



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**ANÁLISIS SOBRE LA ESTRATEGIA DE  
EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS DEL  
PROYECTO ÁREA PERDIDO**

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE  
**INGENIERO PETROLERO**

P R E S E N T A N

**SANTANA ANAYA RICARDO  
TINOCO OSORNIO ISAAC**



DIRECTOR: ING. CLAUDIO CÉSAR DE LA CERDA NEGRETE

CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO D.F, 12 NOVIEMBRE DE 2014



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**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.



## AGRADECIMIENTOS

### *Ricardo Santana Anaya*

Si hay alguien que merece toda mi admiración y respeto es mi padre José Guadalupe Santana Pérez. Gracias papá por el amor y el apoyo que me has brindado todo este tiempo. Solamente tú y yo sabemos los sacrificios que hemos padecido para cumplir este sueño, sin tus consejos y sin tu aliento no hubiese llegado hasta aquí.

Gracias a mi madre Elizabeth Anaya Duarte, por el tiempo y la dedicación que me has dado. Me has enseñado que la vida es complicada, pero con esfuerzo y trabajo las metas se pueden cumplir.

Tu amor y cuidados son indispensables en mi formación.

Gracias a mis hermanos José Guadalupe Santana Anaya y Jazmín Santana Anaya por haber confiado en mí.

A Rosa Angélica Hernández Velázquez. No existen palabras para poder agradecerte todo lo que has hecho por mí. Sin duda, tú eres de las personas más importantes en mi vida. Tu amor y tu apoyo incondicional han sido determinantes para la culminación de este proyecto.

A la familia Velázquez García por abrirme las puertas de su casa y permitirme establecer un lazo de amistad.

Gracias al Ing. Claudio César de la Cerda Negrete por su tiempo, apoyo y colaboración para la realización de este trabajo.

A mi compañero y amigo Isaac Tinoco Osornio por su tiempo y paciencia.

A la máxima casa de estudios, la Universidad Nacional Autónoma de México, en especial a la Facultad de Ingeniería por permitir mi formación profesional.



*Isaac Tinoco Osornio*

El agradecimiento principal y de todo corazón es para la persona que más admiro y amo en mi vida, mi madre María Guadalupe Osornio Romero, por darme la vida y enseñarme el camino en esta vida de lucha y superación constante y hacer de mi un hombre de bien, pero no solo es un agradecimiento, también es un reconocimiento, porque reconozco que éste logro no solo es mío, sino también suyo, mis logros solo son un reflejo de lo que tú has logrado.

Gracias mamá.

A mis hermanos y hermanas por ser parte de mi vida y representar la unidad familiar, por darme la mano cuando más lo necesitaba, por todas esas reuniones que nos alegran la vida y por hacerme sentir protegido a su lado.

A mi novia Yuliana Galán Reyes e Ingrid Nicole, por apoyarme y amarme como yo lo hago, por todos los momentos de felicidad que hemos pasado y seguiremos pasando, por hacerme feliz cada día y por vivir juntos tantas experiencias que dejan recuerdos inolvidables.

A mi director de tesis Ing. Claudio César de la Cerda Negrete, por orientarme y aconsejarme en la elaboración de éste trabajo, por confiar en mí y en mi compañero Ricardo y lograr que éste trabajo nos reforzará en nuestra formación profesional.

A mi compañero y amigo Ricardo Santa Anaya por hacer ameno cada día durante la elaboración de éste trabajo, por la gran confianza que ha demostrado todo el tiempo, por apoyarme y guiarme cuando lo necesitaba.

A la Universidad Nacional Autónoma de México-Facultad de Ingeniería, por hacer de ella mi segunda casa y sobre todo a los profesores que me transmitieron todos sus conocimientos y valores, lo cual es para mí el legado más grande que pudiera recibir.

¡A todos ellos, muchas gracias!



**RESUMEN**

**1. INTRODUCCIÓN**

1.1	Definición y antecedentes	1
1.2	Explotación de hidrocarburos en aguas profundas a nivel mundial	9
1.3	Desarrollo histórico de México costa fuera ( <i>offshore</i> )	24
1.4	Perspectivas de México en aguas profundas	32
1.5	Estrategia actual de PEMEX en aguas profundas	34
1.6	Avances tecnológicos en la actividad exploratoria en aguas profundas	39

**2. INTRODUCCIÓN A LA PERFORACIÓN DE POZOS EN AGUAS PROFUNDAS**

2.1	Unidades móviles de perforación costa fuera	47
2.2	Diseño del pozo	56
2.3	Perforación de un pozo	57
2.4	Conjunto de preventores de reventones submarinos (BOPs)	60
2.5	Riser marino de perforación	60
2.6	Mecanismos para la compensación del movimiento	62

**3. INTRODUCCIÓN A LA TERMINACIÓN DE POZOS EN AGUAS PROFUNDAS**

3.1	Definición y antecedentes	65
3.2	Diseño del casing	67
3.3	Componentes del equipo de terminación submarina	70

**4. SISTEMAS SUBMARINOS DE PRODUCCIÓN**

4.1	Recolectores de producción	78
4.2	Ductos de transporte y distribución	81
4.3	Sistemas de control de la producción	86
4.4	Instrumentos de control y medición	92
4.5	Equipos de procesamiento submarino	96
4.6	Arquitecturas submarinas	105

**5. ASEGURAMIENTO DE FLUJO COSTA FUERA**

5.1	Introducción	113
5.2	Toma de muestras y caracterización de fluidos	114
5.3	Impactos del agua producida en el aseguramiento de flujo	117
5.4	Hidratos de gas	119
5.5	Depositación de cera	123
5.6	Depositación de asfaltenos	125
5.7	Precipitación inorgánica-incrustaciones	126
5.8	Corrosión	127
5.9	Baches graves	129

---

---

## ÍNDICE

---

<b>6.</b>	<b>SISTEMAS DE PRODUCCIÓN FLOTANTES</b>	
6.1	Introducción	131
6.2	Sistema FPSO	133
6.3	Sistema semi-sumergible	139
6.4	Sistema SPAR	144
6.5	Sistema TLP	152
<b>7.</b>	<b>CAMPOS TRIDENT Y GREAT WHITE</b>	
7.1	Historia del campo Trident	160
7.2	Características del campo Trident	163
7.3	Modelo deposicional y estratigráfico del Play Wilcox del Golfo de México	164
7.4	Historia del campo Great White	167
7.5	Características del campo Great White	168
7.6	Plan de desarrollo por etapas de la arena WM12 del campo Great White	172
7.7	Great White y el Proyecto de Desarrollo Perdido	173
<b>8.</b>	<b>PROYECTO ÁREA PERDIDO</b>	
8.1	Introducción	178
8.2	Cinturón Plegado Perdido (CPP)	180
8.3	Cinturón Subsalino (CSS)	184
8.4	Explotación de hidrocarburos en CPP y CSS	190
8.5	Recomendaciones	200
	<b>CONCLUSIONES</b>	204
	<b>FUENTES DE INFORMACIÓN</b>	208

---

## RESUMEN

---

La producción de hidrocarburos a nivel mundial, localizados en tierra y aguas someras, ha ido decreciendo en los últimos años, por lo que actualmente la industria petrolera se está enfocando en la exploración y explotación de hidrocarburos en zonas localizadas en aguas profundas y ultra profundas.

Éste trabajo da una revisión general sobre los principales países que están incursionando en el desarrollo de proyectos en aguas profundas y ultra profundas. Además, da un panorama general de la situación actual de México y sus objetivos a realizar en los próximos años.

Se proporciona una investigación referente a la tecnología disponible para el desarrollo de campos en aguas profundas. Dicha tecnología involucra a las operaciones de perforación de pozos, terminación de pozos, equipo submarino y equipo superficial para la producción de hidrocarburos.

Se mencionan algunos de los problemas que se presentan en la producción de aceite y gas, así como las distintas alternativas para la prevención y mitigación de estos.

Se investigó la información referente a los campos Trident y Great White con la finalidad de conocer sus características geológicas, características petrofísicas y la manera en la que están siendo explotados. Esto con el objetivo de correlacionar ambos campos con el proyecto Área Perdido.

Con base a la investigación previamente descrita, se analiza un posible desarrollo inicial del proyecto Área Perdido, involucrando la localización de los pozos, arreglo y ubicación de clusters, sistemas de control y medición, interfaces de comunicación entre los equipos y los sistemas (superficiales y submarinos), sistema de producción flotante, sistema de impulso submarino, líneas de flujo, sistema de risers de producción y sistema de amarre.

---

## ABSTRACT

---

Hydrocarbon production worldwide, located onshore and shallow water has been decreasing in the last years, so the oil industry currently is focusing on the exploration and exploitation of hydrocarbons located in deepwater and ultra deepwater areas.

This research gives an overview on the main countries that are making inroads in the development of projects in deepwater and ultra deepwater. It also gives an overview of the current situation in Mexico and its aims to make in the coming years.

An investigation into the available technology for the development of fields in deepwater is provided. This technology involves drilling and completion operations, subsea equipment and surface equipment for the production of hydrocarbons.

Some problems encountered in the production of oil and gas are mentioned, and the various alternatives for the prevention and mitigation of these.

Information concerning to Trident and Great White fields was done in order to understand their geological, petrophysical characteristics and how they are being exploited was investigated. This aims to correlate these fields with project Área Perdido.

Based on the previously described research, we discuss a possible initial development of the project Área Perdido, involving the location of wells, arrangement and location of clusters, measurement and control systems, communication interfaces between the equipment and the systems (surface and subsea), floating production system, subsea boosting system, flow lines, production risers system and mooring system.

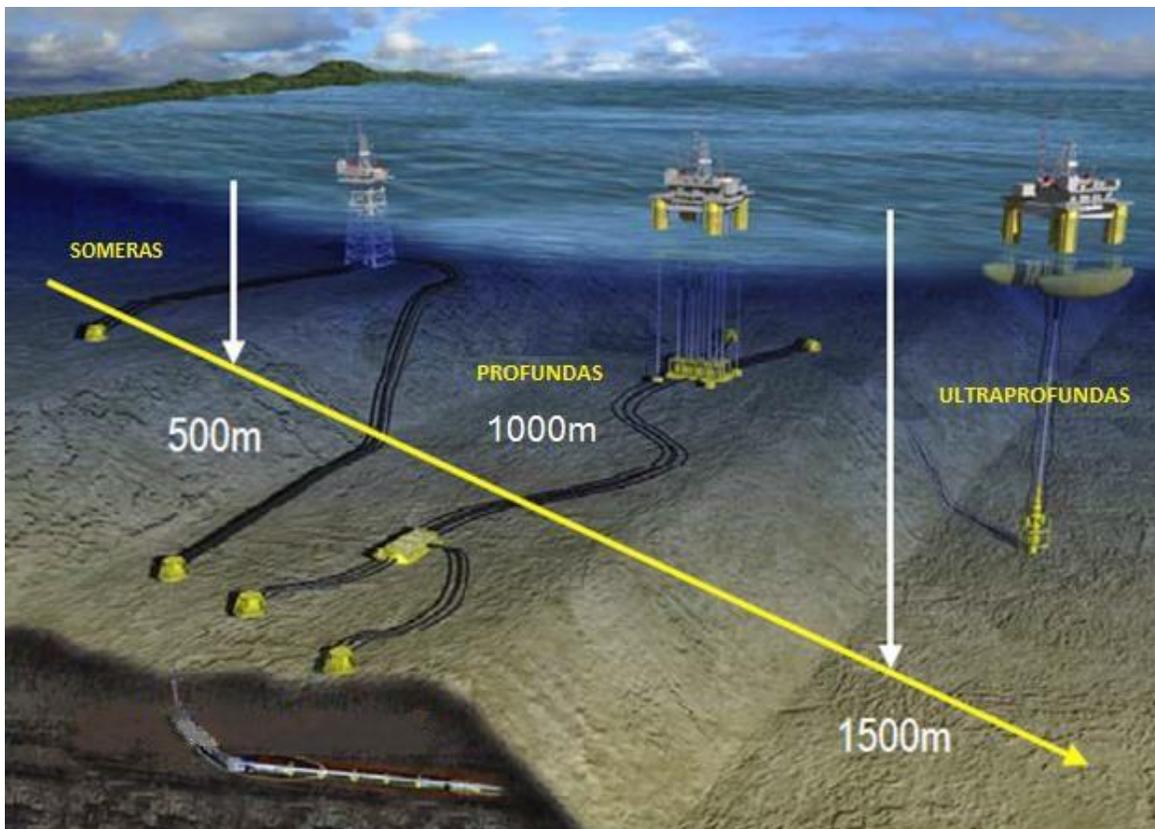
---

### 1.1 DEFINICIÓN Y ANTECEDENTES

La perforación de pozos costa fuera comenzó comercialmente en 1890. A principios de 1970 los primeros pozos fueron perforados cerca de los 1000 [ft] (305 m) de profundidad. Cerca del siglo XXI, la perforación de pozos costa fuera comenzó a alcanzar varios miles de metros de profundidad y así fue como se conoció el término de aguas ultra profundas.

El concepto de aguas profundas varía de acuerdo con los autores de diversas fuentes de información (tabla 1.1), ya que no se cuenta con una definición internacional para dicho concepto, sin embargo la mayoría de estas definiciones son muy similares entre sí.

De manera general, el termino aguas profundas se refiere a la exploración y explotación de hidrocarburos en regiones ubicadas costa fuera, en tirantes de agua mayores a 500 [m], que es la distancia entre la superficie y el lecho marino, mientras que el término aguas ultra profundas hace referencia a tirantes de agua mayores a 1500 [m] (figura 1.1).



FUENTE: Schlumberger (modificada)

FIGURA 1.1, "ESQUEMA DE AGUAS PROFUNDAS Y AGUAS ULTRA-PROFUNDAS"

De acuerdo con:	profundidad para aguas someras [m]	profundidad para aguas profundas [m]	profundidad para aguas ultra profundas [m]
<b>Servicio de Administración de Minerales (MMS)</b>	0 - 305	305 - 1524	> 1524
<b>Congreso Mundial del Petróleo (WPC)</b>	0 - 400	400 - 1500	> 1500
<b>PEMEX</b>	0 - 500	500 - 1500	> 1500
<b>PETROBRAS</b>	0 - 600	600 - 1200	> 1200
<b>API en la ISO 13628-1 (17-A)</b>	0 - 610	610 -1830	> 1830

FUENTE: Santana y Tinoco, 2014

TABLA 1.1, "DEFINICIONES DIVERSAS DE AGUAS SOMERAS, PROFUNDAS Y ULTRA-PROFUNDAS"

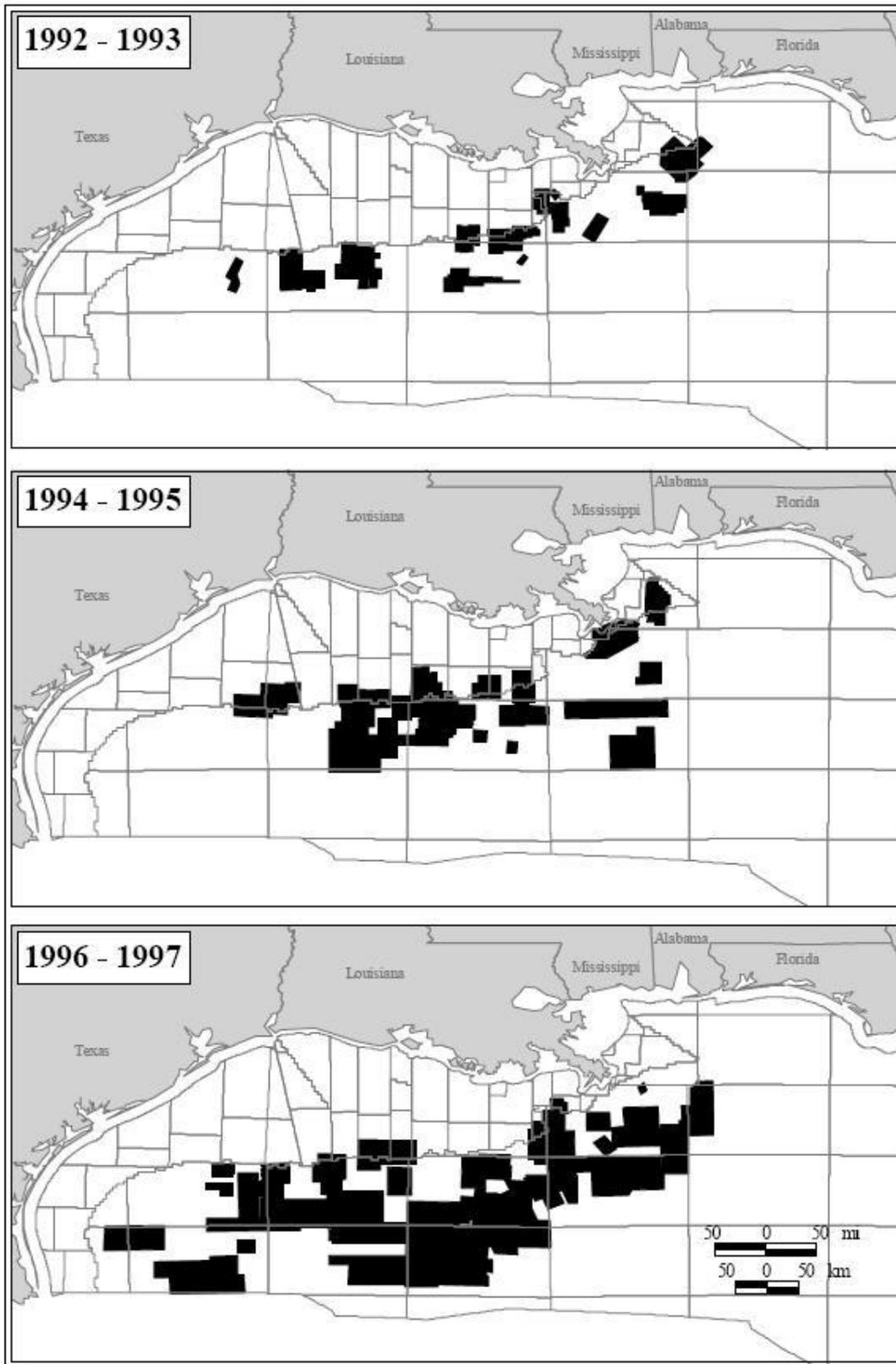
### **TECNOLOGÍA SÍSMICA EN AGUAS PROFUNDAS**

La tecnología tiene un papel crucial en el suministro de la información para que se puedan tomar decisiones de exploración, y posteriormente decisiones de explotación, en aguas profundas. Dada la complejidad y el alto costo de la perforación en aguas profundas, hay un gran valor en ser capaz de identificar los mejores lugares para perforar pozos de exploración. Esta habilidad depende de nuestra capacidad para generar una imagen precisa y completa del subsuelo de la Tierra. La tecnología sísmica se encuentra en el corazón de éste proceso y es una prioridad de investigación clave para cualquier compañía petrolera.

Sin duda, el riesgo de perforar y terminar exitosamente un pozo de aguas profundas, representa un gran desafío para la tecnología y para el ingenio de las empresas para la exploración y la explotación de hidrocarburos. Entre los operadores, Petrobras ha sido particularmente exitoso en el desarrollo de los procesos requeridos, como lo demuestran los éxitos que ha tenido en la cuenca Santos.

Uno de los primeros impactos más importantes en la industria petrolera, en materia de aguas profundas, es la adquisición de datos sísmicos 3D. El mapa 1.1 y el mapa 1.2 ilustran áreas debidas a la adquisición sísmica. Los datos sísmicos en tres dimensiones son enormes volúmenes de grabaciones digitales de energía, resultado de la transmisión y reflexión de ondas de sonido a través de la Tierra.

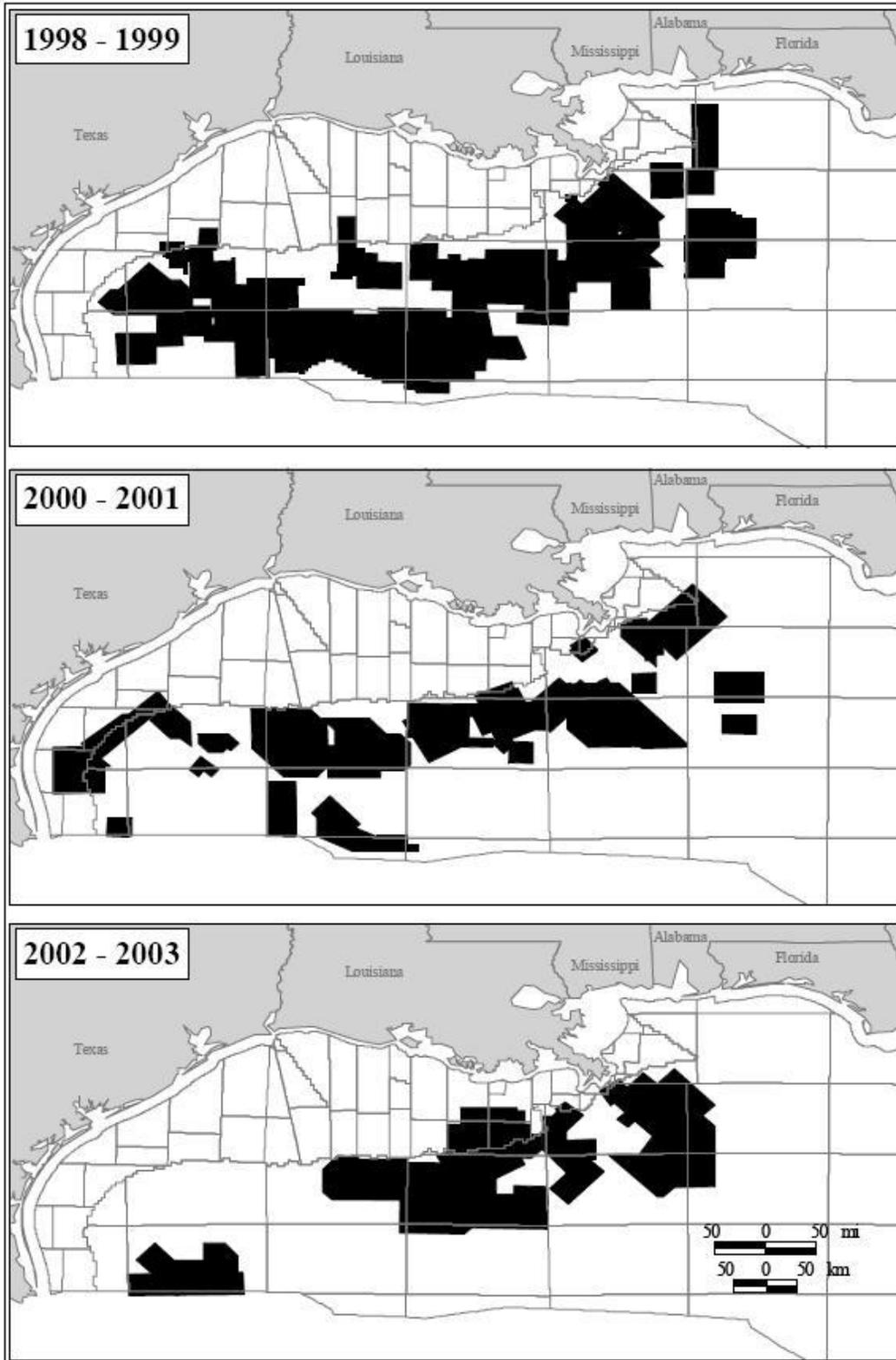
El mapa 1.1 ilustra el surgimiento de la actividad sísmica en aguas profundas en el Norte del Golfo de México de 1992 a 2003. La adquisición sísmica se ha intensificado en aguas profundas desde 1992.



FUENTE: [www.geographic.org/deepwater\\_gulf\\_of\\_mexico/seismic\\_activity.html](http://www.geographic.org/deepwater_gulf_of_mexico/seismic_activity.html)

MAPA 1.1, "COBERTURA PERMITIDA EN EL NORTE DEL GOLFO DE MÉXICO  
DEBIDO AL PROGRESO DE LA SÍSMICA 3D"

## INTRODUCCIÓN



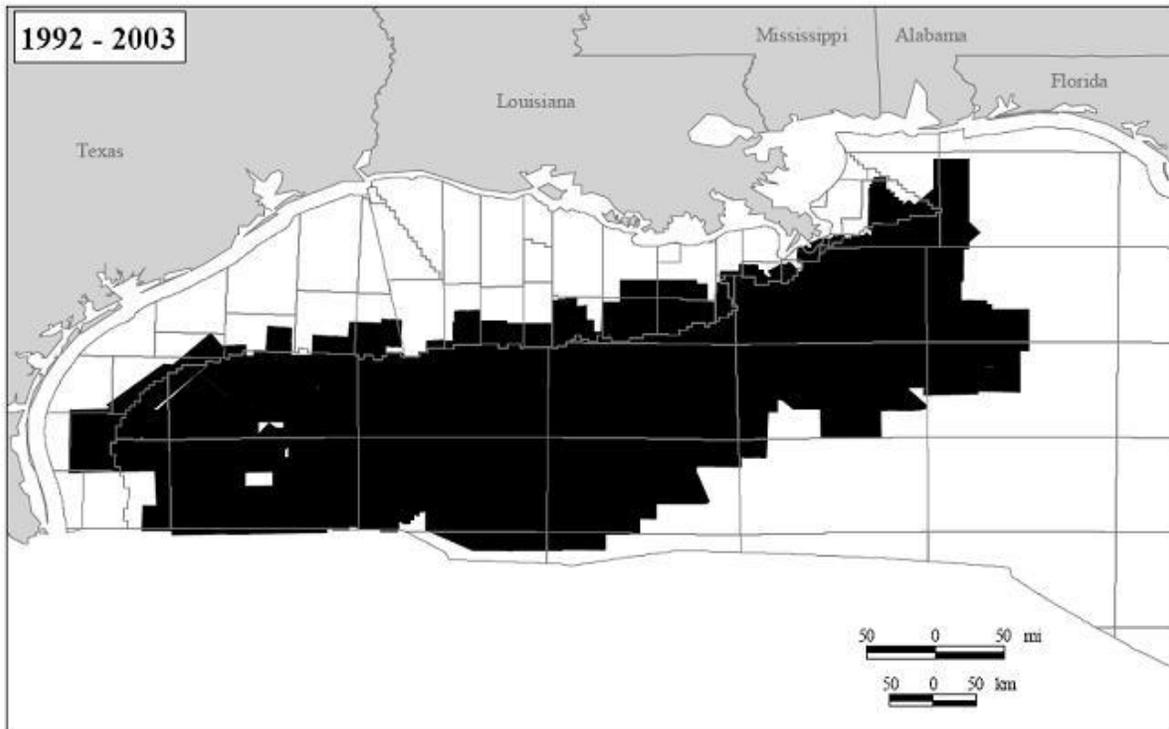
FUENTE: [www.geographic.org/deepwater\\_gulf\\_of\\_mexico/seismic\\_activity.html](http://www.geographic.org/deepwater_gulf_of_mexico/seismic_activity.html)

MAPA 1.1 CONTINUACIÓN,  
"COBERTURA PERMITIDA EN EL GOLFO DE MÉXICO  
DEBIDO AL PROGRESO DE LA SÍSMICA 3D"

## INTRODUCCIÓN

---

El mapa 1.2 muestra la abundancia de los datos 3D disponibles en el 2003. Estos datos cubren la mayor parte de las aguas profundas del Norte del Golfo de México. Hay que tener en cuenta que muchos contratos de aguas profundas activos fueron adquiridos antes de que se terminaran los estudios 3D.<sup>1</sup>



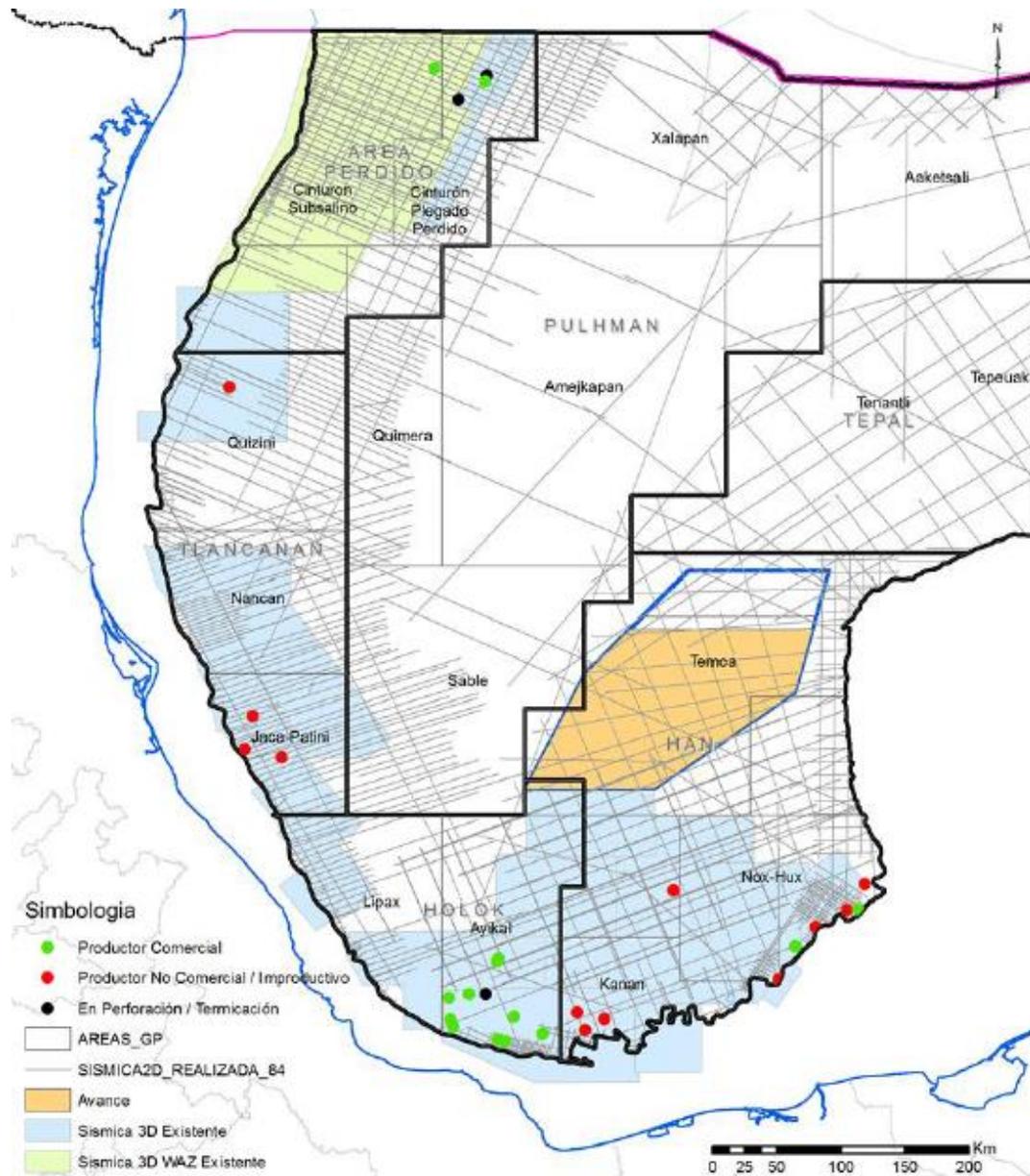
FUENTE: [www.geographic.org/deepwater\\_gulf\\_of\\_mexico/seismic\\_activity.html](http://www.geographic.org/deepwater_gulf_of_mexico/seismic_activity.html)

MAPA 1.2, "COBERTURA PERMITIDA EN LAS AGUAS PROFUNDAS DEL NORTE DEL GOLFO DE MÉXICO DEBIDO A LOS AVANCES DE LA SÍSMICA 3D DE 1992 A 2003"

Mientras que el desarrollo sísmico en el norte del Golfo de México ha tenido significantes avances en los últimos 20 años, actualmente el resto del Golfo de México (mapa 1.3) requiere que se intensifiquen estos estudios, puesto que, como se ha demostrado, los datos sísmicos y los estudios regionales juegan un papel fundamental para dar certidumbre al potencial de los yacimientos. Con base a información referente al 2013, la parte mexicana del Golfo de México cuenta con:

- Alrededor de 97 000 [km] de sísmica 2D.
- Se han adquirido más de 130 000 [km]<sup>2</sup> de sísmica 3D, cubriendo la mayor parte de las áreas de interés.
- Del total de la sísmica 3D, el 65% se ha realizado con el barco dedicado de adquisición sísmica.
- Actualmente se han perforado 29 pozos.<sup>2</sup>

## INTRODUCCIÓN



FUENTE: *Perspectivas de desarrollo para campos descubiertos en aguas profundas en México, PEP*

MAPA 1.3, "AVANCES DE LA TECNOLOGÍA SÍSMICA EN LA PARTE MEXICANA DEL GOLFO DE MÉXICO"

El primer uso de tecnología sísmica 4D en aguas profundas en todo el mundo comenzó en 1995, en el campo Foinaven, en Reino Unido, al oeste de las islas Shetland.

British Petroleum optó por emplear sísmica 4D para mejorar la administración de Foinaven durante su producción. En lo que se llamó proyecto FARM (Monitoreo del Yacimiento del Activo Foinaven), BP utilizó la adquisición de sísmica 3D en un lapso de tiempo. Cada pozo de Foinaven representó una gran inversión en perforación, terminación, y en infraestructura submarina, por lo que en lugar de coleccionar los datos por la forma tradicional, utilizando ondas (*streamers*) remolcados detrás de un barco de investigación, BP llevó a cabo los servicios de adquisición y procesamiento geofísico.<sup>3</sup>

Hasta hace poco, los modelos habían sido la mejor manera que los operadores podían seguir para estudiar el movimiento de los fluidos en los yacimientos. Sin embargo, su precisión ha sido siempre cuestionable, ya que los puntos de muestreo pueden estar muy separados y la interpretación de los datos es difícil. La sísmica 4D ofrece la posibilidad de datos altamente precisos para mejorar drásticamente la administración de yacimientos y así, evitar problemas. La sísmica 4D permite a los geofísicos seguir el movimiento de los fluidos del yacimiento y saber cómo cambia su distribución con el tiempo.

La sísmica 3D convencional en Foinaven proporcionó la capacidad de distinguir entre arenas llenas de aceite y arenas con agua, pero para controlar el movimiento del fluido a través del tiempo, la repetitividad de la operación fue la clave. La sísmica 4D ayudó a los equipos del subsuelo a identificar y evaluar el volumen de petróleo no barrido con exactitud a lo largo de la vida productiva del campo.

Tanto en prospectos sub-salinos y pre-salinos, en aguas profundas, los desafíos técnicos empiezan con la identificación del potencial del yacimiento. De muchas maneras, la tendencia de la movilidad de la sal en el Golfo de México representa el desafío geofísicamente más extremo en el mundo, donde el problema es encontrar una manera de ver por debajo de las estructuras de sal, las cuales son de gran complejidad.

Se debe encontrar cualquier energía que sea transmitida a través de la sal y que ésta regrese nuevamente, o nuevas formas de enfocar la energía alrededor de la sal. Como la mayor parte de la energía se refleja en la parte superior e incluso no penetran la sal, la técnica habitual es mirar alrededor de la sal. Ésta técnica es conocida como acimut amplia 3D (*wide azimuth 3D*).<sup>4</sup>

Esto se ha convertido en la norma establecida en el Golfo de México. Datos de las licencias en ésta área, muestran que desde el año 2008 más de dos terceras partes de estas sales se asocian con estudios de wide azimuth, a pesar de la amplia disponibilidad de nuevas imágenes profundas.

Debido a que los objetivos se vuelven más complejos, las técnicas de estudio evolucionan para proporcionar cada vez más una cobertura completa del potencial del yacimiento.

Uno de los métodos más modernos se conoce como tiro bobina (*coil shooting*), donde la adquisición sísmica de la embarcación, consiste en una serie de círculos que se superponen (figura 1.2), así el acimut varía constantemente. Esto ha sido demostrado para proporcionar tanto una mayor claridad, como un costo significativamente más bajo, que un wide azimuth, además que se puede realizar con una sola embarcación. Sin embargo, incluso ésta técnica reciente tiene rápidos desarrollos para distintas configuraciones, como es el caso de una doble bobina, o patrón de hélice, cuyo objetivo es analizar las estructuras salinas de mayor espesor y de mayor complejidad en el Golfo de México.



FUENTE: *New seismic technologies for deepwater succes*  
FIGURA 1.2, "TECNOLOGÍA COIL-SHOOTING"

Estos estudios también se hacen más eficientes a través del uso de buques sísmicos de última generación, ya que estos ofrecen mejores velocidades de tránsito, menor consumo de energía, reducción de emisiones y los niveles más bajos de pitcho (*pitching*) y vibración, para un ambiente de trabajo más amigable.

En los bloques de aguas profundas altamente atractivos de Brasil, la sal sedimentaria no se puede evitar. Donde se deposita de forma desigual, los patrones del wide-azimuth y del coil-shooting ayudarán claramente. Sin embargo, el reto principal es conseguir el suficiente detalle de la forma de la sal para permitir imágenes profundas adecuadas y posteriormente asegurarse de que exista la energía suficiente para proporcionar una mejor claridad de la sección pre-salina. El reto final es, entonces, hacer el mejor trabajo posible en la inversión de datos sísmicos para la geología.

Tradicionalmente, esto se ve limitado por los datos de pozos, y siempre esto se mejora cuando se calibra dicha información. Sin embargo, los datos sísmicos típicamente tienen un hueco en su contenido de frecuencia, lo que significa que no se puede invertir de forma confiable en la ausencia de datos provenientes directamente del pozo, es decir, para decidir dónde es mejor colocar los pozos altamente costosos, se necesita una inversión confiable, pero para hacer la inversión, primero se requiere una serie de pozos.

La tecnología ayuda de nuevo. Para incrementar la confianza, se opta por usar sísmica para obtener una caracterización del yacimiento, y de esta manera intentar llenar los huecos faltantes y permitir que la extrapolación sea mucho más lejana del pozo. La tecnología DISCover, involucra algunas serpentinillas sísmicas con mayor profundidad.

Trabajando con varias entidades tecnológicas especializadas, Shell ha impulsado avances en wide azimuth y prospección sísmica en el fondo del océano, los cuales han lanzado una nueva luz sobre los yacimientos en aguas profundas situados abajo de formaciones de sal gruesa, donde antes era notoriamente complejo mostrar en una imagen.

Si hay un inconveniente en la prospección sísmica del fondo del océano, especialmente en aguas profundas, es la laboriosa y costosa tarea de implementar los numerosos sensores sobre el área objetivo. En un intento imaginativo para simplificar ésta tarea y para reducir el tiempo y los costos involucrados, Shell está trabajando con GO Science para desarrollar nodos autopropulsados (*flying nodes*). Estos nodos se pueden programar para sumergirse a través del agua hacia ubicaciones definidas, en el área de estudio de hasta 100 [km] del punto de lanzamiento. Una vez en su posición en el fondo del mar, ellos reunirán datos sísmicos hasta que se les sea ordenado volver al barco de investigación para la descarga de los mismos datos.<sup>5</sup>

### **1.2 EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS EN AGUAS PROFUNDAS A NIVEL MUNDIAL**

La explotación de hidrocarburos a nivel mundial, proveniente de zonas localizadas en tierra y costa fuera en aguas someras, en las cuales se tiene el dominio de la tecnología requerida, se encuentra en etapa de declinación, obligando a los países y compañías operadoras a enfocar sus esfuerzos a la explotación de campos petroleros localizados en sitios costa fuera con profundidades mayores a los 500 [m].

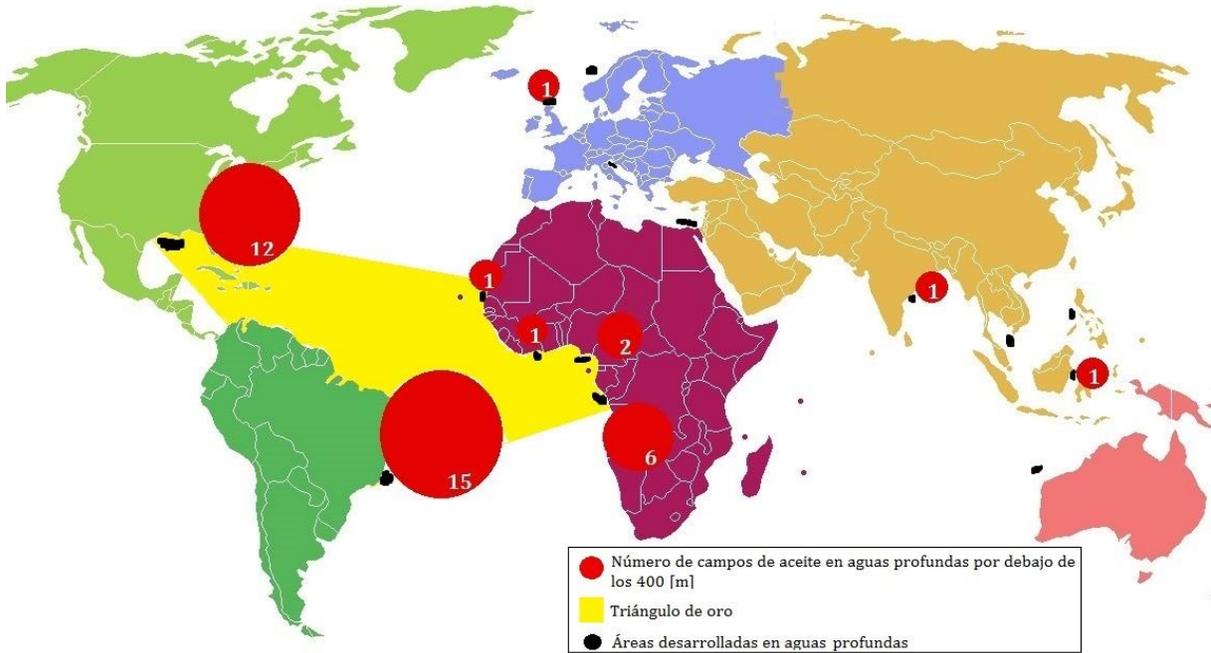
En la actualidad, el requerimiento de fuentes de energía, así como la búsqueda de nuevas reservas energéticas procedentes de combustibles fósiles, hace necesaria y justificable la exploración y explotación de nuevos campos petroleros.

A nivel mundial, diferentes compañías de exploración y explotación petrolera, se encuentran realizando estudios de prospección y desarrollo de campos descubiertos en mar abierto.

Las zonas de explotación de hidrocarburos en aguas profundas a nivel mundial (mapa 1.4 y mapa 1.5) incluyen aguas territoriales del Mar del Norte, India, Indonesia y el llamado Triángulo de Oro, conformado por el Golfo de México, Brasil y Oeste de África, que comprende a los países de Brasil, Estados Unidos de América, Angola, Congo, Nigeria, Guinea Ecuatorial, Costa de Marfil y Mauritania.

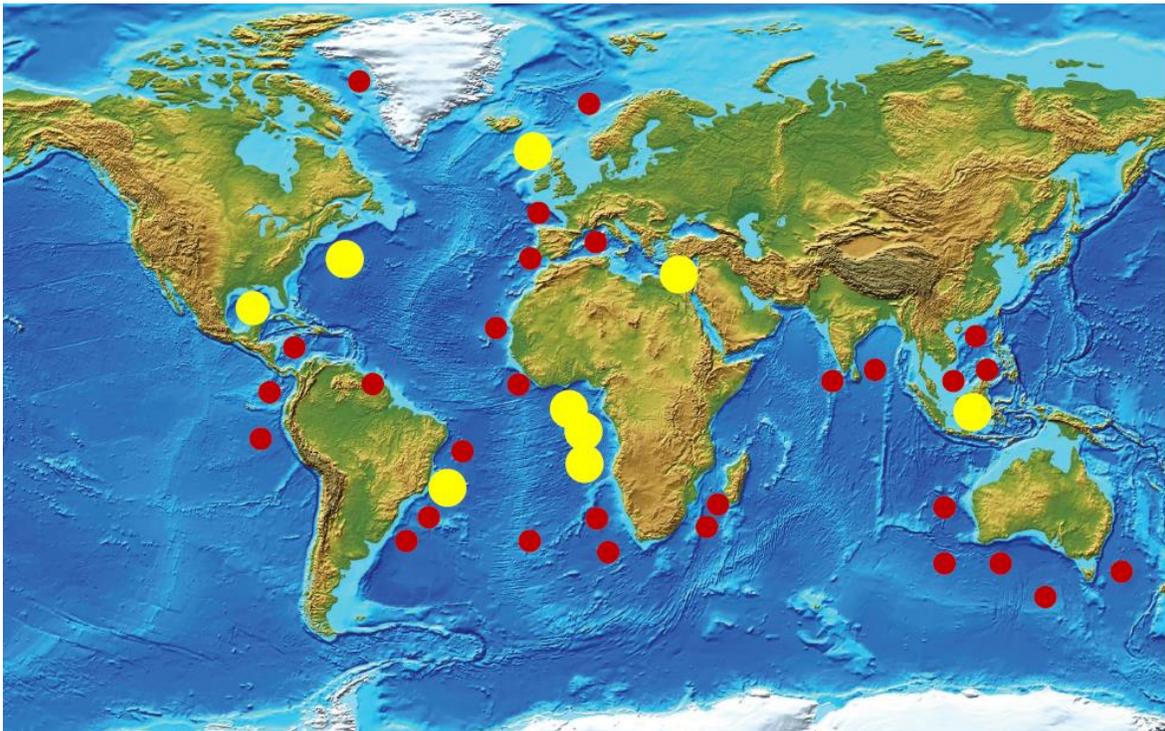
Existen adicionalmente zonas con muy alto potencial de producción de hidrocarburos en aguas profundas, entre las que destacan por supuesto, la parte mexicana del Golfo de México, además de Indonesia, India, Australia y Mar Mediterráneo.<sup>6</sup>

## INTRODUCCIÓN



FUENTE: [www.bbc.co.uk/news/10298342](http://www.bbc.co.uk/news/10298342) (modificada)

MAPA 1.4, "ZONAS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS EN AGUAS PROFUNDAS A NIVEL MUNDIAL"



FUENTE: *Offshore Magazine*

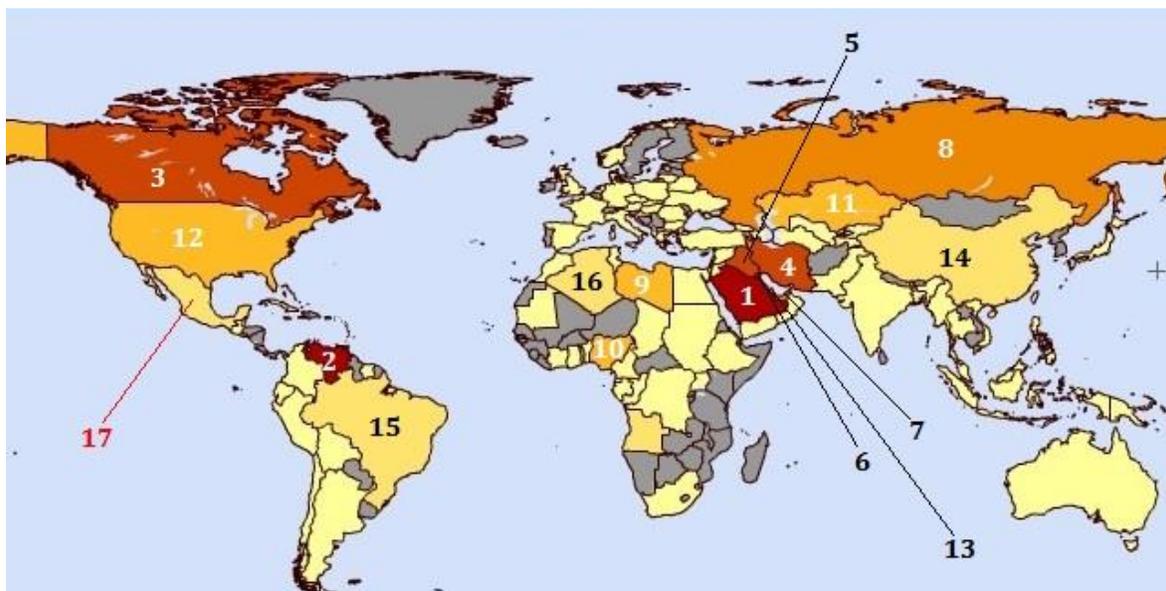
MAPA 1.5, "CAMPOS ACTUALES Y FUTUROS EN AGUAS PROFUNDAS"

● DESARROLLOS ACTUALES DE CAMPOS EN AGUAS PROFUNDAS

● CAMPOS FUTUROS EN AGUAS PROFUNDAS

## INTRODUCCIÓN

Los países con mayores reservas probadas de petróleo a nivel mundial, se muestran en el mapa 1.6 y en la tabla 1.2.



FUENTE: U.S. Energy Information Administration (modificada)

MAPA 1.6, "RESERVAS PROBADAS MUNDIALES DE PETRÓLEO  
(información del 2012)"

Ranking	País	Reservas probadas [billones de barriles]
1	Arabia Saudita	267.0
2	Venezuela	211.2
3	Canadá	173.6
4	Irán	151.2
5	Iraq	143.1
6	Kuwait	104.0
7	Emiratos Árabes Unidos	97.8
8	Rusia	60.0
9	Libia	47.1
10	Nigeria	37.2
11	Kazajstán	37.2
12	Estados Unidos	30.0
13	Qatar	25.4
14	China	20.4
15	Brasil	14.0
16	Argelia	12.2
17	México	10.4

FUENTE: Santana y Tinoc, 2014; U.S. Energy Information Administration

TABLA 1.2, "RANKING MUNDIAL DE PAÍSES CON MAYORES RESERVAS  
DE PETRÓLEO"

En el año 2008, se registró un 2.2% de las reservas mundiales de petróleo ubicadas en regiones de aguas profundas. No obstante lo anterior, la tendencia en la explotación de dichos campos a nivel mundial ha aumentado desde entonces.

En el año 2010, los descubrimientos en aguas profundas ascendieron a aproximadamente el 50% de las reservas de hidrocarburos probadas y probables, mientras que en 2005 estos descubrimientos representaron menos del 10% de las reservas mundiales.<sup>7</sup>

Además, en el 2010 el petróleo y gas de aguas profundas contribuyeron un 6% a la producción mundial acumulada de hidrocarburos. En 2020, se prevé que la participación aumente a 9%.<sup>8</sup>

Los niveles de actividad siguen siendo altos en las áreas tradicionales de desarrollo en el Oeste de África, Golfo de México, Australia y Brasil. Sin embargo, los operadores se están enfocando cada vez más a la exploración y desarrollo en nuevas áreas, como en el Mediterráneo Oriental y el Este de África.

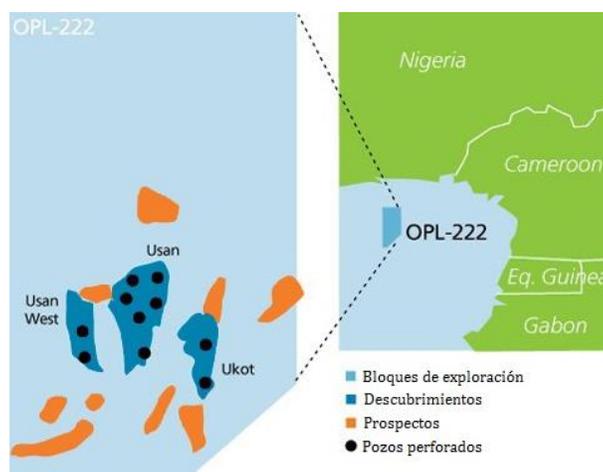
### OESTE DE ÁFRICA

Por el momento, el Oeste de África es el sector de aguas profundas más activo del mundo. Angola y Nigeria siguen siendo los principales países de la región para la exploración y explotación de hidrocarburos, pero recientemente ha habido desarrollos importantes en otros países.

#### **Nigeria**

En éste país las primeras licitaciones de bloques en aguas profundas se realizaron desde 1990 y los primeros campos profundos se descubrieron en 1996.

Descubierto en 2002, el campo Usan se encuentra en la licencia del bloque OPL222, alrededor de 100 [km] al sur de Port Harcourt (mapa 1.7). La primera producción del campo comenzó en Febrero de 2012. Los proyectos tienen capacidad para producir hasta 180000 [bd]. Usan está en un tirante de agua de 2400 [ft] (732 m), a 62 [mi] de la costa. La producción se lleva a cabo a través de un FPSO. Se espera una actividad de 42 pozos submarinos.



FUENTE: [www.offshore-technology.com/projects/usan/usan1.html](http://www.offshore-technology.com/projects/usan/usan1.html) (modificada)

MAPA 1.7, "LOCALIZACIÓN DEL CAMPO USAN"

### Angola

Sus primeros campos profundos fueron descubiertos desde los años noventa. En 2007, BP descubrió el campo Cordelia, en un tirante de agua de 7572 [ft] (2308 m). Hasta información referente a 2008, Angola contaba con casi 30 campos profundos, entre los que destacan tres campos gigantes: Girasol, Saxe y Batuque.

Actualmente, Sonangol ha concedido dos bloques de aguas profundas. Cada bloque es de aproximadamente 1.2 millones de [acres], en profundidades que van desde 5600 [ft] a 8200 [ft] (1706 m a 2499 m).

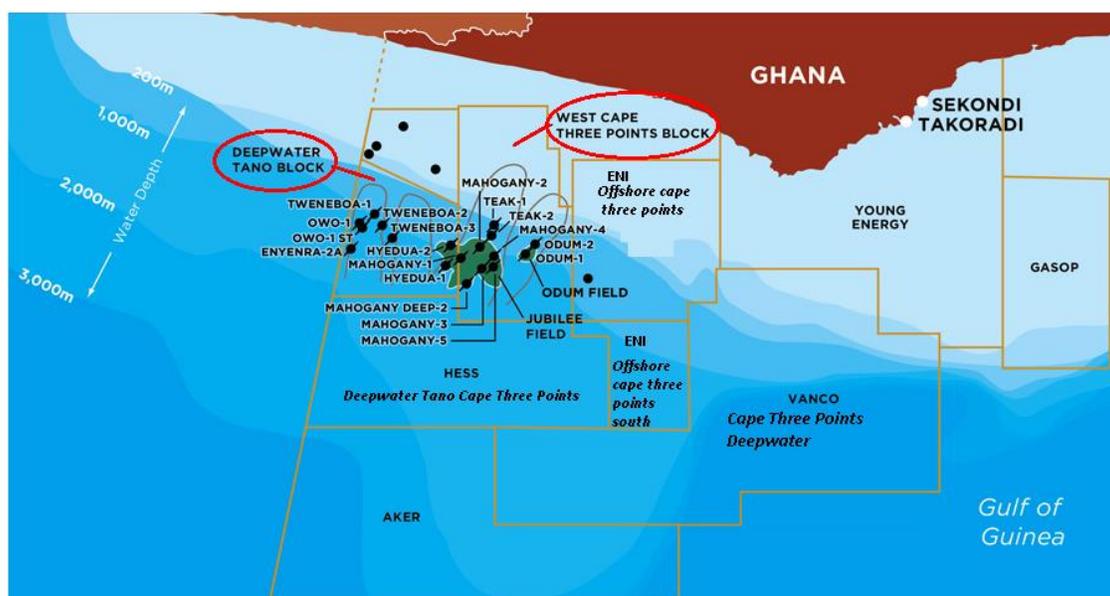
Por el lado de la producción, en el primer trimestre de 2013, Angola inició exportaciones regulares de LNG (gas natural licuado).

### Ghana

En mayo de 2008 la prensa petrolera mundial anunció el primer descubrimiento de un campo en aguas profundas de este país, el Mahogany, con un tirante de agua de 4331 [ft] (1320 m).

El pozo exploratorio Wawa-1, en Julio del 2012, descubrió 43 [ft] netos de hidrocarburos y 65 [ft] netos de gas y condensado en el bloque Tano (mapa 1.8). Las muestras del pozo son entre 38 y 44 °API. El pozo está en un tirante de agua de 1926 [ft] (587 m) y fue perforado a una profundidad total de 10899 [ft] (3322 m).

ENI Petroleum Company, en Septiembre del 2012, hizo el primer descubrimiento de aceite en el bloque West Cape Three Points (mapa 1.8), aproximadamente 30 [mi] fuera de la costa. El descubrimiento fue hecho a través del pozo Sankofa East-1X, que alcanzó una profundidad total de 11975 [ft] (3650 m), en un tirante de agua de 2700 [ft] (823 m).



FUENTE: [mergersandacquisitionreviewcom.blogspot.mx/2011/05/ghana-recent-oil-discoveries-and.html](http://mergersandacquisitionreviewcom.blogspot.mx/2011/05/ghana-recent-oil-discoveries-and.html) (modificada)

MAPA 1.8, "LOCALIZACIÓN DEL BLOQUE TANO Y DEL BLOQUE WEST CAPE THREE POINTS"

### **Sierra Leone**

Chevron participa como operador en dos bloques de aguas profundas, SL-08A y SL-08B, (mapa 1.9), en profundidades que van desde 4900 [ft] a 9800 [ft] (1493 m a 2987 m), respectivamente. Los dos bloques abarcan 2100 [mi]<sup>2</sup>, aproximadamente 75-110 [mi] al suroeste de Freetown.

En Febrero de 2012, el pozo de exploración Jupiter-1, de Anadarko Petroleum Corporation, en el Bloque SL-07B-11, encontró 98 [ft] de hidrocarburos.

Júpiter-1 fue perforado por el barco de perforación Transocean Discover Spirit a 21210 [ft] (6465 m), en un tirante de agua de 7214 [ft] (2199 m).



FUENTE: [www.psg.deloitte.com/NewsLicensingRounds\\_SL\\_120730.asp](http://www.psg.deloitte.com/NewsLicensingRounds_SL_120730.asp)  
MAPA 1.9, "LOCALIZACIÓN DE LOS BLOQUES EN AGUAS PROFUNDAS CORRESPONDIENTES A SIERRA LEONE"

### **Costa de Marfil**

Entre el 2001 y el 2003 se descubrieron dos campos; Baobab y Acajou, con un tirante de agua de 3280 [ft] (1000 m) y 3051 [ft] (930 m), respectivamente.

Tullow Oil hizo un descubrimiento de aceite ligero con el pozo exploratorio Paon-1X, costa fuera de Costa de Marfil. El pozo Paon-1X, en el bloque CI-103 (mapa 1.10), encontró más de 100 [ft] netos de aceite (41 °API). El pozo fue perforado a una profundidad total de 16700 [ft] (5090 m), en un tirante de agua de 7195 [ft] (2193 m).<sup>9</sup>

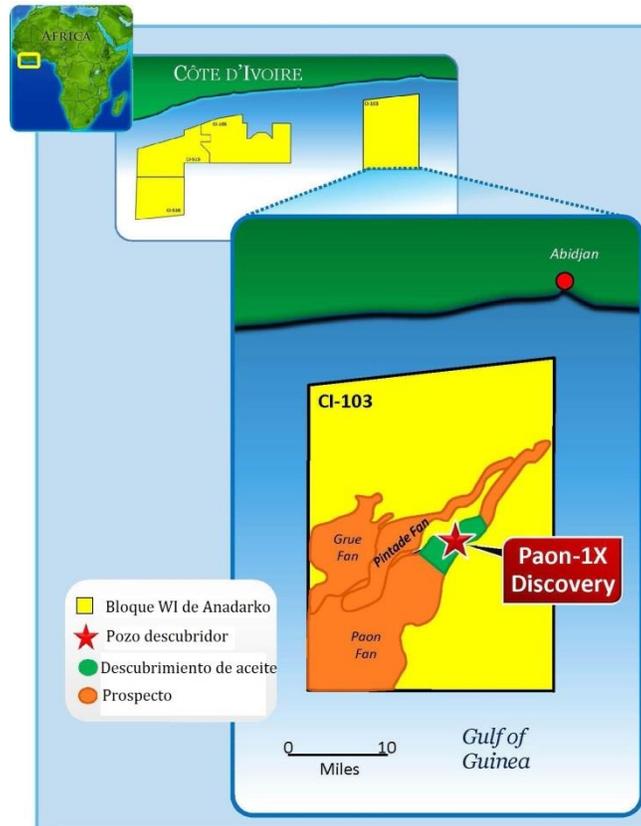
### **ESTE DE ÁFRICA**

Mozambique es el centro de actividad en el Este de África, con una actividad exploratoria extendiéndose a Kenya. Anadarko Petroleum Corporation ha hecho distintos descubrimientos importantes de gas natural, así como ENI Petroleum Company, que ha hecho mayores descubrimientos de gas.

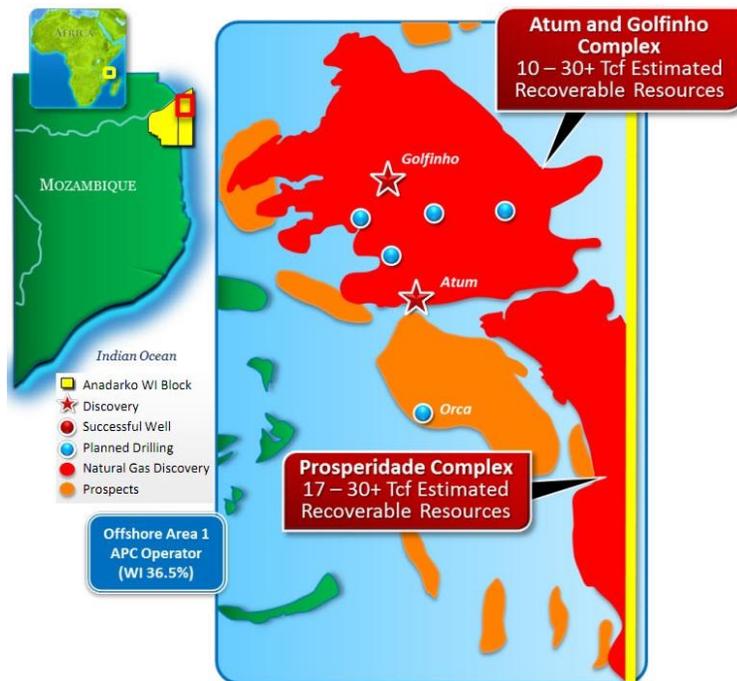
### **Mozambique**

En Junio de 2012, el pozo exploratorio Atum (mapa 1.11), de Anadarko Petroleum Corporation, descubrió una acumulación importante de gas natural dentro del Área 1, costa fuera de la cuenca Rovuma. El pozo encontró más de 300 [ft] netos de gas natural. El pozo fue perforado a una profundidad total de 12665 [ft] (3860 m), en un tirante de agua de 3285 [ft] (1001 m).

# INTRODUCCIÓN



FUENTE: [www.drillingcontractor.org/deepwater-discovery-opens-new-play-offshore-cote-divoire-16498](http://www.drillingcontractor.org/deepwater-discovery-opens-new-play-offshore-cote-divoire-16498)  
MAPA 1.10, "LOCALIZACIÓN DEL BLOQUE CI-103"



FUENTE: [www.2b1stconsulting.com/anadarko-harvests-new-gas-reserves-offshore-mozambique/](http://www.2b1stconsulting.com/anadarko-harvests-new-gas-reserves-offshore-mozambique/)  
MAPA 1.11, "LOCALIZACIÓN DE LA CUENCA ROVUMA Y DEL POZO ATUM"

### **Kenya**

La licencia de exploración es costa fuera del Archipiélago Lamu, en tirantes de agua entre 6500 [ft] y 11500 [ft] (1981 m y 3505 m). La primera fase del programa de explotación consiste de un estudio sísmico 3D. <sup>9</sup>

### **AUSTRALASIA**

#### **Australia**

Con numerosos campos descubiertos desde los años ochenta, la explotación inició en el 2006. El campo Jansz, descubierto en el 2000, tiene un tirante de agua de 4334 [ft] (1321 m), mientras que el campo Pluto, descubierto en el 2005, tiene un tirante de agua de 3202 [ft] (976 m).

Durante el 2012, Chevron anunció su 15<sup>th</sup> éxito en perforación, en Australia desde mediados de 2009. En la cuenca Carnarvon, el pozo descubridor Satyr-2 confirmó aproximadamente 128 [ft] netos de gas. El pozo se encuentra aproximadamente 75 [mi] al noroeste de Barrow Island, fuera de la costa de Australia Occidental. El pozo fue perforado a una profundidad total de 12454 [ft] (3796 m), en un tirante de agua de 3570 [ft] (1088 m).

#### **Indonesia**

En Indonesia los primeros campos marinos descubiertos fueron Mera-1997, West Sano-1998, Aton-1999, Janaka-1999 y Sadewa-2003.

Actualmente Total ha firmado dos PSCs (*Production Sharing Contract*) con Indonesia para dos bloques de exploración (mapa 1.12):

- El bloque de exploración Bengkulu I-Mentawai se encuentra al suroeste de Sumatra, con tirantes de agua que van desde 1300 [ft] a 3280 [ft] (396 m a 1000 m).
- El bloque de exploración Telen se encuentra en la cuenca Kutei, en la provincia de East Kalimantan, con tirantes de agua que van desde 1300 [ft] a 3280 [ft].



FUENTE: [www.offshore-mag.com/articles/2012/10/total-to-explore-two.html](http://www.offshore-mag.com/articles/2012/10/total-to-explore-two.html)  
MAPA 1.12, "LOCALIZACIÓN DEL BLOQUE MENTAWAI Y DEL BLOQUE TELEN"

### **Myanmar**

Total ha firmado un acuerdo con PTT Exploration and Production, NOC de Tailandia, para adquirir una participación del 40% en el Bloque M-11 en la cuenca Martaban. El bloque tiene una superficie de 2075 [mi]<sup>2</sup>, con un tirante de agua de 650 [ft] a 7500 [ft] (198 m a 2286 m).

### **Filipinas**

Es un país importador, en donde Shell ha incursionado en aguas profundas desde finales de los años ochenta (campo Camago-1989).

Total ha firmado un acuerdo de cesión de derechos con Mitra Energy Limited, para adquirir una participación del 75% del bloque SC56 (mapa 1.13), en el Mar Sulu.

El bloque cubre 1660 [mi]<sup>2</sup>, en tirantes de agua que van desde 650 [ft] a 9800 [ft] (198 m a 2987 m). Mitra Energy Limited conservará una participación del 25% en el bloque SC56.<sup>9</sup>



FUENTE: [www.rovworld.com/article6367.html](http://www.rovworld.com/article6367.html)  
MAPA 1.13. "LOCALIZACIÓN DEL BLOQUE SC56"

### **MEDITERRÁNEO ORIENTAL**

Noble Energy Inc., ha abierto una nueva frontera en aguas profundas en el Mediterráneo Oriental. Noble Energy produce desde el campo Mari-B, fuera de la costa Israel, en un tirante de agua de 896 [ft] (273 m). Una serie de descubrimientos en aguas profundas han abierto el Mediterráneo Oriental como una nueva fuente para las exportaciones de LNG con destino a Europa o Asia.

### **Israel**

En 2012, Noble Energy consiguió su sexto descubrimiento de gas en la cuenca Levant (mapa 1.14). El pozo descubridor Tanin, fue perforado a una profundidad total de 18212 [ft] (5551 m) y encontró aproximadamente 130 [ft] netos de aceite. El pozo se encuentra a 13 [mi] al noroeste de campo Tamar en un tirante de agua de 5100 [ft] (1554 m).

El pozo descubridor de Noble Energy, Cyprus A-1, encontró aproximadamente 310 [ft] netos de aceite. Éste pozo fue perforado a una profundidad total de 19225 [ft] (5860 m) en un tirante de agua de 5540 [ft] (1688 m).<sup>9</sup>



FUENTE: [www.oilinisrael.net/top-stories/noble-energy-discovers-gas-offshore-cyprus](http://www.oilinisrael.net/top-stories/noble-energy-discovers-gas-offshore-cyprus)  
MAPA 1.14, "LOCALIZACIÓN DE LA CUENCA LEVANT"

### **BRASIL**

La participación de Brasil en aguas profundas data desde 1985, con el descubrimiento del campo Marlim, con un tirante de agua de 2739 [ft] (835 m). Sin embargo, en 1996 se descubrió el campo Roncador, con un tirante de agua de 6079 [ft] (1853 m).

En Abril y Noviembre del 2007, y Enero del 2008, en Brasil se realizaron tres descubrimientos importantes: Tupi, Sugar y Júpiter. Los 3 campos se encuentran en una cuenca en la que se habían perforado unos 100 pozos, es decir, se trata de una reentrada. Petrobras está haciendo un progreso constante en sus campos pre-salinos, haciendo una transición de pruebas de pozo a una plena producción. En 2020, espera construir 24 sistemas de producción pre-salinos.

En septiembre de 2013, Petrobras inició la producción de aceite de los campos Baleia Azul, Jubarte y Pirambu en la cuenca Campos (mapa 1.15), a través del FPSO Cidade de Anchieta. Mientras que el gasto inicial de producción es de 20000 [bd], se espera que el pico de producción llegue a los 100000 [bd].



FUENTE: [en.mercopress.com/2010/06/30/shell-confirms-oil-discovery-in-pre-salt-drilling-at-campos-basin](http://en.mercopress.com/2010/06/30/shell-confirms-oil-discovery-in-pre-salt-drilling-at-campos-basin)

MAPA 1.15, "LOCALIZACIÓN DE LA CUENCA CAMPOS"

En 2012, Petrobras anunció un total de 15 descubrimientos, de los cuales cuatro se encontraban en campos pre-salinos, incluyendo un descubrimiento de hidrocarburos ligeros en aguas ultra profundas en la cuenca Sergipe-Alagoas. El pozo descubridor alcanzó 17538 [ft] (5345 m), en un tirante de agua de 8472 [ft] (2582 m) fuera de Aracaju, Sergipe.

En 2013, se espera que Petrobras inicie la producción del campo Sapinhoá, con el FPSO Cidade de São Paulo, y el campo Lula NE con el FPSO Cidade Paraty.<sup>9</sup>

### **GOLFO DE MÉXICO**

Pemex descubrió entre 2004 y 2008 cinco campos en profundidades mayores a los 1640 [ft] (500 m), (tabla 1.3). 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.

Pero al coincidir con la inesperada elevación de los precios, la Secretaría de Energía reformuló su programa y desde finales de 2006 Pemex se propuso perforar 47 pozos profundos sólo entre 2007 y 2012.

Los primeros conceptos de ingeniería de desarrollo que se han publicado sugieren un esquema similar a los casos del Delta del Nilo o el Kikeh de Malasia: una SPAR o una plataforma de patas tensionadas (TLP), para reunir la producción de los campos, en combinación con equipos de separación, bombeo y proceso en tierra.<sup>10</sup>

CAMPO	FECHA DE DESCUBRIMIENTO	TIRANTE EN METROS	COMPAÑÍA
<b>Nab</b>	2004	679	Pemex
<b>Noxal</b>	2006	936	Pemex
<b>Lakach</b>	2006	988	Pemex
<b>Lalail</b>	2007	806	Pemex
<b>Tamil</b>	2008	660	Pemex

FUENTE: Pemex Exploración y Producción

TABLA 1.3, "CAMPOS MEXICANOS EN AGUAS PROFUNDAS  
DESCUBIERTOS HASTA EL 2008"

Petróleos Mexicanos hizo dos grandes descubrimientos en un mes, en aguas profundas en el Cinturón Plegado Perdido (*Perdido Fold Belt*) del Golfo de México:

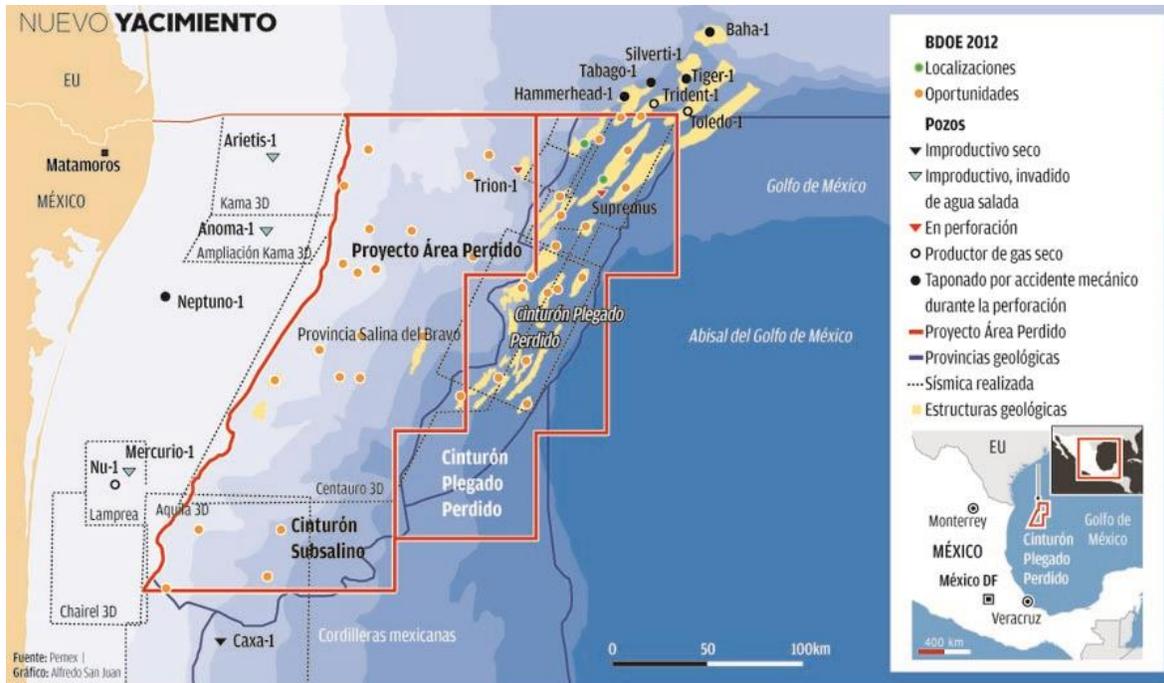
1. En Agosto de 2012, el pozo Trion-1 fue el primer pozo exitoso de PEMEX (mapa 1.16), el cual está 24 [mi] al sur de la frontera con Estados Unidos y fue perforado a 14763 [ft] (4500 m) en un tirante de agua de 8200 [ft] (2500 m), 110 [mi] de la costa de Tamaulipas.<sup>9</sup>
2. En Septiembre de 2012, el pozo Supremus-1 (mapa 1.16), perforó un yacimiento de aceite aún más profundo, con un tirante de agua de 6514 [ft] (2900 m) y una profundidad total de 13123 [ft] (4000 m) con la ayuda de la plataforma de perforación de sexta generación, para aguas profundas, West Pegasus.<sup>11</sup>

Posteriormente, a poco más de un año, Petróleos Mexicanos anunció su más reciente descubrimiento:

1. El 29 de Enero de 2014, Pemex encontró aceite ligero en un pozo de aguas ultra profundas en Cinturón Plegado Perdido en el Golfo de México, cerca del límite marítimo con Estados Unidos. El nuevo descubrimiento del pozo Exploratus-1 marca el último éxito para Pemex en aguas de más de 8200 [ft] (2500 m) de profundidad. Sin embargo la compañía aún está en etapas tempranas de desarrollo en éste potencial de aguas profundas. Mientras cientos de pozos en aguas profundas han sido exitosamente perforados en los Estados Unidos, en la parte del Cinturón Plegado Perdido, el pozo Exploratus-1 es sólo el quinto como pozo de prueba en la parte mexicana, donde la producción comercial aún no comienza. El Exploratus-1 encontró aceite ligero en una profundidad de aproximadamente 11811 [ft] (3400 m) bajo el fondo marino. Además, se ha detectado gas natural condensado en el pozo. Éste pozo es uno de los más profundos que Pemex ha perforado.

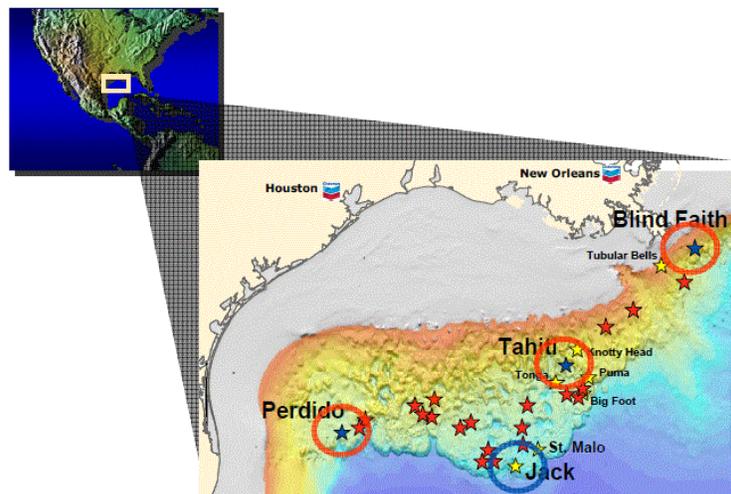
El hallazgo del Exploratus-1 es seguido de otros descubrimientos en las aguas profundas del Golfo de México, hechos en los últimos años en la cercanía de los pozos Trion, Supremus, Maximino y Pep.<sup>12</sup>

## INTRODUCCIÓN



FUENTE: [www.2b1stconsulting.com/perdido-discoveries-could-double-pemex-crude-oil-reserves/](http://www.2b1stconsulting.com/perdido-discoveries-could-double-pemex-crude-oil-reserves/)  
MAPA 1.16, "LOCALIZACIÓN DE LOS POZOS TRION-1, Y SUPREMUS-1"

Estos descubrimientos confirman la presencia de yacimientos de aceite ligero en el Cinturón Plegado Perdido (mapa 1.17). Las estimaciones de reservas son aproximadamente 350 [mmbpce]. Los descubrimientos alientan las esperanzas mexicanas de encontrar y producir tanto como 10 billones de [bpce] del Área de Perdido.



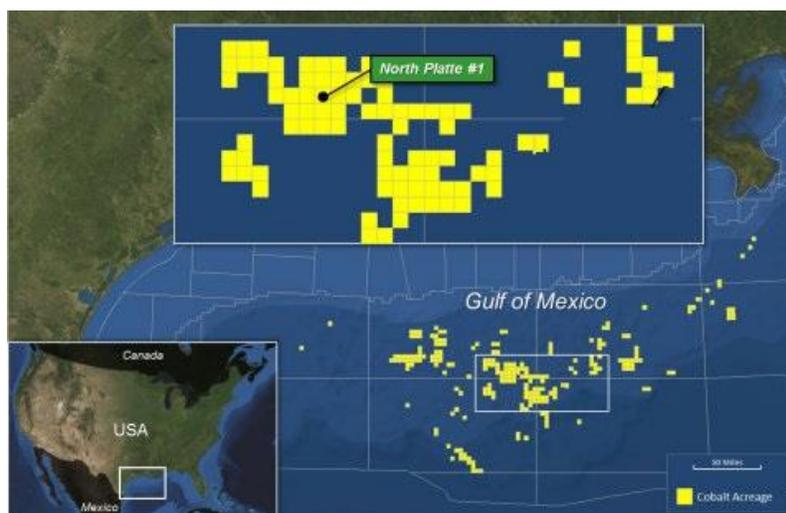
FUENTE: Chevron  
MAPA 1.17, "LOCALIZACIÓN DEL CINTURÓN PLEGADO PERDIDO"

Mientras que la perforación y producción en aguas profundas en la parte Norteamericana del Golfo de México se han expandido de manera constante desde el 2011, el mayor descubrimiento en 2012 pertenecía a Cobalt Energy.

## INTRODUCCIÓN

---

El pozo descubridor de Cobalt, en el área de prospección de North Platte en el Garden Banks Block 959, encontró varios cientos de pies netos de hidrocarburos. Sin embargo, será necesaria una mayor evaluación para confirmar su tamaño y su comercialidad. El pozo North Platte (mapa 1.18) se encuentra en un tirante de agua de 4400 [ft] (1341 m). Éste pozo fue perforado a una profundidad total de 34500 [ft] (10515 m).



FUENTE: [www.businesswire.com/news/home/20130319006689/en/Cobalt-International-Energy-Announces-Extraordinary-Results-Shenandoah#.Uyxm-G3DXnY](http://www.businesswire.com/news/home/20130319006689/en/Cobalt-International-Energy-Announces-Extraordinary-Results-Shenandoah#.Uyxm-G3DXnY)

MAPA 1.18. "LOCALIZACIÓN DEL POZO NORTH PLATTE"

En el Mississippi Canyon Block 698, Noble Energy ha descubierto petróleo en el campo Big Bend, en un tirante de agua de 7200 [ft] (2194 m). El descubrimiento fue perforado a una profundidad total de 15989 [ft] (4873 m) y encontró 150 [ft] netos de aceite en dos yacimientos del Mioceno.

Diversos proyectos de aguas profundas en el Golfo de México están en la fase de desarrollo. Proyectos de Chevron incluyen Jack/St. Malo, Big Foot y Tubular Bells. La primera producción para los tres proyectos está prevista para 2014.

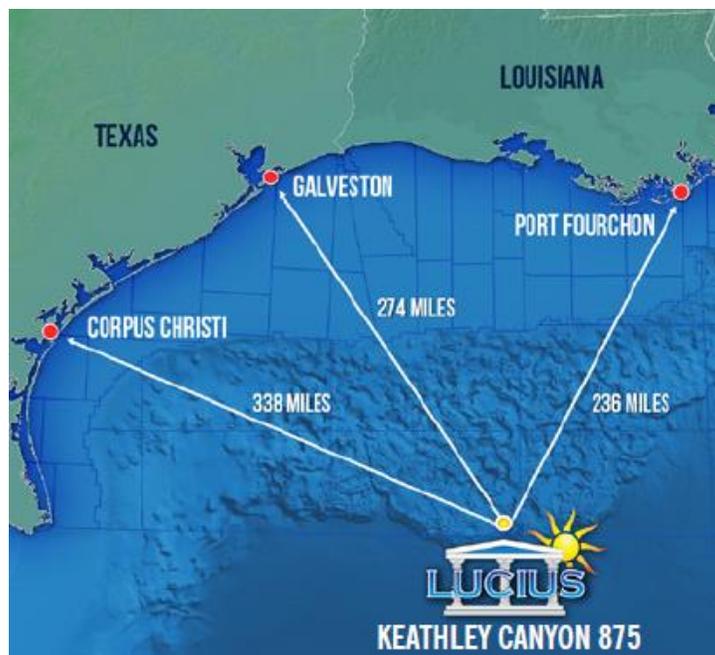
El desarrollo Lucius (mapa 1.19) de Anadarko Petroleum está 230 [mi] mar adentro en el Cañón Keathley en un tirante de agua de 7200 [ft] (2194 m). El proyecto está siendo desarrollado utilizando una instalación de producción flotante Truss SPAR que está en construcción. La SPAR se está construyendo con la capacidad para producir más de 80000 [bd] y 450 [mmpcd] de seis pozos submarinos. Anadarko también ha concedido a Technip el contrato para construir y entregar unas 23000 [ton] del casco del Truss SPAR para el desarrollo del campo Heidelber. La SPAR que se instalará en un tirante de agua de 3310 [ft] (1009 m), tendrá una capacidad de 80000 [bd] y 81 [mmpcd].

BHP Billiton ha aprobado 708 millones de dólares para el proyecto Mad Dog Phase 2, operado por BP. El proyecto propuesto incluye el desarrollo de una segunda instalación tipo SPAR, con todos los pozos submarinos de producción e inyección.

## INTRODUCCIÓN

---

Se estima que la nueva instalación tiene una capacidad de diseño de aproximadamente 130000 [bd], que se exportarán a través de las tuberías de Mardi Gras. La decisión final de inversión se prevé está calendarizada en el año 2013, con la primera producción prevista para el 2018.



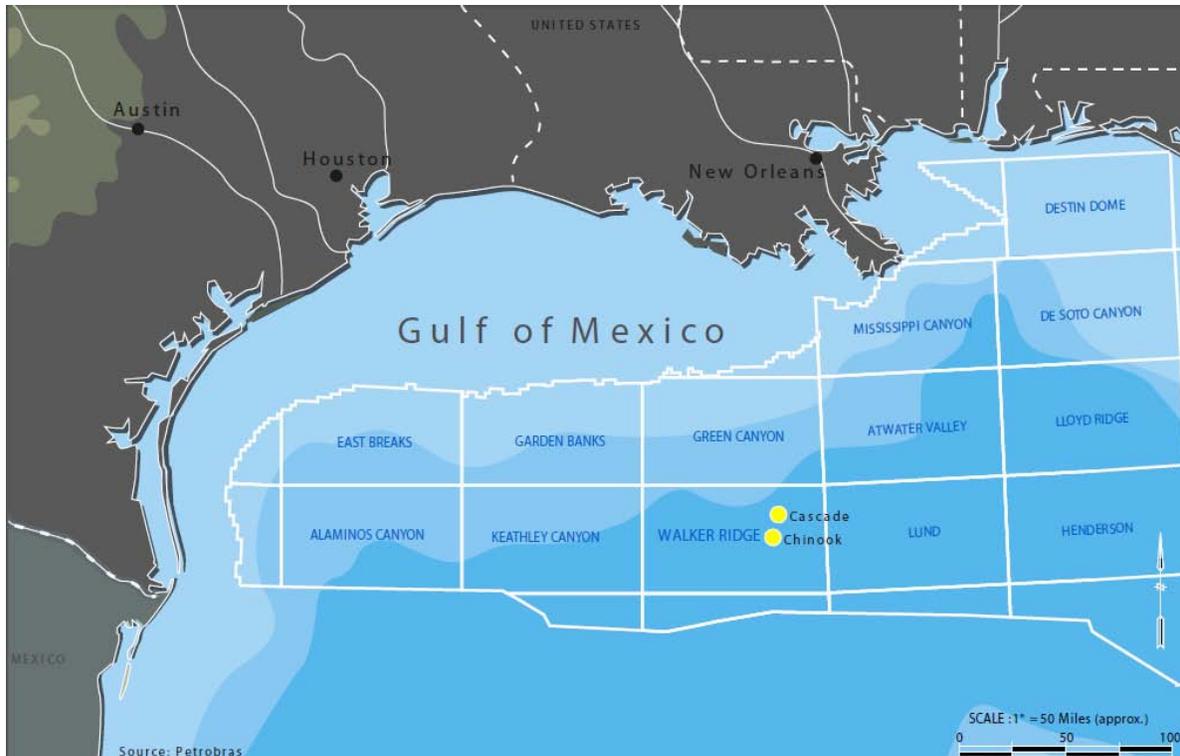
FUENTE: Anadarko Petroleum Corporation

MAPA 1.19, "LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO LUCIUS"

LLOG Exploration ha contratado a Hyundai Heavy Industries para construir un casco de producción semisumergible para su proyecto Delta House. El diseño del casco OPTI por EXMAR es el segundo encargado por LLOG. El primero está produciendo del campo Who Dat. No se ha publicado la localización para el nuevo flotador, pero hay una buena probabilidad de que vaya a Marmalard, prospecto de la compañía en Mississippi Canyon 431.

El 6 de septiembre de 2013, Petrobras comenzó la producción en aguas ultra profundas del campo petrolero Chinook (mapa 1.20), con un FPSO BW Pioneer, amarrado 135 [mi] fuera de la costa de Luisiana en un tirante de agua de 8200 [ft] (2500 m). Es el primer FPSO para producir aceite y gas en el Golfo, del campo Cascade (mapa 1.20), con capacidad de procesamiento de 80000 [bd] y 17.6 [mmpcd], y las instalaciones de almacenamiento para 500000 [bl] de petróleo. La producción en el campo Cascade comenzó en febrero de 2012, y la concesión es propiedad al 100% por Petrobras. Cascade y Chinook están localizados en el bloque Walker Ridge, 180 [mi] al sur de la costa de Luisiana.

Petrobras es el operador de ambos campos. Los campos han sido desarrollados usando 2 pozos submarinos en el campo Cascade y 1 pozo submarino en el campo Chinook, aproximadamente 30 [km] al sur de Cascade. Durante la fase II del desarrollo del campo, Petrobras planea perforar 14 pozos adicionales.<sup>9</sup>



FUENTE: *Compañía PETROBRAS*

MAPA 1.20, "LOCALIZACIÓN DE LOS CAMPOS CASCADE Y CHINOOCK"

### 1.3 DESARROLLO HISTÓRICO DE MÉXICO COSTA FUERA (*OFFSHORE*)

México se extiende 200 millas náuticas (370.4 km) hacia el océano, a partir de la línea de costa, que define el nivel medio del mar de la zona litoral. Cuando esa extensión se traslapa con la de otros países, la delimitación de las respectivas zonas se hace de común acuerdo entre los afectados.<sup>13</sup>

El territorio de México se integra por las superficies continental, insular y marítima (mapa 1.21). La superficie continental se refiere a la parte del territorio nacional que está articulado con el continente Americano y la insular. La superficie marítima está constituida por el Mar Territorial y la Zona Económica Exclusiva (ZEE).

México cuenta con 2 000 000 [km]<sup>2</sup> de extensión continental, 2 946 825 [km]<sup>2</sup> de superficie marina total de los cuales el Golfo de México junto con la región del Gran Caribe cuentan con 1 800 000 [km]<sup>2</sup>.<sup>14</sup>

En la superficie marítima, México puede ejercer libre soberanía para explotar, explorar, conservar y administrar los recursos de los fondos marinos, incluidos los del subsuelo y del agua suprayacente. También se reserva el derecho exclusivo y de jurisdicción para utilizar islas arrecifales, establecer estructuras artificiales (plataformas petroleras) e implementar el desarrollo de actividades científicas, además de preservar el medio marino y eliminar los agentes contaminantes de esta zona.<sup>13</sup>

## INTRODUCCIÓN



FUENTE: INEGI Marco Geoestadístico Nacional  
MAPA 1.21, "TERRITORIO DE MÉXICO"

Una vez mencionado el área en la cual México puede realizar actividades, en este caso petroleras, México ha ubicado geográficamente los yacimientos petrolíferos en cuatro regiones con fines de estudio, control y desarrollo (mapa 1.22).



FUENTE: PEMEX Exploración y Producción  
MAPA 1.22, "OPERACIÓN REGIONAL DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN"

- a. **REGIÓN NORTE:** es la más extensa del sistema petrolero nacional con más de 2 000 000 [Km]<sup>2</sup>. Limitada al norte con Estados Unidos de Norteamérica, al este con el Golfo de México, al poniente con el Océano Pacífico y al sur con el Río Papaloapan.
- b. **REGIÓN SUR:** se encuentra ubicada al sureste de la República Mexicana. Limitada al norte con el Golfo de México con la Región Norte en el paralelo 18 grados, al noroeste con el Río Tesechoacán, hacia el sureste limita con el Mar Caribe, Belice y Guatemala, y al sur con el Océano Pacífico. Su superficie es aproximadamente de 390 000 [km]<sup>2</sup>.
- c. **REGIÓN MARINA:** está integrada por dos regiones: La Marina Noreste y la Marina Suroeste.

**Región Marina Noreste:** se encuentra ubicada al sureste del país, dentro de la plataforma continental y del talud del Golfo de México. Abarca una superficie de más de 166 000 [km]<sup>2</sup> y queda totalmente incluida dentro de las aguas territoriales nacionales, frente a las costas de Campeche, Yucatán y Quintana Roo.

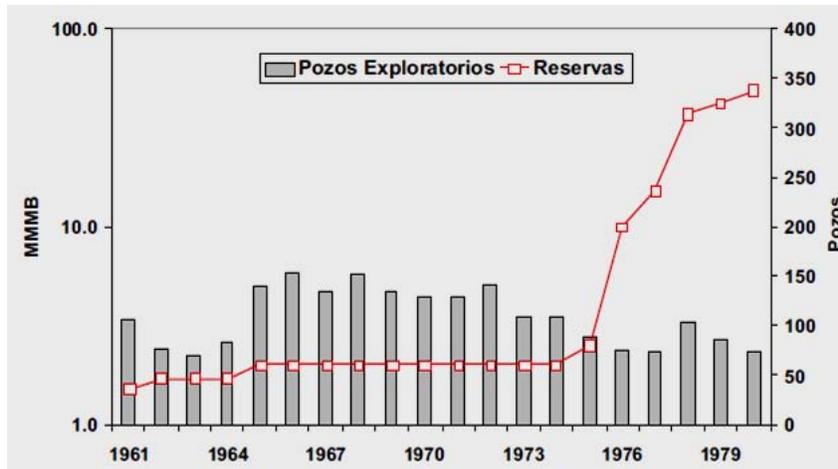
**Región Marina Suroeste:** se encuentra ubicada al sureste del país, dentro de la plataforma continental y del talud continental del Golfo de México. Abarca una superficie de 352 390 [km]<sup>2</sup>; en la parte sur limita con los estados de Veracruz, Tabasco y Campeche, en dirección este con la Región Marina Noreste; al norte por las líneas limítrofes de las aguas territoriales; y al oeste con el proyecto Golfo de México de la Región Norte.<sup>15</sup>

### **AGUAS SOMERAS**

Durante el periodo de 1951-1953, México se incursionó en proyectos marinos frente a las costas de Tuxpan, en donde se perforaron 16 pozos en Isla del Toro y 14 pozos en Cabo Rojo. Se encontró petróleo en tres de ellos ubicados en la formación “El Abra” del Cretácico Medio, extensión de la Faja de Oro, pero no fue sino hasta el año de 1963, cuando se descubrió la denominada Faja de Oro Marina. Fue descubierta por el pozo “Isla de Lobos 1-B” sobre una isla artificial construida en un pequeño arrecife formado en la porción norte de la Faja de Oro Marina. Se ratifica en el año 1968, con el descubrimiento del campo Arenque frente a las costas de Tampico.

En 1971 el pescador campechano Rudecindo Cantarell informa a Pemex la presencia de una mancha de aceite que brotaba del fondo del mar en la Sonda de Campeche, con el cual se iniciaron las operaciones marinas en el sureste. Ocho años después la producción del pozo Chac marcaría el principio de la explotación de uno de los yacimientos marinos más grandes del mundo (Cantarell), y a partir de esta fecha se comenzó la perforación de nuevos pozos (gráfica 1.1), que permitieron alcanzar un incremento sustancial en las reservas.<sup>15, 16</sup>

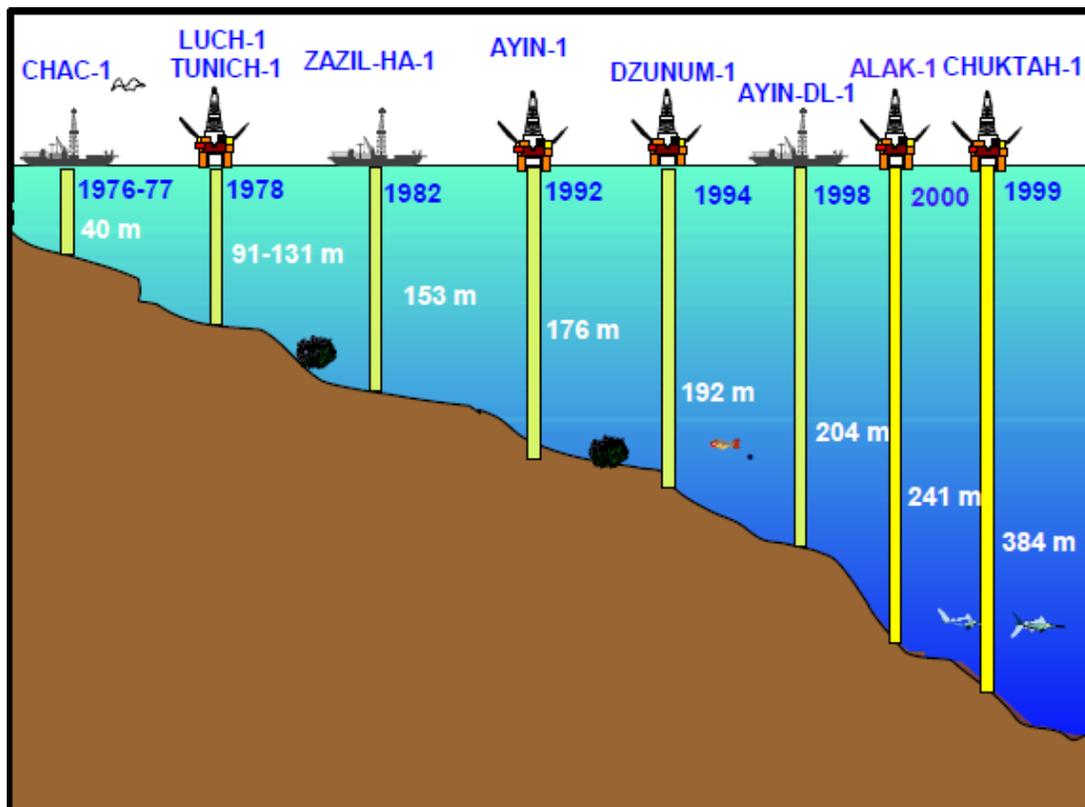
## INTRODUCCIÓN



FUENTE: *El petróleo de México, Enrique González y Agustín Acosta, 1963 y estadística UPMP*  
GRÁFICA 1.1, "PERFORACIÓN PARA INCORPORAR RESERVAS"

Los pozos perforados en el Golfo de México se encontraban en aguas someras en tirantes de agua de 45 [m] promedio, sin embargo, en los últimos años se comenzó a incursionar a mayores profundidades.

A mediados del año 2000 se habían perforado 53 pozos exploratorios con barcos perforadores y plataformas semisumergibles, en tirantes de agua desde los 40 [m] hasta los 384 [m] y con profundidades de 5470 [m] hasta los 6900 [m] (figura 1.3).<sup>17</sup>



FUENTE: PEMEX Exploración y Producción; desarrollo mundial, junio 2002

FIGURA 1.3, "TIRANTES DE AGUA DESDE 40 [m] HASTA 384 [m]"

En el año 2008 se descubrió el complejo petrolero Tsimin-Xux, ubicado en aguas territoriales del Golfo de México, frente al municipio Frontera, en Tabasco, y a 87 [km] de Ciudad del Carmen, Campeche. Este complejo dio grandes expectativas de explotación al igual que los de Ayatsil-Tekel y de Pit-Baksha (tabla 1.4).<sup>18</sup>

<b>Principales descubrimientos en aguas someras</b>		
<b>Nombre</b>	<b>Tipos de fluido</b>	<b>Reservas 3P [mmbpce]</b>
<b>Tsimin-Xux</b>	Gas y condensados (43 °API)	2009
<b>Ayatsil-Tekel</b>	Aceite pesado (12 °API)	756
<b>Pit-Baksha</b>	Aceite pesado (12 °API)	508

FUENTE: *La industria petrolera; elementos clave del negocio, retos y oportunidades*  
 TABLA 1.4, "EXPECTATIVAS DEL COMPLEJO TSIMIN-XUX"

### AGUAS PROFUNDAS Y ULTRA-PROFUNDAS

La necesidad del país por incrementar las reservas probadas de petróleo crudo, así como el cumplimiento futuro de la demanda de energéticos interna y externa, obligan a que las actividades exploratorias indiquen una tendencia a desarrollar nuevos campos petroleros, principalmente en aguas profundas, ya que en años recientes la explotación de estos recursos energéticos se ha ido tornando cada vez más complicada, ya que la era del petróleo fácil se terminó, al encontrarse éste en lugares cada vez más remotos o de difícil acceso, como es el caso de los campos petroleros marinos, especialmente en aguas profundas.

En aguas profundas, se realizaron trabajos sistemáticos para identificar las áreas con mayor potencial. Esto se hizo primero mediante imágenes de satélite que señalaban donde había manifestaciones de hidrocarburos, luego con líneas sísmicas 2D, después con modelos geológicos y geofísicos. De los más de 500 000 [km]<sup>2</sup> que tiene aguas profundas, alrededor de la mitad tiene tirantes de agua de entre 500 [m] y 3000 [m].

Características del Golfo de México Profundo:

- Superficie estimada: 497 173 [km]<sup>2</sup>.
- Plays principales: Eoceno, Oligoceno, Cretácico y Jurásico.
- Tipo de hidrocarburo: Aceite ligero, pesado, gas seco y húmedo.
- Campos descubiertos: 7.
- Recursos Prospectivos: 26.5 [mmmbpce].<sup>18</sup>

En 2002, Pemex inició el programa de exploración en aguas profundas en el Golfo de México. En 2004 perforó el pozo Chuktah 201, a 513 [m] de tirante de agua, pero estaba seco. Ese mismo año desarrolló el pozo exploratorio Nab-1 en un tirante de agua de 680 [m], que resultó productor de aceite extrapesado.<sup>19</sup>

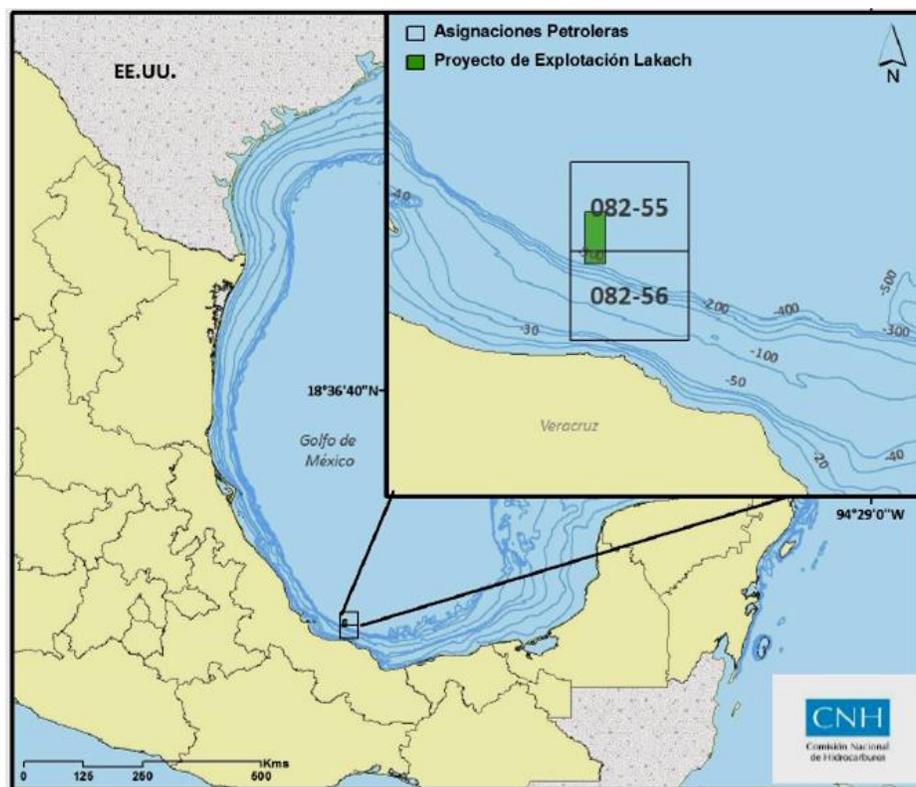
## INTRODUCCIÓN

Al cierre de 2006, se habían perforado cuatro pozos de aguas superiores a 500 [m], de los cuales tres fueron exitosos: Nab 1, Noxal 1 y Lakach 1.

Con el pozo Noxal 1 en el 2006, se confirmó el potencial del área denominado Coatzacoalcos Profundo, y se mejoró la visión de los elementos que constituyen ese sistema petrolero. Este pozo arrojó una producción inicial de 10 [mmpcd] y con base a estimaciones preliminares, las reservas asociadas a este nuevo yacimiento podrían alcanzar los 245 [mmpc]. En éste pozo, Petróleos Mexicanos perforó por primera vez en tirantes de agua de 935 [m], lo que significó un record en ese año.<sup>20</sup>

Fue hasta diciembre de 2006 que el pozo Lakach-1 se convirtió en el primer yacimiento mexicano descubierto en las aguas profundas del Golfo de México. El pozo Lakach-1 se ubica a 123 [km] al noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche, en un tirante de agua de 988 [m].<sup>19</sup> Era el más profundo que trabajaba Pemex y fue el primero en ser explotado en aguas profundas del Golfo de México. Posteriormente Pemex tiene en operación la plataforma Max Smith, contratada con la empresa Noble, con capacidad de perforación mayor a los 1500 [m] de tirante de agua en este yacimiento. Geográficamente el campo Lakach se ubica a 131 [km] al Noroeste de Coatzacoalcos, Veracruz, y 98 [km] al sureste de la Ciudad de Veracruz (mapa1.23).<sup>21</sup>

El campo Lakach está formado por dos yacimientos de gas húmedo con un volumen inicial de 1128 [mmpc] de gas, de los cuales se ha establecido que 452 [mmpc] son reserva 1P, y 866 [mmpc] reserva 2P.



FUENTE: Comisión Nacional de Hidrocarburos  
MAPA 1.23, "UBICACIÓN DEL PROYECTO DE EXPLOTACIÓN LAKACH"

## INTRODUCCIÓN

Las inversiones se empezaron a dar en el 2007-2008 en el momento en que empezaban a elevarse los precios de los hidrocarburos en el mundo. Se logró la contratación de plataformas semisumergibles, que hasta ahora han operado en aguas profundas, y de un barco para adquisición sísmica 3D, mediante un contrato a 5 años con una compañía internacional. Ese barco permite asegurar la adquisición de al menos 20 000 [km]<sup>2</sup> anuales de sísmica 3D en aguas profundas, a un costo inferior del 40% al que se contrataban este tipo de estudios.

Las actividades y resultados de exploración en el periodo comprendido del 2007-2012 fueron:

- Sísmica 3D: 101 362 [km<sup>2</sup>].
- Pozos: 22.
- Reservas: 1 395 [mmbpce] a nivel 3P.
- Inversión: 52 273 [mm] de pesos.
- Costo de descubrimiento de 2.7 [usd/bpce].<sup>18</sup>

En las aguas profundas del Golfo de México se han definido 3 grandes proyectos; Área Perdido, Golfo de México Sur y Golfo de México B (mapa 1.24), en donde el potencial de producción de hidrocarburos en aguas profundas se encuentra en 9 áreas principales (tabla 1.5) que cubren el 23% de la superficie total, para comenzar los trabajos de explotación en aguas profundas, localizados frente a las costas de Tamaulipas y Veracruz.<sup>22</sup>

Área	Riesgo	Profundidad de agua [m]
1. CP Perdido	Bajo-Moderado	>2000
2. Oreos	Moderado-Alto	800-2000
3. Nancan	Alto	500-2500
4. Jaca-Patini	Moderado-Alto	1000-1500
5. Nox-Hux	Moderado	650-1850
6. Temoa	Alto	850-1950
7. Han	Moderado-Alto	450-2250
8. Holok	Bajo-Moderado(oeste) Alto (este)	1500-2,000 600-1100
9. Lipax	Moderado	950-2000

FUENTE: PEMEX Exploración y Producción

TABLA 1.5, "ÁREAS PRIORITARIAS"

Después del descubrimiento de Campo Lakach en el 2006, las inversiones en aguas profundas realizadas en los últimos años (del 2007 al 2011), han permitido el descubrimiento de nuevos yacimientos y la compensación de la declinación en algunos yacimientos, consiguiendo perforar y terminar pozos (tabla 1.6), en tirantes de agua que van desde los 988 [m] con el pozo Lakach-1, hasta los 1928 [m] con el pozo Piklis-1, en el 2010. Este último con la ayuda de la plataforma Centenario.<sup>23</sup>

## INTRODUCCIÓN

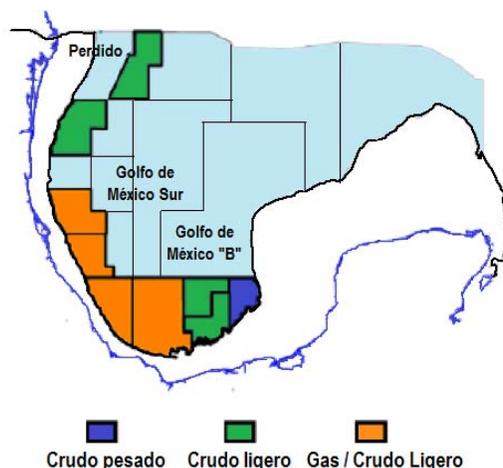
Nombre del pozo	Plataforma	Tirante de agua [m]	Profundidad [mdnm]	Año de Perforación	Año de Terminación	Resultado
<b>Chuktah-201</b>	Ocean Voyager	513	4,901	2003	2004	Improductivo
<b>Nab-1</b>	Ocean Voyager	679	4,050	2004	2004	Aceite Pesado
<b>Noxal-1</b>	Ocean Worker	935	3,640	2005	2006	Gas seco
<b>Lakach-1</b>	Ocean Worker	988	3,813	2006	2007	Gas Húmedo no Asociado
<b>Lalail-1</b>	Ocean Voyager	806	3,815	2007	2007	Gas Húmedo no Asociado
<b>Chelem-1</b>	Ocean Voyager	810	3,125	2007	2008	Improductivo
<b>Tamil-1</b>	Ocean Worker	660	3,598	2008	2008	Productor no Comercial de Aceite
<b>Etbakel-1</b>	Ocean Voyager	681	4,525	2008	2009	Improductivo
<b>Tamha-1</b>	Noble Max Smith	1,121	4,083	2008	2008	Improductivo
<b>Catamat-1</b>	Noble Max Smith	1,230	5,025	2008	2009	Productor no comercial de Gas
<b>Kabilil-1</b>	Ocean Worker	739	-	2009	2009	Improductivo
<b>Leek-1</b>	Ocean Worker	851	-	2009	2009	Gas Húmedo no Asociado
<b>Holok-1</b>	Noble Max Smith	1,028	-	2009	2009	Improductivo
<b>Labay</b>	Noble Max Smith	1,698	-	2009	2009	Productor no Comercial de Gas
<b>Lakach 2DL</b>	Noble Max Smith	1,196	3,300	2010	2010	Gas Húmedo no Asociado
<b>Piklis-1</b>	Centenario	1,928	5,431	2010	2011	Gas Húmedo
<b>Puskon-1</b>	Noble Max Smith	618	8,100	2011	2011	Pendiente de Terminación
<b>Talipau-1</b>	Bicentenario	945	5,000	2011	2011	Pendiente de Resultado
<b>Nen-1</b>	Centenario	1,493	4,350	2011	2011	Productor de Gas Seco

FUENTE: Pemex, Permisos de perforación y documentos de proyectos a dictaminar.  
Informe de labores CNH

TABLA 1.6, "POZOS PERFORADOS EN AGUAS PROFUNDAS Y ULTRA-PROFUNDAS HASTA EL 2011 Y SUS RESULTADOS"

La perforación de pozos ha migrado a tirantes de agua cada vez de mayor profundidad, conforme han evolucionado las habilidades del personal, la tecnología y capacidad de los equipos, lo que permitió perforar en el 2012 el pozo Supremus-1 (pozo que se situó como el octavo de mayor tirante de agua a nivel mundial).

Pemex ha explorado hasta ahora seis pozos en Área Perdido: Trión-1, Supremus-1, Maximino, Vespa, Pep-1 y Exploratus 1, de los cuales cinco de ellos han reportado presencia de hidrocarburos. Pep-1 es el único que no muestra presencia de hidrocarburos. <sup>24</sup>



FUENTE: Pemex Exploración y Producción  
MAPA 1.24, "CUENCAS DEL GOLFO DE MÉXICO PROFUNDO"

### 1.4 PERSPECTIVAS DE MÉXICO EN AGUAS PROFUNDAS

De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (AIE) y considerando las perspectivas de Exxon Mobil y BP, se observan las siguientes tendencias a nivel mundial en materia de energía:

- Incremento sustancial en las necesidades energéticas derivado de una expansión de la economía mundial y un incremento en la dinámica poblacional. Se estima que la demanda por energía primaria se incrementará 35% entre 2010 y 2035.
- Los combustibles fósiles continuarán satisfaciendo la mayoría de nuestras necesidades energéticas. <sup>25</sup>

Durante el periodo 2014-2018, se espera que:

*EN LA PERFORACIÓN DE POZOS:* Hacia el 2020 se prevé que la perforación y la operación de pozos podrían realizarse con frecuencia a presiones por arriba de 20,000 [lb/pg<sup>2</sup>] y temperaturas superiores a los 200 °C, lo que en combinación con altos contenidos de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>, requerirá el uso de aleaciones resistentes a la corrosión.

*EN EL PROCESAMIENTO SUBMARINO:* Nuevos desarrollos localizados lejos de la infraestructura existente o de la costa y/o campos con reservas más complejas, con crudo pesado, con cortes de agua importantes requerirán del procesamiento submarino (separación y bombeo). En la actualidad no existen grandes estaciones de compresión de gas submarinas pero se prevé que habrán sido desarrolladas hacia 2020.

*EN LA EXPLORACIÓN DE CRUDO Y GAS:* Actualmente existe tecnología denominada *Stress Field Detection* (SFD), que consiste en un sistema de evaluación remota que puede identificar características geológicas bajo la superficie, así como yacimientos potenciales.

*EN LA AUTOMATIZACIÓN EN PLATAFORMAS:* A partir del desastre de la plataforma Deepwater Horizon de BP en 2010, se ha dado un impulso al uso de robots en la industria petrolera. Se estima que la automatización en plataformas costa fuera podría reducir en 50% el número de trabajadores en el pozo y ayudaría a terminar los trabajos de forma más rápida.<sup>25</sup>

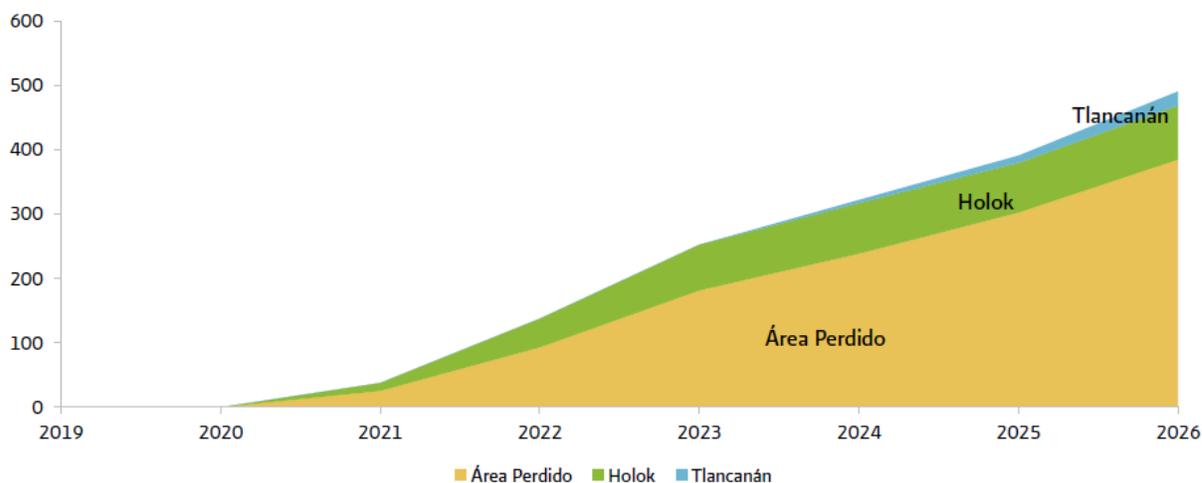
Debido a la declinación de Cantarell, que durante muchos años fue el principal yacimiento para Pemex Exploración y Producción (PEP), la paraestatal se ha visto obligada a intensificar y a diversificar sus opciones de producción, por lo que en su portafolio de proyectos 2012 cuenta con un total de 78 proyectos, de los cuales 2 son proyectos integrales de exploración y explotación, 29 son de explotación, 17 son de exploración y 30 son de infraestructura y soporte para la operación y mantenimiento del transporte y distribución de hidrocarburos. Las metas que se pretenden alcanzar en los próximos 15 años consisten en que el sector energético y en particular la industria petrolera funcionen cualitativamente mejor. Para poder conseguir dicho objetivo, la Secretaría de Energía propone el siguiente escenario:

### **ESCENARIO "ENE" (ESTRATEGIA NACIONAL DE ENERGÍA)**

La porción profunda de la cuenca del Golfo de México se ubica en tirantes de agua superiores a 500 [m], y abarca una superficie aproximada de 575 000 [km]<sup>2</sup>. Con base en la información adquirida, se han identificado diez provincias geológicas, de las cuales siete son áreas relevantes por explorar (Cinturón Subsaliño, Oreos, Nancan, Jaca Patini, Lipax, Yoka y Han), mientras que en tres ya se ha adquirido sísmica 3D y se incorporarán reservas a corto plazo (Cinturón Plegado Perdido, Holok y Nox Hux).

Del monto promedio de inversión, 37.9% se ocupará en la explotación de campos actuales, 22.7% a la exploración de nuevos campos, 17.7% al desarrollo de proyectos en aguas profundas (Área Perdido, Holok y Tlanacán). Para el desarrollo de los proyectos de aguas profundas se necesitarán 332 pozos. Se prevé que conforme avanza el periodo prospectivo, la participación de las incorporaciones de recursos en aguas profundas será cada vez más importante. En 2026, el desarrollo de aguas profundas alcanzará una producción mayor a 450 [mbd] (gráfica 1.2).

En los proyectos de aguas profundas, se desarrollarán, entre 2021 y 2026, tres proyectos: Área Perdido y Holok en 2021 y Tlanacán a partir de 2024. Al desarrollarse los proyectos de aguas profundas Lakach, Área Perdido y Holok, se esperarán producciones de crudo mayores a los 450 [mbd] hacia 2026.<sup>26</sup>



FUENTE: *Prospectiva del mercado de petróleo crudo 2012-2026*

GRÁFICA 1.2, "PRODUCCIÓN DE CRUDO [MBD] POR PROYECTO DE AGUAS PROFUNDAS 2021-2026, DE ACUERDO AL ESCENARIO ENE"

## 1.5 ESTRATEGIA ACTUAL DE PEMEX EN AGUAS PROFUNDAS

Las cuencas petroleras promisorias a nivel nacional, se encuentran cada vez más en áreas de geología compleja o en aguas profundas, lo que requiere nuevas formas de adquisición sísmica, nuevas herramientas de perforación y terminación de pozos, tecnologías para la perforación de pozos no convencionales (horizontales, multilaterales, de alcance extendido, tecnología de perforación para ambientes de alta presión- alta temperatura), nuevas tecnologías para explotar campos de aceite pesado y extrapesado, así como tecnologías para explotar campos en aguas ultra profundas.

Con el fin de definir su rumbo estratégico y los proyectos que serán ejecutados para alcanzar los objetivos de negocio, Pemex plantea las siguientes estrategias en materia de aguas profundas:

### *ESTRATEGIA 1.1*

Aumentar el nivel de incorporación de reservas de aceite en aguas someras y áreas terrestres, por lo que se requiere adquisición de 4751 [km] de sísmica 2D, adquisición de 25 663 [km]<sup>2</sup> de sísmica 3D y perforación de 231 pozos exploratorios. Cada una de las tres actividades está programada a realizarse en el periodo 2014-2018.

En general, se busca adquirir sísmica 3D con tendidos largos y alta densidad (incluyendo distribución de azimuth amplio), enfocada a los objetivos petroleros del Mesozoico y subsalinos.

### *ESTRATEGIA 1.2*

Acelerar la evaluación del potencial del Golfo de México Profundo. De acuerdo con los estudios geológicos y geofísicos realizados hasta la fecha, se estima que en la Cuenca del Golfo de México Profundo se descubrirán los campos con los mayores volúmenes de hidrocarburos.



Se requieren de 8 estudios de caracterización y delimitación en aguas profundas, 8 estudios de caracterización y delimitación en Tampico-Mizantla y 8 estudios de caracterización y delimitación en cuencas del sureste, cada actividad comprendida en el periodo 2014-2018.

Los principales campos en México están en proceso de declinación, por lo cual una de las principales estrategias para Pemex es incorporar reservas para incrementar la producción a través de la creación de nuevos proyectos (tabla 1.7).

Nombre del pozo	Aportación de reserva de aceite	Aportación de reserva de gas
<b>Trión-1</b>	395 [mmb]	404 [mmmpc]
<b>Supremus-1</b>	18 [mmb]	368 [mmmpc]
<b>Kunah-1</b>	---	1.8 [mmmpc]

*FUENTE: Santana y Tinoco, 2014; Principales elementos del plan de negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2014-2018*

TABLA 1.7, "APORTACIÓN DE RESERVAS 3P DE POZOS UBICADOS EN AGUAS PROFUNDAS DEL GOLFO DE MÉXICO"

Incrementar la producción de hidrocarburos es uno de los principales objetivos de Pemex, por lo que éste enfoca su interés en tres proyectos:

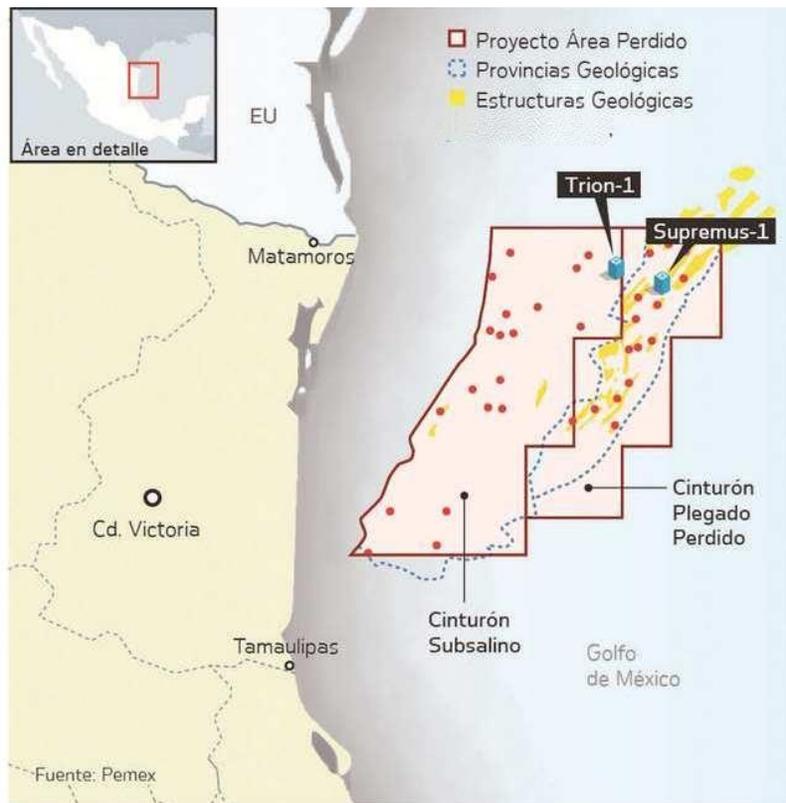
- **Proyecto Ayatsil-Tekel-Pit:** El proyecto de desarrollo Ayatsil-Tekel se crea con la responsabilidad de desarrollar los campos de aceite extrapesado costa fuera. Las características de estos campos son únicas no sólo en México sino también a nivel mundial y presentan una alta complejidad técnica y tecnológica. Se ubican entre 120-150 [km] de distancia de Ciudad del Carmen, Campeche; en tirantes de agua entre 120 [m] y 700 [m] de profundidad. Los yacimientos están constituidos de rocas carbonatadas naturalmente fracturadas de edad Brecha de Paleoceno Cretácico Superior con profundidades promedio de 3500 [m] bajo el nivel del mar. El bajo precio de este tipo de crudos y el alto nivel de inversiones requeridas exige plantear esquemas de desarrollo que garanticen su rentabilidad económica.
- **Proyecto de Exploración Área Perdido:** El proyecto de Área Perdido se ubica en la porción oeste del Golfo de México frente a la costa del Estado de Tamaulipas. La actividad exploratoria en aguas profundas nacionales del Golfo inició en 1992 con la adquisición de sísmica 2D regional; esta sísmica fue la base para establecer la correlación estratigráfica regional hacia las áreas de aguas profundas a partir de datos terrestres, al integrarse con la información de los primeros pozos exploratorios marinos paramétricos perforados en la plataforma continental.

La estrategia exploratoria del proyecto Área Perdido se enfoca en encontrar un yacimiento en el Cinturón Plegado Perdido (CPP), de aceite ligero y gas, similares a los plays productores en los campos análogos de la misma provincia geológica, ubicados en los Estados Unidos de América. También se

## INTRODUCCIÓN

busca comprobar la continuidad de los plays productores del terciario, por debajo de los cuerpos de sal somera en el Cinturón Subsalino (CSS), de la provincia Salina del Bravo. Actualmente, ambos objetivos se están logrando con la perforación del pozo Trión-1 y el pozo Supremus-1 (mapa 1.25).

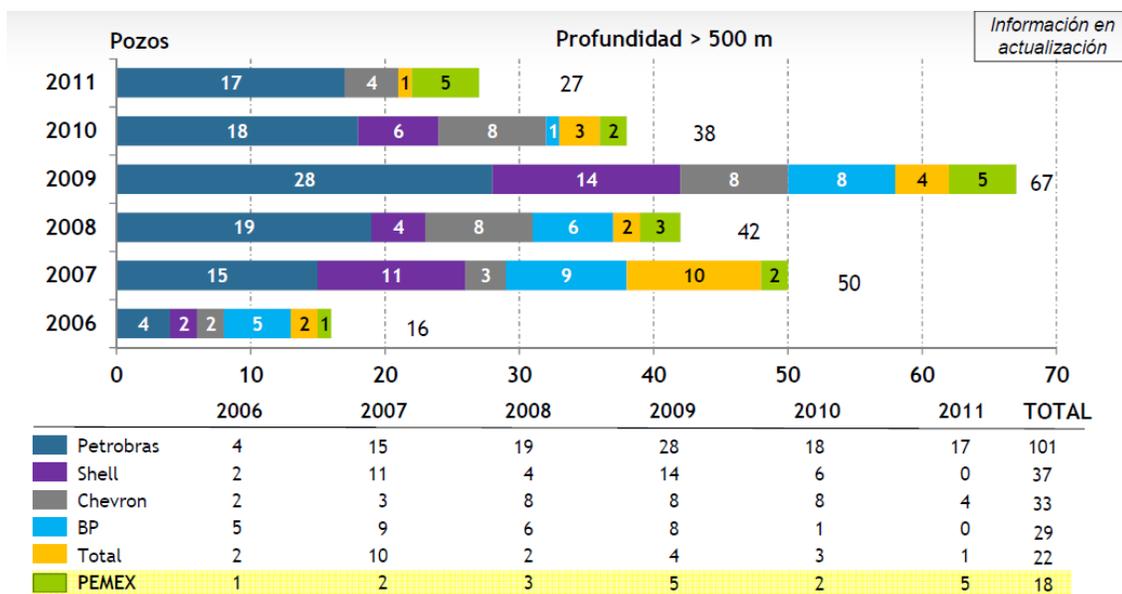
- **Proyecto Integral Lakach:** El campo Lakach, será el primer campo de gas que se desarrollará en aguas profundas y se presenta como una opción viable y atractiva para contribuir a incrementar la oferta de gas natural. El proyecto se compone de la realización de nueva infraestructura, constituida por pozos delimitadores, la perforación y terminación de pozos de desarrollo, instalación de ductos de transporte, de recolección, unidades de interconexión y de terminación de línea submarina, árboles submarinos, líneas umbilicales, estación de proceso y compresión y pozo letrina para disponer del agua producida previamente tratada con la finalidad de realizar un eficiente desarrollo y explotación para recuperar las reservas probadas y probables del campo.<sup>25</sup>



FUENTE: <https://elheraldodexalapa.wordpress.com/2012/08/>  
MAPA 1.25, "LOCALIZACIÓN DEL CINTURÓN PLEGADO PERDIDO, DEL CINTURÓN SUBSALINO, Y DE LOS POZOS TRIÓN-1 Y SUPREMUS-1"

Como parte de la estrategia de Pemex, la actividad en aguas profundas se ha intensificado, lo cual se refleja en su posicionamiento mundial (sexto en perforación) en este ámbito (gráfica 1.3). Este esfuerzo de actividad en aguas profundas se mostrará con mayor intensidad en los próximos años.

## INTRODUCCIÓN



FUENTE: *El futuro de la energía en México; Logros, perspectivas y retos*  
 GRÁFICA 1.3, “ACTIVIDAD DE PEMEX Y OTRAS EMPRESAS PETROLERAS, EN AGUAS PROFUNDAS”

El tipo de actividad de Pemex en aguas profundas ha sido similar a la de las principales compañías del mundo (gráfica 1.4).<sup>27</sup>



FUENTE: *El futuro de la energía en México; Logros, perspectivas y retos*  
 GRÁFICA 1.4, “SEMEJANZA DE LA ACTIVIDAD DE PEMEX EN AGUAS PROFUNDAS CON OTRAS COMPAÑÍAS PETROLERAS”

### 1.6 AVANCES TECNOLÓGICOS EN LA ACTIVIDAD EXPLORATORIA EN AGUAS PROFUNDAS

La exploración petrolera tiene una fuerte dependencia tecnológica. Con apoyo de los avances tecnológicos logra acrecentar la probabilidad de éxito o, lo que es lo mismo, disminuir el riesgo. La exploración de hidrocarburos se ha visto beneficiada de los grandes avances en computación y nanotecnología que se han dado en las últimas décadas.

Las actividades de exploración petrolera manejan factores de éxito que pueden ir desde el 10% al 40% en los mejores casos.

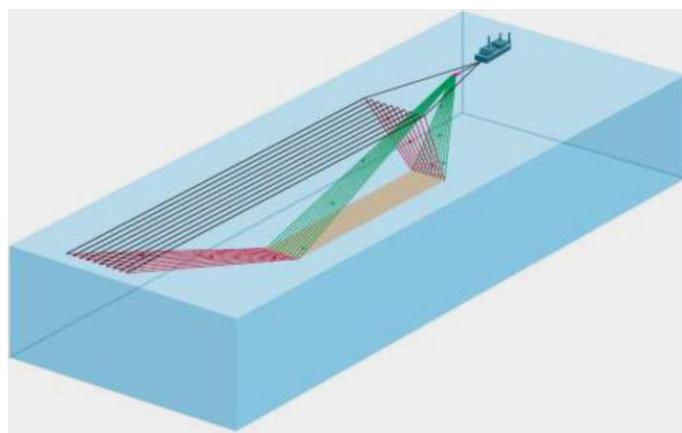
Hoy en día la exploración para la localización de yacimientos de hidrocarburos se realiza en lugares más remotos, de difícil acceso y bajo condiciones de trabajo más complejas. Por ejemplo, aguas profundas y ultraprofundas, yacimientos compartimentalizados, yacimientos altamente heterogéneos, yacimientos subsalinos o yacimientos no convencionales, entre otros.

En 1967 se inició la grabación digital en los levantamientos de sísmica 2D, al tener mayor capacidad de computación y de proceso.

Posterior a 1980, la exploración a nivel mundial tuvo una importante innovación tecnológica, la sísmica 3D.

La aplicación de sismología marina 2D dio paso al descubrimiento de los campos gigantes de la gran provincia petrolera de la Sonda de Campeche; y el uso de sismología 3D (figura 1.5) hizo posible la mejor definición de los campos Cantarell, Abkatun, Pol y Chuc, entre 1978 y 1981, en la Región Marina.

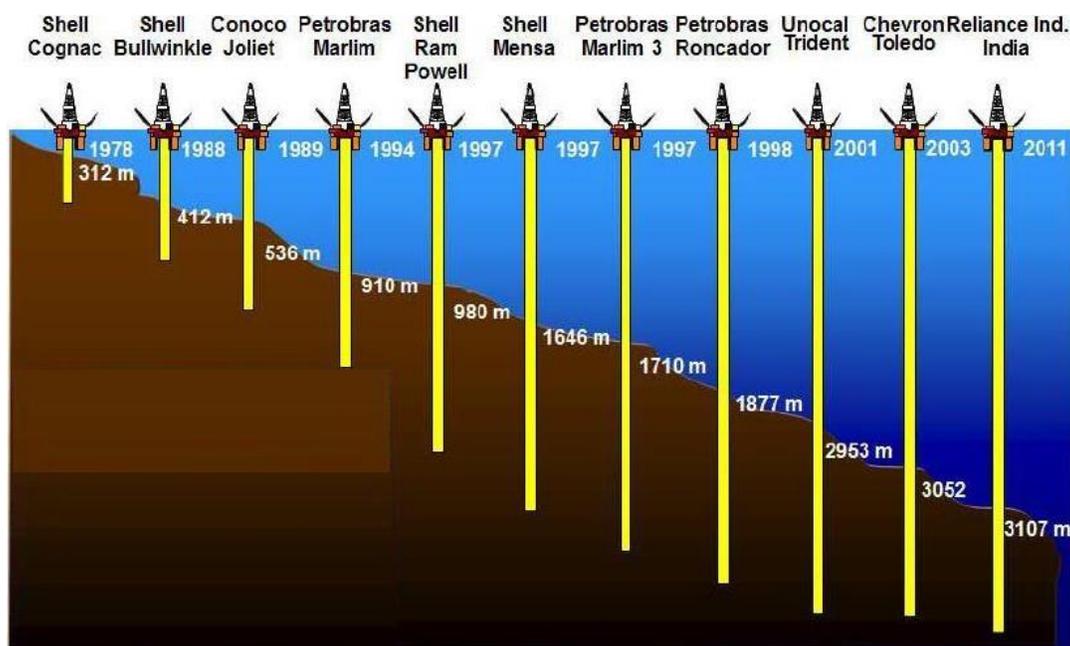
En México, al reducirse los precios en 1986, Petróleos Mexicanos cambió sus estrategias de inversión y a partir de esa fecha se redujo dramáticamente la actividad tanto en exploración, como en perforación, limitándose solamente a mantener una plataforma de producción de alrededor de dos millones seiscientos mil [bd].



FUENTE: Comisión Nacional de Hidrocarburos  
FIGURA 1.5, "CONFIGURACIÓN CONVENCIONAL DE ADQUISICIÓN SÍSMICA 3D"

## INTRODUCCIÓN

En la década de los noventas la exploración y producción petrolera volvieron a entrar en una etapa de crecimiento, tanto en sus volúmenes como en el uso de tecnología más moderna, especialmente en aguas profundas y ultra profundas (figura 1.6).



FUENTE: PEMEX Exploración y Producción  
FIGURA 1.6, "AVANCE TECNOLÓGICO EN LA PERFORACION DE POZOS EN AGUAS PROFUNDAS"

En el periodo de 1991-2004 se tuvo un gran desarrollo tecnológico en la exploración petrolera:

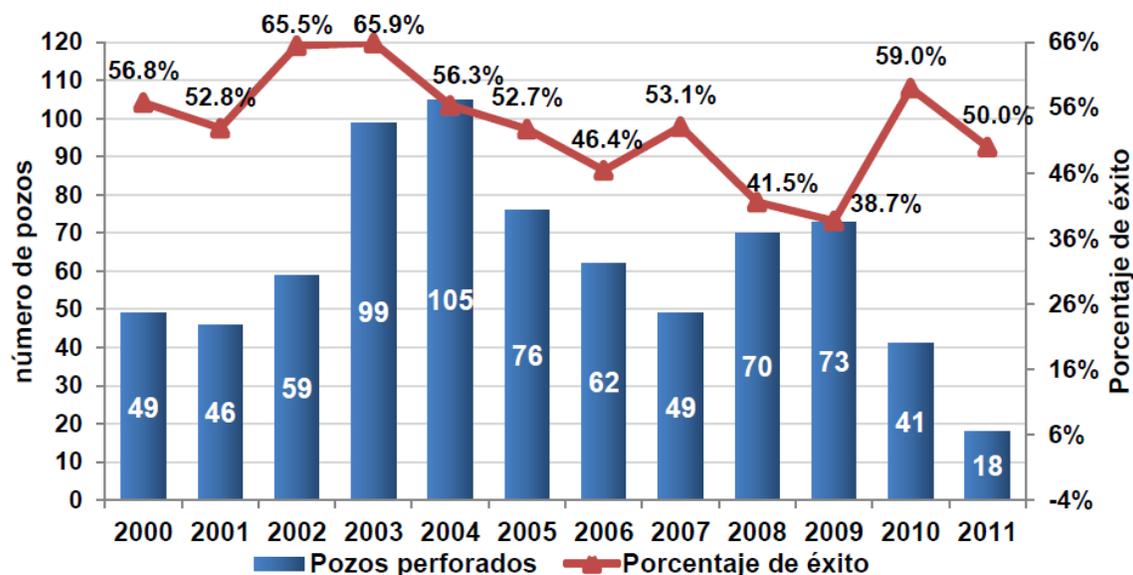
- Poder contar con bases de datos de mayor tamaño.
- Mapas computarizados.
- Modelado tridimensional.
- Mayor capacidad de procesamiento.

Esto permitió aumentar significativamente los descubrimientos de campos de mayor tamaño. Durante estos años, se volvió a tener avances tecnológicos importantes en los registros geofísicos, sobre todo con el desarrollo del registro sónico dipolar. Además, en 2002 surge el arreglo de inducción (*Array Induction Tool, AIT*) en esta misma área de registros geofísicos.<sup>23</sup>

### RESULTADOS RECIENTES EN MÉXICO

En 2007 Petróleos Mexicanos enfocó sus inversiones y recursos humanos a los proyectos de mayor valor, promoviendo el desarrollo de nuevas tecnologías en función de las necesidades de los proyectos, para mejorar el entendimiento de los elementos del sistema petrolero y reducir la incertidumbre volumétrica.

Sin embargo éste periodo se caracterizó por una escasa actividad en adquisición sísmica y perforación de pozos, lo que se reflejó en una baja tasa de reposición de reservas 3P (gráfica 1.5).



FUENTE: Base de datos institucional (BDI) PEMEX

GRÁFICA 1.5, "POZOS EXPLORATORIOS Y PORCENTAJE DE ÉXITO EN EL PERIODO 2000-2011"

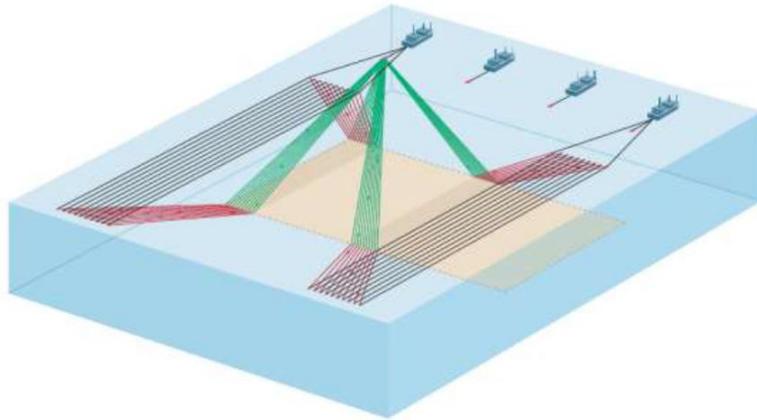
En materia tecnológica, las actividades de la industria petrolera han sido mejoradas, entre otras razones por el desarrollo tan significativo que ha tenido la industria de la computación. En este sentido no solo se refieren estos avances a equipo de cómputo y comunicaciones (*hardware*), sino también a los importantes desarrollos en sistemas, programas y bases de datos (*software*), lo que ha permitido progresar especialmente en la administración de yacimientos y en todo lo relativo a la exploración y producción de los hidrocarburos.<sup>23</sup>

### **NUEVAS TECNOLOGÍAS EN LA EXPLORACIÓN DE HIDROCARBUROS**

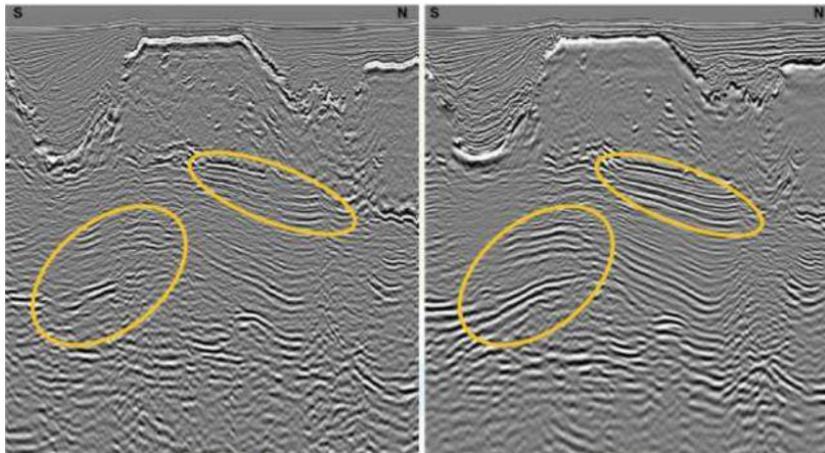
#### *WIDE AZIMUTH*

Una nueva tecnología que proporciona soluciones a la exploración del subsuelo en la definición de las estructuras que podrían contener hidrocarburos, son los levantamientos sísmicos de cobertura amplia, WAZ (figura 1.7). La forma de adquisición proporciona datos de las diferentes trayectorias de rayos que viajan por una amplia gama de direcciones, además de proporcionar un incremento en la relación señal-ruido. Además ha demostrado tener buena resolución en ambientes geológicos heterogéneos, por ejemplo, cuando se encuentran cuerpos salinos intrusionando la columna sedimentaria (figura 1.8).

En los cuerpos de sal las trayectorias sísmicas han sido mejoradas por el uso de registro de geometrías de acimut amplio WAZ, esto permite mejorar la iluminación de las capas por debajo de la sal, particularmente alrededor de los límites de los cuerpos.



FUENTE: Comisión Nacional de Hidrocarburos, documento técnico 2  
FIGURA 1.7, "CONFIGURACION DE ADQUISICION CON COBERTURA AMPLIA O ACIMUTAL, UTILIZANDO CUATRO EMBARCACIONES"



FUENTE: Comisión Nacional de Hidrocarburos, documento técnico 2  
FIGURA 1.8, "SECCIÓN SÍSMICA ADQUIRIDA CON SÍSMICA DE COBERTURA AMPLIA"  
Del lado izquierdo se trata de sísmica con Acimut corto y del lado derecho de Acimut amplio. Se observan en las áreas circuladas como la imagen esta mejor definida debajo del cuerpo salino.

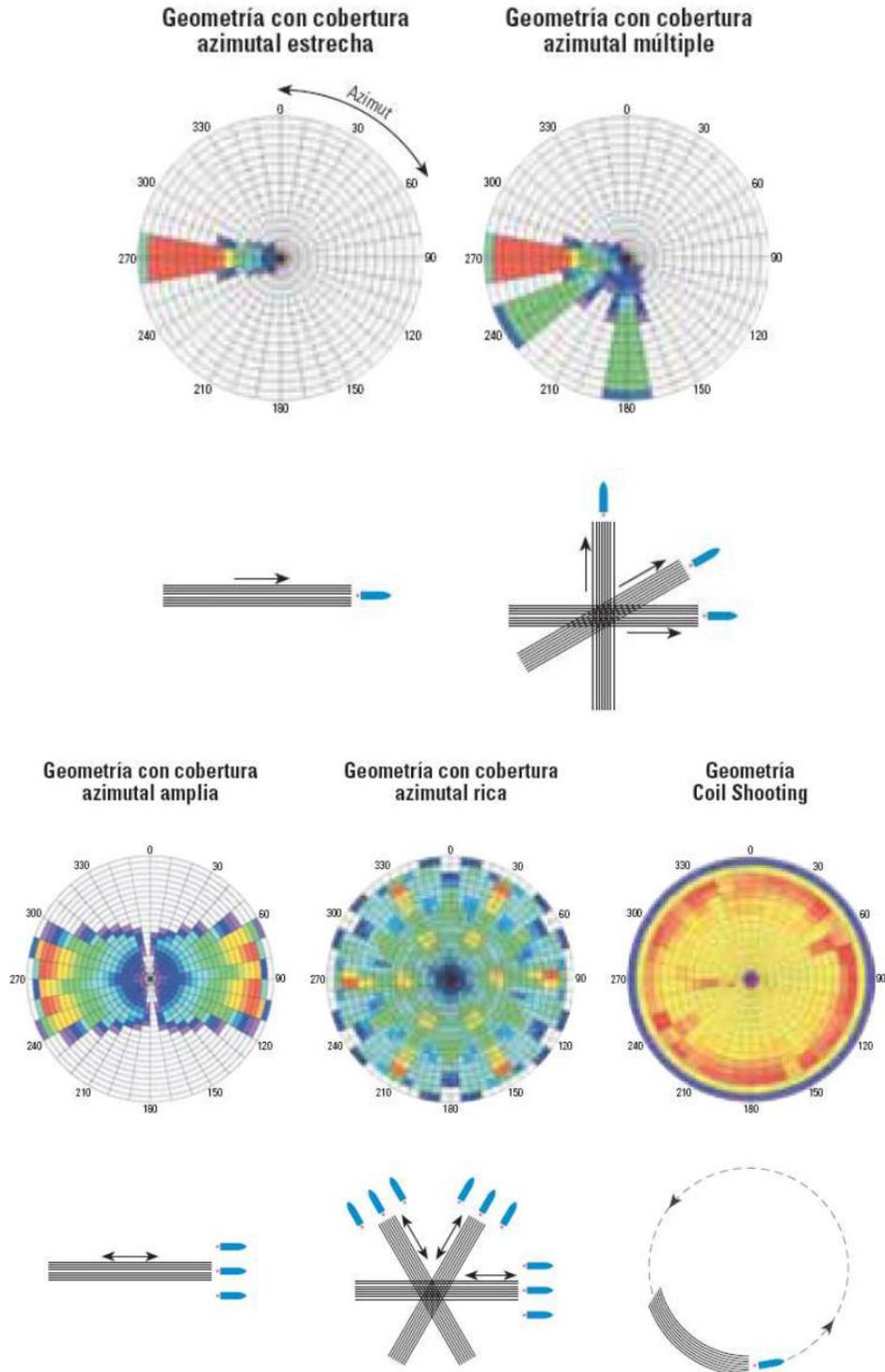
### *SÍSMICA EN CIRCULAR*

En la última década se han realizado numerosos levantamientos con la técnica WAZ con variantes en cuanto a la geometría de las embarcaciones, descubriendo que al realizar la adquisición WAZ en dos direcciones de navegación opuestas para tres orientaciones diferentes, se cubría el subsuelo seis veces, con lo que el conjunto resultante de datos tridimensionales que se registraban tenían un rango completo de acimut en la mayoría de los desplazamientos realizados (figura 1.9).

Estas experiencias concluyeron que la combinación de este tipo de adquisiciones en conjuntos con modelos de velocidades adecuados y algoritmos de migración en profundidad de alta fidelidad, ofrecerían a los exploradores una imagen del subsuelo radicalmente mejorada, sobre todo en zonas subsalinas.

## INTRODUCCIÓN

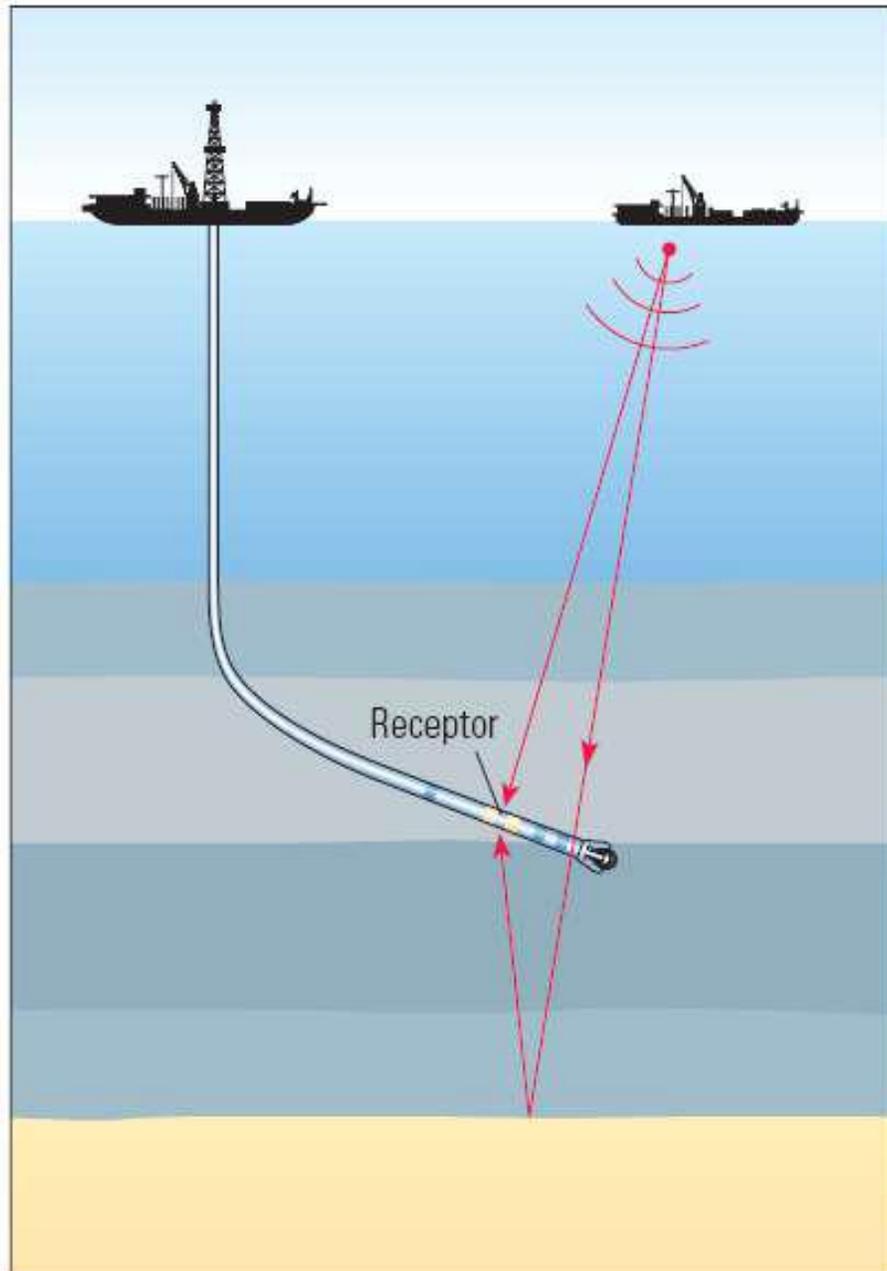
Una de las principales ventajas de esta adquisición es que el conjunto de datos puede ser dividido en diferentes rangos acimutales y así poder construir modelos de velocidad anisotrópicos y realizar análisis de fracturas.



FUENTE: Comisión Nacional de Hidrocarburos, documento técnico 2  
FIGURA 1.9, "GRÁFICAS DE COBERTURA POR ACIMUT Y DESPLAZAMIENTO EN DIAGRAMAS DE ROSETAS Y GEOMETRÍAS DE ADQUISICIÓN"

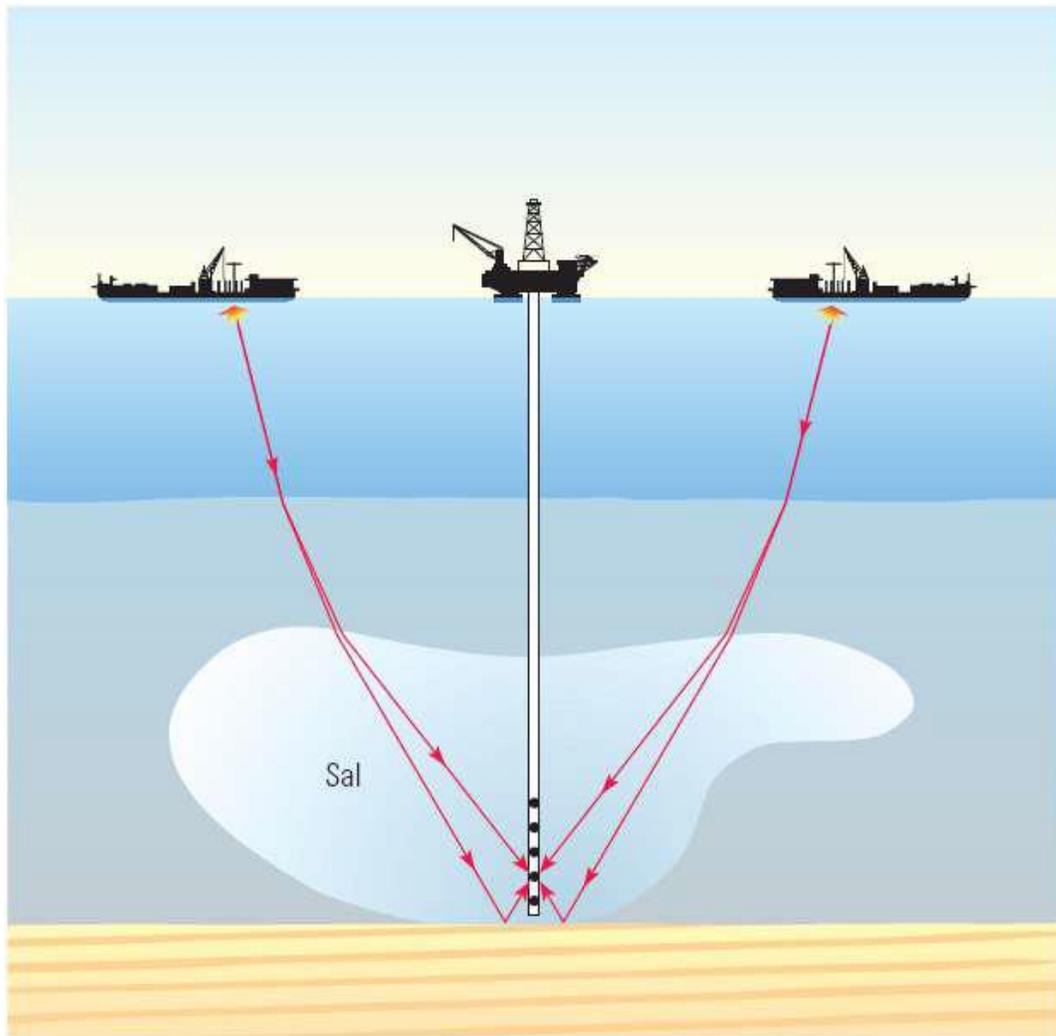
### SÍSMICA DE POZOS

Para ayudar a reducir la incertidumbre asociada con la correlación tiempo-profundidad sin tener que detener la perforación, se han diseñado registros durante la perforación. Esta tecnología utiliza una fuente sísmica convencional en la superficie y herramientas LWD que transmite información a la superficie (figuras 1.10 y 1.11).



FUENTE: Comisión Nacional de Hidrocarburos, documento técnico 2  
FIGURA 1.10, "VSP REGISTRADO DURANTE LA PERFORACIÓN"

Los levantamientos de sísmica de pozos reducen el riesgo de perforar los sedimentos subsalinos mediante la obtención de relaciones de velocidades sísmicas más precisas antes de que el pozo salga de la sal.



FUENTE: Comisión Nacional de Hidrocarburos, documento técnico 2

FIGURA 1.11, "ADQUISICIÓN DE UN VSP CON DESPLAZAMIENTO SUCESIVO DE FUENTE PARA DETERMINAR LA VARIACIÓN DE LA AMPLITUD CON EL ÁNGULO EN LA BASE DE LA SAL"

### *MÉTODOS ELECTROMAGNÉTICOS*

Si bien los métodos magnetotelúricos (MT) han estado en uso desde 1952 para la exploración del subsuelo, en los últimos años el método MT sigue siendo una herramienta importante en la exploración de hidrocarburos, dada su capacidad para esclarecer las estructuras y ayudar a identificar posibles acumulaciones de hidrocarburos antes de las perforaciones exploratorias.

Una de las limitaciones de los sondeos MT, es no poder detectar formaciones de poco espesor, y precisamente esta limitación condujo al desarrollo del método *Controlled Source Electromagnetic* (CSEM). Este método, requiere de una señal inducida artificialmente (a diferencia del MT, que trabaja con las corrientes naturales de la Tierra). La fuente es un dipolo eléctrico localizado, con una señal controlada que se extiende sobre un ancho de banda estrecho (tabla 1.8).

Tecnología MT marina	Tecnología CSEM marina
Fuente pasiva (atmosférica)	Fuente controlada activa
Ondas planas, verticalmente incidentes	Fuente dipolar localizada
Escala de cuenca	Escala de yacimiento
Detección de la estructura y de la litología	Detección del contraste de resistividad, tal como el producido por un fluido resistivo en el medio poroso frente a un ambiente conductivo
Campo de ondas sensibles a los conductores	Campo de ondas sensible a los resistores

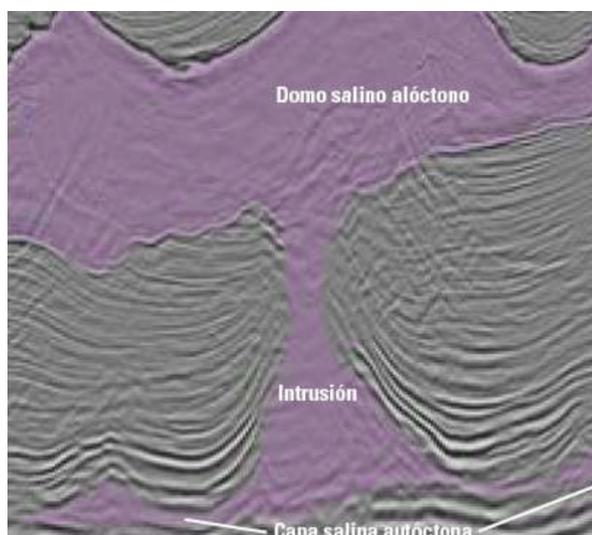
FUENTE: Comisión Nacional de Hidrocarburos, documento técnico 2 (modificada)

TABLA 1.8, "COMPARACIÓN ENTRE LAS TECNOLOGÍAS DE LEVANTAMIENTO MT Y CSEM MARINOS"

### MÉTODOS POTENCIALES

La magnetometría y la gravimetría, son dos métodos geofísicos que suelen agruparse como métodos potenciales. En ambos casos estos métodos utilizan los campos naturales de la Tierra. Los métodos potenciales típicamente han sido utilizados para la exploración de grandes áreas, para visualizar nuevas cuencas y delimitarlas. No obstante, el avance tecnológico de los últimos veinte años, ha permitido retomar los métodos potenciales en la exploración petrolera, principalmente la gravimetría.

Lo anterior, aunado a la facilidad de adquisición de datos potenciales, los bajos costos de los sondeos, el buen entendimiento que se tiene a nivel de los algoritmos utilizados en los procesos de la información e interpretación, han hecho de nuevo atractivos los métodos potenciales como ayuda a los métodos más comunes en la exploración petrolera, principalmente en sísmica (figura 1.12).<sup>23</sup>



FUENTE: Comisión Nacional de Hidrocarburos, documento técnico 2

FIGURA 1.12, "GRAVIMETRÍA DE AMBIENTES AFECTADOS POR TECTÓNICA SALINA"

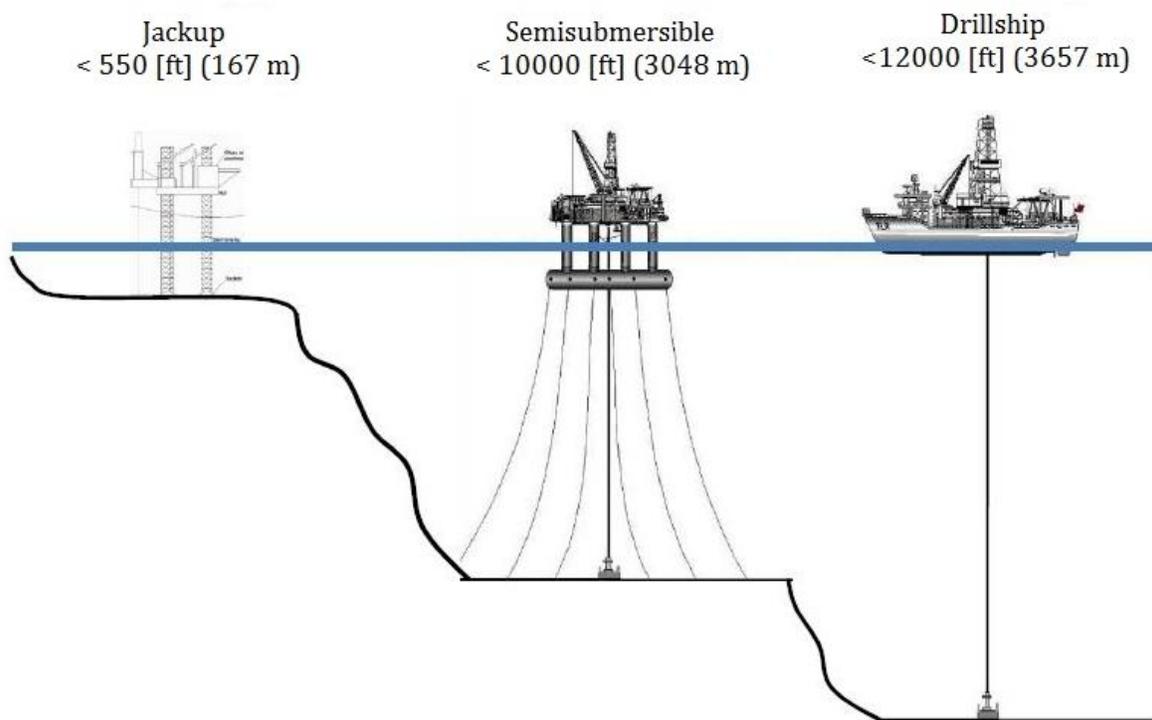
La interpretación de las zonas que están por debajo de los cuerpos salinos, son todo un reto para la sísmica pero hoy la gravimetría surge como una alternativa para ayudar a las exploraciones en ambientes afectados por tectónica salina.

## 2.1 UNIDADES MÓVILES DE PERFORACIÓN COSTA FUERA

Las unidades móviles de perforación costa fuera (*Mobile Offshore Drilling Units*), también conocidas como MODUs o plataformas, son embarcaciones que se utilizan para perforar, terminar y reparar pozos en ambientes marinos. La flota existente en la actualidad consta de viejas y nuevas tecnologías, e incluye una variedad de clases de embarcaciones construidas para distintas especificaciones.

Los pozos son perforados para exploración, evaluación o producción. Las MODUs se utilizan para todos los tipos de pozos, pero son la única opción económica para la perforación de pozos de exploración y evaluación, antes de que la infraestructura costa fuera sea instalada. Los pozos de desarrollo pueden ser perforados de MODUs, de plataformas fijas o plataformas flotantes.

Las MODUs se clasifican como unidades apoyadas en el fondo del mar y unidades flotantes. En las unidades apoyadas en el fondo, la plataforma está en contacto con el fondo marino durante la perforación, mientras que una plataforma flotante flota sobre el sitio mientras ésta perfora, manteniéndose en su posición mediante anclajes, o bien si las unidades están equipadas con propulsores que utilizan sistemas de posicionamiento dinámico (figura 2.1).<sup>28</sup>



FUENTE: *Offshore drilling industry and rig construction market in the Gulf of Mexico (modificada)*

FIGURA 2.1, "PLATAFORMAS APOYADAS EN EL FONDO  
VS PLATAFORMAS FLOTANTES"

### UNIDADES APOYADAS EN EL FONDO DEL MAR

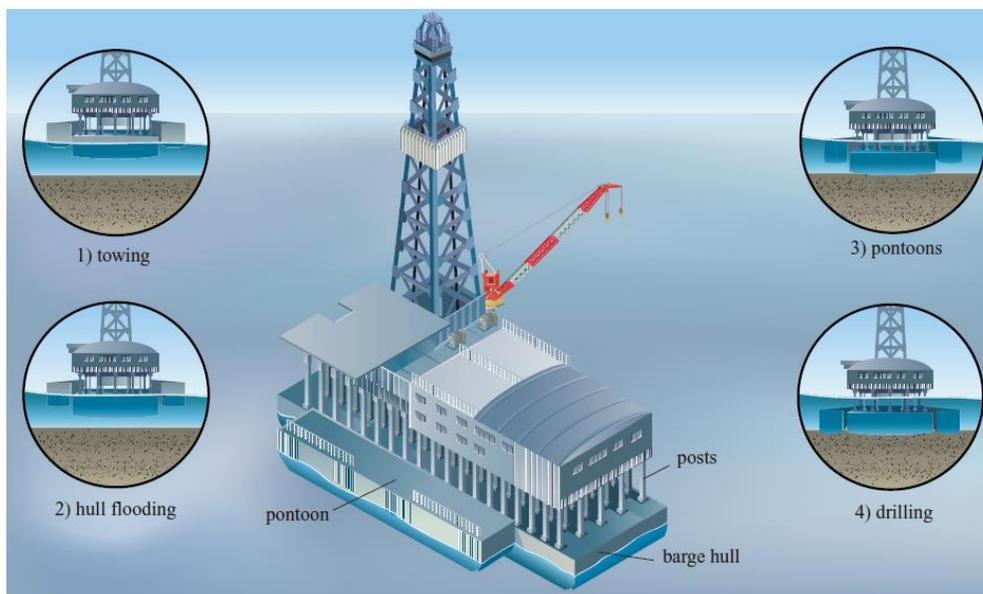
Las unidades apoyadas en el fondo del mar, se utilizan para la perforación en aguas poco profundas.

#### ✚ BARCAZAS

Son embarcaciones que descansan en el fondo durante la perforación. Estas se limitan a unos 30 [ft] (9 m) de profundidad de agua.

#### ✚ SUMERGIBLES

Consisten de una cubierta soportada por flotadores, durante la operación, los flotadores se inundan y la embarcación se apoya en el fondo, sin embargo rara vez se utilizan en la actualidad (figura 2.2).



FUENTE: *Encyclopaedia of hydrocarbons; offshore drilling*

FIGURA 2.2, "SUMERGIBLE DE PERFORACIÓN"

#### ✚ PLATAFORMA FIJA (FIXED RIG)

La plataforma fija (figura 2.5), tiene "piernas" que se extienden hacia abajo desde la plataforma hasta el fondo marino. Estas patas están construidas de concreto o de acero. Estas plataformas son muy estables ya que hay una exposición limitada al movimiento debido a las fuerzas del viento y del agua.

Estas plataformas no se pueden utilizar en aguas profundas (hasta 457 m), ya que no sería económico construir piernas tan largas.

#### ✚ TORRES DE CUMPLIMIENTO (COMPLIANT TOWERS)

Las torres de cumplimiento (figura 2.5) son similares a las plataformas fijas. La plataforma tiene una torre estrecha que está unida a una base. La torre es flexible, lo que le permite operar en aguas mucho más profundas (hasta 914 m), ya que puede absorber gran parte de la presión ejercida por el viento y el mar.

### ✚ PLATAFORMA AUTOELEVABLE (JACK-UP)

Las jack-ups (figura 2.3) son cascos flotantes triangulares o rectangulares con largas patas móviles (generalmente 3 o 4) en las esquinas del casco, las cuales son capaces de moverse verticalmente hacia arriba y hacia abajo. Gracias a sistemas de levantamiento hidráulico, es posible descansar los pies (también conocidos como *spud cans*) en el lecho marino y por lo tanto levantar el casco sobre el nivel del mar.

Toda la estructura se apoya firmemente en el fondo del mar. Las mayores jack-ups pueden funcionar a considerables profundidades de agua: algunas de ellas tienen patas de 150 [m] (492 ft) de longitud y son capaces de perforar en tirantes de agua de 90 [m] a 110 [m] (295 ft a 361 ft).

Las jack-ups pueden tener patas independientes o patas que se conectan entre sí en la base por una placa de carga que sustituye los *spud cans* individuales. Las jack-ups sólo pueden trabajar en profundidades de agua que son menores que la longitud de sus piernas. La profundidad máxima está en función de la resistencia mecánica de los fondos marinos. Cuando se traslada de un lugar a otro, el casco es generalmente remolcado por barcos remolcadores con las patas hacia arriba en el aire.<sup>29, 30</sup>



FUENTE: *Encyclopaedia of hydrocarbons; offshore drilling*  
FIGURA 2.3, "PLATAFORMA DE PERFORACIÓN JACK-UP"

### **UNIDADES FLOTANTES**

La perforación de pozos costa fuera está fuertemente condicionada por la profundidad del agua: más allá de 100 [m], donde el uso de plataformas descansando en el fondo del mar ya no es posible, por lo tanto es necesario el uso de unidades flotantes. Estas estructuras están diseñadas para mantenerse en posición, tan firmemente como sea posible, sobre el pozo que comienza a perforarse, por medio de anclajes o sistemas de posicionamiento dinámico.

El problema principal en este tipo de operaciones es obtener una conexión suficientemente rígida entre el fondo del mar y la unidad flotante, permitiendo que el equipo de perforación sea bajado al pozo y garantizar la continuidad hidráulica para la circulación del fluido de perforación, el cual tiene que volver a la plataforma. El elemento de conexión entre la unidad flotante y la cabeza del pozo (a través de los BOPs submarinos) es un tubo especial llamado riser marino de perforación.

A causa del movimiento del mar, el viento y las mareas, las unidades flotantes no están rígidamente conectadas con el fondo marino, pueden moverse verticalmente y horizontalmente en relación al eje del pozo. Estos movimientos nunca deben superar los límites impuestos por las condiciones de diseño. Como regla general, el movimiento horizontal admisible durante la perforación es de aproximadamente del 3% al 5% de la profundidad del agua.

Durante las operaciones, el movimiento o desplazamiento tiene que ser controlado constantemente con el fin de prevenir la aparición de tensiones excesivas en las estructuras de conexión de la cabeza submarina del pozo con la unidad flotante; si las condiciones climáticas y marinas causan que el desplazamiento exceda los límites de seguridad, las estructuras tienen que ser desconectadas.

En términos generales, una unidad flotante posee seis grados de libertad, ya que es capaz de mover y girar en torno a tres ejes principales. El movimiento rotatorio alrededor del eje transversal de la embarcación se llama *pitching*, alrededor del eje longitudinal se denomina *rolling*, y alrededor del eje vertical se conoce como *yawing*. El movimiento a lo largo de los ejes transversales es *swaying*, a lo largo del eje longitudinal es *surging* y a lo largo del eje vertical se llama *heaving*. *Rolling*, *pitching* y *heaving* son influenciados principalmente por la distribución de las masas de la estructura y por la carga de la embarcación. Por otra parte, *surging*, *swaying* y *yawing* son influenciados por el período de oscilación natural del sistema de anclaje.

Las plataformas flotantes de perforación se pueden dividir en dos clases principales: plataformas flotantes y barcos de perforación. En ambos casos, se trata básicamente de embarcaciones construidas para contener un sitio de perforación, un helipuerto, cuartos para todo el personal y espacios para los materiales y equipos.

En general, los barcos de perforación pueden viajar a una velocidad razonable y tienen una considerable capacidad de carga, pero, bajo condiciones meteorológicas y marítimas iguales, son menos estables que las plataformas flotantes, que son capaces de operar de manera estable incluso en condiciones ambientales difíciles.

Ambos tipos de plataforma, no están firmemente conectadas con el fondo marino, tienen que utilizar cabezas de pozo mucho más complejas y BOPs submarinos, que los utilizados en las operaciones de perforación en tierra.

### FLOTADORES

Son esencialmente barcos con equipos de perforación y suelen ser autopropulsados, además de que tienen una tripulación marina. Los sistemas de compensación de movimiento son un elemento esencial de todas las plataformas flotantes para asegurar que la perforación se pueda realizar con el tirón vertical de la plataforma.

### SEMISUMERGIBLES

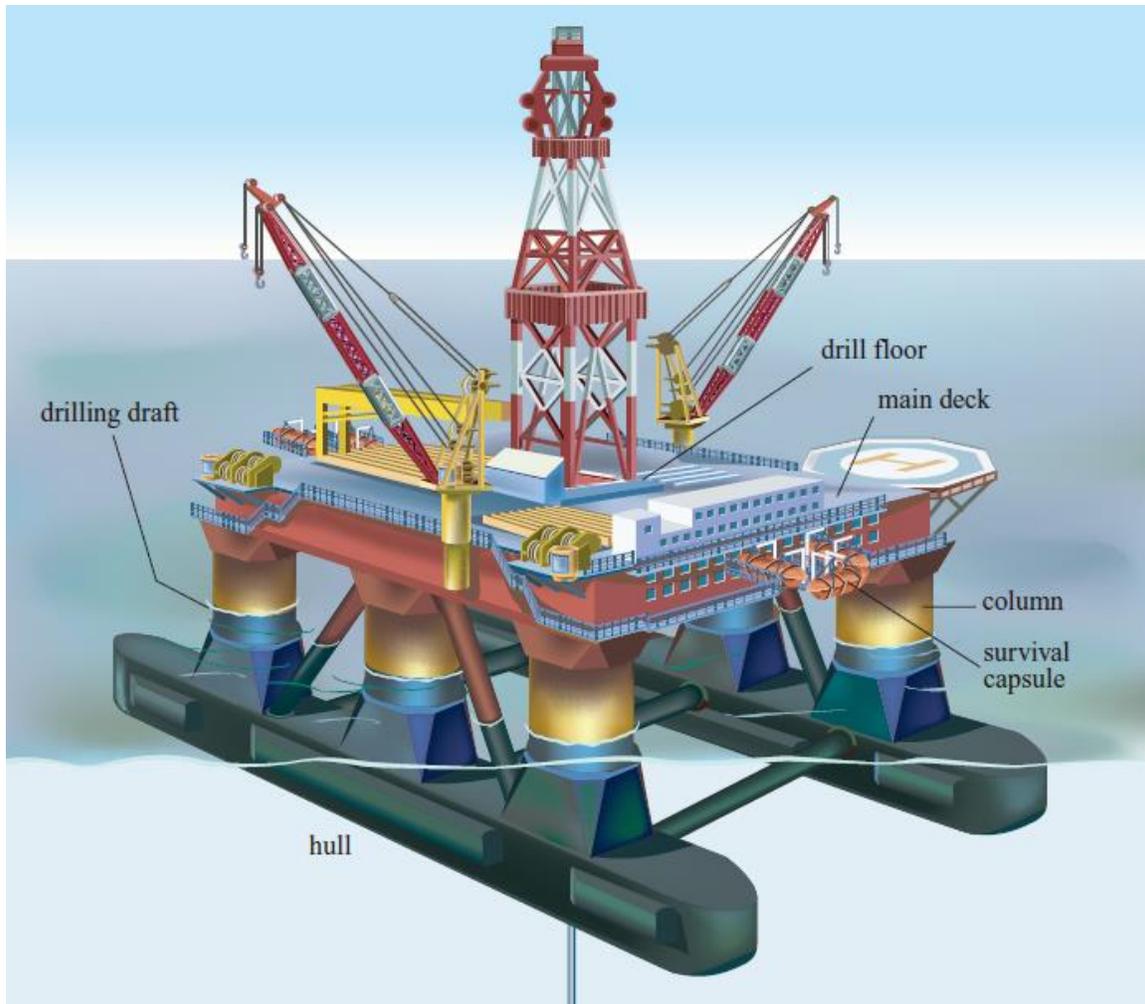
Las plataformas de perforación semisumergibles consisten de una gran plataforma triangular, rectangular o pentagonal, conectada con cascos sumergidos por medio de grandes columnas que varían en número de 3 a 8, de acuerdo con la forma de la embarcación (figura 2.4), estos se mantienen verticales sobre el sitio por medio de sistemas de anclaje o de posicionamiento dinámico.

Cuando es movida de un lugar a otro, los cascos sumergidos son vaciados y la plataforma se convierte en una unidad flotante, similar a una embarcación ordinaria. Algunas plataformas semisumergibles tienen que ser remolcadas por barcos remolcadores, mientras que otras tienen un sistema de propulsión autónomo. En su posición de trabajo, la altura de la plataforma sobre el nivel del mar se puede regular mediante el llenado de los cascos y las columnas con agua de mar como lastre.

Regulando apropiadamente la cantidad de agua de lastre, el calado de la embarcación es variado, optimizando su estabilidad durante las operaciones de perforación. Por otra parte, cuando el comportamiento del mar se convierte en estado grave, la seguridad de la embarcación se puede mejorar mediante el aumento del lastre, lo que disminuye el centro de gravedad de la embarcación.

Las plataformas semisumergibles son construidas con un período natural de *rolling* y *pitching* diferente del período de las olas que normalmente se encuentran en mar abierto, por lo tanto tienen una estabilidad considerable, que se ve poco afectada por el movimiento de las olas, y permite trabajar cómodamente. De hecho, debido a que una gran parte de la masa de la embarcación está sumergida, no está sujeta a *rolling* o *pitching*, sin embargo, es más difícil de controlar su movimiento vertical.

Las plataformas semisumergibles ancladas se utilizan para perforar en tirantes de agua de hasta aproximadamente 3280 [ft] (1000 m). A mayor profundidad, se requieren sistemas de posicionamiento dinámico.



FUENTE: *Encyclopaedia of hydrocarbons; offshore drilling*

FIGURA 2.4, "PLATAFORMA DE PERFORACIÓN SEMI-SUMERGIBLE"

#### PLATAFORMAS SEASTAR

Las seastar (figura 2.5), son plataformas con una plataforma flotante, semejantes a una semisumergible, pero con las piernas de tensión como una plataforma de piernas tensionadas (TLP). El casco inferior de la seastar se llena de agua cuando se perfora para aumentar la estabilidad de la plataforma. También tiene unos grandes y huecos "tendons" extendidos desde el lecho marino hasta la plataforma que se mantiene bajo constante tensión.

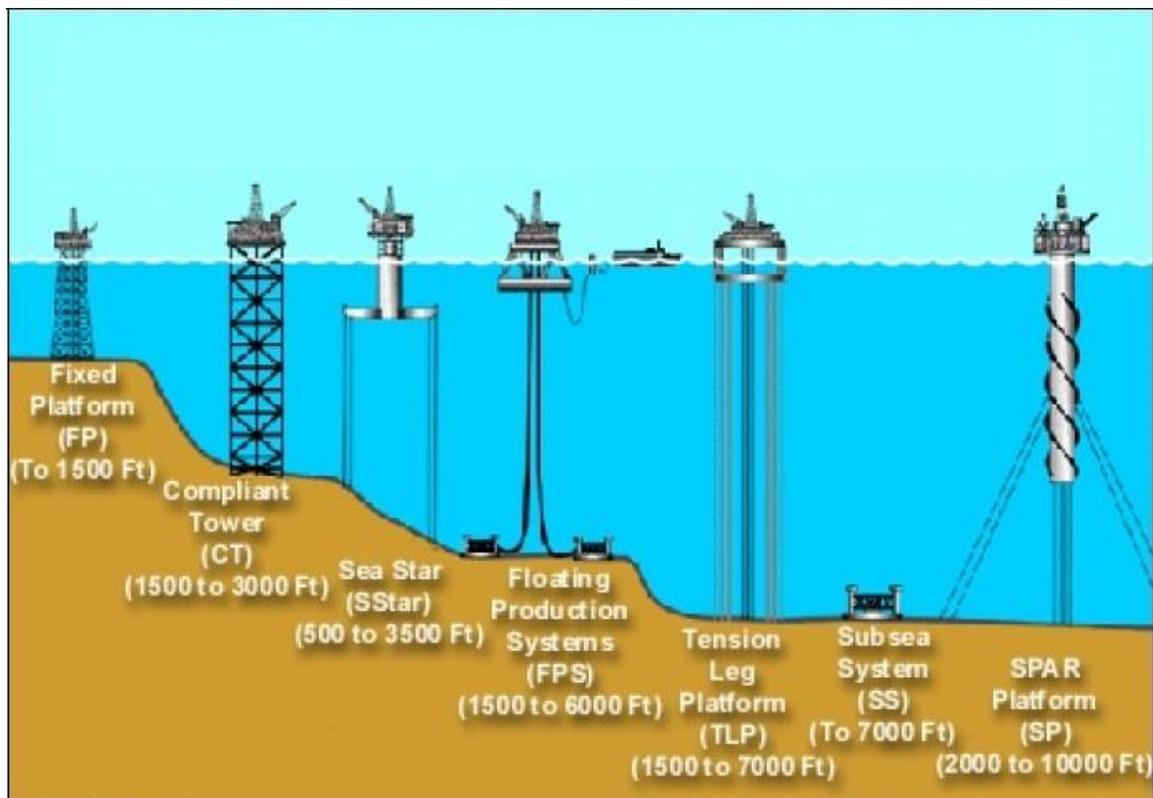
La tensión restringe cualquier movimiento ascendente o descendente, pero permite el movimiento de lado a lado, lo que ayuda a la plataforma soportar la fuerza del mar y el viento, sin romper las piernas. Por lo general, las plataformas seastar se utilizan para yacimientos con profundidades de agua pequeñas, cuando no es económica la construcción de una plataforma más grande. Pueden operar en profundidades de hasta 3500 [ft] (1067 m).

### ✚ PLATAFORMAS DE PATAS TENSIONADAS (TENSION LEG PLATFORMS)

Son versiones más grandes de la plataforma seastar. Las piernas largas y flexibles están unidas al fondo del mar, lo que permiten el movimiento lateral (hasta 20 ft). Las TLPs pueden operar a una profundidad de 7000 [ft] (2133 m).

### ✚ PLATAFORMAS SPAR

Las plataformas spar (figura 2.5), son enormes plataformas que consisten de un gran cilindro soportando una típica plataforma fija. El cilindro no se extiende hasta el fondo del mar, sino más bien está atado a la parte inferior por una serie de cables y líneas. El gran cilindro estabiliza la plataforma en el agua, lo que le permite absorber la fuerza del mar y el viento. Pueden operar hasta una profundidad de agua de 10000 [ft] (3048 m).



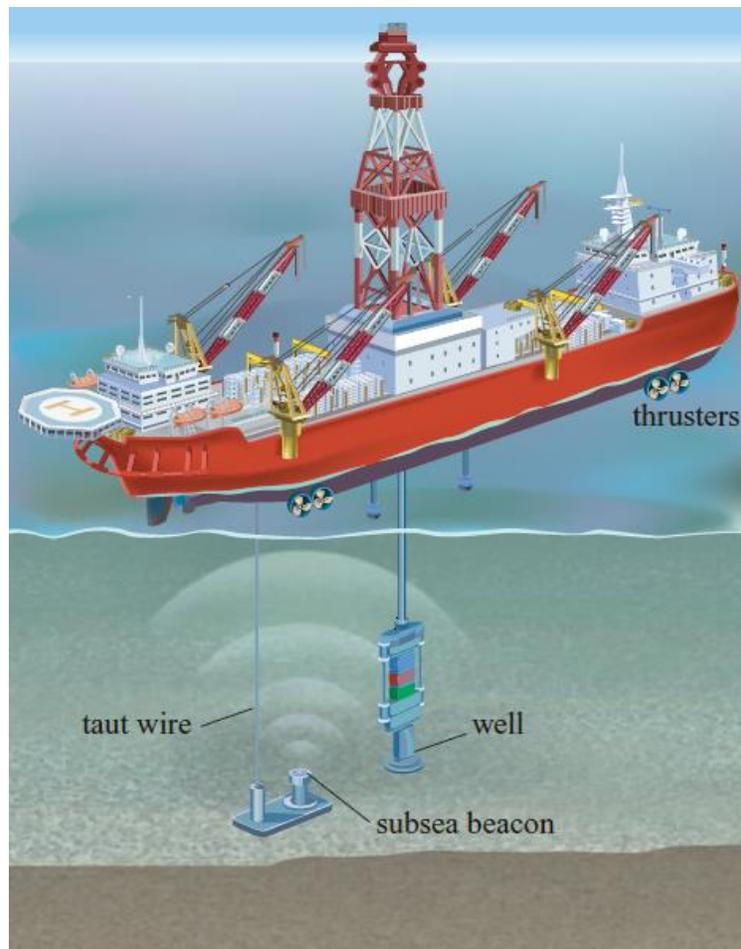
FUENTE: *Offshore oil and gas industry support sectors*

FIGURA 2.5, "PLATAFORMAS DE PERFORACIÓN Y PRODUCCIÓN COSTA FUERA"

### ✚ BARCO DE PERFORACIÓN

Los barcos de perforación están diseñados y construidos específicamente para actuar como sitios de perforación y están equipados con sistemas tecnológicos de particular complejidad. Se utilizan para operar en aguas profundas, a menudo en condiciones ambientales extremas, tales como la perforación en zonas árticas. Actualmente es uno de los mejores medios para perforar pozos exploratorios en áreas remotas, alejadas de los puntos de suministro, ya que pueden llevar todo el material necesario para perforar.

Así como para las plataformas semisumergibles, los barcos de perforación se mantienen en una posición vertical sobre el pozo por medio de sistemas de anclaje o de posicionamiento dinámico (figura 2.6). Cuando son anclados se pueden utilizar para perforar en profundidades de hasta aproximadamente 3280 [ft] (1000 m), mientras que para mayores profundidades se deben usar sistemas de posicionamiento dinámico, de esta manera el barco es capaz de operar en 9842 [ft] (3000 m) de agua. En este caso, el límite de profundidad depende sólo en el peso y la resistencia mecánica del sistema de conexión con la cabeza submarina del pozo.<sup>28, 29, 30, 31</sup>



FUENTE: *Encyclopaedia of hydrocarbons; offshore drilling*  
FIGURA 2.6, "EMBARCACIÓN DE PERFORACIÓN CON  
SISTEMA DE POSICIONAMIENTO DINÁMICO"

### **SISTEMA DE ANCLAJE PARA LAS UNIDADES FLOTANTES**

El sistema de posicionamiento tradicional para una embarcación, prevé el uso de líneas de anclaje con cables o cadenas, las cuales van desde el casco y se fijan al fondo del mar por anclas, colocadas de acuerdo al esquema de ejecución, en función de la geometría de la embarcación, las expectativas del mar y las condiciones climáticas. En general, los barcos de perforación tienen 3 o 4 pares de líneas de anclaje, mientras que en las plataformas semisumergibles tienen al menos un par en cada columna en los vértices de la plataforma.

Las líneas de anclaje son usualmente hechas de varias partes, una parte superior que consiste de un cable de acero conectado a la embarcación, y una parte inferior, que consiste de una cadena fijada al anclaje. En caso de que un solo anclaje no sea suficiente para agarrar el fondo del mar, se utilizan dos o más anclas en serie, conectados por otra cadena.

Los anclajes se bajan verticalmente por un barco remolcador usando un cable especial. El remolcador, remolca el anclaje para posteriormente anclarlo, así como para el estiramiento de la línea de anclaje. Cuando se ha alcanzado la posición correcta, se baja el ancla al fondo del mar de manera que las aletas se incrustan en la parte inferior. Verticalmente sobre cada anclaje hay una boya que marca su posición, con el fin de facilitar su recuperación cuando las operaciones hayan terminado. En el caso de aguas de más de 1000 [m], el sistema de anclaje tradicional requiere líneas largas y pesadas, remolcadores más potentes y de larga duración, posicionamiento difícil y operaciones de recuperación, que implican costos considerablemente más altos. El anclaje de las embarcaciones se programa de acuerdo a la fuerza ejercida por el viento y las tensiones inducidas por el mar.<sup>29</sup>

### **SISTEMA DE POSICIONAMIENTO DINÁMICO PARA LAS UNIDADES FLOTANTES**

Una plataforma de perforación costa fuera se puede mantener en una posición relativamente fija, verticalmente por encima del pozo por medio del sistema de posicionamiento dinámico. Esta tecnología es necesaria cuando la profundidad del agua es tal que ya no es posible utilizar sistemas de anclaje tradicionales debido al peso de las líneas de anclaje y la excesiva elasticidad del sistema.

Para tal fin, la embarcación deberá tener pares de hélices en la popa, en la proa y en ambos lados, las cuales siempre se mantienen trabajando (figura 2.6). La cabeza del pozo, la cual se coloca siempre en el fondo del mar cuando se perfora con plataformas flotantes, está equipada con un dispositivo que envía una señal acústica a la embarcación, y debajo de la quilla hay una serie de hidrófonos que reciben la señal que llega desde el fondo del mar. Posteriormente esta señal se transmite a un dispositivo de control electrónico, que identifica en tiempo real la posición de la embarcación en relación con la cabeza del pozo y, dependiendo de su movimiento, restaura su posición vertical mediante la variación de la velocidad de uno o dos pares de hélices.

El posicionamiento dinámico tiene la ventaja de permitir una cierta posibilidad de rotación en la parte de la embarcación, y por lo tanto permite la mejor orientación de la dirección del viento, las corrientes y las olas.

En algunos casos se utilizan varios sistemas de medición de la posición vertical, como la presencia de burbujas de gas en el agua o la interferencia del sonido de los tornillos los cuales pueden falsificar las señales de los hidrófonos. Es posible, por medio de dispositivos especiales, medir el ángulo de inclinación de un cable, conectado a un punto fijo en el fondo marino y mantener una tensión constante. Los métodos más sofisticados utilizan sistemas de posicionamiento por satélite, (*Global Positioning System*, GPS).<sup>29</sup>

### 2.2 DISEÑO DEL POZO

Las técnicas y el equipo para perforar pozos costa fuera son muy similares a los usados para la perforación en tierra. Las principales diferencias consisten en el arreglo de la plataforma de perforación y de los equipos, así como ciertos métodos particulares para llevar a cabo las operaciones, los cuales tienen que adaptarse a los requerimientos dictados por más difíciles que sean, además de las condiciones ambientales extremas.

Una plataforma de perforación costa fuera tiene que crear las mismas condiciones de trabajo que los equipos en tierra, los cuales pueden moverse de un punto a otro sin ninguna dificultad.

La integridad del ciclo de vida del pozo es un objetivo principal en el diseño y construcción de pozos en aguas profundas. La necesidad de la integridad del pozo comienza con la fase de perforación y continúa a través de las fases de terminación y producción.

El proceso del diseño del pozo comienza con un entendimiento del ambiente en el cual el pozo será perforado. Son desarrolladas la interpretación de estructuras geológicas locales, geopresiones y fuerzas de formación. Estas interpretaciones pueden ser derivadas tanto de la experiencia en perforaciones locales o de datos sísmicos.

Con una descripción del ambiente geológico del área, posteriormente se introducen las limitaciones dictadas por el diseñador para hacer frente a los requisitos específicos del pozo. Estos incluyen los objetivos de perforación direccional y la profundidad del pozo.

Es común para pozos en aguas profundas del Golfo de México penetrar largas secciones de sal. En algunos lugares, la sal proporcionará una mayor resistencia a la fractura, la cual puede reducir el número de sartas de revestimiento requeridas para alcanzar el objetivo final del pozo.

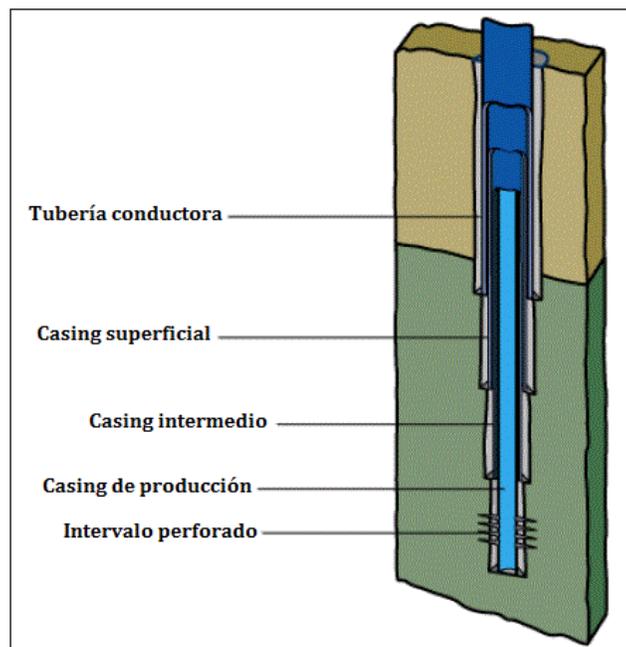
En el desarrollo del programa de la tubería de revestimiento (*casing* o *TR*), el diseñador debe considerar también la presencia de intervalos con hidrocarburos y cualquier zona agotada o zonas de flujo que requieran aislamiento.

El diseño del pozo se limita aún más por las altas presiones en la cabeza del pozo (*High Pressure Wellhead Housings*) que normalmente proporcionan sólo tres perfiles de suspensión de TR. Para aplicaciones de perforación profunda, o donde el margen de la presión de poro y la presión de fractura es pequeño, a menudo más de tres sartas de casing se requieren para alcanzar los objetivos geológicos.

Algunas tecnologías se han desarrollado para ayudar a conservar el tamaño del agujero y la reducción del número de TRs requeridas. Éstas incluyen conexiones de TRs niveladas o semi-niveladas, TR expandible, y administración de la presión de perforación (*Managed Pressure Drilling*), tecnologías como los sistemas de circulación continuos, dispositivos de reducción, y doble gradiente de perforación.<sup>29, 30, 32</sup>

### 2.3 PERFORACIÓN DE UN POZO

Durante la perforación, el equipo de perforación hace un agujero en el lecho marino utilizando una barrena. El fluido de perforación pasa por la tubería de perforación a través de la barrena, donde ésta es lubricada y también controla la presión hidrostática en el interior del pozo. El fluido de perforación lleva recortes de regreso a la plataforma a través del anular entre la tubería de perforación y el agujero. Los pozos son perforados por etapas y cuando se llega al final de una etapa, el pozo abierto es cubierto usando tubería de acero (casing) para evitar que el agujero colapse. Los pozos costa fuera por lo general tienen tres a cuatro sartas de casing antes de llegar a la formación objetivo (figura 2.7).



FUENTE: *Offshore drilling industry and rig construction market in the Gulf of Mexico (modificada)*  
FIGURA 2.7, "DIAGRAMA DEL CASING PARA UN POZO TÍPICO"

Desde un punto de vista operativo, la perforación costa fuera se puede subdividir en dos categorías principales, dependiendo del tirante de agua:

✓ **PERFORACIÓN CON PLATAFORMA PERMANECIENDO EN EL FONDO MARINO**

El equipo de seguridad, por ejemplo el conjunto de preventores de reventones (BOPs) es situado permanentemente sobre el nivel del mar y es accesible desde la estructura, en este caso las operaciones de perforación son prácticamente idénticas a las realizadas en la perforación en tierra.

✓ **PERFORACIÓN CON PLATAFORMAS FLOTANTES**

La cabeza del pozo y el equipo de seguridad (BOPs submarinos) se colocan en el fondo del mar, por lo tanto, no son directamente accesibles desde la estructura. En este caso, un número de secuencias de las operaciones de perforación se diferencian de los terrestres, ya que la plataforma no es inmóvil en relación con la cabeza del pozo, pero

debido a que ésta flota, está sujeta a la acción del viento, las corrientes y olas, las cuales causan pequeños movimientos horizontales y verticales.

Naturalmente, en este caso, también el fluido de perforación tiene que subir a la plataforma flotante, a través del riser marino de perforación, el cual conecta la cabeza submarina del pozo con la plataforma.

Las técnicas para perforar pozos costa fuera por medio de plataformas flotantes son básicamente las mismas que las utilizadas para pozos en tierra. Las pocas diferencias se derivan del hecho de que se requiere un número de elementos adicionales a fin de conectar la cabeza del pozo de manera segura a la plataforma. En general, los factores importantes que intervienen en la perforación de pozos de plataformas flotantes son debido a las siguientes circunstancias:

- a) La cabeza del pozo se localiza en el fondo del mar.
- b) Los BOPs submarinos se localizan sobre la cabeza submarina del pozo y son controlados hidráulicamente o eléctricamente desde la superficie.
- c) Los BOPs son conectados a la plataforma por medio de una tubería conocida como riser marino, el cual permite que el fluido de perforación circule hacia arriba.
- d) El riser marino de perforación, conectado en la punta del conjunto de BOPs, tiene una *ball joint* en su base y un *slip joint* sobre el nivel del mar para compensar los movimientos horizontales y verticales de la plataforma.
- e) Las líneas para la prevención de bombas (líneas de matar para la introducción de lodo, y líneas de estrangular para fines de recuperación del lodo) corren desde el manifold superficial en la plataforma a la cabeza submarina del pozo, como líneas independientes fijadas a la parte exterior del riser marino.

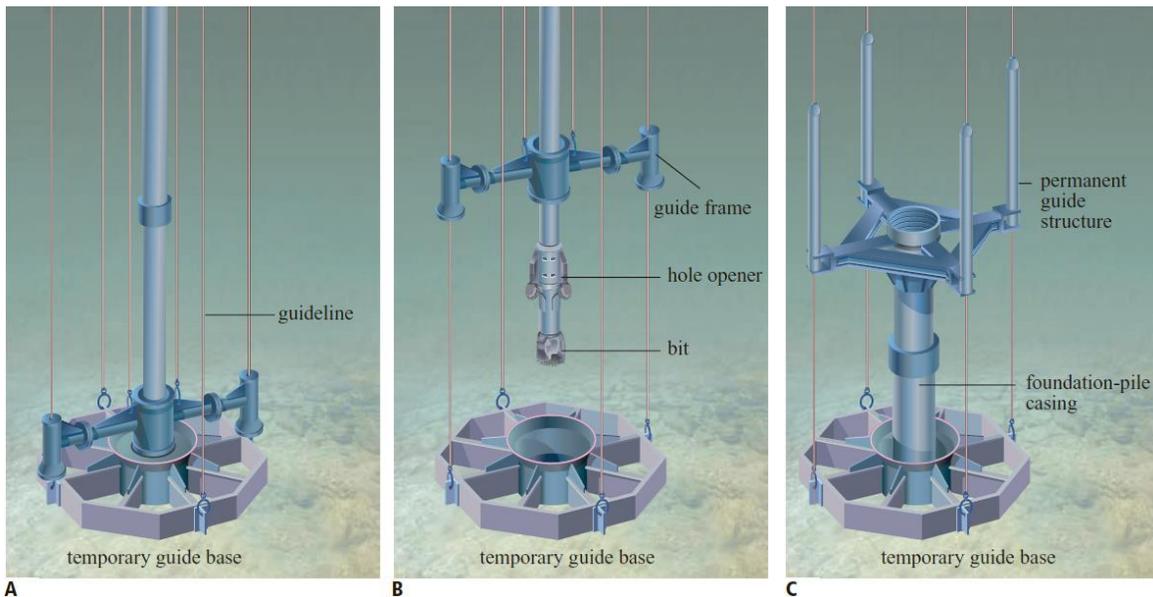
La perforación comienza después de que la plataforma ha sido posicionada verticalmente sobre el pozo, por medio de anclaje o sistemas de posicionamiento dinámico. La primera operación consiste en la colocación en el fondo del mar, por medio de la sarta de tubos, de la llamada base guía temporal (figura 2.8), un fuerte armazón de acero con un agujero central que tiene una entrada cónica en la parte superior, provista de cuatro líneas guías (*guidelines*) y una serie de pernos (*pins*) de acero que se incrustan en el fondo del mar y que impiden el desplazamiento.

La sarta de tubos es entonces desconectada, dejando sólo la base guía temporal en el fondo marino, con las cuatro *guidelines* que se conectan con la plataforma. Normalmente, al final de ésta operación, una unidad de monitoreo se envía hacia abajo a lo largo de una guideline, para controlar que la base de soporte temporal está descansando correctamente en el fondo del mar. En este punto la fase de perforación puede comenzar, a fin de colocar el primer casing, que en la perforación costa fuera es llamado *foundation pile*.

El agujero se perfora utilizando una sarta de perforación ordinaria, guiada por el interior del agujero de la base guía temporal por un armazón y se mantiene en su posición por las cuatro guidelines.

Esta primera fase de perforación se realiza mediante la circulación de agua de mar, y los recortes no suben a la superficie, pero se encuentran dispersos en el fondo del mar. La foundation-pile es bajada hasta una profundidad de unas pocas decenas de metros, generalmente entre 30 y 50, como para un tubo conductor de pozos en tierra. En este punto, la foundation-pile se pone en funcionamiento, nuevamente se baja dentro del agujero con un armazón ligero y las cuatro guidelines.

El armazón ligero se hace de tal manera que éste se corta cuando la foundation-pile entra en el agujero. La foundation-pile termina con un objeto especial conocido como estructura guía permanente, que se caracteriza por cuatro columnas tubulares robustas colocadas en los vértices, de 3-6 [m] de largo, a través de las cuales corren las guidelines.



FUENTE: *Encyclopaedia of hydrocarbons; offshore drilling*

FIGURA 2.8, "PERFORACIÓN DESDE UNIDADES FLOTANTES:

A: base guía temporal, B: estructura guía para la sarta de perforación,  
C: foundation-pile casing y estructura guía permanente"

Las cuatro columnas sirven en las fases subsecuentes para guiar con precisión a los preventores submarinos BOPs a la cabeza del pozo. La estructura guía permanente contiene el alojamiento para la cabeza del pozo, en la cual se anclarán los casings sucesivos. La cabeza submarina del pozo se forma de tal manera que permita el bloqueo del conector hidráulico al cual los BOPs están acoplados.

Posteriormente, la foundation-pile es totalmente cementada por medio de una sarta de perforación.

Una vez que el cemento ha fraguado, continúa la perforación, perforando la segunda sección del agujero dentro de la foundation-pile, en el que se inserta el segundo casing (en la perforación costa fuera se llama tubo conductor, de forma análoga al casing superficial de los pozos en tierra).

Una vez que el tubo conductor también ha sido totalmente cementado, el pozo tiene una estructura estable y es posible instalar los BOPs. Después de esto, la perforación continúa con la típica secuencia de operaciones como en los pozos en tierra.<sup>28, 29</sup>

### **2.4 CONJUNTO DE PREVENTORES DE REVENTONES SUBMARINOS (BOPs)**

En la perforación costa fuera los BOPs tienen la misma función que los que se utilizan en pozos en tierra, pero están conectados en un solo complejo (el conjunto BOP) antes de que sea montado en la cabeza del pozo, a fin de reducir los tiempos de montaje en el fondo del mar. Ellos se alojan en una estructura en forma de jaula de sección cuadrada (figura 2.9).

El conjunto de BOP se baja y se sujeta a la cabeza del pozo por medio de una conexión hidráulicamente controlada, asegurando el sellado hidráulico. En la parte superior se encuentra el BOP anular, seguido por una serie de BOPs de ariete. En caso de abandonar temporalmente el pozo a causa de condiciones meteorológicas y marítimas adversas, es posible suspender las tuberías sobre los de forma de ariete del menor BOP, para desenroscar los tubos y cerrar el pozo con los arietes ciegos superiores. En este punto es posible desconectar también el riser marino y posiblemente abandonar el sitio. El riser marino puede ser reconectado cuando las condiciones meteorológicas del mar mejoren.

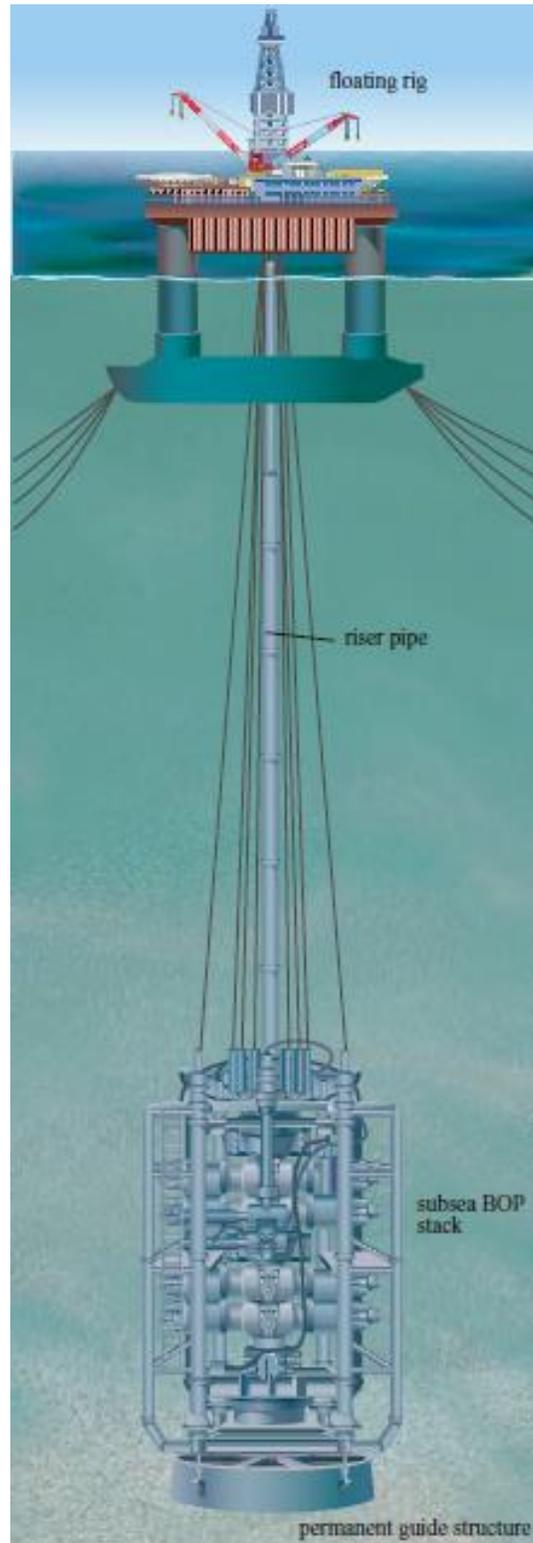
Las líneas hidráulicas que controlan las diversas funciones del conjunto de BOP convergen en un bloque conector, al que está conectado el conjunto de tubos flexibles para su control desde la superficie. Los BOPs pueden funcionar de una manera similar a la utilizada en pozos terrestres, conocido como el sistema directo. En este caso, el sistema operativo y el acumulador de presión se instalan en la superficie, y los controles están conectados a los BOPs con líneas flexibles. El sistema directo tiene la ventaja de ser simple, barato y fácil de mantener, pero se convierte en imposible de usar con el aumento de la profundidad del agua (más allá de 100 [m]), debido a los tiempos de funcionamiento más largos.

A grandes profundidades se utiliza un sistema indirecto, en el que el fluido operando desde los acumuladores superficiales se transporta al lecho marino en una sola tubería flexible de alta presión, a la que también están conectadas las otras líneas para el funcionamiento de la válvula de distribución y la válvula de regulación.<sup>29</sup>

### **2.5 RISER MARINO DE PERFORACIÓN**

El riser marino de perforación, conecta la parte superior del conjunto de BOP submarino con la plataforma flotante. Este es un tubo de acero de alta resistencia, muy similar al casing, y su propósito es guiar las herramientas dentro del pozo y llevar el fluido de perforación a la superficie (figura 2.10).

Está montado por encima del conjunto de BOP por medio de un conector especial equipado con una bola articulada (*ball joint*).



FUENTE: *Encyclopaedia of hydrocarbons; offshore drilling*  
FIGURA 2.9. "CONJUNTO DE BOP SUBMARINO"

Las conexiones son operadas hidráulicamente desde la superficie para permitir una rápida desconexión (en caso de malas condiciones meteorológicas y marítimas) y facilitar la conexión del riser. La *ball joint* le permite al riser desplazarse por pocos grados, para ajustarse a los movimientos horizontales de la embarcación.

Durante la perforación, para incrementar la velocidad a la que los recortes llegan a la superficie dentro del riser, el lodo se bombea a través de una línea especial de aumento de presión dentro del riser por encima de la *ball joint*.

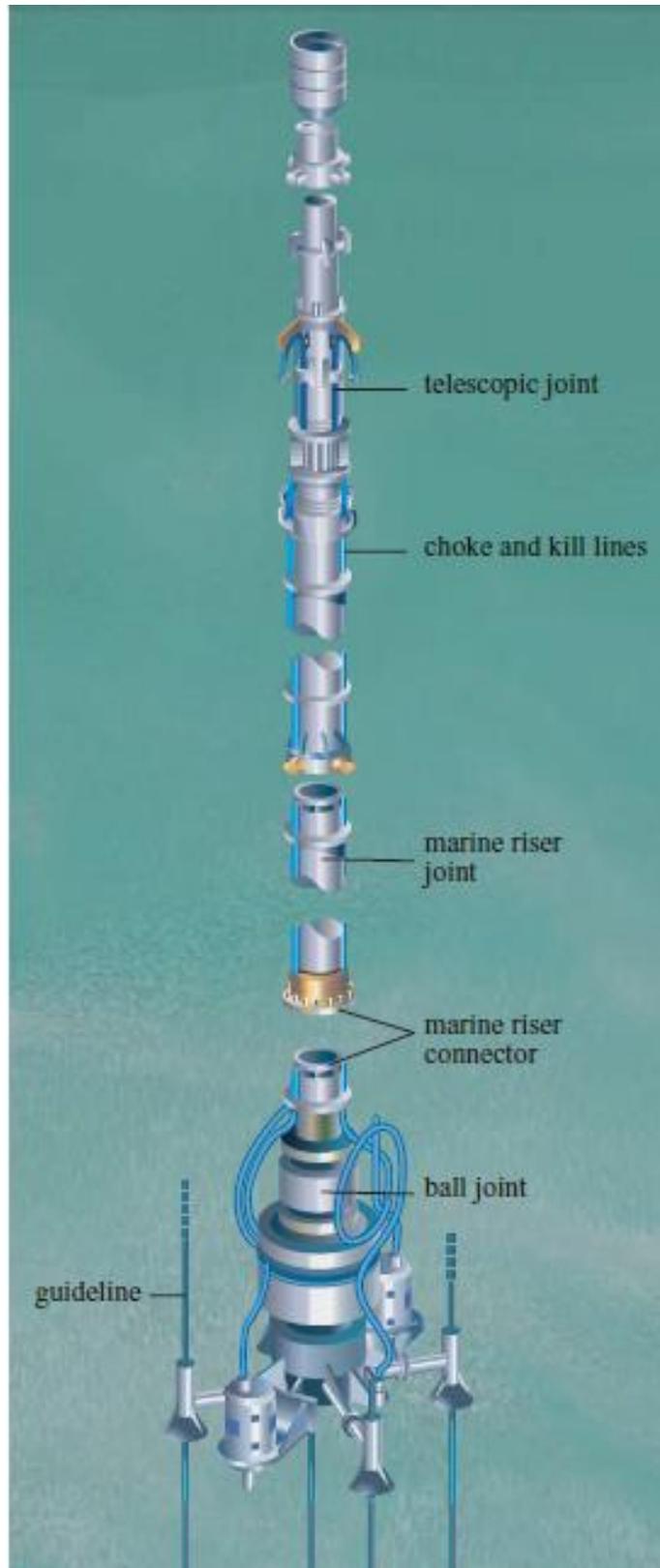
El cuerpo adecuado del riser comienza sobre la *ball joint*. Los risers son tubos sin costura, generalmente conectados por uniones no roscadas. En paralelo y firmemente fijadas por medio de abrazaderas al cuerpo del riser, están la línea de estrangular, la línea de matar y las líneas de servicio (línea de aumento de presión, controles BOP), subdividido en secciones de la misma longitud, para facilitar el montaje.

La parte superior del riser está conectado a la plataforma flotante por medio de una junta telescópica, con el fin de compensar el desplazamiento vertical de la embarcación. La parte interna de la junta está conectada a la plataforma y se mueve con ella, mientras que la parte exterior es integral con el riser y es firme en relación con el fondo del mar. El sello hidráulico entre las dos partes en movimiento relativo es proporcionado por el empacador que se activa neumáticamente. Por encima de la junta telescópica hay un desviador, conectado al riser, cuya función es conducir cualquier flujo de gas desde el pozo hasta una posición segura.

Para operaciones de perforación en aguas muy profundas, el peso muerto del cuerpo del riser puede causar problemas de estabilidad. En tales casos, es posible proporcionar las secciones del riser con flotadores externos de espuma sintética, a base de plástico. Si el uso de flotadores no es suficiente, para limitar la tensión-compresión que tiende a desestabilizar la tubería, es necesario poner el riser bajo tensión de la superficie. La tensión requerida se suministra y se mantiene constante por tensores neumáticos sobre la embarcación, localizados en las esquinas de la *moonpool*, y anclado por cables al riser debajo de la junta telescópica. La *moonpool* de un barco es un agujero que se extiende a través del fondo del barco, a través del casco, lo que le permite a la sarta de perforación correr a través del barco y hacia dentro del agua.<sup>28, 29</sup>

### 2.6 MECANISMOS PARA LA COMPENSACIÓN DEL MOVIMIENTO

El movimiento vertical es especialmente perjudicial para las operaciones de perforación, ya que modifica las tensiones que actúan sobre la sarta de perforación. Por lo tanto, los compensadores de movimiento son necesarios, para garantizar una tensión constante tanto en la sarta de perforación y el riser marino. Si no se previeron los mecanismos para compensar el movimiento, el movimiento vertical de una unidad flotante, generado por las olas y las mareas, transmitiría tensiones peligrosas a la sarta de perforación y a la barrena.



FUENTE: *Encyclopaedia of hydrocarbons; offshore drilling*  
FIGURA 2.10, "RISER MARINO DE PERFORACIÓN"

Durante el movimiento hacia arriba de la embarcación, la barrena sería desprendida de la parte inferior del agujero, lo que haría imposible la perforación, mientras que durante el movimiento hacia abajo sería rebotar contra el fondo del agujero, causando daño a la barrena y transmitir una fuerza de compresión anómala a la sarta de perforación. Existen dos variantes de compensadores de movimiento, basados en principios diferentes: el parachoques sub (o junta telescópica) y el compensador de oleaje.

El parachoques sub, poco utilizado hoy en día, es una junta deslizante, en un baño de aceite, hidráulicamente sellada, situada en la sarta de perforación por encima de los collares de perforación. También permite la rotación, gracias a su perfil ranurado. El alargamiento de cada articulación es de alrededor de 1.5 [m], lo que significa que varias articulaciones son necesarias para compensar los movimientos verticales.

El compensador de oleaje, por otra parte, implica el uso de tensores oleodinámicos o neumáticos que equilibran los desplazamientos verticales de la plataforma por medio de pistones especiales, actuando tanto en tensión y en compresión, los cuales mantienen la parte superior de la sarta de perforación a una tensión constante.<sup>29</sup>

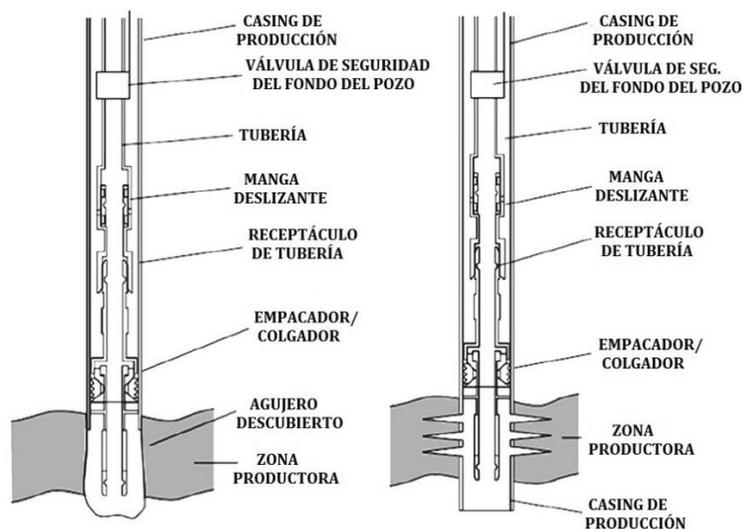
### 3.1 DEFINICIÓN Y ANTECEDENTES

La terminación submarina es el proceso de exponer las zonas seleccionadas del yacimiento a la boca del pozo, permitiendo el flujo de la producción dentro del pozo.<sup>21</sup> Existen dos métodos de terminación que son comúnmente y ampliamente utilizados en la industria petrolera (agujero descubierto y pozo entubado, figura 3.1). Sin embargo, existen diversas maneras de clasificar las operaciones de terminación de pozos. Los criterios más comunes son los siguientes:

- Interfase pozo-yacimiento

*Agujero descubierto:* Este tipo de terminaciones son del tipo más básico. Éste método consiste simplemente en colocar el casing en su lugar y la cementación de éste por encima de la formación productora. Luego se continúa perforando un agujero adicional más allá del casing y a través de la formación productora. Debido a que este agujero no está entubado, la zona del yacimiento se expone a la boca del pozo. Ésta terminación es factible únicamente en yacimientos con suficiente resistencia de la formación para prevenir derrumbes. La ausencia de tubería de revestimiento maximiza el contacto de la formación con el pozo. Este tipo de terminación minimiza las inversiones requeridas en materia de terminación de pozos y permite opciones de tratamientos flexibles si el pozo es profundizado más adelante.

*Pozo entubado:* El último agujero es perforado y cementado a través de la formación. La tubería de revestimiento (casing) se coloca a través del yacimiento productivo y se cementa en su lugar. El flujo de fluido se establece disparando la tubería de revestimiento y el cemento, y abriendo y conectando de este modo el yacimiento al pozo. Por lo tanto, la producción puede fluir dentro del agujero del pozo.



FUENTE: *Subsea structural engineerig (modificada)*

FIGURA 3.1, "MÉTODOS DE TERMINACIÓN SUBMARINA"

- Zonas productivas

*Terminación simple:* En una operación de terminación simple típica (figura 3.2), sólo hay un conducto o sarta de tubería de producción, y un empacador establece la separación hidráulica entre la sarta de tubería de producción y la tubería de revestimiento o la tubería de revestimiento corta. Con frecuencia se instalan diversos accesorios por encima y por debajo del empacador.

*Terminación múltiple:* Están diseñadas para permitir la producción desde más de un intervalo. La terminación de pozos en múltiples zonas (figura 3.2), emplea dos empacadores que separan las zonas productivas, pero se permite que los fluidos provenientes de ambas zonas se mezclen durante la producción. Por otro lado, también se puede emplear un empacador especial de sarta dual que mantiene la separación de los fluidos de cada zona productiva. El empacador de sarta simple aísla la zona inferior y permite la comunicación con la superficie, a través de la sarta de tubería de producción larga. El empacador de sarta dual aísla la zona superior del espacio anular, a la vez que permite la comunicación con la superficie, a través de la sarta de tubería de producción corta.

- Método de producción

*Flujo natural:* Los pozos terminados en yacimientos que pueden producir sin asistencia son habitualmente más económicos. No obstante, en aplicaciones de alta presión y alta temperatura (HPHT), se requiere ingeniería y diseño de equipos especializados para lograr la producción en forma segura.

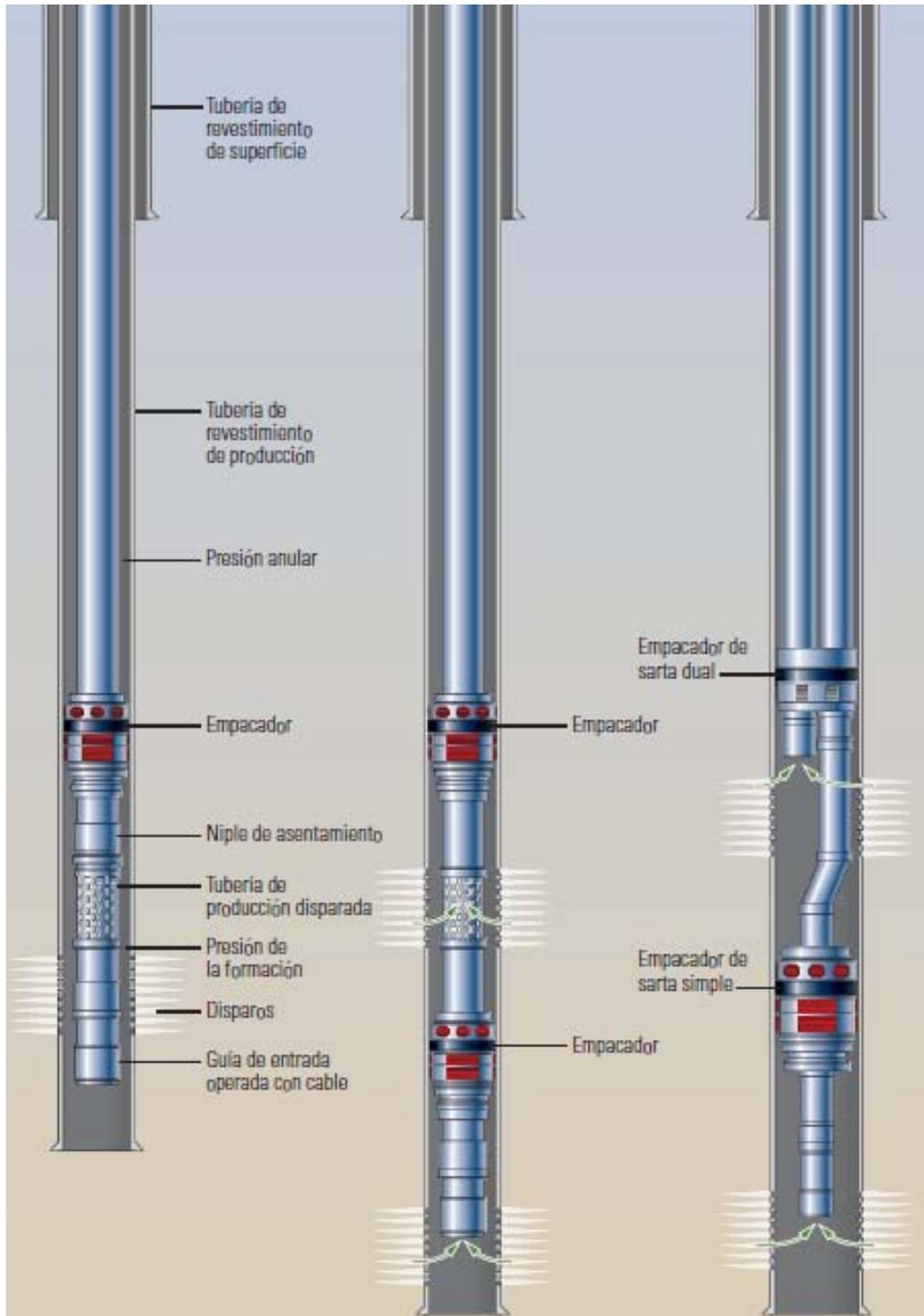
*Inducción artificial:* En muchos casos, los pozos pueden fluir por medios naturales al principio, con la asistencia subsiguiente provista mediante métodos de extracción artificial a medida que el yacimiento se agota. Las terminaciones con métodos de extracción artificial involucran técnicas de extracción artificial por gas, o bombas sumergibles especiales, accionadas en forma eléctrica o mecánica.

Las embarcaciones de perforación en aguas ultra profundas demandan tarifas exuberantes (305 615 [usd/día] para semi-sumergibles y 425 010 [usd/día] para barcos de perforación); en consecuencia, las terminaciones de pozos deben instalarse en forma eficiente para minimizar el tiempo del equipo de perforación.

El diseño de las operaciones de terminación y la confiabilidad de los equipos son particularmente cruciales ya que el incremento de los costos en los proyectos tiene una fuerte relación con las operaciones de reingresar un pozo marino para efectuar reacondicionamientos o reparaciones.<sup>33,34</sup>

### 3.2 DISEÑO DEL CASING

El diseño de la terminación incluye el tamaño de las tuberías, los componentes de terminación y equipamiento, y la configuración del árbol submarino de producción.



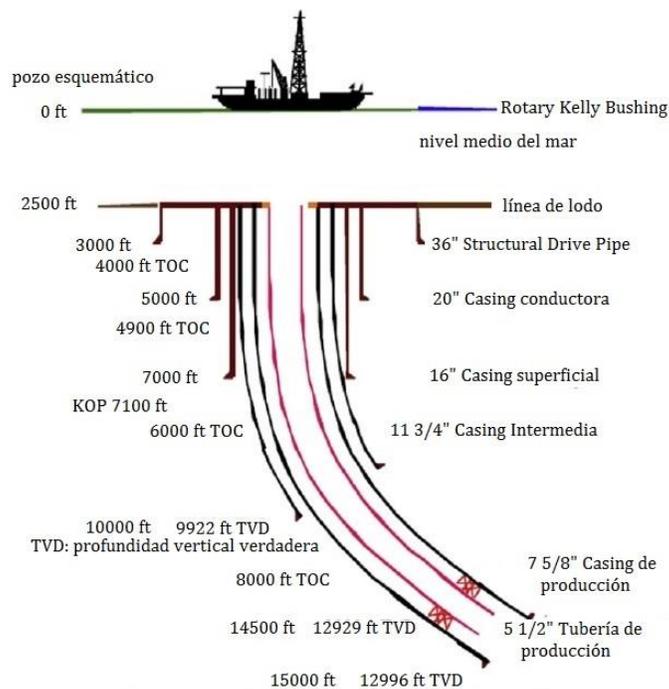
FUENTE: *Project management of offshore well completions*

FIGURA 3.2, "TERMINACIÓN DE POZOS EN UNA SOLA ZONA Y EN MÚLTIPLES ZONAS"

Para el diseño del sistema de cabezal de pozo submarino, es importante considerar el crecimiento del casing, el cual afectará intensamente la carga del cabezal. En general, el casing se conectará con un colgador de tubería con una rosca en la parte superior y se fijará con cemento. Es una estructura comparativamente simple. Los parámetros más importantes para el diseño del casing son el espesor de la pared y la longitud.

Cada sarta de casing debe ser evaluada para las cargas que se encontrará durante la vida del pozo. El casing debe tener resistencia suficiente para soportar las tensiones impuestas por la tracción, compresión, flexión, torsión, cargas de buckling, y presiones de colapso, así como los efectos térmicos y combinaciones de los mismos. El proceso de perforación del pozo puede afectar severamente la resistencia del casing. Factores como el desgaste del casing deben ser considerados cuando se diseñan los programas del casing. La acumulación de presión anular (*annular pressure build-up*) asociada con los cambios de temperatura del pozo durante la perforación y la producción es una consideración de diseño especial para los pozos en aguas profundas. Las presiones elevadas corresponden con el incremento de temperatura en un anular cerrado, que puede imponer cargas de colapso en el interior de la sarta y fuerzas de explosión en el exterior de la sarta.

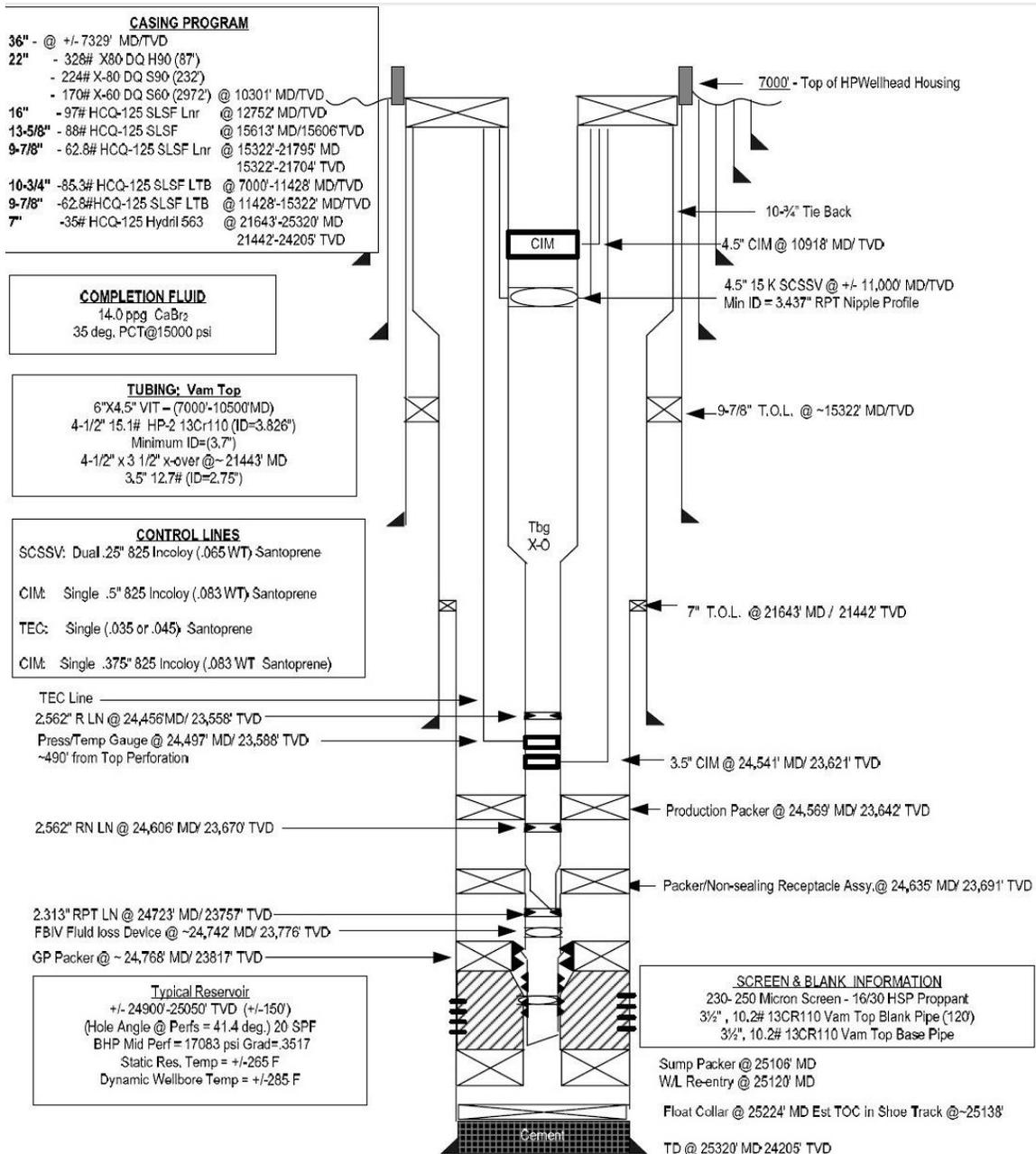
Hay muchos ejemplos de diseño de casing típicos. La figura 3.3 es un esquema de casing típico utilizado en el Mar del Norte. Debido a que las exploraciones de petróleo se mueven a perforaciones de pozos en aguas profundas de alta presión y alta temperatura, se ha vuelto más y más popular y necesario aumentar el alcance de la optimización, ya que abarca más parámetros de diseño en el análisis. Por consiguiente, numerosas variables se deben tomar en cuenta en el diseño.



FUENTE: *Subsea structural engineering (modificada)*  
FIGURA 3.3, "TÍPICO DISEÑO DE CASING PARA AGUAS PROFUNDAS"

## INTRODUCCIÓN A LA TERMINACIÓN DE POZOS EN AGUAS PROFUNDAS

La figura 3.4 ilustra un esquema de terminación de un pozo típico de un yacimiento localizado en el Norte del Golfo de México. Los yacimientos ubicados en ésta zona son generalmente de baja porosidad (<20%) y de baja permeabilidad (<10 mD), por lo que requieren ser fracturados y empacados con apuntalante para producir niveles comerciales de flujo. El proceso para llevar a cabo estas operaciones de manera eficaz en un pozo de aguas profundas, con un ambiente de alta presión-alta temperatura, es un desafío operativo y de ingeniería que requiere el más alto nivel de planificación en el diseño del casing.

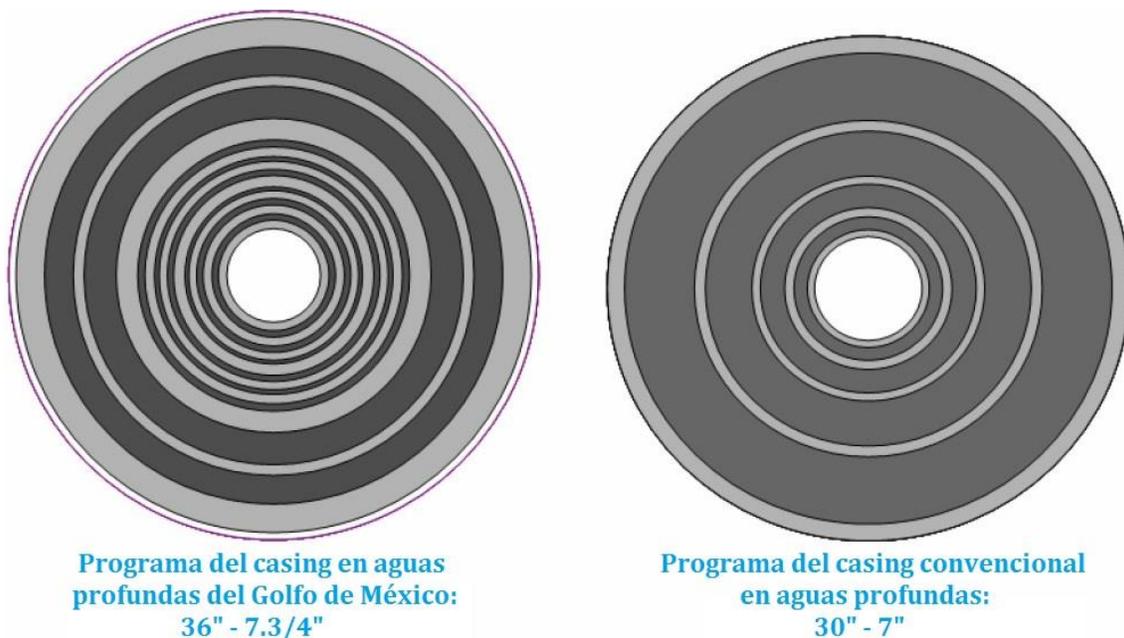


FUENTE: *Deepwater Gulf of Mexico development challenges overview*

FIGURA 3.4, "TÍPICO ESQUEMA DE LA TERMINACIÓN DE UN POZO EN AGUAS ULTRA PROFUNDAS EN EL NORTE DEL GOLFO DE MÉXICO"

La compleja naturaleza de las formaciones, en combinación con las profundidades de perforación requeridas en aguas profundas para alcanzar las zonas de interés, presenta un gran desafío para los ingenieros de perforación y los ingenieros de diseño.

Con base a los requerimientos del proyecto, se hacen los ajustes necesarios para cumplir con las especificaciones demandadas. En el caso del Norte del Golfo de México, la complejidad en los diseños de las sartas de casings se ilustra en la figura 3.5, la cual muestra la vista en planta de los diferentes casing instalados en un pozo perforado en el Golfo de México. El programa del diseño del casing en el esquema de la derecha ilustra un diseño convencional de cinco sartas de revestimiento que se utilizan en pozos “estándar” de aguas profundas en el Golfo de México y en otros lugares. El programa del casing en el esquema izquierdo ilustra un diseño de casing de nueve sartas de revestimiento que se han utilizado en pozos de desarrollo en los campos de aguas profundas de alta-presión alta-temperatura. Esto demuestra la cantidad de sartas de revestimiento que se requieren para perforar a la profundidad de interés y también refleja el desafío de lograr un buen aislamiento de cemento en un anular de tolerancia estrecho, así como las condiciones de alta presión y alta temperatura.<sup>32, 33, 35</sup>



FUENTE: *Deepwater Gulf of Mexico development challenges overview (modificada)*

FIGURA 3.5, "ESQUEMA DEL PROGRAMA DE CASING EN AGUAS PROFUNDAS DEL NORTE DEL GOLFO DE MÉXICO"

### 3.3 COMPONENTES DEL EQUIPO DE TERMINACIÓN SUBMARINA

Los componentes del equipo de terminación submarina incluyen los cabezales submarinos y las tuberías submarinas para los sistemas de suspensión/árbol.

### SISTEMA DE CABEZAL DE POZO SUBMARINO

La función principal del sistema de cabezal de pozo submarino es servir como un punto de anclaje estructural y de contención de presión en el fondo marino para los sistemas de perforación y terminación, y para las sartas de revestimiento en el pozo. El sistema de cabezal de pozo incorpora perfiles internos para el soporte de sartas de revestimiento y aislamiento del anular. Además, el sistema incorpora medios de orientación, soporte mecánico, y conexión de los sistemas utilizados para perforar y terminar el pozo.

El sistema de cabezal submarino debe:

- Proporcionar orientación del sistema de cabezal de pozo y sistema del árbol con respecto a la conexión árbol-manifold.
- Interfaz y soporte con el sistema de árbol de producción y el preventor de reventones (BOP).
- Aceptar todas las cargas impuestas sobre el sistema de cabezal de pozo submarino por las operaciones de perforación, terminación y producción.
- Asegurar la alineación, la concentricidad, y la verticalidad de la cubierta conductora de baja presión y de la cubierta de alta presión en la boca del pozo.
- Ser probado el diseño en el campo, en la medida de lo posible, y diseñado para ser instalado con un mínimo de sensibilidad a la profundidad del agua y las condiciones del mar.

### *Componentes del cabezal*

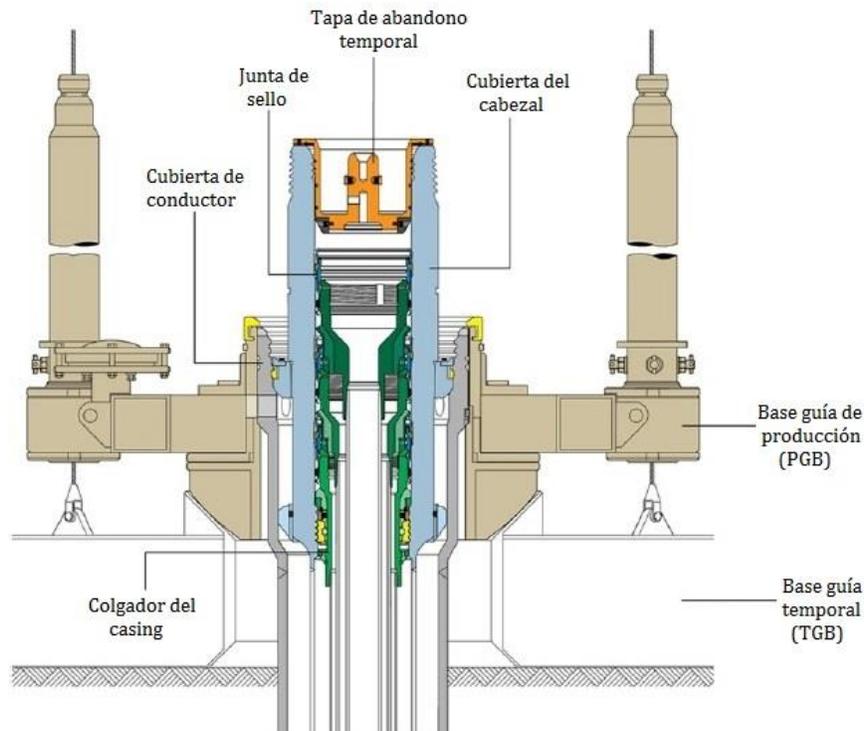
Un sistema de cabezal de pozo submarino se compone principalmente de cubiertas de cabezal (*wellhead housing*), cubierta de conductor (*conductor housing*), colgadores de casing (*casing hangers*), sellos anulares (*annulus seals*), y la base guía (*temporary guide base y production guide base*). La cubierta de cabezal de alta presión es el cuerpo que contiene la presión principal para un pozo submarino, la cual soporta y sella los colgadores de casing y también transfiere cargas externas a la cubierta de conductor y a la tubería, las cuales están eventualmente transferidas a tierra (figura 3.6).

### ÁRBOL DE PRODUCCIÓN SUBMARINO

En el extremo superior de todas las terminaciones de pozos se encuentra colocado un ensamblaje de válvulas, bobinas, medidores de presión y estranguladores, a los que se alude comúnmente como árbol de producción. Este mecanismo dirige y controla el flujo del fluido proveniente del pozo. Además, el árbol contiene los componentes que permiten la inserción en el pozo de equipos tales como las herramientas operadas con cable. Los típicos requerimientos funcionales para los árboles de producción submarinos incluyen:

- ✓ Dirigir el fluido producido del pozo a la línea de flujo (llamado árbol de producción) o para canalizar la inyección de agua o gas dentro de la formación (llamado árbol de inyección).

- ✓ Regular el flujo de fluido a través de un estrangulador (no siempre es obligatorio).
- ✓ Monitorear parámetros del pozo a nivel del árbol, tales como la presión del pozo, la presión en el anular, temperatura, detección de arena, etc.
- ✓ Parar con seguridad el flujo de fluido producido o inyectado por medio de válvulas accionadas por un sistema de control.
- ✓ Inyectar dentro del pozo o en la línea de flujo los fluidos de protección, tales como los inhibidores para la corrosión o la prevención hidratos.



FUENTE: *Subsea structural engineering (modificada)*  
FIGURA 3.6, "TÍPICO SISTEMA DE CABEZAL SUBMARINO"

En las áreas marinas, la localización y el diseño del árbol de producción son una función del tirante de agua y la disponibilidad de las plataformas. Por ejemplo, en tirantes de agua inferiores a 1830 [m] (6000 ft), los árboles pueden instalarse sobre una plataforma marina, a estos árboles se les conoce como "secos".

Por otro lado, cuando la profundidad del fondo marino excede los 6000 [ft], se coloca un árbol de producción sumergido (también llamado húmedo o mojado) sobre el fondo del mar.

Los árboles húmedos son más complejos que las terminaciones con plataformas convencionales, y normalmente incluyen disposiciones para el monitoreo de la presión y la temperatura, y *hardware* sofisticado para el control automático del flujo de fluido. Los árboles de producción submarinos pueden ser verticales y horizontales (figura 3.7).

### ***Árbol Xmas Vertical (VXT)***

En general, los árboles verticales se instalan después de bajar la tubería de producción en el pozo. Por lo tanto, si se requiere una reparación, el árbol puede recuperarse sin remover la terminación. Su principal limitación es la dificultad que implica la intervención del pozo después de la instalación. Las válvulas maestras están configuradas sobre el colgador de tubería en el VXT. El pozo es terminado antes de la instalación del árbol. La producción y el espacio anular pasan verticalmente a través del cuerpo del árbol. Las válvulas maestras y las válvulas swab también se apilan verticalmente.

### ***Árbol Xmas Horizontal (HXT)***

Los árboles horizontales están diseñados para permitir que se finalice una operación de terminación después de instalado el árbol. En consecuencia, la tubería de producción y otros dispositivos pueden bajarse en el pozo después de instalar el árbol en su lugar. Se pueden efectuar operaciones de reacondicionamiento sin remover el árbol, reduciendo el tiempo y mejorando la seguridad, además de que son más compactos. Las válvulas están montadas en los lados laterales, permitiendo una simple intervención del pozo y la recuperación de la tubería. Este concepto es especialmente beneficioso para los pozos que necesitan un alto número de intervenciones. Las válvulas swab no se utiliza en el HXT ya que tienen aplicaciones de bombas sumergibles eléctricas. La principal característica del HXT es que el colgador de tubería se instala en el cuerpo del árbol en lugar de la cabeza del pozo. Este arreglo requiere que el árbol sea instalado en la cabeza del pozo antes de la terminación del pozo.



FUENTE: FMC Technologies Inc  
FIGURA 3.7, "VXT (IZQUIERDA) Y HXT (DERECHA)"

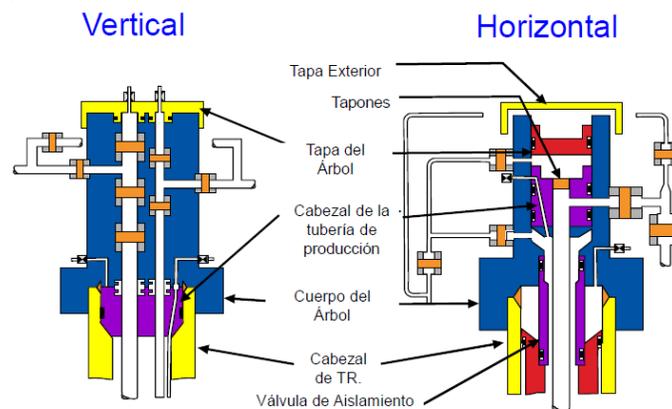
### ***Criterios de selección***

- El costo de un HXT es mucho mayor que el de un VXT; típicamente el precio de compra de un HXT es cinco a siete veces más.
- Un VXT es más grande y más pesado, lo que debería tenerse en cuenta si la zona de instalación de la plataforma es limitada.
- La terminación del pozo es otro factor en la selección de un árbol. Si el pozo es terminado pero el árbol todavía no se ha preparado, se necesita un VXT. O si se desea un HXT, entonces el pozo debe ser terminado después de la instalación del árbol.

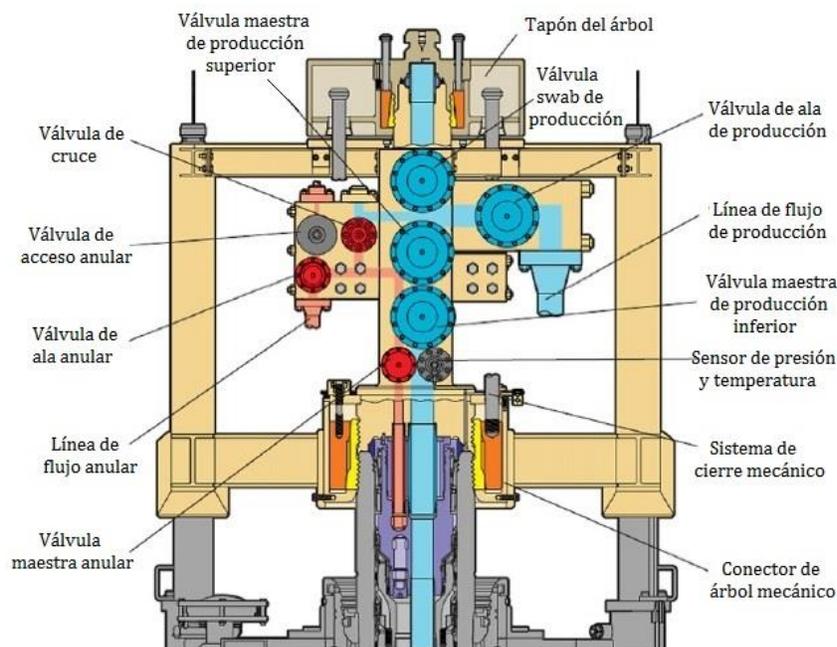
- Un HXT se aplica en yacimientos complejos o en aquellos que necesitan reparaciones frecuentes que requieren la recuperación de la tubería, mientras que un VXT se elige a menudo para yacimientos simples o cuando la frecuencia de reparaciones es baja.
- Un HXT no se recomienda para su uso en un yacimiento de gas ya que las intervenciones rara vez son necesarias.

### Principales componentes del árbol

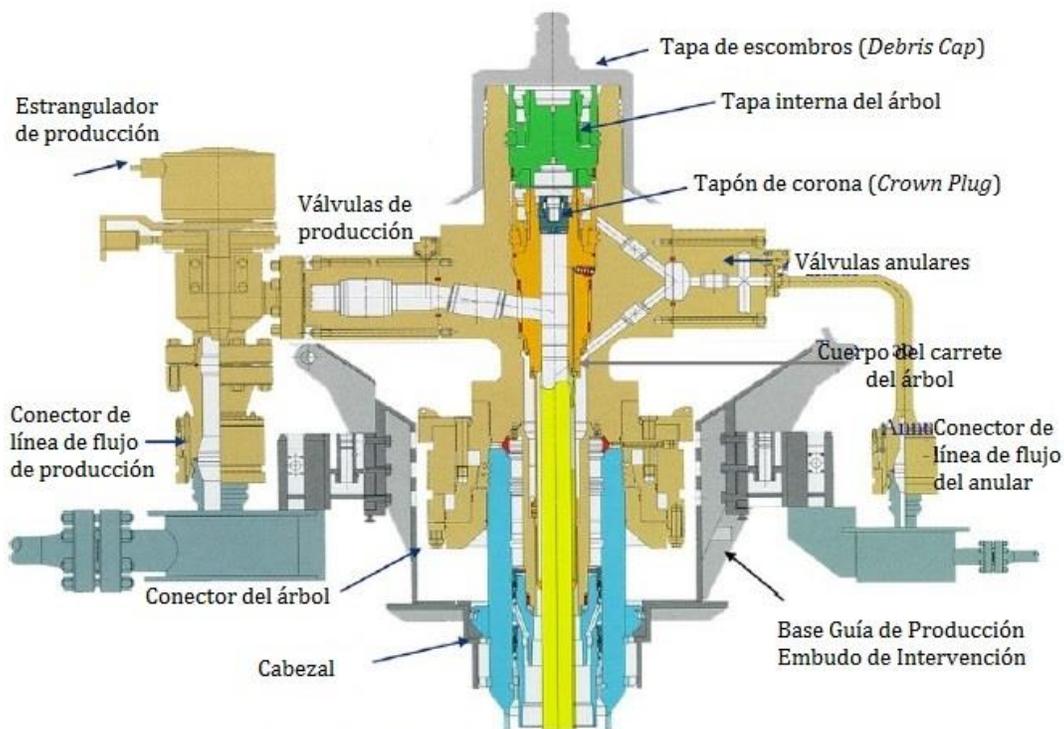
Los componentes del árbol de producción submarino varían de acuerdo a los específicos requerimientos del diseño de los campos submarinos. Sin embargo, los típicos componentes del VXT y del HXT (figuras 3.8, 3.9 y 3.10) incluyen:



FUENTE *Introducción a aguas profundas y sistemas submarinos de producción*  
FIGURA 3.8, "COMPONENTES DEL VXT Y HXT"



FUENTE: *Subsea structural engineering (modificada)*  
FIGURA 3.9, "TÍPICOS COMPONENTES DE UN VXT"



FUENTE: *Subsea structural engineering (modificada)*  
 FIGURA 3.10, "TÍPICOS COMPONENTES DE UN HXT"

#### ✚ COLGADOR DE TUBERÍA

En un pozo submarino, la tubería de producción es soportada y sellada en el interior de la cubierta del cabezal del pozo submarino. El colgador de tubería y la herramienta de desarrollo necesaria para instalar éste, comprenden un sistema de colgador de tubería. En los pozos con cabezales submarinos, los colgadores de tubería submarinos corren y descansan a través del riser marino y el grupo BOP submarino con una columna llena de fluido de perforación/terminación. En los pozos que han sido suspendidos con línea de lodo, los colgadores de tubería submarinos descansan en un cabezal de tubería a través de un casing y un grupo BOP superficial.

Las funciones principales del colgador de tubería son:

- ✓ Suspender la sarta(s) de tubería en el nivel de línea de lodo.
- ✓ Sellar el espacio anular entre la tubería y el casing.
- ✓ Proporcionar acceso al anular.
- ✓ Proporcionar una interfaz con el árbol submarino.

#### ✚ TUBERÍAS DEL ÁRBOL

Las tuberías del árbol se definen como todas las tuberías, conexiones o conductos de presión, excluyendo válvulas y estranguladores, desde los orificios verticales del árbol a las conexiones de la línea de flujo. La tubería puede ser utilizada para la producción, el rascado (*pigging*), monitoreo, inyección, servicio, o pruebas del árbol submarino.

### *CONECTOR DE LÍNEA DE FLUJO*

Un conector de línea de flujo se utiliza para conectar las líneas de flujo submarinas y umbilicales por medio de un jumper al árbol submarino. En algunos casos, el conector de línea de flujo también proporciona los medios para desconectar y retirar el árbol sin recuperar la línea de flujo submarina o umbilical a la superficie.

Los conectores generalmente vienen en tres tipos: conectores manuales operados por buzos o ROVs, conectores hidráulicos con sistema hidráulico integral, o conectores mecánicos con los actuadores hidráulicos contenidos en una herramienta independiente.

La estructura de soporte del conector de línea de flujo resiste todas las cargas impartidas por la línea de flujo y el umbilical. Las válvulas del árbol y las tuberías del árbol son protegidas de las cargas de la línea de flujo/umbilical, las cuales podrían dañar estos componentes. Los árboles pueden ser removidos y reemplazados sin dañar los componentes críticos. La estructura de soporte del conector de línea de flujo está diseñada para permitir el descenso de un grupo BOP en la cubierta del cabezal después de que la estructura es instalada.

### *CONECTORES DEL ÁRBOL*

Los conectores de árbol se utilizan para apoyar y bloquear el árbol al cabezal submarino. Ellos proporcionan conexiones mecánicas y de presión, así como la orientación entre el conjunto de árbol y el cabezal.

### *VÁLVULAS DEL ÁRBOL*

El árbol de producción submarino contiene diferentes válvulas empleadas para prueba, servicio, regulación o estrangulamiento del flujo de aceite, gas y líquidos producidos, provenientes del pozo que se encuentra ubicado por debajo del árbol.

El flujo de la producción proveniente del pozo que está por debajo, pasa a través de la válvula de seguridad de fondo del pozo (*down hole safety valve, DHSV*), la cual cerrará si detecta un accidente, fuga o si ocurre una sobrepresión.

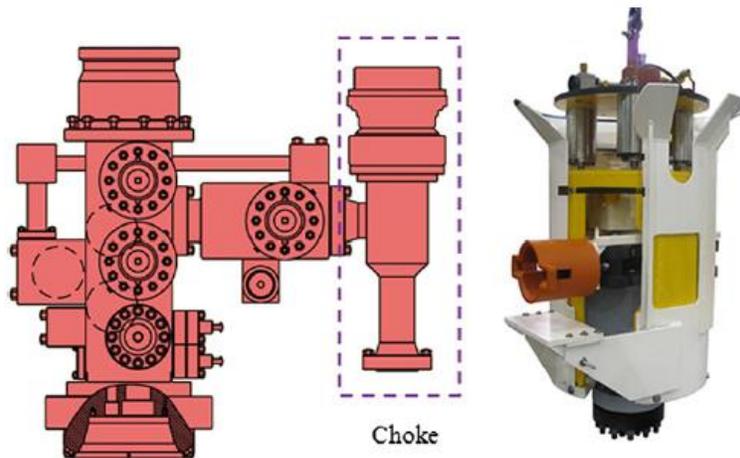
Las válvulas maestras de producción (*production master valves*) proporcionan una apertura total durante la producción normal. Por lo general, estas válvulas son válvulas de compuerta de alta calidad. Ellas deben ser capaces de mantener la presión total del pozo con seguridad ante todos los imprevistos, ya que representa la segunda barrera de presión (la primera es la DHSV). Un estrangulador de producción se utiliza para controlar la velocidad de flujo y reducir la presión de flujo.

La válvula maestra anular (*annulus master valve*) y la válvula de acceso anular (*annulus acces valve*) se utilizan para igualar la presión entre el espacio superior y el espacio inferior del colgador de tubería durante la producción normal (es decir, cuando la DHSV está abierta).

La válvula swab de producción (*production swab valve*) y la válvula swab anular (*annulus swab valve*) son abiertas cuando son necesarias intervenciones en el pozo.

### ✚ ESTRANGULADOR DE PRODUCCIÓN

Un estrangulador de producción es un dispositivo de control de flujo que causa la caída de presión o reduce el gasto de flujo a través de un orificio. Se instala generalmente corriente abajo de la *production wing valve* en un árbol submarino con el fin de regular el flujo desde el pozo hasta el manifold. También se puede instalar en el manifold. La figura 3.11 muestra un estrangulador submarino instalado en un árbol de producción.



FUENTE: *Subsea structural engineering*  
FIGURA 3.11, "ESTRANGULADOR SUBMARINO"

### ✚ ESTRUCTURA DEL ÁRBOL

La estructura del árbol está diseñada para proteger los componentes críticos del árbol de objetos provenientes de la superficie. También proporciona un montaje estructural para:

- ✓ Cuerpo del árbol.
- ✓ Válvulas del árbol.
- ✓ Módulo de control submarino (SCM).
- ✓ Estrangulador.
- ✓ Tuberías del árbol.
- ✓ Conectores de línea de flujo.
- ✓ Cables y conexiones.
- ✓ Panel del ROV.

### ✚ PREVENTOR DE REVENTONES (BOP)

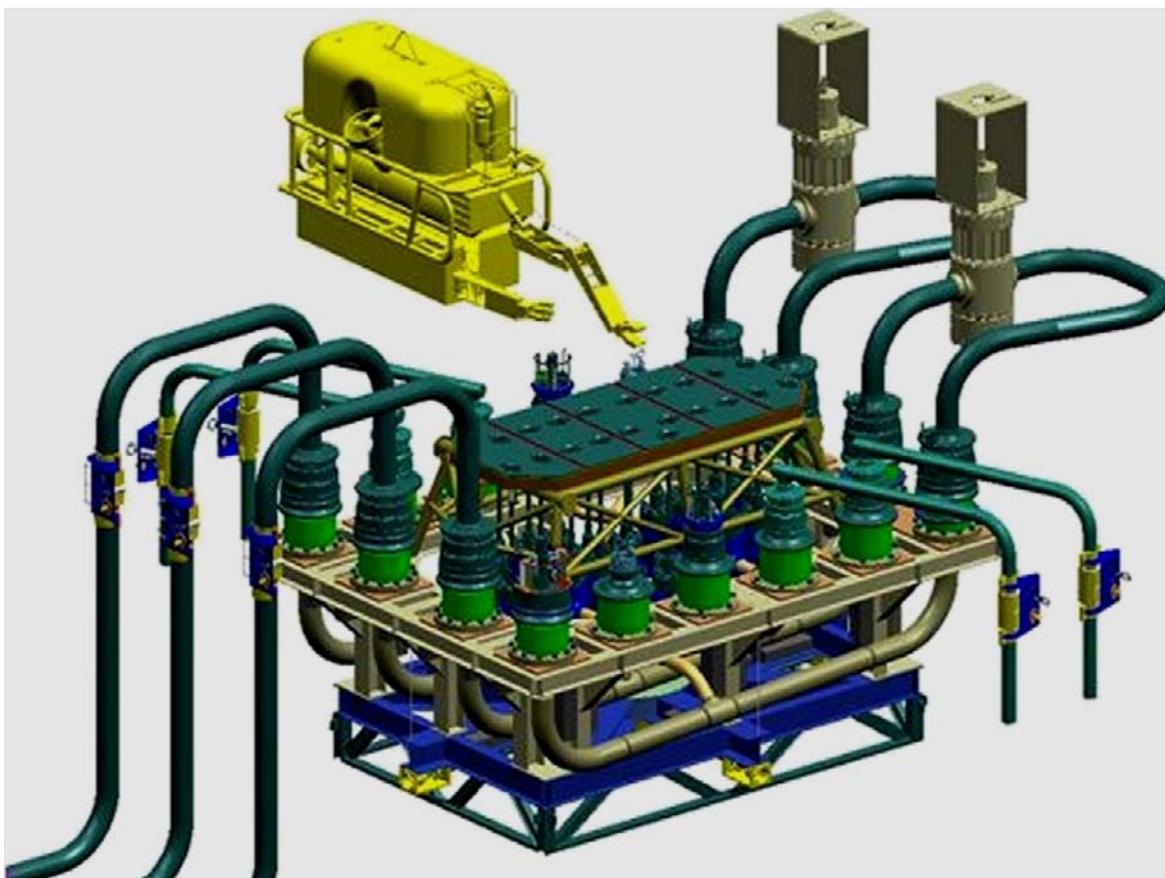
Otro dispositivo vital del cabezal del pozo, durante las operaciones de terminación, es el preventor de reventones; una válvula que puede cerrarse para evitar la pérdida de control del pozo. <sup>33, 34</sup>

#### 4.1 RECOLECTORES DE PRODUCCIÓN

##### MANIFOLDS

Los recolectores de producción submarinos, manifolds, son estructuras localizadas en el lecho marino, las cuales se han utilizado en el desarrollo de campos de aceite y gas para simplificar el sistema submarino, minimizando el uso de tuberías risers de producción, sirviendo como punto de recolección central de la producción de los pozos submarinos. Estas estructuras redirigen el flujo combinado hacia el sistema de producción flotante y optimizan el flujo del fluido en el sistema.

Ésta estructura consiste de un arreglo de válvulas, tubos y accesorios diseñados para combinar, distribuir, controlar y a menudo monitorear el flujo de fluido (figura 4.1). El arreglo del manifold puede ser de cualquier forma, aunque normalmente suelen ser rectangulares o circulares y pueden ser una estructura aislada o integrada a una plantilla. El manifold se puede anclar al lecho marino con pilotes.

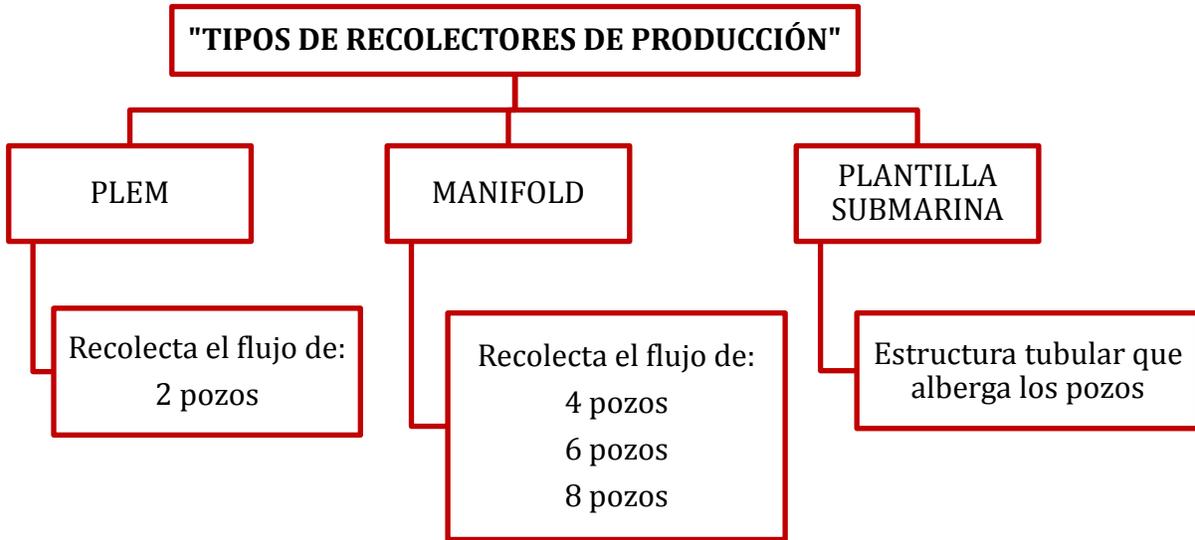


FUENTE: *Subsea Engineering Handbook*

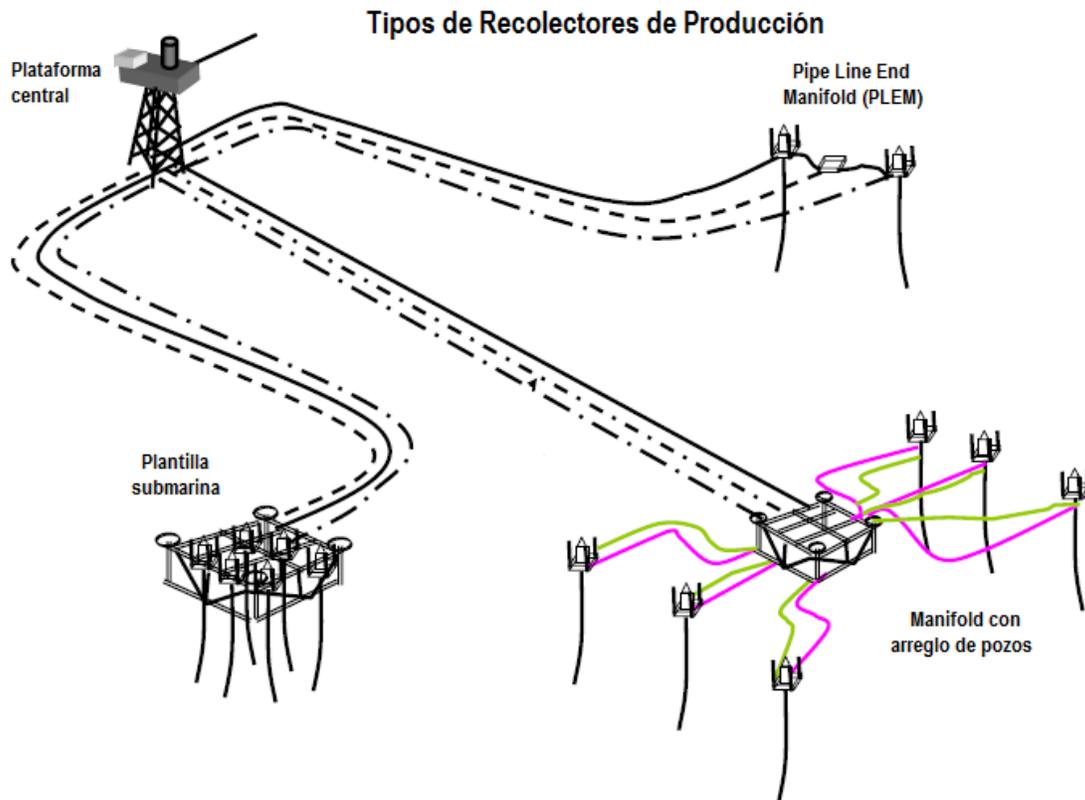
FIGURA 4.1, "RECOLECTOR DE PRODUCCIÓN SUBMARINO (MANIFOLD)"

El tamaño se determina por el número de pozos y el gasto, así como la forma de integración de los pozos al sistema. El rango de dimensiones para un manifold submarino suele ser de 25 [m] por lado (o diámetro), según los requerimientos del cliente y las características del yacimiento.

Los numerosos tipos de manifolds van desde un simple colector final de tubería (PLEM/PLET) a grandes estructuras, tal como un sistema de proceso submarino (diagrama 4.1, figura 4.2).<sup>33,36,37</sup>



FUENTE: Instituto Mexicano del Petróleo (modificada)  
DIAGRAMA 4.1, "TIPOS DE RECOLECTORES DE PRODUCCIÓN"



FUENTE: Manifold and well clusters (modificada)  
FIGURA 4.2 "RECOLECTORES DE PRODUCCIÓN SUBMARINAS Y LAS DIFERENTES FORMAS DE CONEXIÓN CON LOS POZOS"

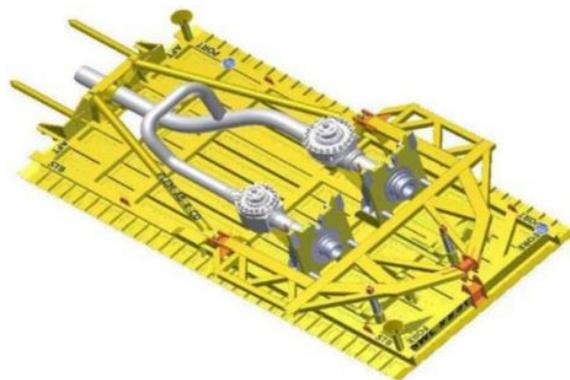
Algunas características del manifold se muestran en la tabla 4.1:

PRINCIPALES COMPONENTES DE UN MANIFOLD	VENTAJAS
Cimentación. Estructura del manifold. Loop de corrida de diablos. Conectores. Tubería de trabajo. Válvulas. Medidores de flujo. Módulo de control.	Permite realizar corridas de diablos. Aislar los pozos, para realizar mediciones o muestreos de producción. Realizar la inyección de inhibidores.

FUENTE: *Introducción a aguas profundas y sistemas submarinos de producción*  
 TABLA 4.1, "CARACTERÍSTICAS DE UN MANIFOLD"

✚ PIPE LINE END MANIFOLD (PLEM)

Es un equipo de recolección y distribución submarina fijado en el extremo de una tubería, que sirve como punto de recolección central de la producción de dos pozos submarinos. Redirige el flujo combinado hacia la plataforma central; cuenta con conexiones y válvulas para su operación. Estos equipos tienen la función de evitar la transmisión de movimientos o vibraciones del riser, producidas por las corrientes marítimas al sistema submarino (figura 4.3).<sup>33</sup>



FUENTE: *Introducción a aguas profundas y sistemas submarinos de producción*  
 FIGURA 4.3, "EQUIPO RECOLECTOR DE PRODUCCIÓN PIPE LINE END MANIFOLD (PLEM)"

✚ PLANTILLA SUBMARINA

Es un equipo de recolección submarino, el cual es una estructura tubular que contiene o alberga a los pozos de producción y recolecta los hidrocarburos a través de tuberías (figura 4.4). Este equipo está siendo desplazado por los manifolds, debido al peso de la estructura, por lo cual requiere embarcaciones costosas para su instalación.

Sus características principales son:

- No requiere de jumpers externos a las plantillas.
- La conexión entre árboles y manifold es a través de tuberías internas.
- El equipo de medición y control está incluido en el sistema. <sup>37</sup>



FUENTE: GE Energy

FIGURA 4.4, "PLANTILLA DE RECOLECCIÓN SUBMARINA"

### 4.2 DUCTOS DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN

#### JUMPER

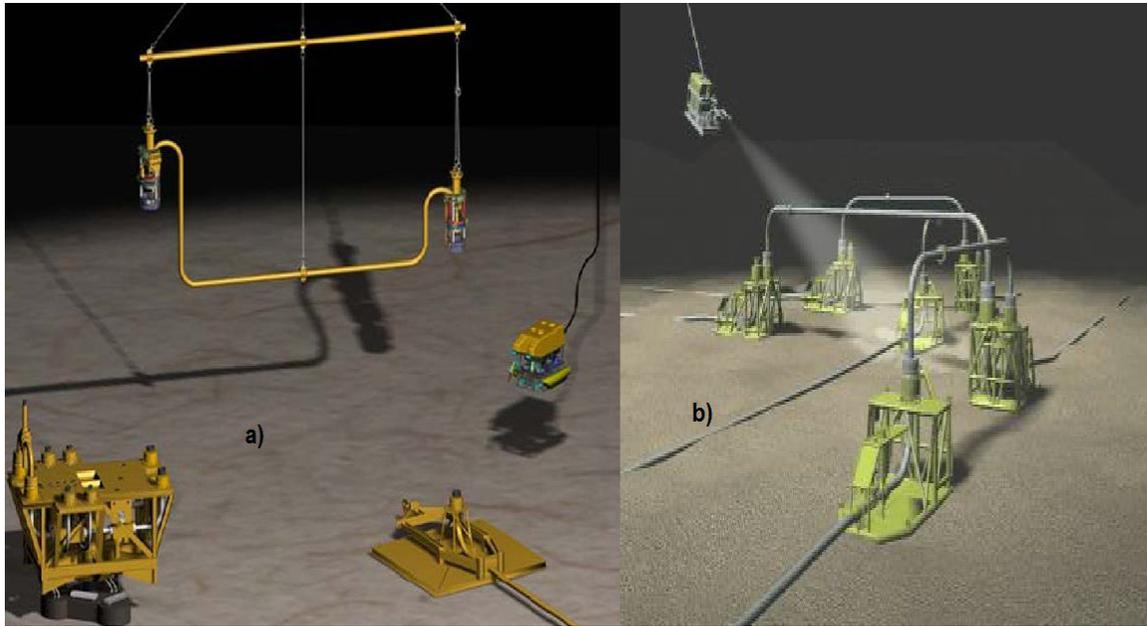
El jumper es un tubo corto de tubería rígida o flexible que cuenta con dos conectores en los extremos, los cuales se encargan de conectar la producción entre equipos (árbol-manifold, manifold-manifold, manifold-ductos o manifold-patin de exportación). El jumper transporta el fluido producido entre dos componentes submarinos.

También se les puede conectar a los jumpers otras estructuras submarinas como PLEMs/PLETs y base de riser. Además de ser utilizado como transporte del fluido producido, un jumper puede ser utilizado para la inyección de agua hacia un pozo.

La distancia de desplazamiento entre los componentes submarinos (tales como árboles, líneas de flujo y manifold) dicta la longitud y características del jumper.

Los sistemas de jumper flexible proporcionan mayor versatilidad a diferencia de los sistemas de jumper rígidos, los cuales limitan la capacidad de espacio y la manipulación. También permite amortiguar el cambio térmico y esfuerzos, además su diseño hace posible contener los medidores de flujo por pozo.

El jumper puede ser vertical u horizontal y su configuración en U o M (figura 4.5). <sup>33, 37</sup>



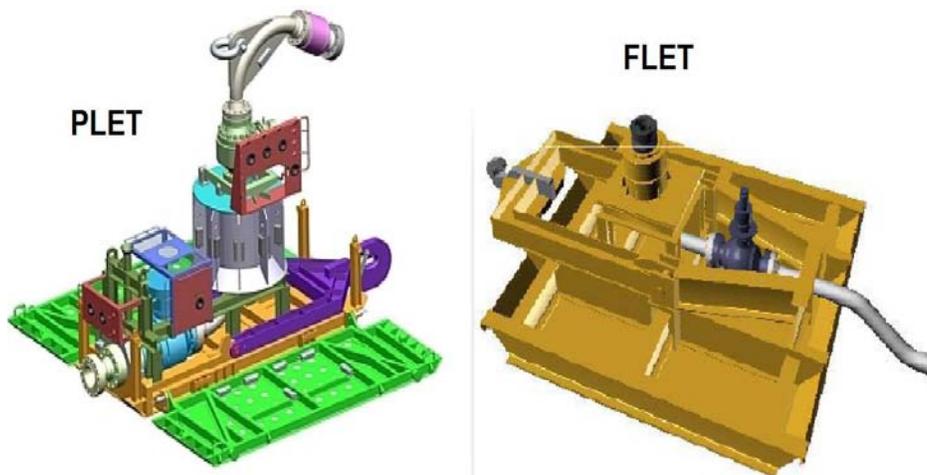
FUENTE: *Subsea Engineering Handbook*

FIGURA 4.5, "a) CONFIGURACIÓN DEL JUMPER EN M  
b) CONFIGURACIÓN DEL JUMPER EN U"

 PLET/FLET

Son equipos (figura 4.6) que conectan a través de los jumpers otro equipo o a una tubería de producción; manifold-ducto, árbol-FLET-manifold.

- PLET (*Pipeline End Termination*): su función es unir la producción entre dos campos. Es llamado así solo si existe un eje conector. Cuenta con una estructura con bordes basculantes para garantizar estabilidad.
- FLET (*Flowline End Termination*): su función es unir la producción dentro del campo.<sup>37</sup>



FUENTE: *FMC Technologies*  
FIGURA 4.6, "EQUIPO PLET Y EQUIPO FLET"

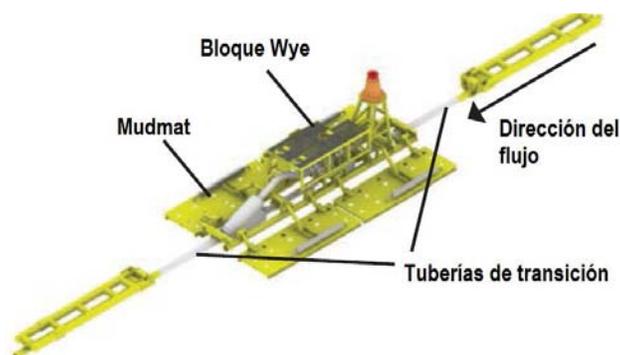
### ✚ IN LINE SLED (ILS)

Es un equipo conectado con la tubería de producción, el cual es empleado para la extensión de campos o pozos aislados, relacionando a futuro una tubería con mayor rapidez y eficiencia en el fondo marino. Es un equipo que se coloca sobre el ducto de producción principal y permite la incorporación de la producción de un pozo. Se puede instalar las veces que sea necesario dependiendo del campo y el número de pozos que se desee incorporar.<sup>37</sup>

El patín se deja caer en el extremo de una punta del barco (una pieza de equipo especializado que está montada a bordo de un buque) junto con millas de tuberías. Las tuberías están soldadas juntas en la punta del barco para facilitar el proceso de instalación submarina.

La estructura del ILS (figura 4.7) está conformada por una plataforma, que se denomina *mudmat*, cuya función es ser la base del módulo ILS. También consta de un armazón que soporta un accesorio (denominado *Wye*), el cual se une a los oleoductos, de una ramificación de tubería, tubería de transición, válvulas y un soporte del extremo de un tubo que está integrado en la tubería.

El aceite fluye principalmente desde la derecha. Las válvulas controlan el flujo de aceite y el centro es la conexión abierta para futuras conexiones de la tubería. Una transición cónica de tuberías se instala en cada extremo del sistema de tuberías del patin para resistir momentos de flexión causados por el ILS pasando por la punta del barco.



FUENTE: FMC Technologies (modificada)  
FIGURA 4.7, "ESTRUCTURA IN LINE SLED"

### ✚ DUCTOS

Existen diferentes tipos de materiales para las tuberías; tubería rígida, flexible o compuesta. El tipo de tubería que se pretenda instalar dependerá de lo siguiente:

- Las propiedades del fluido a transportar (dulce o amargo) y la temperatura.
- Costo del material de la tubería.
- Costo de instalación.
- Costos operativos (tratamientos químicos).

Las tuberías utilizadas para el transporte de aceite y gas producidos costa fuera son las siguientes:

### **a) Tubería de acero de bajo carbono**

Con poco carbono (contenido de carbono inferior al 0.29%) el acero es ligero y tiene una resistencia relativamente baja a la atracción por lo que se utiliza para fabricar tuberías. Alto carbono y otros elementos de aleación tales como manganeso, cromo, molibdeno, vanadio, níquel, cobre, etc., tienden a aumentar la dureza (más duro y más fuerte) pero disminuye la soldabilidad (menos dúctil y difíciles de soldar). El carbono equivalente (CE) no deberá exceder el 0.43% del total de componentes, según API-5L.

### **b) Tubería de aleación resistente a la corrosión**

Dependiendo de los contenidos en la aleación, ésta tubería puede ser dividida en:

- Acero inoxidable.
- Aleación basada en cromo.
- Aleación basada en níquel.
- Titanio.
- Aluminio.

### **c) Tubería revestida**

Es una combinación de acero de bajo carbono (tubo exterior) y aleación resistente a la corrosión (tubo interior). En esta tubería se reduce el costo del material mediante el uso de una tubería de aleación resistente a la corrosión delgada.

### **d) Tubería compuesta**

Un material de fibra de carbono o grafito para tubería de tamaño pequeño, con aplicación en baja presión, se ha desarrollado en su mayoría para tuberías en superficie y tuberías en tierra. Sin embargo, su aplicación se expandirá para utilizarla en el fondo del mar debido a su excelente resistencia a la corrosión y baja expansión térmica.

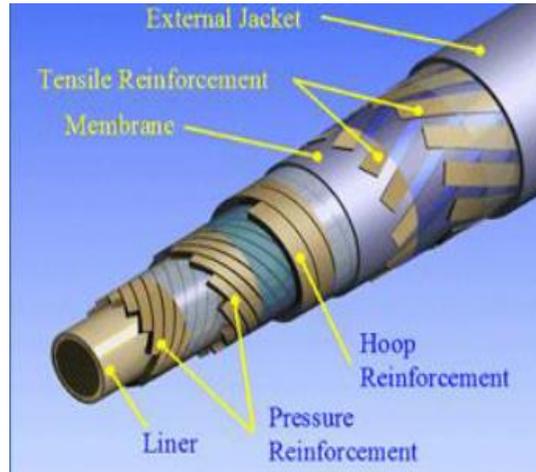
### **e) Tubería flexible**

Se compone de capas de acero y plástico (figura 4.8). Cada capa se encuentra sin unirse y se mueven libremente entre sí. Es conocida por su excelente comportamiento dinámico debido a su flexibilidad. Sin embargo, el tamaño de la tubería flexible está limitado por su capacidad de resistencia a la ruptura y al colapso. La temperatura máxima de diseño es de 130 °C debido a la capa de plástico.

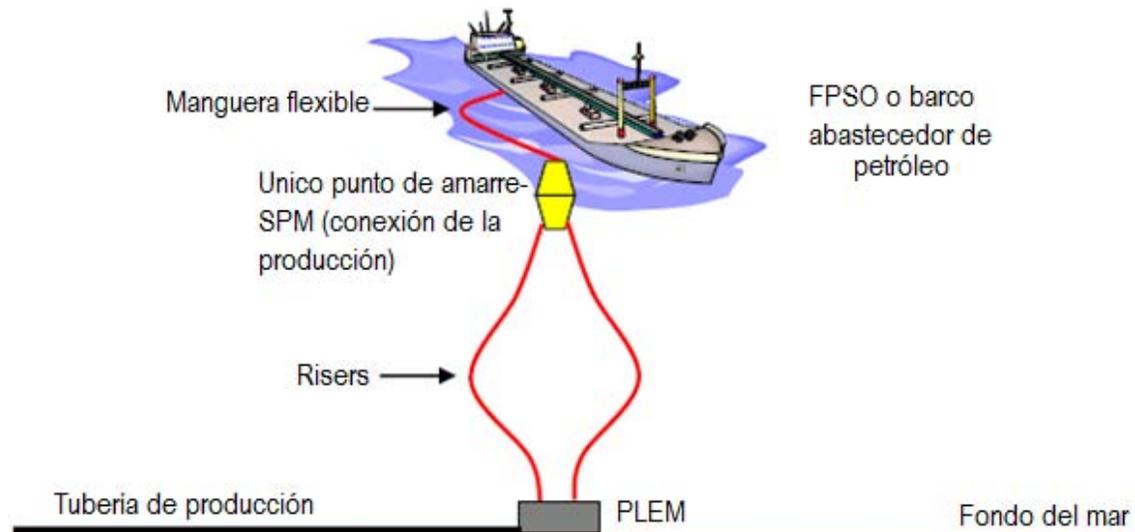
### **f) Manguera flexible**

Es un solo cuerpo de goma de estructura unida, a diferencia de la tubería flexible que consiste en varias capas de plástico y acero sin unir. La manguera flexible se utiliza comúnmente para los jumpers superiores laterales, único punto de amarre (*single*

*point mooring*) de los risers y risers flotantes superficiales, para descargar el producto desde la boya del FPSO o buque tanque de transporte (figura 4.9).



FUENTE: *Introduction to offshore pipelines and risers*  
FIGURA 4.8, “COMPOSICIÓN DE UNA TUBERÍA FLEXIBLE”



FUENTE: *Introduction to offshore pipelines and risers (modificada)*  
FIGURA 4.9, “APLICACIÓN DE LA MANGUERA FLEXIBLE (Flexible Hose)”

### ***g) Coiled Tubing***

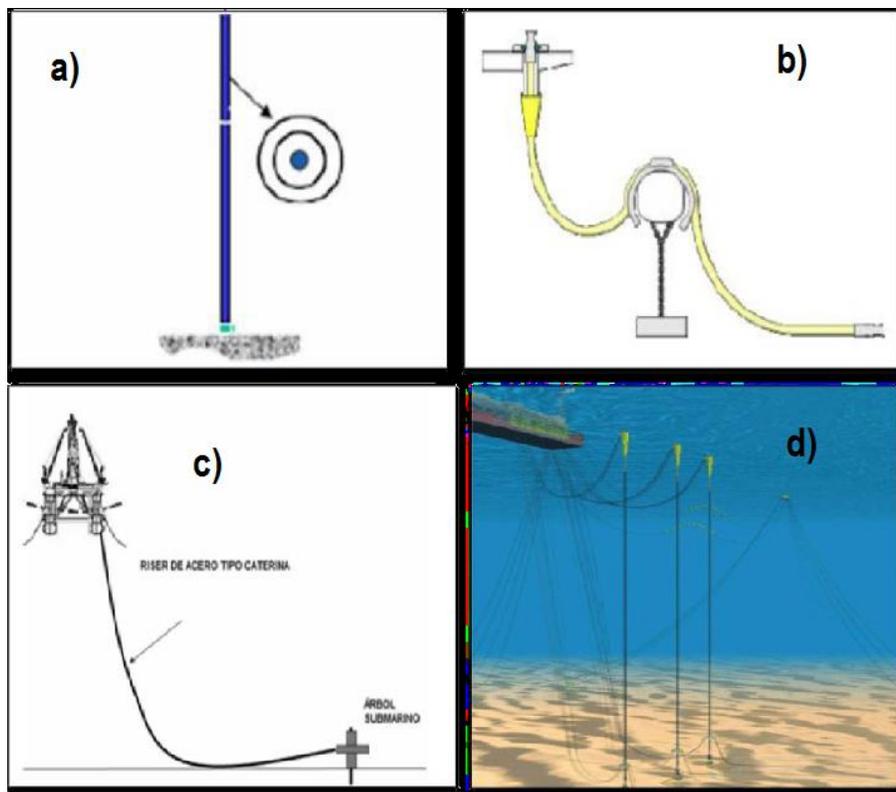
Es un producto tubular continuo que da vueltas en un carrete durante el proceso de fabricación. El diámetro de la tubería oscila entre 0.75 [pg] a 6.625 [pg]. Un solo carrete puede contener longitudes de tubería de pequeños tamaños hasta por encima de los 9100 [m]. A nivel mundial, la sarta continua más larga fabricada es de 9998 [m] con un diámetro de 1.75 [pg]. La tubería fue desarrollada para darle servicio y reparación a los pozos, ampliándose los usos a perforación y terminación de pozos.<sup>38</sup>

### RISER DE PRODUCCIÓN

Los risers de producción se encargan de transportar los hidrocarburos desde el lecho marino hasta los sistemas de producción flotantes (figura 4.10).

Tipos de Risers:

- Riser rígido tensionado*: Consiste en una tubería de revestimiento sencilla y una tubería de producción interna.
- Riser flexible*: Se reduce el peso y las cargas mediante el uso de boyas.
- Riser de catenaria en acero*: Es una tubería de acero colgada desde la plataforma en forma de catenaria.
- Riser híbrido*: Tuberías de acero soportadas de la parte superior por flotadores externos y un riser flexible.



FUENTE: Introducción a aguas profundas y sistemas submarinos de producción  
FIGURA 4.10, "TIPOS DE RISER"

### 4.3 SISTEMA DE CONTROL DE LA PRODUCCIÓN

El sistema de control de la producción consiste de controles superficiales, equipos de potencia, módulos de control submarino y sensores, así como equipos de distribución submarinos, eléctricos e hidráulicos, cuyo objetivo es monitorear y controlar el flujo de los fluidos producidos.

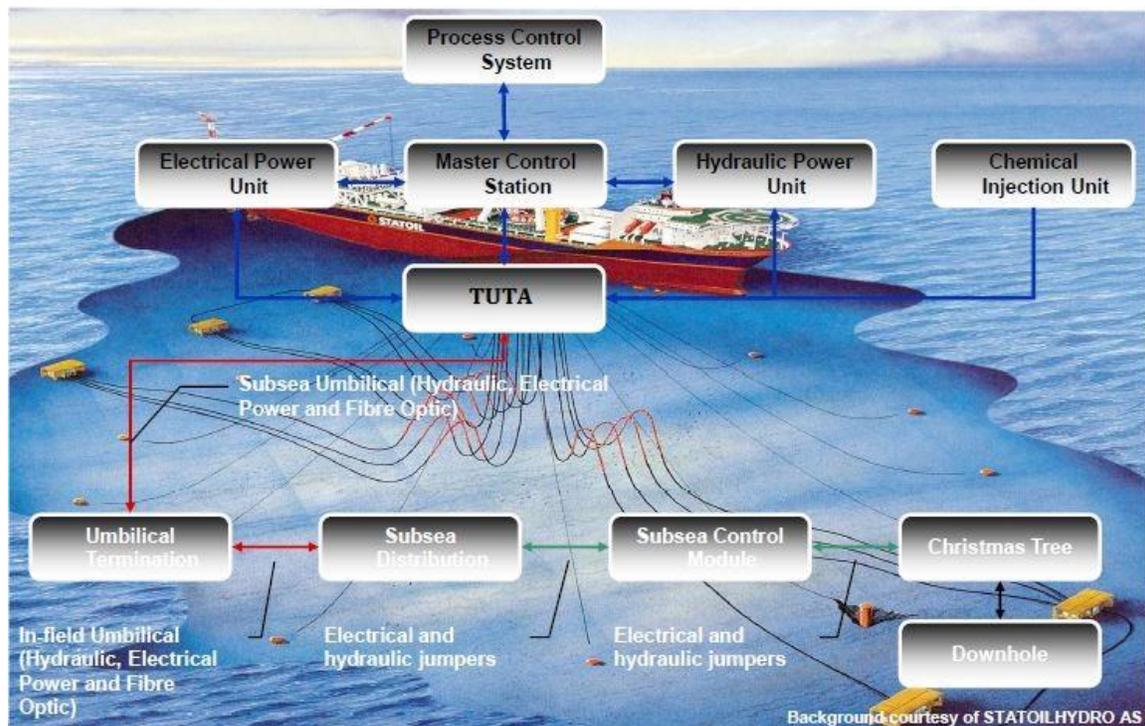
El sistema de control de la producción (figura 4.11) se divide en dos subsistemas, el superficial y el submarino, cada uno con sus respectivos componentes:

Componentes típicos del sistema de control superficial:

- Master Control Station (MCS)
- Electrical Power Unit (EPU)
- Hydraulic Power Unit (HPU)
- Chemical Injection Unit (CIU)
- Topside Umbilical Termination Assembly (TUTA)

Componentes típicos del sistema de control submarino:

- Umbilical Termination Assembly (UTA)
- Subsea Distribution Assembly (SDA)
- Subsea Distribution Unit (SDU)
- Subsea Control Module (SCM)
- Subsea Electronics Module (SEM)
- Umbilicals and Flying Leads



FUENTE: *Subsea production control systems*

FIGURA 4.11, "UBICACIÓN DE LOS COMPONENTES SUPERFICIALES Y SUBMARINOS DEL SISTEMA DE CONTROL DE LA PRODUCCIÓN"

### **SISTEMA DE CONTROL SUPERFICIAL (Topside Control System)**

✚ *Estación de control principal (Master Control Station)*

La función de la estación de control principal (MCS) es proporcionar a las instalaciones el control y el monitoreo de todo el sistema de control de producción submarino. El sistema muestra datos tales como presiones, temperaturas y el estatus de la válvula submarina.

### *Unidad de potencia eléctrica (Electrical Power Unit)*

Es la unidad de acondicionamiento y suministro de potencia eléctrica para el sistema superficial y submarino. Normalmente, la unidad consta de tres gabinetes; uno para la salida del sistema superficial y dos para la salida del sistema submarino. Proporciona monitoreo del sistema umbilical.

### *Unidad de potencia hidráulica (Hydraulic Power Unit)*

La unidad de potencia hidráulica (HPU) proporciona un suministro estable y limpio del fluido hidráulico a las válvulas submarinas. Los suministros hidráulicos pueden ser de baja presión (presión de trabajo de 3 a 5 k [psi] para operar árboles y válvulas del manifold), o bien de alta presión (presión de trabajo de 7.5 a 10 k [psi] para operar válvulas de seguridad en el fondo del pozo y terminaciones pequeñas). El fluido es suministrado vía controles umbilicales, sistema de distribución hidráulico submarino, y los SCMs para operar actuadores de válvulas submarinas. La unidad opera autónomamente gracias a su controlador lógico programable (PLC), el cual proporciona control al motor de la bomba, y la interface con la MCS.

### *Unidad de inyección química (Chemical Injection Unit)*

Es común que para los sistemas de producción costa fuera se incluyan sistemas de inyección para prevenir la formación o la aparición de fenómenos no deseados.

La CIU consiste de bombas de inyección química. Se conecta a los sistemas de control y monitoreo. El flujo del pozo se analiza usando dispositivos de medición de flujo que muestran las condiciones de flujo submarinas. Los análisis superficiales se utilizan para determinar los requisitos de inyección. Las sustancias típicamente se almacenan en una instalación superficial a bordo. Desde allí se bombea a través de líneas umbilicales a los diferentes pozos submarinos.

### *Ensamblado de la terminación umbilical superficial (Topside Umbilical Termination Assembly)*

El ensamblado de terminación umbilical superficial (TUTA) proporciona la interface entre el umbilical principal y el equipo de control superficial, es decir es la interface entre el equipo superficial y el submarino. La unidad es un equipo de posición libre que puede ser atornillada o soldada en una ubicación adyacente al umbilical *hang-off*. Es el punto común de terminación para las líneas eléctrica, hidráulica, química y de comunicación. Termina el umbilical y proporciona conexiones de salida, tanto individuales como múltiples para la energía eléctrica y las comunicaciones, las comunicaciones de fibra óptica y los servicios hidráulicos y químicos.

La TUTA suele incorporar cajas de conexiones eléctricas para la potencia eléctrica y los cables de comunicación, así como el tubo de trabajo, manómetros y válvulas de bloqueo y purga para los suministros hidráulicos y químicos. <sup>39, 40, 41, 42, 43</sup>

### **SISTEMA DE CONTROL SUBMARINO (*Subsea Control System*)**

#### *Ensamblado de la terminación umbilical (Umbilical Termination Assembly)*

El ensamblado de la terminación umbilical (UTA) es el punto de terminación para el umbilical submarino. Se integra con el SDU para distribuir las líneas hidráulicas y eléctricas en el umbilical. El UTA se puede montar en el SDU o instalarse por separado.

#### *Unidad de distribución submarina (Subsea Distribution Unit)*

La unidad de distribución submarina (SDU) distribuye fluido hidráulico, señales eléctricas y químicos del umbilical a los árboles y manifolds. Estos son recibidos del UTA, el cual puede ser construido dentro de la SDU.

#### *Módulo de control submarino (Subsea Control Module)*

El módulo de control submarino (SCM) se comunica con la MCS, ejecuta los comandos de la MCS y monitorea los datos submarinos. Los SCMs pueden ser montados en árboles y/o manifolds. Para facilitar la recuperación, el SCM es instalado en una base de montaje del módulo de control submarino (SCMMB). El módulo acumulador submarino (*Subsea Accumulator Module, SAM*), proporciona fluido hidráulico presurizado para acelerar el tiempo de accionamiento. El SAM se puede integrar con el SCM o puede ser instalado en el árbol, manifold o SDU.

#### *Módulo electrónico submarino (Subsea Electronic Module)*

Es un recipiente que tiene tarjetas para el manejo de señales de control y comunicaciones. Soporta varios protocolos de comunicación. Suministra potencia para la instrumentación y actuadores. Cuenta con un diseño inteligente, capaz de realizar el control local.

#### *Cables de conexión (Flying Leads)*

Para distancias relativamente cortas, los cables eléctricos flotantes (EFLs) y los cables hidráulicos flotantes (HFLs), se utilizan para suministrar potencia eléctrica, potencia hidráulica y químicos del UTA a la SDU y de la SDU a los árboles.

#### *Umbilicales*

Un umbilical es un arreglo de un conjunto de tubos, tuberías, y/o conductores eléctricos en una envoltura blindada que se instala desde la instalación superficial a los equipos del sistema submarino de producción. El umbilical es una combinación de:

- Cables eléctricos.
- Cables de fibra óptica.
- Tubos de acero.

- Mangueras termoplásticas.
- Dos o tres de estos cuatro componentes que ejecutan funciones específicas.

Los componentes anteriores son ensamblados para formar una sección transversal circular. El umbilical se utiliza para transmitir el fluido de control y/o la corriente eléctrica necesaria para controlar la producción submarina y las funciones de los equipos de seguridad (árbol, válvulas, manifold, etc). Los tubos alojados en un umbilical se utilizan para monitorear las presiones e inyectar fluidos (productos químicos como el metanol) desde la instalación superficial hasta las áreas críticas dentro del equipo submarino de producción. Los conductores eléctricos transmiten potencia para operar los dispositivos electrónicos submarinos. Las principales funciones de un umbilical son:

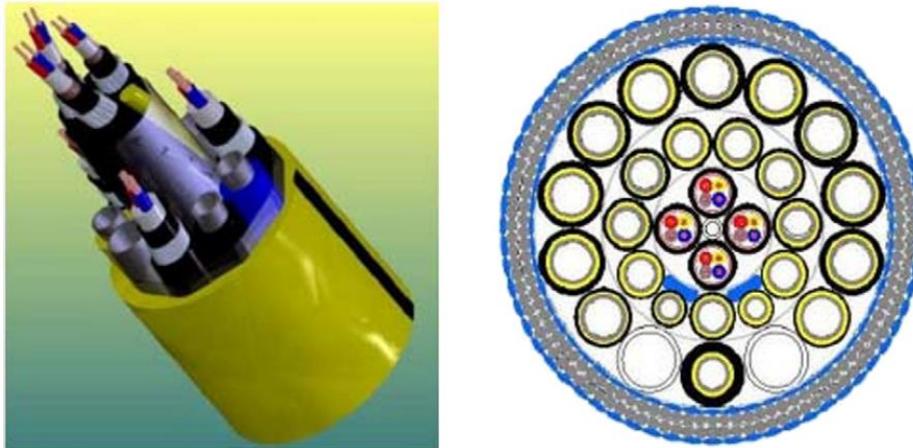
- ✓ Control de la producción submarina y la inyección de agua en el pozo.
- ✓ Control de reparaciones de pozo.
- ✓ Control del manifold submarino y válvula de aislamiento.
- ✓ Cable de potencia eléctrica submarino.

Las dimensiones de los umbilicales son del rango de hasta 10 [pg] (25.4 cm) de diámetro. El umbilical incluye múltiples tubos que normalmente van en tamaño de hasta 2 [pg] (5.08 cm); el número de tubos 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 la que estos componentes son localizados de la instalación superficial.

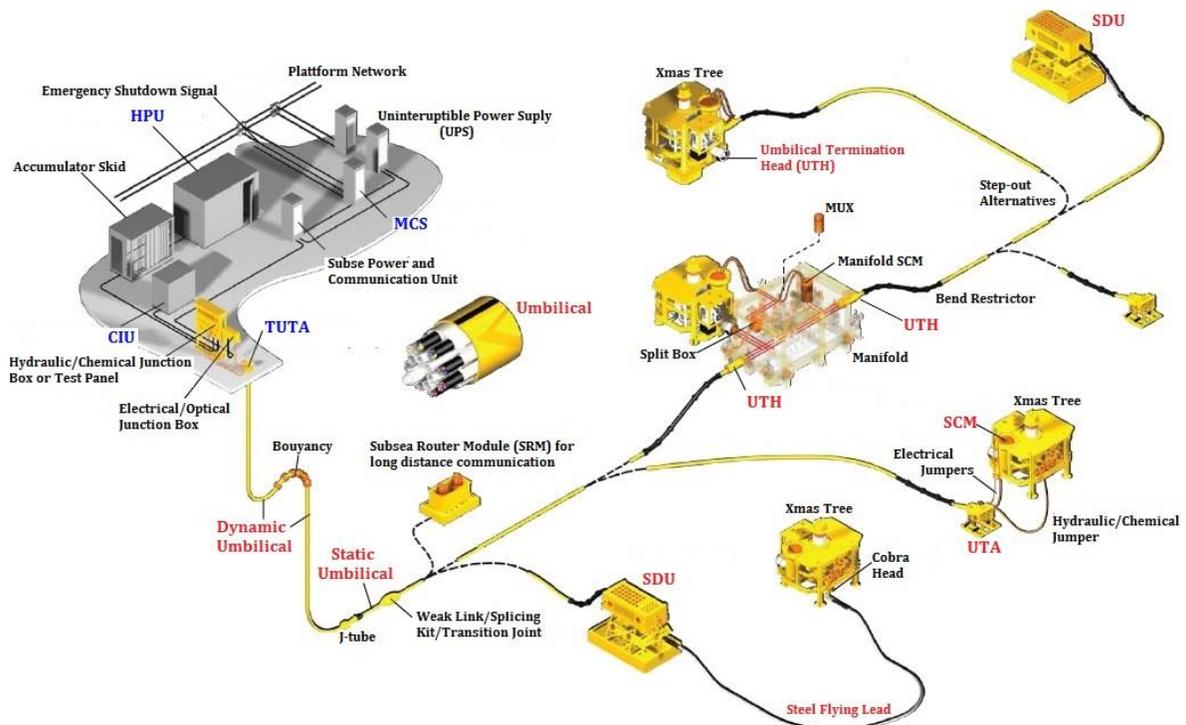
En general, el umbilical incluye un segmento dinámico y un segmento estático a lo largo del fondo marino a la UTA en la instalación submarina. Para longitudes más cortas, los segmentos pueden ser idénticos. El diseño de umbilicales estáticos incorpora resistencia mecánica para soportar cargas de tracción y aplastamiento durante el manejo, instalación y servicio. El umbilical estático tiene peso suficiente para garantizar su estabilidad en el lecho marino.

Se espera que el sistema de umbilical dinámico opere en modo estático después de su instalación. Sin embargo, el sistema de umbilical estará sujeto a carga dinámica durante la instalación y a cargas ambientales en la aproximación de la instalación. Análisis dinámicos y de fatiga deben llevarse a cabo para evaluar las propiedades de fatiga del sistema de umbilical dada la instalación prevista y las cargas ambientales. La figura 4.12 muestra un umbilical típico de control submarino y su sección transversal.<sup>33</sup>

La figura 4.13 muestra la ubicación esquemática de los principales componentes del sistema de control de la producción, tanto para el sistema superficial (color azul), como para el sistema submarino (color rojo). Cabe mencionar que los equipos nombrados con color negro varían de acuerdo al diseño que el cliente requiere, sin embargo, los equipos nombrados con color azul y rojo, son los componentes que usualmente conforman el sistema de control de la producción.<sup>39, 40, 41, 42, 43</sup>



FUENTE: FMC Subsea Engineering Handbook  
 FIGURA 4.12, "UMBILICAL DE CONTROL SUBMARINO"



FUENTE: FMC Technologies Inc. (modificada)  
 FIGURA 4.13, "COMPONENTES TÍPICOS DEL SISTEMA DE CONTROL"

### 4.4 INSTRUMENTOS DE CONTROL Y MEDICIÓN

En la producción mundial de petróleo y gas submarino, la capacidad del operador para controlar el activo es determinado por un conjunto de variables, sin embargo, éste control se basa esencialmente en la calidad de la información procedente de la producción submarina. Ésta información es proporcionada por instrumentos de control y medición.

#### ***INSTRUMENTOS SUPERFICIALES***

✚ *Medidor multifásico:* Este medidor proporciona instantáneamente y continuamente la información relacionada al gasto del flujo, ayudando a identificar cuáles son los pozos que requieren mayor atención, cuáles pozos pueden producir más, y dónde deberían ser perforados los nuevos y más eficientes pozos. Proporciona lecturas trifásicas de alta precisión, abarcando todos los regímenes de flujo. Los medidores también juegan un papel clave en la producción de campos abandonados económicamente viables, a través del aumento de pruebas de pozos.

Los medidores son instalados permanentemente en sitios costa fuera. Los medidores son usados para pruebas del manifold y pozos individuales. Cuando los pozos tienen líneas de producción individuales, entonces cada pozo puede tener un medidor individual.

✚ *Monitor de arena:* La arena puede tener un efecto devastador sobre la producción de petróleo y gas. La arena obstruye el equipo de producción y oleoductos, erosiona los componentes de terminación, impide el acceso al pozo, interfiere con el funcionamiento de los equipos del fondo del pozo e incluso conduce a los pozos a que sean cerrados o abandonados antes de tiempo. El monitor de arena es instalado en el exterior de la tubería con correas de metal, por lo tanto es seguro y fácil de instalar en líneas de tuberías nuevas o existentes. Éste dispositivo escucha la acústica originada por la arena que golpea la pared del tubo, lo que permite la identificación y cuantificación precisa de arena en gramos por segundo.

✚ *Medidor de gas húmedo:* El medidor de gas húmedo es el único medidor que permite medir en forma directa el agua en un flujo de gas húmedo. Ésta funcionalidad permite la medición directa de agua en una fase temprana, tan pronto comience a ser producida del pozo. Ésta información es valiosa para la administración del yacimiento, para el aseguramiento de flujo y para optimizar el proceso de producción. Mide en tiempo real los gastos del flujo de agua, gas y condensado.

✚ *Medidor de corte de agua:* El medidor de corte de agua mide el agua en aceite (0% a 100%). Se utiliza en aplicaciones como el control de procesos en los separadores de prueba, mediciones físicas sobre y en la descarga, medición de exportación, en la desalinización en refinerías, en la medición de flujo de dos fases, etc. Determina los gastos de la producción de aceite y agua sin una separación.

✚ **Medidor de corrosión/erosión:** El sistema FSM (*Field Signature Method*) es un sistema no intrusivo para el monitoreo de la corrosión interna en tuberías, líneas de tuberías o embarcaciones.

El sistema FSM ofrece una alta precisión combinada con una capacidad de detectar ataques localizados en el objeto monitoreado. Esta característica hace que los FSM sean una opción atractiva para el monitoreo interno en aplicaciones como:

- Líneas de tuberías en cielo abierto y subterráneas.
- Aplicaciones de alta temperatura en refinerías.
- Aplicaciones en ambientes amargos (alto H<sub>2</sub>S).
- Tuberías de proceso.

FSM mide la corrosión o erosión mediante la detección de pequeños cambios en la corriente del flujo debido a la pérdida de metal. Esto se logra a través de las patas (*pins*) de detección, las cuales son distribuidas a través de las áreas a ser monitoreadas. Las medidas de voltaje se compararán con la *Field Signature*, que proporciona las medidas de referencia iniciales. <sup>44, 45, 46, 47, 48, 54</sup>

La figura 4.14 muestra los instrumentos superficiales:



FUENTE: Roxar (modificada)

FIGURA 4.14, "INSTRUMENTOS SUPERFICIALES"

### **INSTRUMENTOS SUBMARINOS**

✚ **Medidor multifásico (MPFM):** Estos medidores submarinos son diseñados para medir continuamente el flujo de aceite, agua y gas en la corriente del pozo, sin la necesidad de una separación. Además, los medidores pueden ser integrados con monitores de arena para proporcionar un monitoreo submarino completo.

Generalmente los medidores son colocados en la cabeza del pozo, en el estrangulador recuperable, en el jumper, en el manifold o en el árbol de producción. El medidor proporciona información en tiempo real sobre saturación de agua, posible entrada de agua, conificación de gas, permeabilidad y características de flujo. Este medidor detecta inmediatamente cualquier cambio en las características del flujo multifásico en la cabeza del pozo submarino.

Este medidor puede operar a profundidades de hasta 10000 [ft] (3048 m), presiones de diseño de hasta 10000 [psi] y temperaturas de hasta 302 °F.

✚ *Monitor de arena (ASM):* El monitor de arena submarino es un dispositivo inteligente que utiliza energía acústica generada por las partículas de arena para calcular la producción de arena en los flujos de aceite, en los flujos de gas o en el flujo multifásico. Las partículas de arena que son transportadas por el fluido golpean la pared de la tubería inmediatamente después de la curva, debido a la inercia. Estos impactos generan sonido y este sonido es detectado por el micrófono que está montado en la punta del monitor de arena. El ruido generado es directamente proporcional a la velocidad y la cantidad de arena en el proceso. El sensor se sujeta a la parte exterior de la tubería, típicamente corriente abajo de una curva de 90°.

✚ *Medidor de gas húmedo (WGM):* La importancia de este medidor radica en prevenir la formación de hidratos y corrosión en las líneas de tuberías, y de esta manera garantizar un suministro eficiente en el sistema de producción submarino. Proporciona mediciones de gastos del flujo de agua, así como de gas y condensado. El medidor submarino de gas húmedo puede ser compartido por varios pozos si se instala en un manifold, sin embargo, estos medidores también pueden ser instalados en cada jumper de pozo. Son instalados y orientados de tal forma que el fluido fluya hacia arriba, a través del medidor, con la conexión submarina en la punta de la canasta electrónica para tener acceso por medio de un vehículo operado remotamente (*remotely operated vehicle, ROV*).

✚ *Medidor de corrosión (FSM):* Es un sistema para el monitoreo de los cambios en la pared de la tubería en un área relativamente grande de la tubería submarina. Éste sistema se ha utilizado para detectar, controlar y garantizar el control de la corrosión en la línea de la tubería.

Al inducir una corriente eléctrica dentro de secciones de tubería ubicadas estratégicamente, el FSM monitorea los cambios del campo eléctrico e indica los más mínimos signos de pérdida de metal. El ataque de la corrosión es monitoreado desde el exterior de la pared de la tubería por muchos electrodos que se distribuyen sobre el área analizada. El FSM es ideal para el monitoreo de la corrosión general interna y la corrosión de las soldaduras.

✚ *Sensores de presión y temperatura (PT/PT):* Las mediciones de presión y temperatura a través del árbol son fundamentales tanto para el control del pozo como para la administración del campo. Los sensores permiten mantener la exactitud y la estabilidad en variaciones de alta presión y de alta temperatura.

Tanto la presión como la temperatura se miden de forma simultánea en un punto común a través de un acoplamiento estándar, la señal de presión se acopla con una lectura de la temperatura para la compensación, eliminando las inexactitudes que pueden ocurrir debido a los gradientes de temperatura. Ambos sensores están situados en el extremo de descarga de la sonda del pozo.

El rango de presión es de hasta 15000 [psi], con un rango de temperatura operacional desde -51 °F hasta 302 °F. Estos sensores tienen un diseño de vida útil de 25 años.

- ✚ **Sensores de corrosión/erosión (CM):** Los sensores intrusivos basados en erosión miden la pérdida de metal real causado por el impacto de las partículas de arena. La respuesta en la aparición o cambios en el nivel de producción de arena no es una respuesta instantánea, debido a que se está monitoreando el daño real causado. Este sensor determina con precisión los efectos a corto y a largo plazo de los daños causados por la arena.

Los sensores no intrusivos basados en acústica monitorean el ruido producido cuando las partículas de arena impactan en la pared de la tubería, además estos sensores proporcionan una respuesta inmediata a la aparición de la producción de arena.

Los sensores basados en erosión y en acústica, se pueden combinar para complementarse uno del otro, y por ende tener el máximo control sobre la producción de arena.

El funcionamiento de los sensores están basados en una profundidad de agua de diseño de hasta 10000 [ft] (3048 m), un rango de presión operacional de 0-10000 [psi] y un rango de temperatura operacional de -40 °F a 284 °F.

- ✚ **Válvula de inyección química (MEG):** Esta válvula está diseñada con material especializado para reducir los riesgos por erosión y abrasión. 44, 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58

La siguiente figura 4.15 muestra los instrumentos submarinos:



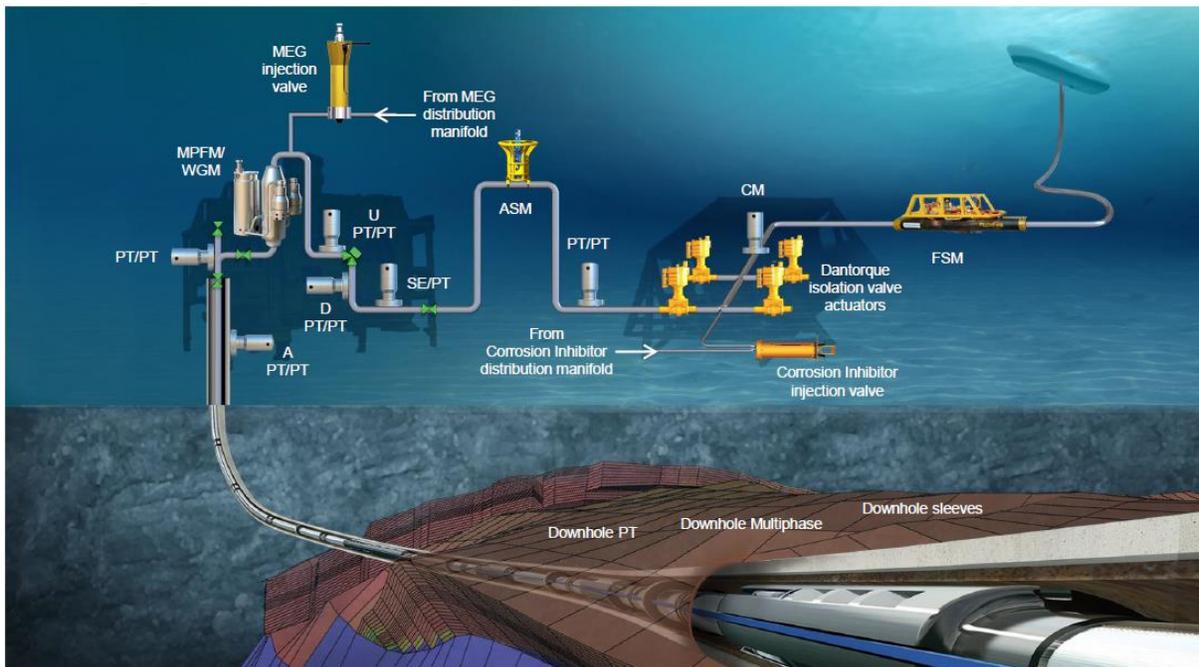
FUENTE: Roxar (modificada)

FIGURA 4.15, "INSTRUMENTOS SUBMARINOS"

**INSTRUMENTOS EN EL FONDO DEL POZO**

- ✚ **Calibrador de presión/temperatura:** Los datos de presión y temperatura de los calibradores en el fondo del pozo, son usados, entre otras cosas, para ayudar a actualizar los modelos del yacimiento y optimizar los gastos de producción. El calibrador de fondo de pozo está diseñado para una instalación permanente en el fondo del pozo en yacimientos de petróleo y gas. El calibrador transmite continuamente la presión digitalizada y los datos de temperatura a la superficie.
- ✚ **Tarjeta controladora network de fondo de pozo (DHNC):** La función principal de la tarjeta es proporcionar una interface eléctrica y de comunicación entre la instrumentación de fondo de pozo, tales como calibradores permanentes de presión y temperatura, y la infraestructura del campo, ya sea en la parte superior o la submarina. <sup>44, 56, 59</sup>

La figura 4.16 muestra la localización de los instrumentos submarinos para un sistema de producción típico en aguas profundas: <sup>60</sup>



FUENTE: Roxar

FIGURA 4.16, “PRINCIPALES COMPONENTES DE UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN EN AGUAS PROFUNDAS”

**4.5 EQUIPOS DE PROCESAMIENTO SUBMARINO**

El procesamiento submarino puede ser definido como cualquier manejo y tratamiento de los fluidos producidos para mitigar los problemas de aseguramiento de flujo antes de llegar a la plataforma o a las instalaciones en tierra.

Los equipos de procesamiento submarino se emplean como soluciones para mejorar la economía de campos mediante la maximización de la recuperación, aumentando la producción y reduciendo los costos. Estos equipos pueden ser instalados en proyectos nuevos o modificar instalaciones ya existentes para su instalación.

Los beneficios del procesamiento submarino son:

- ✓ Acelerar la producción.
- ✓ Aumentar el factor de recuperación y prolongar la vida del yacimiento.
- ✓ Reducir las inversiones en equipos de procesamiento superficiales y tuberías.
- ✓ Apoyar al manejo y aseguramiento de flujo.
- ✓ Prevención de hidratos por medio de la despresurización de líneas.
- ✓ Prevención de baches (*slug*) en las líneas de flujo y risers.
- ✓ Proporciona opciones de desarrollo para los campos difíciles de producir (principalmente aceite extrapesado, baja permeabilidad, baja presión del yacimiento, baja temperatura y altas profundidades).
- ✓ Mejor manejo en el recorrido desde el tie-back.
- ✓ Aumentar la presión de los fluidos en yacimientos de baja presión.
- ✓ Reduce la presencia de CO<sub>2</sub> en comparación con el procesamiento en superficie.
- ✓ Permite la separación y reinyección de agua producida.
- ✓ Requiere menor consumo de energía.
- ✓ Reduce los peligros y riesgos de los cambios climáticos (huracanes y ciclones).<sup>33,39</sup>

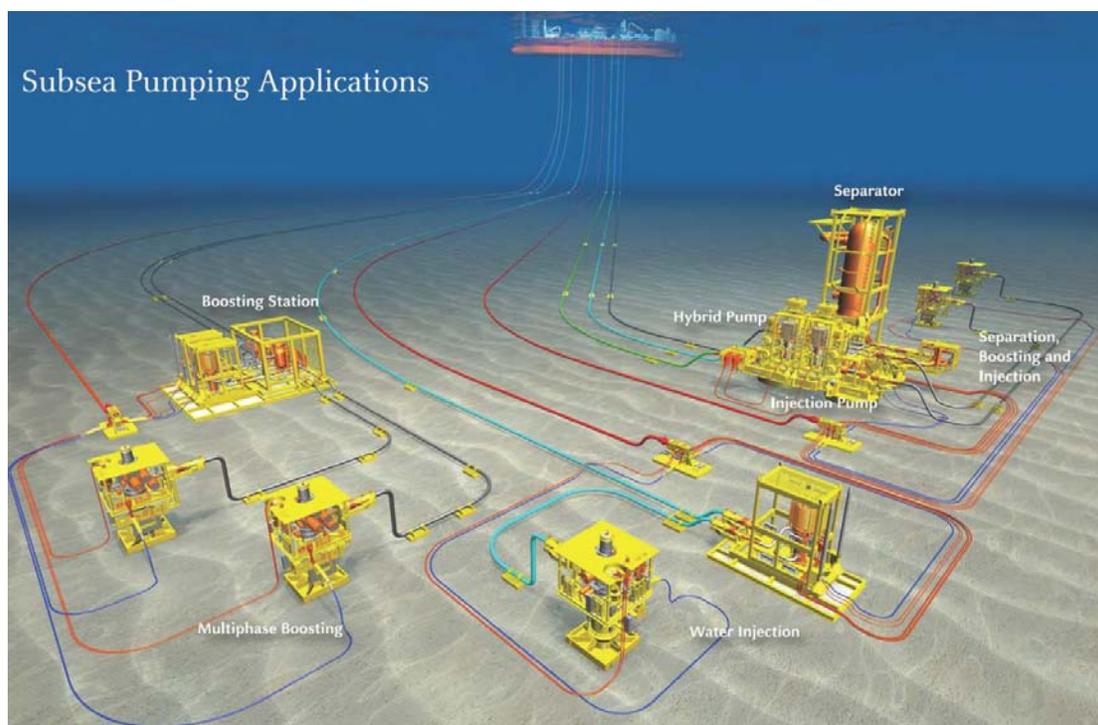
### **BOMBEO SUBMARINO**

El bombeo submarino es una de las soluciones más utilizadas para aumentar la recuperación de petróleo desde tie-backs submarinos. En aplicaciones de aumentar la presión del fluido, la bomba en el lecho marino reduce los costos de producción, mediante la reducción de las contrapresiones del yacimiento, los cuales aumentan los gastos y el factor de recuperación. En otras aplicaciones en las que es pobre la eficiencia de barrido o bajo el empuje del yacimiento, se pueden usar bombas de una sola fase para inyectar agua en el pozo (figura 4.17), ya sea agua producida o de mar, para aumentar la presión en el yacimiento, así el barrido del aceite aumentará la recuperación y los gastos de producción.

Algunos beneficios que se tienen al emplear bombeo submarino son:

- ✓ Acelera la producción.
- ✓ Aumenta la recuperación y prolongación de la vida del yacimiento.
- ✓ Facilita la producción de los yacimientos de baja energía.
- ✓ Reduce los gastos operativos.
- ✓ Mejora el rendimiento de aseguramiento de flujo.
- ✓ Rápido y seguro arranque de los pozos de baja energía.

Existen diferentes tipos de bombas para cubrir las necesidades que se presentan en el fondo del mar con el manejo de los fluidos producidos, ofreciendo soluciones de bombeo monofásico, bombeo multifásico y bombas híbridas. <sup>39</sup>



FUENTE: FMC Technologies

FIGURA 4.17, "APLICACIONES DEL BOMBEO SUBMARINO"

### *BOMBEO MULTIFÁSICO*

Tiene un marco de operación amplio y son adecuadas para una gran variedad de condiciones. Algunos de los beneficios de las bombas multifásicas son:

- Permite el flujo completo de producción para ser recibido e impulsado.
- Gran flexibilidad gracias al marco de operación amplio.
- Puede manejar la succión de altas fracciones de volumen de gas.
- Resistente al manejo de arenas.
- Intervención simple y de bajo costo en comparación con otros tipos de bombas.
- Capacidades de alta potencia.

### *BOMBEO MONOFÁSICO*

Es muy eficaz en los campos maduros o en yacimientos con baja presión, las bombas monofásicas facilitan la inyección de agua en un pozo hacia el yacimiento, barriendo los hidrocarburos de la formación hacia el pozo productor para incrementar la recuperación. Algunos de los beneficios de las bombas monofásicas son:

- Aumentar la energía en el flujo de aceites con baja fracción de gas.
- Alta eficiencia al minimizar la necesidad de generar y transmitir energía.
- Mantener la energía del yacimiento mediante la inyección de agua.

### *BOMBAS HIBRIDAS*

Ofrecen una opción adicional para impulsar el flujo combinando helico-axial y etapas centrifugas sobre un mismo eje. Las bombas pueden manejar cantidades moderadas de gas a través de etapas múltiples. Las bombas híbridas han sido especificadas en aplicaciones que requieren una presión diferencial alta, alta tolerancia de gas libre y bombeo de aceite pesado y extra pesado. Algunos de los beneficios de las bombas híbridas son:

- Alcanzan una mayor eficiencia y empuje de los fluidos.
- Alta tolerancia de gas libre.
- Se han aplicado con éxito en proyectos de separación de gas-liquido donde el líquido es potenciado con la energía de la bomba.

La bomba helico-axial (figura 4.18) funciona sobre un principio de bombeo de rotor dinámico y son una mezcla entre una bomba centrifuga y un compresor axial. La compresión del fluido se logra a través de la transferencia de energía cinética de las paletas del impulsor giratorio a través de los alabes del difusor. La tecnología se ha desarrollado para manejar el flujo de hidrocarburos a altos volúmenes de fracción de gas.<sup>39</sup>



FUENTE: FMC Technologies  
FIGURA 4.18, "BOMBA SUBMARINA HELICO-AXIAL"

### **COMPRESIÓN SUBMARINA**

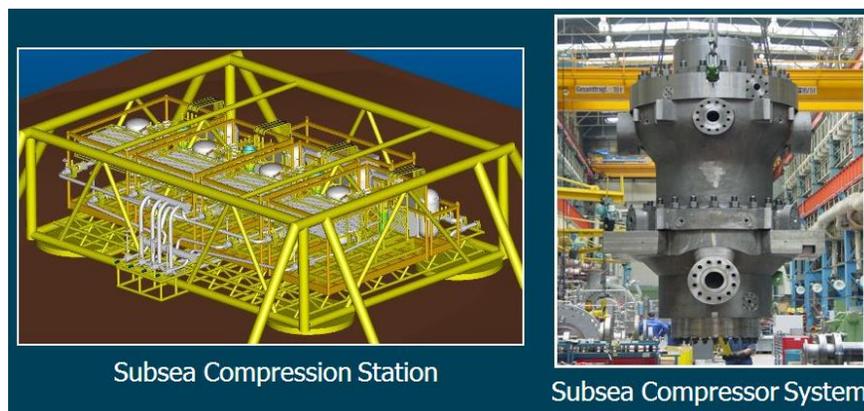
La compresión submarina se ha adaptado como una solución de desarrollo de campos debido a su potencial para incrementar la recuperación y permitir el transporte de largas distancias mediante compresores submarinos (figura 4.19). Algunos campos de gas con largos tie-backs han sido desarrollados y diseñados como soluciones submarinas a tierra sin una instalación de procesamiento costa afuera. Las oportunidades económicas y la viabilidad técnica de compresión de gas submarino permiten que esta tecnología sea una solución atractiva para impulsar el transporte de gas superando las pérdidas por fricción y mantener los gastos de producción satisfactorios para largas distancias desde el tie-back.

Los beneficios de la compresión submarina son:

- ✓ Acelerar la producción.
- ✓ Aumentar la producción y prolongar la vida del yacimiento.
- ✓ Permite transportar el gas a mayor distancia.
- ✓ Reduce la inversión mediante la eliminación de instalaciones de producción superficiales.
- ✓ Facilita la producción del yacimiento de manera más económica.
- ✓ Mejora el rendimiento de aseguramiento de flujo.

Generalmente los compresores de gas submarinos contienen un depurador, una bomba y un enfriador anclados sobre el lecho marino. El flujo proveniente del pozo contiene ciertos condensados que deben ser separados previamente a la compresión del gas. Ésta decantación viene dada por el enfriador, separando el líquido y enviando el gas a baja presión al compresor, tras el cual adquirirá una presión elevada. El interés de ésta instalación radica en que cuanto mayor sea la proximidad de la compresión a la boca del pozo, mayor es la eficiencia del sistema.

Estos compresores se desarrollan en una reserva clasificada HPHT (*high-pressure high-temperature*) para evitar principalmente la formación de hidratos, con una presión aproximada de 910 [bar] y aproximadamente 170 °C.<sup>39, 61</sup>



FUENTE: FMC Technologies  
FIGURA 4.19, "ESTACIÓN Y SISTEMA DE COMPRESIÓN SUBMARINO DE GAS"

### **SEPARACIÓN SUBMARINA**

Realizar una parte del proceso de separación requerida en el fondo del mar puede permitir una producción más efectiva y reducir el procesamiento en superficie. La separación submarina ya se ha aplicado tanto para un desarrollo de instalaciones nuevas, como para pozos que necesitan una solución de ajuste para un campo en producción. La solución puede contribuir a cuidar mejor al medio ambiente y el aumento de los ingresos. Para campos maduros, la producción y la recuperación del hidrocarburo pueden aumentar de forma rentable, mejorando y prolongando el uso de la infraestructura existente. La separación y reinyección de agua liberan espacio en las líneas de flujo y en los risers, y eliminan la necesidad de actualizar los equipos superficiales.

Los beneficios de la separación submarina son:

- ✓ Reducción del costo de las instalaciones de procesamiento superficiales.
- ✓ Mayor responsabilidad con el medio ambiente.
- ✓ Aumento del factor de recuperación.
- ✓ Manejo del agua y la arena desde el fondo del mar.
- ✓ Disminuye la formación de hidratos.
- ✓ Disminuye la corrosión derivada del agua producida.

La separación submarina puede basarse en fluidos de dos o tres fases. Con base a esto se selecciona el separador necesario:

- Los separadores bifásicos se utilizan para la separación de cualquier sistema gas-líquido, como gas-aceite, gas-agua y el sistema de gas-condensado.
- Separadores de tres fases se utilizan para separar el gas de la fase líquida y el agua del aceite.

### *SEPARADOR HORIZONTAL*

En la figura 4.20 se muestra un separador horizontal, en el cual el fluido entra en el separador y se contacta con un desviador de flujo, causando un cambio repentino en el impulso y la separación inicial de líquido y vapor. La gravedad causa que gotas de líquido caigan de la corriente de gas al fondo del recipiente de recolección. Luego el líquido sale del recipiente mediante una válvula de descarga de líquidos, que es regulada por un controlador de nivel.

El gas fluye sobre el desviador de ingreso y luego horizontalmente por medio de la sección de asentamiento de gravedad sobre el líquido. Mientras el gas fluye por ésta sección, gotas pequeñas de líquido que no fueron separadas por el desviador de ingreso son separadas por la gravedad y caen a la interfaz de gas-líquidos. Antes de que el gas salga del recipiente, pasa por una sección de fundición, o un extractor de niebla. Ésta sección emplea aletas, malla de alambre, o placas para fundir y remover las gotas muy pequeñas. Un controlador abre y cierra la válvula de control de presión en la salida de gas para mantener la presión deseada en el recipiente.



FUENTE: FMC Technologies

FIGURA 4.20, "SEPARADOR HORIZONTAL SUBMARINO"

### *SEPARADOR VERTICAL*

En la figura 4.21 se muestra un separador vertical. En este tipo de separador, el flujo entra al recipiente por un lado. Al igual que con el separador horizontal, el desviador de flujo hace la separación inicial. El líquido fluye hacia abajo a la sección de recolección de líquidos en el recipiente, y luego baja a la salida de líquidos. Cuando el líquido llega al equilibrio, las burbujas de gas fluyen en sentido contrario a la dirección del flujo de líquidos y eventualmente migran al espacio de vapor. El controlador de nivel y la válvula de descarga de líquidos opera de la misma forma como en el separador horizontal.

El gas fluye sobre el desviador de ingreso y luego hacia arriba a la salida de gas. En la sección de asentamiento de gravedad, las gotas de líquido caen hacia abajo, en sentido opuesto a la dirección del flujo de gas.

El gas pasa por la sección de extractor de niebla antes de salir del recipiente. La presión y el nivel son mantenidos de la misma forma que en el separador horizontal.



FUENTE: FMC Technologies  
FIGURA 4.21, "SEPARADOR VERTICAL"

### *SELECCIÓN DE LA CONFIGURACIÓN DEL SEPARADOR*

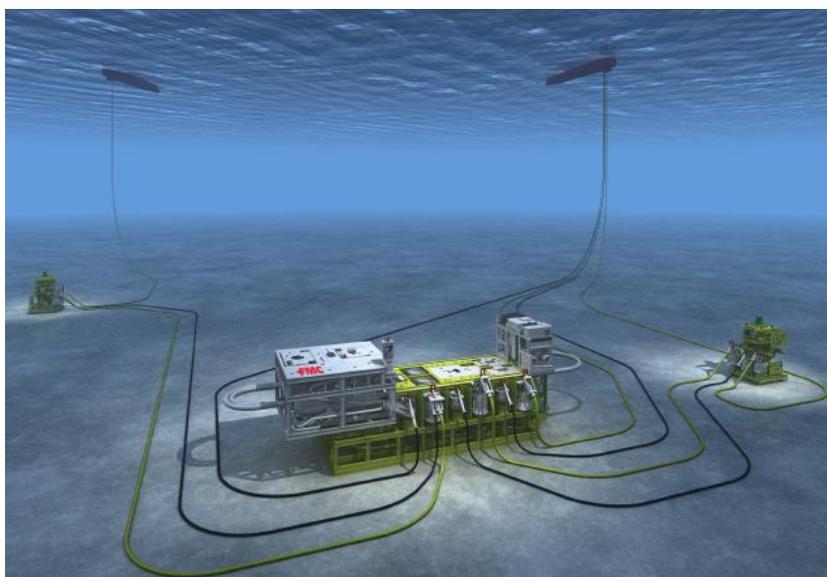
Los separadores horizontales normalmente son más eficientes en el manejo de grandes volúmenes de gas que los de tipo vertical porque las gotas líquidas caen de manera perpendicular al flujo de gas en la sección de asentamiento de gravedad, y se asientan más fácilmente de la fase de gas continua. Además, debido a que el área de interfaz es más grande en un separador horizontal, es más fácil que las burbujas de gas, que salen de la solución cuando el líquido se aproxima al equilibrio, alcancen el espacio de vapor.

En términos de un proceso de separación gas-líquidos, los separadores horizontales son preferidos. Por lo general, los recipientes horizontales son más económicos para la separación normal de aceite y gas, particularmente cuando puede haber problemas con emulsiones, espumas, o relaciones gas-aceite altas. Los recipientes verticales funcionan más efectivamente en aplicaciones GOR bajas o muy altas, con depuradores.

Landmark, es el primer sistema de aguas profundas en el mundo para la separación submarina de aceite pesado y agua (figura 4.22) que incluye la reinyección de agua para aumentar la producción en un desarrollo de campos maduros.

El módulo de separación submarina separará crudo pesado, gas, arena y agua a una profundidad de 2950 [ft] (900 m).

El sistema de separación también incluye módulos de ciclones los cuales realizarán el tratamiento del agua antes de reinyectarla de vuelta al yacimiento.<sup>39, 63</sup>



FUENTE: FMC Technologies

FIGURA 4.22, "SISTEMA DE SEPARACIÓN SUBMARINA (LANDMARK)"

### **BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO (ESP)**

La tecnología ESP es una solución ideal para producir volúmenes mayores de fluido y proporcionar la energía necesaria para que el fluido producido llegue a la plataforma. Los sistemas ESP requieren un suministro grande de energía. Sin embargo un ESP es más eficiente y es menos complejo proporcionar electricidad que suministrar gas a los sistemas de bombeo neumático (BN). La alta capacidad de volumen, el amplio rango de operación y la eficiencia de hasta un 40% más que el proceso de bombeo neumático, hacen a los sistemas ESP más atractivos para los pozos submarinos en aguas profundas. Comúnmente los sistemas ESP se instalan en el fondo del pozo.

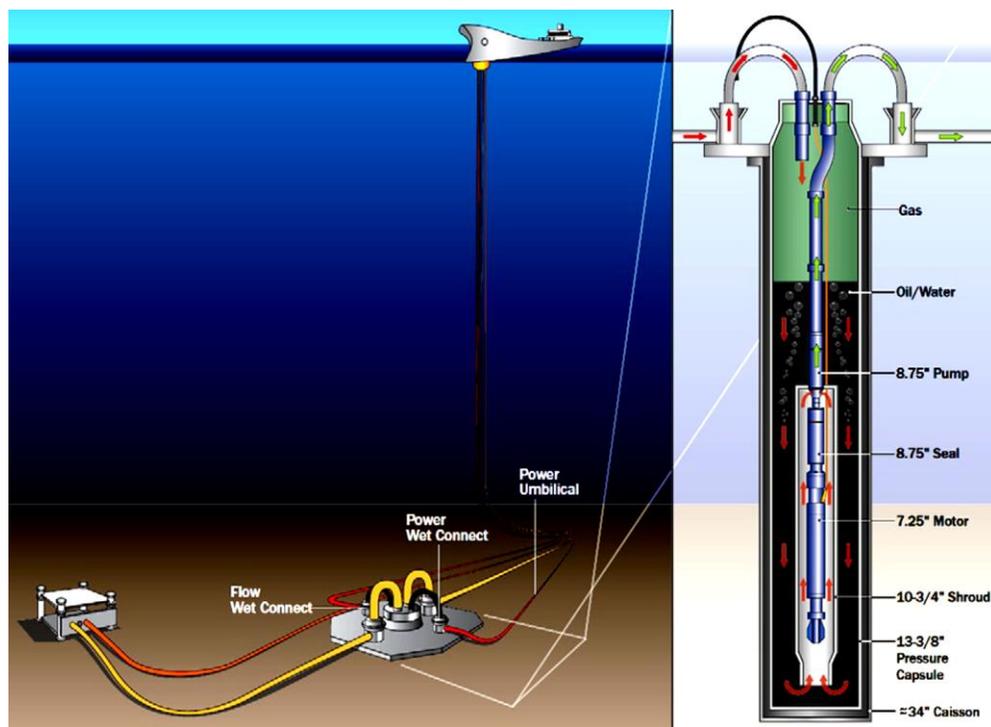
El primer asunto para cualquier desarrollo de campos es la cuestión económica. Con respecto a esto, los sistemas ESP submarinos ofrecen varias ventajas sobre otras alternativas:

- ✓ Los sistemas submarinos ESP se pueden implementar con barcos frente a plataformas semi-sumergibles, reduciendo tanto el costo total de la instalación y de intervención, y la producción diferida resultante de un periodo de espera de un equipo de perforación.
- ✓ Los sistemas submarinos ESP pueden ser configurados para proporcionar un sistema de apoyo para maximizar la vida y minimizar la producción diferida.
- ✓ Algunos sistemas submarinos ESP utilizan la infraestructura existente para alojar los sistemas, lo cual reduce los costos generales del desarrollo.
- ✓ Los ESP no se restringen a espacios reducidos como dentro de los pozos. La producción de varios pozos puede ser impulsada con un solo ESP.

### *SISTEMA DE SEPARACIÓN E IMPULSO ESP (Caisson Separation/ESP Boosting System)*

La figura 4.23 ilustra una estación booster vertical. Las estaciones booster verticales requieren de la instalación de una tubería de gran tamaño, alrededor de 36 [pg] (0.91 m) de la tubería de conducción por la perforación o anclaje si el fondo es lodoso. El sistema ESP se encuentra dentro de un recipiente a presión con un sistema de conexión en la parte superior. El sistema se baja en el pozo artificial (*dummy*) por un buque.

La estación booster puede estar situada en cualquier punto entre el pozo y las instalaciones de recolección. Si más de un campo está conectado al recolector de producción, la estación booster puede estar más cerca de la plataforma y aumentar la producción de varios campos. En desarrollos donde varios pozos se encuentran en una misma ubicación, la estación booster puede ser instalada más cerca de los pozos.



FUENTE: *Subsea structural engineering*

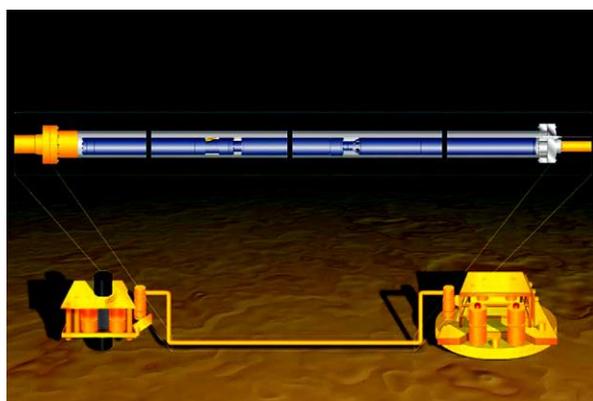
FIGURA 4.23, "ESTACIÓN BOOSTER VERTICAL"

### *ESTACIÓN BOOSTER HORIZONTAL*

El sistema ESP horizontal es una variante del sistema jumper ESP, colocado sobre una base submarina permanente. La ventaja de este sistema es la facilidad de cambiar el equipo y la capacidad de tener sistemas en serie, en paralelo o repetidos. Todas estas configuraciones mejoran el tiempo de ejecución. Además, estos sistemas se pueden utilizar para impulsar los fluidos producidos de los pozos o impulsar agua de mar para la inyección de agua. Los sistemas ESP de elevación también pueden ser configurados para limpiar las líneas de flujo.

### *SISTEMA JUMPER ESP*

En la figura 4.24 se muestra una configuración del sistema jumper ESP, el cual se considera como el sistema de impulso submarino más rentable. Este sistema se sitúa en la infraestructura existente de la línea de flujo del jumper ya sea entre la boca del pozo y el manifold o el manifold y el PLET. Los costos adicionales de este sistema son despreciables ya que se utilizan las instalaciones existentes y no se necesitan modificaciones. Este sistema proporciona la oportunidad de optimizar un pozo individual o un conjunto de pozos dependiendo de las necesidades de los campos. El sistema ESP puede ser instalado en el jumper en superficie para reducir los costos al mínimo de las instalaciones submarinas.<sup>33</sup>

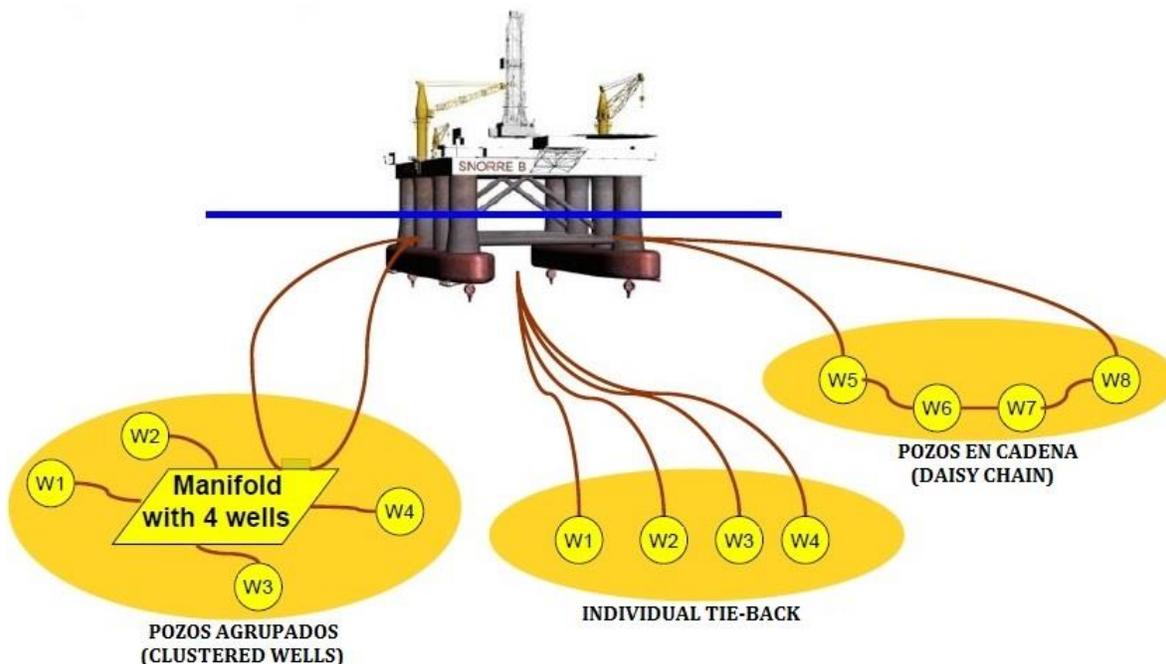


FUENTE: FMC-Technologies  
FIGURA 4.24, "SISTEMA JUMPER ESP"

## 4.6 ARQUITECTURAS SUBMARINAS

Arquitectura submarina se puede definir como el arreglo de los equipos y sistemas submarinos en el lecho marino, la cual antes de su instalación se evalúa y selecciona para obtener la producción eficiente y segura al menor costo, de tal manera que la instalación y mantenimiento del campo maximice la recuperación de hidrocarburos desde el inicio de la explotación hasta el abandono.

Los factores a considerarse en la definición de la arquitectura submarina son: características del yacimiento, propiedades de los fluidos, estrategias de desarrollo del campo, topografía del lecho marino, plataformas, terminación de pozos, instalación y crecimiento futuro. La figura 4.25 ilustra 3 tipos de arquitecturas submarinas; cluster, tie-back y daisy chain.



FUENTE: *Subsea field development and production enhancement, Poseidon (modificada)*  
 FIGURA 4.25, “ESTRUCTURA Y DISPOSICIÓN DE DIFERENTES TIPOS DE ARQUITECTURAS SUBMARINAS”

#### ✚ **Arquitectura de amarre (tie-back)**

Para aguas profundas, donde no es posible instalar un árbol de producción seco, el diseño del campo submarino generalmente consta de dos tipos: grupos o racimos de pozos submarinos (*clusters*) y pozos de acceso directo.

El acceso directo sólo se aplica en el desarrollo de campos marginales. Todos estos desarrollos se basan generalmente en unidades de producción flotantes semi-sumergibles y unidades de perforación, con la exportación de petróleo, ya sea a través de la tubería o por una unidad flotante y de descarga que esté cercana.

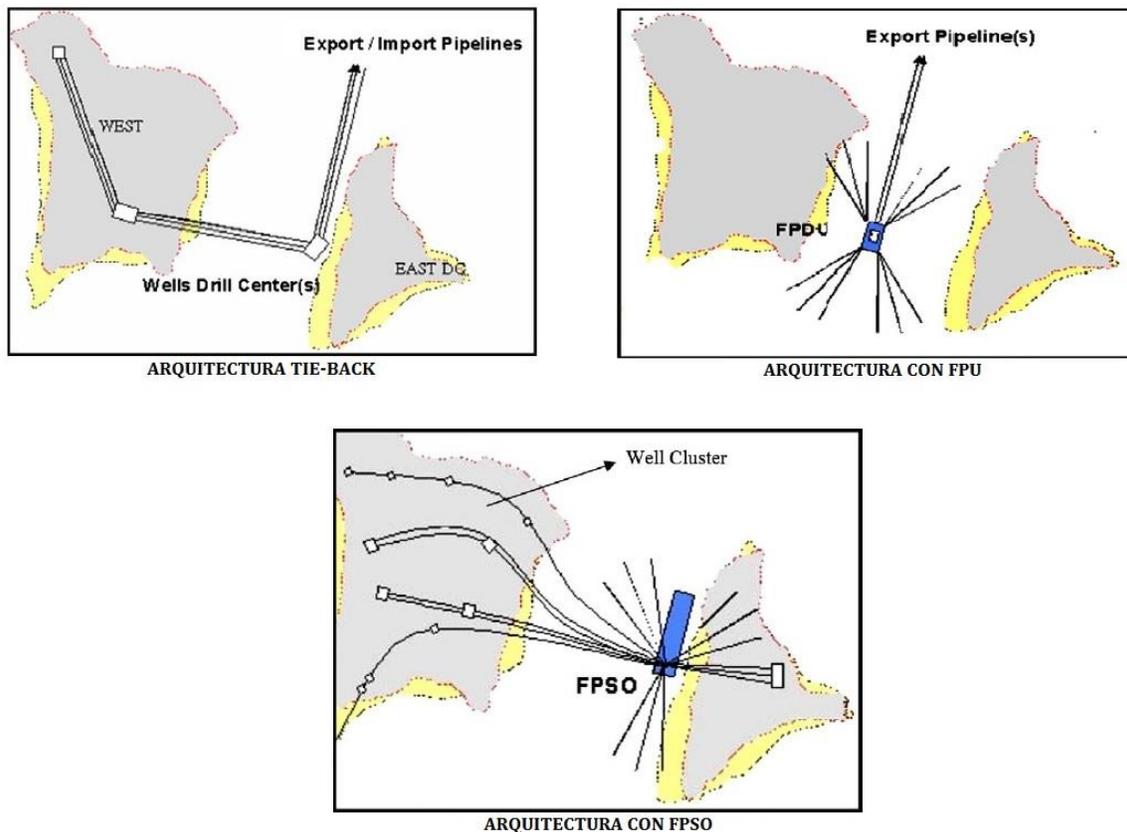
Un cluster de pozos reúne la producción de la manera más eficiente y rentable de los pozos submarinos cercanos, o (cuando sea posible) de un tie-back submarino remoto/lejano a una infraestructura ya existente, basada ya sea de una embarcación flotante de producción, almacenamiento y descarga (FPSO) o una unidad flotante de producción (FPU), dependiendo de la región considerada. El sistema submarino tie-back normalmente puede ser considerado como un suplemento para los desarrollos del cluster de pozos submarinos. La figura 4.26 ilustra clusters de pozos submarinos y pozos de acceso directo.

Los tie-backs pueden clasificarse de la siguiente manera:

- Tie-back a unidad flotante de producción
- Tie-back a TLP
- Tie-back a instalación en tierra

Evidentemente, para aguas profundas, el tie-back a unidad flotante de producción (figura 4.27) es el único que puede ser utilizado. El uso de líneas de flujo submarinas a pozos submarinos con tie-back es un método establecido para el desarrollo de campos de aceite y gas. El diseño y las especificaciones de las líneas de flujo submarinas dependerán de las necesidades de la administración del aseguramiento de flujo.

La línea de flujo para aguas profundas incrementa las dificultades de tie-backs submarinos, ya que es mucho más fácil que los hidratos bloqueen las líneas de flujo. Por lo tanto, para tie-backs en aguas profundas, una corrida de diablo debe ser bombeado a través de la línea de flujo para eliminar la cera, asfáltenos, la arena y otros constituyentes de los fluidos del pozo que tienden a acumularse en la línea de flujo.

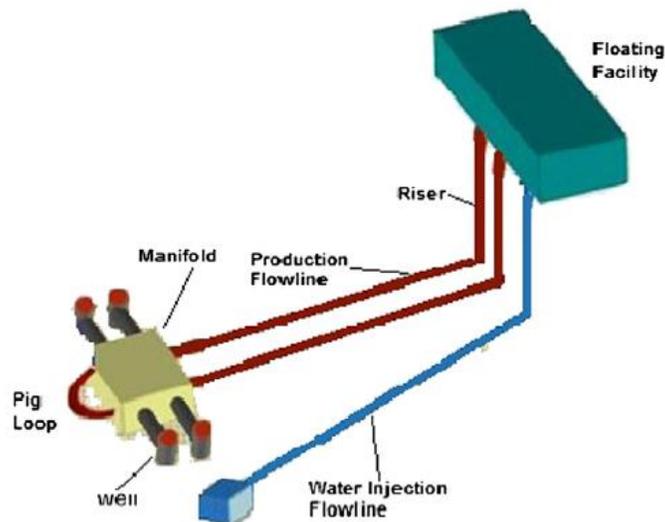


FUENTE: *Subsea structural engineering (modificada)*  
FIGURA 4.26, "ARQUITECTURAS CLUSTER Y ACCESO DE POZO DIRECTO"

Las líneas de flujo duales con un bucle (*loop*) de extremo a extremo, se utilizan habitualmente para tie-backs en aguas profundas, puesto que proporcionan un circuito completo para la corrida de diablo, de modo que este puede pasar a través de la línea de flujo de la plataforma de producción, a través de la línea del tie-back, y regresar a la plataforma de producción (figura 4.28).



FUENTE: *Subsea structural engineering*  
FIGURA 4.27, "TIE-BACK SUBMARINO A FPSO"



FUENTE: *Subsea structural engineering*  
FIGURA 4.28, "TÍPICAS CONEXIONES DEL TIE-BACK"

Las largas distancias de tie-backs imponen limitaciones y consideraciones técnicas:

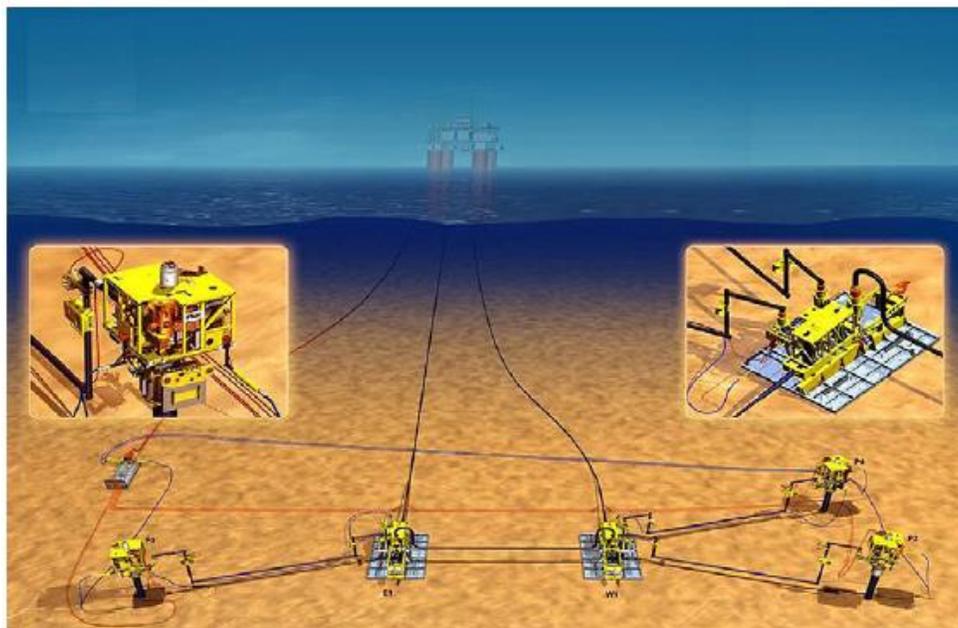
- × La presión del yacimiento debe ser suficiente para proporcionar un gasto de producción alto durante un período de tiempo suficiente para hacer el desarrollo comercialmente viable. Los pozos de gas ofrecen más oportunidades para largos tie-backs que los pozos de aceite. Deben llevarse a cabo estudios hidráulicos para encontrar el tamaño óptimo de la línea.

- × Debido a la larga distancia recorrida y al irse acercando al ambiente del lecho marino, puede ser difícil conservar el calor de los fluidos producidos. Los problemas de aseguramiento de flujo deben ser atendidos, por ejemplo aislando la línea de flujo y el árbol de producción o un tratamiento químico.
- × El equipo de producción submarino se puede configurar de múltiples maneras en base a las especificaciones del campo y enfoque del operador para la operación. Una vez que el yacimiento es mapeado y los modelos creados, el número de pozos, tipos de pozos, y sus ubicaciones se puede optimizar.

### **Arquitectura de pozo satélite**

Se le conoce pozo satélite a un pozo submarino individual. La figura 4.29 ilustra un sistema típico tie-back-satélite. Los pozos satélites se utilizan normalmente para pequeños desarrollos que requieren pocos pozos. A menudo los pozos están muy separados y la producción es entregada por una sola línea de flujo de cada pozo a un colector submarino o plataforma de producción.

Se deben examinar distintos diseños de campo. Ésta evaluación debe incluir los cálculos hidráulicos y análisis de sensibilidad de costos teniendo en cuenta el costo de la línea de flujo, el costo del umbilical, y cuestiones de costos de instalación y de aseguramiento de flujo.



FUENTE: *Subsea structural engineering*

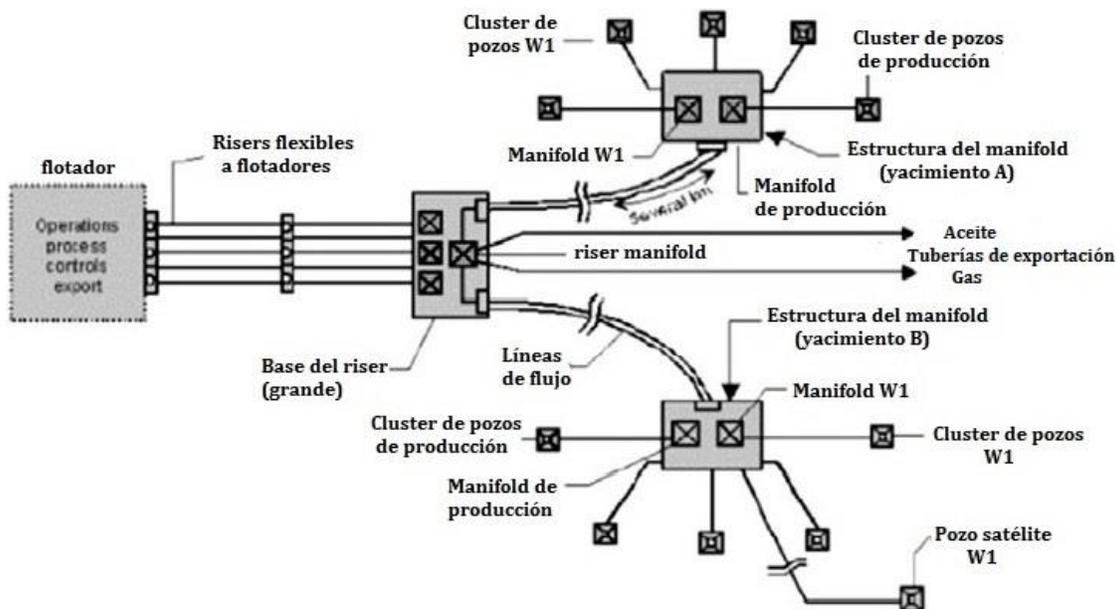
FIGURA 4.29, "SISTEMA TÍPICO TIE-BACK-SATÉLITE"

Si los pozos submarinos se pueden agrupar estrechamente juntos, el costo de desarrollo será generalmente menor que para un número equivalente de pozos ampliamente dispersos. Las agrupaciones de los pozos pueden consistir de pozos satélites agrupados en un cluster, o una plantilla, en el cual el espaciamiento entre pozos está estrechamente controlado por la estructura de la plantilla.

**Arquitectura de pozos satélites agrupados (cluster)**

Los desarrollos de pozos submarinos satélites agrupados son menos costosos que los pozos satélites ampliamente espaciados, principalmente a causa del ahorro en la línea de flujo y el umbilical de control. Si varios pozos satélites están en proximidad entre sí, un manifold de producción se puede colocar cerca de los pozos para recolectar la producción de todos los pozos y entregar ésta en una sola línea de flujo de producción que está conectada a la instalación de producción. Además, un solo umbilical y una UTA se pueden utilizar entre el cluster de pozos y la plataforma de producción. La figura 4.30 muestra un campo con ocho pozos satélites agrupados, dos manifolds de producción, un umbilical de producción y una UTA.

En el caso de pozos satélites agrupados, los pozos pueden ser colocados desde varios metros hasta decenas de metros el uno del otro. Es difícil controlar con precisión la separación de pozos satélites individuales, por los umbilicales de control y las tuberías de cruce. Es necesario acomodar las variaciones en el espaciado disponible.



FUENTE: *Subsea structural engineering (modificada)*

FIGURA 4.30, "SISTEMA DE POZOS AGRUPADOS"

**Arquitectura de pozo plantilla (template)**

Otra forma de agrupamiento de pozos es por medio de una plantilla de pozo (*well template*). Las plantillas de pozo son soldaduras estructurales que están diseñadas para posicionar estrechamente un grupo de pozos conductores. Las plantillas pueden soportar dos pozos o más de una docena de pozos. Aparte de las consideraciones del yacimiento, el número de pozos en una plantilla sólo está limitado por el tamaño de la plantilla, que puede ser manejada por la instalación de la embarcación. Las plantillas pequeñas usualmente se disponen de la plataforma de perforación. Las más grandes pueden requerir una embarcación especial para su instalación, con una mayor capacidad de elevación o mejores características de manejo.

Algunos beneficios de utilizar plantillas de pozo en comparación con pozos satélites agrupados son:

- ✓ Los pozos están exactamente espaciados.
- ✓ Las tuberías del manifold y las válvulas pueden estar incorporadas.
- ✓ Los interfaces de tubería y umbilicales son menos costosos que para los pozos agrupados.
- ✓ El tiempo de instalación es menor.
- ✓ Las distancias en las líneas de flujo son más cortas por lo que se disminuyen los problemas asociados con el aseguramiento de flujo.

Algunas desventajas al utilizar plantillas de pozo en comparación con pozos satélites agrupados son:

- × El tiempo en diseño y fabricación pueden ser mayores debido a su gran complejidad.
- × Puede haber problemas de seguridad relacionados con las operaciones simultáneas de perforación y producción.
- × Las plantillas pesadas deben ser más susceptibles a la inestabilidad sub-superficial.
- × Hay menos flexibilidad en determinadas ubicaciones de pozos.
- × El acceso de ROVs puede estar limitado debido a las restricciones de espacio.

### **Arquitectura en cadena (daisy chain)**

Los pozos submarinos en cadena consisten de dos o más pozos satélites submarinos unidos por una línea de flujo común (y posiblemente umbilical en serie). Cada árbol submarino puede tener instalado un estrangulador para evitar desequilibrios de presión en los flujos. La figura 4.31 muestra un circuito de línea de flujo (*flowline loop*) conectado a los pozos submarinos individuales a lo largo de su recorrido.

El uso de pozos conectados en cadena permite el uso combinado de las líneas de flujo dentro del campo por más de un pozo. Mediante la disposición de pozos en un circuito conectado en cadena, los operadores pueden utilizar mejor las líneas de flujo para las dos terminaciones. Las líneas de flujo duales proporcionan la capacidad para:

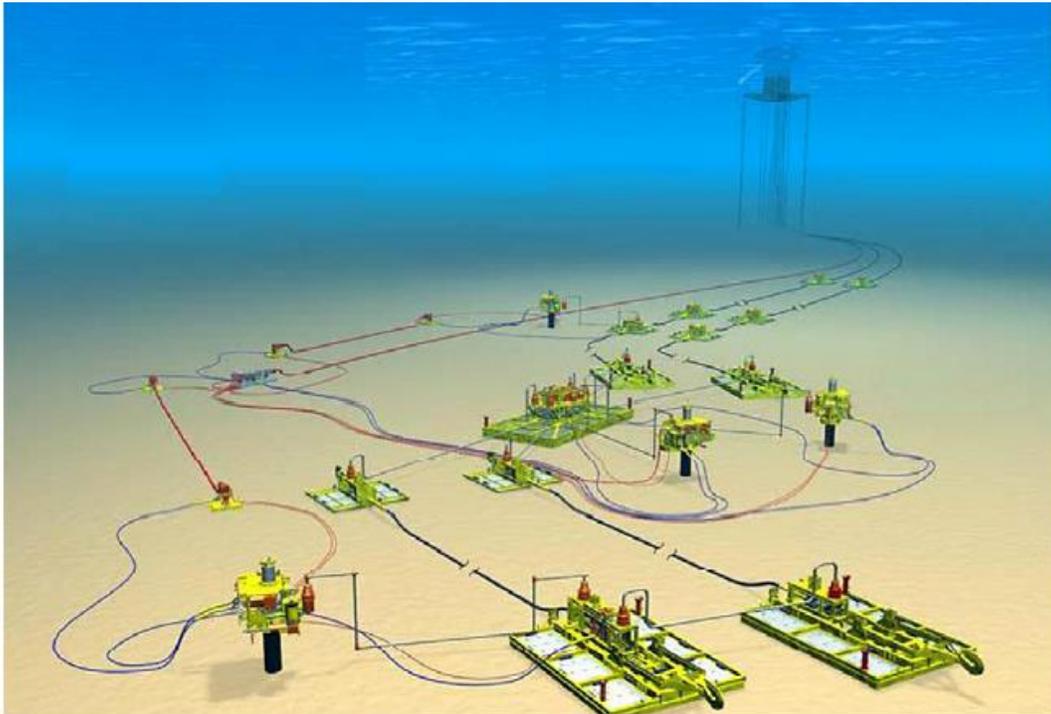
- Desviar los flujos de producción en una sola línea de flujo si la segunda está dañada.
- Pruebas individualmente de los dos pozos siempre que sea necesario a través de líneas independientes.

A medida que se necesitan más pozos submarinos, la implementación de cadenas desaparece y un manifold se hace más factible. Las ventajas de una terminación en cadena son las siguientes:

- ✓ Similar a un solo pozo satélite, el costo sólo se incurre si y cuando una terminación es adquirida e instalada; el operador no tiene que comprar infraestructura significativa antes de que ésta sea necesaria.
- ✓ Pueden ser posibles algunos intercambios de líneas de flujo.
- ✓ Los pozos no están vinculados mecánicamente y por lo tanto pueden estar ubicados en un área amplia, lo cual es especialmente importante en los campos de petróleo en los que existe una baja permeabilidad.
- ✓ El acceso in situ a los equipos instalados por los ROVs es bueno debido a la ausencia de equipos adyacentes.
- ✓ La perforación y producción simultánea no presenta un problema.

Las desventajas de los pozos en cadena incluyen:

- × La posible necesidad de estranguladores submarinos en cada pozo.
- × Es necesaria una plataforma de perforación o una embarcación con posicionamiento dinámico para reubicar a fin de alcanzar otro pozo.<sup>33,37</sup>



*FUENTE: Subsea structural engineering*  
FIGURA 4.31, "DISEÑO TÍPICO DE UN MANIFOLD EN CADENA"

## 5.1 INTRODUCCIÓN

Se le llama aseguramiento de flujo a la identificación, cuantificación y mitigación de todos los riesgos asociados con el flujo de fluidos en ductos y sistemas submarinos costa fuera.

Los riesgos operativos más severos a los que están expuestos los ductos costa fuera son los riesgos asociados con el transporte de flujos multifásicos. Cuando el agua, el aceite y el gas fluyen simultáneamente dentro de la tubería pueden ocurrir algunos problemas potenciales:

- × Agua e hidrocarburos pueden formar hidratos y bloquear la tubería.
- × Cera y asfaltenos se pueden depositar en la pared interna de los ductos y con el tiempo pueden bloquear la tubería.
- × Con altos cortes de agua se puede producir corrosión en la tubería.
- × Con cambios de presión y temperatura a lo largo de la tubería y/o con mezcla de aguas incompatibles, severos baches se pueden formar dentro de la tubería y provocar problemas de funcionamiento en las instalaciones submarinas de procesamiento.

El reto al que se enfrenta la industria petrolera es la forma de diseñar el sistema de ductos submarinos para asegurar que el transporte del flujo multifásico sea seguro y económico desde el fondo de los pozos hasta llegar al sistema de producción flotante.

El aseguramiento de flujo es crítico para las tuberías en aguas profundas así como para las operaciones del sistema. En aguas profundas la temperatura del agua de mar es por lo general mucho más baja que la temperatura del aire en superficie. Cuando la tubería es sumergida en aguas profundas, y si no existe alguna capa de aislamiento térmico que rodee la pared externa de la tubería, el calor de los fluidos transportados se perderá rápidamente. Con una tubería sin aislamiento, el coeficiente de transferencia de calor en la pared externa de la tubería puede ser significativo debido al movimiento del agua de mar. Si la temperatura del fluido dentro de la tubería llega a ser demasiado baja debido a la pérdida de calor, el agua e hidrocarburos (aceite y gas) pueden formar hidratos y bloquear el flujo de los fluidos. Además, si la temperatura del fluido es suficientemente baja, se puede comenzar a precipitar cera y depositarse en la pared de la tubería. Por lo tanto, la preservación eficaz de calor del fluido es uno de los parámetros de diseño más importantes para tuberías costa fuera.

En aguas profundas la tubería de producción normalmente es seguida por un riser de producción que va desde el fondo del mar hasta el sistema de producción flotante. Con un riser largo, la presión de operación de la tubería será mayor debido a la presión hidrostática en el riser.

Por la misma temperatura del fluido, con una mayor presión de operación, les será más fácil a los fluidos formar hidratos. Si las condiciones en el sistema tubería-riser de producción son tales que ocurren severos baches, el bache será proporcional a la longitud del riser.

Optimizar el diseño de tuberías y sistemas submarinos para mitigar los problemas de aseguramiento de flujo es un gran reto. Los riesgos de aseguramiento de flujo pueden ser manejados a través de un diseño adecuado del sistema, como es el aislamiento térmico, materiales de alta calidad y sistemas sofisticados de mitigación, que normalmente elevan el costo de capital. Por otra parte los riesgos de aseguramiento de flujo también pueden ser manejados a través de las operaciones, como la inhibición química frecuente, corrida de diablos y monitoreo de flujo, lo que hará subir los costos de operación.

El aseguramiento de flujo como disciplina es aun relativamente nuevo. Existen muchos fenómenos fundamentales de aseguramiento de flujo, los cuales no son entendidos.<sup>63</sup>

### 5.2 TOMA DE MUESTRAS Y CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS

Uno de los pasos más importantes en la identificación y cuantificación de los riesgos de aseguramiento de flujo es el muestreo de fluidos. Si habrá o no habrá algún riesgo en el aseguramiento de flujo en la tubería submarina debe determinarse a partir del análisis de las muestras del líquido:

- ¿Cuál es la composición del fluido?
- ¿Existe la posibilidad de que se deposite cera?
- ¿La posibilidad de que se depositen asfaltenos es alta, media o baja?
- ¿Cuánta energía se necesitará para mover el líquido una vez que éste se haya gelificado?

Todas estas preguntas solo pueden ser respondidas por medio de mediciones de laboratorio o *flowloop* de las muestras del líquido. La toma de muestras de agua es fundamental al establecer los riesgos de aseguramiento de flujo. Estos incluyen incrustaciones, tendencias de formación de hidratos, corrosión, compatibilidad con otro tipo de agua (inyección de agua o agua de diferentes zonas de producción), material metalúrgico y el diseño del equipo de manejo de agua. Un desafío especial asociado con la evaluación de riesgos de aseguramiento de flujo es que no hay agua disponible para el muestreo, debido a que los pozos de exploración no pueden llegar a las zonas de acuíferos. Sin muestras de agua es muy difícil hacer evaluaciones precisas de riesgo de aseguramiento de flujo. Muchas veces las muestras de agua de campos vecinos tienen que utilizarse, resultando altos niveles de incertidumbre en el desarrollo de estrategias de mitigación de aseguramiento de flujo.

#### MUESTREO DE FLUIDOS

Las muestras de los fluidos pueden ser obtenidas del fondo del pozo y/o de separadores en superficie. Las muestras del fondo del pozo son las muestras primarias para mediciones de presión, volumen, temperatura (PVT) y las muestras del separador de superficie generalmente se utilizan como mediciones secundarias de seguridad y se pueden usar como muestras para el diseño del proceso de explotación

o el diseño del yacimiento. Es una buena práctica recoger al menos dos muestras del fondo del pozo y reunir al menos tres muestras de 1 galón del separador. Una cierta cantidad de muestras de aceite de los tanques de almacenamiento son necesarias para otros análisis de aceite crudo (geoquímicos y pruebas del crudo).

Para los planes de muestreo de fluidos es importante conocer los pros y los contras de todas las herramientas disponibles para el muestreo, con el fin de obtener muestras representativas desde el fondo del pozo y transportarlas sin alteraciones a la superficie y llevarlas al laboratorio para mediciones y análisis.

Una vez que se determinan las muestras de la zona o zonas, la siguiente pregunta es cómo asegurarse de que los fluidos de la formación serán muestreados sin la presencia del lodo de perforación. Durante la perforación bajo balance, los fluidos de perforación van penetrando en la formación para formar una zona dañada justo fuera del pozo. La herramienta de muestreo de fluidos tiene que ser capaz de penetrar a través de la zona dañada para llegar a los fluidos de la formación virgen. Debido a que es muy difícil evitar por completo la contaminación del filtrado de lodo durante el muestreo, es importante que la herramienta sea capaz de controlar el nivel de contaminación del lodo y por lo tanto poder determinar si las muestras son aceptables o no. Cuando los fluidos están fluyendo dentro de la herramienta, la caída de presión entre la presión de la formación y la presión en la cámara de muestra se debe mantener baja para que los fluidos no cambien de fase durante el muestreo. El gas puede salir del aceite cuando la presión del fluido está por debajo del punto de burbuja.

Cuando las muestras de los fluidos son transportadas desde el fondo del pozo a la superficie, la presión de los fluidos puede caer debido a la caída de temperatura o se debe revisar la presión si es que ésta se encuentra por debajo del punto de burbuja.

### *MEDICIONES PVT*

Una vez que las muestras de fluidos están en el laboratorio, se llevarán a cabo numerosas pruebas para medir las propiedades de los fluidos. Un análisis composicional de la muestra de fondo del pozo se realizará al menos mediante C36+, incluyendo la densidad y el peso molecular de los heptanos plus. La relación presión-volumen se determinan a la temperatura del yacimiento por la expansión constante de la masa. Esta medición proporciona la compresibilidad del aceite, presión de saturación, la densidad del aceite de una sola fase y volúmenes de fase. Las composiciones y los factores de volumen de formación de gas para el equilibrio del gas del yacimiento durante el agotamiento primario se pueden obtener mediante la realización del diferencial de vaporización a la temperatura del yacimiento.

La viscosidad del gas se calcula a partir de la composición. La viscosidad del aceite bajo saturado y agotado a temperatura del yacimiento se puede medir mediante el uso del viscosímetro de tubo capilar.

Los siguientes parámetros se miden normalmente para el aceite negro:

- Densidad del aceite del tanque de almacenamiento (gravedad API).
- Presión en el punto de burbuja.
- Relación flash gas aceite (GOR).
- Compresibilidad del aceite.
- Densidad del fluido en el punto de burbuja.
- Viscosidad del aceite del yacimiento.
- Composición del gas flash.
- Gravedad específica del gas flash.
- Composición del fluido del yacimiento.

Para el condensado del gas:

- Densidad del condensado (gravedad API).
- Presión en el punto de rocío.
- Relación flash gas aceite (GOR).
- Gravedad específica del gas flash.
- Composición del gas flash.
- Composición del aceite del tanque de almacenamiento.
- Composición del fluido del yacimiento.
- Factor Z en el punto de rocío.

### ANÁLISIS ESPECÍFICO DE ASEGURAMIENTO DE FLUJO

Además de las mediciones PVT, las muestras de fluido también se utilizan para mediciones específicas de aseguramiento de flujo. Para evaluar la generación de cera, se realizará el análisis de la composición a través de C70+. Se llevarán a cabo mediciones tales como temperatura de aparición de cera (*Wax Appearance Temperature, WAT*), para los aceites muertos velocidad de cizallamiento, punto de fluidez, peso molecular y el número de ácido total (*Total Acid Number, TAN*). La valoración de los asfaltenos se hace para determinar su estabilidad. La valoración del aceite del tanque de almacenamiento se hace normalmente con n-heptano o n-pentano mientras se monitorea el porcentaje de asfaltenos precipitados para determinar la estabilidad. Si el aceite ligero y el aceite pesado se mezclan entre sí durante el transporte, se necesitarán pruebas para determinar la tendencia a la precipitación de asfaltenos del aceite mezclado.

A pesar de que las curvas de formación de hidratos son generalmente modeladas por software, es conveniente confirmar los modelos mediante la realización de mediciones de laboratorio.

Es necesario hacer la prueba de formación de espuma y formación de emulsión a los aceites crudos, así como evaluar la estabilidad de los mecanismos de desplazamiento. También es conveniente medir la viscosidad de la emulsión agua-aceite tanto en

condiciones de operación como en el fondo marino con un corte de agua que oscile entre el 0% y el 100%. Los modelos existentes publicados sobre la viscosidad de la emulsión no son universales, además de que diferentes aceites probablemente formarán emulsiones con un comportamiento reológico muy diferente. Por lo tanto, es importante medir la viscosidad de la emulsión en el laboratorio. Las mediciones son muy costosas y sólo unos pocos laboratorios están disponibles para hacer las pruebas.

#### *CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS*

Se necesitan modelos de fluidos (ecuaciones de estado) para predecir el comportamiento PVT de fluidos en diferentes condiciones de presión y temperatura que serán necesarios en el diseño de los sistemas de producción. Los modelos deberían ser capaces de predecir con precisión el comportamiento de los fluidos en las condiciones que cubran todo el rango de presión del yacimiento y presión de procesamiento en superficie y todo el rango de temperatura, tanto en los yacimientos como en el fondo marino.

Cada componente de la mezcla debería tener un modelo para predecir su comportamiento PVT, desafortunadamente las mezclas pueden contener miles de diferentes componentes. Por lo tanto, no es práctico desarrollar un modelo que cubra todos los componentes individuales. Algunos de los componentes deben ser agrupados y representados como pseudo-componentes. Un enfoque común es la caracterización de los fluidos mediante C7+, que consiste en representar los hidrocarburos con siete o más átomos de carbono como un número razonable de pseudo-componentes. Para cada pseudo-componente, los parámetros de presión crítica, temperatura crítica, y el factor acéntrico se deben determinar. Los modelos caracterizados son ajustados después mediante los parámetros PVT obtenidos a partir de mediciones de laboratorio.

Es difícil adecuar con precisión el modelo que se ajuste a todos los parámetros PVT medidos en el laboratorio. Uno o algunos parámetros se pueden ajustar para que coincidan los datos de laboratorio, y el resto de los parámetros pueden no coincidir lo suficientemente bien con los datos de laboratorio. Puede ser necesaria la opinión para decidir cuáles son los parámetros PVT críticos.<sup>63</sup>

### **5.3 IMPACTOS DEL AGUA PRODUCIDA EN EL ASEGURAMIENTO DE FLUJO**

En las tuberías de producción suele existir agua junto con el aceite y el gas. El agua es producida de los yacimientos y debido a que es un excelente disolvente, se disuelven muchos compuestos químicos y gases de la formación. El agua también contiene sólidos e impurezas en suspensión. Dentro de la formación del yacimiento, el agua y los compuestos químicos se encuentran generalmente en equilibrio. El agua es producida de la formación por medio de tuberías, y debido a los cambios de presión y temperatura se destruye el equilibrio y algunos compuestos se convierten en insolubles y comienzan a formar todo tipo de incrustaciones. El agua libre que se encuentra en contacto directo con la tubería causa problemas de corrosión.

El muestreo adecuado, el manejo y el análisis del agua son muy críticos para la evaluación de riesgos del aseguramiento de flujo. Muchas de las propiedades del agua como gases disueltos, sólidos suspendidos y valores de pH podrían cambiar con el tiempo y con los cambios de presión y temperatura. Los análisis en el laboratorio e in-situ son necesarios para obtener un análisis preciso del agua. Los principales iones en el agua que son de importancia para el aseguramiento del flujo se enumeran a continuación.

Iones de carga negativa (aniones):

- Cloruro  $\text{Cl}^-$
- Sulfuro  $\text{HS}^-$
- Sulfato  $\text{SO}_4^{2-}$
- Bromuro  $\text{Br}^-$
- Bicarbonato  $\text{HCO}_3^-$
- Carbonato  $\text{CO}_3^{2-}$

Iones de carga positiva (cationes):

- Sodio  $\text{Na}^+$
- Potasio  $\text{K}^+$
- Calcio  $\text{Ca}^{+2}$
- Magnesio  $\text{Mg}^{+2}$
- Estroncio  $\text{Sr}^{+2}$
- Bario  $\text{Ba}^{+2}$
- Hierro  $\text{FE}^{+2}$  y  $\text{FE}^{+3}$
- Aluminio  $\text{Al}^{+3}$

Los cationes y aniones se pueden combinar y formar sustancias diferentes. Cuando cambia la presión y la temperatura, la solubilidad de cada ion cambiará. Los iones excesivos precipitarán del agua y formarán sólidos como incrustaciones. Por ejemplo el calcio y el carbono formarán incrustaciones de carbonato de calcio, del mismo modo el bario y el sulfato pueden formar incrustaciones de sulfato de bario.

Es conocido que cuando el gas libre y el agua son mezclados juntos a una cierta presión y temperatura, pueden formar hidratos. Los hidratos son sólidos similares al hielo. Cuando la presión del fluido en la tubería es lo suficientemente alta o la temperatura es la suficientemente baja, se formarán hidratos los cuales bloquearán el flujo de la tubería. Una vez que la tubería está bloqueada por hidratos, eliminarlos puede tomar semanas o meses.

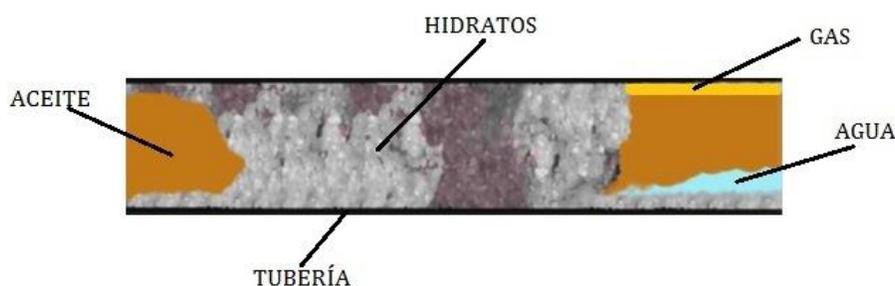
El agua puede cambiar significativamente las características del flujo multifásico dentro de la tubería y causar severos baches. Por ejemplo, para el mismo flujo de líquido total y el mismo gasto de aceite-gas, la cantidad total de gas dentro de la tubería será mucho menor con un corte de agua de 90% que con un corte de agua de 0%.

En la actualidad las formas más comunes de mitigar los riesgos de aseguramiento de flujo en tuberías costa fuera son el aislamiento térmico y las inhibiciones químicas.

Si la cantidad de agua que fluye dentro de la tubería se reduce (separación de fondo de pozo y/o procesamiento submarino), la cantidad de productos químicos necesarios para la inhibición también será menor, lo que resulta un menor costo de operación. <sup>63</sup>

## 5.4 HIDRATOS DE GAS

Los hidratos de gas son un grupo especial de sustancias químicas cristalinas que se forman naturalmente de agua y gases de poco peso molecular, llamados compuestos de inclusión, que tienen una estructura clathrática o de jaula y que incluyen moléculas de gas metano. La molécula huésped en la estructura clathrática es agua en forma de hielo y la inclusión son el metano y otros gases. Son sustancias sólidas que se asemejan al hielo (figura 5.1), sin embargo, se pueden formar a temperaturas superiores al punto de congelación del agua. La mayoría de los gases (excepto el hidrógeno, helio y neón) forman hidratos, sin embargo, los más conocidos y abundantes en la naturaleza son los hidratos de metano.



FUENTE: FMC subsea technologies, flow assurance-a system perspective (modificada)  
FIGURA 5.1, "HIDRATOS BLOQUEANDO UNA TUBERÍA"

Los hidratos comenzaron a ser un problema en la industria petrolera en la década de 1930 cuando se observó que se formaban en los gasoductos y líneas de gas natural, bloqueando el flujo libre del gas.

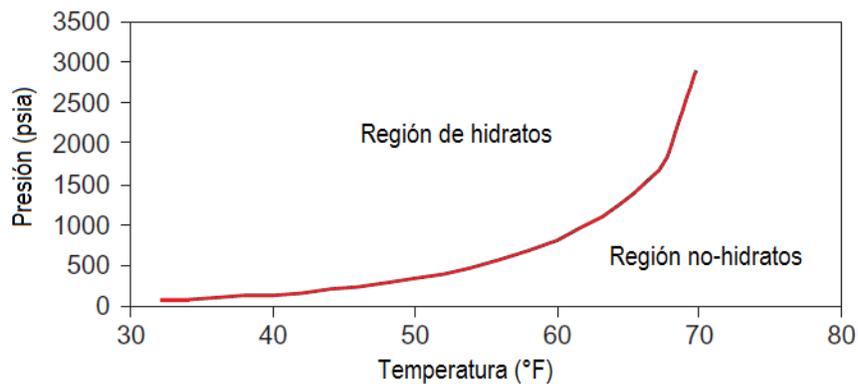
### ✚ FORMACIÓN DE LOS HIDRATOS DE GAS

La generación de hidratos de gas en los sedimentos de los fondos marinos está controlada por la temperatura, presión, composición de la mezcla de metano y de otros gases y la impureza iónica de los contenidos en los espacios porales de las rocas sedimentarias del fondo marino.

El metano, generado por degradación biológica de la materia orgánica y/o por generación térmica, que es posteriormente transportado como gas disuelto en el agua del espacio poral de los sedimentos o como flujo de gas libre y de difusión molecular, asciende de los estratos generadores hasta alcanzar las condiciones favorables de presión y temperatura (zona de estabilidad de los hidratos), en un ambiente anóxico saturado de gases de metano y otros gases, iniciándose la formación de hidratos de gas en los espacios porales y fracturas de los yacimientos, en presencia de moléculas de agua. Estos estratos porosos son cubiertos por nuevas capas de sedimentos que contienen materia orgánica, continuándose el ciclo de generación de metano y formación de hidratos de gas. <sup>64</sup>

✚ CURVA DE FORMACIÓN DE HIDRATOS DE GAS

La figura 5.2 muestra una curva típica de formación de hidratos de gas. La parte izquierda de la curva es la región de formación de hidratos. Cuando la presión y la temperatura están en ésta región, el agua y el gas empiezan a formar hidratos. El lado derecho de la curva es la región de no-hidratos. Cuando la presión y la temperatura están en ésta región, el agua y el gas no forman hidratos. Bastantes factores afectan la curva de formación de hidratos. Las composiciones de los fluidos, composición del agua y la salinidad del agua afectan la curva. El aumento de la salinidad podría desplazar la curva izquierda y reducir la región de formación de hidratos.



FUENTE: *Offshore pipelines; design, installation and maintenance (modificada)*  
 FIGURA 5.2, "CURVA TÍPICA DE FORMACIÓN DE LOS HIDRATOS DE GAS"

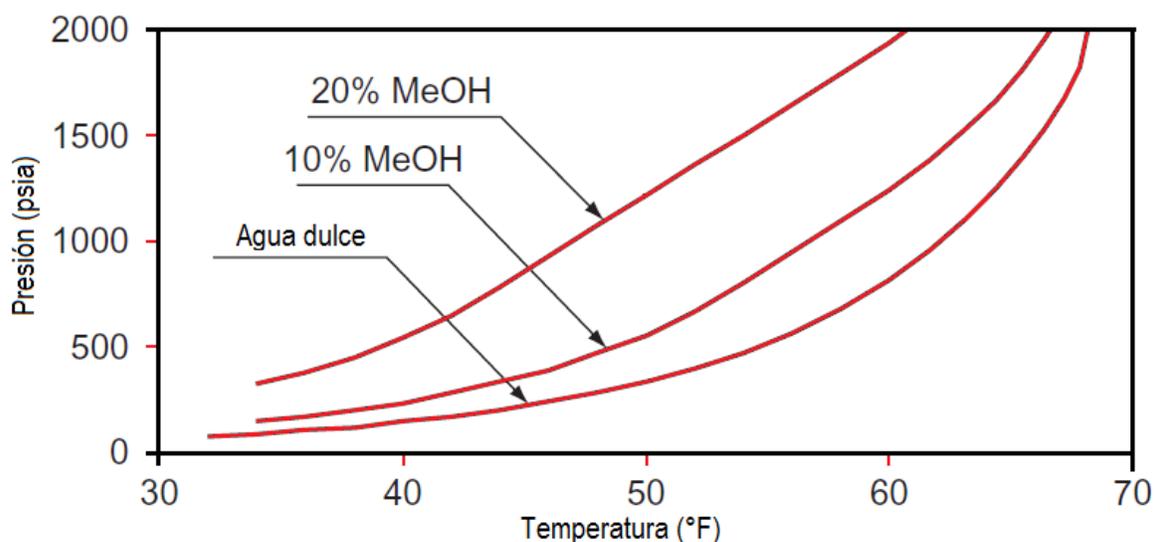
La figura 5.2 demuestra que con el sistema inicial en la región de no-hidratos, si se aumenta la presión del sistema mientras se mantiene la temperatura constante, se terminará por formar hidratos. Lo mismo sucede al reducir la temperatura del sistema a una presión constante. La curva de hidratos es muy útil para el diseño de tuberías submarinas y procesos de explotación. Se proporciona condiciones de presión y temperatura que el sistema debe mantener para evitar la formación de hidratos. La curva de hidratos se puede calcular mediante el uso de software PVT, pero la clave para el cálculo preciso de la curva de hidratos es tener el fluido exacto y composiciones de agua, por lo que, nuevamente, el muestreo y análisis de fluidos son esenciales para la evaluación de riesgos del aseguramiento de flujo.

✚ INHIBIDORES DE HIDRATOS

❖ *Inhibidores termodinámicos*

Los inhibidores termodinámicos no afectan a los núcleos de cristales de hidrato y el crecimiento de los cristales en las obstrucciones, sólo cambian las condiciones de presión y temperatura para la formación de hidratos. Con la inhibición, la temperatura de formación de hidratos será menor, o bien, la presión de la formación de hidratos será mayor. Por lo tanto, mediante la aplicación de inhibición termodinámica, las condiciones de funcionamiento se pueden desplazar fuera de la región estable de hidratos.

Existen dos tipos de inhibidores termodinámicos comúnmente utilizados: metanol y monoetilenglicol (MEG). Para los sistemas de aceite, el metanol es el más utilizado. La figura 5.3 muestra cómo la curva de hidratos se desplaza con diferentes cantidades de metanol. Para una presión del sistema de 1000 [psia], la temperatura de formación de hidratos de agua dulce es de 62 [°F]. Mediante la adición de 10% en peso de metanol en el agua dulce, la temperatura de formación de hidratos se reduce a 54 [°F]. Con 20% en peso de metanol, la temperatura de formación de hidratos se reduce adicionalmente a aproximadamente 44 [°F]. Es evidente que el metanol es muy eficaz para la inhibición de hidratos.



FUENTE: *Offshore pipelines; design, installation and maintenance (modificada)*  
 FIGURA 5.3, "CURVA DE HIDRATOS DE GAS CON DIFERENTES CANTIDADES DE METANOL"

Se sabe que los inhibidores termodinámicos se pueden utilizar para reducir la temperatura de formación de hidratos. Sin embargo, para una condición dada ¿cuánto inhibidor se necesita? Si se sabe cuánta temperatura necesita ser reducida, la cantidad de inhibidor necesaria en el agua libre se puede calcular utilizando la siguiente ecuación (Hammerschmidt):

$$W_i = \frac{100M_i\Delta T_h}{(C_i + M_i\Delta T_h)}$$

donde:

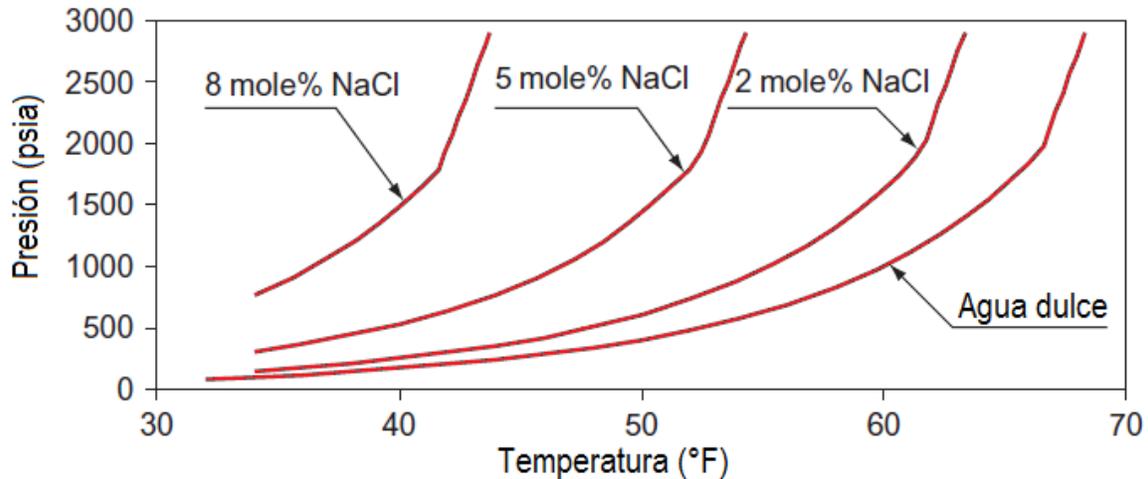
$W_i$ = porcentaje en peso del líquido inhibidor

$C_i$ = constante, 2335 para el metanol y 2000 para el MEG

$M_i$ = peso molecular del metanol o MEG

$\Delta T_h$ = sub-enfriamiento de hidrato, que es la temperatura que debe reducirse por el inhibidor

Por otro lado, la sal también puede afectar las condiciones de formación de hidratos. Mediante la adición de más sal en el agua, la curva de formación de hidratos se desplazará hacia la izquierda, como se muestra en la figura 5.4.



FUENTE: *Offshore pipelines; design, installation and maintenance (modificada)*  
 FIGURA 5.4, "CURVA DE HIDRATOS DE GAS CON DISTINTAS CONCENTRACIONES DE SAL"

❖ *Dosis baja de inhibidores de hidratos*

Para mitigar los problemas de alta dosificación, se necesitan inhibidores de hidratos más eficaces que el metanol y MEG para altos flujos de agua.

Los productos químicos que inhiben eficazmente hidratos implementando dosis bajas son llamados inhibidores de hidratos de dosis baja (*low dosage hydrate inhibitors, LDHI*). Dos tipos de LDHI son ampliamente utilizados en la industria petrolera; el inhibidor de hidrato de cinético y el anti-aglomerado.

✚ *ESTRATEGIAS DE MITIGACIÓN DE HIDRATOS*

La forma más eficaz para mitigar hidratos es deshacerse del agua. Si no hay agua que fluya en la tubería, no habrá riesgo de hidratos. Pero, en el mundo real la eliminación de agua puede no ser la forma más práctica y más económica. Tienen que ser utilizados algunos otros métodos.

❖ *Aislamiento térmico*

La tubería de acero no es un buen aislante térmico, siendo necesario poner material de aislante térmico alrededor de la tubería para evitar que el calor se pierda a los alrededores. Uno de los métodos consiste en "moldear directamente los materiales" con aislamiento térmico sobre la superficie exterior de la tubería. Los materiales de aislamiento para esta aplicación pueden ser una capa de material homogéneo o pueden consistir en múltiples capas, siendo cada capa de un material diferente.

Otro método es "tubo en tubo", donde la tubería de producción se pone en otra tubería concéntrica. El espacio anular entre las dos tuberías puede ser completamente o parcialmente lleno con material de aislamiento. Este método ofrece un buen aislamiento térmico pero suele ser bastante costoso.

También se usa el “atado de tuberías”, el cual consiste en atar una tubería de producción con una tubería en la que fluya agua caliente, el calor se transfiere del agua caliente a los fluidos transportados. Por lo tanto, la temperatura del fluido se mantiene por encima de la temperatura de formación de hidratos.

### ❖ *Inhibiciones químicas*

Los inhibidores químicos no se utilizan de forma continua para los sistemas de aceite, en cambio, se utilizan después del cierre o re-arranque de un pozo. Inhibidores termodinámicos se utilizan de forma continua en los gasoductos porque normalmente no se encuentran aislados.

### ❖ *Calentamiento eléctrico*

La calefacción eléctrica se puede dividir en dos categorías: directa e indirecta. Con calefacción eléctrica directa, la corriente eléctrica fluye axialmente a través de la pared del tubo y calienta directamente la línea de flujo, mientras que con el calentamiento indirecto, la corriente eléctrica fluye a través de un elemento de calentamiento en la superficie de la tubería y la línea de flujo se calienta por conducción térmica.

### ❖ *Circulación de aceite caliente*

La circulación de aceite caliente es una estrategia común para la mitigación de hidratos durante el sistema de re-arranque del pozo. Después de un tiempo sin actividad, el fluido en la tubería se enfriará a la temperatura del agua de mar. Si el pozo se reinicia con fluido frío en el mismo, el riesgo de formar hidratos es muy alto. Para reducir el riesgo de hidratos, se hace circular primero aceite caliente a través de las tuberías para desplazar el fluido frío y para calentar las tuberías. El tiempo requerido para calentar las tuberías depende de la temperatura de descarga de aceite caliente, gastos de circulación de aceite caliente, y longitud de la tubería. Por lo general, se necesitarían hasta 510 [h] para calentar la tubería submarina.

### ❖ *Despresurización del sistema*

Despresurización de la tubería se utiliza para mitigar el tapón de hidrato después de un largo cierre. Las tuberías pueden ser despresurizadas (también llamado tubería de purga) por debajo de la presión de formación de hidratos. Una vez que la presión de la tubería es inferior a la presión de formación de hidratos, no se formará ningún hidrato y el sistema puede continuar.<sup>63</sup>

## 5.5 DEPOSITACIÓN DE CERA

El petróleo crudo es una mezcla compleja de hidrocarburos que consiste en compuestos aromáticos, parafinas, nafténicos, resinas, asfaltenos, diamantoides, mercaptanos, etc. Cuando se reduce la temperatura del petróleo crudo, los

componentes pesados del petróleo, como la parafina/cera (C18-C60) se precipitan y se depositan sobre la pared de la tubería. El diámetro interno de la tubería se reduce con la depositación de cera, por lo que toda la tubería puede ser completamente bloqueada, impidiendo totalmente el flujo de fluidos (figura 5.5).



FUENTE: [www.hydrafact.com/technical\\_services\\_wax\\_asphaltene.html](http://www.hydrafact.com/technical_services_wax_asphaltene.html)  
FIGURA 5.5, "DEPOSITACIÓN DE CERA DENTRO DE LA TUBERÍA"

### ✚ CONCEPTOS FUNDAMENTALES

#### ❖ Punto de enturbiamiento del crudo (*cloud point*)

La solubilidad de la cera en aromáticos y nafténicos es baja y disminuye drásticamente con la disminución de la temperatura. La temperatura más alta por debajo de la cual las parafinas comienzan a precipitar en forma de cristales de cera se define como punto de enturbiamiento. El punto de enturbiamiento de petróleo vivo es más difícil de medir que la de petróleo muerto. Por lo tanto, el punto de enturbiamiento de muestras de aceite muerto es de uso frecuente en el diseño de aislamiento térmico de tuberías costa fuera.

#### ❖ Punto de congelación del aceite (*pour point*)

El crudo con elevado contenido de parafina es llamado *waxy crude oil* o crudo ceroso. Cuando el crudo se enfría y la temperatura se encuentra por debajo del punto de congelación se precipitan parafinas o ceras fuera del crudo. La cera precipitada se puede depositar en la pared de la tubería en forma de gel. El depósito de gel consiste de cristales de cera que atrapan una cierta cantidad de aceite. A medida que la temperatura se enfría, más cera se precipitará y el espesor del gel de cera aumentará, causando la solidificación progresiva del crudo hasta lograr impedir la movilidad del aceite. En general el punto de congelación del aceite es la temperatura más baja a la cual el aceite se observa que fluye, cuando se enfría y se examina bajo condiciones determinadas.

### ESTRATEGIAS DE MITIGACIÓN DE LA CERA

#### ❖ *Aislamiento térmico*

El método más utilizado de mitigación de cera es incluir suficiente aislamiento térmico para mantener la temperatura del fluido en todas partes a lo largo de la tubería por encima de la formación de cera durante las operaciones normales o de estado estacionario.

#### ❖ *Corrida de diablo (pigging)*

La corrida de diablo se refiere a la operación en la que un dispositivo metálico o no metálico con bordes perimetrales más suaves que el acero y con diámetro ligeramente mayor, es desplazado a través del ducto mediante un diferencial de presión. Existen numerosos tipos de diablos, por ejemplo esferas, espumas y diablos inteligentes.

Las corridas de diablo normalmente se utilizan para cumplir una o varias de las siguientes funciones:

- ✓ Limpieza de depósitos y residuos.
- ✓ Medición del diámetro interno.
- ✓ Localizar obstrucciones.
- ✓ Remoción de líquido o gas.
- ✓ Inspección interna.
- ✓ Recubrimiento interno de los ductos.
- ✓ Inhibir la corrosión.
- ✓ Aumentar la eficiencia de flujo.
- ✓ Detectar fallas en la tubería.
- ✓ Medición de la geometría interna del ducto.

#### ❖ *Inhibición/remediación química*

Los inhibidores químicos de cera pueden ser divididos dentro de dos diferentes tipos: uno es prevenir/retrasar la formación de cristales de cera y por lo tanto reducir la temperatura de formación de cera y también evitar que la cera se deposite en la pared de la tubería, mientras que el otro es disminuir el punto de congelación del aceite y por lo tanto retrasar la solidificación del crudo cuando éste se enfría. Al parecer es aceptado que con la absorción de polímeros y aditivos sobre la superficie de los cristales de cera se evite que se aglomeren y se mantengan dispersos los cristales de cera, reduciendo la velocidad de depositación.<sup>63</sup>

## 5.6 DEPOSITACIÓN DE ASFALTENOS

Los asfaltenos se definen como compuestos de aceite que son insolubles en n-pentano o n-hexano, pero solubles en tolueno o benceno. Es decir, los sólidos de asfaltenos se pueden precipitar cuando se añade exceso de n-pentano o n-hexano para el aceite crudo. Los sólidos de asfaltenos son de color café oscuro o en color negro y, a diferencia de las ceras, no se derriten. Pero al igual que las ceras, con cambios en la presión, temperatura y la composición, los asfaltenos tienden a decantar y depositarse

dentro de la formación del yacimiento, la tubería del pozo y en los ductos de producción (figura 5.6). Mezclar los fluidos del yacimiento con un gas diferente (gas inyectado) o la mezcla de dos corrientes de aceite también puede inducir la precipitación de asfaltenos.



FUENTE: [www.janusenergyresources.com/asphaltene-inhibitors.html](http://www.janusenergyresources.com/asphaltene-inhibitors.html)  
FIGURA 5.6 “DEPOSITACIÓN DE ASFALTENOS DENTRO DE LA TUBERÍA”

Durante la última década, los avances de la ciencia analítica permitieron un mayor conocimiento acerca de la estructura de los asfaltenos, además estos desarrollos han permitido a los investigadores establecer modelos físicos consistentes sobre las moléculas de asfaltenos y demostrar cómo éstos se asocian entre sí en los fluidos de los yacimientos.<sup>65</sup>

### *REMEDIO Y PREVENCIÓN DE LOS ASFALTENOS*

Dos tipos de métodos son utilizados actualmente como remedio para los asfaltenos. Uno es un método mecánico el cual incluye un diablo, operaciones de tubería flexible y cortador de tubería. El otro método es utilizar disolventes químicos para disolver los asfaltenos. Los inhibidores químicos que son utilizados para prevenir la depositación de asfaltenos en un sistema de producción incluyen tuberías y pozos.<sup>63</sup>

## 5.7 PRECIPITACIÓN INORGÁNICA-INCRUSTACIONES

Las ceras y asfaltenos son precipitados del aceite crudo. Al igual que las depositaciones de ceras y asfaltenos, las incrustaciones pueden causar serios problemas en el aseguramiento de flujo por taponamiento en sistemas de producción y dispositivos superficiales de procesamiento, atascos en válvulas de control y la restricción de flujo en tuberías y ductos. Las incrustaciones también se pueden formar dentro de la formación y pueden reducir la productividad por taponamiento de la formación.

### *FACTORES QUE AFECTAN LA PRECIPITACIÓN DE INCRUSTACIONES*

Los principales factores que afectan la precipitación de incrustaciones son la presión, la temperatura, el valor de pH y los sólidos disueltos en el agua.

### PREVENCIÓN Y CONTROL DE INCRUSTACIONES

El principal método de control de incrustaciones es la inhibición química, que incluye tanto la inyección química continua y compresión de las incrustaciones dentro de la formación. Los inhibidores de incrustaciones previenen la depositación, y ellos normalmente no disuelven los depósitos que ya se han formado. De modo que la función clave de un inhibidor de incrustaciones es la prevención y más no el remedio al problema.

Las estrategias de control de incrustaciones pueden ser distintas en diferentes etapas de la vida productiva de un campo. La formación de incrustaciones aumentará con el incremento del corte de agua. Si el agua de mar es inyectada en una etapa de la vida productiva del pozo, las incrustaciones de sulfato se pueden formar cuando el agua de mar inyectada abra paso y se mezcle con el agua de la formación.

Cuando son usados los inhibidores químicos para el control de incrustaciones, los inhibidores trabajarán con uno o más de los siguientes tres mecanismos principales:

1. Inhibición de los núcleos de cristales.
2. Retraso del crecimiento cristalino.
3. Dispersión de pequeños cristales de incrustaciones en el flujo del fluido. <sup>63</sup>

## 5.8 CORROSIÓN

Con gas, aceite y agua fluyendo a través de las tuberías costa fuera, uno de los temas importantes de aseguramiento de flujo es la corrosión. Esto es porque una fase acuosa se encuentra casi siempre presente en los fluidos de aceite y gas. Cuando la suficiente agua está fluyendo a través de la tubería, el agua podría mojar la superficie interna de la tubería y puede ocurrir la corrosión. El grado de corrosión de la fase líquida depende de las concentraciones de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S, temperatura, presión, régimen de flujo y gastos de flujo. La corrosión puede ocurrir en los sistemas de producción submarinos de diferentes formas: corrosión galvánica, picaduras, corrosión bajo tensión, fragilidad por hidrógeno, fatiga por corrosión etc.

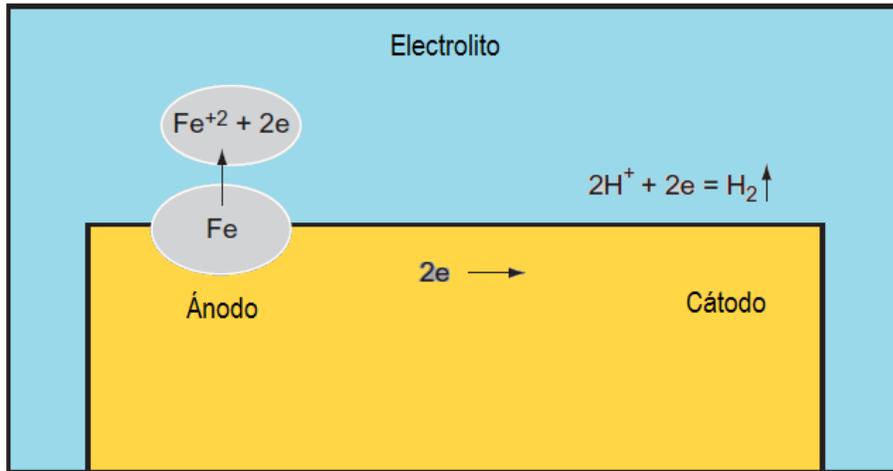
### FUNDAMENTOS DE LA CORROSIÓN

Los metales utilizados para la tubería submarina y tubular de los pozos no son homogéneos y las diferencias potenciales de estos materiales no homogéneos son las causas principales de la corrosión.

La corrosión que consiste en agua conductiva se llama corrosión en húmedo y es un proceso electroquímico. Existen cuatro elementos básicos fundamentales en un proceso de corrosión:

1. Un ánodo.
2. Un cátodo.
3. Un electrolito.
4. Un circuito conductor.

La figura 5.7 muestra el proceso de corrosión. Cuando una pieza de metal se pone en un fluido conductor, como el agua, debido a las diferencias de potencial entre los diferentes materiales, una porción de la superficie del metal es más fácil de corroer que el resto. Ésta parte de metal se llama ánodo, donde se disuelve el metal en el fluido conductor.



FUENTE: *Offshore pipelines; design, installation and maintenance (modificada)*  
 FIGURA 5.7, "ESQUEMA DEL PROCESO DE CORROSIÓN"

Para completar el circuito eléctrico, se necesita una solución conductiva para conducir la corriente desde el ánodo al cátodo. La solución conductora se llama electrolito. El agua con sólidos disueltos es un buen electrolito. También se necesita un camino para conducir la corriente desde el cátodo al ánodo. El metal en si proporciona la ruta de acceso y completa el circuito eléctrico. Por lo tanto, el ánodo, el cátodo, el electrolito y el conductor de electrones forman los elementos esenciales (célula de corrosión) para la corrosión del metal.

#### ✚ CONTROL DE LA CORROSIÓN

Existen pocos métodos disponibles para el control de la corrosión de las tuberías submarinas: usando aleaciones resistentes a la corrosión (ARC) en lugar de acero al carbón, aplicando inhibidores de corrosión, aislando el metal del electrolito y usando protección catódica. Uno o más de estos métodos pueden ser usados juntos.

En aplicaciones submarinas los componentes con mayor probabilidad de corroerse, como los árboles de producción, jumpers y manifolds son hechos con ARC, pero especialmente tuberías muy largas se hacen a menudo con acero al carbón debido a los altos costos que implicaría sustituirlas por ARC. Además se utilizan inhibidores de corrosión para proteger las mismas.

En tuberías de gas/condensado, añadiendo los inhibidores de hidratos como glicol o metanol, también pueden ayudar a reducir el grado de corrosión. Esto es porque los inhibidores de hidratos absorben el agua libre y hacen la fase de agua menos corrosiva.

La capa protectora para aislar la pared de la tubería del agua puede lograrse mediante una capa de plástico y revestimientos de plástico. Las tuberías de inyección de agua y las tuberías de los pozos a menudo utilizan revestimientos de plástico para controlar problemas de corrosión.

Un elemento de la celda de corrosión es el flujo de corriente. Si detenemos el flujo de la corriente desde el ánodo al cátodo, se detiene la corrosión. Este es el principio de protección catódica, el cual es uno de los métodos de control de corrosión más utilizados en tuberías submarinas. La clave de la protección catódica para trabajar es proporcionar suficiente corriente de una fuente externa para dominar el flujo de corriente natural. Mientras no exista flujo de corriente neto de la tubería, no existirá corrosión en tuberías. Con un diseño adecuado, la protección catódica es uno de los métodos más confiables para el control de la corrosión.<sup>63</sup>

### 5.9 BACHES GRAVES

Uno de los problemas de aseguramiento de flujo en tuberías submarinas está relacionado con la entrega de la producción. Desde el punto de vista de procesamiento, siempre se desea que los fluidos procedentes de las tuberías sean estables en la composición y en el flujo. Si el flujo que llega a la superficie no es estable, el sistema de procesamiento puede experimentar perturbaciones que a menudo suelen ser el causante de cierres en todo el sistema de producción submarino.

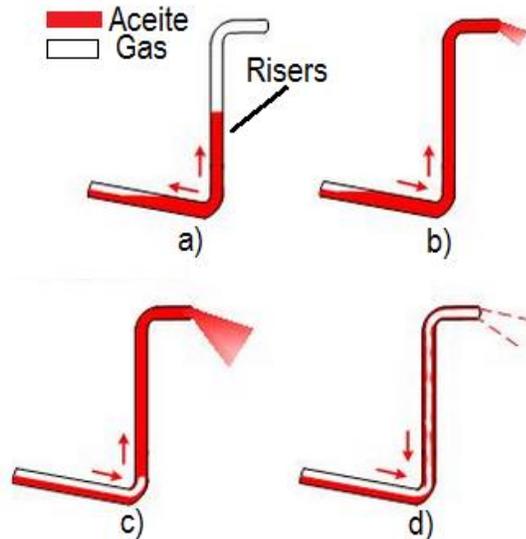
Con un riser de producción largo, se requiere mayor energía para entregar un flujo estable al sistema de procesamiento. Para los campos de producción en aguas profundas, especialmente en la etapa madura del campo, cuando la presión del yacimiento es baja y la tasa de producción total se redujo, los gastos de producción de los gases y líquidos en las tuberías no son lo suficientemente altos para llevar continuamente los fluidos fuera de los risers de producción, resultando un suministro de fluido intermitente a los dispositivos de procesamiento.

Cuando el fluido no puede ser producido continuamente fuera del riser de producción, el líquido se acumulará en la base del riser para formar una columna de líquido, que es llamado bache del líquido. El bache del líquido bloqueará completamente el flujo del gas. Cuando la presión del gas detrás del bache es lo suficientemente alta, el bache del líquido será empujado fuera del riser, resultando una gran cantidad de líquido que fluye hacia el separador de procesamiento. A este fenómeno se le conoce como bache severo.

La descripción del bache severo (figura 5.8) es:

- a) *Generación del bache severo:* Cuando los gastos del gas y líquido son bajos, el líquido no puede fluir de forma continua fuera del riser de producción y comienza a caer de nuevo, acumulándose en la base.
- b) *Producción del bache.* A medida que más y más líquido se acumula en la base del riser, el líquido comienza a subir y empezará a producir el bache de líquido.

- c) *Escape del líquido.* Cuando se está produciendo el bache de líquido, el gas eventualmente entrará al riser.
- d) *Purga del gas.* Después de la producción del líquido, la enorme bolsa de gas que se encontraba detrás del bache se expulsa fuera del riser y la carga entra al separador.



FUENTE: Delft University of Technolog, Ir. Reza Malekzadeh (modificada)  
FIGURA 5.8, "DESCRIPCIÓN DEL BACHE SEVERO"

Existen algunos métodos que pueden ser utilizados para mitigar eficazmente los problemas de baches graves:

- ✓ Batimetría favorable a la tubería.
- ✓ Incrementando el flujo del gas.
- ✓ Bombeo neumático en el riser de producción.
- ✓ Estrangulación en las instalaciones superficiales.
- ✓ Separación submarina.<sup>63</sup>

## 6.1 INTRODUCCIÓN

Los sistemas de producción costa fuera son sistemas para el procesamiento (separación de contaminantes, desgasificación y eliminación de agua), almacenamiento y descarga de aceite y gases producidos. Estos sistemas son posicionados en un sitio específico para su instalación permanente o para largos periodos.

Los sistemas de soporte de proceso son sistemas para apoyar el procesamiento, los cuales incluyen sistemas de generación de potencia y distribución, sistemas de servicio e instrumentación, sistemas de agua potable, sistemas de combustible, sistemas de instrumentación, sistemas de comunicación, sistemas contra incendio, etc.

Las estructuras costa fuera pueden ser definidas por su función y por su configuración. La configuración de una unidad móvil de perforación costa fuera (MODU) está ampliamente determinada por la carga variable de la cubierta y por los requerimientos de velocidad de tránsito. Un sistema/unidad móvil de producción costa fuera (MOPS) puede tener diferentes funciones, por ejemplo procesamiento, perforación, terminación, alojamiento del personal, almacenamiento de aceite y soporte del riser.

Las características del fluido y del yacimiento, la profundidad del agua y el ambiente en el océano son las principales variables que determinarán los requerimientos funcionales para una instalación costa fuera.

Las unidades de producción se pueden clasificar (diagrama 6.1 y figura 6.1) de la siguiente manera:

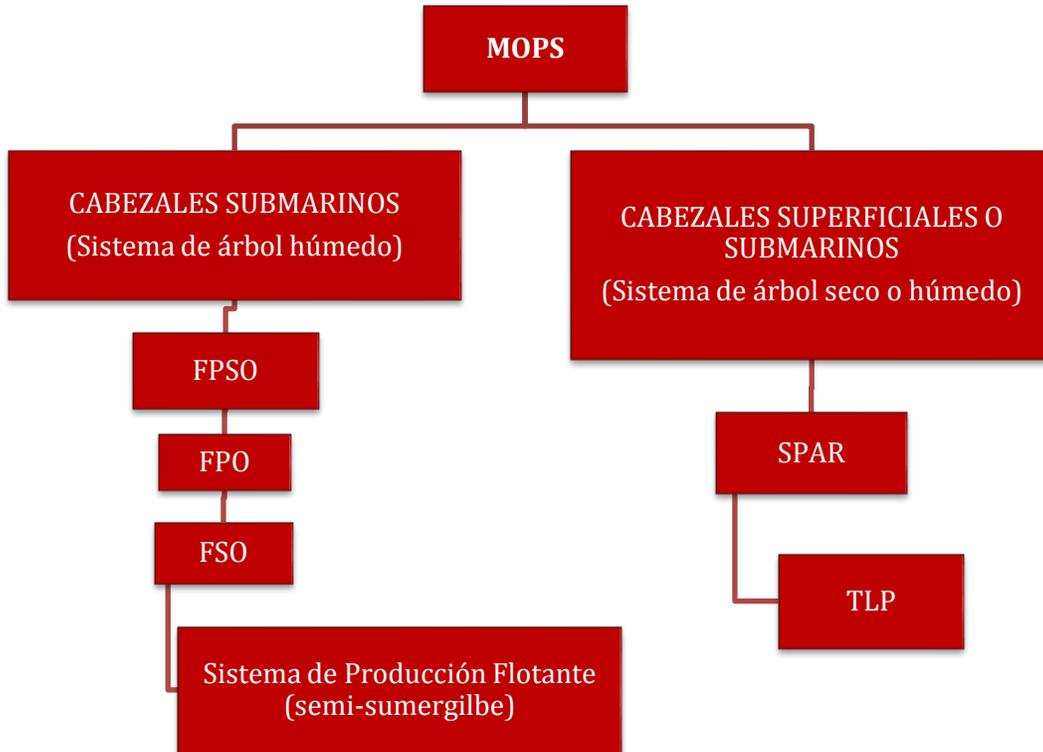
### ❖ DE ACUERDO AL PROPÓSITO DE LA UNIDAD

1. *Floating Production and Offloading*, FPO; Unidad con sistemas para el procesamiento y descarga del aceite y gases producidos.
2. *Floating Storage and Offloading*, FSO; Unidad con sistemas para el almacenamiento y descarga del aceite y gases producidos.
3. *Floating Production, Storage and Offloading*, FPSO; Unidad con sistemas para el procesamiento, almacenamiento y descarga del aceite y gases producidos.

### ❖ DE ACUERDO AL TIPO DE UNIDAD

1. Semi-sumergible (tipo columna estabilizada); Unidad que consiste de una cubierta con instalaciones en la superficie, columnas de perforación de superficie, cascos parcialmente sumergidos. Estas unidades se sumergen de acuerdo a las operaciones que se requieren en un determinado proyecto.

2. *Tensión Leg Platform*, TLP; Unidad totalmente flotante que es sumergida por debajo de su línea de flotación natural mediante elementos de amarre, los cuales son adjuntados en tensión a los anclajes en el fondo del mar.
3. *Seagoing Platform for Accustic Research*, SPAR; Unidad que es de gran contrapeso, con estructura flotante vertical, usualmente de forma cilíndrica, soportando una cubierta en la parte superior y amarrada al fondo del mar.

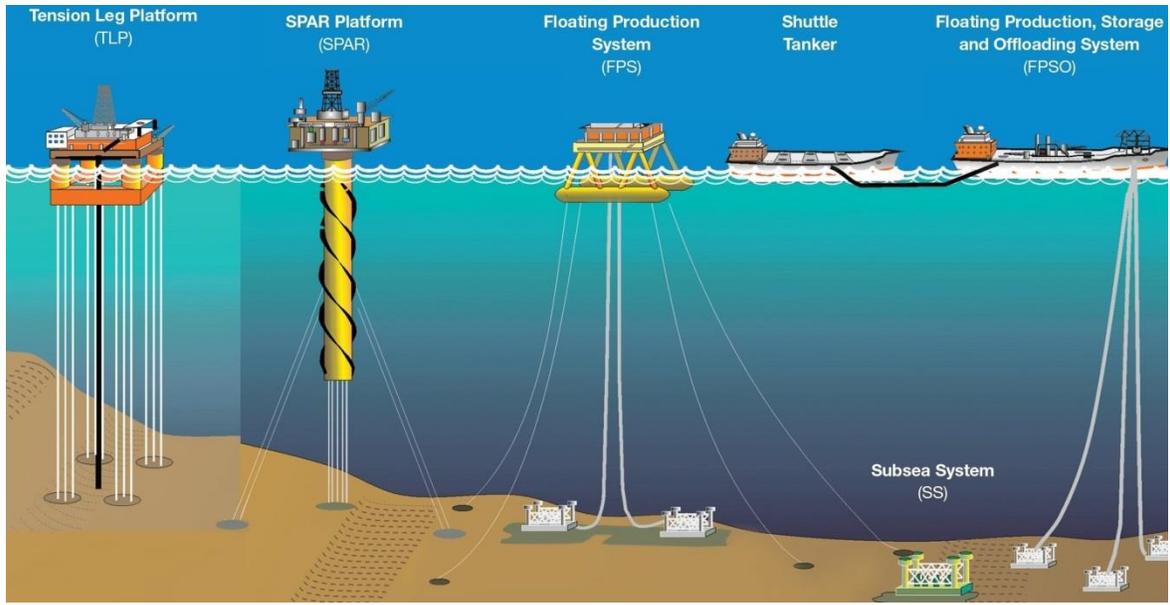


FUENTE: *Handbook of offshore engineering. Floating production systems (modificada)*  
 DIAGRAMA 6.1, "PRINCIPALES TIPOS DE MOPS"

La tabla 6.1 indica algunas de las funciones principales de las unidades de producción flotantes. <sup>66, 67, 68</sup>

	FPSO	Semi-sumergible	SPAR	TLP
<b>Producción</b>	Si	Si	Si	Si
<b>Almacenamiento</b>	Si	No	Si	No
<b>Perforación</b>	No	Posible	Si	Si
<b>Reparación</b>	No	Posible	Si	Si
<b>Limitación por profundidad de agua</b>	No	No	No	Si

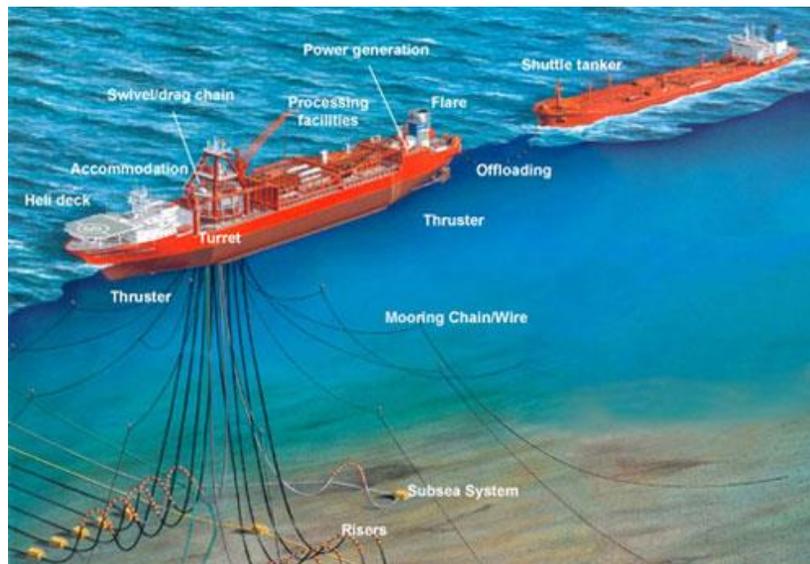
FUENTE: *Handbook of offshore engineering (modificada)*  
 TABLA 6.1, "FUNCIONES DE LAS ESTRUCTURAS FLOTANTES PARA LA PRODUCCIÓN"



FUENTE: American Petroleum Institute (modificada)  
 FIGURA 6.1, “UNIDADES FLOTANTES DE PRODUCCIÓN”

## 6.2 SISTEMA FLOTANTE DE PRODUCCIÓN, ALMACENAMIENTO Y DESCARGA (FPSO)

Un FPSO consta de una gran embarcación tipo tanque anclado al fondo del mar. Está diseñado para procesar la producción de pozos submarinos cercanos y para descargar periódicamente el aceite almacenado a un barco de transporte (*shuttle tanker*). Dicho barco transporta el aceite a una instalación en tierra para su posterior procesamiento (figura 6.2). Un FPSO puede ser adecuado para campos económicamente marginales, situados en zonas de aguas profundas alejadas donde no existe una infraestructura de tuberías.<sup>69</sup>



FUENTE: [www.teekayoffshore.com](http://www.teekayoffshore.com)  
 FIGURA 6.2, “FPSO Y BARCO DE TRANSPORTE”

## SISTEMAS DE PRODUCCIÓN FLOTANTES

Los FPSOs cuentan con espacios para almacenar y descargar crudo simultáneamente. Estos han sido diseñados en dirección del viento de tal forma que ellos siempre estén de frente al viento, minimizando el balanceo y arrastre.

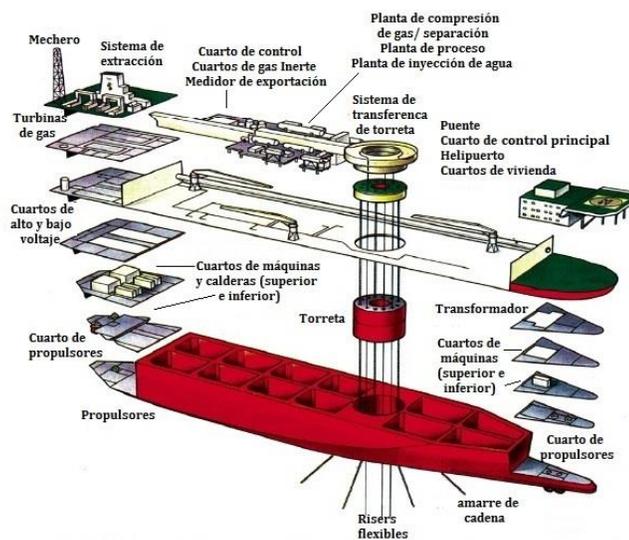
La producción de crudo es a través de risers flexibles o torres de risers con jumpers flexibles. El movimiento de los FPSOs generalmente prohíbe los risers verticales rígidos o los riser catenarios de acero.

Los sistemas FPSOs no usan sistemas secos debido a que el movimiento no se los permite, y además el costo de convertir los buques tanques a sistemas secos es alto. La mayoría de los FPSOs son rentados por 5 a 7 años, similar con la vida útil del campo.

Los FPSOs fueron desarrollados desde principios de 1970 para producir campos remotos y pequeños, donde las líneas de producción o estructuras fijas no eran económicas. Los primeros FPSOs estaban restringidos a un medio ambiente suave, lo que permitía el uso de buques-tanques convertidos. Los FPSOs convertidos a menudo ofrecen una alternativa rápida y económica para empezar la producción. Su principal limitación incluye la falta de habilidad para operar sistemas secos, y capacidad técnica para amarrarse en aguas profundas en medios hostiles.

Hay cuatro requerimientos principales que definen el tamaño típico de un FPSO (figura 6.3):

- Disposición de la capacidad de almacenamiento de crudo con la compatibilidad de la tasa de producción y los arreglos para descargar.
- Disposición del espacio de la cubierta para tener un arreglo seguro de la planta de procesamiento, alojamiento y servicios.
- Disposición de la capacidad de contrapeso y desplazamiento para reducir los efectos de movimientos en la planta de procesamiento y sistemas de risers.
- Disposición del espacio para la torre de producción (proa, popa o interna), y la cantidad de la pérdida de capacidad de almacenaje del casco como una consecuencia.



FUENTE: Lloyd's Register (modificada)  
FIGURA 6.3, "CONFIGURACIÓN TÍPICA DE UN FPSO"

Con el incremento de la profundidad del agua, la sensibilidad del amarre de un FPSO y el sistema de risers se incrementa rápidamente debido el movimiento frecuente de las olas del mar.

En la estructura del casco, hay una marcada diferencia entre el arreglo del casco de un FPSO diseñado para el propósito y el casco de un buque tanque convertido. La configuración de un buque tanque es definida por la necesidad de transportar grandes volúmenes de carga a un bajo costo.

En la estructura de la cubierta, la posición de las instalaciones de alojamiento puede definir la posición de la torre y potencialmente reducir la capacidad de transportación del buque tanque.

Cuando se diseña el sistema de amarre de la torre para las estructuras de tipo embarcación, uno de los factores de diseño más importantes en las estructuras, que afectan las líneas de tensión de amarre, es la localización de la torre. Lo más lejos que la torre sea localizada de la mitad del buque, será más fácil para la embarcación en la dirección del viento encontrar el equilibrio bajo las condiciones no lineales. Sin embargo, al ubicar la torre lo más lejos, los movimientos verticales en las canalizaciones se incrementarán debido al paso del buque, lo cual podría tener un efecto adverso en las tensiones de las líneas de amarre.

Los requerimientos del buque tanque (figuras 6.3 y 6.4) incluyen los siguientes sistemas:

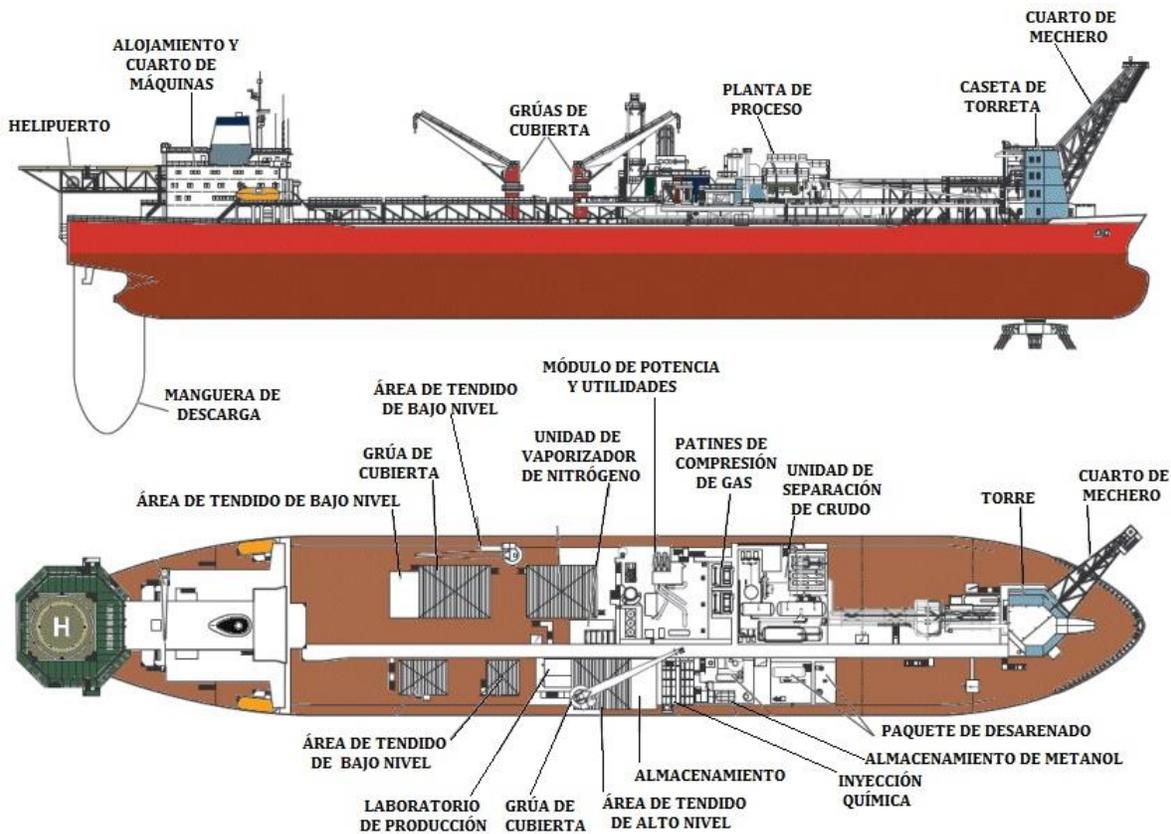
1. Almacenamiento de carga de hidrocarburos.
2. Disposición estructural para alojamiento, torre y grúas.
3. Sistema de lavado de aceite crudo (*crude oil washing*).
4. Sistema de lavado de tanque.
5. Sistema de gas inerte (*inert gas system*).
6. Sistema de venteo de tanque.
7. Sistema de tanque de desechos.
8. Sistema de contrapeso de agua.
9. Sistema de combustible.
10. Sistemas de seguridad.
11. Sistema de agua contra incendios.
12. Descarga. <sup>67</sup>

### VENTAJAS DE UN FPSO

- ✓ Instalaciones autónomas.
- ✓ Supera las limitaciones de una estructura fija.
- ✓ Funciona sin red de ductos de exportación de líquidos.
- ✓ Es re-localizable y re-utilizable.
- ✓ Relativamente insensible a la carga adicional.
- ✓ Puede ser de nueva construcción o convertido a partir de un tanque existente.
- ✓ Es una solución económica para la explotación de campos marginales y yacimientos expandidos.

## SISTEMAS DE PRODUCCIÓN FLOTANTES

- ✓ El concepto de FPSO también es aplicable para la producción de gas (LNG, LPG).
- ✓ Cuenta con un esquema de ejecución rápido.
- ✓ Con posibilidad de arrendamiento.
- ✓ Puede ser con forma de barco, semi-sumergible o en forma cilíndrica, con mono casco o multi-cascos.
- ✓ Las instalaciones de procesamiento son instaladas a bordo.
- ✓ Eliminan la necesidad de costosas tuberías de larga distancia a una terminal terrestre.
- ✓ Particularmente eficaz en lugares remotos o de aguas profundas, donde la tubería en los fondos marinos no es rentable.
- ✓ En situaciones de mal tiempo se desconecta de los sistemas de amarre, de risers y de seguridad.<sup>70,71</sup>



FUENTE: Exxon Mobil (modificada)

FIGURA 6.4, "PRINCIPALES COMPONENTES DE UN FPSO"

### ✚ DISTRIBUCIÓN DE FPSOs (sólo los que están actualmente produciendo)

De acuerdo con información del 2013, se encuentran operando un total de 147 FPSOs alrededor del mundo (mapa 6.1). En el Golfo de México se cuenta con 4 FPSOs por parte de México y 1 FPSO por parte de Estados Unidos. Las tablas 6.2 a la 6.6 muestran información referente a estas embarcaciones.<sup>72</sup>



## SISTEMAS DE PRODUCCIÓN FLOTANTES

<b>Máxima producción de aceite [MBD]</b>	24	40	20	200	80
<b>Procesamiento de gas [MMpcd] estándar</b>	5	--	36	120	--
<b>Inyección de gas [MMpcd] estándar</b>	--	32	--	--	--
<b>Exportación de gas/levantamiento de gas [MMpcd] estándar</b>	--	--	--	--	16
<b>Máxima producción de agua [MBD]</b>	10	--	4	--	--
<b>Capacidad de almacenamiento [MB]</b>	306	42	24	2200	600

*FUENTE: Offshore magazine 2013 (modificada)*  
 TABLA 6.3, "INFORMACIÓN DE LA CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO Y PROCESO DEL FPSO"

<b>Longitud [m]</b>	325	101	104	327	276
<b>Anchura [m]</b>	57	21	23	65	44
<b>Profundidad [m]</b>	32	12	9	32	22
<b>Año de fabricación del casco</b>	--	1999	1997	1981	1975

*FUENTE: Offshore magazine 2013 (modificada)*  
 TABLA 6.4, "INFORMACIÓN DEL CASCO DEL FPSO"

<b>Total de risers</b>	1	--	--	8	--
<b>Risers de importación/exportación</b>	--	5	--	--	--
<b>Umbilicales</b>	--	4	--	--	--

*FUENTE: Offshore magazine 2013 (modificada)*  
 TABLA 6.5, "INFORMACIÓN DE LOS RISERS DEL FPSO"

<b>Sistema de descarga</b>	BB	--	--	--	--
<b>Tipo de sistema de amarre</b>	--	--	Posicionamiento Dinámico	Torreta Interna	Torreta
<b>Permanentes o desconectable</b>	D	--	--	D	D
<b>Número de piernas ancladas</b>	--	3	--	13	--

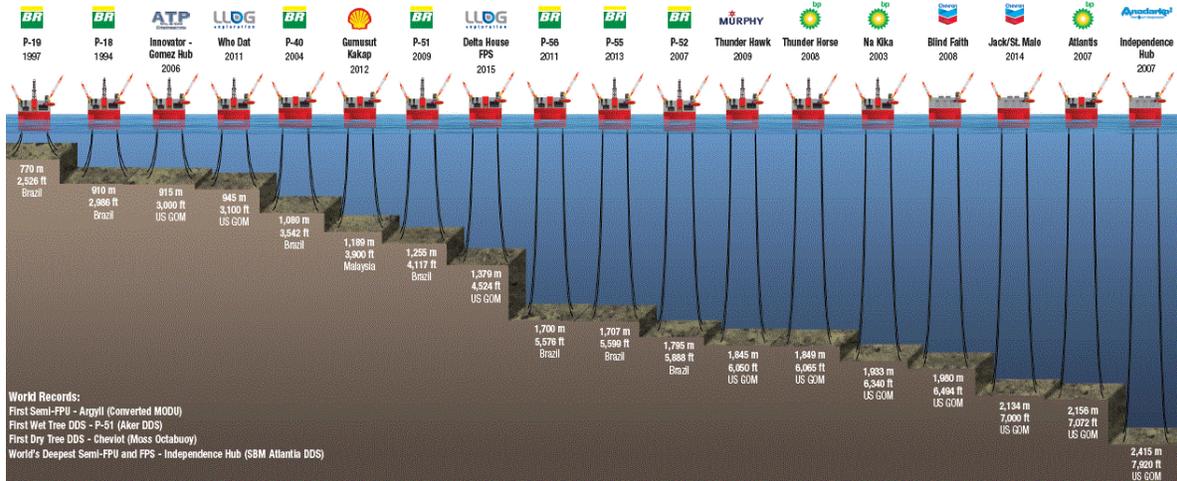
*FUENTE: Offshore magazine 2013 (modificada)*  
 TABLA 6.6, "INFORMACIÓN DEL AMARRE DEL FPSO"

6.3 SISTEMA SEMI-SUMERGIBLE

Las plataformas semi-sumergibles evolucionaron a partir de un tipo de buque de perforación denominado "sumergible", el cual operaba apoyado en el fondo marino, en aguas poco profundas. Estas unidades transitaban a flote en los pontones y requerían "columnas de estabilidad" para sumergirse con seguridad. Para operar en aguas más profundas, el riser marino fue desarrollado y propagado a amarres, lo que permitió la perforación flotante. Ésta primera aplicación fue con barcazas. Para superar los movimientos indeseables de las barcazas, el básico diseño de la sumergible fue adaptado a la función de perforación flotante.

A pesar de la alta evolución en tamaño y configuración de las plataformas semi-sumergibles, éstas siguen siendo fundamentalmente las mismas que se originaron en sus inicios; una cubierta soportada por encima del mar con pontones sumergidos, con una extensión de grandes columnas que proporcionan estabilidad de flotación. Tanto la sumergible como la semi-sumergible son designadas oficialmente como "unidad de columnas estabilizadas". Las columnas proporcionan principalmente la estabilidad de flotación.<sup>67</sup>

La figura 6.5, muestra la evolución de las 18 plataformas semi-sumergibles más profundas. Las más recientes corresponden al 2013; semi P-55 (1707 m de tirante de agua), y al 2014; semi Jack/St. Malo (2134 m de tirante de agua).<sup>73</sup>



FUENTE: Offshore magazine 2013  
 FIGURA 6.5, "EVOLUCIÓN DE LA PLATAFORMA SEMI-SUMERGIBLE POR PROFUNDIDAD DE AGUA"

Después del descubrimiento del concepto de semi-sumergible en 1961, ésta fue rápidamente aceptada por la industria petrolera. Las semi-sumergibles se pueden clasificar de acuerdo a su generación (tabla 6.7). Actualmente, la plataforma semi-sumergible es una estructura flotante ampliamente utilizada.

GENERACIÓN	AÑOS
<b>Primera</b>	Antes de 1971
<b>Segunda</b>	1971-1980
<b>Tercera</b>	1981-1984
<b>Cuarta</b>	1985-1990
<b>Modernización</b>	1990-1997
<b>Quinta</b>	1998-2005
<b>Sexta</b>	2005-Ahora

FUENTE: Equipos y unidades utilizadas en aguas profundas  
 TABLA 6.7, "CLASIFICACIÓN DE LAS PLATAFORMAS SEMI-SUMERGIBLES"

**✚ DISTINCIÓN ENTRE UNA MODU SEMI-SUMERGIBLE Y UN SISTEMA FLOTANTE DE PRODUCCIÓN (FPS)**

La mayoría de las semi-sumergibles comienzan su vida como una MODU. Las funciones y los patrones de operación de una MODU son decididamente diferentes de las de un sistema de producción flotante. Afortunadamente, la configuración y buena parte del equipo y de los sistemas son útiles. Una MODU sólo tiene las funciones de perforar y dar servicio al pozo, pero está ampliamente dotada de funciones de soporte.

Una función de apoyo particularmente costosa de una MODU es su movilidad, que no se requiere de un FPS. La movilidad es la razón principal para la configuración del pontón.

En general, la movilidad y la rápida instalación son los factores más importantes en el diseño del sistema de amarre. Las MODUs amarradas rara vez son adecuadas para aplicaciones a largo plazo. Para aplicaciones en aguas profundas, los FPS amarrados son un componente particularmente importante en el costo del sistema, por lo que la reducción al mínimo del viento y la carga, son una prioridad de diseño más importante de lo que es para una MODU.

Otra distinción importante entre una MODU es su mantenimiento. La movilidad proporciona circunstancias mucho más favorables para el mantenimiento. Estas diferencias deben ser reconocidas en el diseño para la construcción de la semi-sumergible.

**✚ DEFINICIÓN DE SEMI-SUMERGIBLE**

Las semi-sumergibles consisten de una cubierta rectangular, múltiples columnas y pontones. Las columnas soportan la estructura superficial. El número de columnas puede variar de 4 a 8, dependiendo los requerimientos de estabilidad y la capacidad de carga en la cubierta. En la parte baja de la estructura del casco los pontones son conectados a las columnas. La función principal de los pontones es proporcionar a la plataforma flotación. Las plataformas son típicamente diseñadas con 2 pontones, o un pontón-plataforma, conectando todas las columnas.

El casco es usualmente equipado con algún tipo de refuerzo entre los pontones y las columnas a manera de mantener la integridad estructural de la plataforma.

El centro de gravedad en las semi-sumergibles se encuentra arriba del centro de flotación, y su estabilidad está determinada por el restablecimiento del momento de las columnas. Ésta contrasta con la plataforma SPAR, la cual consigue estabilizarse ubicando su centro de gravedad debajo del centro de flotación, y la TLP, cuya estabilidad es derivada de los tendones.

El diseño de las semi-sumergibles depende de los principios considerados los cuales son de alguna manera genéricos para los conceptos de sistemas flotantes:

- Peso y ciclo de mejorar constantemente las estimaciones.
- Hidrostática; capacidad de los tanques.
- Estabilidad original y dañada.
- Fuerzas de viento (estabilidad y cargas de amarre).
- Fuerza de corriente (cargas de amarre).
- Rendimiento del sistema de contrapeso.
- Movimientos.
- Fuerzas totales.
- Fatiga.

Hay dos funciones esenciales de una semi-sumergible:

- Proporcionar un soporte estable para la carga útil por encima de las olas más altas.
- Responder mínimamente a las olas.

Los 4 principales componentes para la configuración de una semi-sumergible (figura 6.6), son:

1. Pontones.
2. Columnas de estabilidad.
3. Cubierta.
4. Espacio entre abrazaderas.



FUENTE: [www.offshoreenergytoday.com](http://www.offshoreenergytoday.com) (modificada)

FIGURA 6.6, "PRINCIPALES COMPONENTES DE UNA SEMI-SUMERGIBLE"

Todas las semi-sumergibles tienen al menos dos estados de flotación: semi-sumergida (flotando en columnas) y flotando con los pontones. Los pontones son la única fuente de flotación de las semi cuando no están semi-sumergidas. Las columnas de estabilidad son los elementos principales de flotación. El tamaño, sumersión, proporción y espaciamiento de las columnas y pontones son los mayores factores en el rendimiento hidrodinámico de las semi-sumergibles.

La cubierta proporciona el trabajo superficial para la mayoría de las funciones de las semi-sumergibles. Ésta tiene la función estructural de transferir el peso de la cubierta y sus cargas a las columnas y abrazaderas. Sin embargo, la cubierta es además una parte del sistema de fuerza global total, proporcionando una conexión estructural entre todas las columnas.

Los pontones y las columnas son usualmente arregladas y conectadas a manera de que puedan proporcionar una fuerza global considerable. Generalmente la cubierta es igualmente arreglada y conectada. Si éste arreglo no proporciona una fuerza global suficiente, un sistema de abrazaderas es empleado. Sin embargo, el sistema de abrazaderas tiene la problemática de que son muy costosas para construir, son vulnerables a la fatiga, y tienen un alto costo de mantenimiento.<sup>67, 74, 75</sup>

**DISTRIBUCIÓN DE SEMI-SUMERGIBLES**

De acuerdo con información del 2011, se encontraban operando un total de 50 sistemas de producción flotantes semi-sumergibles alrededor del mundo (mapa 6.2). En el Golfo de México se contaban con 10 semi-sumergibles, todas ellas por parte de Estados Unidos. Las tablas 6.8 a la 6.11 muestran información referente a estos sistemas de producción.<sup>76</sup>



FUENTE: Offshore magazine 2011

MAPA 6.2, "DISTRIBUCIÓN MUNDIAL DE SEMI-SUMERGIBLES"

## SISTEMAS DE PRODUCCIÓN FLOTANTES

Nombre de la instalación	Atlantis	Blind Faith	Helix Producer I	Independence Hub	Innovator	Na Kika	Thunder Hawk	Thunder Horse	Opti-Ex	Jack/St. Malo
<b>Estatus</b>	Operando	Operando	Operando	Operando	Operando	Operando	Operando	Operando	Sin usar	Sin usar
<b>Campo (s)</b>	Green Canyon 787	Mississippi Canyon 650, 695, 696	Phoenix	(2)	Mississippi Canyon 711	(3)	Mississippi Canyon 736	Mississippi Canyon 778	Mississippi Canyon Area	Walker Ridge 714, 715, 758, 759
<b>País</b>	US GOM	US GOM	US GOM	US GOM	US GOM	US GOM	US GOM	US GOM	US GOM	US GOM
<b>Tirante de agua [m]</b>	2155	1979	640	2413	914	1932	1844	1848	--	--
<b>Reservas [MMBPCE]</b>	635	110	47 Bcfe	2.5 TCF	120	300	75	1500	--	--
<b>Total de pozos</b>	22	5	8	16	6	12	4	25	--	7

FUENTE: *Offshore magazine 2011 (modificada)*  
TABLA 6.8, "INFORMACIÓN GENERAL"

<b>Número de pontones</b>	4	4	--	--	2	4	4	--	4	--
<b>Longitud del pontón principal [m]</b>	87	66	--	43	85	--	43	110	77	--
<b>Anchura del pontón principal [m]</b>	20	13	--	11	12	12	12	--	9	--
<b>Altura del pontón principal [m]</b>	10	7	--	8	6	11	10	--	6	--
<b>Número de columnas</b>	4	4	--	4	8	4	4	4	4	--
<b>Anchura de la columna [m]</b>	20	7	--	14	4-27' / 4-18'	17	14	--	12	--
<b>Altura de la columna [m]</b>	33	46	--	41	24	43	44	--	42	--

FUENTE: *Offshore magazine 2011 (modificada)*  
TABLA 6.9, "INFORMACIÓN DEL CASCO"

<b>Número total de risers (producción/inyección)</b>	14	5	4	17	3	26	11	18	14	--
<b>Tipo de riser</b>	SCR	SCR	F	SCR	F	SCR	SCR	SCR/F	F	--
<b>Tamaño máximo [pg]</b>	19	14	6	10	6	--	8	12	--	--
<b>Número de líneas de amarre</b>	12	8	--	12	12	16	12	16	12	--
<b>Longitud de la línea de amarre [millas]</b>	2.1	--	--	2.4	1.5	--	1.9	--	TBD	--
<b>Amarre permanente o desconectable</b>	P	P	D	--	D	--	S	--	P	--
<b>Diámetro de la cadena de la plataforma [pg]</b>	6.8	5.5	--	--	3.5	--	5.3	--	4.3	--

FUENTE: *Offshore magazine 2011 (modificada)*  
TABLA 6.10, "INFORMACIÓN DE LOS RISERS Y DEL SISTEMA DE AMARRE"

## SISTEMAS DE PRODUCCIÓN FLOTANTES

<b>Dimensiones de la cubierta [ft]</b>	43000 [ft <sup>2</sup> ]	--	--	140x220x36	Main 210'x176' Pipe Rack 83'x149'	335x289	140x180'	--	189x189	--
<b>Número de cubiertas</b>	2	--	--	2	2	--	2	--	1	--
<b>Producción de aceite [MBD]</b>	200	45	30	--	20	110	60	250	60	--
<b>Agua producida [MBWD]</b>	75	40	50	3000	15	--	30	30	40	--
<b>Procesamiento de gas [MMpcd] estándar</b>	180	45	70	1000	100	425	70	200	150	--
<b>Inyección de agua [MBWD]</b>	75	--	--	--	--	--	--	300	20	--
<b>Inyección de gas [MMpcd] estándar</b>	N/A	--	--	--	--	--	--	--	0	--
<b>Exportación de gas &amp; Levantamiento de gas [MMpcd] estándar</b>	18060	--	--	--	--	--	70	60	125	--

*FUENTE: Offshore magazine 2011 (modificada)*

TABLA 6.11, "INFORMACIÓN DE LA SUPERFICIE Y DE LA CAPACIDAD DE PROCESO"

### 6.4 SISTEMA SPAR

Una estructura SPAR consta de un solo cilindro vertical de gran diámetro que soporta una cubierta. Tiene una típica plataforma fija en la parte superior (cubierta superficial con equipos de perforación y producción), tres tipos de risers (producción, perforación y exportación), y un casco que es generalmente amarrado mediante un sistema tenso de catenaria de seis a veinte líneas ancladas en el fondo marino. Las SPARs se utilizan actualmente en profundidades de agua de hasta 3000 [ft] (914 m), aunque la tecnología existente puede ampliar su uso a profundidades de agua tan grandes como 7500 [ft] (2286 m).<sup>69</sup>

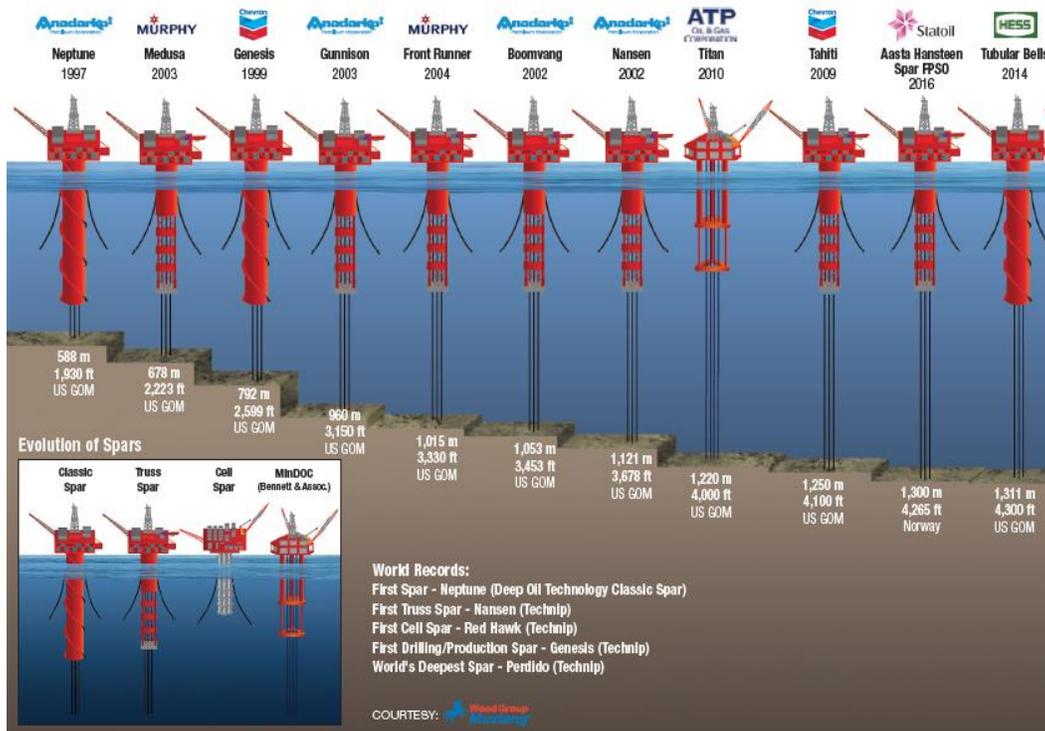
Las SPARs han sido utilizadas por décadas como boyas marcadoras para adquirir datos oceanográficos. La primera SPAR para éste propósito fue Flip, la cual fue puesta en servicio en 1965 y fue usada primeramente para mediciones acústicas del océano. La primera SPAR de producción en el mundo fue la Neptune en 1996 por Oryx Energy Company y CNG.

Las primeras tres SPARs de producción consistían de una gran cubierta cilíndrica externa con "tanques duros" cerca de la parte superior para proporcionar flotabilidad. La sección central estaba vacía, libre de inundaciones y la sección inferior consistía en "tanques suaves" que sólo fueron utilizados para permitir la flotación horizontal de la SPAR durante la instalación, y para mantener el lastre fijo, si era necesario.

Subsecuentemente las SPARs reemplazaron la sección central con una estructura “truss” para reducir el peso, el costo y el arrastre. Se incluyeron placas horizontales para minimizar los movimientos de oleaje.

Una tercera generación “cell SPAR” se introdujo en 2004. Su desempeño es similar a las otras SPARs, pero es construida de manera diferente. El casco consta de múltiples tubos de anillo rígido, o “células (cells)”, que están conectados por placas horizontales y verticales. Este método de construcción es más barato que los métodos tradicionales de placa y estructura.<sup>67</sup>

Con información del 2013, hay 22 SPARs en producción. La figura 6.7 muestra el progreso en profundidad de las SPARs a nivel mundial. Nansen es la primera truss SPAR en el mundo. Red Hawk es la primera cell SPAR en el mundo, además es la primera SPAR de tercera generación. Genesis es la primera SPAR de perforación/producción. Perdido es la SPAR con mayor profundidad a nivel mundial, así como la instalación de perforación/producción más profunda. Aasta Hansteen es el primer FPSO SPAR, con almacenamiento de condensado en el casco y con descarga a un barco de transporte. Holstein es la SPAR más grande del mundo. Las SPARs correspondientes al 2014 son Lucius (2165 m de tirante de agua), y Tubular Bells (1311 m de tirante de agua).<sup>73, 77</sup>

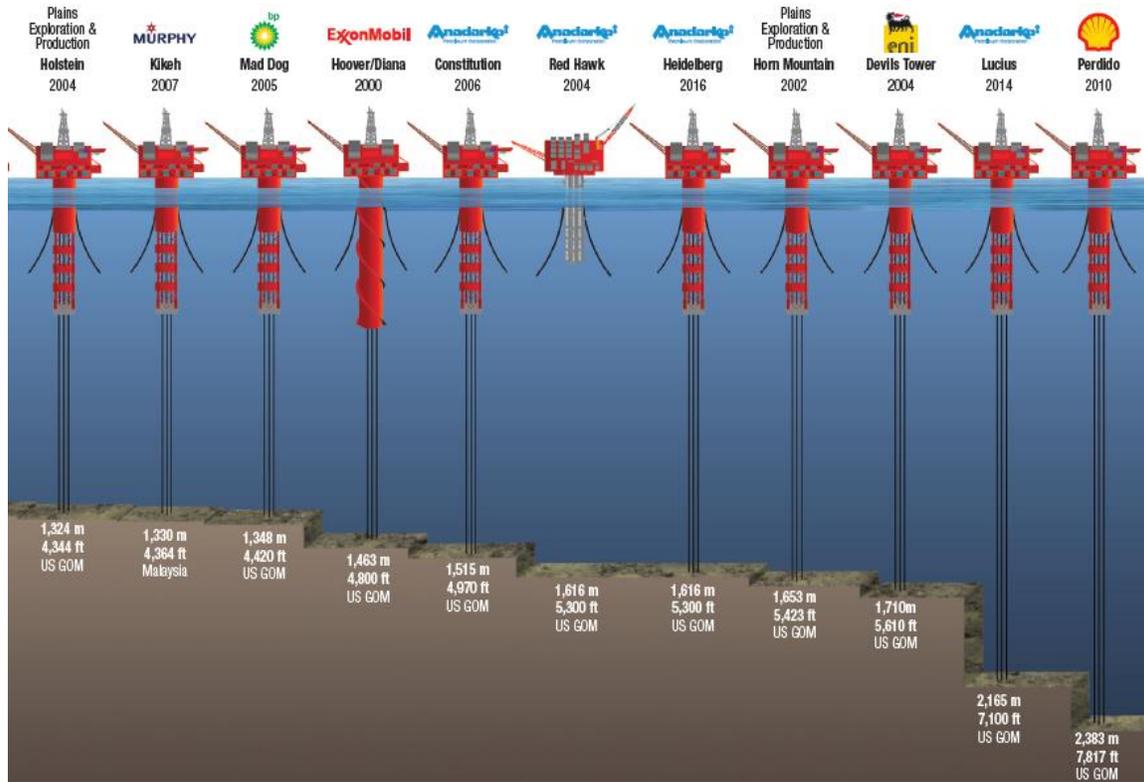


FUENTE: Offshore magazine 2013

FIGURA 6.7, “EVOLUCIÓN DE SPARs POR PROFUNDIDAD DE AGUA”

Las SPARs obtienen bajos movimientos y buena estabilidad por tener su centro de gravedad muy por debajo de su centro de flotación. Debido a sus bajos movimientos, las SPARs son adecuadas para árboles secos, y con las cell SPARs es posible utilizar árboles mojados.<sup>78</sup>

## SISTEMAS DE PRODUCCIÓN FLOTANTES



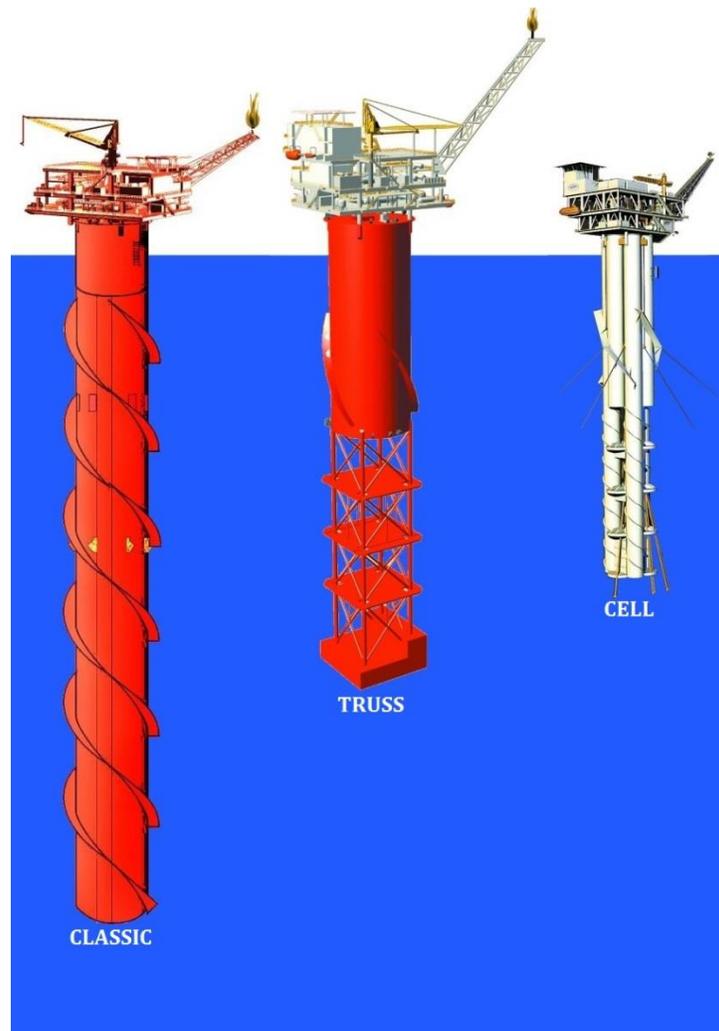
FUENTE: *Offshore magazine* 2013

FIGURA 6.7 (continuación),  
“EVOLUCIÓN DE SPARs POR PROFUNDIDAD DE AGUA”

Tres tipos de SPARs de producción han sido construidas hasta la fecha (figura 6.8):

- CLASSIC: Ésta estructura consiste de un gran casco cilíndrico amarrado en una posición vertical. Éste sistema ofrece una plataforma estable que puede alojar árboles secos, y apoyar con operaciones de reparación y perforación de pozos.
- TRUSS: Este nuevo diseño reemplaza la parte inferior del casco cilíndrico con una estructura truss abierta, con lo que es posible reducir tamaño y costo. Algunas están diseñadas para operar con árboles mojados, como es el caso de las truss de segunda generación. La truss está dividida en tres distintas secciones;
  - 1- La sección cilíndrica superior, llamado tanque duro, el cual proporciona la flotabilidad de la estructura.
  - 2- La sección central soporta las placas de movimiento vertical y proporciona una separación entre el tanque de la quilla (tanque *keel*) y el tanque duro.
  - 3- El tanque *keel*, también conocido como tanque suave, contiene el lastre fijo y actúa como un lugar de ubicación/colgadura para las líneas de exportación y líneas de flujo.

- 4- CELL: Tiene mayor facilidad de fabricación y flexibilidad, por lo que cuenta con un diseño más rentable, proporcionando otra opción para el desarrollo económico de los yacimientos en aguas profundas. Su casco está formado por tubos huecos que se utilizan para proporcionar estabilidad y flotabilidad, además, ésta SPAR está diseñada para árboles mojados.<sup>79, 80</sup>



FUENTE: Oil & Gas Journal (modificada)  
FIGURA 6.8, "TIPOS DE SPARs"

Las partes básicas de un sistema SPAR (figura 6.9) incluyen:

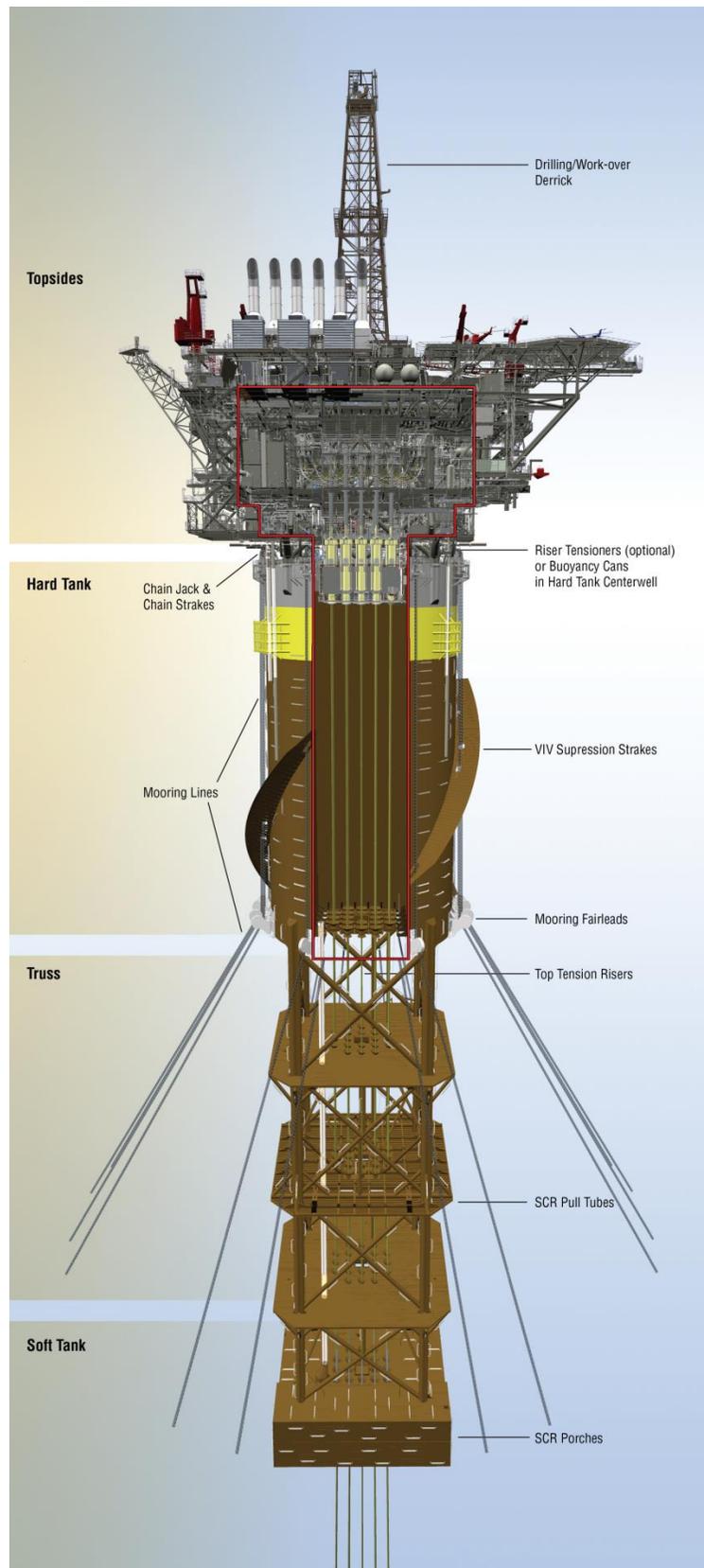
1. CUBIERTA: La cubierta superficial es típicamente una estructura multi-nivel. Para cubiertas de hasta aproximadamente 18000 [ton], el peso de la cubierta es soportada en cuatro columnas, las cuales unen el tanque duro en la intersección de un mampara radial con la cubierta exterior. Se agregan columnas adicionales para las cubiertas más pesadas. Las cubiertas de hasta 10000 [ton] pueden ser instaladas en alta mar con un solo elevador de carga (*lift*), pero las cubiertas más grandes requieren múltiples elevadores.

2. TANQUE DURO (*hard tank*): Proporciona la flotabilidad para soportar la cubierta, el casco, el contrapeso y las tensiones verticales (excepto los risers). El término "tanque duro" significa que sus compartimentos están diseñados para soportar la presión hidrostática. Típicamente hay de cinco a seis niveles del tanque entre la cubierta de la SPAR y el fondo del tanque duro, cada nivel separado por una cubierta (*watertight*). Cada nivel está dividido en cuatro compartimientos por mamparas radiales, que emanan de la esquina del *centerwell*. Hay hasta 28 compartimentos separados en el tanque duro. Normalmente, sólo el nivel inferior es de uso para lastre (contrapeso) variable, los otros niveles son espacios vacíos.
3. SECCIÓN CENTRAL O MEDIA (cubierta de acero o estructura truss): La sección media se extiende por debajo del tanque duro para darle a la SPAR su profundidad de calado. En las primeras SPARs clásicas la sección media era simplemente una extensión de la capa exterior de los tanques duros. No había ninguna estructura interna, excepto cuando se requería proporcionar apoyo a los tramos de risers en la sección media. Posteriormente las SPARs reemplazaron la sección media con una estructura truss espaciada. La disposición de ésta truss SPAR dio lugar a un peso menor y una estructura del casco menos costosa. Además, la truss tiene menos arrastre y reduce las cargas generales de amarre en ambientes de alta corriente.
4. TANQUE SUAVE (*soft tank*): El tanque suave en el fondo de la SPAR está diseñado para proporcionar flotación durante las etapas de instalación cuando la SPAR está flotando horizontalmente. También proporciona compartimientos para la colocación del contrapeso fijo una vez que la SPAR es colocada verticalmente. El tanque suave tiene un *centrewell* y una guía (*keel*) que centra los risers en ese punto.

Los principales criterios de diseño para el tamaño de una SPAR son:

- Peso máximo de cubierta superficial y risers soportados que necesitan ser acomodados por la SPAR.
- Excentricidad de la cubierta, la cual necesita ser ajustada por el contrapeso variable.
- Área requerida en el *centrewell* para encerrar los risers.
- Suficiente *centrewell* para soportar la flotabilidad del riser y otros requerimientos del riser.
- Capacidad de ser transportada en una sola pieza sobre un buque de carga.
- Máximo calado menor a 10 [m].

Aparte del tamaño del *centrewell*, los principales parámetros para el tamaño del casco de la SPAR incluyen: el diámetro, la profundidad del tanque duro, el lastre (contrapeso) fijo y el calado.<sup>67</sup>



FUENTE: *Offshore magazine* 2012

FIGURA 6.9, TÍPICOS COMPONENTES DE UNA ESTRUCTURA SPAR”

### ✚ VENTAJAS DE LA SPAR

- ✓ Menos sensible que las TLPs a la profundidad del agua y a la carga útil.
- ✓ Permite cabezales superficiales (árboles secos) o cabezales submarinos (árboles húmedos o mojados).
- ✓ Acceso para pozos verticales.
- ✓ Soporte de pozos remotos.
- ✓ Capacidad para perforación, reparación y producción de pozos.
- ✓ Sistema de amarre lateral activo puede proporcionar acceso de perforación a un gran patrón de pozos.

### ✚ LIMITACIONES DE LA SPAR

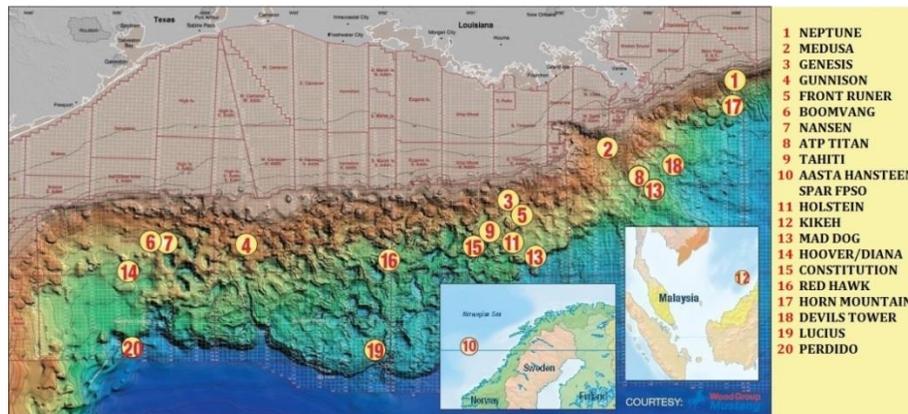
- × Campaña costa fuera más extensa para su integración e instalación.
- × Sensible a las ondas de largos periodos.
- × Soporte de TTRs (*Top Tensioned Risers*) en aguas muy profundas.
- × Espacio de *centrewell* limitado por gran número de TTRs.

Debido a la longitud de una SPAR, su casco no puede ser remolcado en posición vertical. Por lo tanto, éste es remolcado de lado, lastrado a una posición vertical y luego anclado en su posición. La parte superior no se toma con el casco y se acopla en alta mar una vez que la SPAR está instalada.

La SPAR es muy eficaz una vez instalada, pero el gran tamaño y el contrapeso incrementan la complejidad de fabricación y entrega. Las operaciones de instalación, transporte y las conexiones correspondientes de la estructura, deben ser cuidadosamente planeadas y ejecutadas para evitar el incremento de costos y retrasos en el proyecto.<sup>81</sup>

### ✚ DISTRIBUCIÓN DE SPARS

De acuerdo con información del 2012, se encontraban operando un total de 20 SPARs alrededor del mundo (mapa 6.3). La mayoría de las SPARs están ubicadas en el Golfo de México, en la parte de Estados Unidos. Las tablas 6.12 a la 6.15 muestran información referente a las cinco SPARs que operan a mayor profundidad.<sup>77</sup>



FUENTE: *Offshore magazine* 2012 (modificada)  
MAPA 6.3, "DISTRIBUCIÓN MUNDIAL DE SPARS"

## SISTEMAS DE PRODUCCIÓN FLOTANTES

<b>Nombre de la instalación</b>	Red Hawk	Horn Mountain	Devils	Lucius	Perdido
<b>País</b>	GOM	GOM	GOM	GOM	GOM
<b>Profundidad de agua [m]</b>	1615	1653	1710	2173	2383
<b>Reservas del yacimiento [MBPCE]</b>	417	~150	80 - 100	300	TBA
<b>Árbol mojado o seco</b>	Mojado	Seco	Seco	Mojado	Mojado
<b>Número total de pozos</b>	2	10	8	8 (inicial)	35

FUENTE: *Offshore magazine 2012 (modificada)*

TABLA 6.12, "INFORMACIÓN GENERAL"

<b>Producción de aceite [MBD]</b>	Future	65	60	80	100
<b>Producción de gas [MMPCD] estándar</b>	120 (300 future)	68	110	450	200
<b>Agua producida [MBWD]</b>	0	30	40	50	40

FUENTE: *Offshore magazine 2012 (modificada)*

TABLA 6.13, "INFORMACIÓN DE LA CAPACIDAD DE PROCESO"

<b>Tipo de SPAR</b>	Cell (3rd Gen.)	Truss (2nd Gen.)	Truss (2nd Gen.)	Truss (2nd Gen.)	Truss (2nd Gen.)
<b>Diámetro [m]</b>	19.5	32.3	28.65	33.5	36
<b>Longitud [m]</b>	170.7	169.1	178.6	184.4	170
<b>Longitud del tanque duro [m]</b>	85.3	68.9	73.45	88.7	80.4
<b>Calado [m]</b>	158.5	153.9	163.4	167.6	153.9
<b>Dimensiones del centerwell [ft]</b>	N/A	52 x 52	42 x 42	40 x 40	46 x 46
<b>Número de placas de oleaje</b>	4	3	3	2	2

FUENTE: *Offshore magazine 2012 (modificada)*

TABLA 6.14, "INFORMACIÓN DEL CASCO"

<b>Área total de la cubierta [ft<sup>2</sup>]</b>	36610	63750	77000	--	87000
<b>Tipo de sistema de amarre</b>	6 piernas tensas	Catenaria tensa 9 (3 x 3)	9 (3 x 3) piernas tensas	9 (3 x 3) piernas tensas	9 puntos activos de expansión de amarre
<b>Descripción del sistema de amarre</b>	cadena-poly-cadena	cadena & cable	cadena & cable	cadena-poly-cadena	Plataforma cadena, Línea sintética, Tierra cadena

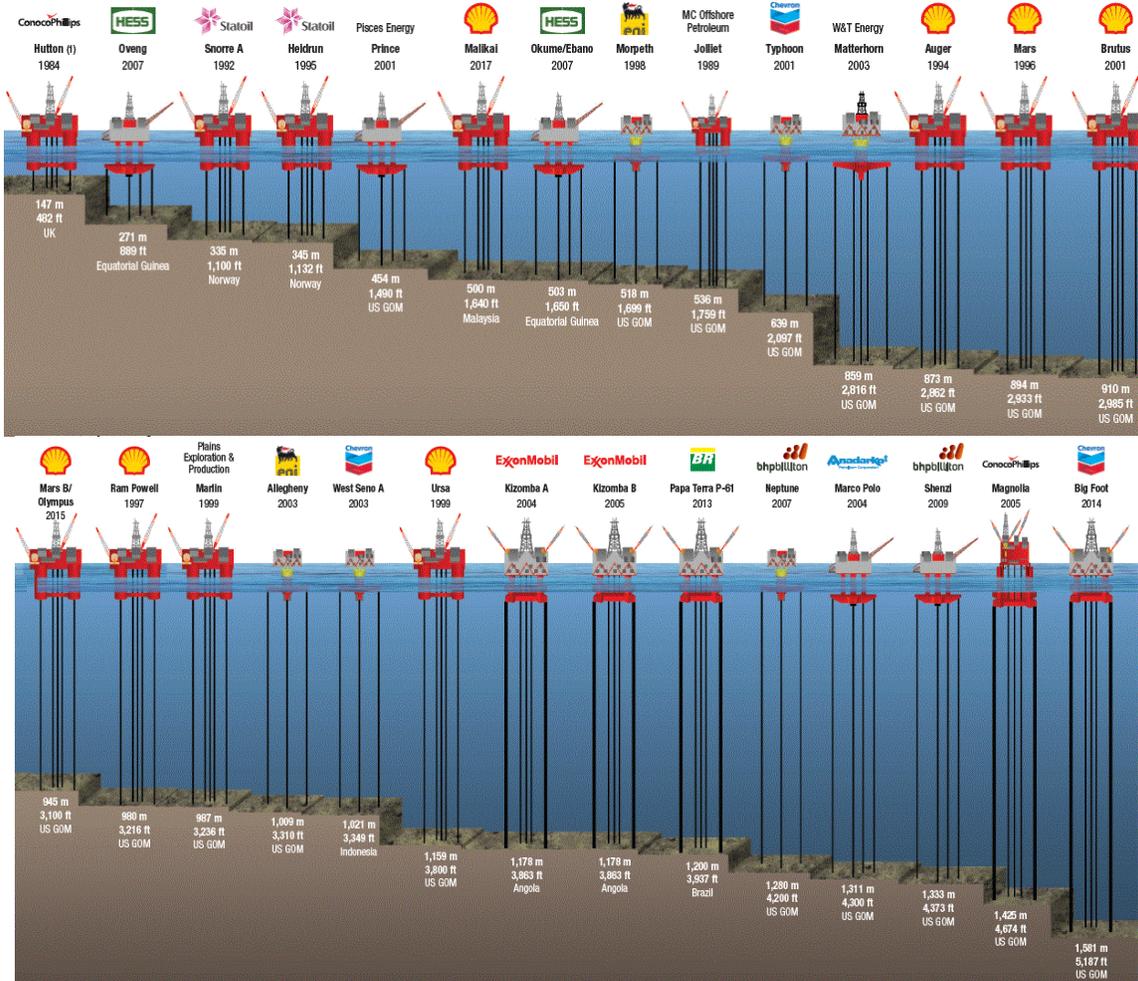
FUENTE: *Offshore magazine 2012 (modificada)*

TABLA 6.15, "INFORMACIÓN DE LA CUBIERTA Y DEL SISTEMA DE AMARRE"

6.5 SISTEMA DE PIERNAS TENSIONADAS (TLP)

Como una semi-sumergible, las TLPs consisten de columnas y pontones. La única característica diferente es el sistema de amarre, el cual consiste de tendones verticales. Una TLP es una plataforma verticalmente amarrada. Su sistema de amarre está orientado verticalmente y consiste de elementos de acero tubulares llamados tendones. El grupo de tendones en cada esquina de la estructura es denominado pierna tensora. El sistema tendón está altamente tensado debido al exceso de flotabilidad del casco de la plataforma. La alta tensión limita los desplazamientos horizontales a un pequeño porcentaje de la profundidad del agua. Los movimientos verticales de la TLP son casi inexistentes debido a la alta rigidez axial del tendón (baja elasticidad). Además, los movimientos por cabeceo (*roll*) y balance (*pitch*) son insignificantes.

La figura 6.10 muestra la evolución en profundidad de TLPs. La más profunda es la TLP Big Foot (1581 m de tirante de agua), la cual le corresponde al año 2014.<sup>73</sup>



FUENTE: Offshore magazine 2013

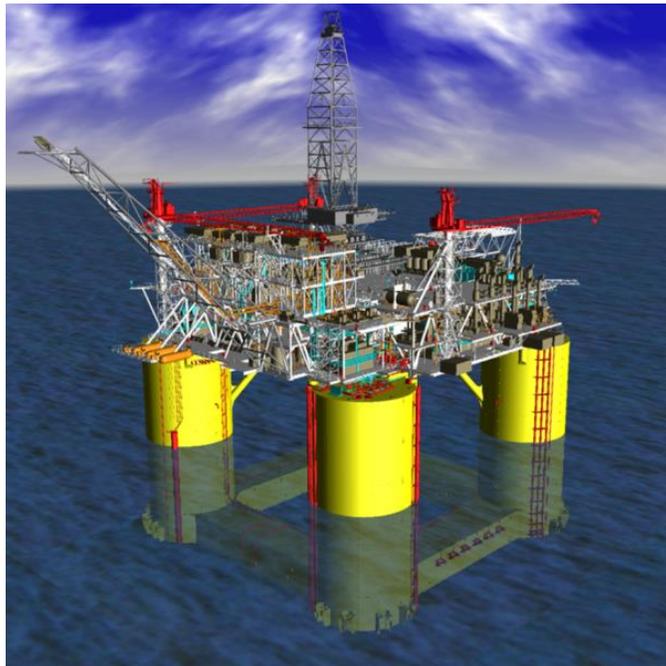
FIGURA 6.10, "EVOLUCIÓN DE TLPs POR PROFUNDIDAD DE AGUA"

La TLP es uno de los sistemas de producción flotantes más utilizado para el desarrollo de aceite y gas en aguas profundas. La TLP es particularmente adecuada para tirantes de agua entre 300 [m] y 1600 [m]. La primera TLP fue construida por Conoco en 1984. Otras unidades instaladas en el Golfo de México, entre 1992 y 2001, fueron las TLPs para aguas profundas de Shell.

Un desafío para los diseñadores de TLPs es mantener los periodos naturales de tirón (*heave*) y cabeceo. El período de tirón puede ser controlado incrementando el espesor de la pared de la tubería de los tendones. El período de cabeceo puede ser reducido colocando los tendones en una amplia separación para aumentar la rigidez. La TLP de piernas extendidas (ETLP) fue introducida por Exxon Mobil en el 2003.

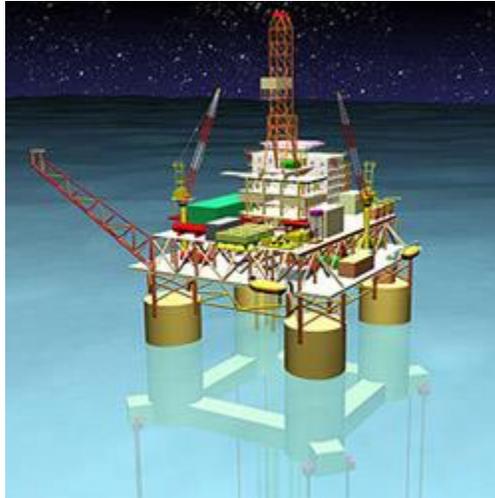
Existen diferentes tipos de configuraciones de TLPs;

- CLÁSICA (CTLP): Ésta estructura (figura 6.11), es remolcada a un pozo costa fuera en posición vertical a su desplazamiento, posteriormente es lastrada hacia abajo para que los tendones se puedan unir a la TLP en sus cuatro esquinas. El modo de transporte de TLP permite que la cubierta se una a la TLP en tierra antes de que el casco sea llevado al océano. Todas las TLPs clásicas consisten de 4 columnas y pontones de anillo sin refuerzos diagonales.



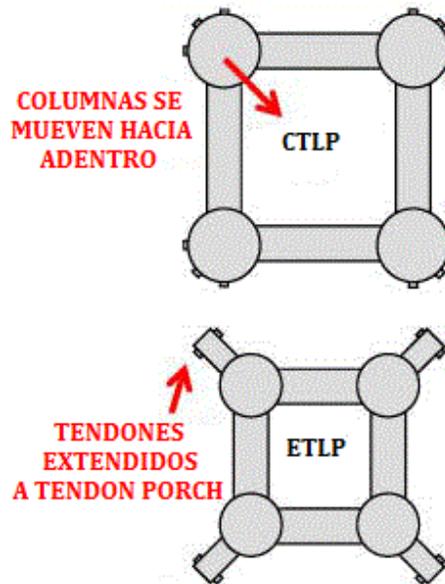
FUENTE: Shell  
FIGURA 6.11, "CTLP"

- DE PIERNAS EXTENDIDAS (ETLP): Este concepto tiene cuatro columnas en un espacio más cercano que lo normal, pontones de anillo y extensiones de pontones (figura 6.12). Algunos beneficios son: significativo ahorro de peso de acero en la cubierta y el casco, capaz de llevar mayores cargas útiles en aguas profundas y el número de tendones es reducido.



FUENTE: [www.rigzone.com/training/insight.asp?insight\\_id=305&c\\_id=12](http://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight_id=305&c_id=12)  
FIGURA 6.12, "ETLP"

La figura 6.13 muestra las diferencias que existen entre una CTLP y una ETLP.



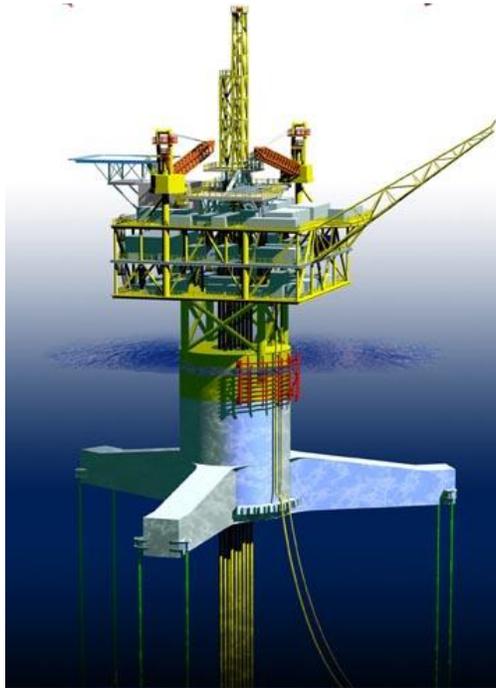
FUENTE: FloaTEC (modificada)  
FIGURA 6.13, "DIFERENCIAS ENTRE CTLP Y ETLP"

- MINI TLP SEASTAR: Mini plataforma de producción en aguas profundas (figura 6.14). Ésta toma el concepto de TLP y proporciona una aplicación para campos marginales rentables. Es una pequeña TLP con una sola columna, superficie/perforación. La columna es colocada hacia abajo cerca de la superficie del mar para reducir las cargas superficiales en la estructura.

La estructura de la cubierta está soportada por una única columna con tres pontones que convergen en la quilla de la columna. Al final de cada pontón, dos porches simétricos están incorporados para unir los seis amarres, dos en cada pontón.

El casco sumergido se extiende en tres elementos estructurales en la parte inferior de una forma triangular, los cuales son utilizados para soportar y separar los tendones de acero tubulares. El casco proporciona flotabilidad suficiente para soportar la cubierta, instalaciones y risers flexibles. El exceso de flotabilidad proporciona pre-tensión al tendón.

La seastar es generalmente remolcada al sitio de interés en una posición vertical. Pero debido a la pequeña área de flotación de su único casco columna y bajo centro de flotación, no puede llevar a la cubierta con éste. Generalmente, la cubierta es acoplada en el lugar, una vez que los tendones son conectados y tensionados.



FUENTE: Keepel Corporation  
FIGURA 6.14, "TLP SEASTAR"

- MINI TLP MOSES: Aparece para ser una TLP miniaturizada. La estructura de la cubierta es soportada por cuatro columnas y las columnas son conectadas mediante pontones (figura 6.15). Las características de movimiento de la moses son similares a las de la seastar, sin embargo, a diferencia de las TLPs estándar, las mini TLPs necesitan dedicar un gran porcentaje de su desplazamiento (35 - 45%) para la pre-tensión.

La estructura de la cubierta está sostenida por cuatro columnas muy próximas entre sí, conectadas con pontones en la quilla. Los amarres son conectados a las extensiones de pontones para aumentar el brazo de palanca y reducir los requerimientos de pre-tensión de los amarres. Ocho amarres, dos en cada extensión de pontón, conectan la unidad al fondo marino.



FUENTE: [www.rigzone.com/training/insight.asp?insight\\_id=305&c\\_id=12](http://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight_id=305&c_id=12)  
FIGURA 6.15, "TLP MOSES"

A diferencia de las semi-sumergibles, las TLPs han sido exclusivamente utilizadas como sistemas de producción situados permanentemente, la mayoría con funciones de perforación y reparación. La movilidad no es un problema. Con un mínimo rango de funciones, las TLPs tienen muy pequeña dependencia en su función. Sin embargo, el tamaño sí presenta ciertos problemas de logística operativa, además de que la localización permanente reduce las opciones de mantenimiento. También, inherentemente las TLPs no se consideran una opción para el almacenamiento de petróleo.

Normalmente, la TLP consiste de los siguientes componentes principales (figura 6.16):

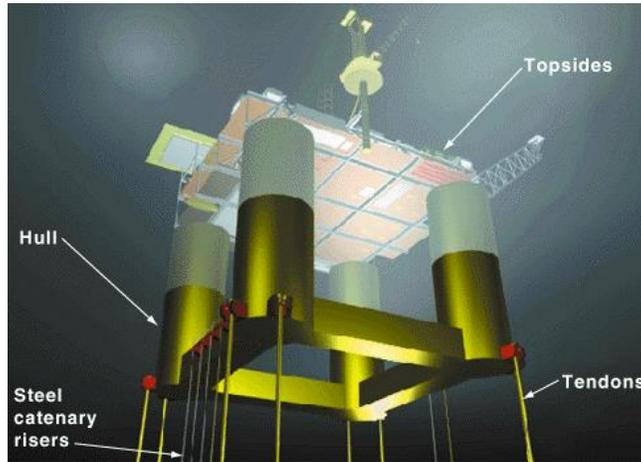
1. Instalaciones superficiales de producción y procesamiento, instalaciones de perforación (árbol seco o mojado), alojamiento, helipuerto y estructura de la cubierta.
2. Sistema marino del casco, contrapeso de tanques, almacenamiento en el casco, estructura del casco (columnas y pontones).
3. Porches tendón-tendón, tuberías tendón, establecimiento del tendón.
4. Risers tensionados de perforación, risers de exportación (de acero o flexibles), tieback risers (de acero o flexibles). <sup>67, 82, 83</sup>

#### ✚ VENTAJAS DE LA TLP

- ✓ Dependiendo del tipo de TLP, ésta puede operar con cabezales superficiales (árboles secos) o con cabezales submarinos (árboles mojados).
- ✓ Acceso vertical para la perforación de pozos a través de TTRs.
- ✓ Soporte a pozos remotos a través de SCRs (*Steel Catenary Riser*).
- ✓ Capacidad para perforar, reparar y producir.
- ✓ Características al movimiento mejoradas comparadas con SPARs y Semi-sumergibles.
- ✓ Record de movimiento probado.

✚ *LIMITACIONES DE LA TLP*

- × Profundidad de agua/cargas útiles limitadas.
- × Costo del sistema tendón.
- × El sistema de amarre vertical no proporciona un control activo de la posición horizontal (por ejemplo, para el acceso a pozos).
- × Son sensibles al peso.



FUENTE: Oil & Gas Journal

FIGURA 6.16, "PRINCIPALES COMPONENTES DE UNA ESTRUCTURA TLP"

El sistema tendón es fundamental para el desempeño de la TLP, por lo que éste debe ser cuidadosamente diseñado, fabricado, inspeccionado e instalado para asegurar el rendimiento y la solidez a largo plazo. La instalación del tendón requiere equipo especializado y una ejecución cuidadosa.<sup>82</sup>

✚ *DISTRIBUCIÓN DE TLPs*

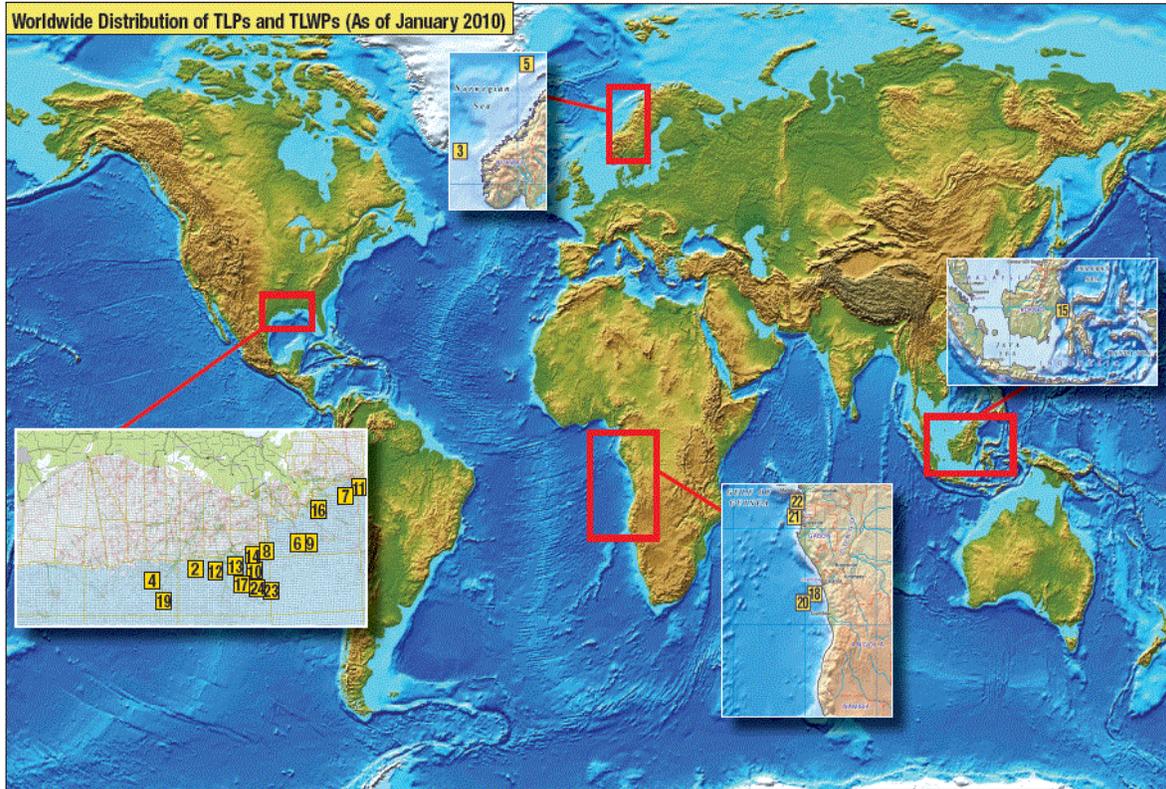
De acuerdo con información del 2010, se encontraban operando un total de 25 TLPs alrededor del mundo (mapa 6.4), de las cuales 18 se encuentran ubicadas en el norte del Golfo de México. La TLP Neptune (tirante de agua de 1280 m), y la TLP Shenzi (tirante de agua de 1333 m) son dos de las más profundas a nivel mundial. Ambas se ubican en el GOM. Las tablas 6.16 a la 6.21 muestran información referente a estas dos TLPs. Cabe mencionar, que información de 2013 muestra un total de 28 TLPs alrededor del mundo.<sup>73, 84</sup>

Nombre de la estructura	Neptune	Shenzi
<b>Tipo de TLP</b>	1 columna, nueva generación	4 columnas, nueva generación
<b>Árbol seco o mojado</b>	mojado	mojado
<b>Ubicación general</b>	US - GOM	US - GOM
<b>Bloque</b>	GC 613	GC 653 & 654
<b>Profundidad de agua [m]</b>	1280	1333

FUENTE: Offshore magazine 2010 (modificada)

TABLA 6.16, "INFORMACIÓN GENERAL"

## SISTEMAS DE PRODUCCIÓN FLOTANTES



FUENTE: *Offshore magazine 2010*  
 MAPA 6.4, "DISTRIBUCIÓN MUNDIAL DE TLPs"

<b>Número total de pozos</b>	7	20
<b>Pozos de producción</b>	7	7 (inicial) / 15 (campo completo)
<b>Pozos de inyección de agua</b>	--	--

FUENTE: *Offshore magazine 2010 (modificada)*  
 TABLA 6.17, "INFORMACIÓN DE LOS POZOS"

<b>Producción de aceite [MBD]</b>	50	100
<b>Producción de gas [MMPCD]</b>	50	50
<b>Flujo total [MPCED]</b>	58.3	108.3
<b>Agua producida [MBWD]</b>	30	75
<b>Inyección de agua [MMBD]</b>	--	125
<b>Dimensiones de la cubierta (L x W x H) [m]</b>	36.6 x 33.5	44 x 59 x 19.2

FUENTE: *Offshore magazine 2010 (modificada)*  
 TABLA 6.18, "INFORMACIÓN DE LAS INSTALACIONES SUPERFICIALES"

SISTEMAS DE PRODUCCIÓN FLOTANTES

<b>Número de columnas</b>	1	4
<b>Altura de columna [m]</b>	39	54
<b>Número de pontones</b>	3	4
<b>Diseño de vida (años)</b>	20	25
<b>Número de tendones</b>	6 (3 x 2)	8 (4 x 2)
<b>Longitud total del tendón [m]</b>	--	1310
<b>Segmentos del tendón x Longitud [m]</b>	88	108.8

FUENTE: *Offshore magazine 2010 (modificada)*  
 TABLA 6.19, "INFORMACIÓN DEL CASCO Y DEL TENDÓN"

<b>Pesos superficiales (cubierta &amp; instalaciones) [kg]</b>	40451	55146
<b>Peso del casco [kg]</b>	37784	79334
<b>Peso total [kg]</b>	78235	134480
<b>Carga útil (Instalaciones/ riser/Plataforma-Cubierta) [kg]</b>	50802	94410
<b>Peso de los tendones [kg]</b>	41683	8440

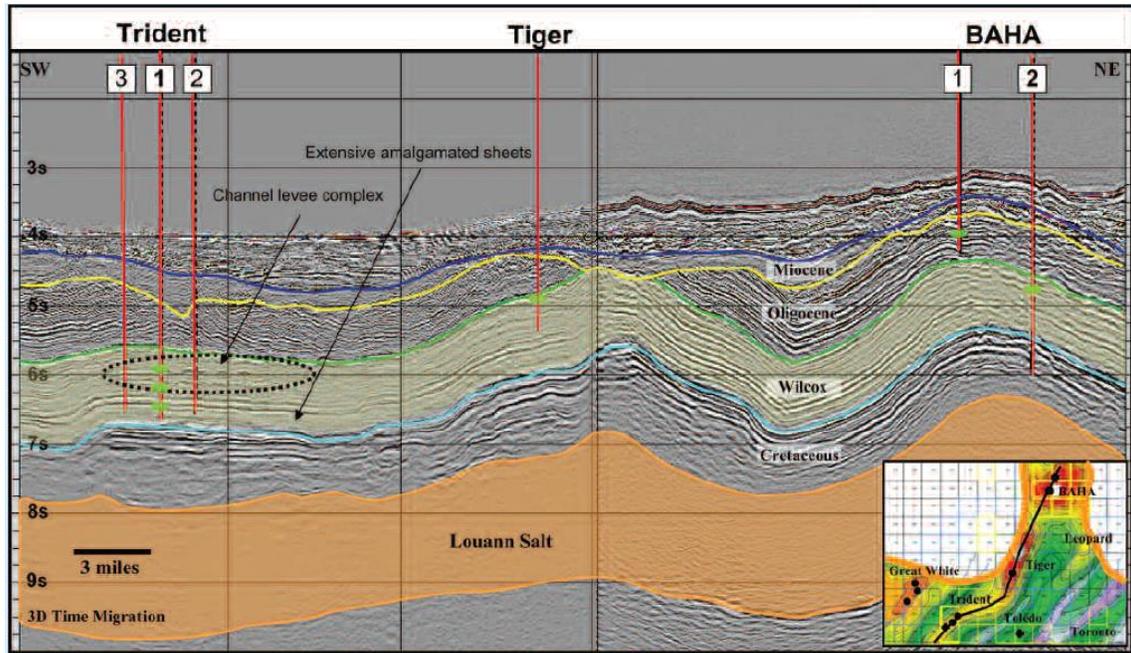
FUENTE: *Offshore magazine 2010 (modificada)*  
 TABLA 6.20 "INFORMACIÓN DEL PESO"

<b>Tamaño de la línea de tubería para exportar aceite &amp; Tipo de riser [pg]</b>	20	20
<b>Longitud de exportación de aceite [km]</b>	32	134
<b>Tamaño de la línea de tubería para exportar gas &amp; Tipo de riser [pg]</b>	12.75	12
<b>Longitud de exportación de gas [km]</b>	32	18

FUENTE: *Offshore magazine 2010 (modificada)*  
 TABLA 6.21 "INFORMACIÓN DE LA LÍNEA DE TUBERÍA PARA EXPORTACIÓN"

## 7.1 HISTORIA DEL CAMPO TRIDENT

Un mes después de la terminación del pozo BAHA 2, el pozo exploratorio Trident-1 comenzó a perforarse aproximadamente 30 [millas] (48.3 km) al sur, en un anticlinal cerrado a lo largo del mismo eje del pliegue. La figura 7.1 ilustra el carácter sísmico de los sistemas de diques de canal en la Formación Wilcox Superior y arenas laminadas regionalmente extensas en la Formación Wilcox Inferior.<sup>85</sup>

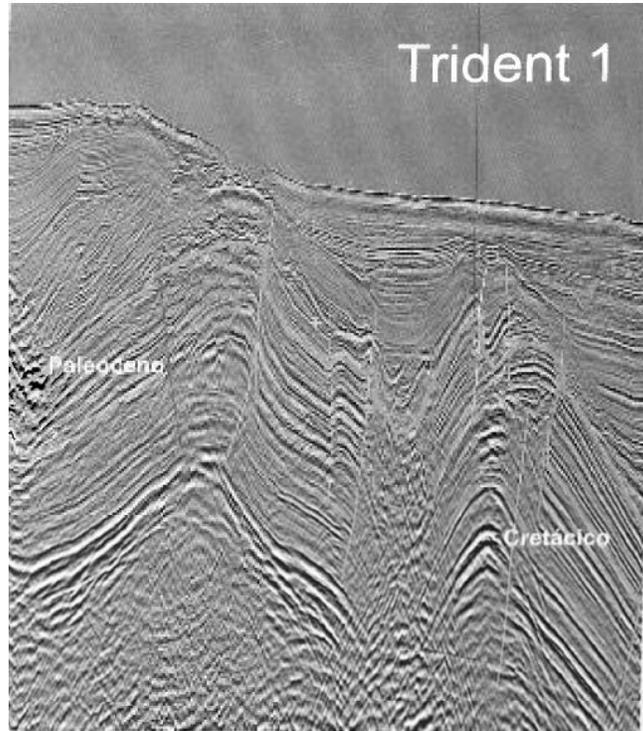


FUENTE: From Baha to Jack, evolution of the lower tertiary Wilcox trend in the deepwater Gulf of Mexico  
 FIGURA 7.1, "LÍNEA DE ENLACE SÍSMICO DE Baha A TRIDENT"

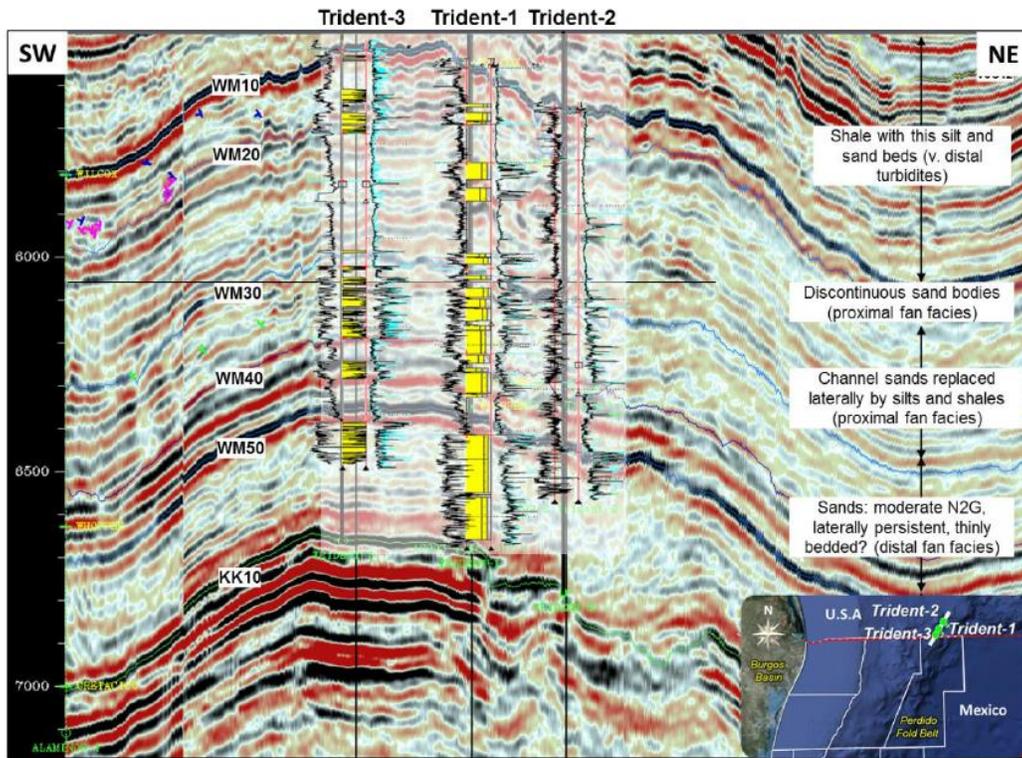
En julio de 2001, se perforó el pozo Trident-1 en el bloque 947 de Alaminos Canyon, uniendo los recursos de las compañías Unocal, Chevron, OEI, AGIP y Phillips. La operación se realizó en 66 días, con un costo aproximado de 34 millones de dólares, habiéndose superado 9744 [ft] (2970 m) de tirante de agua con una profundidad total de más de 20492 [ft] (6246 m). Las manifestaciones ocurrieron entre 19028 [ft] y 19357 [ft] (5800 m y 5900 m) en arenas turbidíticas equivalentes a la Formación Wilcox. Se descubrió aceite de 40 °API, el espesor de sus estratos impregnados es de 300 [ft] (91 m) y una estimación previa del potencial fue de 320 [mmbpce] a 800 [mmbpce].

En la figura 7.2 se observa que el pozo Trident-1 se perforó en un anticlinal con núcleo de sal, casi simétrico, cuyo cierre presenta buzamiento hacia el suroeste. La información sísmica actual indica que el cierre estructural no penetra a México.<sup>86</sup>

Después de la perforación del pozo Trident-1, se perforaron dos pozos delimitadores (Trident-2 y Trident-3), uno localizado al norte con un tirante de agua de 2965 [m], el cual fue evaluado como exitoso debido a que éste confirmó la continuidad del campo al norte (figura 7.3).<sup>87</sup>



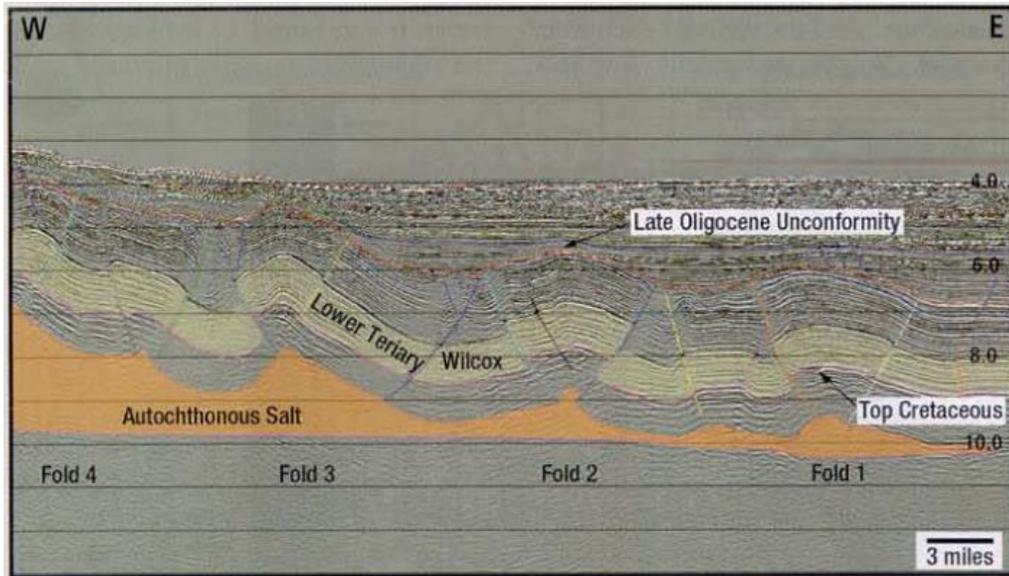
FUENTE: El Cinturón Plegado Perdido mexicano. Estructura y potencial petrolero  
 FIGURA 7.2, "PERFIL SÍSMICO A TRAVÉS DEL DESCUBRIMIENTO TRIDENT"



FUENTE: Integration of geophysical interpretation methods applied in the Perdido Fold Belt  
 FIGURA 7.3, "CORRELACIÓN DE POZO EN EL CAMPO TRIDENT, MOSTRANDO LA PRESENCIA DE LA ROCA DEL YACIMIENTO DENTRO DE LA FORMACIÓN TERCIARIA WILCOX EOCENO INFERIOR Y WHOPPER PALEOCENO SUPERIOR"

Los descubrimientos del campo Trident en julio de 2001 y del campo Great White en junio de 2002, demostraron un importante potencial de hidrocarburos en el Cinturón Plegado Perdido por la documentación de acumulaciones de petróleo en una variedad de yacimientos de turbiditas de arenas laminadas a amalgamadas y sistemas de canales.

Estos descubrimientos tienen una configuración de cuenca común, un borde de la cuenca salada distal Louann, y núcleos de sal de cierres anticlinales con estilos de caja simétricos cabalgados del Cinturón Plegado Perdido en Alaminos Canyon (figura 7.4).<sup>88</sup>



FUENTE: *Emergence of the Lower Tertiary Wilcox Trend in the deepwater Gulf of Mexico*  
FIGURA 7.4, "ESTILO TECTÓNICO DEL CINTURÓN PLEGADO PERDIDO EN EL ÁREA ALAMINOS CANYON. CABALGADURAS DE PLIEGUES DE CAJA SIMÉTRICOS"

Aunque existen campos cercanos a Trident, de nombre Tobago, Great White y Silvertip, los cuales fueron incorporados a un proyecto denominado Perdido, Trident no se incluyó en este desarrollo.

A pesar del potencial del campo Trident, el proyecto nunca fue sancionado por el desarrollo, y en 2008 venció el plazo de arrendamiento principal. Nuevas concesiones fueron otorgadas a Rocksource en la ronda 2009. Rocksource mantiene los contratos de arrendamiento por un período de diez años, sin compromisos de trabajos adjuntos, por lo que Rocksource es el actual operador.

En el momento del descubrimiento del campo Trident en 2001, no había ninguna infraestructura establecida en la zona. Sin embargo, en 2006 los desarrollos Great White, Silvertip y Tobago fueron aceptados por Shell, creando el desarrollo regional Perdido, un gran desarrollo diseñado para producir 130000 [bpced] de los campos dentro de un radio de 30 [millas]. Mientras la mejor opción hasta ahora es el uso de un tieback submarino para el desarrollo Perdido, los recursos indicados en el informe por la GCA (*Gaffney, Cline & Associates*) tienen potencial para apoyar un desarrollo independiente de Trident.

En marzo de 2009, Trident fue adquirido por Rocksource con la esperanza de unirse al desarrollo Perdido. Sin embargo, en noviembre de 2010, el operador recibió una revisión de terceros de los recursos del campo, sugiriendo que el campo podría apoyar un desarrollo independiente.

Rocksource ha iniciado nuevos estudios para probar el desarrollo independiente, y espera que estos estudios servirán de base para su posterior maduración del campo Trident.<sup>89</sup>

## 7.2 CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO TRIDENT

El campo Trident está localizado en una zona de aguas ultra profundas en el área Alaminos Canyon, aproximadamente 6 [km] al norte del límite entre México y Estados Unidos de América y 10 [km] al sur del campo Great White. Éste campo consiste de 7 bloques: Alaminos Canyon (AC) 860, 861, 903, 904, 905, 947 y 948 (mapa 7.1).<sup>87,90</sup>

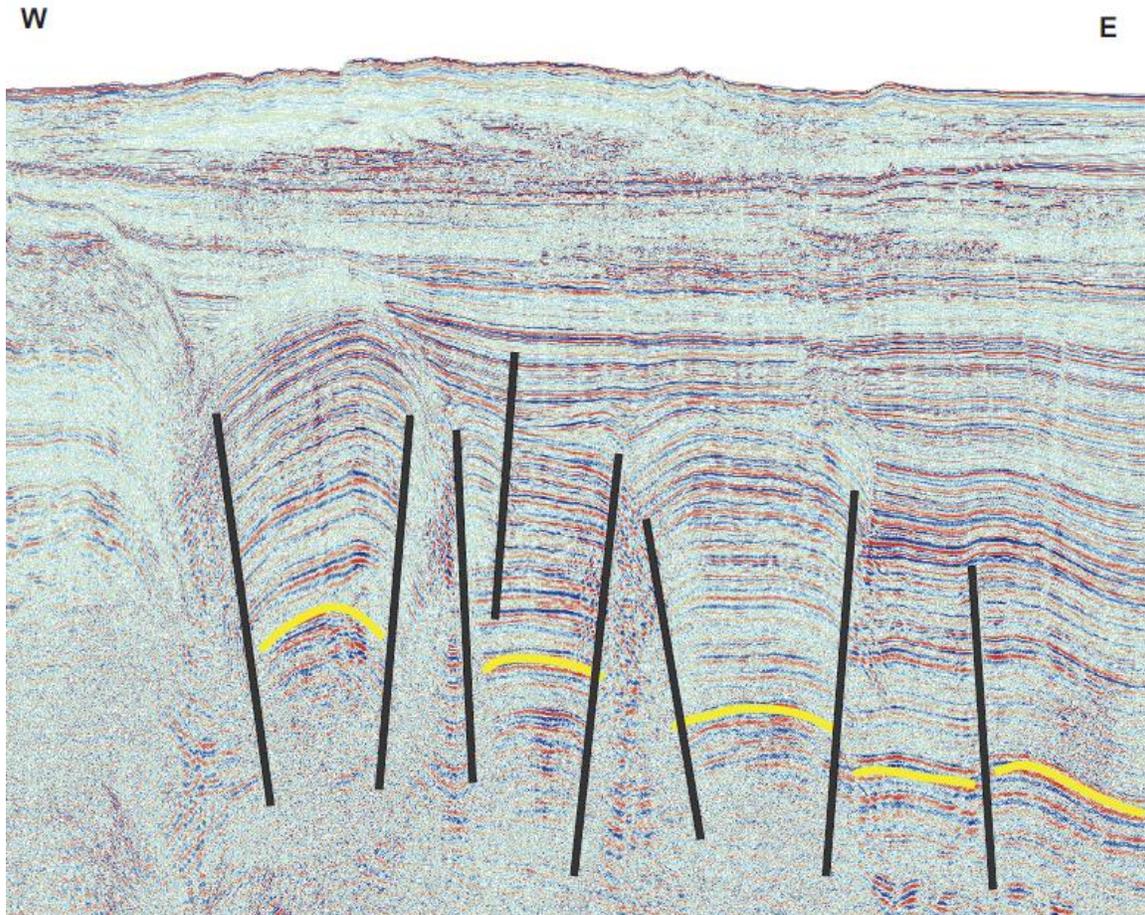


FUENTE: *Offshore magazine 2014 (modificada)*  
MAPA 7.1, "LOCALIZACIÓN DE POZOS EXPLORATORIOS TRIDENT"

Localizado en profundidades de agua de hasta 9744 [ft] (2970 m), el pozo Trident 1 estableció un récord mundial en el momento en que fue perforado por su profundidad de agua.

Todos los pozos Trident encontraron yacimientos de areniscas en la Formación Wilcox y crudo ligero de 40 °API, los yacimientos Trident son del Terciario Inferior (*Lower Tertiary Trend*), figura 7.5.

Se estima que el volumen de recursos recuperables netos en la formación superior Wilcox, en Trident, podría variar desde 53 [mmb] hasta 101 [mmb] de petróleo junto con 55 [mmmmpc] a 105 [mmmmpc] de gas asociado, con la mejor estimación combinada siendo 90 [mmbpce] (76 [mmb] y 79 [mmmmpc] de gas).<sup>89,91</sup>



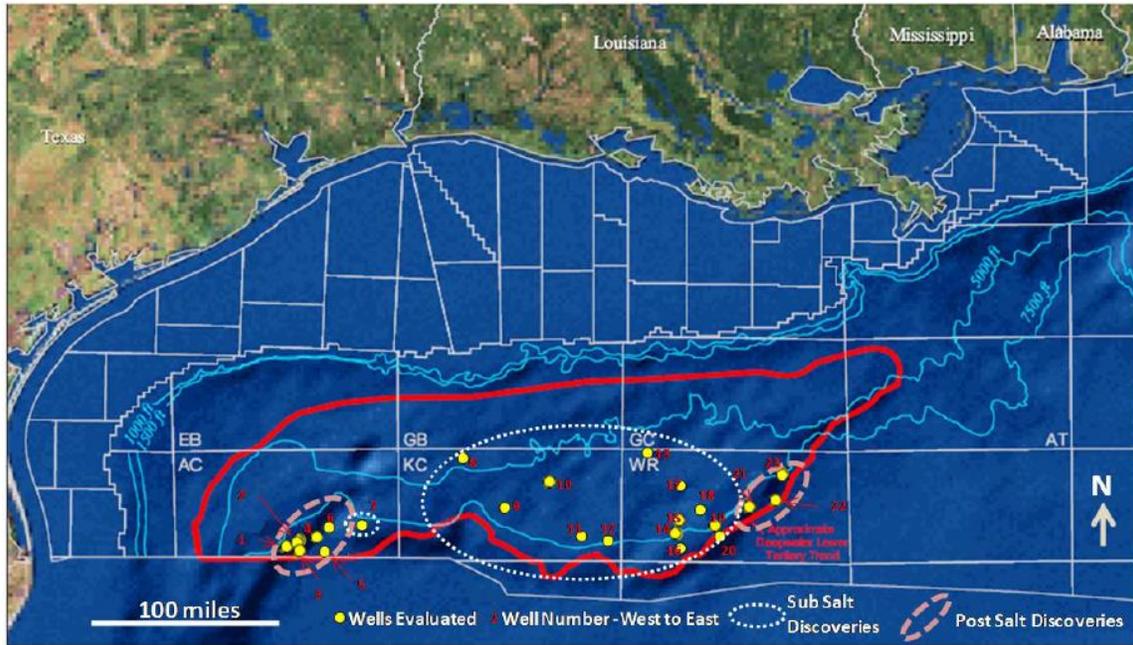
*FUENTE: Petroleum traps in deepwater settings*

FIGURA 7.5, “PERFIL SÍSMICO A TRAVÉS DEL DESCUBRIMIENTO TRIDENT, CINTURÓN PLEGADO PERDIDO, ÁREA DE ALAMINOS CANYON, AL NOROESTE PROFUNDO DEL GOLFO DE MÉXICO. LA TRAMPA CONSISTE DEL CIERRE DE CUATRO VÍAS A TRAVÉS DE UN PLIEGUE DE SAL, CON FALLAS INVERSAS DE MENOR IMPORTANCIA EN EL FLANCO”

### 7.3 MODELO DEPOSICIONAL Y ESTRATIGRÁFICO DEL PLAY WILCOX DEL GOLFO DE MÉXICO

El mapa 7.2 muestra los pozos evaluados en la Formación Wilcox del Golfo de México: 7 pozos en Alaminos Canyon (AC), 5 pozos en Keathley Canyon (KC), y 11 pozos en Walker Ridge (WR). Estos pozos son exploratorios en los siguientes campos prospectos del Golfo de México: Great White, Tobago, Trident, Tiger, Toledo, North Brontosaurus, Diamondback, Tiber, Sardinia, Kaskida, Buckskin, Hadrian, Shenandoah, Jack, Julia, Hal, Chuck, Tucker, St Malom Das Dump, Stones, Chinook y Cascade.

En aguas someras y profundas del Golfo de México, correspondientes a Texas y Louisiana, ha habido una intensa exploración petrolera, que ha avanzado en ese sentido; algunas de las últimas perforaciones se localizan en la estructura geológica denominada Cinturón Plegado Perdido, concretamente en el play Wilcox del Alaminos Canyon (tabla 7.1).<sup>90</sup>



FUENTE: Gulf of Mexico Wilcox play property trend review

MAPA 7.2, "MAPA DEL PLAY WILCOX DEL GOLFO DE MÉXICO CON LA LOCALIZACIÓN DE LOS POZOS"

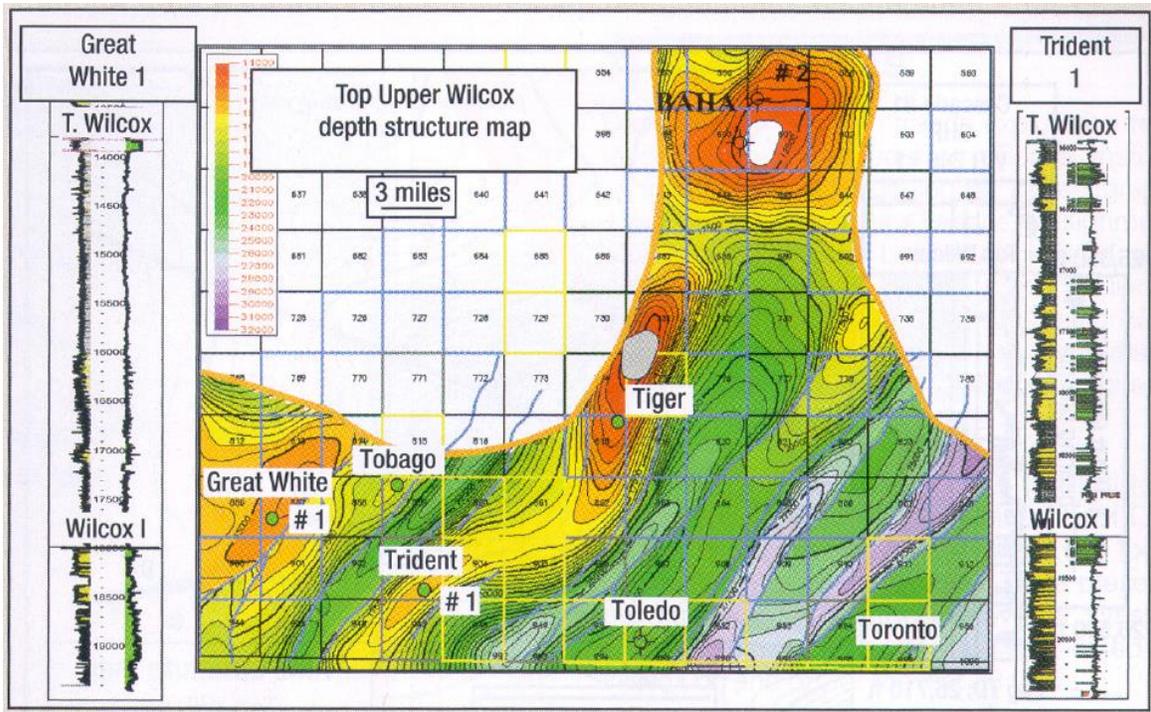
Períodos	Épocas	Formaciones	
<b>CUATERNARIO</b>	Pleistoceno		
	Plioceno		
	Mioceno		
	<b>CENOZOICO</b>	Oligoceno	Frío No Marino, Frío Marino, Vicksburg
		Eoceno	
	Paleoceno	Wilcox, Midway	
<b>CRETÁCICO</b>			

FUENTE: ¿Es prioritario explotar en el Golfo de México? (modificada)

TABLA 7.1, "ESCALA GEOLÓGICA DEL CENOZOICO Y FORMACIONES EQUIVALENTES DE INTERÉS PETROLERO, EN EL NORESTE DE MÉXICO Y SURESTE DE ESTADOS UNIDOS DE NORTE AMÉRICA"

Después de la perforación de los pozos BAHA, Trident y Great White, la integración de los datos sub-superficiales (registros, pruebas, datos de núcleos) y de los datos sísmicos (reprocesado 3D y profundidad de migración) proporcionaron un modelo deposicional mucho más complejo de la sección Wilcox Superior (figura 7.6). El sistema deposicional Wilcox Superior es un lodo rico, un canal de dique a canales amalgamados. Considerando que, la sección Wilcox Inferior es caracterizada por arenas laminada a amalgamadas.<sup>88</sup>

La tendencia Wilcox de las aguas profundas del Golfo de México comprende turbiditas de abanicos, de edades del Paleoceno Superior (o tardío) al Eoceno Inferior (o temprano) que se extienden sobre algunas 400 [mi] de Alaminos Canyon en el oeste, al Atwater Valley en el este. El Wilcox es un resumen del sistema Terciario Inferior.



FUENTE: Emergence of the Lower Tertiary Wilcox Trend in the deepwater Gulf of Mexico  
 FIGURA 7.6, "RESUMEN DEL CINTURÓN PLEGADO PERDIDO A TRAVÉS DE LA PERFORACIÓN DE LA FORMACIÓN WILCOX"

La cuenca Wilcox es predominantemente una cuenca de sal Louann, comprendida de cierres de anticlinales con núcleo de sal, con estilos tectónicos que van desde pliegues de caja simétricos cabalgados del Cinturón Plegado Perdido en Alaminos Canyon, a estructuras de sal en Walker Ridge, y posiblemente continuando a empujes asimétricos del Cinturón Plegado Mississippi Fan en Green Canyon y Atwater Valley.

En general, las arenas del yacimiento en la Formación Wilcox costa fuera son predominantemente limos con tamaño de grano fino a grueso, y moderadamente a pobremente ordenados. El desarrollo de arena y la calidad en la Formación Wilcox varía verticalmente y lateralmente en los diferentes bloques del Golfo de México.

El tipo de porosidad dominante en las arenas del yacimiento Wilcox es de tipo intergranular con porosidades efectivas promedio del rango de 7% a 29%. Hay una cierta dependencia de la porosidad con respecto a la profundidad, más en Alaminos Canyon que en Keathley Canyon y Walker Ridge.

Los rangos de temperatura de formación de Wilcox van de 130 °F a 300 °F.

Los rangos de presión del yacimiento van de 7000 [psi] a 29000 [psi].

La permeabilidad en las unidades Wilcox es generalmente menor que los 10 [mD].<sup>92</sup>

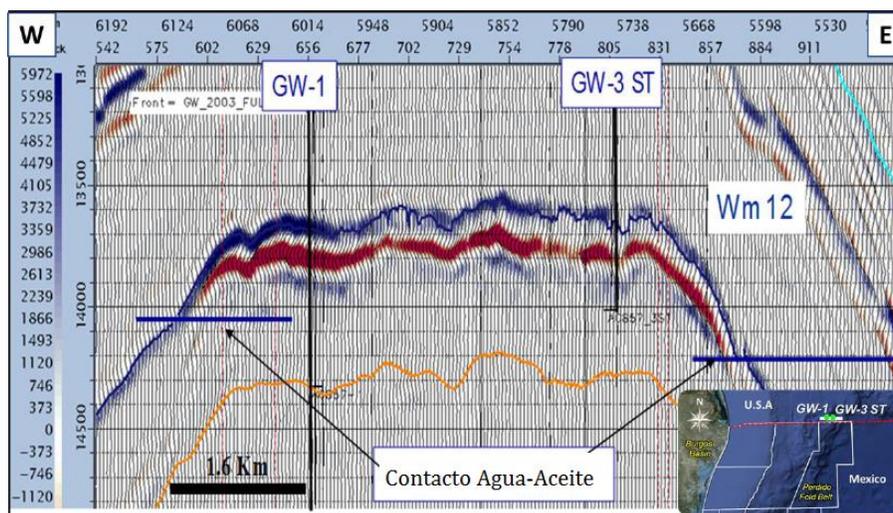
## 7.4 HISTORIA DEL CAMPO GREAT WHITE

El campo Great White fue descubierto en Abril de 2002 por el pozo exploratorio AC857-1. La exploración, evaluación y desarrollo de las actividades realizadas en la unidad AC857 Great White incluyeron la perforación de ocho pozos exploratorios y de evaluación, y un pozo altamente desviado. A esto le siguió la perforación de seis pozos de desarrollo en el campo, entre finales de 2007 y 2009.

El pozo Great White-1 fue perforado en 2002, con una profundidad de agua de 7995 [ft] (2437 m) y una profundidad vertical total de 13504 [ft] (4116 m). Más tarde, en el mismo 2002, fue perforado un pozo desviado (*sidetrack*) que alcanzó una profundidad vertical total de 19904 [ft] (6067 m). También se perforaron dos pozos delimitadores con una profundidad de agua de 8045 [ft] (2452 m), (figura 7.7).

Hasta la fecha se han descubierto tres grandes secuencias de yacimientos petroleros:

- Arenas de la Formación Frío de la edad del Oligoceno Medio.
- Arenas WM12 de la Formación Wilcox Superior de la edad del Eoceno Inferior, (la evaluación del campo WM12 incluye la perforación de siete pozos).
- Arenas WM50 de la Formación Wilcox Inferior, de la edad del Paleoceno Inferior. <sup>87, 93</sup>



Fuente: *Integration of geophysical interpretation methods applied in the Perdido Fold Belt*  
 FIGURA 7.7, "CORRELACIÓN DE POZO EN EL CAMPO GREAT WHITE, MOSTRANDO EL INTERVALO PRODUCTOR EN LA FORMACIÓN WILCOX EOCENO INFERIOR"

### ARENAS DE LA FORMACIÓN FRÍO DEL OLIGOCENO MEDIO

Los yacimientos poco profundos del M. Frío son muy porosos (36% de porosidad) y probablemente muy comprensibles. Estas arenas turbidíticas son normalmente amalgamadas y contienen un aceite pesado a bajas presiones y bajas temperaturas (condiciones de yacimiento de 18 °API, 4950 [psi] y 95 °F).

Existen muchas fallas en el yacimiento, las cuales son consideradas como un sello. Debido a que las arenas del Frío se consideran como muy compresibles, el agotamiento del yacimiento puede causar compactación del yacimiento. La permeabilidad del Frío es otra de las incertidumbres principales.

#### ARENA WM12 DE LA FORMACIÓN WILCOX SUPERIOR DEL EOCENO INFERIOR

La arena WM12 es la arena en aguas profundas más convencional en el campo Great White y representa la mayor parte del volumen recuperable esperado y la mejor oportunidad económica. La WM12 contiene un aceite volátil con alto RGA, crudo de alto encogimiento con gravedad aproximadamente de 40 °API. Sin embargo, la presión y temperatura del yacimiento son relativamente menores a 6825 [psi] y 135 °F respectivamente, en condiciones iniciales del yacimiento. El yacimiento de la arena WM12 está fuertemente fallado y conlleva un riesgo significativo de compactación. La inyección de agua está planeada para los bloques fallados del yacimiento WM12. Los planes son perforar 21 pozos productores, 8 pozos inyectoros de agua, y hacer la conversión de 1 productor a inyector para desarrollar la arena WM12 de Great White.

#### ARENAS WM50 DE LA FORMACIÓN WILCOX INFERIOR DEL PALEOCENO INFERIOR

Los profundos yacimientos WM50 del Paleoceno cuentan con una permeabilidad muy baja, con fallamiento complejo y son poco reflejados en sísmica. El aceite es aproximadamente de 40 °API y las condiciones iniciales del yacimiento son de 8907 [psi] y 188 °F.<sup>94</sup>

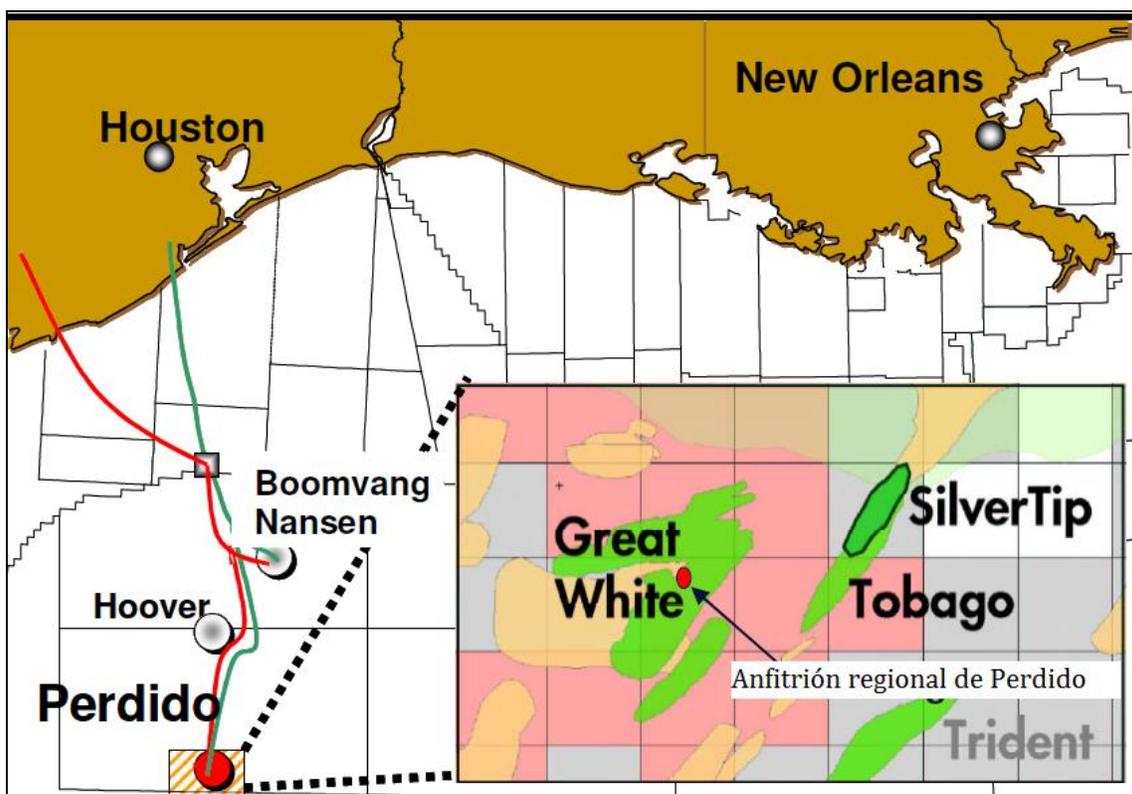
### 7.5 CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO GREAT WHITE

El campo Great White está localizado al sur en el área Alaminos Canyon (AC), al oeste del Golfo de México, aproximadamente 10 [km] al norte del límite entre México y Estados Unidos y 10 [km] al noroeste del campo Trident. Se ubica dentro de 6 ½ bloques *Outer Continental Shelf, OCS*; AC 812, 813, 814, 856, 857, 900 y 901 (mapa 7.3). Éste campo abarca un área de 163 [km<sup>2</sup>], siendo las compañías operadoras responsables del desarrollo del campo: Shell con el 33.34%, Chevron con el 33.33% y British Petroleum con el 33.33%.<sup>87, 94, 95</sup>

#### YACIMIENTOS Y GEOLOGÍA DE GREAT WHITE

El campo Great White es un yacimiento altamente fallado, con tendencias al noroeste-sureste de un pliegue anticlinal asociado con una profunda falla inversa hacia abajo al sureste. La estructura del campo es un gran número de pliegues anticlinales en escalón que forman el Cinturón Plegado Perdido. Mientras el pliegue anticlinal es el rasgo estructural más importante; después, la penetración, el fallamiento normal y el colapso asociado con el retroceso de sal, formaron una serie de bloques normalmente con fallas en las partes norte y centro del campo. En el yacimiento de la arena WM12, el campo se puede dividir en cuatro áreas:

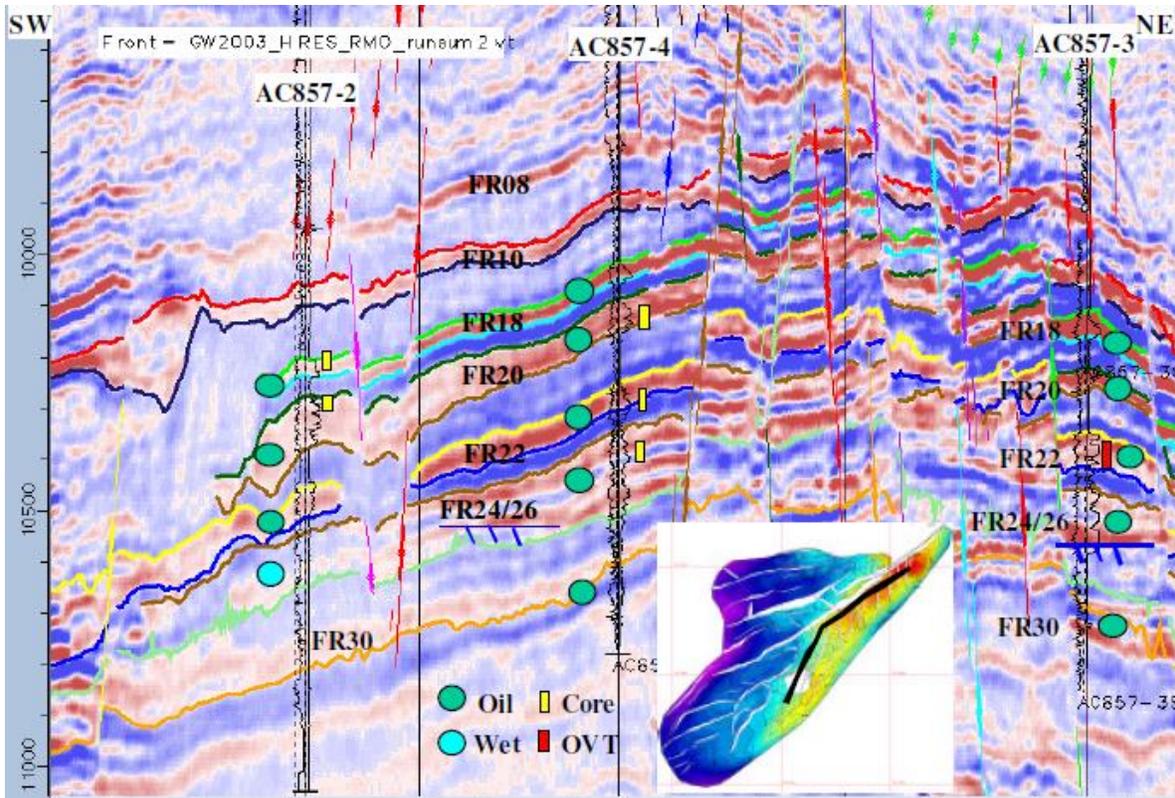
1. Área grande, relativamente sin falla, con alto anticlinal principalmente tendiendo del noreste-suroeste.
2. Área central altamente fallada y áreas del campo estructuralmente bajas.
3. Área estructuralmente mayor al norte del campo que es separada en numerosos bloques de fallas, tendiendo del este-oeste.
4. Área pequeña del este, cuatro formas de buzamiento cerradas en el área sureste de la principal estructura anticlinal.



Fuente: *World's first ultra-deepwater drilling & production facility (modificada)*  
 MAPA 7.3, "UBICACIÓN DEL CAMPO GREAT WHITE"

La secuencia del yacimiento menos profunda en Great White es la generadora del aceite pesado de las arenas de Frío del Oligoceno Medio. Hasta la fecha, el aceite se ha encontrado en un total de seis zonas de interés en arenas poco profundas del yacimiento.

La figura 7.8 muestra una sección sísmica de la zona de interés en la secuencia del yacimiento Frío. El área productiva de Frío se estima de aproximadamente 7500 [acres] y el total de hidrocarburos originalmente en sitio de Frío podría ser de 2 [mmbpce]. El espesor neto del yacimiento puede representar más de 300 [ft] en las áreas crestal del campo. Sin embargo, los yacimientos Frío contienen aceite de 18 °API, aceite con baja RGA y una viscosidad de 6-20 [cp]. Además, los yacimientos Frío se encuentran localizados a una profundidad de 1500 [ft] a 3500 [ft] (457 m a 1067 m) por debajo de la línea de lodo.



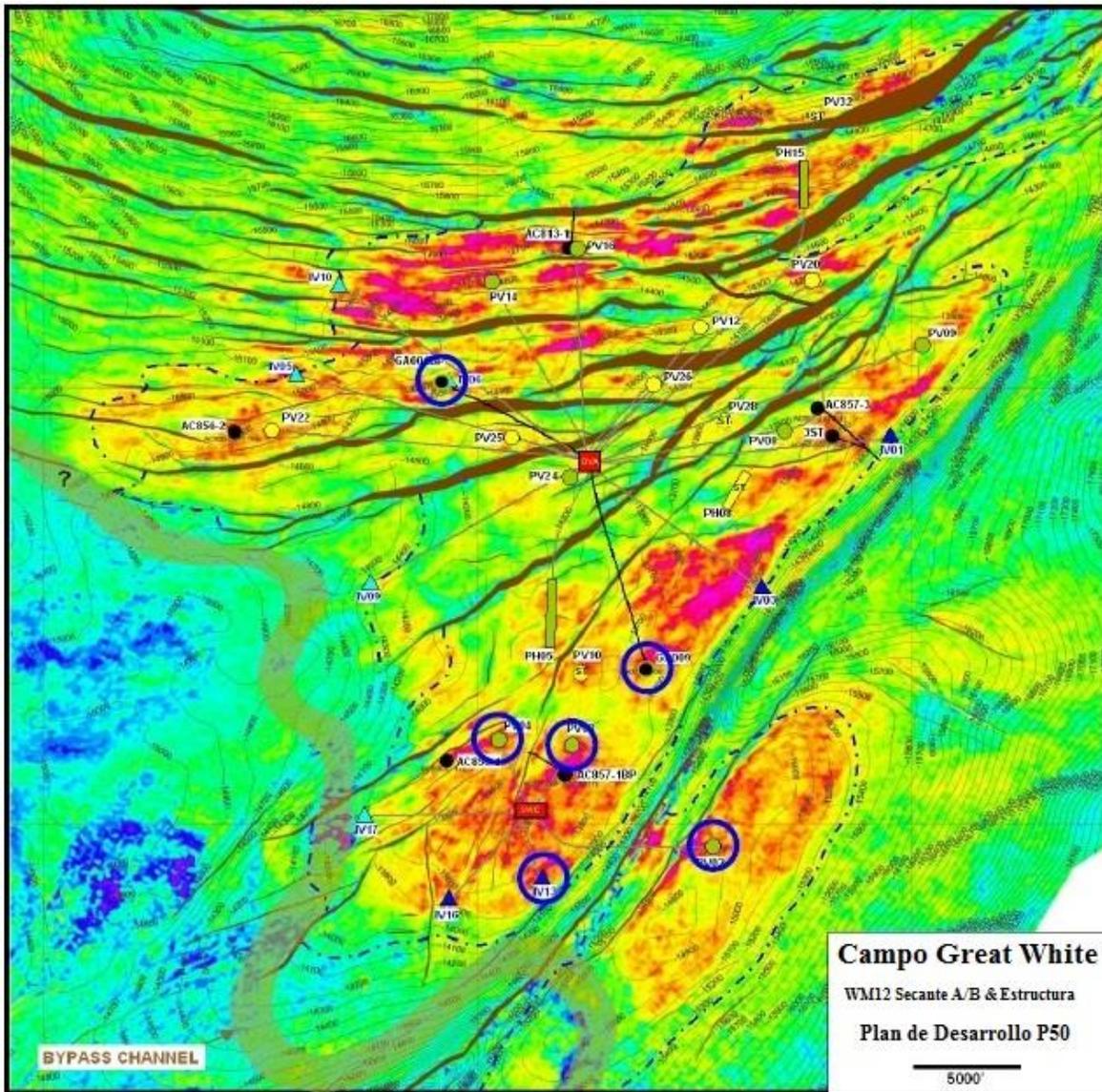
Fuente: Great White WM12 reservoir and Silvertip M. Frio field development plans and comparison of recent well results with pre-drill models

FIGURA 7.8, "SECCIÓN SISMICA TRANSVERSAL NORESTE-SUROESTE DE M. FRIO A TRAVÉS DEL ÁREA CRESTAL EN GREAT WHITE CON POZOS DE EVALUACIÓN"

Las arenas Frío son litarenitas feldespáticas con una abundancia inusual de vidrio volcánico inalterado. Ésta litología y la falta de compactación mecánica resultan en arenas del yacimiento muy porosas y compresibles. Los promedios de porosidad son de 35%. La compresibilidad de M. Frío significa que la incertidumbre persiste significativamente para poder predecir el desempeño del pozo de desarrollo, incluyendo:

- El impacto de la compactación.
- Incremento de probabilidad de fallas en la compactación.
- La degradación de la permeabilidad del yacimiento con la depleción de la presión.

El principal yacimiento de la arena WM12 Wilcox Superior del Eoceno Inferior, en el campo Great White, es uno solo, con un porcentaje de arena de ~90%, de 60 [ft] a 110 [ft] con aceite viscoso. La arena parece ser continua a lo largo de la estructura de Great White. Una amplitud de la parte superior del WM12 y la estructura del mapa se muestran en la figura 7.9. El espesor neto en la arena del yacimiento WM12 varía de 50 a 100 [ft]. La porosidad promedio varía entre 25 a 30% y los rangos de permeabilidad promedio de 50 a 250 [mD]. El aceite de la arena WM12 es volátil con alta RGA y gravedad del crudo de 36 °API.



Fuente: Great White WM12 reservoir and Silvertip M. Frio field development plans and comparison of recent well results with pre-drill models (modificada)

FIGURA 7.9, “MAPA DE AMPLITUD WM12 GREAT WHITE SOBREPUESTO CON LA ESTRUCTURA EN LA PARTE SUPERIOR DE LA ARENA WM12, MOSTRANDO EL PLAN DE DESARROLLO CON POZOS DE DESARROLLO EN COLOR VERDE Y POZOS POSTERIORES EN AMARILLO. LOS POZOS CON CIRCULO AZUL SON LOS SEIS POZOS PRE-PERFORADOS”

La columna de aceite se clasifica como aceite un poco más pesado en el buzamiento hacia arriba (*downdip*) y aceite ligero en buzamiento hacia abajo (*updip*). Hasta la fecha no se ha penetrado el contacto agua-aceite en la arena WM12 en el campo Great White. Actualmente, se estima que el total de aceite localizado en la arena WM12 Wilcox Superior es aproximadamente 900 [mmbpce], basado en una interpretación sísmica de Shell y resultados de pozos actualizados. La arena WM12 se compone principalmente de una secuencia estancada y amalgamada. La arena es truncada hacia el suroeste debido a la erosión de la arena por un gran desvío del complejo del cañón.

Las arenas del WM12 son areniscas líticas y son mucho más cuarzosas que las arenas Frío Oligoceno. La secuencia del yacimiento de arena WM12 se correlaciona fácilmente entre los pozos de Great White. Las heterogeneidades no permeables observadas en el núcleo incluyen estrías de calcitas o nódulos y laminaciones de lutitas delgadas poco comunes.

La profundidad de las arenas WM50 Wilcox Inferior del Paleoceno Inferior, en Great White, consiste de una secuencia gruesa de 1000 [ft] de arenas amalgamadas que son correlacionadas en una gran área en el Cinturón Plegado Perdido. El WM50 se ha subdividido en el campo Great White dentro de las arenas WM50A, B, C y D. El petróleo probablemente está presente en cada paquete de arenas, pero las arenas WM50A y WM50B tienen aparentes contactos agua-aceite en columnas subyacentes de hidrocarburos relativamente pequeñas. El aceite de la arena WM50 se interpreta como un crudo ligero de aproximadamente 40 °API. La interpretación estructural en el nivel WM50 es muy difícil debido a la mala imagen de éste profundo yacimiento. En Great White, las arenas WM50 fueron probablemente depositadas como una serie apilada de láminas amalgamadas o arenas de lóbulo turbidítico.

La arena WM50 en los pozos del área Perdido cuentan con un alto porcentaje de arena (> 75%) y porosidad baja (< 15%). Las arenas contienen más cuarzo que cualquier otro yacimiento de Great White. La arena está fuertemente cementada con cuarzo, pero contiene poco contenido de arcillas. La permeabilidad medida de WM50 en Great White es menor de 5 [md], aproximadamente un promedio de 2 [md].<sup>93</sup>

## **7.6 PLAN DE DESARROLLO POR ETAPAS DE LA ARENA WM12 DEL CAMPO GREAT WHITE**

El yacimiento de la arena WM12 es el yacimiento base para el desarrollo Perdido y contiene un estimado de 900 [mmbpce]. Primeramente, el desarrollo de la porción no contingente de Great White incluye 16 pozos de desarrollo: 12 productores de aceite y 4 inyectores de agua. Dependiendo del desempeño inicial de la arena WM12 en los pozos de desarrollo, hay una segunda etapa contingente de desarrollo. La ubicación y el número posterior de los pozos de desarrollo contingentes serán determinados por los resultados de los pozos de un inicio y por el desempeño del yacimiento.

Dependiendo de la producción de los pozos iniciales, probablemente se continuará un mínimo del programa de desarrollo de una plataforma en el campo para desarrollar el yacimiento WM12 por los siguientes tres años. Éste plan de desarrollo es mostrado en la figura 7.9.

Además, para el ajuste del plan de desarrollo, la perforación de los pozos de desarrollo anteriores al primero de aceite, permitirá incrementar la producción más rápidamente una vez que las instalaciones están construidas y están listas para su funcionamiento. Estos pozos pre-perforados tienen algunas de las mayores expectativas en los gastos y en recuperaciones finales de algunos de los pozos planeados en el campo Great White.

Los pozos pre perforados seleccionados también proporcionan con anticipación información del pozo y de la producción de las principales áreas del yacimiento WM12 que permitirán planear más efectivamente la siguiente perforación para el desarrollo.<sup>93</sup>

✚ *RESULTADOS DEL POZO EN EL DESARROLLO WM12 EN GREAT WHITE COMPARADOS CON EL PLAN DE DESARROLLO*

Hasta la fecha, seis pozos de desarrollo han sido pre-perforados antes del primer objetivo de aceite en la arena WM12 en Great White. Los seis pozos fueron perforados con éxito y cuatro fueron terminados. La figura 7.9 muestra la ubicación de los pozos.

De los seis pozos, dos pozos altamente desviados fueron perforados desde la Spar Perdido situada antes de la llegada del casco de la Spar. Estos pozos muestran que se pueden lograr grandes distancias de perforación, las cuales son requeridas por la ubicación de la spar, con el fin de desarrollar exitosamente gran parte del yacimiento de la arena WM12.

Cuatro pozos fueron perforados desde el sitio de perforación submarino, ubicado a 3 [millas] al sur de la Spar Perdido. Este centro de perforación (*Cluster Southwest*) se encuentra en la esquina suroeste del bloque OCS AC857. Dos de estos pozos altamente desviados, cuentan con una alta calidad del yacimiento WM12 cerca de los pozos de exploración y evaluación que existen en el Bloque de Falla Principal (*Main Fault Block*). Sin embargo, el tercer pozo con gran éxito demostró hidrocarburos comerciales en el Bloque de Falla del Este (*East Fault Block*). Ésta estructura separa los campos Tobago y Great White.

Los gastos iniciales altos, las estimaciones a largo plazo y la productividad estable confirmarán las estimaciones de permeabilidad del yacimiento y también confirmarán que el yacimiento de la arena WM12 es continuo y bien conectado. Esto también mejorará las posibilidades de tener éxito en inyección de agua.

Además de los seis pozos pre perforados, un total de 22 *batch-sets* con poca profundidad y sin riser se terminaron en la ubicación futura de la Spar Perdido antes de la llegada del casco de la spar. Estos *batch-sets* desviados y sin riser fueron entubados a una profundidad aproximadamente de 10500 [ft tvdss]. Los pozos de la futura Spar serán perforados usando estos *batch-sets* de poca profundidad.<sup>93</sup>

## **7.7 GREAT WHITE Y EL PROYECTO DE DESARROLLO PERDIDO**

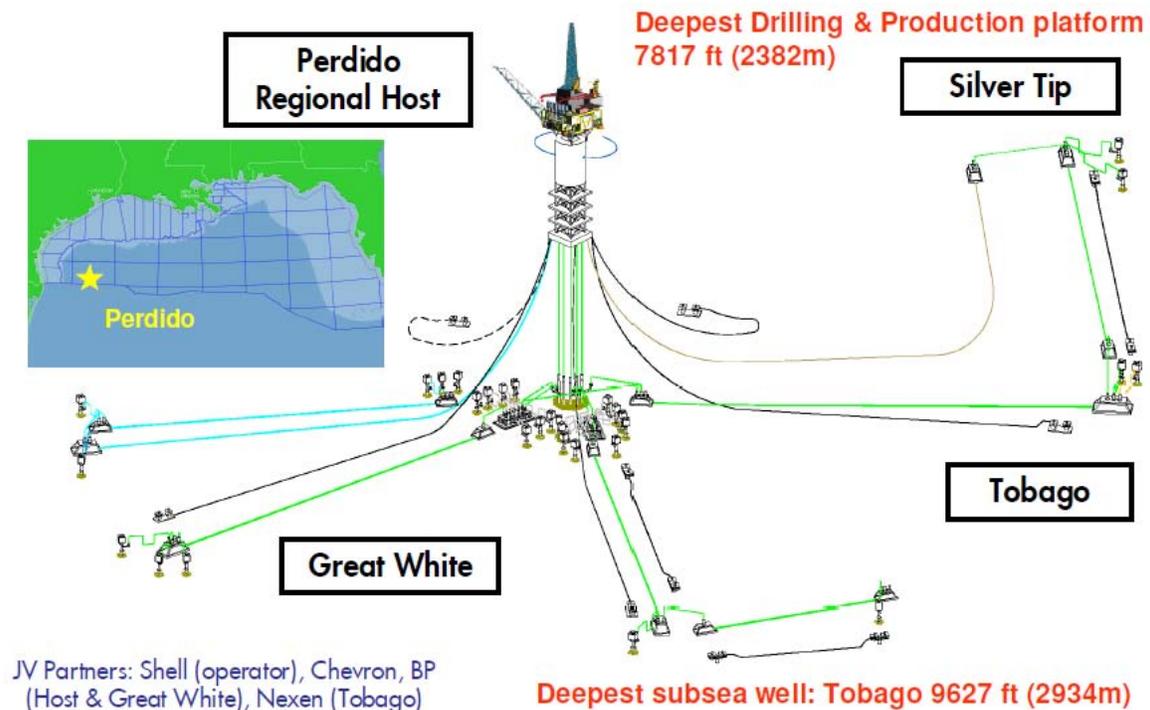
El Proyecto de Desarrollo Perdido es un desarrollo en aguas ultra profundas que involucra tres campos de aceite en el Cinturón Plegado Perdido: Great White, Silver Tip y Tobago en el suroeste del Golfo de México. Hasta información del 2010, Perdido fué el primero en producir en el marco geológico del Terciario Inferior (Paleógeno) en el Golfo de México. La Spar utilizada fue amarrada a 7815 [ft] (2382 m) de agua en el Bloque AC 857.

Continuando con información referente al 2010, el pozo submarino Tobago, con una profundidad de agua de 2934 [m], se colocó como una de las instalaciones de perforación y producción más profundas en el mundo.

Las instalaciones del desarrollo Perdido (figura 7.10) consiste de:

- ✓ Truss spar con peso ligero (*single-lift*) en la superficie.
- ✓ Árbol mojado, sistema de pozo de acceso vertical directo (*Direct Vertical Access*) con una plataforma con completa capacidad de perforación.
- ✓ 34 pozos submarinos incluyendo los 22 pozos DVA bajo la spar.
- ✓ Toda la producción mezclada en el fondo del mar, gas separado de líquidos y líquidos bombeados desde el fondo marino hasta la spar utilizada.
- ✓ Rendimiento: aceite 100 [mbd], gas 200 [mmpcd], agua 40 [mbwd], inyección de agua 80 [mbwd].
- ✓ Líneas de tuberías para la exportación de aceite y gas.

Se requirió nueva tecnología para superar los únicos cambios relacionados a la profundidad de agua y a los cambios en el yacimiento. Los riesgos geológicos, incluyendo la topografía del fondo marino (Perdido Canyon y el Sigsbee Escarpment), filtraciones superficiales, comunidades de organismos quimiosintéticos, características erosionales del fondo marino, la amplitud superficial del Mioceno “Big Mac” y la anomalía de la velocidad impactaron en las opciones de desarrollo. Además, el transporte del gas y el aceite fuera del área, requirieron instalaciones de extensas tuberías de exportación a lo largo del terreno accidentado.



FUENTE: World's first ultra-deepwater drilling & production facility  
FIGURA 7.10, "DIAGRAMA DE LA INSTALACIÓN DEL DESARROLLO PERDIDO"

Shell es el operador de los tres campos del desarrollo Perdido. La producción de estos tres campos es llevada y producida a una plataforma spar regional. La spar es ubicada en el campo Great White en el bloque AC 857. La mayoría de las áreas fueron adquiridas en el periodo de 1996 a 1998.<sup>94</sup>

#### *DESARROLLO DEL CAMPO*

Las formaciones productoras en Perdido son más antiguas que los típicos yacimientos turbidíticos del Golfo de México de edades del Plio-Plieistoceno y Mioceno. Los prospectos yacimientos en Perdido están en secciones del antiguo Oligoceno, Eoceno y Paleoceno y no habían sido producidas actualmente en aguas profundas del Golfo de México, por lo que no existen analogías de producción directas. Estos yacimientos conllevan importantes riesgos superficiales e incertidumbres.

Perdido fue el primer desarrollo y el primer proyecto de producción del Paleógeno en el Golfo de México. En ésta ubicación, estos yacimientos son relativamente superficiales e hidropresurados. Comparando con otros campos de aguas profundas en el Golfo de México, se espera tener baja productividad, bajas presiones, y bajas temperaturas. Además, se espera que en los yacimientos Great White se tenga algo de compactación debido al alto grado de fallamiento.

Las aguas ultra profundas en Perdido no solo es un cambio en ingeniería para el diseño, instalación y operación de las instalaciones requeridas, se tienen problemas adicionales para producir los yacimientos.

Los pozos requieren levantamiento artificial ya que no fluirán con la combinación de la baja presión del yacimiento y la excesiva contrapresión de la cabeza generada en los 7800 [ft] (2377 m) de risers debido a la profundidad del agua. Por referencia, la presión hidrostática en el fondo marino es 3500 [psi]. Además, la alta presión en los risers y las bajas temperaturas de los fluidos se traduce en que existe una alta posibilidad de que se formen hidratos en las líneas de flujo y risers.

El mayor riesgo para el desarrollo Perdido es la gran incertidumbre que hay en los volúmenes recuperables en superficie.

Una plataforma requiere un casco con características de bajo movimiento (particularmente en tirón), por lo que se determinó que una spar es la única que prueba que su casco ofrece la estabilidad requerida. Fundamentalmente, Perdido combina la funcionalidad de una gran perforación y una plataforma de producción y un extenso desarrollo submarino.<sup>94</sup>

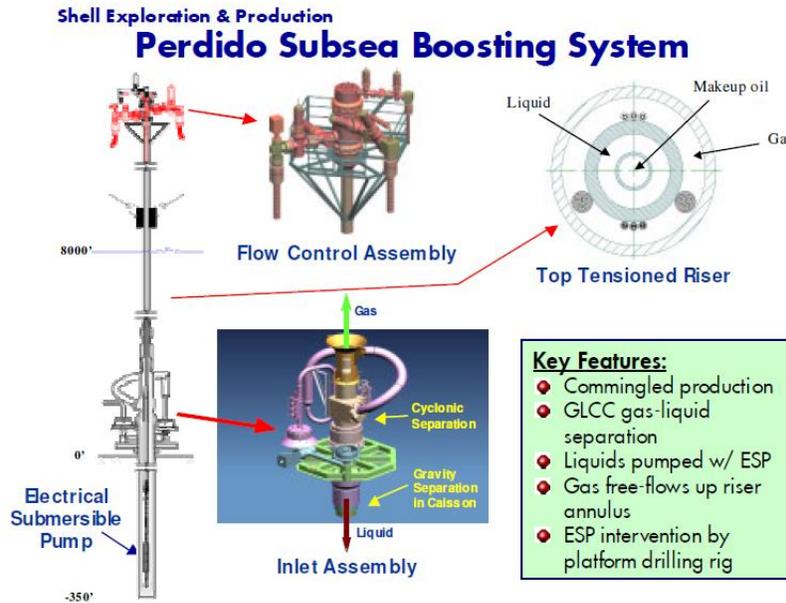
#### *SISTEMA DE POZO ACCESO VERTICAL DIRECTO (Direct Vertical Access, DVA)*

Para superar el gran tamaño *wellbay*, un sistema de pozo DVA (*Direct Vertical Acces*) de árbol mojado fue desarrollado, el cual consiste de tres principales tecnologías:

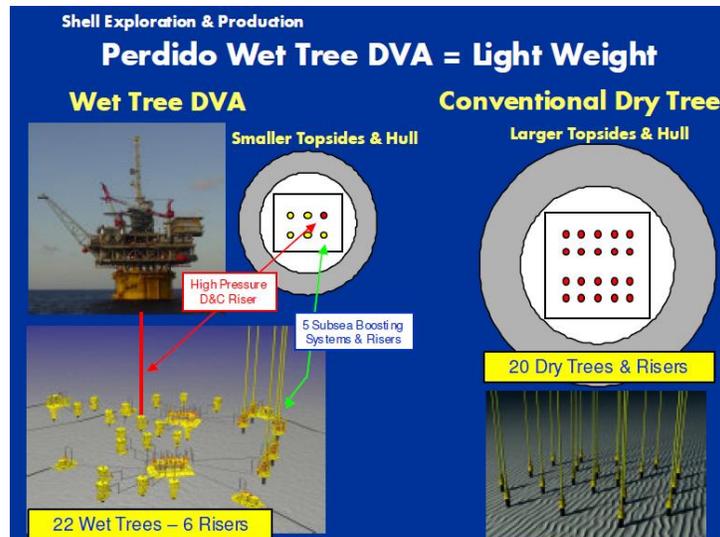
1. Sistema de impulso submarino (*Subsea Boosting System, SBS*).

2. Pozos DVA con árboles mojados submarinos.
3. Riser de terminación y perforación de alta presión con un BOP superficial.

Todos los fluidos producidos de los árboles submarinos son mezclados en el fondo marino y son dirigidos dentro del SBS. El SBS consiste de 5 unidades idénticas que separan los líquidos producidos del gas en el fondo del mar y bombea los líquidos a la plataforma utilizada (figura 7.11). El efecto neto de ésta tecnología reduce el número de risers de producción de 22 a 5 (figura 7.12).



FUENTE: World's first ultra-deepwater drilling & production facility  
FIGURA 7.11, "DIAGRAMA DEL SISTEMA DE IMPULSO SUBMARINO EN PERDIDO"



FUENTE: World's first ultra-deepwater drilling & production facility  
FIGURA 7.12, "PERDIDO EMPLEA UN ÁRBOL MOJADO Y SISTEMA DE POZO DVA. ACOPLADO CON EL SBS, EL NÚMERO DE RISERS DE PRODUCCIÓN ES REDUCIDO SIGNIFICATIVAMENTE DE SISTEMAS DE ÁRBOLES SECOS CONVENCIONALES"

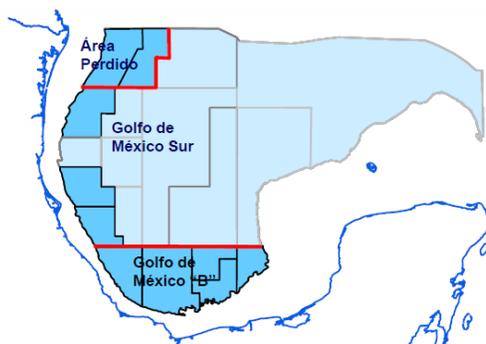
Normalmente, las operaciones de pozo con árboles mojados submarinos (como en un MODU) usa un BOP submarino masivo, el cual requiere una gran *moonpool* y un sistema de manipulación del BOP. Al usar un BOP superficial el cual es mucho más pequeño y fácil de manipular, el tamaño *wellbay* de Perdido se mantiene mínimo. Para las terminaciones de pozos DVA, el sistema BOP superficial es similar a las terminaciones DVA con árboles secos, excepto que el colgador de la tubería es corrido al cabezal del pozo en el fondo marino. <sup>94</sup>

#### *ELIMINACIÓN DEL CARRETE DE LÍNEA DE TUBERÍA SUBMARINA Y SISTEMA DE INSTALACIÓN*

Fue necesario conectar la línea de tuberías para la exportación de aceite en Perdido a una línea de tuberías de aceite existente en 1378 [m] de agua, donde no existía un punto de unión. Para hacer esto, un nuevo método de construcción fue diseñado en el cual vehículos operados remotamente (ROVs), con herramientas diseñadas especialmente, fueron usados para remover una sección de 28 [ft] y la línea de tubería existente, y reemplazar ésta con un sistema pre-fabricado que consiste de un trineo, conjuntos de núcleos y jumpers. Crítico a la instalación exitosa del nuevo sistema fue el uso de un sistema de referencia para asegurar un ajuste perfecto de todos los componentes instalados y el uso de simuladores sofisticados de ROVs para entrenar a los pilotos de los ROVs y desarrollar los procedimientos de instalación, asegurando que el equipo y los procedimientos trabajarían como lo planeado. La conexión fue instalada en 2009, sin liberar algún hidrocarburo al medio ambiente e interrumpiendo la producción en la línea existente por sólo 17 días. <sup>94</sup>

## 8.1 INTRODUCCIÓN

Pemex ha definido 3 importantes proyectos dentro del Golfo de México (mapa 8.1). Información referente a estos 3 proyectos se muestra en la tabla 8.1.



MAPA 8.1, "UBICACIÓN Y DE LOS PROYECTOS ÁREA PERDIDO, GOLFO DE MÉXICO SUR Y GOLFO DE MÉXICO B"

Nombre del proyecto	Km <sup>2</sup>	Áreas	Áreas prioritarias	Superficie [km <sup>2</sup> ]
<b>Área Perdido</b>	39 172	2	2	39 172
<b>Golfo de México Sur</b>	396 445	12	3	34 585
<b>Golfo de México B</b>	60 815	5	5	60 988
	484 072	19	10	122 457

TABLA 8.1, "CARACTERÍSTICAS DE LOS PROYECTOS ÁREA PERDIDO, GOLFO DE MÉXICO SUR Y GOLFO DE MÉXICO B"

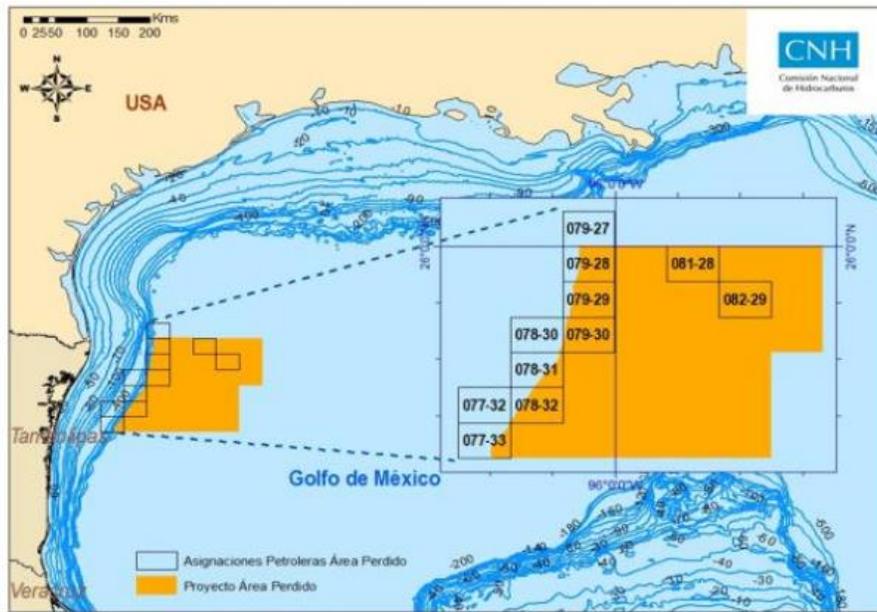
### ✚ GENERALIDADES DEL PROYECTO ÁREA PERDIDO

El proyecto Área Perdido se ubica frente al litoral del estado de Tamaulipas, en la zona económica exclusiva del Golfo de México, limita al norte con la frontera internacional de Estados Unidos de América, al occidente con la isobata de 500 metros, al oriente y al sur con el proyecto Golfo de México Sur (mapa 8.2). El proyecto Área Perdido abarca 2 áreas: Cinturón Plegado Perdido y Cinturón Subsalino. <sup>96</sup>

Algunas características del proyecto Área Perdido son:

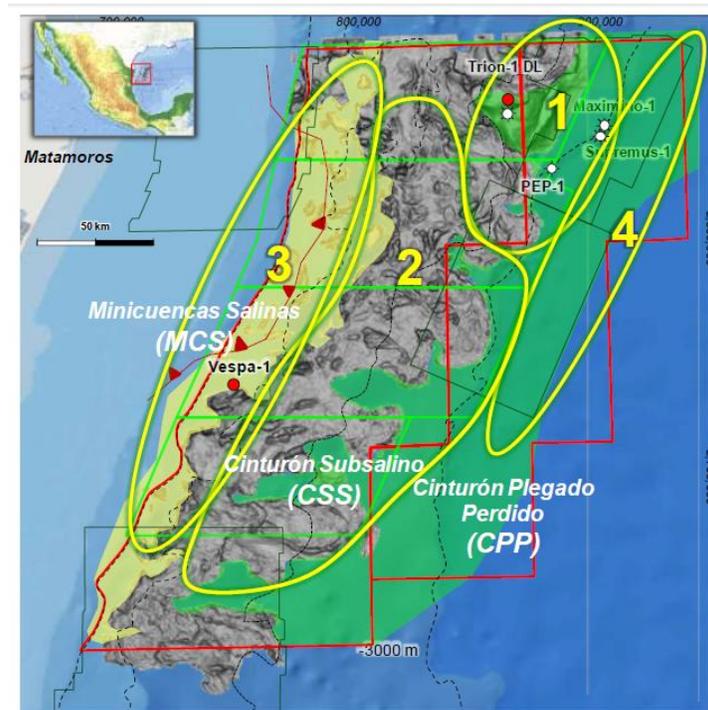
- ✓ Área: 39 172 [km<sup>2</sup>].
- ✓ Tirantes de agua: desde 500 [m] hasta 3500 [m].
- ✓ Sísmica 2D y 3D: 15 215 [km] y 35 378 [km<sup>2</sup>].
- ✓ Tipo de hidrocarburo: Aceite ligero y gas.
- ✓ Recursos asociados a oportunidades y localizaciones [mmbpce]: P90=3900, Pm=8200, P10=13200
- ✓ Plays principales: Eoceno Inferior y Oligoceno.
- ✓ Plays secundarios: Mioceno, Paleoceno, Cretácico.
- ✓ Riesgo principal: Sello y roca almacén. <sup>97</sup>

## PROYECTO ÁREA PERDIDO



FUENTE: Comisión Nacional de Hidrocarburos  
MAPA 8.2, "LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO ÁREA PERDIDO"

El área norte del Golfo de México (donde se localiza el proyecto Área Perdido), asociado a su complejidad geológica, grado de conocimiento y retos técnicos, se ha dividido en cuatro sectores; sector 1 (Cinturón Plegado Perdido, CPP), sector 2 (Cinturón Subsaliño, CSS), sector 3 (Minicuecas salinas, MCS), y sector 4 (CPP). El mapa 8.3 muestra la ubicación de dichos sectores. <sup>98</sup>

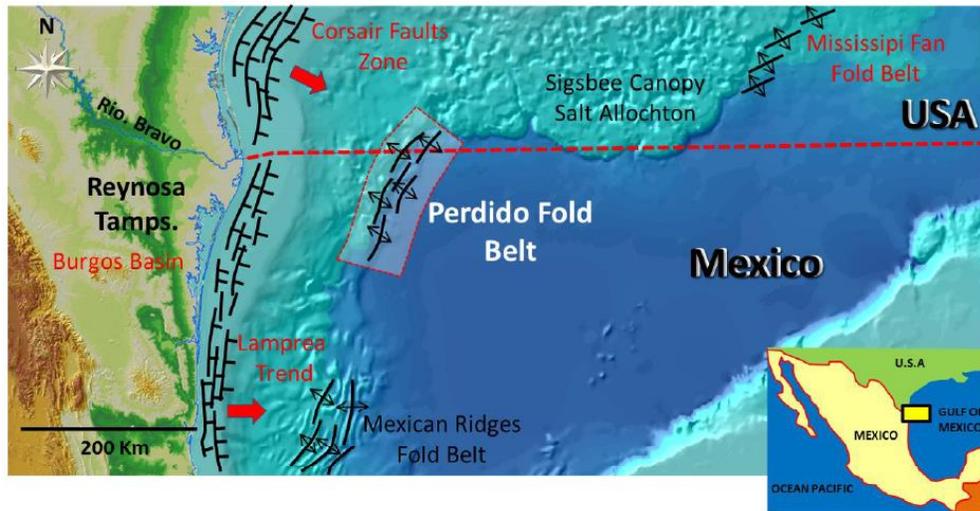


FUENTE: Potencial y recursos prospectivos en México  
MAPA 8.3, "LOCALIZACIÓN DE LOS 4 SECTORES EN EL ÁREA NORTE DEL GOLFO DE MÉXICO"

## 8.2 CINTURÓN PLEGADO PERDIDO (CPP)

### LOCALIZACIÓN

El CPP se ubica en el noreste del Golfo de México, en aguas profundas de las zonas económicas exclusivas de México y Estados Unidos. Es una sal de aguas profundas de estructuras tectónicas contraccionales, la cual ocupa de 60-70 [km] de ancho en el límite de la Sal autóctona Louann del Jurásico Medio y la Sal alóctona Sigsbee Canopy (mapa 8.4).<sup>86, 87</sup>



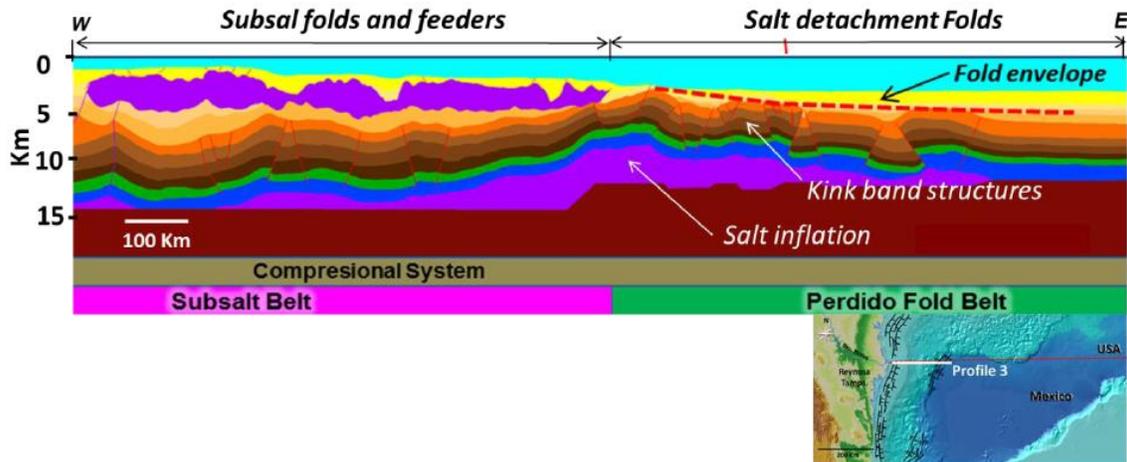
FUENTE: *Integration of geophysical interpretation methods applied in the Perdido Fold Belt*  
 MAPA 8.4, "LOCALIZACIÓN DEL CPP"

### PERFILES ESTRUCTURALES

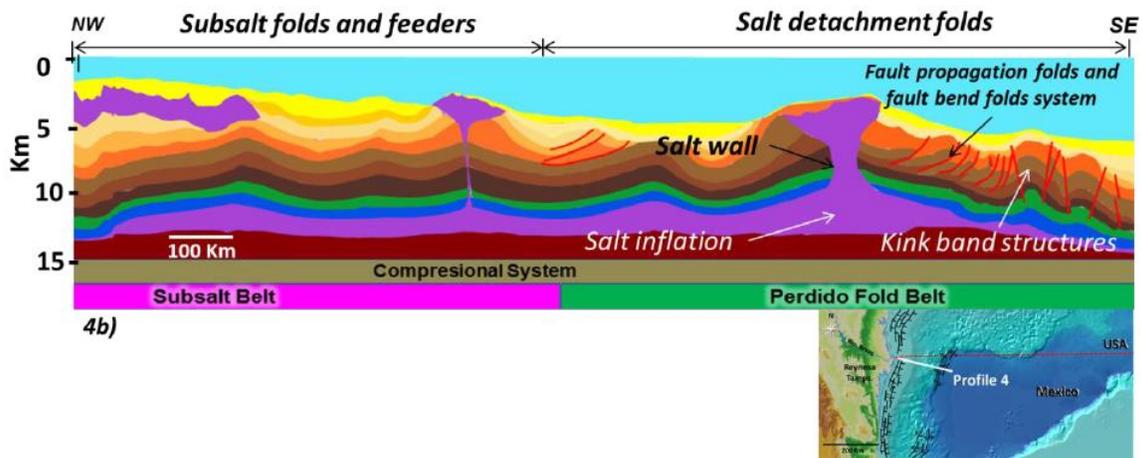
Las figuras 8.1 y 8.2 muestran dos perfiles estructurales localizados en el norte del Golfo de México en las aguas mexicanas, donde es posible interpretar los pliegues característicos en el CPP y su continuación hacia la sal Sigsbee Canopy (figura 8.2), que puede variar desde 10-20 [km] hasta 100 [km] y su geometría estructural hacia la cuenca.

Los pliegues interpretados en el CPP son altamente simétricos, a veces se inclinan con dirección al nor-noreste, sur-suroeste, donde la edad principal de la deformación se interpreta perteneciente al Oligoceno Superior. Ésta zona está caracterizada por tener principalmente estructuras de bandas de torceduras, aunque también se ha interpretado la presencia de paredes de sal, estructuras *pop-up*, fallas de cinturones curvos y fallas de propagación de pliegues en la parte sur.

Otra característica que es evidente en las estructuras del CPP es la presencia del crecimiento de sal que subyace en todas las secuencias inclinadas (figuras 8.1 y 8.2), la cual se interpreta que ocurrió después de la deposición de éstas capas sedimentarias y después o durante su deformación.<sup>87</sup>



FUENTE: *Integration of geophysical interpretation methods applied in the Perdido Fold Belt*  
 FIGURA 8.1, "PERFIL ESTRUCTURAL DE LA PORCIÓN NOROESTE DEL GOLFO DE MÉXICO, MOSTRANDO LOS PRINCIPALES DOMINIOS ESTRUCTURALES EN EL CPP DENTRO DE LAS AGUAS MEXICANAS, CARACTERIZADA POR ESTRUCTURAS DE BANDAS DE TORCEDURA E INCREMENTO DE SAL"



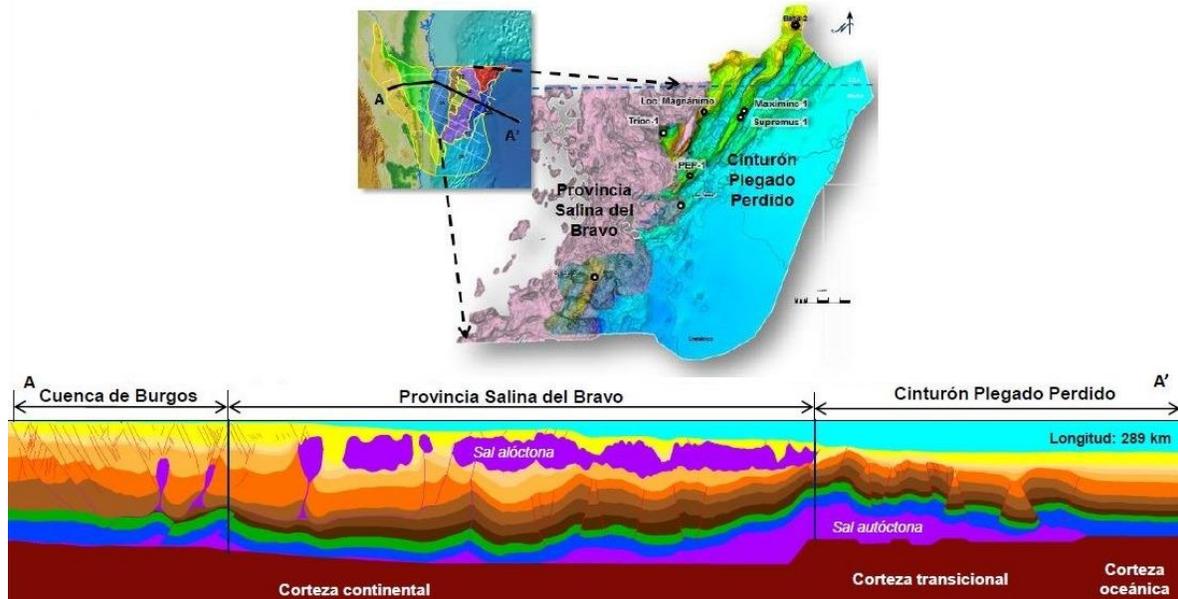
FUENTE: *Integration of geophysical interpretation methods applied in the Perdido Fold Belt*  
 FIGURA 8.2, "PERFIL ESTRUCTURAL DE LA PORCIÓN NOROESTE DEL GOLFO DE MÉXICO, MOSTRANDO LOS PRINCIPALES DOMINIOS ESTRUCTURALES EN EL CPP DENTRO DE LAS AGUAS MEXICANAS, CARACTERIZADA POR ESTRUCTURAS DE BANDAS DE TORCEDURA, INCREMENTO DE SAL, FALLAS DE PROPAGACIÓN DE PLIEGUES Y FALLAS DE PLIEGUES CURVOS CON DESPRENDIMIENTO SUPERFICIAL, ADEMÁS DE PAREDES DE SAL"

#### DEFINICIÓN

El CPP está formado por la franja de pliegues orientada de nor-noreste a sur-suroeste que tienen núcleo salino autóctono y están armados en un paquete sedimentario que va desde el Jurásico Superior hasta el Terciario. En particular, el CPP es una franja con anticlinales de núcleo salino, frecuentemente fallados en sus flancos y en los cuales se presentan condiciones favorables de levantamiento de rocas del Sistema Mesozoico y Terciario.

Frente al Río Bravo y el CPP existe una extensa zona de talud donde el piso marino se presenta muy accidentado y se interpretan cuerpos de sal somera dispuestos como toldos e intrusiones verticales que provocan plegamiento y fallamiento complejo.

Geológicamente, el CPP está formado por la franja de pliegues que tienen núcleo salino autóctono, armados en un paquete sedimentario que va desde el Jurásico Superior hasta el Neógeno, así como otros pliegues parásitos que se han formado a partir del ascenso de la sal. Su geometría, distribución geográfica y desarrollo estructural proviene de la interpretación de información sísmica, exclusivamente. La franja plegada se orienta de noreste a suroeste y se puede identificar, en México, al oriente de una zona muy elevada, en la cual existen pocos y desorganizados reflejos bajo la superficie de suelo marino, debido a que se interpreta un cuerpo masivo de sal alóctona somera que impide enfocar reflejos más profundos por debajo (figura 8.3). Hacia el oriente de la franja plegada no existe estructuración del paquete sedimentario, presentándose una monótona horizontalidad de los reflejos.



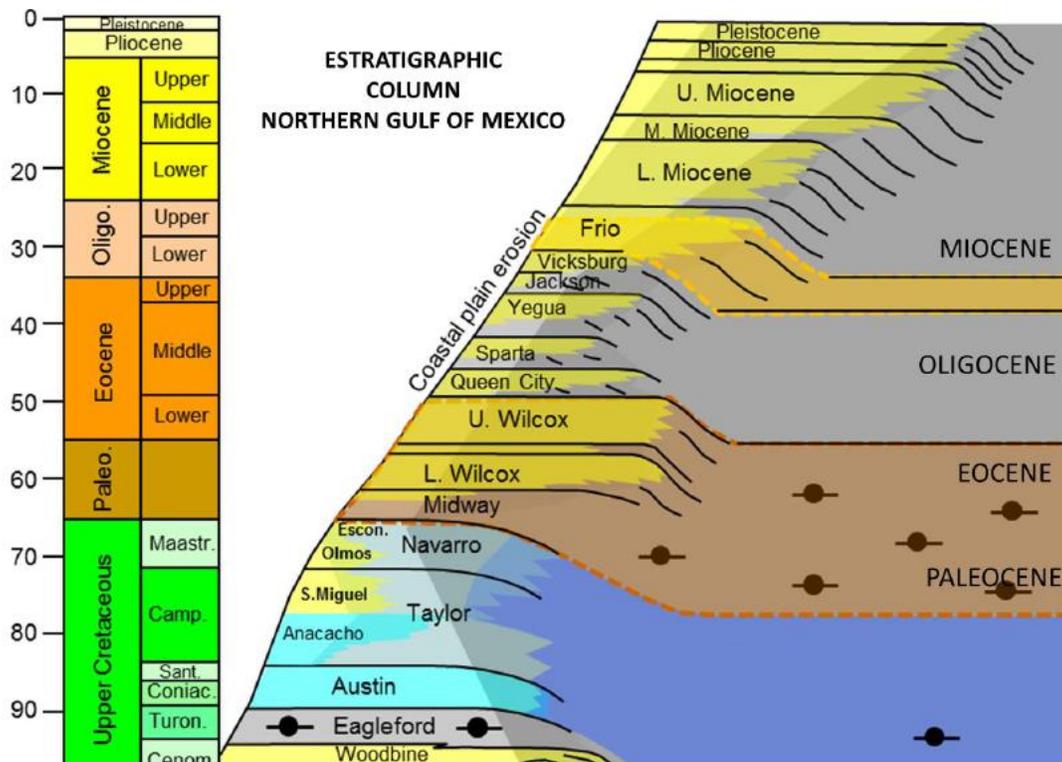
FUENTE: La industria petrolera, soporte para el crecimiento de la economía mexicana  
 FIGURA 8.3, "PERFIL ESTRUCTURAL DESDE LA CUENCA DE BURGOS HASTA EL CPP  
 QUE MUESTRA LA SAL ALÓCTONA Y LA SAL AUTÓCTONA"

El CPP es también una importante provincia petrolera en la que se han realizado descubrimientos de petróleo ligero mediante la perforación de pozos en la zona económica exclusiva de Estados Unidos. Las perforaciones se ubican en los extremos norte y sur del CPP dentro de Estados Unidos, lo que permite pensar que la carga de hidrocarburos está lo suficientemente extendida y convierte en prospectos a todas las estructuras anticlinales.

La principal dificultad que se presenta para desarrollar esta provincia es el tirante de agua, ya que se deben superar desde 2600 [m] hasta 3000 [m] de agua para alcanzar el suelo marino y comenzar a perforar las crestas de los anticlinales.<sup>86</sup>

✚ ESTRATIGRAFÍA

En el norte del Golfo de México la columna estratigráfica ha sido construida por la incorporación de la información geológica proporcionada por los pozos perforados, tanto en la parte de Estados Unidos y México, donde en base a interpretación estratigráfica y estructural regional, ha sido posible identificar y delimitar las unidades con más potencial de hidrocarburos. La figura 8.4 muestra la columna estratigráfica representativa de la zona, destacando los plays más importantes.



FUENTE: Integration of geophysical interpretation methods applied in the Perdido Fold Belt  
 FIGURA 8.4, "COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL NORTE DEL GOLFO DE MÉXICO"

En los pozos perforados en la parte mexicana (área Delta del Bravo) se realizaron análisis petrofísicos, petrográficos y diagramas ternarios para determinar el componente del mineral, así como la interpretación de secciones finas y el cálculo de la porosidad y permeabilidad de datos directamente provenientes del pozo en las arenas del Mioceno Inferior.

De acuerdo con los resultados de los análisis petrofísicos y petrográficos de los pozos mexicanos (Trión-1, Maximino-1, Supremus-1, Pep-1 y Exploratus-1), las porosidades varían del 4% al 26% mientras que las permeabilidades varían del 0.004[mD] a 178 [mD]. La principal porosidad interpretada es inter-granular, mientras que la segunda porosidad está dada por microfracturas y disolución del grano. La calidad de la roca del yacimiento es interpretada como granos finos de litarenitas. El cuarzo es el principal componente identificado, el cual es definido por una forma microcristalina, sub-redondeado y bien ordenado.<sup>87</sup>

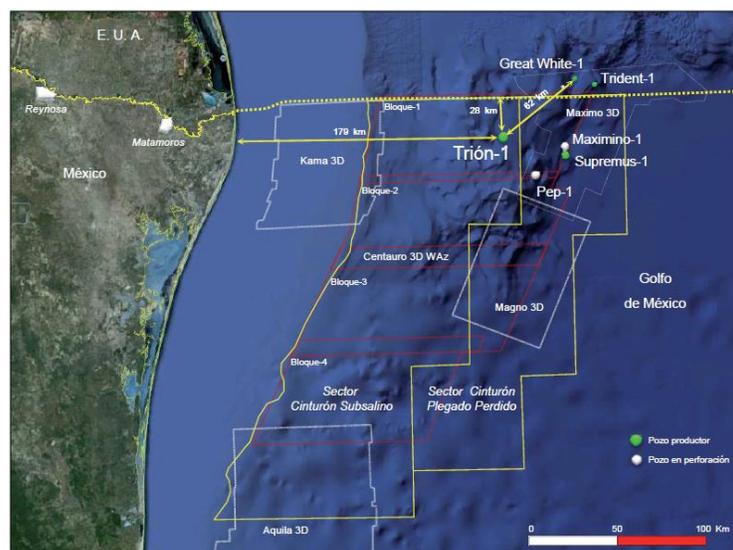
### ✚ CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL CPP

- ✓ Área 12 496 [km<sup>2</sup>], tirante de agua 2500 [m] - 3500 [m].
- ✓ 8048 [km<sup>2</sup>] de sísmica 3D (cobertura: 64%).
- ✓ Plays: Oligoceno, Eoceno, Paleoceno y Cretácico.
- ✓ Hidrocarburo: Aceite ligero.
- ✓ Localizaciones aprobadas: 4.
- ✓ Nivel de conocimiento relativo: Medio.
- ✓ Recurso medio: 11 078 [mmbpce] con un promedio de las localizaciones aprobadas (Pg) del 28%.
- ✓ Retos: Predecir calidad de roca almacén.
- ✓ Objetivo: evaluar el potencial de los plays identificados. <sup>96</sup>

### 8.3 CINTURÓN SUBSALINO (CSS)

#### ✚ POZO TRIÓN-1

Se localiza en la parte Norte del litoral del estado de Tamaulipas, en la zona económica exclusiva del Golfo de México, a 179 [km] de la línea de costa frente a la Ciudad de Matamoros, Tamaulipas (Playa Bagdad); a 28 [km] al sur del límite internacional con aguas territoriales de los Estados Unidos de América y a 62 [km] al suroeste del campo Great White productor de aceite en los plays del Oligoceno (Frío) y Eoceno (Wilcox). Fisiográficamente se encuentra ubicado en la parte basal del talud continental (mapa 8.5).



FUENTE: Las reservas de hidrocarburos de México. Descubrimientos  
MAPA 8.5, "LOCALIZACIÓN DEL POZO TRIÓN-1 (DENTRO DEL CSS)"

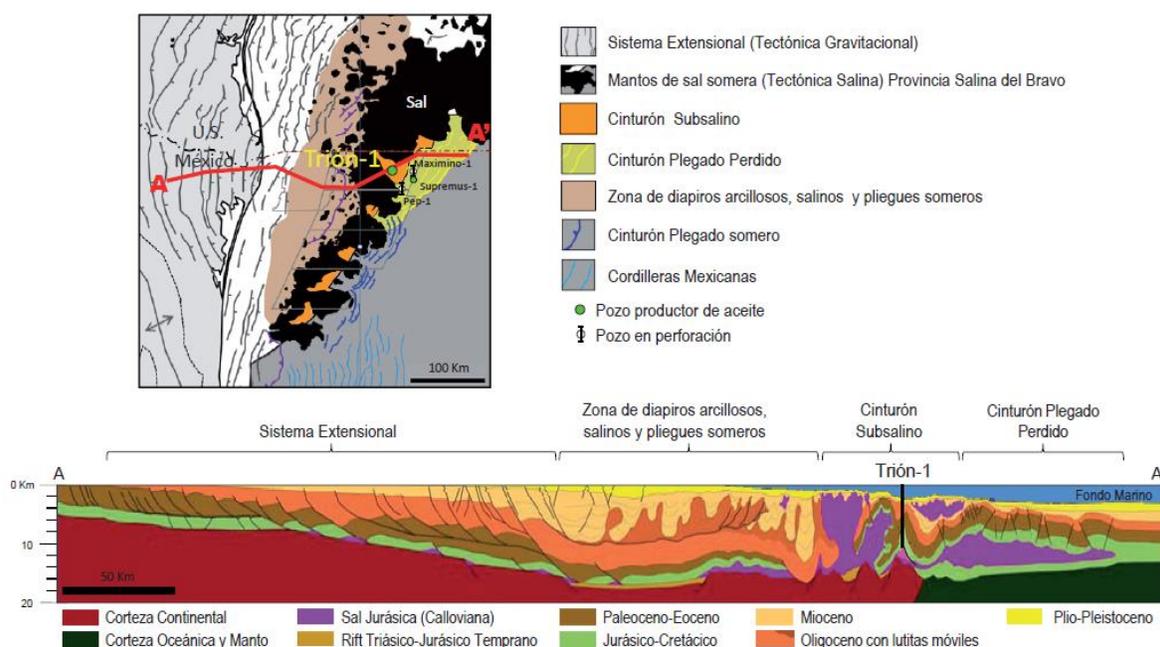
Geológicamente se ubica dentro de la provincia Salina del Bravo, la cual a su vez se subdivide en la subprovincia de canopies someros y estructuras subsalinas. El área se caracteriza por la presencia de sal autóctona y alóctona, mejor conocida como Cinturón Subsalsino. <sup>99</sup>

**GEOLOGÍA ESTRUCTURAL**

La conformación del marco tectónico estructural del sector de aguas profundas donde se ubica el pozo Trión-1, está definido al oriente, por varios cinturones plegados; el primero conocido como Cinturón Plegado Perdido orientado noreste-suroeste con despegue profundo de edad Oligoceno Tardío-Mioceno Medio, el segundo llamado Cinturón Subsalino dónde se ubica el pozo, con estructuras orientadas noreste-suroeste y norte-sur, cubierto por mantos de sal somera y por último el cinturón plegado con despegue somero de edad Plioceno, asociado al empuje de los mantos de sal.

Hacia el occidente, la tectónica gravitacional generó un sistema de fallas normales lístricas en la Cuenca de Burgos y Delta del Bravo, con despegues a nivel de la sal autóctona y el Paleógeno, que migró en tiempo y espacio hacia el oriente durante el período de tiempo del Eoceno al Plioceno, originando hacia la parte profunda del Golfo de México un efecto contraccional con la formación de los cinturones plegados antes mencionados y un sistema plegado somero conocido como Kama.

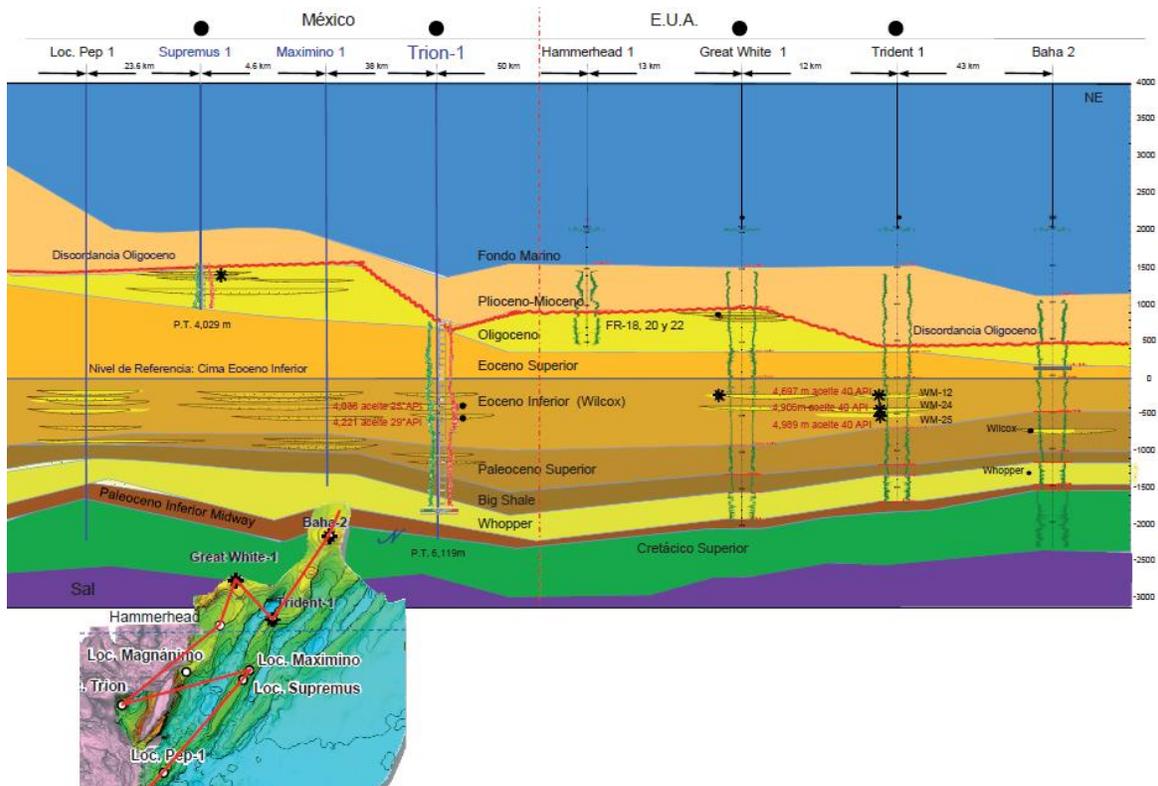
Al mismo tiempo, los grandes depósitos de sedimentos que atraparon las fallas del sistema extensional en el Delta del Bravo, obligaron por carga el movimiento lateral y emplazamiento de diapiros y mantos de sal a niveles someros hacia el sector de aguas profundas durante el Oligoceno-Mioceno, así como la activación de domos arcillosos del Oligoceno durante el Mioceno-Plioceno (figura 8.5).<sup>99</sup>



FUENTE: Las reservas de hidrocarburos de México. Descubrimientos  
 FIGURA 8.5, “MARCO TECTÓNICO ESTRUCTURAL DEL ÁREA PERDIDO,  
 Y LOCALIZACIÓN DEL POZO TRIÓN-1 EN EL CINTURÓN SUBSALINO”

 **ESTRATIGRAFÍA**

La columna estratigráfica del pozo Trión-1 está representada por secuencias terrígenas terciarias principalmente siliciclásticas que van desde el Paleoceno Superior Whopper hasta el Reciente. Los depósitos se caracterizan por representar sistemas turbidíticos de aguas profundas caracterizados por facies de canales, bordes de canal, desbordes, sábanas de arenas y lóbulos de abanicos submarinos (figura 8.6).



FUENTE: Las reservas de hidrocarburos de México. Descubrimientos  
 FIGURA 8.6, "SECCIÓN DE CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA ESQUEMÁTICA  
 ENTRE LOS POZOS DEL ÁREA PERDIDO"

El Paleoceno Whopper está compuesto de lutitas y lutitas arenosas intercaladas con delgados cuerpos de areniscas y arenas de cuarzo y líticos de granos fino subredondeados a subangulosos, moderadamente consolidadas con pobre impregnación de aceite.

El Eoceno Inferior Wilcox está formado por paquetes medios a gruesos de 5 [m] a 20 [m] de espesor de arenas y areniscas de color gris y café por impregnación de aceite. Los constituyentes son principalmente granos de cuarzo y fragmentos líticos muy finos a finos, pobremente consolidadas que se intercalan con lutitas arenosas y limolitas en capas delgadas a medias en partes bentoníticas.

La parte superior del Eoceno Inferior está caracterizada principalmente por lutitas que se intercalan con algunos horizontes de mudstone y arenas en capas laminares.

El Eoceno Superior y Medio en general se caracterizan por la presencia de lutitas intercaladas con escasas laminaciones de areniscas de grano muy fino de cuarzo y bentonitas. El Neógeno presenta características principalmente arcillosas.<sup>99</sup>

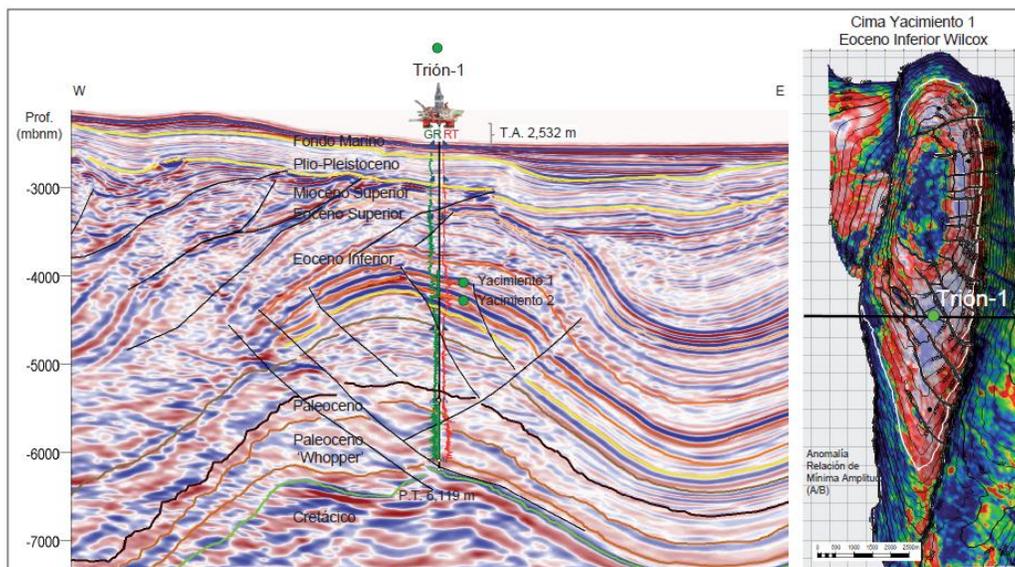
✚ **SISTEMA PETROLERO**

– **SELLO**

El sello superior consiste de una secuencia principalmente arcillosa que caracteriza a los sedimentos de edad Eoceno Superior y parte tardía del Eoceno Inferior; los espesores varían desde 150 [m] en la cresta, donde la porción tardía del Eoceno Superior está ausente por erosión, hasta los 600 [m] en los flancos de la estructura. Este paquete está representado por sedimentos arcillosos con intercalaciones de horizontes bentoníticos y ocasionales horizontes arenosos. El sello intermedio entre los yacimientos 1 y 2 varía en espesores de 40 [m] a 90 [m] aproximadamente y está representado por lutitas calcáreas y bentoníticas.

– **TRAMPA**

La trampa es combinada, representada por una estructura anticlinal asimétrica alargada con cierre propio en cuatro direcciones, generada por propagación de fallas. Está orientada norte-sur y limitada en sus flancos occidental y oriental por fallas inversas; regionalmente se encuentra rodeada por cuerpos de sal alóctona y autóctona. El eje longitudinal tiene una extensión de 12.5 [km] y el transversal 3 [km]. La cresta presenta fallamiento de tipo normal, de corto desplazamiento en su flanco este. Las fallas se orientan en dirección noroeste-sureste con caída de los bloques hacia el noreste, éstos presentan un desplazamiento tipo tijera siendo éste mínimo o nulo en la cresta y mayor hacia el flanco oriental. La caída de los bloques es principalmente hacia el noreste, figura 8.7.



FUENTE: Las reservas de hidrocarburos de México. Descubrimientos

FIGURA 8.7, “LÍNEA SÍSMICA Y MAPA QUE MUESTRA LA UBICACIÓN DEL POZO TRIÓN-1. EN EL MAPA SE APRECIA LA PRESENCIA DE LA ANOMALÍA DE AMPLITUD CONCORDANTE CON LA ESTRUCTURA”

La formación de la trampa inició a partir del Oligoceno Superior y culminó en el Mioceno Inferior, asociándose a la contracción ligada a la extensión y empuje de la tectónica salina.

– **ROCA ALMACÉN**

Los análisis petrográficos muestran que la roca almacén está representada para el yacimiento superior por litarenitas y sublitarenitas feldespáticas con abundante contenido de granos de cuarzo que representan entre el 20% al 40% de los constituyentes, los fragmentos líticos y los feldespatos se encuentran en proporciones del 10% al 20%, los granos son principalmente sub-angulares a sub-redondeados medianamente clasificados y en diámetros que varían de 0.125 [mm] a 0.062 [mm] (grano muy fino a fino). Presentan porosidades entre 20% y 30%.

Una característica de las arenas de estos yacimientos es que están pobremente consolidadas con escasa presencia de cementante y matriz; así mismo, son fácilmente deleznales, presentan impregnación de hidrocarburos y buena porosidad intergranular, las arenas se intercalan con horizontes delgados de limolitas en partes arcillosas también impregnadas de hidrocarburos.

– **ROCA GENERADORA**

Con el descubrimiento de acumulaciones de aceite en las secuencias arenosas del Eoceno Inferior Wilcox se comprueba la existencia de un sistema generador de hidrocarburos. Para el área del Cinturón Plegado Perdido y del Cinturón Subsalino, se postula a las rocas del Jurásico Tithoniano y Cretácico Turoniano como generadoras.

El análisis geoquímico de los aceites recuperados en el pozo, así como la correlación de biomarcadores de los aceites y bitúmenes disponibles de pozos del sector norte americano y de emanaciones en fondo marino, indican proveniencia de una roca generadora arcillosa rica en materia orgánica depositada en ambientes subóxicos.

 **CARACTERÍSTICAS DE LOS YACIMIENTOS DESCUBIERTOS EN EL CSS**

El pozo es oficialmente productor de aceite y gas en dos yacimientos caracterizados por arenas turbidíticas de composición siliciclástica de edad Eoceno Inferior Wilcox en los intervalos 4067-4158 [m] y 4221-4322 [m] bajo mesa rotaria.

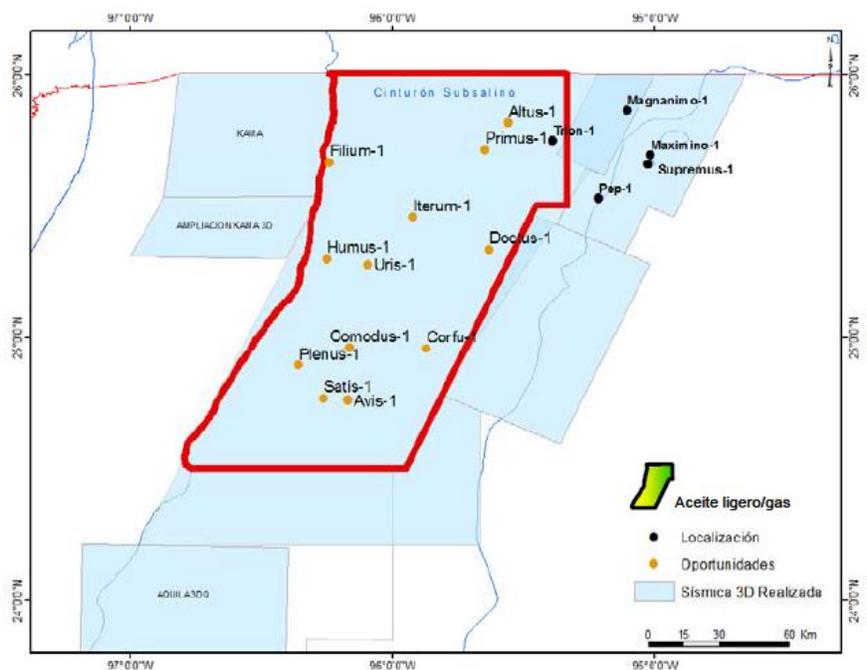
De acuerdo al análisis de registros geofísicos, núcleos convencionales y de pared, el yacimiento superior tiene un espesor bruto de 91 [m] y una porosidad del 28% con una saturación de agua del 34%.

El espesor bruto del yacimiento inferior es de 101 [m], con una porosidad promedio del 25% y saturación de agua del 30%. Los aceites recuperados con los probadores dinámicos de formación tienen una gravedad de 25 °API para el yacimiento superior y de 29 °API para el yacimiento inferior. <sup>99</sup>

### ✚ CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL CSS

- ✓ Área: 14 288 [km<sup>2</sup>] , tirante de agua: 500 [m]-2500 [m].
- ✓ Sísmica 3D: cobertura 100%.
- ✓ Plays: Eoceno, Oligoceno y Mioceno.
- ✓ Hidrocarburo: Aceite ligero y gas.
- ✓ Localizaciones aprobadas: 1.
- ✓ Nivel de conocimiento relativo: Bajo.
- ✓ Recurso medio: 5900 [mmbpce] con un promedio de las localizaciones aprobadas (Pg) del 18%.
- ✓ Reto: Mejorar imagen del subsuelo en plays subsal y el entendimiento del sistema petrolero.
- ✓ Programa: Perforar al menos cuatro pozos para evaluar el potencial de los plays identificados en el área.
- ✓ Avance: Se aprobó la localización Trion-1 además se documentan las oportunidades Vasto-1 y Corfu-1 en el corto plazo.<sup>96</sup>

El mapa 8.6 muestra la ubicación del CSS, así como la ubicación de algunos pozos documentados como oportunidades.



FUENTE: *Aguas profundas en México: la oportunidad y el reto*  
MAPA 8.6, "UBICACIÓN DEL CSS Y DE POSIBLES OPORTUNIDADES PARA PEMEX"

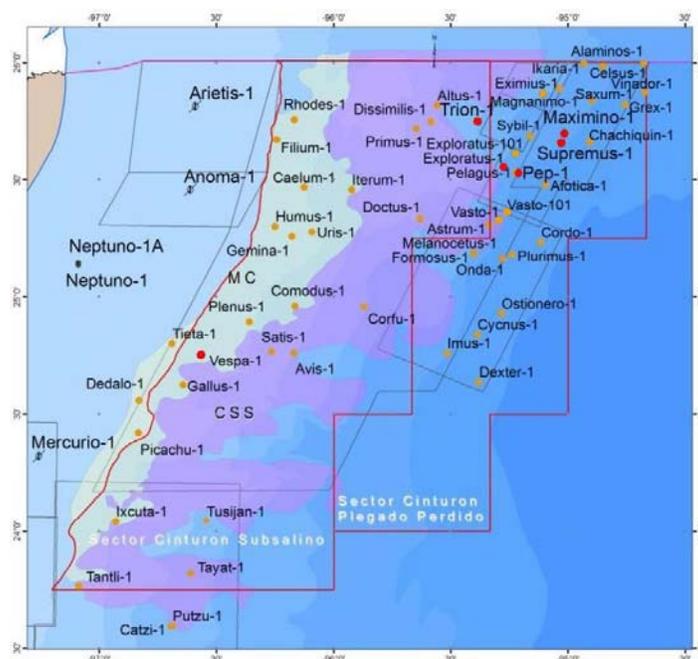
## 8.4 EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS EN CPP Y CSS

A continuación hablaremos del análisis de la explotación de hidrocarburos en Área Perdido, involucrando la localización de los pozos, arreglo y ubicación de clusters, sistemas de control y medición, interfaces de comunicación entre los equipos y los sistemas (superficiales y submarinos), sistema de producción flotante, sistema de impulso submarino, líneas de flujo, sistema de risers de producción y sistema de amarre. Dicho análisis está respaldado por los estudios que ha realizado Pemex, por la información que se tiene de los pozos cercanos a la frontera de Estados Unidos-México y la investigación realizada en éste trabajo.

### LOCALIZACIÓN DE LOS POZOS DEL PROYECTO

Para comenzar con la estrategia de explotación de hidrocarburos en Área Perdido, es necesario ubicar geográficamente la localización de los primeros pozos para el desarrollo del proyecto, para ello se proponen algunos de los pozos que Pemex considera como futuras oportunidades de interés en el Golfo de México.

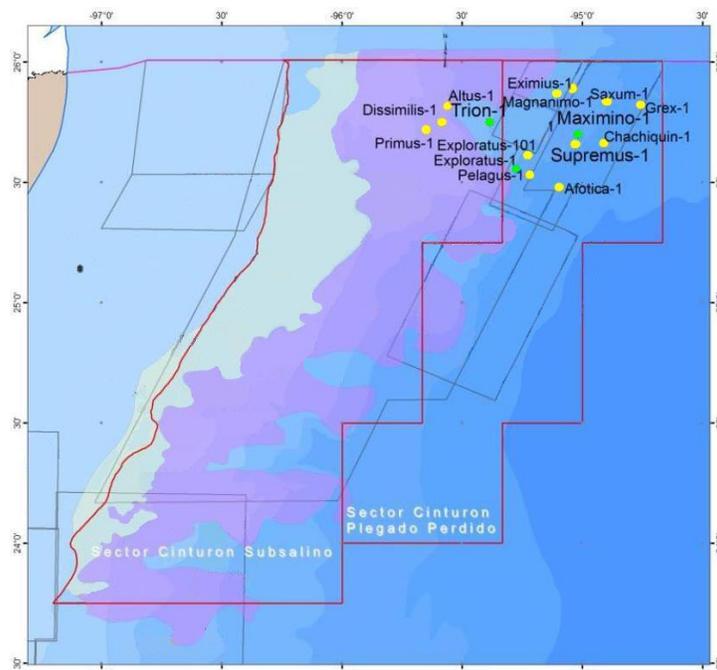
El mapa 8.7 muestra la localización de los 6 pozos perforados por Pemex hasta la fecha (Vespa-1, Trión-1, Maximino-1, Supremus-1, Pep-1 y Exploratus-1), así como la localización de los pozos que se planean perforar en los próximos años.<sup>97</sup>



FUENTE: La industria petrolera, soporte para el crecimiento de la economía mexicana (modificada)  
 MAPA 8.7, "LOCALIZACIÓN DE POZOS PERFORADOS ACTUALMENTE (ROJO)  
 Y POZOS FUTUROS (AMARILLO) EN ÁREA PERDIDO"

Como se aprecia en el mapa 8.7, se espera tener un amplio desarrollo de pozos tanto en el CPP como en el CSS. Tomando como referencia que los pozos Trión-1, Maximino-1, Supremus-1 y Exploratus-1 fueron exitosos, sugerimos que primero se perforen los pozos cercanos a los ya perforados (mapa 8.8), debido a que su probabilidad de que sean productores es alta.

## PROYECTO ÁREA PERDIDO



FUENTE: La industria petrolera, soporte para el crecimiento de la economía mexicana (modificada)  
 MAPA 8.8, “LOCALIZACIÓN DE POZOS PERFORADOS ACTUALMENTE (VERDE) Y LOS PRIMEROS POZOS FUTUROS (AMARILLO) PARA EL INICIO DEL DESARROLLO DEL PROYECTO”

### DISPOSICIÓN DE LOS CLUSTERS

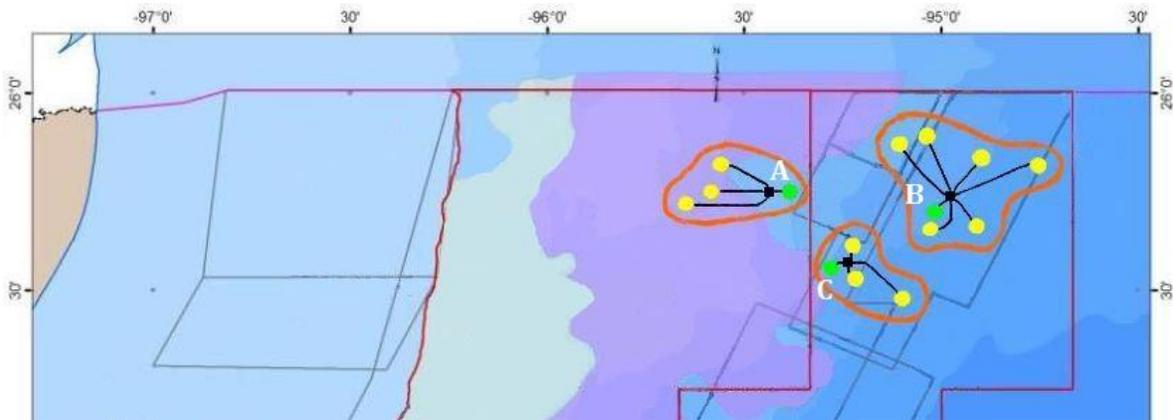
Una vez que los pozos futuros sean perforados y terminados, se les instalará un árbol mojado horizontal. Posteriormente se configurarán tres clusters de pozos que involucren tanto a los pozos actuales como a los pozos futuros. Los pozos y los clusters se nombran en la tabla 8.2 y se muestran en el mapa 8.9.

POZO PERFORADO/EXITOSO (ACTUAL)	POZOS PARA PERFORAR (FUTUROS)	CLUSTER PROPUESTO
<b>Trión-1</b>	Altus-1 Dissimilis-1 Primus-1	<b>CLUSTER A</b>
<b>Maximino-1</b>	Magnanimo-1 Grex-1 Chachiquin-1 Supremus-1 Eximius-1 Saxum-1	<b>CLUSTER B</b>
<b>Exploratus-1</b>	Afotica-1 Pelagus-1 Exploratus-101	<b>CLUSTER C</b>

FUENTE: Santana y Tinoco, 2014

TABLA 8.2, “POZOS Y CLUSTERS PROPUESTOS PARA EL COMIENZO DEL DESARROLLO DEL PROYECTO”

## PROYECTO ÁREA PERDIDO

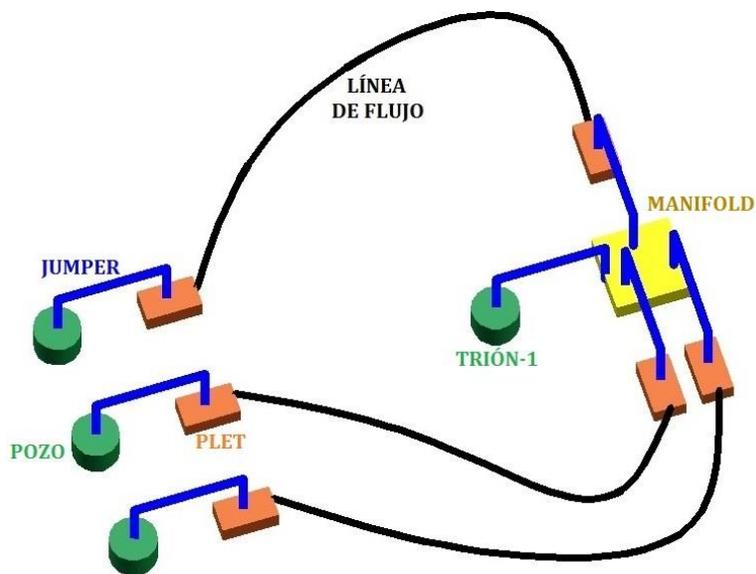


FUENTE: *La industria petrolera, soporte para el crecimiento de la economía mexicana (modificada)*  
MAPA 8.9, "LOCALIZACIÓN DE POZOS Y CLUSTERS PROPUESTOS PARA EL COMIENZO DEL DESARROLLO DEL PROYECTO"

Debido a que el desarrollo del proyecto se encuentra en una etapa temprana, se requieren 3 manifolds, uno por cada cluster. Así mismo, cada manifold recolectará la producción de sus respectivos pozos. Para ello, se requieren dos jumpers, dos PLETs y una línea de flujo por cada pozo debido a lo siguiente:

- Un jumper permitirá la conexión entre el árbol submarino y un PLET. Éste PLET se conectará, por medio de una línea de flujo, con el otro PLET y éste a su vez se conectará por medio del otro jumper con el manifold.

Cabe mencionar, que los pozos Trión-1, Maximino-1 y Exploratus-1 sólo necesitan un jumper para poder ser conectados con su respectivo manifold, debido a que la distancia entre los manifolds y estos pozos es lo suficientemente corta (figura 8.8).



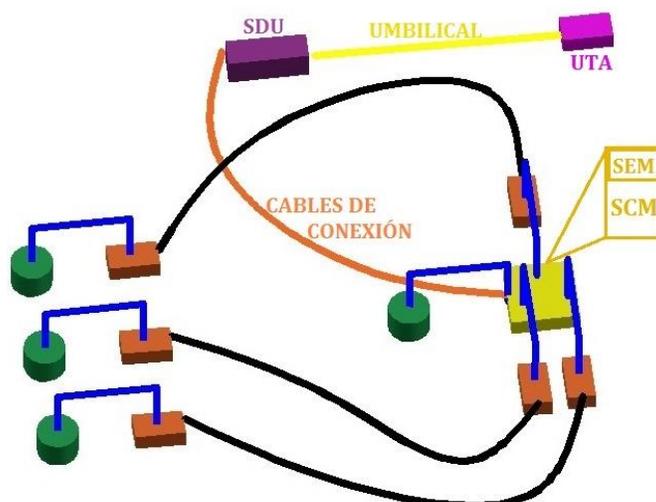
FUENTE: *Santana y Tinoco, 2014*

FIGURA 8.8, "DISTRIBUCIÓN DE POZOS, JUMPERS, PLETs, LÍNEAS DE FLUJO Y MANIFOLD DEL CLUSTER A"

✚ *SISTEMA DE CONTROL DE LA PRODUCCIÓN*

Como parte del desarrollo del proyecto, es indispensable contar con un sistema que controle la producción de hidrocarburos, de tal manera que éste sistema sea capaz tanto de operar las válvulas, estranguladores en los árboles submarinos, manifolds y líneas de tubería, como de recibir y transmitir los datos entre la superficie y el fondo marino. Para éste proyecto, se considera el siguiente arreglo del sistema de control submarino, en cada uno de los tres clusters:

El modulo eléctrico submarino (SEM) es instalado dentro del módulo de control submarino (SCM), y a su vez el SCM es montado en el manifold. Los cables flotantes eléctricos e hidráulicos permitirán la conexión entre el manifold y la unidad de distribución submarina (SDU), mientras que el umbilical permitirá la conexión entre la SDU y el ensamblado de la terminación umbilical (UTA). El sistema anteriormente descrito representa el sistema de control submarino, el cual es mostrado en la figura 8.9.



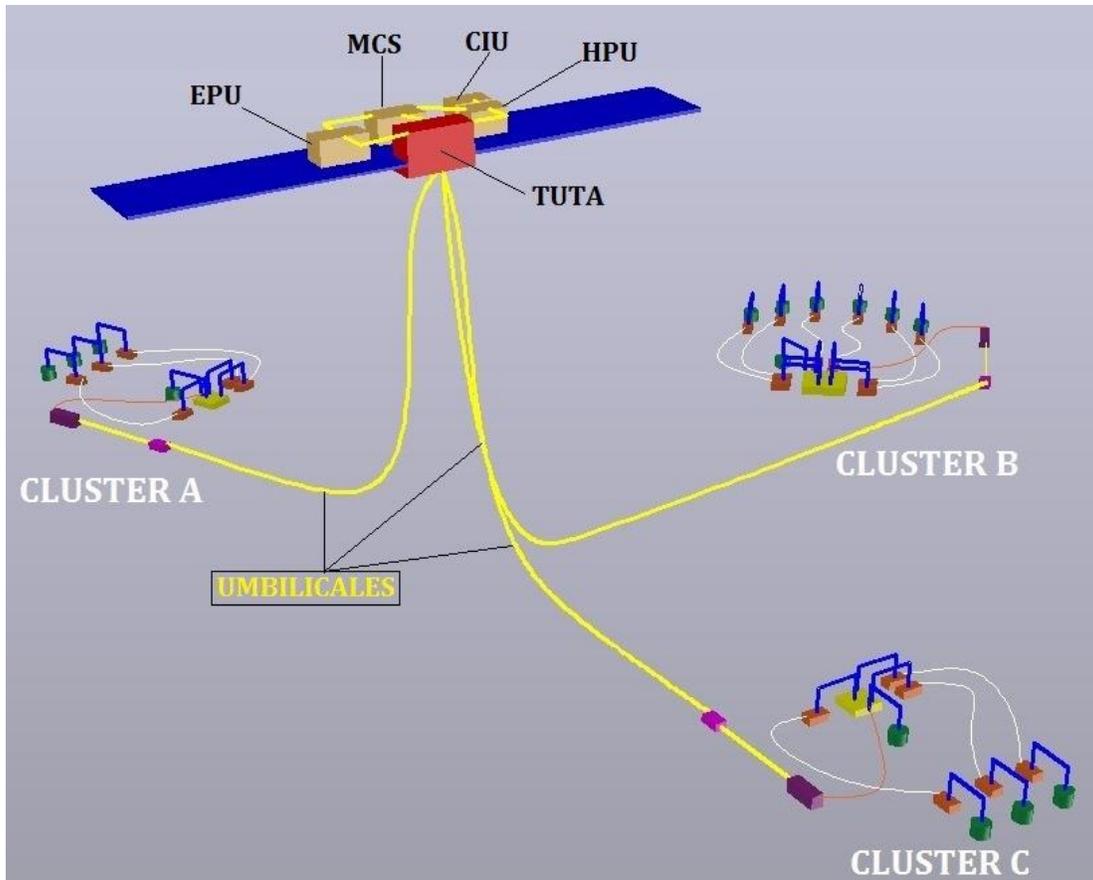
*FUENTE: Santana y Tinoco, 2014*

FIGURA 8.9, "SISTEMA DE CONTROL SUBMARINO DEL CLUSTER A"

Cada uno de los tres sistemas de control submarino son unidos al sistema de control superficial mediante un umbilical (uno por cada sistema de control submarino). El umbilical va conectado en uno de sus extremos al UTA, y en el otro extremo del mismo umbilical se conecta al ensamblado de terminación umbilical superficial (TUTA).

La unidad de potencia hidráulica (HPU) y la unidad de potencia eléctrica (EPU) se conectan a la estación de control principal (MCS), y así mismo la HPU, la EPU y la MCS se conectan a la TUTA. Por último, la unidad de inyección química (CIU) es conectada a la HPU. El sistema previamente descrito es conocido como el sistema de control superficial.

La integración de los tres sistemas de control submarino y el sistema de control superficial, conforman todo el sistema de control de la producción de los hidrocarburos del proyecto (figura 8.10).



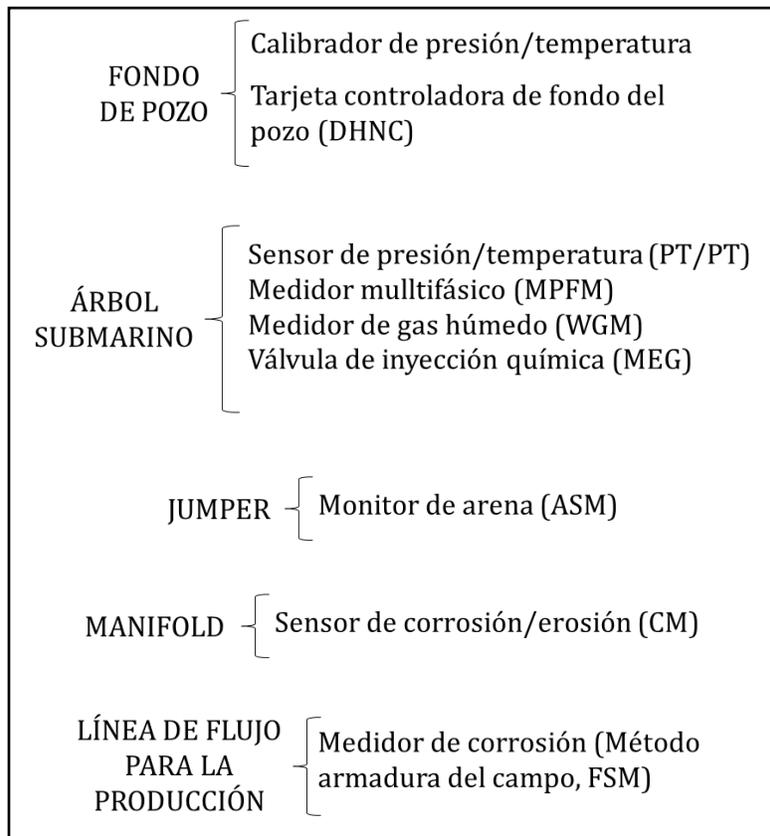
FUENTE: Santana y Tinoco, 2014

FIGURA 8.10, "SISTEMA DE CONTROL DE LA PRODUCCIÓN DE LOS HIDROCARBUROS DEL PROYECTO ÁREA PERDIDO"

#### ✚ SISTEMA DE MEDICIÓN (SUBMARINO Y SUPERFICIAL)

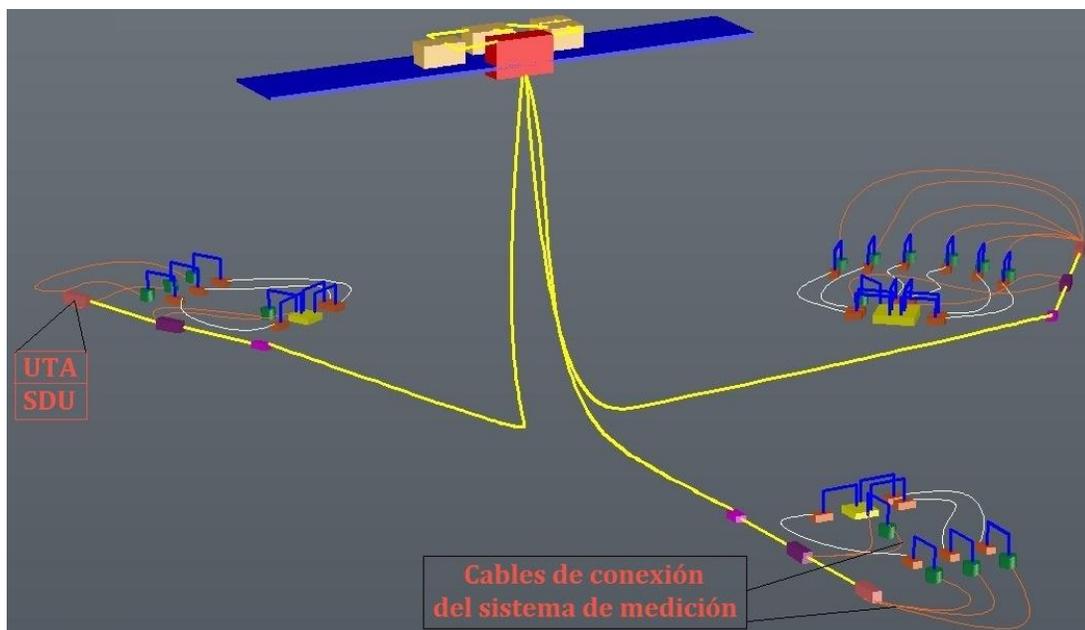
Para asegurar el éxito del proyecto, es indispensable contar con información procedente de la producción submarina, con el fin de administrar de la manera más adecuada el yacimiento. Mediante el análisis de la producción proporcionada por los pozos se tendrá un mejor entendimiento del comportamiento de cada uno de ellos, por lo que será posible mejorar el plan de desarrollo del proyecto. De esta manera, se plantea implementar diferentes instrumentos tanto en el fondo del pozo, lecho marino y superficie. El arreglo de dichos instrumentos se conoce como sistema de medición. Sugerimos que el sistema de medición submarino esté conformado por los siguientes componentes:

En cada pozo será instalado un calibrador de presión/temperatura y una DHNC. Cada árbol contará con un PT/PT, un MPFM, un WGM y una válvula de inyección química. El ASM será instalado en los jumpers que unen los árboles con los PLETs. Cada manifold será equipado con un CM, y en cada línea de flujo será alojado un FSM. Además de los dispositivos anteriormente mencionados, se necesita un UTA y una SDU por cada cluster, para que exista una comunicación con el equipo superficial mediante los cables de conexión. Las figuras 8.11 y 8.12 muestran los componentes que conforman el sistema de medición submarino.



FUENTE: Santana y Tinoco, 2014

FIGURA 8.11, "COMPONENTES DEL SISTEMA DE MEDICIÓN SUBMARINO PARA LA EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS EN EL PROYECTO ÁREA PERDIDO"



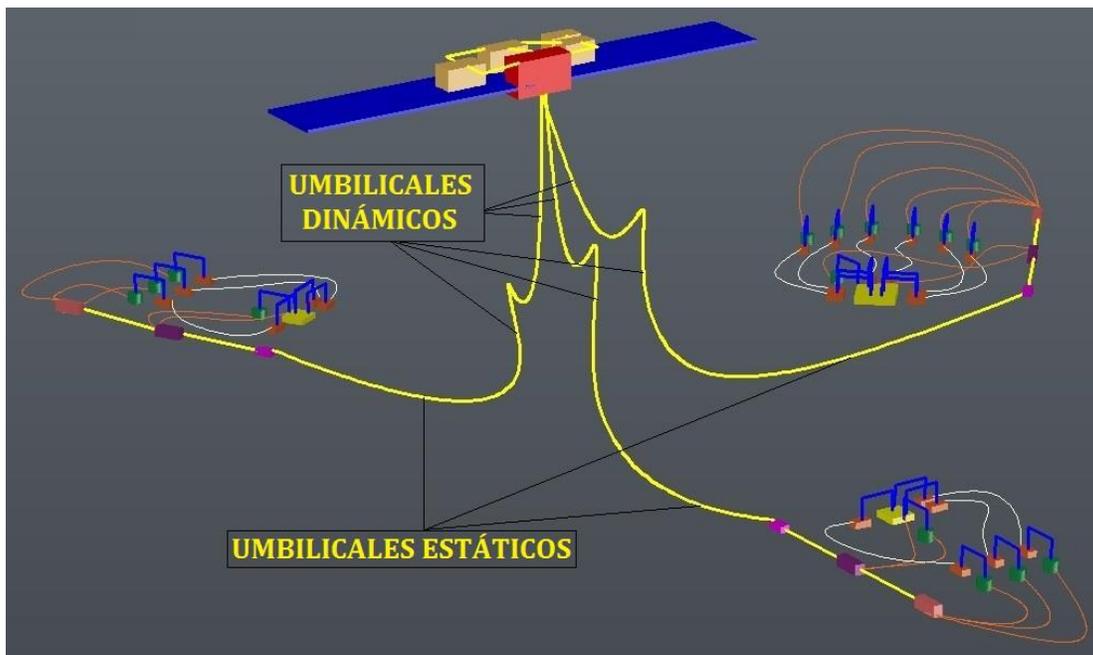
FUENTE: Santana y Tinoco, 2014

FIGURA 8.12, "LOCALIZACIÓN DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA DE MEDICIÓN SUBMARINO"

Finalmente, para obtener mejores resultados en la calidad de la información obtenida por el sistema de medición submarino, se deben instalar instrumentos en el sistema de producción flotante, como son medidores multifásicos, monitores de arena, medidores de gas húmedo, corte de agua y corrosión/erosión.

#### ✚ *INTERFACE ENTRE LOS SISTEMAS SUPERFICIALES Y LOS SISTEMAS SUBMARINOS*

Existe una interface entre los sistemas submarinos (de control y medición) y los sistemas superficiales (de control y medición). Dicha interface es por medio de umbilicales dinámicos y estáticos. Para el desarrollo de éste proyecto se han considerado tres clusters, por lo que habrá un total de 3 umbilicales, uno por cada cluster. Uno de los extremos de cada umbilical estático se conecta al UTA en el lecho marino, mientras que el otro extremo es conectado con el umbilical dinámico, que conectará al TUTA en el sistema flotante de producción (figura 8.13).



FUENTE: Santana y Tinoco, 2014

FIGURA 8.13, "LOCALIZACIÓN DE UMBILICALES ESTÁTICOS Y DINÁMICOS DEL PROYECTO ÁREA PERDIDO"

#### ✚ *SISTEMA DE PRODUCCIÓN FLOTANTE*

Para poder continuar con la secuencia de la estrategia de producción del proyecto, es necesario saber qué tipo de sistema de producción flotante se utilizará, ya que así podremos determinar la forma en la que se manejará la producción, las líneas de flujo, el sistema de risers y el sistema de amarre que se implementaran.

Sugerimos que el sistema de producción flotante más adecuado para éste proyecto es el sistema FPSO debido a lo siguiente:

- El sistema FPSO tiene una mayor capacidad de almacenamiento que el sistema SPAR. Dada esta característica, el sistema SPAR necesita dos líneas de exportación, una para el gas y la otra para el aceite. La exportación del aceite y gas se consigue desde la localización de dicha SPAR hasta la instalación más cercana, o bien hasta la costa, mientras que el sistema FPSO solo requiere de una línea de exportación de gas. Actualmente en el proyecto Área Perdido no se cuenta con una infraestructura de líneas de exportación submarinas.
- El sistema FPSO almacenará y procesará el aceite dentro de la misma embarcación. El aceite será descargado por una manguera hacia un buque de transporte, mientras que el gas proveniente de los pozos será comprimido a través de una línea de exportación de gas hasta las instalaciones en tierra.

Cabe mencionar que de acuerdo a las características del sistema FPSO, no es posible perforar pozos con ésta embarcación. Para la perforación de pozos del proyecto Área Perdido se utilizarán plataformas semi-sumergibles.

### SISTEMA DE IMPULSO SUBMARINO Y LÍNEAS DE FLUJO

Analizando distintas alternativas que se tienen actualmente para proporcionar impulso a la mezcla de hidrocarburos, desde la salida del manifold hasta el FPSO, consideramos que la mejor opción es el uso de un separador submarino con una bomba eléctrica sumergible (ESP). Éste sistema es mejor conocido como sistema de separación e impulso ESP (*Caisson Separation/ESP Boosting System*). El sistema permitirá la separación del gas y líquido en el fondo del océano, para que posteriormente sean enviados hasta el FPSO.

La producción proveniente de los manifolds, que posteriormente fluye a través de los jumpers hasta llegar a los pozos *dummy*, es separada. El gas separado del flujo multifásico fluye a través del espacio anular de la línea de flujo, y el líquido cae en el caisson para que posteriormente sea bombeado por la misma línea de flujo.

Debido a que el sistema de separación e impulso ESP necesita estar cerca de los pozos, o bien del manifold, se requerirán tres sistemas de separación e impulso, uno por cada manifold. La configuración de cada sistema de separación e impulso ESP es la siguiente:

- Una vez perforado el pozo *dummy*, el sistema se introduce dentro del agujero. En la parte superior del agujero se aloja un dispositivo denominado ensamblado del control de flujo (*Flow Control Assembly, FCA*), cuya función es ser el punto de entrada de la mezcla de hidrocarburos y el punto de salida de cada una de las fases dentro de una misma línea de flujo.
- El FCA se conecta a un ensamblado de terminación umbilical de bombeo (*Pump Subsea Umbilical Termination Assembly, PSUTA*) mediante cables de conexión.

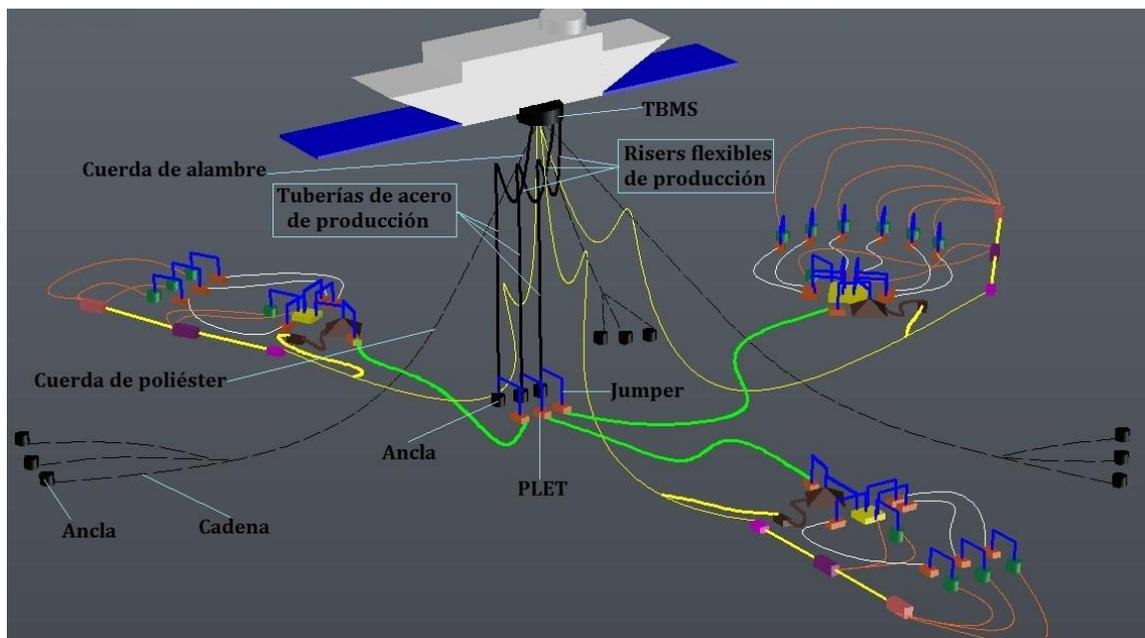


Durante operaciones normales, la boya en la torre es el punto donde los fluidos de los pozos serán producidos a bordo del FPSO. El tanque de la boya proporcionará la flotabilidad suficiente para soportar todas las líneas de amarre, los umbilicales y el sistema de risers. El sistema de amarre estará conformado por anclas, cadenas, cuerdas de poliéster, cuerdas de alambre.

Las líneas de flujo submarinas (aceite y gas) serán conectadas al FPSO mediante risers híbridos suspendidos libremente (*Free-Standing Hybrid Risers*). El sistema de risers consiste de lo siguiente:

- Por cada PLET localizado debajo del FPSO, habrá un ancla.
- La función de las anclas es sujetar las tuberías de acero de producción, además de ser el punto de unión entre las tuberías de acero y los jumpers. Estos últimos unirán a los PLETs. Así mismo, los flotadores (uno por cada ancla) tensionará cada tubería de acero.
- Finalmente, un extremo del riser flexible de producción es conectado a la tubería de acero, mientras que el otro extremo es conectado a la boya en la torre.

La figura 8.15 muestra el sistema de amarre y el sistema de risers híbridos.



FUENTE: Santana y Tinoco, 2014

FIGURA 8.15, "LOCALIZACIÓN DEL SISTEMA DE AMARRE Y DEL SISTEMA DE RISERS HÍBRIDOS DEL PROYECTO ÁREA PERDIDO"

De esta manera se termina el trayecto de los líquidos y del gas provenientes de los pozos submarinos.

## 8.5 RECOMENDACIONES

### LOCALIZACIÓN DE LOS POZOS DEL PROYECTO

- Los estudios sísmicos 2D y 3D en Área Perdido deben intensificarse en los próximos años, ya que el contar con un mejor desarrollo sísmico permitirá tener una mayor probabilidad de éxito para los pozos que se perforen en esta área.
- La topografía del lecho juega un papel fundamental para el diseño de la arquitectura submarina. Para poder optimizar el crecimiento futuro del proyecto, es necesario conocer detalladamente qué tan irregular es el subsuelo marino.
- Recabar la mayor información posible de cada pozo que sea perforado en el proyecto.

### DISPOSICIÓN DE LOS CLUSTERS

- Instalar árboles de producción mojados horizontales debido a que son más compactos y menos pesados que los verticales y porque los horizontales son más adecuados para yacimientos complejos donde se requiere un mayor número de intervenciones.
- La configuración de clusters de pozos se utiliza porque reúne la producción de la manera más eficiente y más rentable que si se utiliza una configuración de tie-back.
- Instalar manifolds porque ofrecen una amplia flexibilidad de instalación y manejo, permiten aislar pozos para realizar mediciones o muestreos, permiten inyectar inhibidores, son menos complejos y pesados que las plantillas submarinas. Además los manifolds optimizan el flujo del fluido en el sistema.
- La localización de los manifolds sea lo más cercana a los pozos que ya se han perforado y que han sido exitosos (Trión-1, Maximino-1, Exploratus-1).

### SISTEMAS DE CONTROL DE LA PRODUCCIÓN

- Planear y diseñar de manera óptima el sistema de control submarino y superficial para la correcta instalación de sus componentes.
- Los SCM sean montados en los manifolds en lugar de en los pozos, con la finalidad de reducir la cantidad de estos componentes y para reducir el número de conexiones requeridas.
- Debido a que el sistema de control submarino es el corazón del sistema de producción submarino, se recomienda seguir las normas establecidas (por ejemplo la ISO 13628-6).
- Que la interfaz entre la SDU y el UTA sea un umbilical en lugar de cables de conexión, ya que cuando en un futuro se incorporen nuevos pozos se tendrá una mayor cantidad de información, y así se contará con un mejor control del sistema.

- Que el UTA no sea construido dentro de la SDU para optimizar el control del sistema y para disminuir la complejidad del mismo.
- Instalar un estrangulador en cada uno de los árboles de producción mojados horizontales para controlar la producción individual antes de su llegada a los manifolds.

### *SISTEMA DE MEDICIÓN*

- A pesar de que el sistema de medición en el fondo marino es el mismo para cada uno de los clusters, es necesario que cada pozo y cada manifold del proyecto cuente con sus respectivos componentes para obtener los datos de presión, temperatura, gasto de flujo, grado de abrasión, corrosión, etc., y así garantizar la correcta administración y monitoreo de los pozos.
- Debido a que se cuenta con un UTA y una SDU independientes para monitorear la producción del manifold, se requiere de una UTA y una SDU adicional para su exclusiva ejecución con el sistema de medición de cada pozo.
- Que el UTA del sistema de medición sea instalado dentro de la SDU del sistema de medición ya que estos dos componentes solamente se encargaran de la distribución de los cables para la medición de los pozos.
- Ejecutar la tecnología disponible y los métodos con los que se cuenta actualmente para combatir los problemas de aseguramiento de flujo, tales como inhibidores químicos, aislamiento térmico, calentamiento eléctrico, circulación de aceite caliente, despresurización del sistema, limpieza en las líneas, protección catódica, etc.

### *INTERFACE ENTRE LOS SISTEMAS SUPERFICIALES Y LOS SISTEMAS SUBMARINOS*

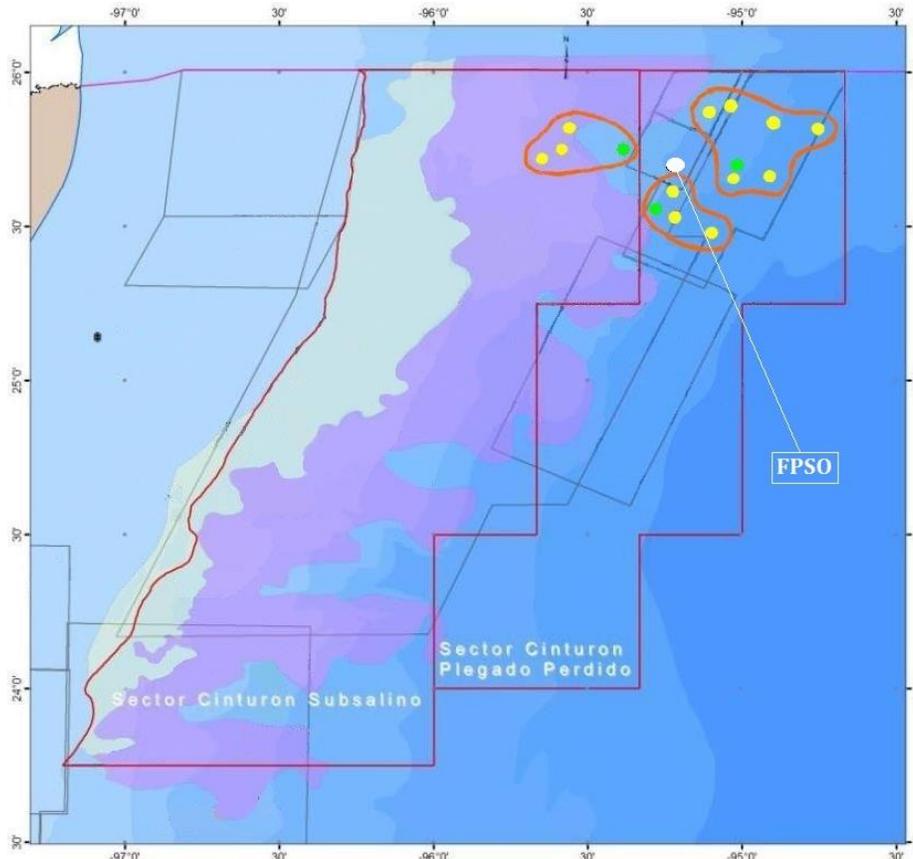
- Los umbilicales que se encuentran descansando en el lecho marino son umbilicales estáticos porque cuentan con una resistencia mecánica capaz de soportar cargas de tracción y aplastamiento durante su manejo, instalación y servicio. Además, los umbilicales estáticos tienen peso suficiente para garantizar estabilidad en el fondo marino.
- Los umbilicales que conectan el extremo de los umbilicales estáticos con el TUTA son umbilicales dinámicos porque estos son capaces de estar sujetos a cargas dinámicas y de fatiga, por lo que no existen problemas debido al movimiento.

### *SISTEMA DE PRODUCCIÓN FLOTANTE*

- A pesar de sus limitaciones en operaciones de perforación y reparación de pozos, se utiliza un sistema FPSO ya que no se cuenta con la infraestructura de tuberías necesaria para la exportación de aceite y gas, además el sistema FPSO no tiene limitaciones por profundidad de agua.

## PROYECTO ÁREA PERDIDO

- Utilizar un FPSO porque puede almacenar, procesar y descargar simultáneamente, se puede desconectar de los sistemas de amarre, risers, control y monitoreo en caso de mal clima, se puede re-localizar y re-utilizar, es insensible a la carga adicional, es una opción viable para la expansión de proyectos y cuenta con un esquema de ejecución más rápido que los otros sistemas de producción.
- Ubicar al FPSO a una distancia aproximadamente igual entre los pozos Trión-1, Maximino-1 y Exploratus-1, tal como se muestra en el mapa 8.10.



FUENTE: La industria petrolera, soporte para el crecimiento de la economía mexicana (modificada)  
MAPA 8.10, "LOCALIZACIÓN DEL FPSO EN EL PROYECTO ÁREA PERDIDO"

### ✚ SISTEMA DE SEPARACIÓN E IMPULSO ESP Y LÍNEAS DE FLUJO

- Instalar un sistema de separación submarina para tener una producción más efectiva y para disminuir los problemas relacionados con el aseguramiento de flujo.
- Utilizar un sistema de bombeo ESP porque es más factible suministrar electricidad que suministrar gas para un sistema de bombeo neumático.
- Utilizar un sistema de bombeo ESP para garantizar que los fluidos producidos lleguen a bordo del FPSO.
- Que el sistema ESP esté lo más cerca posible del FPSO para aumentar la producción proveniente de los manifolds.

- Conectar los sistemas de separación e impulso ESP con los manifolds más no en cada pozo para disminuir el número sistemas ESPs, disminuir las líneas de producción, risers de producción y para hacer menos compleja la arquitectura submarina.
- Instalar un ensamblado de terminación umbilical (denominado PSUTA) exclusivo al sistema de separación e impulso para tener un mayor control del sistema.
- El sistema de separación e impulso ESP es adecuado para fracciones de volumen de gas menores al 50%. Los pozos que se han perforado hasta la fecha en Área Perdido revelan que los yacimientos contienen principalmente aceite ligero con presencia de gas, por lo que el sistema es aplicable.
- Utilizar un separador vertical porque este tipo de separador es más eficiente para la separación de gas/líquido.
- Poner material de aislante térmico alrededor de las líneas de flujo y de producción para evitar que el calor se pierda a los alrededores.

### *SISTEMA DE RISERS DE PRODUCCIÓN Y SISTEMA DE AMARRE*

- El movimiento del sistema FPSO no permite el uso de risers rígidos o risers de acero, por lo que los risers más adecuados para éste sistema son los risers híbridos.
- Considerar dentro del sistema de amarre, un diseño cuidadoso de la localización de la torre del FPSO, ya que si ésta es posicionada lo más lejos de la mitad de la embarcación, será más fácil para la embarcación encontrar el equilibrio, pero por otro lado, entre más alejada esté la torre, los movimientos verticales se verán afectados debido al peso de la embarcación.
- El material de un tramo de cada una de las líneas de amarre necesita ser de cuerda de poliéster, ya que éste le da al sistema de amarre mayor suavidad que si sólo fuera de línea de acero. Además la cuerda de poliéster es más flexible con el sistema de risers. El sistema de amarre con cuerda de poliéster es más ligero y menos costoso que si fuera de acero, y no existen problemas relacionados con la corrosión.
- Al igual que con los umbilicales dinámicos conectados a la boya de la torre, se recomienda el uso de risers híbridos para permitir el movimiento ascendente y descendente de la boya.

## CONCLUSIONES

---

No se cuenta con una definición internacional para el concepto de aguas profundas, debido a que cada país cuenta con una definición diferente.

La tecnología sísmica 2D y 3D es fundamental para la exploración y explotación de hidrocarburos localizados en aguas profundas. Sin embargo, la tecnología sísmica 4D está ofreciendo datos más precisos que los proporcionados por la sísmica 2D y 3D. Las actividades de exploración y explotación tienen una fuerte dependencia tecnológica porque dichas actividades suelen manejar factores de éxito desde el 10% hasta el 40% en los mejores casos.

Se requiere que en la parte mexicana del Golfo de México se intensifiquen estudios sísmicos. Uno de estos estudios involucra la tecnología wide azimuth, ya que ésta es una alternativa para la toma de información en las estructuras de sal.

Actualmente la explotación de hidrocarburos en zonas localizadas en tierra y en aguas someras ha ido decreciendo gradualmente, por lo que se espera que la exploración y explotación de zonas localizadas en aguas cada vez más profundas ira en aumento en los próximos años.

Pemex ha trabajado en aguas someras alrededor de 50 años (desde 1951), sin embargo fue hasta el 2006 que se ha incursionado en tirantes de agua mayores a los 500 [m] (pozo Noxal-1 y pozo Lakach-1), por lo que cuenta con escasa experiencia en éste ámbito.

Para alcanzar los objetivos de los proyectos propuestos en aguas profundas, se requiere que la inversión sea mayor al 17.7%, debido a la falta de tecnología y equipo.

Debido a que la perforación de pozos costa fuera está condicionada por la profundidad del agua, las unidades de perforación flotantes son la única opción para aguas profundas, contando con una amplia variedad de unidades de perforación. Teniendo en cuenta las características del yacimiento(s) que se pretende(n) perforar, infraestructura disponible, condiciones ambientales y tirante de agua, será la unidad de perforación flotante que se instale.

Las plataformas semi-sumergibles de perforación brindan una serie de características que las hacen (dependiendo el proyecto) más viables que los barcos de perforación:

- Son capaces de operar de manera más estable que los barcos de perforación, sin embargo estos últimos tienen mayor capacidad de carga.
- Los costos que demandan el uso de una semi-sumergible por día son significativamente menores que los costos de un barco de perforación.

La perforación de pozos en aguas profundas es similar a la perforación de pozos terrestres, pero involucrando diferentes variables, principalmente presiones y difícil manejo del equipo debido a la profundidad del agua.

## CONCLUSIONES

---

Uno de los mayores problemas en la perforación de pozos en aguas profundas es el margen reducido de la ventana operativa, por lo que el uso de más de tres sargas de revestimiento se vuelve necesario, por ende, la carga del cabezal se afecta considerablemente.

Los beneficios obtenidos al utilizar árboles horizontales son la disminución de los costos del proyecto debido a la disminución de los tiempos en operaciones de terminación e intervenciones a los pozos.

La tecnología existente para los sistemas submarinos de producción es basta y completa. Ésta tecnología tiene una estrecha relación con los problemas asociados con el aseguramiento de flujo, por lo que es necesario analizar e investigar tanto las características del campo como las propiedades del yacimiento y de los fluidos para determinar los equipos que se instalarán. También se requiere hacer un correcto diseño de los equipos submarinos, lo que permitirá elegir las mejores opciones para la prevención y mitigación de los problemas de aseguramiento de flujo.

El diseño de tuberías y sistemas submarinos para asegurar el transporte del flujo multifásico desde el lecho marino hasta el sistema de producción flotante debe ser seguro y económico, lo cual implica un gran desafío de ingeniería. Los riesgos de aseguramiento de flujo pueden ser manejados a través de un diseño adecuado del sistema, como son el muestreo de fluidos para la prevención, identificación y cuantificación de riesgos, aislamiento térmico para la preservación del calor de los fluidos producidos, inhibidores químicos para la mitigación de hidratos, ceras y asfaltenos, corridas de diablos para limpiar y detectar fallas en las líneas, etc.

Existen factores que son imposibles de evitar, como son la presencia de agua y gas, cambios de presión y temperatura, cambios en la composición de los fluidos y corrosión de los equipos, por lo que es indispensable intentar lidiar con los problemas buscando las alternativas más económicas y más adecuadas para su control.

Si se tienen diferentes yacimientos, lo mejor es comparar la información entre cada uno de ellos con el fin de correlacionar dicha información, y así determinar la mejor opción para el aseguramiento de flujo.

Actualmente se cuenta con distintos softwares que funcionan como una herramienta confiable para el manejo del aseguramiento de flujo.

El desarrollo de los campos Trident y Great White involucra la participación de diferentes empresas petroleras, por lo que el trabajo en conjunto será fundamental para el éxito del proyecto Área Perdida.

Los descubrimientos de los campos Trident y Great White, así como la perforación de los pozos Trión-1, Maximino-1, Supremus-1 y Exploratus-1, demuestran que existe un importante potencial de hidrocarburos en aguas ultra profundas del norte del Golfo de México, tanto en la zona norteamericana como en la zona mexicana.

## CONCLUSIONES

---

A pesar de que actualmente no se cuenta con una infraestructura de tuberías submarinas para la producción de aceite y gas en las aguas mexicanas, la mejor alternativa para el desarrollo del proyecto Área Perdido es la instalación de dicha infraestructura, ya que permitirá la incorporación de más pozos, más yacimientos y más proyectos.

Debido al potencial de los estratos impregnados del campo, la complejidad geológica del yacimiento y las propiedades petrofísicas de la roca predominante (turbiditas), se deberá implementar en el campo Trident un método para mejorar el flujo de fluidos en el yacimiento. Para ello un método recomendable es fracturar la formación, ya que éste método incrementará la capacidad productiva de la misma. Los pozos perforados en yacimientos de areniscas de baja a moderada permeabilidad, son buenos candidatos a un fracturamiento hidráulico, lo cual implica un mejoramiento en su comportamiento de producción.

Hasta la fecha se han descubierto en el campo Great White tres grandes secuencias de yacimientos. Conforme se avanza en las edades geológicas se puede observar un cambio significativo en las propiedades petrofísicas. Ésta información es útil para determinar el diseño de explotación.

EDAD GEOLÓGICA	PROPIEDAD
Oligoceno Medio	<b>Gravedad</b> 18 °API, $\phi=0.36$ <b>K</b> =?, <b>P</b> =4950 [psi], <b>T</b> = 95 °F Zona altamente fallada
Eoceno Inferior	<b>Gravedad</b> 40 °API, $\phi=0.25 - 0.30$ <b>K</b> = 50-250 [mD], <b>P</b> =6825 [psi], <b>T</b> = 135 °F Zona fallada
Paleoceno Inferior	<b>Gravedad</b> 40 °API, $\phi=0.15$ <b>K</b> = 2 [mD], <b>P</b> =8907 [psi], <b>T</b> = 188 °F

En el desarrollo Perdido (campos Great White, Silver Tip y Tobago) se utilizó la metodología de pozos pre-perforados. Esta actividad permite incrementar más rápidamente la producción una vez que las instalaciones están construidas y están listas para su funcionamiento. Los pozos pre-perforados también proporcionan con anticipación información del pozo y de la producción de las principales áreas del yacimiento, lo que permite planear mejor la perforación de los pozos futuros.

La tecnología DVA al árbol mojado minimiza el tamaño de la unidad del sistema de perforación/producción flotante y maximiza el número de pozos submarinos. Durante las operaciones de perforación y terminación de pozos, el sistema flotante se coloca en el lugar de interés. Cuando se desea tener acceso vertical a los pozos ubicados en el área de trabajo, el sistema flotante se mueve alrededor del pozo patrón. Éste concepto surge como una opción viable para el desarrollo futuro de campos en aguas profundas.

## CONCLUSIONES

---

La ejecución del proyecto necesita una amplia gama de tecnología, sin embargo, si la tecnología estándar disponible no se ajusta a los requerimientos del proyecto, es indispensable adecuar éstas tecnologías de tal manera que se adapten a las condiciones del proyecto.

Gracias a la tecnología disponible y la inversión hecha en el proyecto Área Perdido, se han logrado avances significativos para comenzar con el desarrollo del proyecto, principalmente en la inversión que se ha realizado en sísmica 2D y 3D, lo que ha resuelto los problemas asociados a la interpretación de imágenes en yacimientos rodeados de sal alóctona y autóctona.

La correlación estratigráfica de los pozos perforados en la parte mexicana y en la parte norteamericana muestra que existe un gran potencial en Área Perdido, particularmente en el play Eoceno Inferior (Wilcox). Además, las similitudes de las propiedades de los fluidos y de los yacimientos, sugieren que un potencial esperado significativo será explotado en los próximos años.

El análisis de la estrategia de explotación en Área Perdido involucra la localización del campo y de los pozos, arreglo y ubicación de clusters, sistemas de control y medición, interfaces de comunicación entre los equipos y los sistemas (superficiales y submarinos), sistema de producción flotante, sistema de impulso submarino, líneas de flujo, sistema de risers de producción y sistema de amarre. Además, un sistema de producción flotante tipo FPSO como punto de recolección de la producción de cada uno de los campos.

Dependiendo de la producción de los primeros pozos para el desarrollo del proyecto (Altus-1, Dissimilis-1, Primus-1, Magnanimo-1, Grex-1, Chachiquin-1, Supremus-1, Eximius-1, Saxum-1, Afotica-1, Pelagus-1, Exploratus-101) se tomará la decisión de comprar o rentar el FPSO.

1. [www.geographic.org/deepwater\\_gulf\\_of\\_mexico/seismic\\_activity.html](http://www.geographic.org/deepwater_gulf_of_mexico/seismic_activity.html)
2. Gerencia del proyecto de desarrollo Lakach. Perspectivas de desarrollo para campos descubiertos en aguas profundas en México. Octubre de 2013.
3. [www.offshore-mag.com/articles/print/volume-55/issue-7/news/general-interest/seismic-acquisition-first-deepwater-4d-seismic-to-be-acquired-over-foinaven.html](http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-55/issue-7/news/general-interest/seismic-acquisition-first-deepwater-4d-seismic-to-be-acquired-over-foinaven.html)
4. Andrew Gould. New seismic technologies for deepwater succes. World Petroleum Council; 2010.
5. Shell. Deepwater: drilling innovation, exploring the deep. Mayo 2012.
6. Instituto Mexicano del Petróleo. Estado del arte y prospectiva de la tecnología para la explotación de campos petroleros en aguas profundas. Septiembre 2010.
7. Arthur D. Little. Deepwater Developments; Critical aspects and key considerations for technology selection. 2013.
8. [total.com/en/energies-expertise/oil-gas/exploration-production/strategic-sectors/deep-offshore/challenges/context-overview](http://total.com/en/energies-expertise/oil-gas/exploration-production/strategic-sectors/deep-offshore/challenges/context-overview)
9. [www.worldoil.com/January-2013-Deepwater-High-crude-oil-prices-sustainable-production-spur-new-discoveries.html](http://www.worldoil.com/January-2013-Deepwater-High-crude-oil-prices-sustainable-production-spur-new-discoveries.html)
10. Fabio Barbosa Cano. Situación de los campos petroleros en aguas profundas del mundo. Septiembre 2008.
11. [www.2b1stconsulting.com/perdido-discoveries-could-double-pemex-crude-oil-reserves/](http://www.2b1stconsulting.com/perdido-discoveries-could-double-pemex-crude-oil-reserves/)
12. [uk.reuters.com/article/2014/01/29/mexico-oil-idUKL2N0L326W20140129](http://uk.reuters.com/article/2014/01/29/mexico-oil-idUKL2N0L326W20140129)
13. [bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen3/ciencia3/141/htm/sec\\_10.htm](http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen3/ciencia3/141/htm/sec_10.htm), México y sus recursos minerales en la zona económica exclusiva
14. [cuentame.inegi.org.mx/territorio/extension/default.aspx?tema=T](http://cuentame.inegi.org.mx/territorio/extension/default.aspx?tema=T)
15. [usuarios.geofisica.unam.mx/gvazquez/explotacionELIA/zonadesplegar/Lecturas/Origen%20del%20petroleo%20e%20historia.pdf](http://usuarios.geofisica.unam.mx/gvazquez/explotacionELIA/zonadesplegar/Lecturas/Origen%20del%20petroleo%20e%20historia.pdf), Origen del petróleo e historia de la perforación en México
16. [www.petroquimex.com/030409/articulos/9.pdf](http://www.petroquimex.com/030409/articulos/9.pdf)
17. [es.scribd.com/doc/179439272/Aguas-Profundas](http://es.scribd.com/doc/179439272/Aguas-Profundas)
18. Ing. Carlos Morales Gil. La industria petrolera; elementos clave del negocio, retos y oportunidades. Diciembre de 2012.
19. Universidad Nacional Autónoma de México, Instituto de Investigaciones Económicas. Avanza Pemex en aguas profundas. Marzo 2008.
20. Pemex. Memoria de Labores 2006, Resultados Operativos.
21. Comisión Nacional de Hidrocarburos. Dictamen del proyecto de Explotación Lakach. Abril 2012.
22. Greenpeace. Exploración en aguas profundas del golfo de México. Agosto 2012.
23. Comisión Nacional de Hidrocarburos. Documento técnico 2 (DT-2), La tecnología de exploración y producción en México y en el mundo: Situación actual y retos. Diciembre 2011.
24. Reuters América Latina. Entrevista-Mexicana Pemex solicito áreas en aguas ultra profundas del Golfo en ronda cero: consejero. Enero 2014.
25. PEMEX. Principales elementos del plan de negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2014-2018. Mayo 2013.

26. Secretaría de Energía. Prospectiva del Mercado de Petróleo Crudo 2012-2026. 2012.
27. PEMEX. El futuro de la energía en México; Logros, perspectivas y retos. Mayo 2013.
28. Mark J. Kaiser, Brian Snyder, Allan G. Pulsipher. Offshore drilling industry and rig construction market in the Gulf of Mexico. Marzo 2013.
29. Paolo Macini. Encyclopaedia of hydrocarbons; offshore drilling.
30. David E. Dismukes. Offshore oil and gas industry support sectors. Diciembre 2010.
31. S. Tanaka, Y. Okada, Y. Ichikawa. Offshore drilling and production equipment.
32. Effects of water depth on offshore equipment and operations. Topic #3: Well drilling & completion design and barriers. Noviembre 2011.
33. Young Bai, Qiang Bai. Subsea structural engineering handbook. Mayo 2010.
34. Iain Caulfield, Stephen Dyer, Y. Gil Hilsman. Project management of offshore well completions. 2007.
35. Frank Close, Bob McCavitt & Brian Smith. Deepwater Gulf of Mexico development challenges overview. 2008.
36. [es.scribd.com/doc/52667625/l05-manifolds-well-clusters](http://es.scribd.com/doc/52667625/l05-manifolds-well-clusters)
37. M. I. Ana Bertha González Moreno. Introducción a aguas profundas y sistemas submarinos de producción. Abril 2013.
38. Jaeyoung Lee, P.E.; Introduction to offshore pipelines and risers, 2008.
39. FMC Technologies. Subsea control systems.
40. Anders Husby, Rhodri Morgan. Subsea production control systems. Septiembre 2011.
41. Cameron. Subsea systems; production control systems. 2012.
42. Jon Berven, Eiliv Janssen. Subsea production control systems for all-electric Xmas trees. Junio 2013.
43. Aker Solutions. Subsea control systems; subseaweb-open systems architecture. 2008.
44. [www2.emersonprocess.com/en-us/brands/roxar/pages/roxar.aspx](http://www2.emersonprocess.com/en-us/brands/roxar/pages/roxar.aspx)
45. Emerson Process Management. Roxar flow measurement as.
46. Emerson Process Management. The Roxar acoustic products portfolio; Non-intrusive monitoring & measurement.
47. Emerson Process Management. Roxar wetgas meter.
48. Emerson Process Management. Roxar watercut meter; Fullcut (FC) model.
49. Roxar. Subsea Multiphase meter.
50. Kari Johnson. Projects proving merits of multiphase. Junio 2009.
51. Roxar. Subsea sand monito; Non-intrusive acoustic detector.
52. Jan Olaf Gomnaes. Sand monitoring key for subsea wells. Diciembre 2012.
53. Emerson Process Management. Roxar subsea wetgas meter.
54. Roxar subsea field signature method.
55. Roxar. Subsea SenCorr PTPT sensor.
56. Emerson Process Management. Roxar downhole pressure & temperature gauges.
57. GE Sensing. Subsea sensors.
58. Roxar. Subsea SenCorr CM sensor; intrusive corrosion monitoring sensor.
59. Emerson Process Management. Roxar downhole network controller card.

60. Erik Hagen. Roxar 3<sup>rd</sup> generation subsea multiphase meter-SMPFM 2600, features and operator benefits. Mayo 2013.
61. Atmosferis-Información sobre la industria y el transporte marítimo; Compresión de gas submarina, Agosto 2011.
62. Ken Arnold, Ingeniero Principal de Proyectos, Paragon Engineering Services, Inc. , Houston, y Maurice Stewart, Jr. , Ingeniero Petrolero Regional, Minerals Management Service, Metairie, Louisiana; Diseñando sistemas de producción de petróleo y gas como escoger el tamaño y seleccionar separadores.
63. Boyun guo, Shanhong Song, Ali Ghalambor, Tian Ran Lin. Offshore pipelines; design, installation and maintenance, second edition. 2014.
64. Eduardo González Pacheco. Ciencia y tecnología, hidratos de gas. 2003.
65. Schlumberger. La ciencia de los asfaltenos revela secretos de los yacimientos. 2013.
66. Smart KR. Guidance for floating offshore production units. 2013.
67. Subrata K. Chakrabarty. Handbook of offshore engineering, volume 1. 2005.
68. Bruce Crager. Floating production systems; the industry's best solution for the future. Noviembre 2013.
69. American Petroleum Institute. Offshore production facilities.
70. F. Piasentin. FPSO revamp for a marginal field. Agosto 2012.
71. Cathexis Consultancy Services Ltd. Floating production, storage and offloading facilities.
72. Christopher N. Mahoney, Katherine Kithas. Poster 107; 2013 Worldwide survey of floating production, storage and offloading (FPSO) units. Agosto 2013.
73. Christopher N. Mahoney. Poster 105; 2013 Deepwater solutions & records for concept selection. Mayo 2013.
74. Hermilo Montes. Equipos y unidades utilizadas en aguas profundas, Facultad de Ingeniería.
75. Joakim Rise Gallala. Hull Dimensions of a semi-submersible rig, a parametric optimization approach. Junio 2013.
76. Chad Supan. Poster 89; 2011 Worldwide survey of Semi-FPSs and FPU's (excluding FPSOs, SPARs, TLPs). Enero 2011.
77. Christopher N. Mahoney and Chad Supan. Poster 101; 2012 Worldwide survey of SPAR, DDCV, and MinDOC vessels. Octubre 2012.
78. Anil Sablok. Internationalization of the Spar platform.
79. [www.globalsecurity.org/military/systems/ship/platform-spar-comp.htm](http://www.globalsecurity.org/military/systems/ship/platform-spar-comp.htm)
80. [www.floatec.com](http://www.floatec.com)
81. [www.houston-offshore.com/solutions/spar/](http://www.houston-offshore.com/solutions/spar/)
82. [www.houston-offshore.com/solutions/tension-leg-platform/](http://www.houston-offshore.com/solutions/tension-leg-platform/)
83. Zhang Dagang, Wang Chunsheng, Zhan Tianyu. Tension leg platform project execution. Agosto 2013.
84. Lindsey Willholt and Chad Supan. Poster 82; 2010 Worldwide survey of TLPs, TLWPs. Febrero 2010.
85. Society for Sedimentary Geology. From BAHA to Jack, evolution of the lower tertiary Wilcox trend in the deepwater Gulf of Mexico. Septiembre 2007.

86. Jaime Patiño Ruiz, Marco Antonio Rodríguez Uribe, Edilberto Román Hernández Flores, Joel Lara Rodríguez, Alberto René Gómez González. El Cinturón Plegado Perdido Mexicano. Estructura y Potencial Petrolero.
87. Juan Carlos Flores Zamora. Integration of geophysical interpretation methods applied in the Perdido Fold Belt. Junio 2013.
88. Dave Meyer, Larry Zarra, David Rains, Bob Meltz, Tom Hall. Emergence of the Lower Tertiary Wilcox Trend in the deepwater Gulf of Mexico. 2005.
89. [www.subseaiq.com/data/Project.aspx?project\\_id=372](http://www.subseaiq.com/data/Project.aspx?project_id=372). Marzo 2012.
90. Dr. Abelardo Cantú Chapa. Revista PetroQuiMex: ¿Es prioritario explotar en el Golfo de México? Caso Perdido. Abril 2009.
91. Renaud Bouroullec, Gabor Tari. Petroleum traps in deepwater settings.
92. Joshua Oletu, Umesh Prasad, Amir Ghadimipour, Stephen Sakowski, Katerina Vassilellis, Bryan Graham, Namsu Park, Lisa Li. Gulf of Mexico Wilcox play property trend review. Mayo 2013.
93. Vern Eikrem, Ruijian Li, Michael Medeiros, Bryce Mckee, Ed Shumilak, Betsy Boswell, Raj Mohan. Perdido development: Great White WM12 reservoir and Silvertip M. Frio field development plans and comparison of recent well results with pre-drill models. 2010.
94. Dale Snyder, Bill Townsley. Perdido development: World's first ultra-deepwater drilling & production facility. 2010.
95. [www.offshore-technology.com/projects/perdido/](http://www.offshore-technology.com/projects/perdido/)
96. PEMEX. Aguas profundas en México, la oportunidad y el reto. Febrero 2012.
97. Ing. Carlos Morales Gil. La industria petrolera, soporte para el crecimiento de la economía mexicana. Noviembre de 2013.
98. PEMEX. Potencial y recursos prospectivos en México. Noviembre de 2013.
99. Las reservas de hidrocarburos de México, descubrimientos.