan la selección y el diseño de los sistemas flotantes se muestran a continuación:

- 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. 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.

Las características de la reserva y del crudo permiten definir los requerimientos mínimos para el desarrollo del campo. Típicamente, se encuentran las siguientes condiciones: El número de pozos de producción e inyección definen el alcance del desarrollo de la perforación, los requerimientos de producción definidos en términos de capacidad de fluidos procesados, como miles de barriles de aceite por día (MBPD), millones de pies cúbicos estándar de gas por día (MMPCSD) o miles de barriles de agua por día (MBWPD), así como el gas y agua de inyección.

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 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, 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.

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 productores y para la intervención y mantenimiento de pozos) (Rodríguez, 2009).

- 2. Condiciones del sitio:** Las características del lugar pueden hacer que el desarrollo del campo no sea factible por razones técnicas y/o económicas. Los parámetros claves definen las características del sitio, llámese profundidad del agua, materiales, sismicidad, hielo, viento, oleaje y corriente, influyen directamente en la selección de la opción de desarrollo del campo y la magnitud y la inversión requerida.

La implementación exitosa de nuevos sistemas se ha apoyado no sólo en el incesante mejoramiento de los sistemas previos, basados 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.

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.

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 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.

- 3. Regulaciones y normas de diseño.** Otras variables clave que afectan la elección de la opción del desarrollo de un campo y el costo del mismo son la filosofía de la administración, las normas y regulaciones aplicables al sitio. La filosofía de la administración podría ser muy conservadora para seleccionar un concepto de desarrollo de campo innovador y las normas y regulaciones podrían aumentar sustancialmente el costo de algunos conceptos de desarrollo de campos, haciéndolos financieramente no atractivos.

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 el caso de los FPSOs en la parte estadounidense del Golfo de México.

Cada país tiene sus propias reglas concernientes a las operaciones costa fuera que consideran diseño, construcción de plataformas costa fuera; además de regulaciones para tuberías, operaciones de perforación, operaciones de producción, etc (Barranco, 2012).

La 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. Los factores críticos son aquellos que debe satisfacer un sistema flotante para convertirse en la infraestructura técnicamente óptima para un proyecto específico.

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 (Rodríguez, 2009).

- **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. Adicionalmente, si la estrategia de perforación de los pozos productores 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. 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 (mojadas).
- **Arboles 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. Este 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 presenten 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 cubierta. En este caso, la industria ha preferido el uso de los sistemas flotantes tales como FPSOs o Semisumergibles.

- Número 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.

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.

SISTEMA FLOTANTE	Ventajas	Desventajas
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. Gran capacidad de espacio y de cargas en la cubierta. 4. Permite el almacenamiento de aceite. 5. Flexibilidad de reubicación. 	<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. No cuenta con equipo para perforación y acceso a los pozos. 5. No permite el almacenamiento de gas.

Tabla 3-1 Ventajas y desventajas de los sistemas flotantes de producción (Rodríguez, 2009)

CAPÍTULO 4

4. DESCRIPCIÓN Y FUNCIONAMIENTO DE UN SISTEMA FLOTANTE DE PRODUCCIÓN, ALMACENAMIENTO Y DESCARGA “FPSO”

4.1 DEFINICIÓN Y COMPONENTES DE UN FPSO.

Los grandes proyectos integrados a escala son cada vez más comunes en toda la industria, por lo que se requiere de una compleja serie de actividades coordinadas de tal manera que se llegue a una conclusión exitosa, en la cual se logren los objetivos en tiempo y costo establecidos.

Debido que al incrementarse la profundidad del yacimiento de interés también lo hace el costo de una plataforma fija, una alternativa para estos casos son las estructuras flotantes, cuyo costo no depende principalmente de la profundidad. En aguas profundas cuya profundidad es superior a los 500 m (tirante de agua), se recurre a sistemas flotantes para la explotación petrolera debido a que no es factible técnica ni económicamente emplear plataformas de acero soportadas en el lecho marino, como las empleadas actualmente en aguas someras o con una profundidad que no rebasa los 100 m. Al ser sistemas autónomos, normalmente las unidades flotantes se han utilizado en yacimientos pequeños o en sitios alejados de instalaciones permanentes y de la costa, sin embargo, tienen una limitada capacidad de carga y son muy susceptibles a las condiciones ambientales extremas. El costo de estas estructuras es similar aunque se instale a diferentes profundidades y además son reutilizables para su empleo en varios campos durante toda su vida útil.

Como se definió anteriormente en este trabajo, un FPSO (por sus siglas en inglés Floating Production, Storage and Offloading System) es un Buque de Producción, Almacenamiento y Descarga que consiste básicamente en un buque-tanque anclado al lecho marino diseñado para procesar y almacenar la producción de diversos pozos cercanos a la zona, donde paulatinamente el crudo acumulado ya estabilizado se descarga hacia un buque carguero que posteriormente lo transportará a tierra. En la cubierta del buque se instala una planta de procesamiento para separar y tratar los fluidos producidos por los pozos. Después de haber separado el agua y gas del petróleo, éste es almacenado en los tanques del buque y finalmente es transferido a un buque cisterna cada cierto tiempo. Sin embargo el gas comprimido es enviado a tierra a través de gasoductos y/o reinyectado en el depósito (Tenorio y Ochoa, 2009).

El significado de las siglas que conforman el nombre de este sistema detallan las diferentes funciones que cumple el FPSO:

Flotante (Floating): "F" significa flotante. El FPSO es un sistema flotante o buque. Un buque es un un barco con cubierta que por su tamaño, solidez y fuerza es apropiado para navegaciones marítimas de importancia.

Producción (Production): "P" significa producción. El FPSO está habilitado con equipos de separación o producción de aceite y gas que permiten darle un tratamiento al crudo que se extrae de las profundas del océano, siendo esta la característica principal de un FPSO

Almacenamiento (Storage): "S " significa almacenamiento. Así como es importante el tratamiento del crudo que se extrae, es igualmente importante almacenar el aceite separado, para este propósito, el FPSO se construye de tal manera que las tuberías y los tanques son ideales para almacenar el producto separado a partir de la mezcla, son seguros para evitar en gran medida y resistir derrames de aceite no deseados y por lo tanto la contaminación marina.

Descarga (Offloading): "O" es sinónimo de descarga y es importante cuando el FPSO debe transferir su contenido a barcos diseñados para contener el petróleo o mediante tuberías que actúan como agentes de transferencia. En términos generales, la descarga se refiere a vaciar la carga de un FPSO y su transferencia a otro buque o a los equipos de transporte de carga. Este proceso es complicado, ya que se lleva a cabo en medio del mar y requiere de una gran estabilidad para evitar cualquier tipo de derrame. La tubería debe ser construida de tal manera que no afecte a la pureza del aceite obtenido y al mismo tiempo que no se dañe a causa de fuertes tormentas o corrientes de marea.

Debido a sus características multifuncionales, el FPSO es considerado un sistema flotante de procesamiento complejo que acopla las operaciones de separación, estabilización, deshidratación y almacenamiento, cuyo diseño es apropiado para los constantes cambios que se producen en el ambiente marino.

Es un sistema ampliamente utilizado por las empresas petroleras por su capacidad de almacenar el aceite en medio del océano o en alta mar. Es uno de los mejores sistemas que se han desarrollado en la industria petrolera en las áreas marinas. Se ha utilizado desde los años setenta, cuando la exploración petrolera a gran escala comenzó en los océanos y mares. Debido a que en las últimas cuatro décadas, la industria de exploración de petróleo se abrió camino, el uso y la relevancia de los FPSO se ha incrementado aún más. El sistema es infalible, permite la eficiencia en costos y por lo tanto se convierte en un activo muy importante cuando se trata explotación y producción en territorio marino.

Los FPSO pueden ser diseñados explícitamente para tal fin, o bien, ser convertidos a FPSO a partir de buques que se utilizaban para otros fines.

Estos sistemas flotantes cuentan con la capacidad de manejo del gas producido y de manejo de agua asociada al crudo. El agua puede ser inyectada a pozos o bien enviarse al mar luego de ser tratada para cumplir las especificaciones requeridas para ello. Adicionalmente estos sistemas deben ser autosuficientes en cuanto al suministro de gas combustible y corriente eléctrica por lo que los servicios auxiliares deben considerarse para el diseño.

Este tipo de estructuras flotantes son sometidas a condiciones propias del entorno marino, permanecen anclados en su posición a lo largo de todo el ciclo de vida del yacimiento que explotan, implicando una mayor exposición a los fenómenos de fatiga sin que sea posible realizar varadas intermedias para inspección y reparaciones. Todos los elementos que lo constituyen deben tener mayor corpulencia y considerar que la estructura es especialmente crítica, tanto en el dimensionamiento como en requisitos operativos. Los fallos estructurales que pudiesen presentarse deberán ser analizados de acuerdo al entorno operacional, e implican rigurosos estudios de estados tensionales, fatiga y corrosión.

Los sistemas de procesamiento de petróleo empleados en aguas profundas son similares a los usados en plataformas fijas y sus objetivos son los mismos:

- Calidad del crudo producido (estabilizado y deshidratado)
- Calidad del gas producido para su venta o inyección a pozos (deshidratado o seco)
- Calidad del agua producida bajo especificación para su envío al mar o para inyección a pozos).

El FPSO es una de las soluciones preferidas en proyectos de aguas profundas por su alto nivel de producción y por proporcionar rutas de exportación viables.

A pesar de su creciente popularidad durante los últimos años, en prácticamente todas las regiones petroleras costa fuera en el mundo, el uso de FPSO como medio de desarrollo de campos costa fuera se encuentra en sus inicios tanto en la parte mexicana como en la estadounidense del Golfo de México.

Actualmente son pocas las empresas capaces de hacer una oferta a gran escala y ganar contratos totalmente integrados de FPSO.

Los FPSO en aguas profundas resisten mayores efectos de movimiento comparados con el uso de otros sistemas flotantes de producción, lo anterior debido al entorno oceánico que incluye viento, oleaje y corrientes marinas.

La planta de producción instalada en el FPSO para la separación de la mezcla que se extrae del yacimiento marino, tiene el objetivo comercial de la obtención de aceite y gas para su posterior comercialización. El dimensionamiento de la estructura implica parámetros propios de esta tecnología, y depende de las características del yacimiento, es decir, de variables tales como la composición, propiedades de los elementos presentes en la mezcla, vida esperada del yacimiento, presión y temperatura de la mezcla, necesidades de inyección. Además de las características mencionadas, posee capacidad para almacenar crudo., característica que otorga una ventaja significativa cuando se trata de explotar yacimientos en aguas profundas, ya que al producir crudo es preciso su transporte hasta terminales en tierra. En aguas someras, normalmente se dispone de un oleoducto, pero cuando se trata de yacimientos muy alejados de la costa los altos costos asociados al tendido de un oleoducto submarino hace preciso buscar otras soluciones.

La alternativa de transferir el crudo obtenido a un petrolero tipo Shuttle (lanzadera) soluciona la inexistencia de un oleoducto al ser buques especializados que repiten continuamente el trayecto de ida y vuelta, desde un pozo (instalación offshore), a la refinería o destino en tierra donde descarga el crudo para su tratamiento. Su tamaño no suele ser excesivamente grande, pero cuentan con gran capacidad de maniobra, posicionamiento dinámico y equipamiento para realizar la carga de crudo en el mar. Sin embargo, si se requiere continuidad en la producción es preciso disponer de varios buques de este tipo en permanente operación de transferencia, o alternativamente, tener disponible capacidad de almacenaje. Siendo la segunda opción más efectiva que la primera, no es necesario considerar la interrupción en el proceso de descarga al Shuttle, por condiciones climatológicas adversas. Para qué buscar otras opciones cuando podemos integrar todas las funciones en una, ahí radica la ventaja del FPSO.

Desde un punto de vista constitutivo, un FPSO está formado por un casco (en el que se incluyen espacios de acomodación) y unas topsides (sistemas en cubierta). El primero integra las funciones de flotador y almacenaje. Las segundas, la planta de proceso.

Al inicio del diseño conceptual, se dispone como datos de partida de la información del yacimiento, tanto a nivel de las características del mismo como del entorno de su localización, es a partir de las características del yacimiento que se dimensiona la planta de producción o proceso. El esquema de una planta de producción es una representación del proceso de tratamiento de petróleo, a partir de un conjunto de sistemas principales.

Cuando se habla de sistemas principales generalmente se tiene:

- Separación de crudo.
- Gas de proceso.

- Agua de producción.
- Tratamiento de agua e inyección.
- Exportación de crudo.
- Generación principal.

En esta etapa de diseño se empiezan a establecer las características de cada uno de los sistemas y es posible determinar una primera configuración de las topsides (sistemas en cubierta) a ser instaladas.

Con esta información, se puede tener una primera aproximación al dimensionamiento del casco, término que debe incluir las siguientes consideraciones que influyen directamente a la hora de obtener una definición correcta.

- Capacidad de almacenaje determinada por la capacidad de producción y el tiempo asociado al ciclo del Shuttle Tanker entre cargas. Este tiempo es la suma del tiempo de carga, navegación hasta terminal y vuelta, descarga en la terminal, conexión y desconexión al FPSO y demoras por incidencias meteorológicas.
- Capacidad de lastre distribuido que garantice condiciones de comportamiento en la mar y estabilidad.
- Espacio de cubierta para poder instalar los topsides.
- Comportamiento en el mar, asegurando la seguridad, la productividad de la planta, la operatividad del helipuerto y la adecuación de movimientos relativos y esfuerzos en los risers.

Con la planta de producción y el casco definido, el siguiente paso es determinar los aspectos estructurales y de servicios auxiliares. En esta etapa, es necesario considerar el contexto operativo.

Como en el diseño de cualquier buque, el proceso es iterativo, por lo que se requiere regresar a las distintas etapas en cada paso para ir integrando todos los aspectos que al final configuran la unidad (Martínez).

Una vez diseñado, llega el momento de la ejecución. Es el momento en el cual debe tomarse la decisión de la mejor alternativa entre las disponibles: ¿construir o convertir?

4.2 COMPONENTES ESTRUCTURALES DE UN FPSO

Los elementos principales que conforman la estructura de un FPSO son los siguientes:

- ✓ Planta de proceso
- ✓ Módulo Habitacional

- ✓ Torre del quemador
- ✓ Helipuerto
- ✓ Torreta
- ✓ Casco (almacenamiento)
- ✓ Cimentación
- ✓ Líneas de amarre
- ✓ Risers

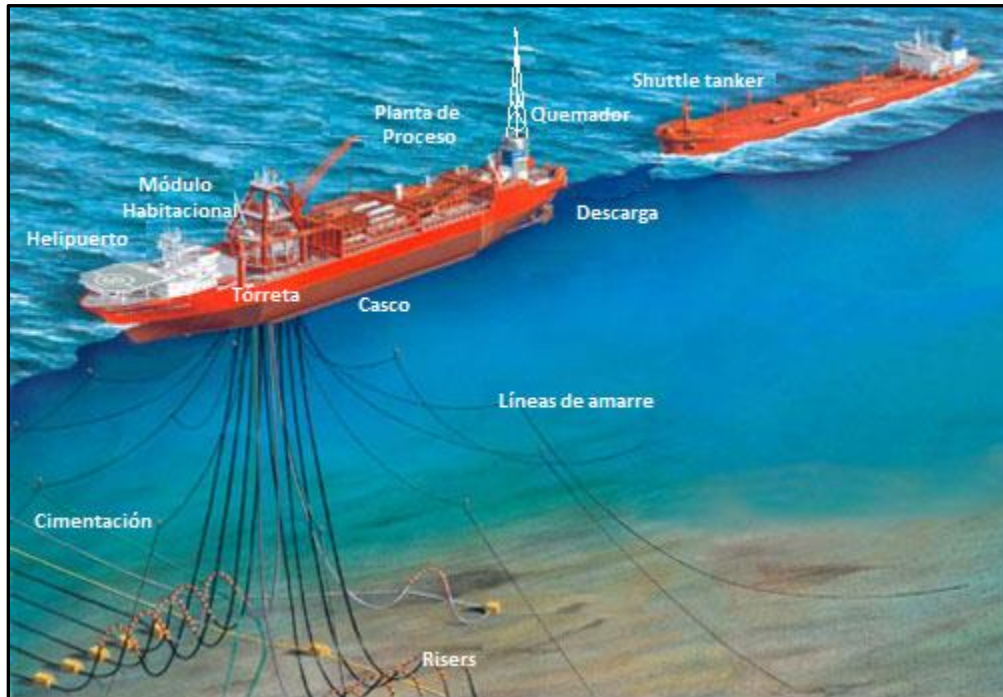
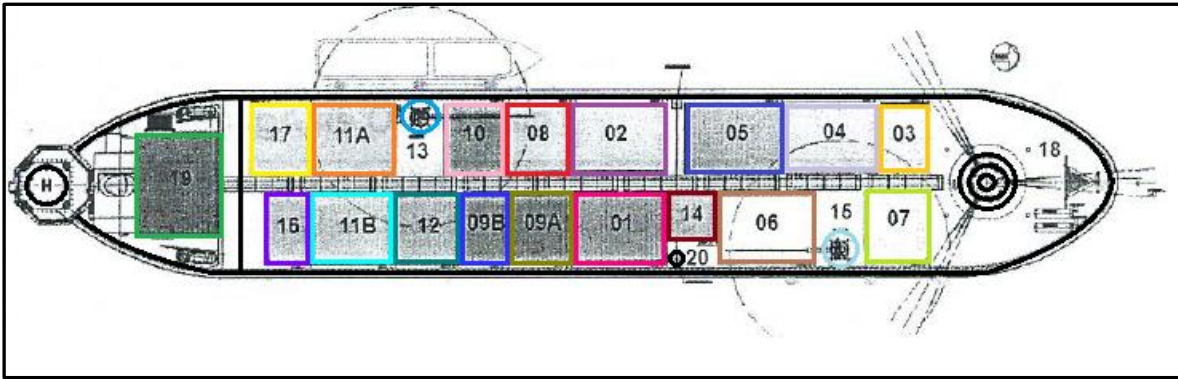


Figura 4-1 Elementos que conforman un FPSO
(www.teekayoffshore.com)

Los FPSO reciben la producción petrolera en las topsides (cubierta de la embarcación), procesan la corriente de petróleo producido mediante la planta de proceso que conforma su estructura con el fin de obtener productos con las características deseadas. La corriente de producción se separa en aceite, gas, agua e incluso desechos sólidos, posteriormente el aceite es estabilizado y deshidratado.

Los equipos y sistemas sobre cubierta son los siguientes:

- Procesamiento de hidrocarburos
- Servicios auxiliares
- Sistemas eléctricos
- Equipo mecánico rotatorio y estático
- Seguridad
- Interconexión con el sistema submarino



MÓDULO	DESCRIPCIÓN	MÓDULO	DESCRIPCIÓN
01	Separación y Estabilización de crudo	11 A	Generación de energía eléctrica
02	Deshidratación	11 B	Cuarto de control eléctrico
03	Tratamiento de gas	12	Servicios auxiliares 2
04	Acondicionamiento de gas combustible	13	Grúa de pedestal de babor
05	Compresión de gas a media presión	14	Tanques de desfogue y bombas de inyección de agua
06	Compresión de gas a alta presión	15	Grúa de pedestal de estribor
07	Compresión de gas de inyección	16	Medición de crudo
08	Filtrado de agua de mar	17	Laboratorio
09 A	Tratamiento de agua de inyección	18	Estructura y quemador elevado
09 B	Tratamiento de agua producida y generación de agua fresca	19	Sección habitacional
10	Servicios auxiliares 1	20	Manejo de drenajes cerrados

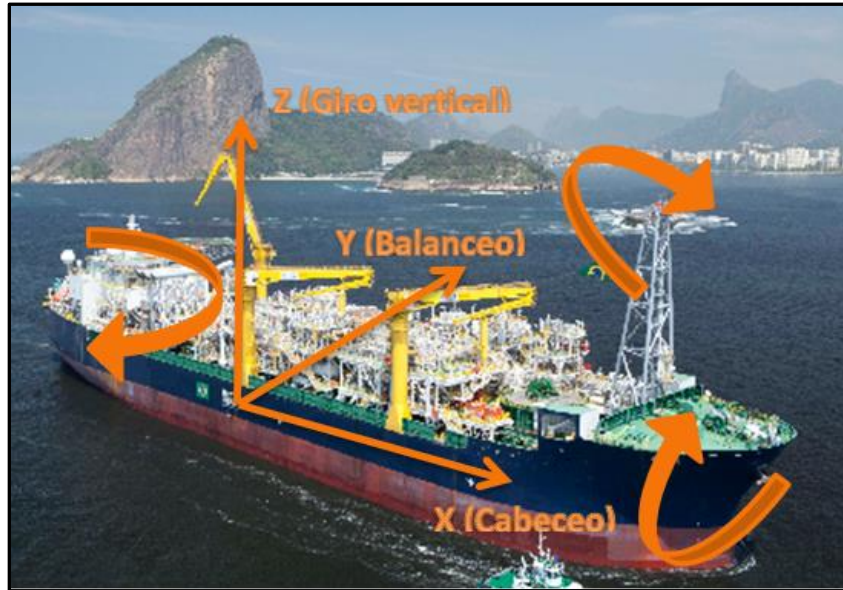
*Figura 4-2 Arreglo de módulos de proceso (Topsides)
(IMP, 2010)*

En los FPSOs los límites de espacio y peso no son tan estrictos pero se tienen consideraciones importantes de estabilidad debido al peso de los equipos de proceso en la parte más alta de la embarcación y consideraciones de capacidad de carga de la estructura, sobre todo en casos de conversiones.

Los FPSO son los sistemas de producción flotante con mayores movimientos y con mayores cantidades de hidrocarburo a bordo debido a su función de almacenamiento. Los tipos de movimientos que pueden presentarse son los siguientes:

Tres rotaciones (movimientos angulares): balanceo; cabeceo y giro vertical.

Tres desplazamientos (movimientos lineales): asiento; escora; sube y baja en los ejes x, y, z respectivamente.



*Figura 4-3 Movimientos que pueden presentarse en un FPSO
(http://commons.wikimedia.org/wiki/File:FPSO_OSX-1.jpg)*

Dichos movimientos afectan el comportamiento del equipo de proceso, como son los equipos de separación y torres endulzadoras, además de las interconexiones entre módulos de proceso como tubería y cableado. Los cambios de dirección por condiciones ambientales pueden producir una inclinación que tarda en corregirse por cambio de lastre, es entonces cuando la eficiencia de algunos equipos disminuye.

En el Golfo de México se tienen condiciones climatológicas adversas para la explotación en aguas profundas, aunque menos críticas que en otras regiones tales como el Mar del Norte en la parte del Reino Unido y Noruega, donde ya se utilizan comúnmente los FPSO.

4.2.1 Planta de proceso

Los sistemas en cubierta están integrados por un conjunto de equipos, líneas de conducción y accesorios que permiten la estabilización, deshidratación, desalado de aceite crudo para ser enviado a exportación. El gas producido es comprimido a través de diferentes etapas de compresión, en condiciones de operación normal todo el gas producido en exceso del requerido para cubrir la demanda de gas combustible del FPSO y para las líneas de purga será exportado a través un nuevo gasoducto. El agua producida es enviada al sistema de tratamiento de agua en donde alcanza las especificaciones requeridas para ser inyectada a los pozos ya sea sola o mezclada con agua de mar (Yañez y Rodríguez, 2011).

El objetivo del equipo de producción es el de separar eficientemente el aceite y el gas que son los productos de interés de los productos de desecho, este proceso debe llevarse a cabo de una manera ambientalmente amistosa, haciendo eficientes los recursos proporcionando un ambiente de trabajo seguro.

La función de un FPSO está determinada por el tipo y las cantidades de los fluidos que se tienen que procesar y exportar, y por los requisitos de almacenamiento de los mismos. El tamaño del depósito, en términos de reservas recuperables y su producibilidad, influye tanto en el tamaño de las instalaciones de producción como en el tiempo que el FPSO estará en el campo. La ruta de exportación generalmente determina la capacidad de almacenamiento de la FPSO.

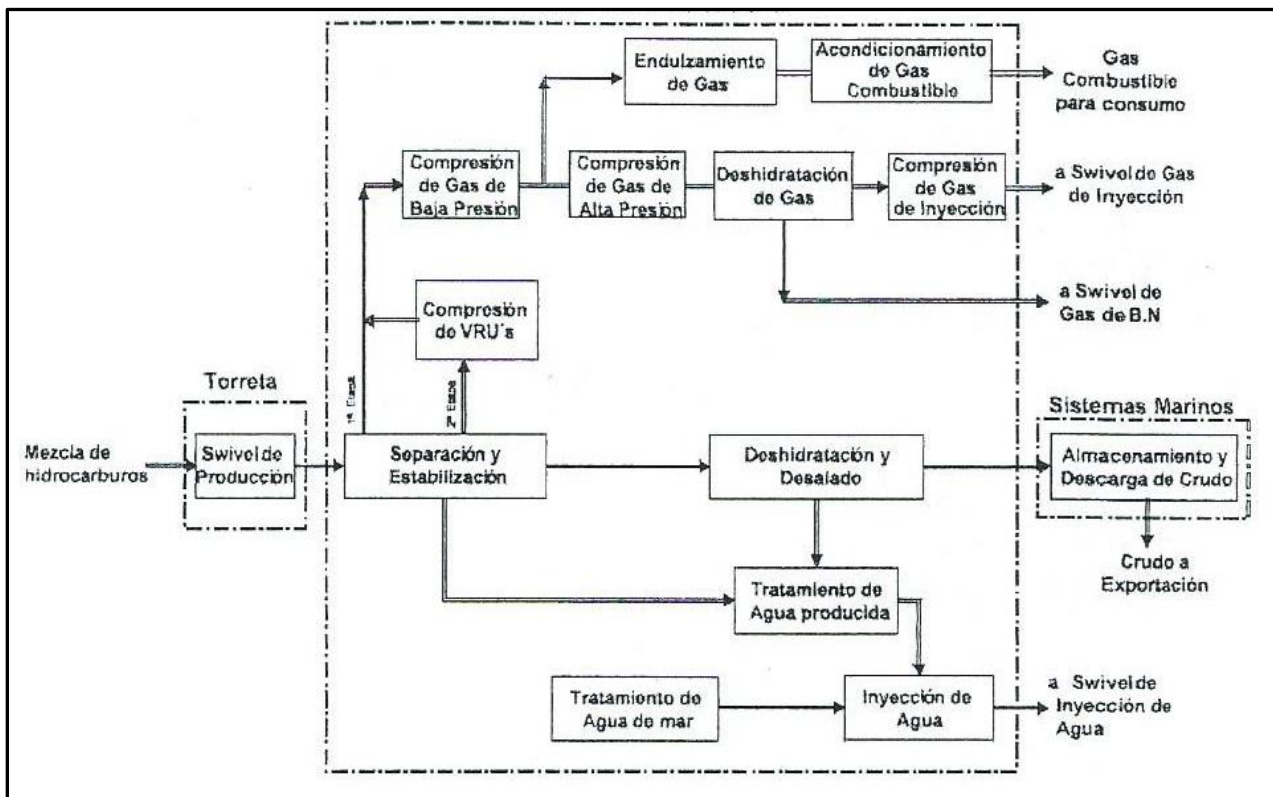


Figura 4-4 Diagrama de bloques de un sistema de procesamiento (IMP, 2010)

Módulo de Separación: se encuentra integrado por los separadores de producción (de 1 a 3 etapas) cuya función es separar el gas del aceite crudo, para éste propósito de la mezcla aceite-agua-gas se expande a diferentes presiones que favorecen la separación. En esta sección se cuenta con calentamiento y enfriamiento de crudo para alcanzar las condiciones de operación necesarias para llevar a cabo la separación y estabilización de crudo.

Módulo de compresión y tratamiento de gas: El gas separado obtenido de los sistemas de separación es comprimido a través de diferentes sistemas etapas de compresión. En condiciones de operación normal todo el gas producido en exceso del requerido para cubrir la demanda de gas combustible del FPSO y para las líneas de purga es exportado a través de un nuevo gasoducto. Se considera que el nuevo gasoducto se interconectará con una estación en tierra existente localizado en la costa a 250 km del FPSO.

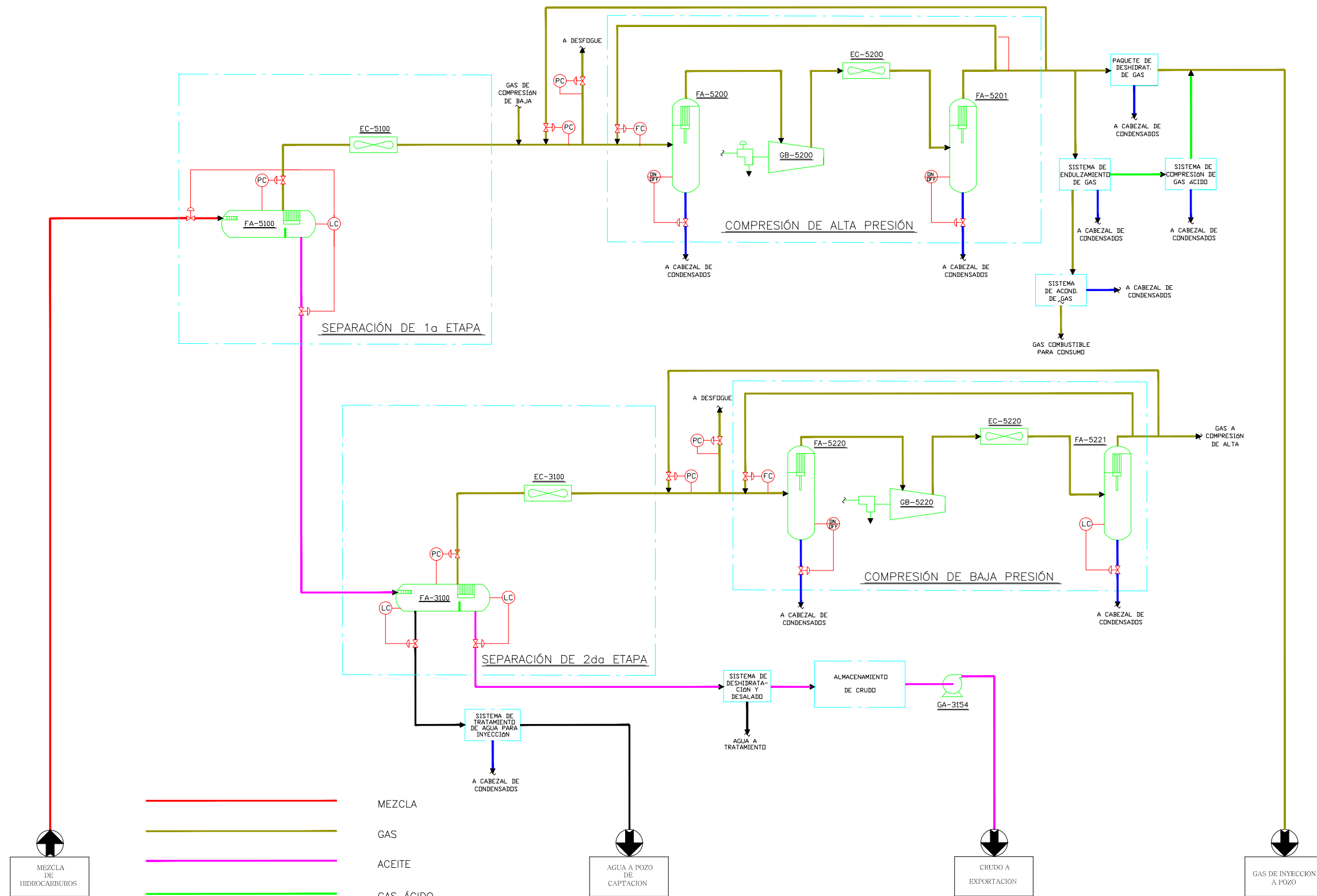
Endulzamiento de gas: La función de este sistema es eliminar el contenido de H₂S y CO₂ asociado al gas, con el propósito de satisfacer la demanda de gas combustible. El gas comprimido se envía a la unidad de endulzamiento donde es lavado en una columna absorbidora empacada y la solución de gas ácido regenerada por agotamiento. El gas ácido producido en la planta de endulzamiento se mezcla con la corriente de gas comprimido para su exportación.

Deshidratación y Desalado de Crudo: Se cuenta con un sistema electrostático en el que se lleva a cabo la deshidratación y el desalado del aceite crudo. El crudo deshidratado y desalado es enviado, previo enfriamiento, a intercambiar calor con el crudo que pasa de una a otra etapa de separación y con la fuente de enfriamiento disponible en el FPSO, hacia la sección de almacenamiento en el caso de flotación del FPSO.

En general las siguientes bases de diseño permiten la selección de los procesos para el tratamiento de los hidrocarburos producidos en los topsides del FPSO, basados en datos de entrada y especificaciones de los productos.

- Arquitectura submarina
- Características del yacimiento
- Características del aceite crudo
- Capacidades de diseño
- Manejo del gas, aceite y agua producida
- Especificación de los productos

Para fines ilustrativos y de referencia, a continuación se presenta un esquema de flujo de proceso del conjunto de sistemas presentes en la cubierta de un FPSO.



- MEZCLA
- GAS
- ACEITE
- GAS ÁCIDO
- CONDENSADOS
- AGUA



TESIS:
DESCRIPCIÓN Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA
FLOTANTE DE PRODUCCIÓN, ALMACENAMIENTO Y DESCARGA "FPSO"
PARA EL MANEJO DE HIDROCARBUROS EN AGUAS PROFUNDAS

ESQUEMA DE FLUJO DE PROCESO INTEGRAL DE UN FPSO

ELABORÓ: KARINA GEORGINA NORIEGA ESPINDOLA

MAYO - 2014

4.2.2 Torreta

La torreta tiene la función principal de proporcionar un punto de amarre al FPSO y transmitir cargas de risers y amarre al casco, permitir al buque girar libremente como veleta mientras risers y líneas de amarre permanecen geo-estacionarios y transferir fluidos de producción de risers a módulos en cubierta.

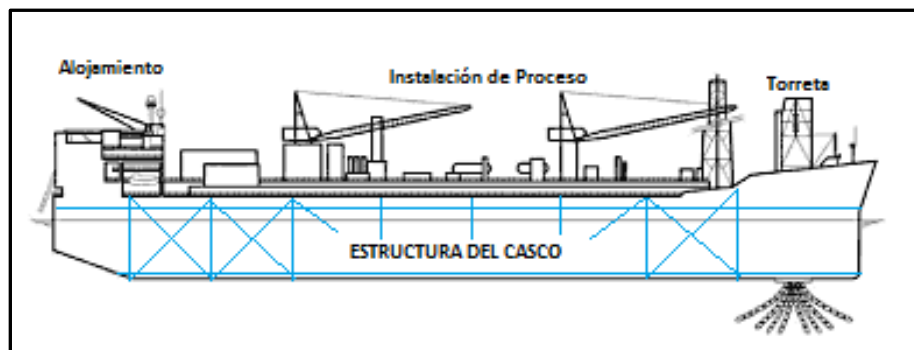
Los factores que definen el tipo y tamaño de torreta son el número de risers y líneas de amarre, el tirante de agua y las condiciones ambientales de sitio.



*Figura 4-5 Torreta
(blog.lbous.com/fps)*

4.2.3 Casco

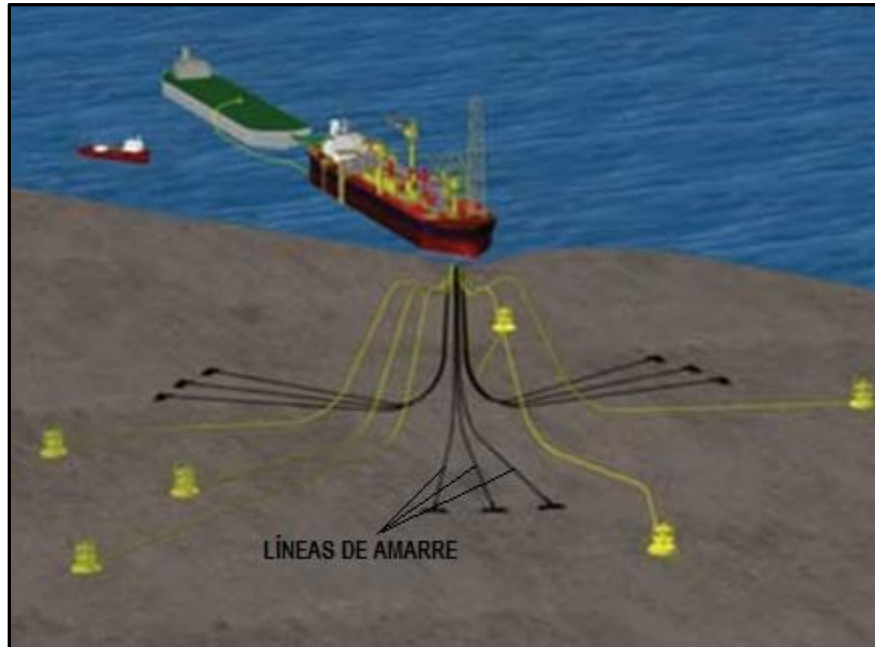
El casco del FPSO proporciona flotación y capacidad de carga; en esta zona se almacena el crudo en compartimientos tipo tanque.



*Figura 4-6 Almacenamiento en el casco de un FPSO
(www.twi.co.uk)*

4.2.4 Sistemas de amarre

La función del sistema de amarre es la de mantener la embarcación en sitio garantizando la integridad de los risers al resistir las inclemencias ambientales.



*Figura 4-7 Líneas de amarre
(www.kwlttd.com)*

4.2.5 Cimentación

La cimentación de un FPSO se forma de los elementos a los que se conecta la embarcación, los cuales se fijan en el subsuelo marino proporcionando una adecuada sustentación al sistema; su arreglo dependerá de las condiciones ambientales, la localización, el tipo de suelo y el tirante de agua.

4.2.6 Risers

Los risers son tubería a menudo flexible que por un lado lleva los agentes químicos necesarios para extraer el petróleo y por el otro trae de vuelta el gas y el aceite a la superficie, son un componente vital en el FPSO. Un buen diseño de los risers y una buena gestión operacional son un importante factor de éxito. Se recomienda el uso de sistemas de monitorización, especialmente durante la instalación para asegurar una larga vida útil.



Figura 4-8 Risers
(www.offshore-technology.com, www.sbsintl.com)

4.2.7 Módulo habitacional

El diseño del módulo habitacional debe establecer criterios que permitan asegurar que los trabajadores, al término de su jornada de trabajo, pueden descansar debidamente, etc.

4.2.8 Helipuerto

El Helipuerto es un aeródromo o área definida sobre la estructura que se utiliza total o parcialmente como superficie, para la llegada, salida o movimientos de los helicópteros. Se recomienda la instalación de helipuertos de gran superficie, así como una buena iluminación de la zona. Buenas condiciones climatológicas y un buen control del buque son fundamentales para permitir el giro de la unidad FPSO optimizando el aterrizaje.



*Figura 4-9 Helipuerto
(www.helderline.nl)*

4.2.9 Torre del quemador (flare)

La torre del quemador es una estructura elevada cuyo propósito es quemar gases a una distancia segura de las instalaciones en cubierta. Se diseña para todas las condiciones ambientales aplicables a la localización específica y considerando las cargas dinámicas debidas al movimiento del FPSO.

Dependiendo del sistema se puede contar con uno o más quemadores, por ejemplo, uno para operación a alta presión y otro para baja presión.

En operación normal todo el gas deshidratado es comprimido y exportado por el gasoducto. En caso de emergencia todo el gas producido en el FPSO así como el gas de la sección de compresión se envían al sistema del quemador, el cual está asociado a válvulas de relevo.



*Figura 4-10 Quemador (flare).
(www.oilinuganda.org)*

4.3 CONVERSIÓN A FPSO

En la actualidad 2/3 de los FPSOs que están en operación proceden de conversiones a partir de buques utilizados con otros fines, una de las razones principales es el costo ya que se estima que una conversión cuesta 10 veces menos que la alternativa de una nueva construcción, y además, los plazos de ejecución son muy inferiores, lo cual implica a su vez mayor velocidad en la explotación del yacimiento. Por otro lado, la flota mundial de buques petroleros es lo suficientemente extensa para que en condiciones normales de mercado haya disponibilidad a la reutilización o adquisición de un buque para tal fin. Por lo anterior, es de esperarse que esta opción sea la preferida frente a la construcción de un FPSO. Desafortunadamente no siempre es posible alcanzar la misma eficiencia operativa cuando se compara una nueva construcción a una conversión, aunque en general, las diferencias no justifican la decisión contraria. Las nuevas construcciones son destinadas como unidades cuyo objetivo sea un yacimiento en ambientes extremos y con un ciclo de vida de explotación largo (20-25 años), ya que para cualquier otro caso, y a medida que el ambiente es más benigno o la vida esperada del pozo inferior, la conversión toma mayor relevancia.

Al analizar la viabilidad de una conversión de un buque el casco y la estructura juegan un papel esencial. Dado que la planta de producción deberá ser nueva en cualquier caso y estará en función de las características del yacimiento, su papel en la toma de decisión resulta prácticamente nulo. En cuanto al resto de sistemas auxiliares, la posibilidad de reutilización es mínima, y en el peor de los casos, también nula a la hora de decidir.

El casco de un buque petrolero puede ser considerado apto para una conversión cuando su tamaño sea adecuado y cumpla con los requerimientos estructurales con especial énfasis al impacto en la fatiga a condiciones extremas.

El buque debe tener un tamaño adecuado que considere alojar un volumen de tanques tal que cumplan con las necesidades de almacenamiento y debe tener suficiente espacio en cubierta para la integración en los topsides requeridos

En cuanto a consideraciones de índole estructural, existe una gran diferencia entre las de un petrolero y las de un FPSO. Tanto por pesos como por condiciones de entorno es preciso realizar una revisión que asegure la validez de la estructura existente. En especial, hay que insistir en la importancia del fenómeno de fatiga a la que se ven sometido. Por ello, es mandatorio realizar un estudio que asegure un comportamiento adecuado de la estructura del casco ante este fenómeno. considerando que durante el tiempo de amarre al pozo, no existe prácticamente posibilidad alguna de reparación. De tenerse que llevar a cabo trabajos que subsanen defectos, los costes serán muy elevados tanto en la ejecución

del propio trabajo en comparación a un buque petrolero como, principalmente, las cuantiosas pérdidas al interrumpir la producción por razones de seguridad.

Existen diferentes guías que describen los criterios para llevar a cabo estas operaciones cuando se plantea una conversión de un Petrolero a FPSO. En las mismas se describen los medios de revisión de estructura (assesment), criterios a aplicarse, consideraciones de adaptación a la vida del pozo del casco existente (life extension) y los medios de inspección en sitio (Close Up Survey).

De modo general, las limitaciones que determinan si una planta es o no es apta para realizar estas conversiones son las que siguen:

- ✓ Disponibilidad de medios de maniobra con una capacidad de elevación de entre 600 y 1500 toneladas. Estos medios son necesarios para la instalación de las topsides.
- ✓ Disponibilidad de medios de varada para el tamaño del casco que corresponda y los calados precisos teniendo en consideración los apéndices de fondo como la torreta.
- ✓ La superficie del sitio de fabricación y su disposición general, demandas normales para almacenaje, trabajos de prefabricación, ensamblajes, etc.

Disponemos por tanto de una primera aproximación a lo que determina la viabilidad de ejecución a un proyecto de conversión de Tanker a FPSO. A continuación revisaremos el pasado reciente de nuestra experiencia en este campo, intentando extraer conclusiones (Martínez).

Ventajas y desventajas entre las conversiones y las construcciones nuevas

FPSO	Ventajas	Desventajas
CONVERSIÓN	<ul style="list-style-type: none"> • Gran disponibilidad de buques existentes (Buque Tanques). • Tiempos de conversión en astillero relativamente cortos. • Construcciones previas a 1980 adecuadas para conversión. 	<ul style="list-style-type: none"> • Poco factibles para climas severos. • Vida útil limitada; extensión de vida costosa.

FPSO	Ventajas	Desventajas
CONSTRUCCIÓN NUEVA	<ul style="list-style-type: none"> • Vida de diseño > 20 años, extensión de vida viable. • Diseño óptimo a necesidades y condiciones locales 	<ul style="list-style-type: none"> • Tiempos de construcción largos. • Poca disponibilidad de astilleros

*Tabla 4-1 Ventajas y desventajas entre una conversión y una construcción nueva de un FPSO.
(Martínez, Foro Offshore Aine)*

4.4 TERMINOLOGÍA MARÍTIMA

La Norma Oficial Mexicana **NOM-002-SCT4-2003** de Terminología Marítima Portuaria describe la terminología más comúnmente empleada en el ámbito marítimo, con la finalidad de permitir a todos los sectores relacionados, un mejor conocimiento, comprensión y aplicación de los términos inherentes, toma en cuenta los usos y costumbres propios del sector, por lo que debe utilizarse para la elaboración de documentos y comunicaciones oficiales.

Popa (stern): Se designa con este nombre a la terminación posterior de la estructura del buque.

Proa (Bow): La parte delantera del buque, hay distintos tipos de proa; lazada, recta, de bulbo, etc.

Babor (Port): La parte izquierda de la embarcación mirando de popa a proa.

Estribor (Starboard): La parte derecha de la embarcación mirando de popa a proa.

Costado (Side): es la parte exterior del buque, si consideramos un plano que pase por las líneas proa-popa, denominado crujía, nos determina dos costados el de Estribor y el de Babor.

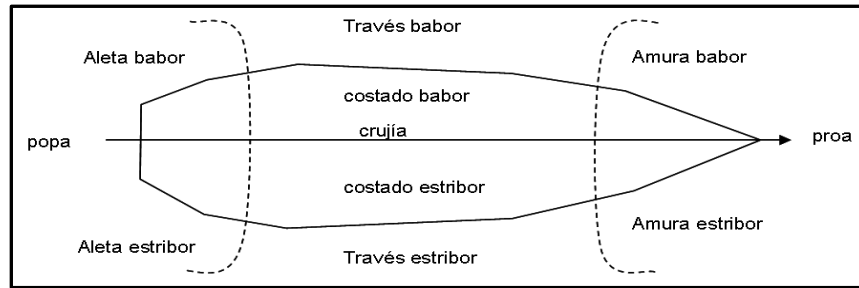


Figura 4-11 Partes estructurales de un buque
(singladurasnauticas.yolasite.com)

Casco (Hull): El conjunto estructural de baos, cuadernas, quilla, codaste, roda y demás piezas, que en conjunto con el forro y cubiertas, conforman la embarcación.



Figura 4-12 Casco de un buque
(www.jsolana.com.mx)

Estructura (Structure): la estructura del buque es el conjunto de elementos del casco que de una forma uniforme y continua contribuyen a la obtención, en un grado aceptable, de las cualidades esenciales para navegar.



Figura 4-13 Estructura de un buque
(singladuras.jimdo.com)

Quilla (Keel): Pieza de la estructura situada en la parte inferior del buque en el sentido longitudinal construida a base de planchas de acero horizontales, sobre las que se apoyan varengas y cuadernas para formar el armazón del buque.

Cuadernas (Frame): Elemento de la estructura transversal del buque que le da forma solidez al forro exterior.

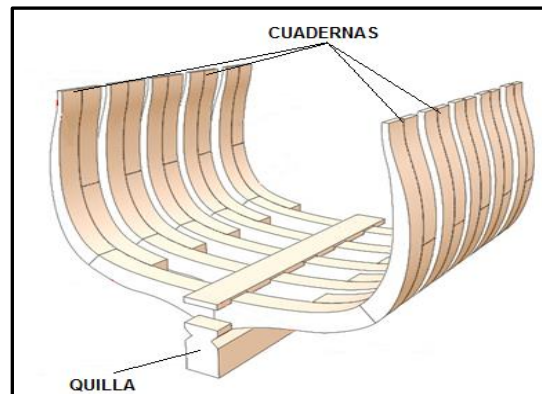


Figura 4-14 Cuadernas y quilla de la estructura de buque (flotasfopca.blogspot.com)

Mamparos (Bulkhead): Elementos de la estructura contruidos generalmente de acero, colocados en posición vertical inclinada, que dividen el interior del buque formando los compartimientos.

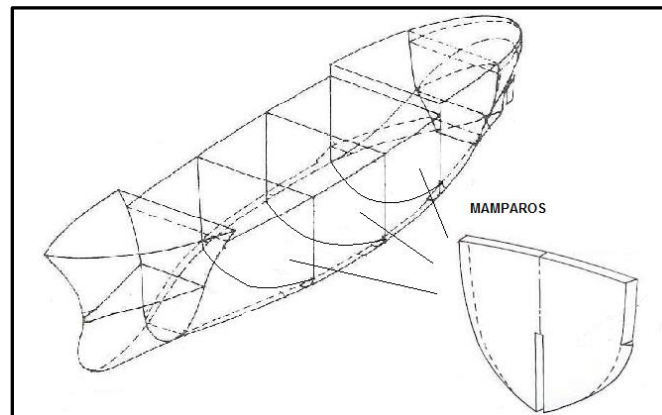
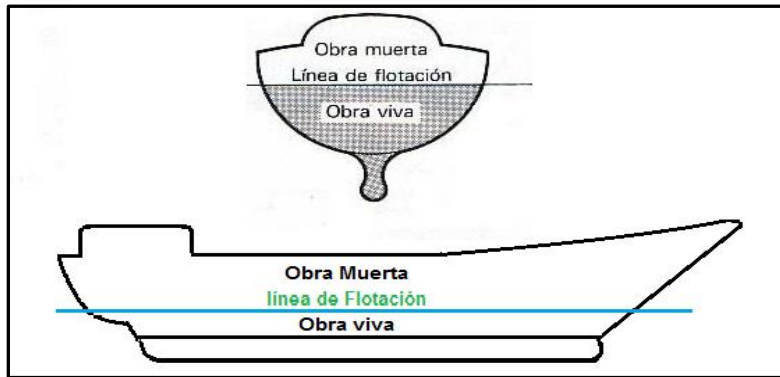


Figura 4-15 Mamparos de la estructura de buque (arquitecturabuque.blogspot.com)

Obra muerta (Upperwater body): es la parte que emerge a partir de la línea de flotación hasta la borda del buque.

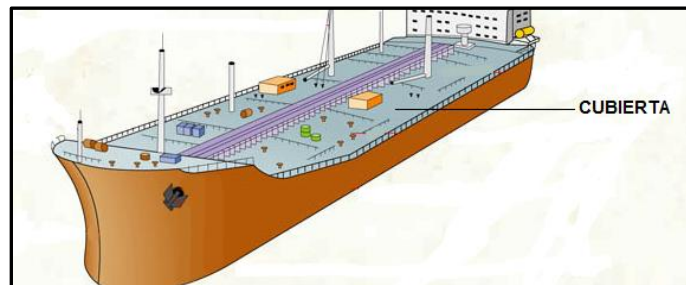
Línea de flotación (Waterline): es la línea que separa la obra viva de la obra muerta, y que quedaría representada por la superficie del agua.

Obra viva (Underwater body): se denomina así a la parte sumergida del casco. Es decir toda la parte que está por debajo de la línea de flotación, el equivalente de la misma es la carena del buque.



*Figura 4-16 Obra muerta, obra viva y líneas de flotación del casco de un buque.
(nauticajonkepa.wordpress.com)*

Cubierta (Deck): Son los pisos del buque.



*Figura 4-17 Cubierta de un buque.
(www.infovisual.info)*

Buque (Ship): Construcción estanca que posee flotabilidad y estabilidad, que puede ser gobernada por una tripulación de un punto a otro sobre la superficie de las aguas.

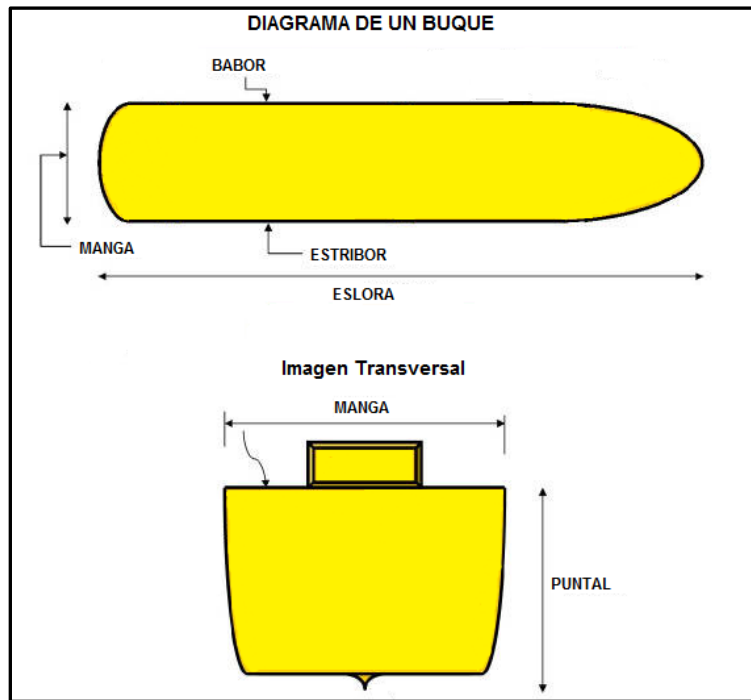


*Figura 4-18 Buque.
(www.bumiarmada.com)*

Eslora (Length): Es la longitud del buque

Manga (Beam): Es el ancho del buque.

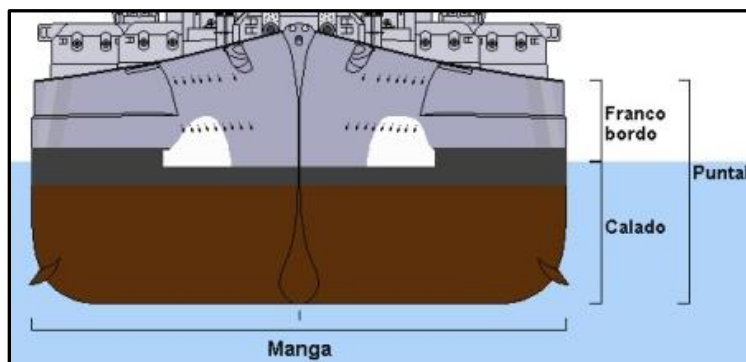
Puntal (Depth): Es la altura del buque. Se mide desde la quilla hasta la cubierta principal.



*Figura 4-19 Eslora, manga y puntal de un buque.
(www.masmar.com)*

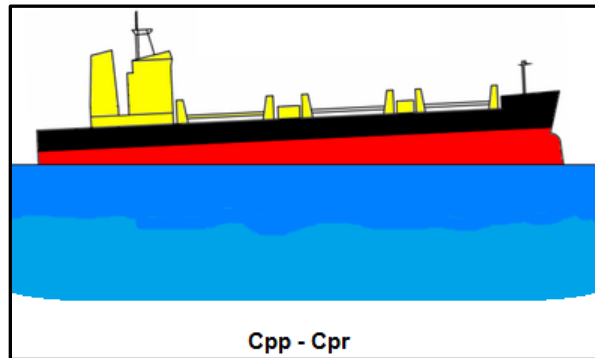
Francobordo (Freeboard): Distancia vertical desde la línea de agua hasta la parte superior de la cubierta principal.

Calado (Draught): Se le llama calado a la distancia vertical desde la quilla, hasta la línea de flotación.



*Figura 4-20 Francobordo y el calado de un buque.
(es.kbismarck.com)*

Asiento (Trim): Es la diferencia entre los calados de proa y popa.



*Figura 4-21 Asiento de un buque
(razonyfuerza.mforos.com)*

Superestructuras (Deckhouse): Se dice de las construcciones practicadas sobre la cubierta principal del buque.



*Figura 4-22 Superestructura de un buque
(spanish.alibaba.com)*

Portas (Door): Aberturas de forma rectangular que se practican en la obra muerta del buque o de cualquiera de sus divisiones interiores.



*Figura 4-23 Portas de un buque
(pinake.wordpress.com)*

Escotillas (Hatch): Aberturas generalmente rectangulares practicadas en las cubiertas para establecer la comunicación entre ellas.



*Figura 4-24 Escotillas de un buque
(spanish.alibaba.com)*

Escalas (Ladder): Las diferentes escalas que hay a bordo toman los nombres de los parajes a los cuales conducen; así: escala de cámara, de máquinas, de puente, etc.



*Figura 4-25 Escalas de un buque
(www.teknologeek.com)*

Portillo (Deadlight): Ventanas instaladas en los costados del buque.



*Figura 4-26 Portillo de un buque
(www.nauticexpo.es)*

Timón (Rudder): Timón es una plancha o pala de madera o metálica colocada en posición vertical que gira alrededor de un eje. Va colocada a popa de las embarcaciones y sirve para el gobierno de los buques.

Hélice (Propeller): Se denomina así a la pieza de hierro, acero o aleación que acoplada a un motor o máquina, proporciona el elemento propulsor de la embarcación.



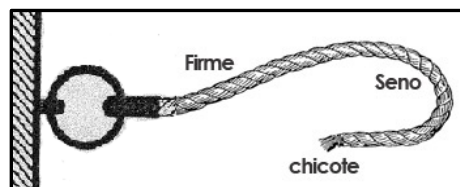
*Figura 4-27 Timón y la hélice de un buque.
(www.flickr.com)*

Cabos (Lines): Se denominan a todas las cuerdas empleadas a bordo fabricadas con cualquier clase de material.

Chicote: Extremo de un cabo o cable.

Seno: Arco o curvatura que forma el cabo entre los extremos que lo sujetan.

Firme: parte más larga o firme del cabo.



*Figura 4-28 Partes de un cabo.
(www.flickr.com)*

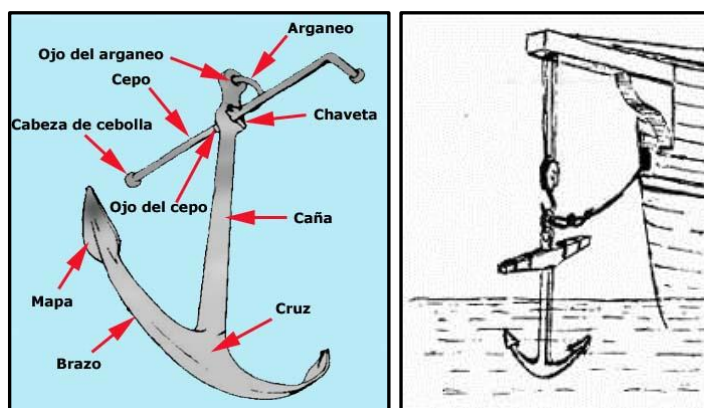
Bitá (Bitt): Tubo de acero de distintos diámetros, soldado de la cubierta, que sirve para que sobre él se tomen vueltas con las cadenas, cables y marras. También se le llama Bitón cuando es de mayor tamaño.



*Figura 4-29 Bitá.
(www.nauticexpo.es)*

Defensa (Fender): Utensilio usado para defender la embarcación de roces de golpes al atracar o desatracar (abarloar). Las defensas pueden ser de diversos materiales, cabos estopa, corcho, goma, fibra o neumáticos de coches.

Ancla (Anchor): Pieza de hierro o de madera, pesada y fuerte con forma de arpón o de anzuelo y que va unido al buque por un cabo o cadena, permite sujetar el buque al fondo.



*Figura 4-30 Partes de un ancla.
(www.proteccioncivil.org)*

Cadena (Chain): Conjunto uniforme de eslabones de acero, enlazados entre sí, provistos de una traviesa llamado contrete, ajustado en el eslabón, que impide que estos se deformen.



*Figura 4-31 Cadena de un buque
(http://www.elmundo.es)*

Fondear: Es fijar el buque mediante el ancla.

Levar: La operación de subir el ancla a bordo recibe este nombre.

Arriar: la operación de bajar el ancla.

Garrear: Se dice que un buque garrea, cuando su ancla resbala sobre el fondo, no quedando el buque fijo en estas circunstancias (IMP, 2010).

4.5 SISTEMAS SUBMARINOS DE PRODUCCIÓN EN LOS FPSO.

Un sistema de producción submarino consiste en un pozo submarino (wellhead) instalado en el fondo del mar, un árbol de producción submarino, amarre submarino para las líneas de flujo, equipos submarinos y el control de las instalaciones para operar el pozo. Puede variar en complejidad desde un satélite simple o bien con una línea de flujo relacionada a una plataforma fija, FPSO (Floating Production, Storage and Offloading), o hacia instalaciones en tierra, para varios pozos agrupados en torno a un colector (manifold) donde se transfiere a una instalación fija, a un flotante o directamente a las instalaciones en tierra.

A medida que los yacimientos de petróleo y gas se encuentran más lejos de la costa y en formaciones geológicas de aguas más profundas, la búsqueda de reservas y las tecnologías de perforación y producción han avanzado dramáticamente. Las técnicas convencionales están restringidas a las características del yacimiento y a las reservas que económicamente conviene explotar en aguas profundas.

Recientes tecnologías submarinas han sido probadas conformando un sistema de ingeniería específico para la producción submarina, el cual asocia el proceso y todo el equipo involucrado en la perforación, el desarrollo del campo, y la operación del mismo, tal como se muestra en la *Figura 4-32* (Bai, 2010).

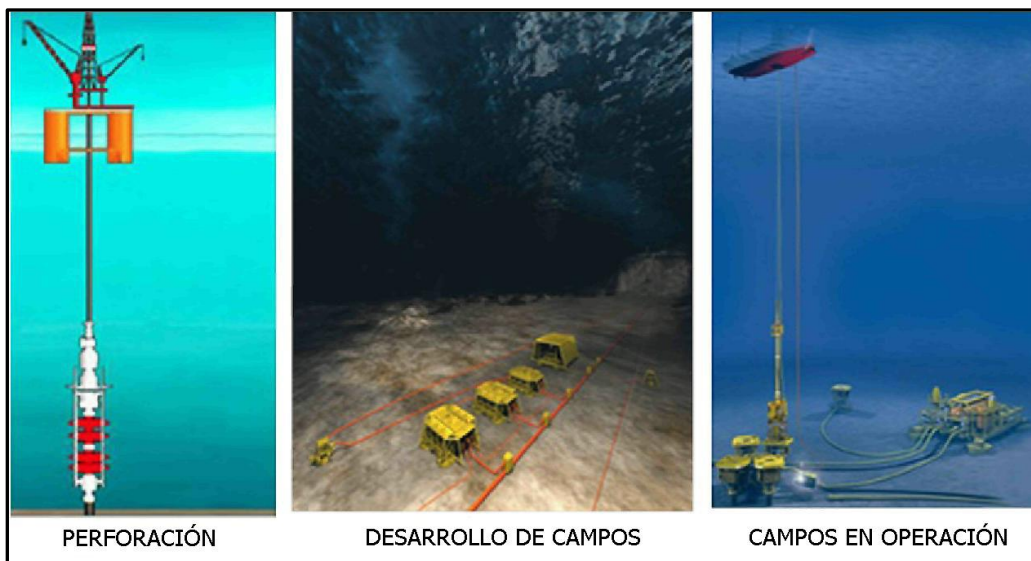


Figura 4-32 Segmentos de un sistema de producción submarino (Bai, 2010)

El sistema de producción submarino consiste de los siguientes componentes:

- Sistema submarino de perforación.

- Sistema submarino de árbol de navidad y sistemas de cabezales del pozo (wellhead).
- Sistema umbilical y riser (tubería vertical).
- Sistema submarino de manifolds (colectores) y jumpers (conectores).
- Sistemas de amarre y líneas de flujo.
- Sistema de control.
- Instalación submarina.

La *figura 4-33* ilustra a detalle la relación de los componentes principales de un sistema submarino de producción.

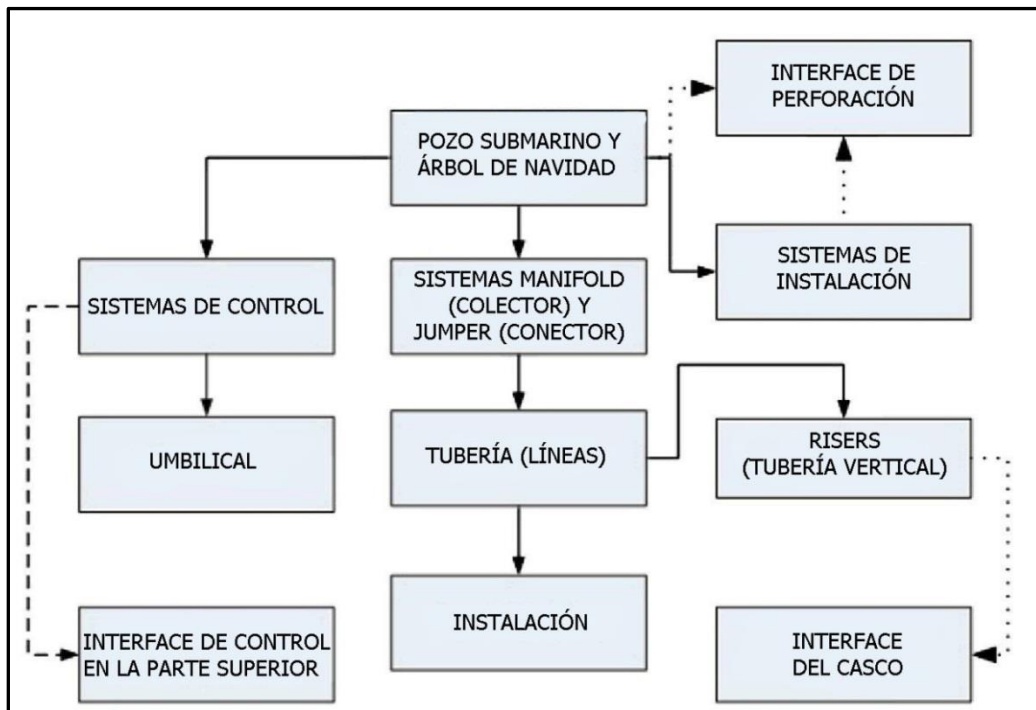


Figura 4-33 Relación entre los principales componentes de un sistema de producción submarina (Bai, 2010)

4.5.1 Arquitectura del campo.

Los sistemas de producción submarinos generalmente se distribuyen como se muestra en la *Figura 4-34*. Por ejemplo, la geometría y la profundidad de un depósito marino pueden ser tales que no se pueda llegar fácilmente a ellos desde una plataforma utilizando técnicas convencionales de perforación o pozos horizontales.

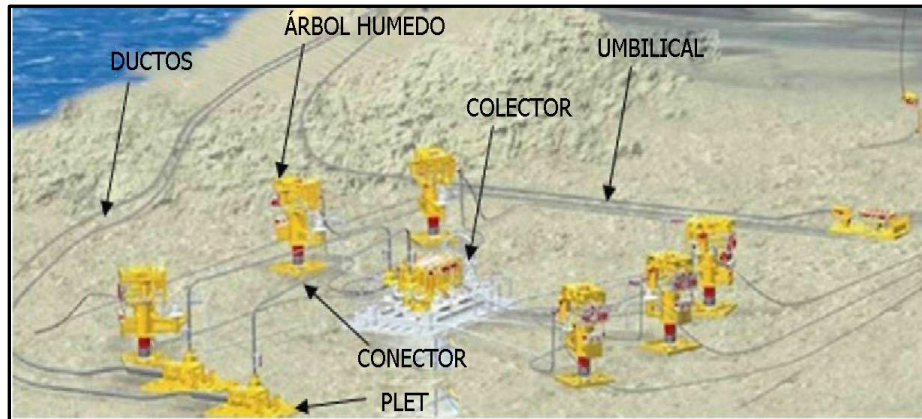


Figura 4-34 Sistema de producción submarino típico con árbol húmedo (Bai, 2010)

En base a la ubicación del árbol que se requiera instalar, un sistema submarino puede ser clasificado como sistema de producción de árbol seco o como sistema de producción de árbol húmedo.

El tirante de agua también afecta el desarrollo del campo submarino. Para profundidades menores, pueden existir limitaciones debido a la altura requerida de las estructuras submarinas, por ejemplo, los árboles de Navidad y otras estructuras no pueden instalarse en profundidades menores a 30 m (100 pies); para el desarrollo submarino a profundidades de menos de 30 m (100 pies), se pueden utilizar plataformas (Jacket) o usar árboles secos.

El objetivo de desarrollo de campos submarinos es maximizar el beneficio económico de forma segura utilizando la solución más fiable, segura y rentable (Bai, 2010).

4.5.2 Sistemas de distribución.

El sistema submarino está asociado con el proceso general y todos los equipos que participan en el arreglo; está diseñado de tal manera que la seguridad, la protección del medio ambiente y el flujo del yacimiento, se tomen en consideración para toda explotación submarina de petróleo y gas. Los sistemas de distribución submarino consisten en un grupo de dispositivos que proporcionan comunicación entre los controles submarinos y el control en la parte superior (Top Side) entre todos los equipos a través de un sistema umbilical.

Los sistemas de distribución submarino pueden incluir, sin ser limitativos, los siguientes componentes principales:

- Topside umbilical termination assembly (TUTA).

- Subsea accumulator module (SAM).
- Subsea umbilical termination assembly (SUTA), incluye:
 - Umbilical termination head (UTH).
 - Hydraulic distribution manifold/module (HDM).
 - Electric distribution manifold/module (EDM).
 - Flying leads.
- Subsea distribution assembly (SDA).
- Hydraulic flying leads (HFLs).
- Electric flying leads (EFLs).
- Multiple quick connector (MQC).
- Hydraulic coupler.
- Electrical connector.
- Logic caps.
- Sistema de separación de productos.
- Equipos, dispositivos e instrumentación para controlar el proceso, la operación y emitir un reporte del servicio brindado.
- Sistemas de bombas para reintegrar el agua, crudo estabilizado y/o productos químicos a las líneas de exportación, reinyección o para el trasiego a embarcaciones auxiliares o terminales de descarga.
- Sistemas y dispositivos de seguridad.
- Laboratorios de análisis y prueba de productos del proceso.

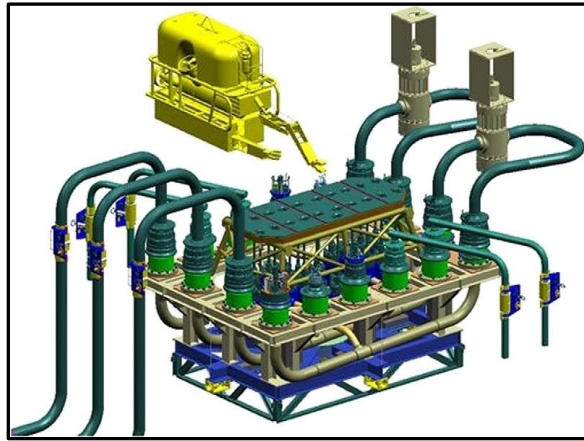
4.5.3 Estructura submarina y equipo.

Colector Submarino (Subsea Manifolds).

Los colectores submarinos (manifolds) se utilizan en el desarrollo de campos de petróleo y gas para simplificar el sistema submarino, minimizar el uso de tubería submarina y tubería ascendente (risers), y para optimizar el flujo de fluido en el sistema.

El colector, como se muestra en la *figura 4-35*, es un arreglo de tuberías y/o válvulas diseñado para combinar, distribuir, controlar y a menudo monitorear el flujo del fluido. Los colectores submarinos se instalan en el lecho marino entre un conjunto de

pozos para recolectar la producción o para inyectarles agua o gas como medio de recuperación.

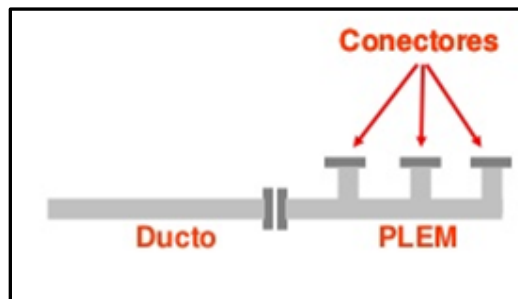


*Figura 4-35 Imagen del colector submarino (Subsea Manifolds)
(Bai, 2010)*

Existen diferentes de tipos de colectores desde el que tiene una simple tubería al final, hasta grandes estructuras tales como un robusto sistema de proceso submarino. El colector puede ser anclado al fondo del mar, y su tamaño depende del número de pozos integrados al sistema y de su rendimiento (Bai, 2010).

Terminación de tuberías y estructuras en línea.

Cuando se requiere un sistema de tuberías para aguas profundas se necesita incorporar un equipo llamado PLEM que consta de tuberías y colectores (Manifolds) ambos acoplados a un sistema. El PLEM es una estructura submarina situada al final de una tubería, se utiliza para conectar las tuberías rígidas con otras estructuras submarinas, tales como un colector o un árbol, a través de un conector (Jumper), se puede decir que un PLEM es la terminación de un ducto con cabezal de recolección o distribución. También se le denomina terminación de tubería PLET especialmente y sirve como soporte para una válvula o conectores verticales (ver figura 4-36 y 4-37).



*Figura 4-36 (PLEM) submarine
(www.ebah.com.br)*



Figura 4-37 (PLET) submarine
(www.ebah.com.br)

Conector (Jumper).

En un sistema de producción submarino, un conector submarino, como el que se muestra en la *figura 4-38*, es un tubo corto que se utiliza para el transporte de fluido de producción entre dos componentes submarinos, por ejemplo, un árbol y un colector (Manifold) o un colector (Manifold) con otro colector (Manifold). Además de ser utilizado para el transporte de fluido de producción, un conector (jumper) también se puede utilizar para inyectar agua en un pozo. La distancia entre los componentes (por ejemplo, árboles, líneas de flujo, y colectores) determina la longitud del conector (jumper) y sus características. El conector (jumper) flexible proporciona versatilidad, a diferencia de los sistemas de un conector (jumper) rígido, que limita la capacidad de espacio y de manipulación.

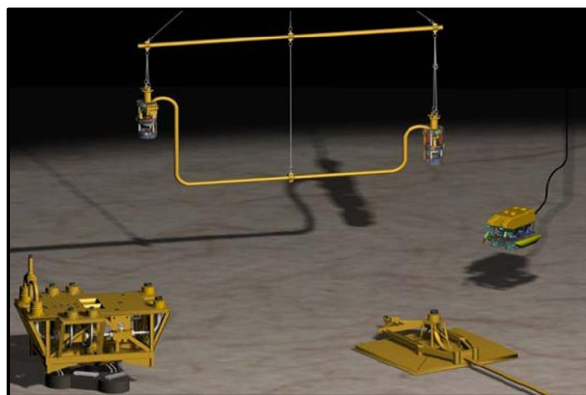
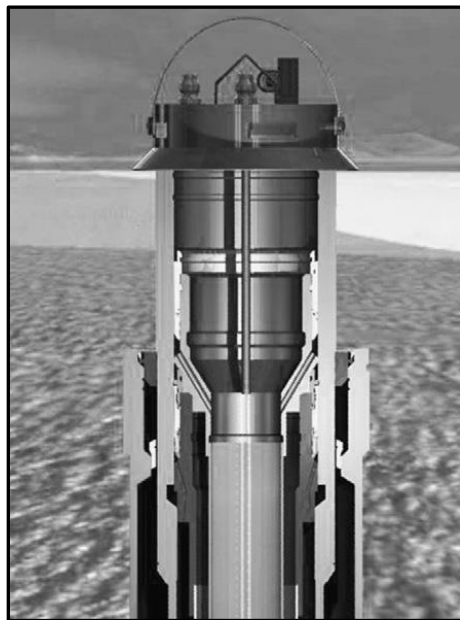


Figura 4-38 Conector submarino rígido (jumper)
(Bai ,2010)

Pozo submarino (Wellhead).

“Wellhead” es un término general usado para describir la presión contenida en la superficie de un pozo de petróleo que proporciona la interfaz para la perforación, terminación, y las pruebas de todas las fases de operación de un sistema. Puede estar situado en tierra o en el lecho marino, en cuyo caso se llama cabezal de pozo submarino como se muestra en la *figura 4-39*.

Los pozos submarinos pueden clasificarse como pozos “satélite” o como pozos “agrupados”. Los pozos “satélite” son individuales y comparten instalaciones con otros pozos. Por lo general, son perforados verticalmente, estos pozos pueden producir directamente a una instalación en la superficie (una plataforma o un barco flotante) o a través de un colector submarino (Manifold) que mezcla la producción de varios pozos satélite. La ventaja principal de los pozos satélite es su flexibilidad con respecto a su instalación, control, servicio y ubicación. Cada pozo se maneja por separado, de modo que su producción y tratamiento puede ser optimizado.



*Figura 4-39 Pozo submarino
(Bai, 2010)*

Cuando varios pozos submarinos se encuentran cercanos a una estructura central submarina, el sistema se conoce como un sistema agrupado. Esta disposición proporciona la posibilidad de compartir funciones comunes entre varios pozos, tales como servicio de colectores (Manifolds) o líneas de inyección y equipos de control común, que a su vez requieren de un menor número de líneas de flujo y umbilicales, lo que se traduce en la

reducción de costos. Además, es posible dar servicio a más de un pozo con un sólo despliegue de un buque de servicio, ahorrando así los costos de movilización.

Una desventaja de los sistemas agrupados es que las operaciones de perforación en un pozo de la agrupación puede interrumpir la producción de los demás y se necesitaría implementar procedimientos simultáneos especiales de perforación y producción.

Árboles submarinos (Subsea Trees).

Los árboles submarinos de producción son un arreglo de válvulas, tubería, accesorios y conexiones colocadas en la parte superior de un pozo. La orientación de las válvulas puede ser vertical u horizontal a la salida del árbol, como se muestra en la *figura 4-40*. Las válvulas pueden ser operadas por medio de señal eléctrica, hidráulica o manualmente por un buzo o un vehículo a control remoto por sus siglas en inglés (ROV).

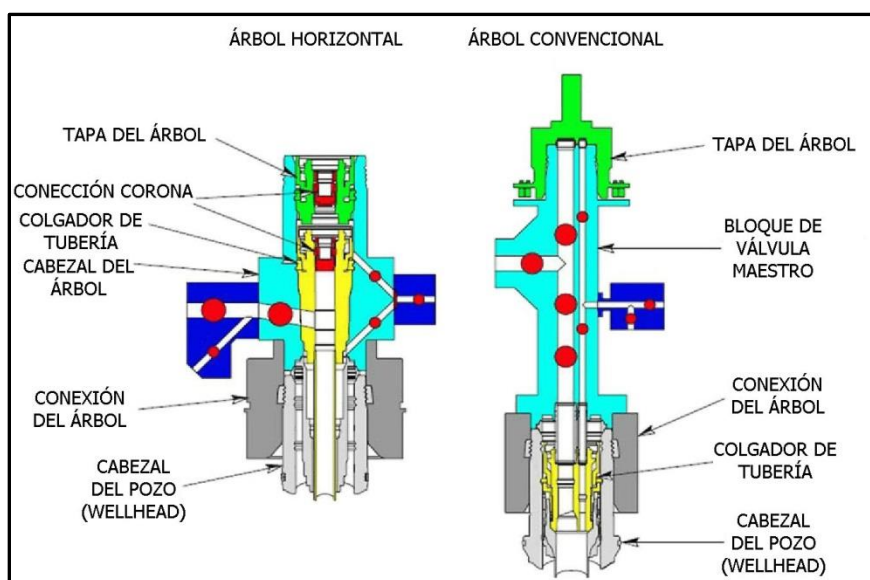


Figura 4-40 Comparación vertical y horizontal de árboles submarinos de producción (Bai ,2010)

Sistema umbilical.

Un umbilical (*figura 4-41*), es un arreglo de tubos y conductores en una envoltura blindada. Mediante el umbilical se realizan los suministros para el control de fluidos, productos químicos, energía y señales desde parte superior para controlar las funciones de producción submarina y equipos de seguridad (árbol, válvulas, colector manifold, etc.).

Los tubos usados en un umbilical se utilizan para monitorear las presiones e inyectar fluidos químicos tales como metanol a las áreas críticas dentro del equipo de producción submarino. Los conductores eléctricos transmiten energía para operar los dispositivos electrónicos submarinos. Las dimensiones de los umbilicales y el número de tubos

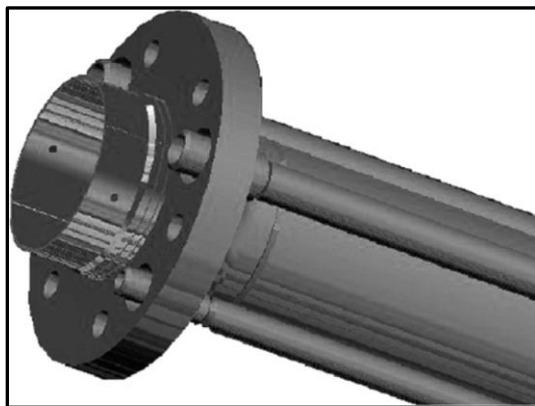
internos depende de la complejidad del sistema de producción. La longitud de un umbilical se define por la separación de los componentes submarinos y la distancia de estos componentes entre sí.



*Figura 4-41 Umbilical submarino
(Bai, 2010)*

Tubería ascendente de producción (Risers).

La tubería ascendente de producción (Riser) es la porción de la línea de flujo que se encuentra entre el centro del alojamiento y el fondo marino adyacente. El rango de dimensiones de un Riser oscila desde 3 In hasta 12 In (76.2 mm hasta 304.8 mm) de diámetro, su longitud se define por la profundidad y su configuración, que puede ser vertical o una variedad de formas de onda. La tubería puede ser flexible o rígida y se puede instalar desde una plataforma fija o en una instalación flotante. La *figura 4-42* ilustra una parte del Riser.



*Figura 4-42 "Riser" submarino
(Bai, 2010)*

Tubería submarina.

Las líneas de flujo submarinas son las tuberías utilizadas para conectar un pozo submarino con un colector (Manifold) o a la instalación en superficie. Las líneas de flujo pueden ser de tubo flexible o tubo rígido y pueden transportar gas, agua para inyección y químicos entre otros. Tanto las líneas individuales como las agrupadas pueden necesitar aislamiento para evitar los problemas asociados con el enfriamiento del fluido producido a medida que viajan en el lecho marino.

Cada vez que se requieran líneas de flujo submarinas para operar a altas presiones y altas temperaturas es un reto técnico al requerirse un grado superior de material en la tubería, al igual que si se requiere un servicio amargo cuando el producto incluye H₂S y agua salada (Serrano y Otheguy, 2005; Bai, 2010).

4.6 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS FPSO.

Frente a otros sistemas flotantes, el FPSO reúne una serie de ventajas muy contrastantes, lo cual ha propiciado en la actualidad la existencia de un elevado número de FPSO en operación, ya sea procedente de conversiones de buques petroleros existentes o bien nuevas construcciones.

Hablando en términos de viabilidad, comparando diferentes sistemas de procesamiento de hidrocarburos, normalmente se prefiere aquel que implique un costo menor a largo plazo. La característica de estos buques de poder almacenar crudo es precisamente la que le otorga la mayor ventaja sobre cualquier otra alternativa cuando se trata de explotar yacimientos en aguas profundas.

Por otro lado, los sistemas de posicionamiento dinámico permiten obtener la capacidad de maniobra precisa para un buque en condiciones cambiantes o extremas. Estos sistemas se diseñan para eliminar el uso de anclas y brindar mayor precisión durante los procesos de trabajo tales como maniobras para tendidos de líneas, tendidos de cables, reparación de tuberías etc. Todas las ventajas dan como resultado costos más bajos, menos accidentes y mayor eficacia en la disponibilidad del trabajo a tiempo.

Ventajas	Desventajas
Emplear un FPSO representa un riesgo tecnológico menor que otros sistemas, como por ejemplo las TLP (plataformas de fondeo por tensión) en hormigón.	El FPSO no cuenta con equipo de perforación de pozos.
Plataformas construidas en hormigón suelen presentar tiempos mayores de construcción e instalación y un mayor costo en comparación con los FPSO.	El FPSO puede presentar movimientos excesivos de balanceo o cabeceo y asume mayores riesgos operacionales.
Frente a otras geometrías, la forma de buque junto con la torreta brinda una gran capacidad de rodamiento en torno al cual el casco entero puede pivotar, es óptima para minimizar las fuerzas debidas al oleaje.	Requiere el uso de árboles submarinos de producción.
El FPSO es actualmente la única solución flotante que permite el almacenamiento de crudo. Las demás precisan de otra unidad de almacenamiento en sus alrededores.	El FPSO no permite el almacenamiento de gas.
El FPSO exporta su producción a la costa a través de buques tanque, por lo tanto es una excelente opción en campos distantes cuando no existe infraestructura marina para el transporte de hidrocarburos como son los ductos submarinos.	En condiciones ambientales severas se requiere el uso de sistemas de anclaje de tipo torreta desconectable.
Por su carácter flotante y móvil, el FPSO permite la explotación de campos en regiones sin infraestructura o en aguas profundas.	Los sistemas submarinos representan un factor crítico.
El costo final de un FPSO es poco sensible al aumento en el tirante del agua ya que su adecuación para estas regiones requiere de mínimos cambios.	Uso de risers flexibles con limitación en diámetro, ya que su tecnología se limita a diámetros internos (DI) de 2" hasta 19", con temperaturas de operación de hasta 130°C.
El FPSO es un sistema que tiene la facilidad de ser removido y reutilizado en otro campo.	
El FPSO tiene la flexibilidad de ser utilizado tanto en aguas profundas como en aguas someras.	
Por su amplio espacio en cubierta, el FPSO tiene una gran capacidad de carga.	
El FPSO puede aprovechar un extenso número de pozos.	

*Tabla 4-2 Ventajas y desventajas de los FPSOs
(Rodríguez, 2009; IMP, 2010)*

4.7 LA DEMANDA DE LOS FPSO EN LA ACTUALIDAD

La mayoría de los recursos de hidrocarburos en aguas profundas no eran viables desde el punto de vista comercial porque no existía la tecnología apropiada para su explotación. Esta situación ha cambiado gracias a los FPSO que han permitido mayores aproximaciones a los campos marginales en aguas profundas y ultraprofundas.

El boom de la explotación de petróleo y gas en aguas profundas y ultraprofundas ha provocado una gran demanda por sistemas de producción flotantes, estructuras modulares cada vez más complejas que pueden desplazarse de un campo a otro, según las necesidades del momento.

Invertir recursos en aguas profundas no era viable desde el punto de vista comercial porque no existía la tecnología apropiada para su explotación. Esta situación ha cambiado radicalmente con la adopción de nuevas aproximaciones a los campos marginales en aguas profundas y ultraprofundas.

Hoy en día los FPSO son comunes en zonas productivas del mar del Norte, Australia, África Occidental y en los últimos años esta tecnología ha tenido un gran desarrollo en Brasil. En el golfo de México, no obstante, este sistema de producción no se ha desarrollado de igual modo y uno de los principales motivos es debido a que autoridades Estadounidenses lo perciben como una amenaza ambiental por los posibles derrames que se pueden producir en los procesos de trasbordo de hidrocarburos. Una de las principales objeciones que el MMS (Minerals Management Service) de Estados Unidos ha puesto para la utilización de FPSO en el área del Golfo de México bajo su jurisdicción, ha sido que estos producen una gran cantidad de derrames de crudo en las operaciones de trasbordo a los buques tanque. No obstante, después de varios estudios contratados por dicha autoridad, se ha llegado a la conclusión de que esta percepción no es la más acertada. Según la MMS, el peor derrame de una FPSO ocurrió en 1990 en la unidad Captain de Texaco, cuando se derramaron aproximadamente 3900 barriles debido a un error humano. Los derrames reportados por otros FPSO no son mayores a 500 barriles.

En los últimos años, Brasil se ha convertido en polo de desarrollo para tecnologías de exploración y producción de hidrocarburos en aguas profundas y ultraprofundas. El descubrimiento de un yacimiento llamado Tupi en la Cuenca de Santos, despertó inquietudes sobre los desafíos tecnológicos que este tipo de yacimientos impone. Por otra parte, algunos países como China, Rusia, Camerún y Libia han iniciado la exploración de sus campos en aguas profundas. México, a través de PEMEX, se encuentra en la fase exploratoria de sus recursos petroleros en aguas profundas del Golfo de México, así como en la planeación del desarrollo de varios proyectos.

Actualmente existen 271 sistemas flotantes de producción en servicio o disponibles en el mundo, en países como Estados Unidos, Brasil, Noruega e Inglaterra, o en los mares africanos y asiáticos. Del total, el 65% son FPSOs, 18% Semi's, 10% TLP's y 7% Spar's (IMA, 2011). El record actual de aplicación lo posee la plataforma Semisumergible Independence Hub en operación en la parte Norte del Golfo de México en un tirante de 2,415 m.

En la *Figura 4-43* se muestra el crecimiento del número de sistemas flotantes desde su aparición en la década de los años 70's del siglo pasado hasta el año 2009. En esta figura se puede observar que la tasa de crecimiento en la última década es del 117%, siendo los FPSOs aquellos sistemas con mayor demanda seguidos por las plataformas semisumergibles. El futuro del mercado de los sistemas flotantes se muestra promisorio al identificar 196 proyectos en planeación, diseño o licitación, que potencialmente requerirán unidades flotantes de producción o almacenamiento. Una vez más Brasil es la región más activa en el futuro cercano con 50 proyectos potenciales para sistemas flotantes en etapa de planeación, después continúa el Sureste asiático con 39, el Norte de Europa con 24, el Golfo de México con 19 y Australia con 11 proyectos (Barranco, 2012).

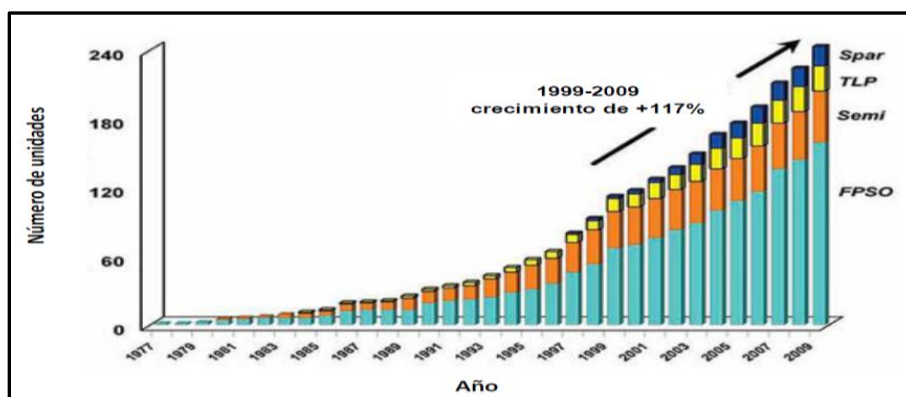


Figura 4-43 Incremento en el uso de Sistemas flotantes de producción en el mundo de 1977 a 2009.
(Barranco, 2012)

De los 196 proyectos contemplados en los últimos años, 53 estaban en la fase de licitación. Los restantes 143 proyectos se encontraban en la fase de planeación, por lo que se estimó que la construcción de los sistemas flotantes iniciaría entre los años 2013 a 2018 (IMA, 2011).

A continuación se presenta una tabla enlistando los FPSO's en operación más importantes alrededor del mundo.

NOMBRE	PROPIETARIO	OPERADOR EN CAMPO	PAÍS
GIRASSOL	Total	Total	Angola
KIZOMBA "B"	ExxonMobil	ExxonMobil	Angola
SANHA LPG FPSO	Chevron	Chevron	Angola
XIKOMBA	JV - SBMO/ Partner	ExxonMobil	Angola
MONDO	JV - SBMO/ Partner	ExxonMobil	Angola
OCEAN PRODUCER	Oceaneering	Sonangol	Angola
PAZFLOR	Total	Total	Angola
GREATER PLUTONIO	BP	BP	Angola
SAXI-BATUQUE (KIZOMBA C)	JV - SBMO/ Partner	ExxonMobil	Angola
DALIA	Total	Total	Angola
KIZOMBA "A"	ExxonMobil	ExxonMobil	Angola
KUITO	JV - SBMO/ Partner	Chevron	Angola
ANGOLA PSVM	MODEC	BP	Angola
GIMBOA	Saipem	Sonangol	Angola
COSSACK PIONEER	JV - North West Shelf	Woodside Energy	Australia
MODEC VENTURE 11	MODEC	Santos	Australia
CHALLIS VENTURE	Coogee	Coogee	Australia
MAERSK NGUJIMA-YIN	Maersk	Woodside	Australia
JABIRU VENTURE	Coogee	Coogee	Australia
FOUR VANGUARD (WOOLLYBUTT)	Premuda	ENI Agip	Australia
MAERSK NGUJIMA-YIN	Maersk	Woodside	Australia
MODEC VENTURE 11	MODEC	Santos	Australia
Modec Venture I	MODEC		Australia
CRYSTAL OCEAN	Sea Production Ltd	Anzon	Australia
GRIFFIN VENTURE	BHP Billiton	BHP Billiton	Australia
FRONT PUFFIN	Sea Production Ltd	AED Oil Limited	Australia
JABIRU VENTURE	Coogee	Coogee	Australia
NORTHERN ENDEAVOUR	Woodside	Woodside	Australia
STYBARROW MV16	MODEC	BHP Billiton	Australia
Northern Endeavor	Woodside		Australia
COSSACK PIONEER	JV - North West Shelf	Woodside Energy	Australia
CAPIXABA	SBMO	Petrobras	Brasil
BC-10 FPSO	SBMO	Shell	Brasil
CIDADE DE SAO MATEUS	Prosafe	Petrobras	Brasil
BW PEACE	BW Offshore	Petrobras	Brasil
CIDADE DE VITORIA (GOLFINHO II)	Saipem	Petrobras	Brasil

NOMBRE	PROPIETARIO	OPERADOR EN CAMPO	PAÍS
BRASIL	JV - SBMO/ Partner	Petrobras	Brasil
ESPADARTE	SBMO	Petrobras	Brasil
FLUMINENSE FPSO (Note 5)	Shell	Shell	Brasil
MARLIM SUL	SBMO	Petrobras	Brasil
BRASIL	JV - SBMO/ Partner	Petrobras	Brasil
P-35	Petrobras	Petrobras	Brasil
PEREGRINO	Maersk	StatoilHydro	Brasil
GUANAMBI I FDP SO	Petrobras	Petrobras	Brasil
P-54	Petrobras	Petrobras	Brasil
P-48	Petrobras	Petrobras	Brasil
CIDADE RIO DAS OSTRAS	Teekay Petrojarl	Petrobras	Brasil
P-50	Petrobras	Petrobras	Brasil
CIDADE DE VITORIA (GOLFINHO II)	Saipem	Petrobras	Brasil
CIDADE DE SAO MATEUS	Prosafe	Petrobras	Brasil
P-31	Petrobras	Petrobras	Brasil
P-53	CDC	Petrobras	Brasil
P-57	Petrobras	Petrobras	Brasil
CIDADE DE SANTOS MV 20	MODEC	Petrobras	Brasil
CIDADE DE RIO DE JANIERO MV14	MODEC	Petrobras	Brasil
CIDADE DE NITEROI MV 18 (Opportunity Oil)	MODEC	Petrobras	Brasil
CIDADE DE ANGRA dos REIS MV22	MODEC	Petrobras	Brasil
BC-10 FPSO	SBMO	Shell	Brasil
P-33	Petrobras	Petrobras	Brasil
MARLIM SUL	SBMO	Petrobras	Brasil
FLUMINENSE FPSO (Note 5)	Shell	Shell	Brasil
FRADE	Chevron	Chevron	Brasil
PEREGRINO	Maersk	StatoilHydro	Brasil
PIPA II FPDSO	Petrobras	Petrobras	Brasil
FPSO II	SBM		Brasil
SEA ROSE (WHITE ROSE)	HUnited Kingdom	HUnited Kingdom	Canadá
TERRA NOVA	Petro-Canada	Petro-Canada	Canadá
FEN JIN HAO	CNOOC	Devon Energy	China
BOHAI MING ZHU	CNOOC	ConocoPhillips	China

NOMBRE	PROPIETARIO	OPERADOR EN CAMPO	PAÍS
NAN HAI ENDEAVOR (FEN JIN HAO)	CNOOC	CNOOC	China
MUNIN	Bluewater	StatoilHydro	China
NAN HAI XI WANG (Note 2)	CNOOC	CNOOC	China
BOHAI YOU YI HAO	CNOOC	CNOOC	China
XIJIANG (HAI YANG SHI YOU 115)	CNOOC	CNOOC	China
WENCHANG II (HAI YANG SHI YOU 116)	CNOOC	CNOOC	China
BOHAI SHI JI (BOHAI CENTURY)	CNOOC	CNOOC	China
NAN HAI FA XIAN	CNOOC	CACT	China
HAI YANG SHI YOU 117	CNOOC	ConocoPhillips	China
HAI YANG SHI YOU 113	CNOOC	CNOOC	China
HAI YANG SHI YOU 111	CNOOC	CNOOC	China
MUNIN	Bluewater	StatoilHydro	China
NAN HAI ENDEAVOR (FEN JIN HAO)	CNOOC	CNOOC	China
NAN HAI FA XIAN	CNOOC	CACT	China
NAN HAI KAI TUO	ConocoPhillips	ConocoPhillips	China
NAN HAI SHENG LI	MODEC	CNOOC	China
AZURITE FDP SO	Prosafe	Murphy West Africa	Congo
N'KOSSA LPG FPU	Maersk	Total	Congo
CONKOUATI	Perenco	Perenco	Congo
AL ZAAFARANA	Zaafarana Oil Company	Zaafarana Oil Company	Egipto
SERPENTINA	ExxonMobil	ExxonMobil/GE Petrol	Guinea Ecuatorial
ZAFIRO PRODUCER	ExxonMobil	ExxonMobil/GE Petrol	Guinea Ecuatorial
KNOCK ALLAN	Fred.Olsen Production	CNRL International	Gabon
PETROLEO NAUTIPA	JV - Prosafe/ Fred Olsen	Vaalco Energy	Gabon
JUBILEE	MODEC	ullow	República de Ghana
DHIRUBHAI-1 (AKER SMART 1)	Aker Floating Production	Reliance	India
KAKAP NATUNA	MODEC	ConocoPhillips	Indonesia

NOMBRE	PROPIETARIO	OPERADOR EN CAMPO	PAÍS
BROTOJOYO	Berlian Laju Tanker (BLT)	Pertamina/ PetroChina	Indonesia
BELANAK	ConocoPhillips	ConocoPhillips	Indonesia
ANOA NATUNA	Premier Oil	Premier Oil	Indonesia
MV 8 LANGSA VENTURE	MODEC	Mitsui Oil Exploration	Indonesia
MV8 Langsa Venture	MODEC		Indonesia
FARWAH (Note 4)	Total	Total	Jamahiriya Árabe Libia
KIKEH	JV - SBMO/ Partner	Murphy Oil Sabah	Malasia
PERINTIS	M3nergy	Petronas Carigali	Malasia
Mitsui F601	Rasmussen		Malasia
BUNGA KERTAS - LUKUT	MISC	Petronas	Malasia
BERGE HELENE	BW Offshore	Woodside	Mauritania
BOURBON OPALE	Bourbon Offshore	PEMEX	México
TOISA PISCES	Toisa Horizon	PEMEX	México
YUUM K'AK' NAAB	BW Offshore	PEMEX	México
ECO III	TMM División Marítima	PEMEX	México
ECO IV		PEMEX	México
Whakaaropai	Shell Todd		Nueva Zelanda
RAROA	Tanker Pacific	OMV	Nueva Zelanda
UMUROA	Prosafe	Australian Worldwide Exploration	Nueva Zelanda
BONGA	Shell	Shell	Nigeria
SENDJE BERGE	BW Offshore	Addax Petroleum	Nigeria
USAN/UKOT	Total	Total	Nigeria
TRINITY SPIRIT	ConocoPhillips	Shebah E&P	Nigeria
SEA EAGLE (EA FPSO)	Shell	Shell	Nigeria
ABO	Prosafe	Nigerian Agip Exploration	Nigeria
AKPO	Total	Total	Nigeria
ERHA	ExxonMobil	ExxonMobil	Nigeria
MYSTRAS	Agip Energy & Natural Resources	Agip Nigeria	Nigeria
ARMADA PERKASA	Burmi Armada	AMNI International	Nigeria
KNOCK ADOON	Fred.Olsen Production	Addax Petroleum	Nigeria
Falcon	SBM		Nigeria

NOMBRE	PROPIETARIO	OPERADOR EN CAMPO	PAÍS
AGBAMI	Chevron	NNPC	Nigeria
BERGE OKOLOBA TORU LPG	BW Offshore	Shell	Nigeria
ÅSGARD A	StatoilHydro	StatoilHydro/Saga Petroleum	Noruega
JOTUN A	Bluewater	ExxonMobil	Noruega
PETROJARL I	Teekay Petrojarl	StatoilHydro	Noruega
PETROJARL VARG	Teekay Petrojarl	Talisman	Noruega
NORNE	StatoilHydro	StatoilHydro	Noruega
GOLIAT (SEVAN 1000)	Sevan Marine	ENI Agip	Noruega
SKARV-IDUN	BP	BP	Noruega
ALVHEIM	Maersk	Marathon	Noruega
RUBICON INTREPID	Rubicon Offshore	Galoc Production Co.	Filipinas
GLAS DOWR	Bluewater	PetroSA/Pioneer	Sudáfrica
JASMINE VENTURE MV7 (ex-Buffalo Venture)	MODEC	Pearl Energy	Tailandia
TANTAWAN EXPLORER	Chevron	Chevron	Tailandia
LEWEK ARUNOTHAI	Emas	PTTEP	Tailandia
RUBICON VANTAGE	Rubicon Offshore	GFI O & G	Tailandia
IKDAM	Ikdam Production SA	Lundin Petroleum	Túnez
DIDON	PA Resources	PA Resources	Túnez
AOKA MIZU	Bluewater	Nexen	Reino Unido
MAERSK CURLEW	Maersk	Shell	Reino Unido
NORTH SEA PRODUCER (Note 3)	North Sea Production	ConocoPhillips	Reino Unido
HAEWENE BRIM	Bluewater	Shell	Reino Unido
GLOBAL PRODUCER III	Maersk	Maersk	Reino Unido
GLOBAL PRODUCER (GRYPHON A)	Maersk	Maersk	Reino Unido
PETROJARL BANFF	Teekay Petrojarl	CNRL International	Reino Unido
PETROJARL FOINAVEN	Teekay Petrojarl	BP	Reino Unido
SCHIEHALLION	BP	BP	Reino Unido
CAPTAIN	Chevron	Chevron	Reino Unido
BW CARMEN	BW Offshore	StatoilHydro	Reino Unido
SEVAN HUMMINGBIRD	Sevan Marine	Venture Production	Reino Unido
SEVAN VOYAGEUR	Sevan Marine	Oilexco	Reino Unido
BLEO HOLM	Bluewater	Talisman	Reino Unido
ANASURIA	Shell	Shell	Reino Unido
Uisge Gorm	Bluewater		Reino Unido

NOMBRE	PROPIETARIO	OPERADOR EN CAMPO	PAÍS
Petrojarl	PGS		Reino Unido
Petrojarl Foinaven	PGS	BP	Reino Unido
Triton	Amerada / Hess Shell		Reino Unido
CUULONG MV9 (SU TU DEN)	Cuu Long JV	Cuu Long JV	Viet Nam
SONG DOC MV19	MODEC	TSJOC	Viet Nam
RUBY PRINCESS	PTSC	PetroViet Nam E&P	Viet Nam
BA VI	Vietsovpetro	Vietsovpetro	Viet Nam
RUBY II (Note 12)	Viet Nam Offshore Floating Terminal	PetroViet Nam E&P	Viet Nam
CHI LINH	Vietsovpetro	Vietsovpetro	Viet Nam
DEEP PRODUCER 2	FPS Ocean		
EAST CHALLENGE	Songa Floating Production		
EAST COMMANDER	Songa Floating Production		
EAST FORTUNE	Songa Floating Production		
EAST VENTURE	Songa Floating Production		
NEXUS I FPSO	Nexus Floating Production		
ESPOIR IVOIRIEN	Prosafe	CNRL International	
KNOCK TAGGART	Fred.Olsen Production	GGPC	
SHIRAZ	JV - AGR/ Helix	Total	
SSP 300 No.4	Sevan Marine		
SSP 300 No.5	Sevan Marine		
BW PIONEER	BW Offshore	Petrobras	
TAKAMA	Prosafe		
NEXUS II FPSO	Nexus Floating Production		
Kerr-McGee Global Producer III	Kerr McGee		
BAOBAB IVOIRIEN MV 10	MODEC	CNR International	
DEEP PRODUCER 1	FPS Ocean		

*Tabla 4-3 FPSO's en operación más importantes en el mundo.
(FPSO.com, 2010)*

4.8 ESTRATEGIA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS

PEMEX ha preferido la utilización de tecnologías probadas por los riesgos, costos e incertidumbre que implica el desarrollo de nuevas tecnologías.

Algunos de los futuros desarrollos de Exploración y Producción se encuentran en los límites o superan las fronteras alcanzadas por la industria petrolera internacional, por lo que ciertas tecnologías necesarias para la explotación de estos campos no han sido utilizadas en las condiciones que Exploración y Producción enfrenta. En el futuro PEMEX debe ser una empresa que invierta, utilice y asimile nuevas tecnologías más intensivamente.

Oportunidad estratégica

Actualmente se trabaja en el desarrollo de la estrategia y la adecuada administración de la tecnología, lo que permitirá crear una ventaja competitiva.

Esta estrategia se basa en el ciclo de vida que experimenta un nuevo desarrollo tecnológico.

Factores clave:

- Acceder oportunamente a la tecnología.
- Cierre de brechas tecnológicas y de conocimiento.
- Difusión y promoción del uso de las tecnologías.
- Transferencia, asimilación, aprendizaje y aplicación de nuevas tecnologías.
- Maduración de nuevas tecnologías.
- Innovación.

Ciclos de vida de tecnologías

Para que PEMEX se mantenga en el mercado competitivo, se ve obligado a reinventar su propuesta de valor mediante la innovación. Para ello puede aplicar varias estrategias:

- Generar nueva propuesta de valor (bien con la misma tecnología o bien creando nuevas tecnologías adaptadas a la nueva situación).
- Optimización: buscando la optimización de la propuesta de valor.

Factores de éxito

Se debe asegurar el cumplimiento de la estrategia de gestión de tecnología, talento y conocimiento técnico para las actividades de su cadena de valor.

Sus principales actividades y funciones se orientan al cumplimiento de los objetivos estratégicos de la empresa a través de tres procesos generales: Gestión de Talento Técnico, gestión de Conocimiento e Información Técnica y Gestión de Proyectos Tecnológicos.

Factor humano

La gestión del talento técnico se lleva a cabo a través de seis procesos principales.

1. Identificación e incorporación de talento técnico.
2. Administración de planes de carrera y talento técnico.
3. Desarrollo de competencias técnicas.
4. Asignación de talento técnico.
5. Evaluación del desempeño del talento técnico.
6. Retención y sucesión del talento técnico.

Consortios IDT (Investigación y Desarrollo Tecnológico)

Los consorcios IDT son acuerdos celebrados entre una universidad o una empresa y un conjunto de compañías petroleras, liderados por un investigador reconocido quien dirige los esfuerzos del programa buscando a través de las fortalezas técnicas de la universidad o empresa, reducir brechas tecnológicas.

Se utiliza la infraestructura de la Universidad o empresa para el desarrollo de los proyectos y las compañías patrocinadoras financian las actividades, mientras que los resultados de los proyectos son compartidos y las experiencias, retos, necesidades y soluciones que aplican compañías petroleras participantes.

Las operadoras internacionales invierten grandes cantidades de recursos en el desarrollo de tecnología.

Para asegurar el desarrollo e implementación de la estrategia tecnológica y para enfrentar los retos de explotación de hidrocarburos en aguas profundas actualmente PEMEX contribuye en la concreción del Centro de Investigación para Aguas Profundas y el Centro de innovación y desarrollo para aceites extra pesados.

Estos centros desarrollarán tecnología y servicios especializados y en una primera etapa considera enfocar sus investigaciones y desarrollo en las áreas de:

- Aseguramiento de flujo

- Fluidos de perforación
- Geotecnia
- Simulación metoceanica e hidrodinámica
- Calificación de tecnología.
- Mejoramiento de crudos
- Manejo de H₂S

Las operadoras internacionales, han invertido cuantiosos recursos en desarrollo tecnológico, la cual han asimilado, implementado y aplicado en sus operaciones, adicionalmente poseen la exclusividad o patente para el uso de la misma por un determinado periodo de tiempo. La única forma de acceder a estas tecnologías es a través de asociaciones para el desarrollo de proyectos.

Se deben establecer las bases para asociaciones estratégicas con operadores internacionales en el desarrollo de campos, que permitan a Exploración y Producción acceder a tecnologías exclusivas de los operadores, acelerar su implementación y asimilación en tiempos menores a los requeridos para desarrollos tecnológicos propios o esperar la liberación o disponibilidad en el mercado (Hinojosa, 2013).

4.9 PERSPECTIVA DE LA APLICACIÓN DEL FPSO EN MÉXICO

Como ya se sabe, la producción de petróleo en México marcó una pauta muy importante en el desarrollo del país, el cual, al enfrentarse recientemente a regiones donde el hidrocarburo se encuentra a mayor profundidad, requiere de los cambios tecnológicos pertinentes para que esta Nación siga ocupando un lugar importante en la producción de petróleo en el mundo. PEMEX tiene como perspectiva incursionar en tecnología petrolera de vanguardia, al invertir aproximadamente 700 millones de dólares para un barco de proceso y almacenamiento de crudo (FPSO), a pesar de que esta empresa mexicana sólo había utilizado plataformas fijas y flexibles en el desarrollo de campos petroleros. Utilizar embarcaciones para procesar y almacenar el hidrocarburo, para luego transferirlo, permitirán ahorrar tiempo y elevar la eficiencia para el aprovechamiento de hidrocarburos contenidos en yacimientos marinos.

Los FPSO, al ser particularmente eficaces en lugares remotos o en aguas profundas donde las tuberías del fondo del mar no son rentables, eliminan la necesidad de instalar costosos gasoductos de larga distancia desde la planta de procesamiento a una terminal en tierra. Esto proporciona una solución económicamente atractiva incluso para campos petroleros más pequeños que pueden agotarse en poco tiempo y cuyo gasto de

instalación de una tubería no es viable. Además, una vez que el campo está agotado, el FPSO puede moverse a una nueva ubicación. Por otro lado, hablando específicamente de las condiciones climatológicas extremas que imperan en el Golfo de México, es posible utilizar un dispositivo para la desconexión del FPSO en el caso del paso de un huracán, siendo este un avance de gran importancia con respecto a uno de los principales inconvenientes de los sistemas flotantes de producción que operan en esos entornos.

En cualquier sitio, la ventaja para una empresa como PEMEX de utilizar un buque FPSO, es su capacidad de almacenamiento. Gracias a ello, se puede descargar el crudo que se encuentra dentro FPSO a los shuttle tankers, es decir, otros buques que reciben la producción, los cuales se utilizan en lugares donde no existe la infraestructura de ductos necesaria para su transporte, ya que por la ubicación su instalación resulta imposible o muy cara. Para hacer viable un proyecto de este tipo, la opción de utilizar una FPSO es la mejor en términos económicos.

Hablando de aguas profundas, recientemente PEMEX incursionó en la exploración de las mismas en el Golfo de México. Lo relevante de la nueva tecnología del FPSO es que tratándose de un sistema que sirve para yacimientos de hasta tres mil metros de tirante de agua, la empresa mexicana no tendría que adquirir equipos y sistemas intermedios como es el caso de otros sistemas (Mini TLP, SPAR o SEMI) para tales condiciones.

PEMEX a través de Blue Marine Technology Group, socio comercial y operativo de Bergesen Worldwide Limited en México, obtuvo la Operación, Mantenimiento y Adquisición durante 18 años, de la primera Unidad Flotante de Producción, Almacenamiento y Descarga (FPSO) a ser instalada en la Bahía de Campeche, Golfo de México, la cual a partir del mes de abril del año 2007 proporciona, entre otros, los siguientes servicios:

- Separación y manejo de 200,000 barriles/día de crudo y 120 millones de pies cúbicos estándar de gas.
- Almacenamiento de 2,200,000 barriles de crudo.
- Descarga a ritmo de 1,200,000 barriles/día.
- Traspaso del producto a buque-tanques o a terminales en tierra, vía ductos.

El buque fue bautizado con el nombre de “Yuum K’ak’náab” (*Figura-4-44*), cuenta con un peso muerto de 35000 MT y sus longitudes son de 365m de eslora y 65m de manga. El buque estuvo en construcción en diferentes partes del mundo y luego fue armado para llegar finalmente a las costas mexicanas, está ubicado en el campo petrolero Ku-Maloob-Zaab (KMZ), que como ya se sabe es uno de sus complejos más importantes en el país.

Este evento en particular se convirtió en el inicio de que nuestro país desarrolle su propia estrategia para la operación óptima del FPSO en México.



Figura 4-44 FPSO Yùm K'ak'náab
(www.shipspotting.com)

En resumen, PEMEX cuenta con un FPSO de nombre Yùm K'ak'náab (ver *Figura 4-44*) que se encuentra en operación en los campos Ku-Maloob-Zaap con un tirante de agua de 85 m.

PEMEX también cuenta con otros 3 FPSO en operación: el Bourbon Opale, el Toisa Pisces y el ECO III, y un último que está por terminarse nombrado ECO IV, sin embargo, éstas cuatro últimas no son unidades de producción permanentes.



Figura 4-45 FPSO Toisa Pisces
(forums.sailinganarchy.com)

El FPSO y la tecnología WTSV

La industria petrolera en general enfrenta el problema de la generación de contaminación por aire y mar, que se producen durante la incineración de los productos de desecho que emanan de los pozos. Uno de los últimos avances de la industria naval es

la construcción de barcos que disminuyen tanto el desperdicio de hidrocarburos como la emisión de contaminantes a la atmósfera, por ejemplo, gases de efecto invernadero generados durante la exploración y producción de los hidrocarburos; tres de estas embarcaciones están al servicio de PEMEX para prevenir derrames en el Golfo de México (Bourbon Opale, Toisa Pisces y ECO III) y una última está por completarse (ECO IV), por sus características estos barcos son clasificados como FPSO. La Tecnología se ha denominado WTSV que por sus siglas en inglés corresponden a “Well Testing Services Vessel” (Embarcación de Servicio para Pruebas de Pozos) y se trata de embarcaciones especializadas y encaminadas al servicio a pozos petroleros reduciendo el problema de contaminación ambiental.

Las embarcaciones asisten directamente en el proceso de terminación y reparación de pozos e igualmente brindan apoyo para la recepción del producto durante los servicios de limpieza, tratamiento, estimulación así como el aforo de pozos petroleros. Los servicios se efectúan en forma ecológica, con todos los equipos y dispositivos requeridos por regulaciones internacionales y con una capacidad adecuada. Por lo tanto, esta tecnología por un lado permite la recepción, separación y medición de la producción de los pozos, facilitando las movilizaciones, y por otro lado brinda la opción de procesamiento de los productos, almacenamiento de fluidos contaminantes o contaminados en los casos que no exista línea de exportación y disponer de los mismos en forma limpia permitiendo además la recuperación comercial del producto.

La planta de proceso de un FPSO-WTSV cuenta con:

- Sistema de separación de productos.
- Equipos, dispositivos e instrumentación para controlar el proceso, la operación y emitir un reporte del servicio brindado.
- Sistemas de bombas para reintegrar el agua, crudo estabilizado y/o productos químicos a las líneas de exportación, reinyección o para el trasiego a embarcaciones auxiliares o terminales de descarga.
- Sistemas y dispositivos de seguridad.
- Laboratorios de análisis y prueba de productos del proceso.

Los objetivos de las embarcaciones WTSV son:

- Recibir todos los fluidos que se generan durante el servicio a pozos en el mar.
- Procesarlos y disponer de ellos en forma ecológica
- Recuperar un producto con valor comercial: aceite crudo
- Caracterizar la producción de los pozos petroleros en el mar o aguas interiores.
- Reducir la emisión de gases contaminantes y en general la contaminación del aire y del mar debido a la incineración de fluidos

La tecnología WTSV considera embarcaciones dedicadas al Control y Almacenamiento de Fluidos y Residuos del Servicio a Pozos en el Mar o en Aguas Interiores, y para Prueba y Evaluación de la Producción.

Las embarcaciones disponen de sistemas de propulsión controlado por un computador de Posicionamiento Dinámico los cuales permiten la movilidad y mantener la posición y el rumbo, y permiten la atención de pozos en áreas amplias y localizaciones distantes.

El principio del servicio ecológico a pozos en el mar se ilustra en la *Figura 4-46* en donde se observa que el sistema instalado en la embarcación deberá ser capaz de:

- Recibir el producto desde la plataforma de perforación, exploración o producción a través de líneas o mangueras flexibles a una planta de proceso instalado en forma permanente sobre la cubierta de la embarcación.
- Separar agua, gas, desechos líquidos y sólidos limpios y/o contaminados y aceite crudo.
- Almacenar los líquidos en los tanques de la embarcación para exportar o reinyectar a pozos de desechos industriales.
- Almacenar los desechos sólidos por medio de contenedores portátiles para posteriormente disponer de ellos hacia confinamientos.
- Caracterizar la producción de los pozos (Determinar entre otras la reserva, volúmenes, proyecciones y características de la producción, flujos, presiones y en su momento el abatimiento de las reservas petroleras).
- Evitar en su totalidad la incineración de aceite crudo, agua o desechos sólidos contaminados.
- Evitar el derrame al mar de líquidos o sólidos.

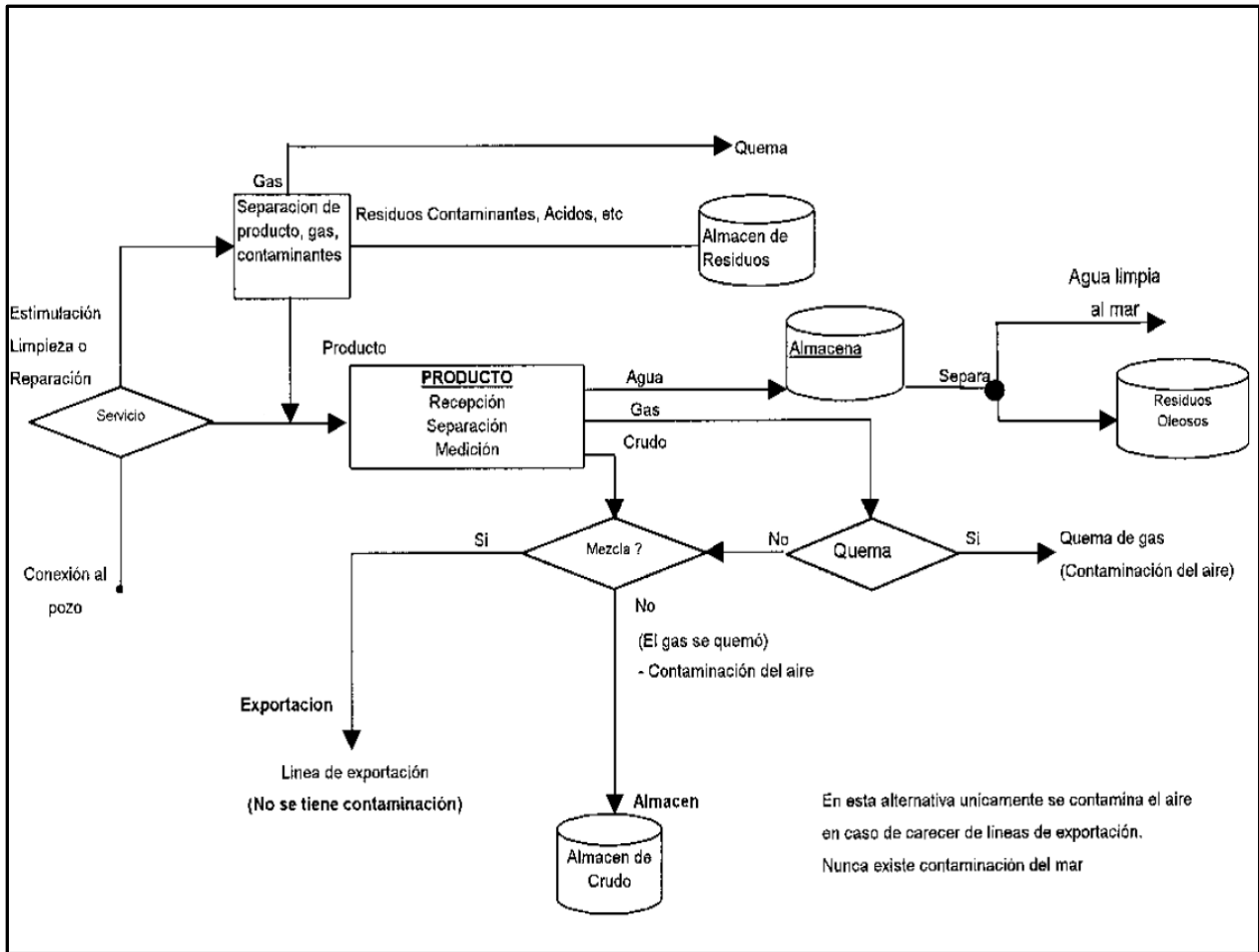


Figura 4-46 Diagrama de bloques de la tecnología WTSV.
(Delgado, 2009)

Además de todas las características ya mencionadas un FPSO dotado con tecnología WTSV debe cumplir como mínimo con los requisitos de un sistema de posicionamiento dinámico clasificado como DP-2, es decir que la embarcación está dotada de un sistema capaz de mantener la posición y el rumbo bajo condiciones ambientales máximas y considerando la falla de alguno de sus componentes, excluyendo la pérdida de uno de los compartimentos mediante sistema de propulsión para corregir su posición y/o rumbo.

Como ya se mencionó, actualmente se tienen tres embarcaciones dotadas con tecnología WTSV, y una cuarta que está por ponerse en operación en México cuyas características principal se detallan en la siguiente tabla.

EMBARCACIÓN	TOISA PISCES	BOURBON OPALE	ECO-III	ECO-IV (no en operación)
Capacidad de procesamiento de crudo	20,000 BPD	15,000 BPD	15,000 BPD	15,000 BPD
Capacidad de procesamiento de gas	31.8 MMPCSD	26.7 MMPCSD	32.0 MMPCSD	32.0 MMPCSD
Capacidad de agua oleosa	4,800 BPD	2,800 BPD	4,200 BPD	4,200 BPD
Temperatura máxima de operación	130°C	130°C	120°C	130°C
Presión máxima de operación	10,000 psi	10,000 psi	10,000 psi	10,000 psi
Capacidad total de almacenamiento de crudo	24,000 barriles	10,500 barriles	55,000 barriles	55,000 barriles
Eslora	103.5 m	90.7 m	117.0 m	117.0 m
Manga	23.2 m	18.8 m	21.0 m	21.0 m
puntal	9.1 m	7.6 m	9.5 m	9.5 m
Año de construcción	1997	2004	2007	2007
Capacidad habitacional	70 personas	50 personas	54 personas	54 personas

Tabla 4-4 Características principales de las embarcaciones FPSO-WTSV en México (Delgado, 2009)

El Toisa Pisce, el Bourbon Opale y el ECO III han estado al servicio de PEMEX Exploración y Producción brindando servicios en la Bahía de Campeche y en forma limitada en la Región Marina Norte cubriendo actividades exploratorias en aguas profundas, únicamente en mar territorial de México en el Golfo de México.

4.9.1 Estrategias de explotación de aguas profundas en México

De acuerdo con la estrategia de exploración y producción de PEMEX, se estima que existe el potencial para incorporar producción de tres proyectos exploratorios en aguas profundas denominados como Golfo de México B, Golfo de México Sur y Área Perdido.

La delimitación de las áreas exploratorias de cada proyecto se muestra en la *Figura 4-47* El reto en los proyectos de aguas profundas es importante, ya que se pretende

establecer la producción comercial de hidrocarburos en tirantes de agua mayores a 500 metros (SENER, 2011).

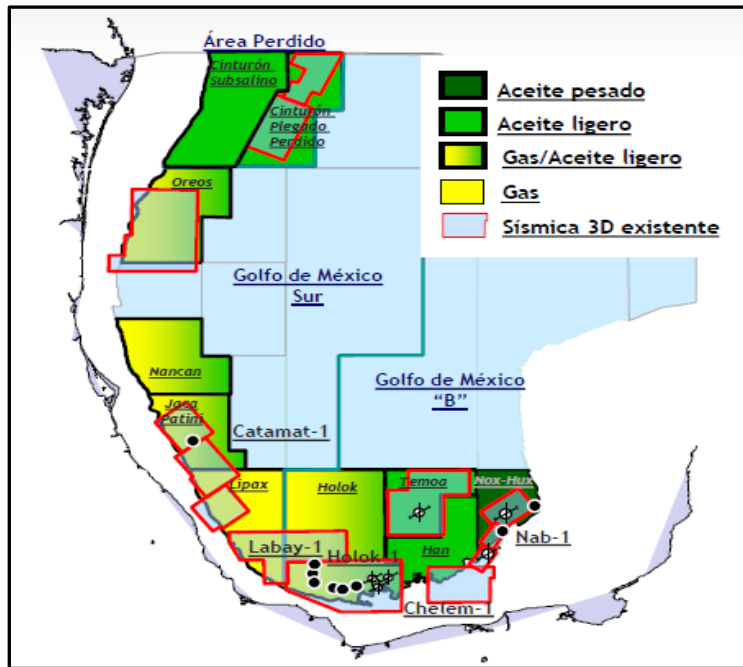


Figura 4-47 Regiones de los proyectos en aguas profundas mexicanas. (Suárez, 2011)

De acuerdo con estimaciones de PEMEX Exploración y Producción (PEP), la primera producción de yacimientos localizados en aguas profundas se obtendrá a finales de 2017, con un volumen inicial de 5 MBPD proveniente del proyecto Golfo de México B; para el año 2018 se prevé agregar producción de los proyectos Golfo de México Sur y Área Perdido; estimándose que estos tres proyectos alcancen una aportación de 784 Mbd en 2025 (SENER, 2011). En la Figura 4-48 se muestran las metas de producción de PEMEX en aguas profundas para el periodo 2017-2025.

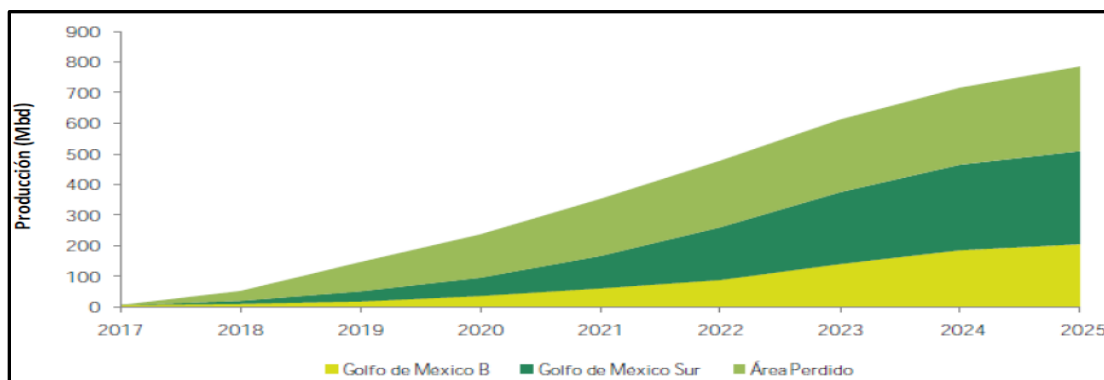


Figura 4-48 Producción esperada de aguas profundas en el horizonte 2017-2025. (SENER, 2011)

Perspectivas de proyectos integrales en aguas profundas mexicanas

Para alcanzar las metas de producción de PEMEX en aguas profundas se estima que deberán efectuarse un total de 8 proyectos de inversión basados en sistemas flotantes. Considerando que hasta la fecha PEMEX no ha identificado prospectos de yacimientos gigantes o súper gigantes, se prevé que en cada región de aguas profundas la explotación del petróleo se efectúe con varios sistemas flotantes de mediana capacidad de producción. Para alcanzar las producciones anuales esperadas, se requerirán 2 sistemas flotantes para el Golfo de México “B”, 3 para el Golfo de México Sur y 3 para el Área de Perdido.

La selección del tipo de sistema flotante idóneo para ser utilizado como centro de proceso en los diversos campos será el resultado de un estudio minucioso. Sin embargo, los FPSO's constituyen una alternativa robusta con amplias posibilidades para ser seleccionados como el primer sistema de producción en aguas profundas mexicanas debido a las siguientes consideraciones: los sitios que actualmente explora PEMEX se encuentran alejados de la costa o de infraestructura existente; los FPSO's al almacenar el aceite producido en su casco eliminan la necesidad del tendido de ductos marinos para el transporte del hidrocarburo; los tiempos de conversión de un buque tanque a FPSO son bajos (18 meses en promedio); la experiencia de PEMEX durante la adquisición y operación del FPSO Yùum K'ák'náab y la capacidad adquirida por el Instituto Mexicano del Petróleo (Valle, 2009 y Barranco, 2010) en estas tecnologías, contribuirían al buen desarrollo del proyecto de inversión.

No se omite mencionar que Petrobras otorgó a la empresa Bergensen Worldwide el proyecto de un FPSO para la producción de petróleo en la parte Norte del GdM en un tirante de agua de 2,600 m, en ambientes similares a los previstos en mares nacionales, y que esta misma compañía proveyó el FPSO Yùum K'ák'náab. Derivado de lo anterior, es posible que la experiencia de Bergensen Worldwide y la reciente relación contractual con PEMEX puedan ser aprovechadas para la instalación de un FPSO en aguas territoriales ultra-profundas.

Acciones de la industria mexicana

Para alcanzar las metas de producción de petróleo establecidas para el periodo 2017-2025, PEMEX en conjunto con las Instituciones de Investigación, las Instituciones de Educación Superior (IES) y el Sector Industrial deberá efectuar las siguientes acciones:

- Establecer y/o consolidar grupos multidisciplinarios para la asimilación y/o fortalecimiento de capacidades para:
 - a. La planeación del desarrollo de campos
 - b. El análisis y diseño de los sistemas de producción

- c. Especificar, evaluar y seleccionar propuestas de infraestructura
- d. Operación con seguridad y para la administración de la integridad de los sistemas
- e. Administración de los proyectos de inversión, considerando las interfaces entre los componentes, y La supervisión de trabajos efectuados por compañías externas.
- Adquisición de tecnologías de última generación para el trabajo especializado de los grupos multidisciplinarios.
- Evaluación e identificación de tecnologías clave para su adaptación a las condiciones de los yacimientos, de los hidrocarburos, de producción y de las condiciones de sitio (ambientales y el suelo marino), prevalecientes en los ámbitos de explotación nacional.
- Generación de normatividad para el diseño, operación y administración de la integridad de los sistemas flotantes acorde con los niveles de riesgo aceptables para la industria mexicana.
- Optimización de sistemas, de procedimientos de construcción e instalación, y de inspección y mantenimiento, con la finalidad de reducir los costos de inversión.

Las estrategias de actuación deben fundamentarse en la formación de recursos humanos altamente calificados, la investigación y desarrollo tecnológico, la cooperación nacional e internacional, y el desarrollo de proveedores nacionales de productos y servicios.

Formación de recursos humanos

Actualmente los recursos humanos especializados en tecnologías para aguas profundas son limitados y los existentes en el país han logrado sus capacidades a través de estudios de posgrado en Universidades Extranjeras o a través de programas de asimilación tecnológica llevados a cabo por el Instituto Mexicano del Petróleo (Valle, 2009) y PEMEX. Estos esfuerzos continúan promoviéndose en ambas instituciones y se ha fortalecido a través de la implementación del Fondo Sectorial CONACYT-SENER-Hidrocarburos, no omitiendo el apoyo directo del CONACYT para estudiantes de las IES del país, como el IPN, la UNAM y la Universidad Veracruzana. Aún con estas contribuciones, los recursos en formación son escasos tomando como referencia los requerimientos de la industria nacional en materia de los especialistas, estimados en varias centenas para lograr las metas de producción en corto y mediano plazos de PEMEX.

Uno de los aspectos más relevantes para la formación de los recursos humanos que en el futuro cercano requerirá la industria para atender los proyectos de inversión de

PEMEX en aguas profundas, referentes al establecimiento de estrechas vinculaciones entre la industria del petróleo y las universidades, para orientar los programas de estudio hacia las áreas académicas con poco o nulo desarrollo en el país, como lo es el análisis y diseño de estructuras fijas y flotantes para la explotación de hidrocarburos en el mar.

Desarrollo de proveedores nacionales

El desarrollo y la implantación de las tecnologías para el desarrollo de los proyectos de inversión en aguas profundas de PEMEX deberán estar complementados por la generación y/o fortalecimiento de los sectores industriales en el país para proveer servicios de ingeniería y para suplir los materiales y equipos, construir, transportar, instalar, inspeccionar y dar mantenimiento a la infraestructura requerida para las actividades de producción, como son los sistemas submarinos, los ductos, los risers y los sistemas flotantes de producción. Asimismo, los sectores industriales deberán establecer infraestructura de investigación para que en conjunto con las Instituciones de Investigación del país proporcionen soluciones a los requerimientos tecnológicos de PEMEX.

Un ejemplo palpable y exitoso de programas de desarrollo de proveedores locales lo ha mostrado Petrobras desde la década de los años 1980's (Dantas, 1999) y que ha logrado, entre otras cosas, el establecimiento de astilleros con la capacidad de construir sistemas flotantes de producción de gran parte en Brasil.

Investigación y desarrollo tecnológico

Las grandes operadoras del mundo han reconocido la importancia de desarrollar sus tecnologías propias para mantenerse como empresas líderes en la explotación de campos en aguas profundas. Los resultados de los programas de investigación financiados por las propias operadoras, por instituciones gubernamentales, por consorcios industriales, por institutos de investigación y universidades de todo el mundo, han permitido el avance sorprendente en la aplicación de las tecnologías en aguas profundas. Las empresas que más invierten en tecnología son: ExxonMobil, Petrobras y Schlumberger, inclusive para muchas de ellas la investigación se ha vuelto una fuente de ingresos. Petrobras obtiene 10 dólares de cada dólar invertido en investigación (Palma, 2008), y espera invertir entre 800 millones y 900 millones de dólares al año en tecnologías para aguas ultra-profundas en los próximos cinco años.

En México, el Instituto Mexicano del Petróleo es la única institución que ha establecido formalmente un programa de investigación sobre tecnologías para la Explotación de Campos en Aguas Profundas (PECAP). El PECAP tiene como misión el establecer las capacidades para el desarrollo de tecnología e investigación para generar las soluciones o las iniciativas para resolver los problemas de PEMEX en la explotación de

hidrocarburos (Valle, 2009). En su primera fase, el IMP ha invertido de 2006 a la fecha más de 100 millones de pesos en diversos proyectos para la asimilación de las tecnologías asociadas con la caracterización oceanográfica del Golfo de México, la perforación de pozos en aguas profundas, sistemas submarinos de producción, ductos y risers, y sistemas flotantes tipo FPSO.

Las metas a mediano plazo del IMP son la identificación de las tecnologías clave que deben ser adaptadas para su aplicación a las condiciones locales de los ámbitos de explotación de PEMEX, y establecer las redes de colaboración nacional e internacional así como la infraestructura de investigación experimental que permita en largo plazo la validación y generación de tecnologías propias, que permitan a PEMEX lograr sus metas de producción de hidrocarburos en aguas profundas.

Redes de Cooperación

El desarrollo de nuevas tecnologías es el fruto de trabajos conjuntos entre diversas entidades: las operadoras, los centros de investigación, las universidades y las compañías prestadoras de servicios. Este conglomerado de instituciones genera el conocimiento básico, las herramientas computacionales, los diseños conceptuales, los prototipos, la validación en laboratorios y en campo de las tecnologías que se utilizarán para explotar un campo en condiciones inéditas o con menores capitales de inversión.

La fortaleza tecnológica de Petrobras, una de las empresas petroleras más importantes del mundo por su actividad en aguas profundas, ha sido construida por sus alianzas y redes de cooperación. Actualmente, Petrobras tiene convenios de colaboración con 120 universidades y centros de investigación, lo que contribuye para que Brasil posea uno de los mayores complejos de investigación del mundo, con futuros centros de investigación alrededor del CENPES (el Centro de Investigación de Petrobras) de empresas como Schlumberger, Baker Hughes, Halliburton, General Electric, FMC Technologies, Usiminas y Tenaris Confab (Rocha, 2011).

Esta experiencia de colaboración internacional no es ajena a las perspectivas de desarrollo tecnológico del país. La Secretaría de Energía en conjunto con el Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología han incentivado, a través de los fondos SENER-CONACyT Hidrocarburos, el desarrollo de proyectos multi-institucionales para generar las tecnologías requeridas por PEMEX. Esfuerzos paralelos se efectúan en PEMEX y en el IMP para establecer redes de colaboración.

CONCLUSIONES

CONCLUSIONES

Aunque el inminente declive de la producción en los pozos petroleros tanto en tierra como en aguas someras pronostica un des-abasto de hidrocarburos a corto plazo en el país, el hallazgo de nuevos yacimientos localizados en aguas profundas del Golfo de México representa la generación de nuevas áreas de oportunidad en explotación petrolera.

Las características estructurales de un FPSO le permiten adaptarse a las necesidades de explotación de un yacimiento. Su flexibilidad de operación y autonomía lo convierten en una opción atractiva técnica y económicamente en el manejo de la producción en aguas profundas.

En el ámbito internacional, los FPSO son ampliamente reconocidos por tratarse de sistemas flotantes modulares que permiten una mayor aproximación a los campos marginales tanto en aguas profundas como en aguas ultraprofundas, y que además, pueden desplazarse de un campo a otro según se requiera.

Partiendo de que se estima que los campos con potenciales productivos hallados en aguas profundas del territorio nacional serán suficientes a corto plazo para seguir abasteciendo al país, se requiere una administración eficiente de recursos y la aplicación de estrategias de explotación adecuadas.

Para México la extracción de hidrocarburos en aguas profundas representa un reto de innovación tecnológica, en que se deben considerar, entre otros factores, condiciones ambientales extremas y una geología marina poco estable.

El implementar FPSO para la extracción del hidrocarburo en aguas profundas del Golfo de México representa un reto para el país. Lo anterior implica la inversión, utilización y asimilación de nuevas tecnologías más intensivamente, capacitación y captación de talento técnico, adecuada administración de los recursos e intervención en centros de Investigación y desarrollo tecnológico. México a futuro deberá ser capaz de operar, dar mantenimiento, diseñar y posteriormente desarrollar su propia tecnología.

BIBLIOGRAFÍA

BIBLIOGRAFÍA

- Abdel-Aal H. K., Aggour M., Fahim M. A. (2003) Petroleum and gas field processing, Marcel Dekker, Inc. USA.
- Aburto P. M., Clyde R., D'Ambrosio P., Israel R., Leavitt T., Nutt L., Johnson C., Williamson D. (Invierno 2008/2009) Respondiendo al desafío de explotar estructuras subsalina. Oilfield Review. Schlumberger. Volumen 20 (3). 36-51.
- Aguirre B. A. (2009) PEMEX, cronología, expropiación y estadísticas. Trabajo de reordamiento e información. <http://www.mexicomaxico.org/Voto/pemex.htm>.
- Aguirre T. O., García M. L. E., Gómez L. C., Martínez L. A. L. (2009) Impacto fiscal del IDE en el flujo de efectivo del ejercicio 2008, en la empresa "Combustibles del Sur, S.A. de C.V.". Instituto Politécnico Nacional. 155pp.
- Ayoroa L. (2009) Gestión ambiental en proyectos de exploración offshore. Petrotecnia. Año L(2).28-34.
- Bai Y., Bai Q. (2010) Subsea Engineering Handbook. Elsevier. Houston, USA. 919pp.
- Barbosa C. F. E., (2008) Situación actual de Pemex en las aguas profundas del Golfo de México, Economía-UNAM, Vol. 5(15). 66-82.
- Barranco C. F. (2012) "Sistemas flotantes para la producción de petróleo en aguas profundas mexicanas". Trabajo para la Academia de Ingeniería, México. 49pp.
- Bennetzen B., Fuller J., Isevcan E., Krepp T., Meehan R., Mohammed N., Poupeau J. F., Sonowal K. (2011) Pozos de alcance extendido. Oilfield Review. Schlumberger. Volumen 22 (3). 4-15.
- Betacourt A. G. E. (2007) Perforación costa afuera: estado del arte. Universidad Central de Venezuela. 162pp.
- Betancourt J. A. (2013) Impacto económico real de la reforma energética. Universidad Juárez del estado de Durango. 15pp.
- Cardenas G.J. (2009) La defensa del petróleo. Capítulo primero. La disputa del Petróleo en México, Breve historia de los hidrocarburos. Universidad Nacional Autónoma de México. Instituto de Investigaciones Jurídicas. 11-59.
- Castillo O. J., Limón C. P. 2006. Satisfacción laboral relacionada con los servicios de hospedaje y alimentación y compromiso en el trabajo de los empleados de PEMEX. Capítulo IV Pemex. Universidad de las Américas Puebla.
- Chakrabarti S. K. (2005) Handbook of Offshore Engineering. Elsevier, Amsterdam, Holanda Volumen I y II.
- Chaparría V. E. (2004) Obras marítimas. Ed. Univ. Politéc. Valencia. 390pp.

- Cheung B., Brooks C. J., Hofer K. (2002) Assessment of motion effects on the FPSO (Floating, Production, Storage and Offloading) vessel Terra Nova. Defence R&D Canada – Toronto. 45pp.
- Chipuk C., Clark M., Hoffman C., Peavy J., Sabet r., Wilson B. (2003) Design of Floating Production Storage Offloading Vessel for the Gulf of México, Ocean Engineering Program Civil Engineering Department Texas A&M University College Station, Texa.
- Christie A., Kishino A., Cromb J., Hensley R., Kent E., McBeath B., Stewart H., Vidal A., Koot L. (Primavera 2000) Soluciones submarinas. Oilfield Review. Schlumberger 2-19.
- CONACYT, SENER (2012) Términos usados en la Industria Petrolera. Base de Datos Institucional. <http://www.conacyt.gob.mx/index.php/el-conacyt/convocatorias-y-resultados-conacyt/convocatorias-fondos-sectoriales-constituidos/convocatoria-sener-conacyt-hidrocarburos-1/convocatorias-cerradas-fondos-sectoriales-constituidos-sener-conacyt-1/convocatoria-2012-01-sener-conacyt-hidrocarburos-1/3780--414/file>. 71pp.
- Cromb III J. R. (Primavera 2000) Manejo de los riesgos y desafíos propios de las aguas profundas. Oilfield Review. Schlumberger. 1pp.
- Cuvillier G., Edwards S., Johnson G., Plumb D., Sayers C. (Verano 2000) Soluciones para los problemas de la construcción de pozos en aguas profundas. Oilfield Review. Schlumberger. 9pp.
- De la Cerda S. A. H. (2014) Análisis y aplicación de la administración de proyectos en la explotación de hidrocarburos. Universidad Nacional Autónoma de México. 128pp.
- De la Mora I. R. M. (2012) El bombeo electrocentrífugo (BEC), en campos petroleros de aguas profundas a nivel mundial y sus perspectivas para campos de México. Universidad Nacional Autónoma de México. 188pp.
- Delgado S. G. (2009) Tecnología WTSV: Un Sistema para la reducción de gases efecto invernadero durante la prueba de pozos en el mar. Trabajo para la Academia de Ingeniería, México.
- Escobar J. J., Martí X., Reol N., Larruy Y., Castells C., Chiva P. El Petróleo. El recorrido de la energía. Madrid, España. 18pp.
- Feal V. J. (2008) El mundo actual del petróleo, Boletín de Información, ISSN 0213-6864, Nº. 303, 57-72.
- FPSO.com (2010) FPSO List. <http://fpso.com/fpso/>.
- García M. (2010) Se agota Cantarell. Liberal en línea local. <http://www.liberal.com.mx/portal/nota.php?id=87345>.
- García V. R. G. (2009) Análisis de la implementación de un nuevo procedimiento constructivo de superestructuras de plataformas marinas. Universidad Nacional Autónoma de México. 115pp.

- Gómez J. A. Apuntes del manejo de la producción en la superficie.
http://www.ingenieria.unam.mx/~jagomezc/materias/ARCHIVOS_CONDUCCION/CAPITULO%20I.pdf.
- González P. P. B. (2012) Tipos de pruebas requeridas en el árbol submarino. Universidad Nacional Autónoma de México.
- González H. V. (2003) Análisis de riesgo en una plataforma marina de producción petrolera con el método HAZOP. Universidad Nacional Autónoma de México. 153pp.
- Guayaquil S. J. F., Reyes M. A. D., Romero G. A. (2009) Recuperación del solvente empleado en la recuperación mejorada de petróleo. Universidad Autónoma de México Iztapalapa. 78pp.
- Hinojosa J. (2013) Retos tecnológicos en E&P de la Industria Petrolera Mexicana, Foro: Retos y Desafíos de la Industria Petrolera Mexicana. México, D.F.
- Ibarra S. R. (2003) La explotación petrolera mexicana frente a la conservación de la biodiversidad en el régimen jurídico internacional. Capítulo 2 La Explotación Petrolera en México. Universidad Nacional Autónoma de México. INSTITUTO DE INVESTIGACIONES JURÍDICAS. 39-104.
- IIE (1998) Los crudos mexicanos, sus características. Sector e industria eléctricos/Boletín IIE.
<http://www.iie.org.mx/publica/bolmj98/secmj98.htm>.
- Incaugarat M. Hidrocarburos, El petróleo.
<http://www.monografias.com/trabajos10/petro/petro.shtml>.
- Instituto Mexicano del petróleo (IMP) (2010) Proyecto D. 00378. Metodologías para el análisis e ingeniería conceptual de sistemas flotantes de producción en aguas profundas. Lanzamiento de nuevos servicios. Programa de Explotación en campos en aguas profundas.
- Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) y Academia de Ingeniería de México (2010) “Estado del arte y prospectiva de la tecnología para la explotación de campos petroleros en aguas profundas”, Programa de Explotación de Campos en Aguas Profundas, 40pp.
- Juárez T. F, Campos C. M. A. (2012) Nuevos desarrollos del bombeo electrocentrífugo sumergido en instalaciones costa afuera. Universidad Nacional Autónoma de México. 289pp.
- Lechuga A. C. A., Romero R. F, Salinas C. H. (1992) Calculo, selección y especificación del equipo de bombeo de crudo para una plataforma marina de rebombeo. Universidad Nacional Autónoma de México.172pp.
- Lezama F. M. Historia de la exploración petrolera en México». Pemex Refinería.
<http://www.ref.pemex.com/octanaje/23explo.htm>.
- Martínez I. R. (2009) Dolomitización y generación de porosidad vugular en la brecha K/T del Campo Cantarell, Zona Marina Cantarell, Zona Marina—Campeche. Universidad Nacional Autónoma de México. 228pp.

- Martínez M. H. Conversiones FPSO's. Foro Offshore Aine.
- Martínez M. L. (2000) Petróleo crudo en México y su comercialización, Facultad de Ingeniería UNAM, México.
- Medina R. J. C. (2014) Criterios Metoceánicos para la Operación de Risers en Plataformas Semisumergibles de Perforación en Aguas Profundas. Universidad Nacional Autónoma de México. 116pp.
- Méndez G. J. C. C., Jaramillo V. D., García N. M. P. E. (2007) Ingeniería del procesamiento de materiales. Instituto Politécnico Nacional. 325pp.
- Méndez M. I. (2002) Estudio técnico de la inyección de un gas inerte (nitrógeno) para recuperar hidrocarburos en yacimientos petroleros de la Sonda de Campeche. Universidad Nacional Autónoma de México. 98pp.
- Merida G. L. Unidades flotantes de producción, almacenaje y descarga / Floating production storage and offloading (FPSO). Mar y Gerencia. <http://marygerencia.com>.
- Nelda J. Gámez T. M., Piña M. R. (2007) Estrategia de Pemex para la Extracción de Hidrocarburos. COMIMSA, CULCyT//Ciencias de la Tierra. Saltillo, Coah., Mexico.
- Ortuño A. V. (1999) Introducción a la química industrial. Alhambra universidad. Reverte. 636pp.
- Peláez G. M. M. A. (2010) Proyecto de recuperación de la superestructura de la plataforma marina de perforación Abkatun-I. Universidad Autónoma de México. 100pp.
- Peláez Z. R. (3013) Cantarell Ayer y Hoy... Cantarell Ayer y Hoy... Economía. PetroQuimex. 36-42.
- PEMEX (1989) Bases de diseño. Plataformas fijas de perforación. Revisión No. 3. Instituto Mexicano del petróleo.
- PEMEX (2007) Historia de PEMEX. <http://petroleo-mexicano.blogspot.mx/>.
- PEMEX (2010) Términos usados en la industria petrolera. Base de datos institucional.
- PEMEX (2011) Memoria de Labores 2011. http://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Documents/memorias/2011/Perfil_ML_2011.pdf. 18pp.
- PEMEX (2012) Petróleos Mexicanos. Informe Anual 2012. http://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Documents/informes_art70/informe_anual_2012_art70.pdf. 736pp.
- PEMEX (2012a) 2012. Las reservas de hidrocarburos de México. <http://www.ri.pemex.com/files/content/Libro%20Reservas%202012.pdf>. 120pp.
- PEMEX (2013) Anuario estadístico. http://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Documents/anuario_estadistico_2013/anuario-estadistico-2013_131014.pdf. 72pp.

- Penagos R. M. (1997) Regulación del Sector Energético. Regulación del régimen laboral de Petróleo Mexicanos. Universidad Nacional Autónoma de México-Secretaría de Energía. 417-448.
- Pereyra C. A. E. (2012) Propuesta alternativa a funcionamiento y operación del sistema recuperador de vapores en autotanques. Universidad Veracruzana. 60pp.
- Perwitasari R. N. (2010) Hydrodynamic interaction and mooring analysis for offloading between FPSO and Ing shuttle tanker. Norwegian University of Science and Technology. 82pp.
- Pratt J. A., Priest T., Castaneda C. J. (1997) Offshore pioneers: Brown & Root Marine and the history of offshore oil and gas. Gulf Publishing Company. Houston, Texas.
- Pratt J. A., Priest T., Castaneda C. J. (1997) Offshore pioneers: Brown & Root Marine and the history of offshore oil and gas. Gulf Publishing Company. Houston, Texas.
- Revista Ambientum (2004) Energía Reservas de petróleo en la actualidad. http://www.ambientum.com/revista/2004_07/PETROLEO_imprimir.htm.
- Reyes G. M. A. (2012) Modelo reológico de aceites de yacimientos naturalmente fracturados. Universidad Nacional de México. 90pp.
- Reyes H. J. C., Hernández D. E. (2012) Yacimientos petroleros en calizas de plataforma. Universidad Nacional Autónoma de México. 203pp.
- Rodríguez I. (2009a) Suscribe Pemex contrato por 463 mdd para levantar imágenes. Periódico La Jornada. Pág. 23.
- Rodríguez R. M. A. (2009) Criterios de selección de sistemas flotantes de producción para el desarrollo de campos petroleros en aguas profundas. UNAM. 116pp.
- Sánchez C. O. (2012) Explotación de campos petroleros en aguas profundas. Universidad Nacional Autónoma de México. 183pp.
- Sánchez L. P. R., Cabrera B. J. L. (2009) Sistemas de producción submarinos para campos en aguas profundas. Universidad Nacional Autónoma de México. 151pp.
- Santamaría O. D. M. (2008) La formación del petróleo en el sur del Golfo de México: predicción de su calidad. Trabajo para la Academia de Ingeniería, México. 30pp.
- Secretaría de Energía (SENER) (2002) Prospectiva del mercado de petróleo crudo 2008-2017. México 155pp.
- Serrano J. M., Otheguy M. (2005) Proyecto fin de carrera nº 1519. Unidad FPSO North Sea. http://oa.upm.es/1331/1/PFC_M_OTHEGUY_J_M_SERRANO.pdf.
- Solís T. A. (2002) Potabilización de agua salada utilizando la energía residual de una turbina de gas. Instituto Politécnico Nacional. 137pp.
- Tenorio A. G., Ochoa R. C. A. (2009) Diseño de cimentaciones profundas en plataformas marinas. Instituto Politécnico Nacional.

- Valencia O. G. (2011) Combustibles fósiles. Informática.
<http://popolili123.blogspot.mx/2011/08/combustibles-fofiles.html>.
- Vega C. J. (2007) El Petróleo y el Gas Natural El recorrido de los minerales. Madrid, España. 1a. Edición. 86pp.
- Xotla V. L. E. (2011) Trascendencia del ingreso petrolero en las finanzas públicas Mexicanas. Universidad Veracruzana. 100pp.
- Yañez C. G. A. (2010) Simulación dinámica de sistemas de procesamiento de hidrocarburos en cubierta de FPSO para aguas profundas. Universidad Nacional Autónoma de México. 145pp.
- Yañez C. G. A., Rodríguez T. M. A. (2011) Aplicaciones de la Simulación Dinámica de Procesos a un FPSO. Trabajo para su presentación en la LI Convención Nacional del IMIQ (19-21 de Octubre del 2011) en Puebla, México. 14pp.