



# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

---

---

FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

## SISTEMA DE PROCESAMIENTO SUBMARINO EN EL CINTURÓN PLEGADO PERDIDO

# T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE  
**INGENIERO PETROLERO**  
P R E S E N T A:  
**LUIS CÉSAR SÁNCHEZ GALINDO**



DIRECTOR DE TESIS:  
M.I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA

CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO D.F. JUNIO 2013



## ÍNDICE

<b>ABSTRACT .....</b>	<b>IV</b>
<b>RESUMEN .....</b>	<b>V</b>
<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>VI</b>
<b>CAPÍTULO 1 GENERALIDADES DE LA EXPLOTACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS Y ULTRAPROFUNDAS.....</b>	<b>1</b>
1.1 DEFINICIÓN .....	1
1.2 IMPORTANCIA DEL DESARROLLO DE AGUAS PROFUNDAS Y ULTRAPROFUNDAS .....	1
1.3 PRINCIPALES RETOS EN AGUAS PROFUNDAS Y ULTRAPROFUNDAS .....	5
1.4 INFRAESTRUCTURA NECESARIA PARA LA EXPLOTACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS Y ULTRAPROFUNDAS	11
<b>CAPÍTULO 2 DESARROLLO DE CAMPOS EN EL CINTURÓN PLEGADO PERDIDO .....</b>	<b>24</b>
2.1 ASPECTOS GEOLÓGICOS Y TIPO DE HIDROCARBUROS ENTRAMPADOS .....	24
2.2 INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO PERDIDO .....	33
<b>CAPÍTULO 3 PROCESAMIENTO SUBMARINO .....</b>	<b>41</b>
3.1 SEPARACIÓN .....	42
3.2 BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO SUMERGIBLE (BEC) .....	45
3.3 APLICACIONES DEL PROCESAMIENTO SUBMARINO .....	54
<b>CAPÍTULO 4 SISTEMA DE PRODUCCIÓN CON BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO SUMERGIDO .....</b>	<b>60</b>
4.1 ASPECTOS OPERATIVOS IMPORTANTES DEL SISTEMA BEC .....	60
4.2 BOMBEO DE REFUERZO EN EL CPP .....	66
<b>CAPÍTULO 5 EL CINTURÓN PLEGADO PERDIDO MEXICANO .....</b>	<b>72</b>
5.1 RECURSOS PROSPECTIVOS Y RESERVAS EN MÉXICO .....	72
5.2 PROYECTO EXPLORATORIO ÁREA PERDIDO .....	74
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>	<b>80</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>82</b>
<b>ANEXOS .....</b>	<b>86</b>



## AGRADECIMIENTOS

**A mis padres Rodolfo y Dolores** por brindarme un hogar lleno de amor, calidez y de buenos ejemplos, por demostrarme día a día que cuando uno se propone algo, puede conseguirlo sin importar la cantidad de obstáculos que se encuentren en el camino. Los amo y les agradezco infinitamente todo el apoyo y la confianza que me han dado, son parte fundamental de este logro, GRACIAS.

**A mi hermana Liliana**, te amo y te agradezco que estés conmigo siempre, en las buenas y en las malas. Al igual que mis padres, tú has sido parte de ese motorcito que me ha impulsado a seguir adelante. Gracias por compartir conmigo tantos momentos bellos a lo largo de estos años y por enseñarme tantas cosas, eres una persona maravillosa.

**A la familia Sánchez García**, los quiero mucho y les agradezco que siempre estén al pendiente de mi familia, por darse el tiempo de visitarnos y brindarnos esos fines de semana tan agradables en su compañía. Gracias por el apoyo que me han dado siempre.

**A la familia Galindo Nava**, por creer en mí, por darme su confianza y porque siempre nos han demostrado a mí y a mi familia que somos importantes para ustedes, los quiero mucho.

**A la familia Benumea Gutierrez**, mi segunda familia, gracias por todos estos años que hemos compartido. Me han enseñado que una verdadera amistad es para siempre, gracias por todo su apoyo y por confiar siempre en mí, los quiero.

**A mis mejores amigos**, algunos viejos amigos y otros que han llegado recientemente a mi vida pero que me han demostrado que son excelentes personas y que puedo contar con ellos siempre. Gracias Mario, Sarahí, David, Yuridiana, Gamaliel, Sergio, Edgar, Alexei, Sandrita, Khoji, Viridiana, Felix, Muro, Esteban, Gina, Juanito, los quiero mucho.

**A Amdeleli**, eres una mujer maravillosa y agradezco mucho a la vida el haberte puesto en mi camino. Gracias por tus enseñanzas, por tu cariño y por demostrarme que cuento contigo siempre. ¡Te quiero mucho flaquí!

**A mis sinodales**, por dedicarle tiempo al desarrollo de este trabajo y compartir conmigo sus conocimientos, las aportaciones hechas sin duda han sido muy valiosas, gracias.



## ABSTRACT

The exploitation of hydrocarbons in deep and ultradeep waters has been a major challenge for oil companies worldwide, however, the rate of exploitation due to the increasing demand for energy, practically forces them to work so hard and constant innovation of technology to optimize the resources that lie under water, in an efficient way, safe and profitable.

Throughout the process of development of an oil field in this type of environment are complications inherent to each activity, from exploration to the moment in which they start producing, the engineers face a number of difficulties that need to overcome both the specific project objectives are achieved and to comply with regulations related to environmental safety.

The Perdido fold belt is located in the northwestern part of the Gulf of Mexico, currently the the exploitation project developed in the U.S. exclusive economic zone comprises three fields: Great White, Tobago and Silvertip, and includes the implementation of an architecture that has enabled adapt the subsea equipment to rugged terrain that is under water depths of more than 2,300 [m].

In general, the development concept involves link Silvertip and Tobago with a central subsea cluster located in the corresponding area to Great White field, in which is carried out the mixture of production, their two phase separation gas-liquid and subsequent pumping of the liquid phase by electrosumersible pumps. There are five separation and pumping equipment called subsea boosting system, whose vital components are the caisson separator and the artificial lift equipment (ESP).

Meanwhile, Mexico has formally initiated the exploration activities in this area, achieved during 2012 the successful drilling of the wells Trio-1 and Supremus-1; with what have been obtained the first palpable indications of the continuity of the geological structures found in the U.S. portion. To know and study the work done in that area, certainly represents an attractive alternative for the future development of Mexican Perdido fold belt.



## RESUMEN

La explotación de hidrocarburos en aguas profundas y ultraprofundas ha sido un gran reto para las compañías petroleras a nivel mundial, sin embargo, el ritmo de explotación debido a la creciente demanda de energéticos; prácticamente obliga a éstas a trabajar de forma ardua y constante en la innovación de la tecnología que permita optimizar los recursos que yacen bajo el agua, de una forma eficiente, segura y rentable. Durante todo el proceso de desarrollo de un campo petrolero en este tipo de ambientes se presentan complicaciones propias de cada actividad; desde la exploración hasta el momento en el que se comienza a producir, los ingenieros se enfrentan a una serie de dificultades que necesitan solventar tanto para que los objetivos específicos del proyecto sean alcanzados como para cumplir con la normatividad relacionada con la seguridad ambiental.

El Cinturón Plegado Perdido se encuentra en la parte noroeste del golfo de México, actualmente el proyecto de explotación desarrollado en la zona exclusiva económica norteamericana comprende tres diferentes campos: Great White, Tobago y Silvertip; éste incluye la implementación de una arquitectura submarina que ha permitido adaptar los equipos al escarpado terreno que se encuentra bajo tirantes de agua de más de 2,300 [m]. En general, el concepto de desarrollo implica la vinculación de Silvertip y Tobago con un grupo submarino central ubicado en el área correspondiente al campo Great White, en el cual se realiza la mezcla de la producción, su separación bifásica gas-líquido y el posterior bombeo de la fase líquida mediante bombas electrocentrífugas sumergibles. Existen 5 equipos de separación y bombeo conocidos como subsea boosting system; cuyos componentes vitales son el separador tipo caisson y el sistema de levantamiento artificial (BEC).

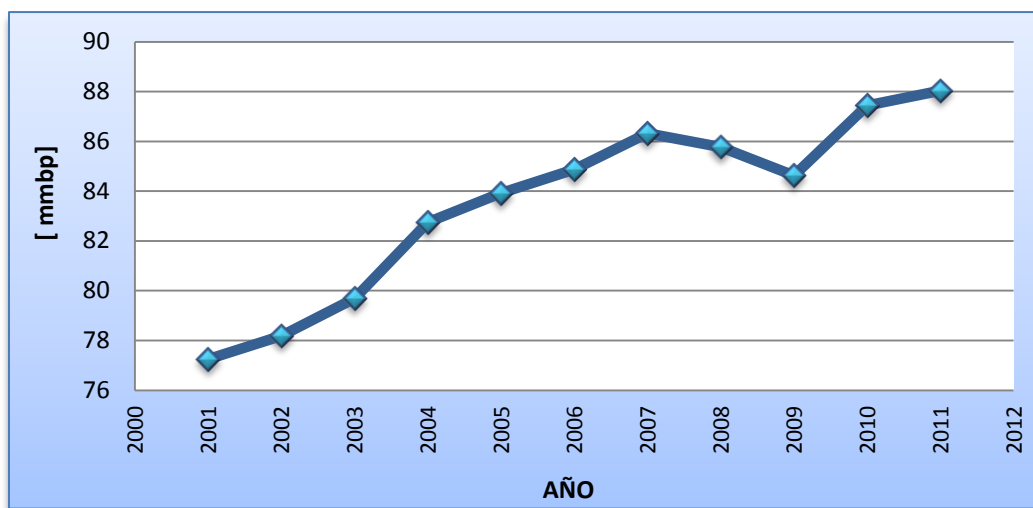
México por su parte ha iniciado formalmente las actividades exploratorias en esta zona, logrando durante 2012 la perforación exitosa de los pozos Trion-1 y Supremus-1; con lo que se ha logrado tener los primeros indicios palpables de la continuidad de las estructuras geológicas halladas en la porción norteamericana. Conocer y estudiar el trabajo realizado en aquella zona, sin duda representa una atractiva alternativa para el futuro desarrollo del Cinturón Plegado Perdido mexicano.



# INTRODUCCIÓN

A lo largo de la historia el petróleo se ha utilizado de formas diversas, con el tiempo su uso se ha expandido en gran medida y en la actualidad es un energético del cual no podemos prescindir ya que el 85 % de la energía que se consume actualmente proviene de combustibles fósiles que incluyen también al carbón y al gas natural.

En el mundo existen aproximadamente 7 mil millones de seres humanos que requieren satisfacer sus necesidades de bienestar en diversos sectores tanto a nivel individual como comunitario; estos requerimientos modernos de energía abarcan aspectos como la residencia, el comercio, el sector de transporte y la industria. Hoy en día las energías alternativas como la eólica, la hidráulica y la solar, siguen ganando un lugar dentro de la industria energética; sin embargo su desarrollo aún no es suficiente para lograr cumplir con la gran demanda que se tiene, la cual seguirá incrementándose mientras que la producción de hidrocarburos será cada vez menor debido a que como sabemos es un recurso no renovable. Hasta finales del 2011 las reservas probadas de aceite a nivel mundial eran de 1,652.6 [mmmbp], durante 2011 se consumieron en promedio 88.034[mmbd], lo que representa un aumento del 0.7 % en relación con los 87.439 [mmbp] consumidos durante el 2010 (*Gráfica I*).<sup>2</sup>



Gráfica I Tendencia en el consumo de petróleo a nivel mundial durante los últimos 10 años

En México el complejo Cantarell en la sonda de Campeche, alcanzó un pico de producción durante diciembre de 2003 promediando 2.21 [mmbd], equivalentes al 63.98 % de la producción del país en ese momento que era de 3.44 [mmbd]; tan solo unos meses después, comenzó la etapa de declinación de este complejo. Al igual que Cantarell todos los complejos petroleros en el planeta tienen un ciclo de vida que de alguna manera se ve acelerado a causa del incremento en la demanda actual de petróleo, las reservas de hidrocarburos se están agotando y los resultados en la exploración de otras áreas terrestres de interés petrolero no son los requeridos para poder incorporar reservas al ritmo que el mercado está exigiendo.<sup>18</sup>



Debido a estas circunstancias las empresas de exploración y producción en conjunto con las compañías de servicios se han dado a la tarea de generar estrategias y tecnología que permitan incursionar en áreas de difícil acceso como lo son las aguas profundas y ultraprofundas. Los retos que se presentan en este tipo de ambientes, son diversos y se requiere una mejor planeación del desarrollo de los campos, así como el apoyo de tecnología de punta que ayude a mitigar las posibles contingencias durante cada una de las etapas.

Algunos de las complicaciones que se pueden presentar son: la presencia de presiones anormales y por lo tanto una ventana operacional muy estrecha durante la perforación, formaciones geológicas complejas, una pobre compactación del suelo, el gran tirante de agua en el que se deben realizar las operaciones, además las altas presiones y bajas temperaturas favorecen la formación de hidratos de metano durante su vida productiva, entre otros varios aspectos que se deben considerar para asegurar el éxito de este tipo de proyectos desde el punto de vista técnico-económico.

En México existen cuatro áreas de interés en las que se deben centrar los esfuerzos para mantener la producción en el mediano plazo:<sup>3</sup>

- ♦ La exploración y desarrollo de recursos prospectivos en las cuencas del sureste
- ♦ La reactivación de campos abandonados
- ♦ El desarrollo del paleocanal de Chicontepec
- ♦ Exploración y desarrollo de las aguas profundas del Golfo de México

En la porción Noroeste del golfo de México profundo se encuentra el área transfronteriza conocida como Cinturón plegado perdido (CPP), en la que las actividades productivas por parte de Estados Unidos comenzaron en marzo de 2010.

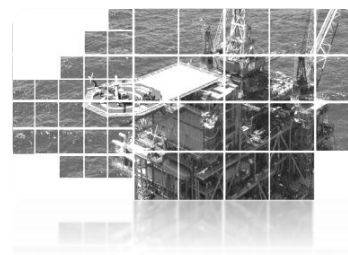
En México también se tienen especial interés por el CPP ya que se espera incorporar volúmenes significativos de reservas, se han estimado recursos prospectivos de hasta 10,000 [mmbpce]. A finales de agosto de 2012 PEMEX anunció el primer descubrimiento en aguas profundas mediante el pozo Trión-1 cuya perforación inició en junio de 2012 con la plataforma bicentenario de 6ª generación y durante el mes de octubre se anunció la perforación exitosa del pozo Supremus-1; evaluaciones preliminares permiten establecer un rango promedio de reservas 3P de 350 [mmbpce] y de 125 [mmbpce] respectivamente.<sup>19, 20</sup>

En este trabajo se aborda el desarrollo de los campos Great White, Silvertip y Tobago, haciendo énfasis en los sistemas submarinos utilizados y en el sistema de procesamiento submarino creado especialmente para este proyecto, cuyos campos poseen características similares a los que han sido descubiertos por PEMEX en la porción mexicana del cinturón, debido a estas similitudes (que se detallarán más adelante), se plantea la posibilidad de que la tecnología innovada para este proyecto pueda ser utilizada en los próximos años para el desarrollo de las aguas ultraprofundas correspondientes a nuestro país.



# Capítulo 1

## GENERALIDADES DE LA EXPLOTACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS Y ULTRAPROFUNDAS



En este capítulo se ofrece un panorama general de las aguas profundas y ultraprofundas, los riesgos implicados con la incursión en este tipo de ambientes y los componentes básicos requeridos en infraestructura para poder desarrollar un campo bajo estas condiciones.

### 1.1 DEFINICIÓN <sup>4,5</sup>

Dentro de la industria petrolera existen varias clasificaciones, según el *American Petroleum Institute* si el tirante de agua, es decir, la distancia entre la superficie y el lecho marino es mayor a 610 [m] se considera un tirante de aguas profundas; la *Drilling Engineering Asociation* establece que son aquellas cuyo tirante de agua es superior a los 457 [m]. En México, PEMEX tiene una clasificación en la que considera como aguas profundas aquellas regiones localizadas bajo un tirante de agua superior a los 500 [m] y como aguas ultraprofundas si éste excede los 1,500 [m] (*Tabla 1.1*).

Tabla 1.1 Clasificación de aguas profundas en función del tirante de agua

	AGUAS SOMERAS [m]	AGUAS PROFUNDAS [m]	AGUAS ULTRAPROFUNDAS [m]
API*	< 610	610 – 1,830	> 1,830
DEA**	< 457	457 – 2,100	> 2,100
PEMEX	< 500	500 – 1,500	> 1,500

\*AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE

\*\* DRILLING ENGINEERING ASSOCIATION

### 1.2 IMPORTANCIA DEL DESARROLLO DE AGUAS PROFUNDAS Y ULTRAPROFUNDAS

La necesidad de extender las operaciones de exploración y producción más allá de tierra firme no es algo reciente, a finales del siglo XIX se instaló el primer mástil de perforación en aguas someras de las costas de California, Estados Unidos, en un muelle a 76 [m] de la costa; éste fue el suceso que marcó el inicio de la incursión en agua por parte de las compañías petroleras, aunque aún faltaría mucho para comenzar a perforar en tirantes considerados de aguas profundas.

#### 1.2.1 Antecedentes a nivel mundial <sup>6,7</sup>

La primera plataforma de perforación se utilizó en 1911, a partir de este momento la industria de los hidrocarburos comenzó a evolucionar en esta área instalando el primer árbol de válvulas submarino en 1961.





Hacia el año de 1970 se logró la perforación en un tirante de agua de 456 [m], para entonces ya se había creado un sistema de control submarino y también durante esta década surgen las primeras embarcaciones con sistema de posicionamiento dinámico y las plantillas de pozos submarinos.

El control de los pozos se mejoró con el desarrollo del primer estrangulador submarino en 1975, pero en los 15 años posteriores el desarrollo de la tecnología submarina fue muy escasa debido a que la explotación petrolera se limitaba a tirantes de agua menores a los 600 [m]. Sin embargo al iniciar la década de los noventa el descubrimiento del potencial petrolero del golfo de México impulsó de manera importante el desarrollo de tecnología especial para profundidades mayores a 1,000 [m]. Un avance importante es la innovación de los vehículos de operación remota (ROV, por sus siglas en inglés) que permiten realizar tareas que requieren un alto grado de precisión a grandes profundidades.

En 1996 Petrobras anunció el descubrimiento de hidrocarburos en la cuenca de Campos en un tirante de agua de 1,709 [m], acontecimientos como éste han favorecido el desarrollo de la tecnología submarina que se conoce hoy en día. El desarrollo de actividades de la industria petrolera comprende una amplia gama de equipos y actividades entre los que se encuentran: árboles horizontales de producción, líneas de flujo submarinas, tubos ascendentes o risers, sistemas de distribución de electricidad, bombeo de fluidos, umbilicales, separación submarina, entre algunas otras que serán tratadas brevemente más adelante.

### 1.2.2 Panorama actual<sup>8, 9, 10, 11</sup>

Los principales campos productores de hidrocarburos en aguas profundas y ultraprofundas están distribuidos en 22 países entre los cuales se encuentra México, en 2008 solo 14 de éstos registraban producción y durante el periodo 2005-2008 se reportó una producción a nivel mundial de 2.3 [mmbd] solo en tirantes de aguas profundas.

Respecto a aguas ultraprofundas específicamente, la evolución de la producción a partir de 2004 se ha ido incrementando ya que en ese año la producción era prácticamente nula y actualmente el aporte a la producción mundial es mayor a 200 [mbd].

Existe una zona denominada el triángulo de oro, formado por tres regiones petroleras de especial interés, éstas son: Golfo de México, Costa de Brasil y la Costa oeste de África.

Aunque en algunas otras zonas del globo terráqueo como el litoral australiano, el sur del mar de china, los litorales de Japón e India, el mar mediterráneo, el margen del Atlántico frente a Noruega y al norte de Escocia se desarrollan proyectos de explotación de hidrocarburos en aguas profundas y ultraprofundas; los de mayor envergadura y por lo tanto en los que se hace una mayor inversión se llevan a cabo en el territorio correspondiente al triángulo de oro. Cerca del 90 % de los gastos en aguas profundas y ultraprofundas estimados a finales de 2009 en 133 mil millones de dólares aproximadamente; se destinaron precisamente al desarrollo de esta zona (*Figura 1.1*).

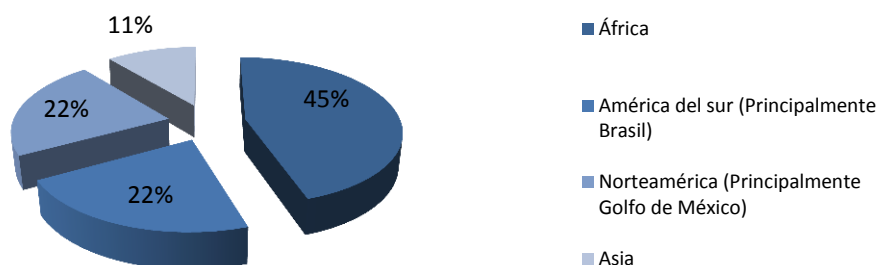


Figura 1.1 Distribución de la inversión en aguas profundas y ultraprofundas a finales de 2009

Durante el año 2000, el Golfo de México dominó la producción mundial, Brasil ostentaba el segundo lugar y el tercer lugar era ocupado por África occidental, Angola, Nigeria y Guinea Ecuatorial.

A continuación se da una breve reseña de los campos descubiertos en aguas profundas y ultraprofundas correspondientes a estas tres regiones.

#### 1.2.2.1 África <sup>8, 9, 10</sup>

##### *Nigeria*

El delta del Níger es la provincia petrolera más importante de esta región, los primeros campos profundos se descubrieron en 1996 y comenzaron a producir hasta 2003-2008 debido a los altos costos. En 2008 se preveía la actividad de otros cuatro campos; un campo gigante denominado Bonga desarrollado por Shell con una producción de 200 mil barriles diarios, otro campo es Usan operado por Chevron cuya arranque se previó para 2010, Bosi es otro campo importante en el cual Shell tiene gran participación y se localiza en un tirante de agua de 1,458 [m] y cuyo pico de producción se ha calculado en 130 [mbd].

La reserva total actual de hidrocarburos de esta nación se ha estimado en aproximadamente 37.2 [mmbbl].

##### *Angola*

Sus campos profundos se descubrieron en los noventa, uno de ellos inició operaciones en 2002 y el resto ha sido desarrollado durante 2003-2008, al final de este periodo se tenían contemplados 23 campos. Existen tres campos gigantes: Girasol, Saxe y Batuque y en 2007 se descubrió el campo Cordelia en un tirante de agua de 2,308 [m], la reserva total de Angola hasta el 2011 se estimó en 10.5 [mmbbl]. Uno de los últimos proyectos desarrollados es Pazflor, en el cual se ha implementado el procesamiento submarino del cual se hablará más adelante.



### *Guinea Ecuatorial*

En 1995 Exxon Mobil descubrió el campo gigante Zafiro en una zona transfronteriza, entró en operación registrando una producción de 40 [mbd] y en 2008 reportó una del orden de 250 [mbd].

### *Congo*

La compañía francesa Total comenzó la producción del complejo Moho-Bilondo en abril de 2008, 13 años después de haber sido descubierto el primer campo en esta región. Congo tiene reservas probadas por 1.94 [mmmb].

### *Mauritania*

La empresa australiana Woodside descubrió el campo Chinguetti en 2001 e inició operaciones en 2006, la producción en 2008 era de 15 [mbd].

### *Costa de marfil*

Al igual que Mauritania, es un país que recientemente ha ingresado en el grupo de naciones que realizan operaciones de exploración y explotación en aguas profundas. En 2001 la compañía CNR International descubrió el campo Baobab y en 2003 el campo Acajou en tirantes de agua de 1,000 [m] y 900 [m] respectivamente; el primero de ellos inició actividades en 2005.

#### *1.2.2.2 Brasil<sup>8</sup>*

La escasez de petróleo en este país lo llevó a realizar actividades en aguas profundas de manera temprana, logró iniciar la explotación de sus campos al iniciar la década de los noventa como en el caso del campo Marlim en un tirante de 835 [m].

En Abril-Noviembre de 2007 y Enero de 2008 se hicieron tres descubrimientos clave: Tupi, Sugar y Júpiter; los tres campos se encuentran en una antigua cuenca en la que ya se habían perforado alrededor de 100 pozos, la resolución mejorada de la sísmica aplicada en esta zona permitió superar los problemas ocasionados por los cuerpos salinos. La producción actual de Brasil es de 3.011 [mmbpce] y en el periodo 2000-2010 las reservas probadas de hidrocarburos han aumentado de 9,854 [mmbpce] a 16,609 [mmbpce]. El prospecto más importante que se ha encontrado en Brasil es el campo Libra cuyo volumen de hidrocarburos se calcula en 8000 [mmbpce].

Actualmente se explota uno de los proyectos de mayor envergadura en aguas brasileñas, se le ha denominado BC-10 y se localiza en la cuenca de campos, se hablará de él más a detalle en el capítulo 3 de esta tesis.



### 1.2.2.3 Golfo de México<sup>9, 10, 21</sup>

En 1997 Estados Unidos de América producía a través 17 proyectos, hoy en día cuenta con 137 ya en plena etapa productiva, de los que 54 corresponden a tirantes de agua mayores a 1,500 [m], es decir, a aguas ultraprofundas. Entre estos proyectos se encuentran Great White a una profundidad de 2,438 [m] y Tobago en un tirante de 2,926 [m], siendo éste el más profundo de la zona y de los cuales se ahondará en el capítulo 2 de esta tesis.

Por su parte la Secretaría de Energía de los Estados Unidos Mexicanos, ha generado una estrategia basada en tres aspectos: seguridad energética, eficiencia económica y productiva y sustentabilidad ambiental. La seguridad energética está directamente relacionada con la restitución de reservas, es decir, como parte de la estrategia se pretende revertir la declinación de la producción de crudo y mantener la producción de gas natural, por lo que las metas exploratorias por parte de Pemex Exploración y Producción (PEP) se centran particularmente en la cuenca del golfo de México profundo, se ha establecido una estrategia que ha permitido evaluar su potencial petrolero estimado en 26.5 [mmbpce] representando alrededor del 48% de los recursos prospectivos del país.

Se conocen dos regiones importantes con tirantes de aguas profundas; en el área del cinturón de Catemaco y el sur de las cordilleras mexicanas existe una provincia gasífera con recursos prospectivos de entre 5,000 y 15,000 [mmpc] y otra región en la parte Noroeste del golfo de México, conocida como CPP en la cual Estados Unidos ha desarrollado diversos campos. En el capítulo 2 se tratarán aspectos fundamentales de este proyecto y en el capítulo 5 lo relativo a la porción mexicana de esta región.

## 1.3 PRINCIPALES RETOS EN AGUAS PROFUNDAS Y ULTRAPROFUNDAS

Cuando las compañías de exploración y producción deciden incursionar en aguas profundas y ultraprofundas deben considerar atributos propios de estos ambientes, que dificultan las actividades desde el inicio de la exploración hasta el final de la vida productiva de los campos. El conocimiento previo de estas características es determinante para lograr mitigar los riesgos geológicos, operativos y financieros inherentes a proyectos de esta naturaleza.

### *Riesgos geológicos*

Debido a la complejidad de las estructuras geológicas y en algunos casos a la presencia de cuerpos salinos, la calidad de las imágenes del subsuelo se ve afectada; esto dificulta la probabilidad de identificar correctamente las formaciones que pueden contener hidrocarburos.<sup>5</sup>

### *Riesgos operativos*

Durante la perforación existe el riesgo de reventones debido a los flujos de aguas someras y de gas, además el oleaje y las corrientes submarinas ponen en riesgo tanto el equipo de perforación como la infraestructura de producción.<sup>5</sup>



Riesgos financieros

Al ser proyectos de alto riesgo técnico e incertidumbre, el capital de los inversionistas está en juego constantemente; lo que los convierte también en proyectos de alto riesgo desde el punto de vista económico.<sup>5</sup>

1.3.1 Principales retos durante la exploración

Las actividades exploratorias están orientadas a la identificación de los elementos geológicos que conforman el sistema petrolero activo compuesto por roca generadora, migración, roca almacenadora, roca sello, trampa y sincronía; así como a evaluar su eficiencia. El conocimiento de estos elementos junto con información adicional, permiten estimar los recursos prospectivos que al ser descubiertos a través de la perforación de pozos exploratorios se convierten en reservas y de este modo contribuyen a la restitución de las que ya han sido explotadas.<sup>12</sup>

En PEMEX se ha establecido un proceso exploratorio (Figura 1.2), con el fin de ordenar y optimizar las principales actividades durante las cuales el riesgo más significativo que se tiene es del tipo geológico.



Figura 1.2 Etapas del proceso exploratorio<sup>12</sup>

Para disminuir los riesgos que se presentan durante esta etapa debido a la compleja geometría de los yacimientos y a las formaciones salinas que suelen superponerse a éstos; las compañías petroleras en general se plantean retos relacionados principalmente con la mejora en el modelado e interpretación del subsuelo (Figura 1.3).

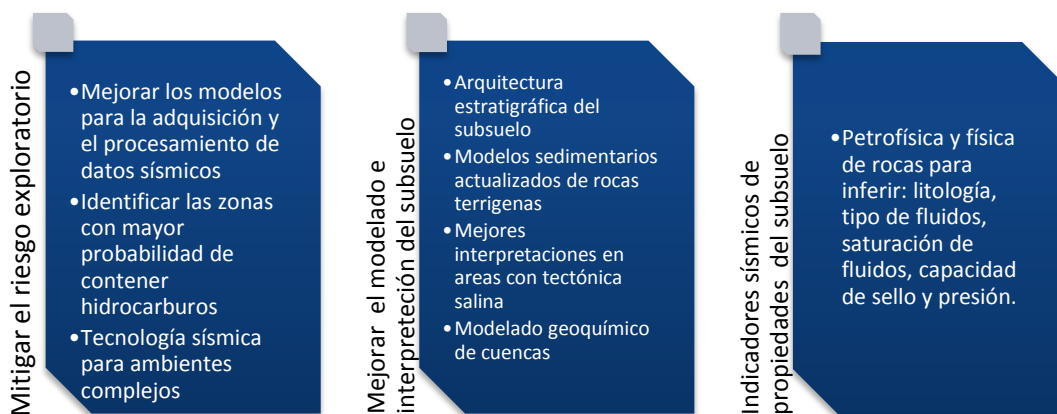


Figura 1.3 Principales retos para la exploración de campos en aguas profundas y ultraprofundas<sup>13</sup>



### 1.3.2 Principales retos durante la perforación y terminación

La perforación de pozos se inicia desde la etapa exploratoria en aquellas zonas en las que la información disponible sugiere una mayor probabilidad de que existan acumulaciones de hidrocarburos atractivas desde el punto de vista técnico-económico. A estos pozos se les denomina pozos exploratorios, los cuales pueden resultar secos (no productivos) o productores en cuyo caso se les llama pozos descubridores, incluso podemos encontrarnos con pozos exploratorios que resulten productores de agua principalmente.

Posteriormente se perforan pozos delimitadores, que contribuyen a identificar los límites del yacimiento y para después continuar con la perforación de los pozos de desarrollo cuya finalidad es explotar las reservas disponibles.

Las principales dificultades a enfrentar durante la perforación son las siguientes:<sup>5</sup>

- ♦ *Dificultades al inicio de la perforación:* es probable que al perforar formaciones someras se presenten flujos de agua a alta presión, flujos de gas y presiones anormales.
- ♦ *Corrientes marinas:* las fuertes corrientes marinas provocan el movimiento de las estructuras induciendo vibración y fatiga en los componentes del equipo de perforación.
- ♦ *Variaciones en la Temperatura:* la temperatura entre la superficie, el lecho marino y las formaciones que se perforan difiere de forma importante, esto provoca que las propiedades del fluido de perforación se modifiquen, lo que dificulta su bombeo; además las temperaturas bajas alteran las propiedades del cemento empleado para fijar las tuberías de revestimiento.

Aunado a las dificultades mencionadas, los sedimentos en este tipo de ambientes pueden estar subcompactados; es muy común que las presiones de poro sean elevadas y los gradientes de fractura bajos, lo que trae como consecuencia una ventana operacional estrecha. Estas características orillan a la utilización de un número relativamente amplio de tuberías de revestimiento de modo que al final es posible alcanzar un diámetro de TR tan pequeño que la producción se ve restringida y por lo tanto el proyecto puede dejar de ser rentable.

Cuando se ha previsto un caso como este se recurre al método de perforación de doble gradiente, el cual permite disminuir la carga al considerar dos gradientes; uno que es tomado desde el equipo de perforación al lecho marino y otro que se mide desde el lecho marino hasta el fondo del pozo (*Figura 1.4*).<sup>14</sup>

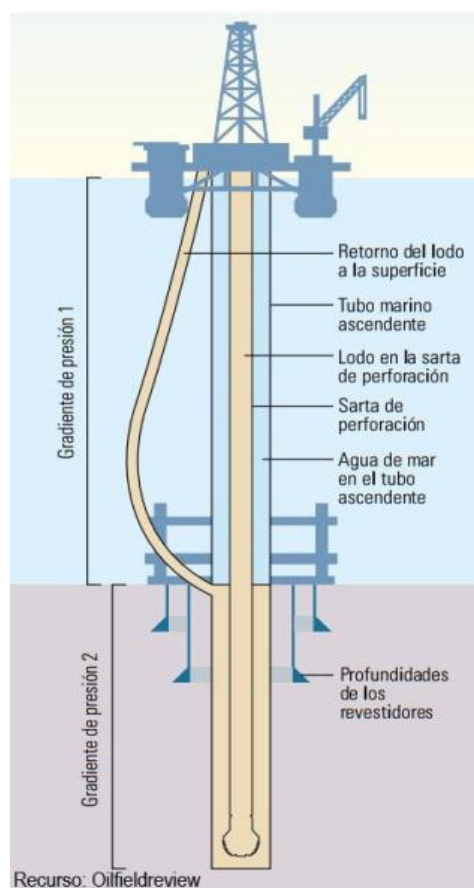


Figura 1.4 Esquema del método de perforación de doble gradiente <sup>14</sup>

Los equipos de perforación que se deben utilizar para aguas profundas y ultraprofundas son grandes y potentes para ser capaces de mantener la estabilidad frente a las corrientes mencionadas anteriormente.

### 1.3.3 Principales retos durante el desarrollo y la producción

Producir hidrocarburos en estas condiciones es una tarea difícil debido a que el equipo utilizado debe ser capaz de resistir las vibraciones debido a las corrientes marinas, los cambios de temperatura y las altas presiones; la combinación de estos dos últimos influye en el funcionamiento de los componentes del sistema de producción tales como cabezales submarinos, risers y líneas de flujo, favoreciendo la formación de hidratos, parafinas y asfaltenos que pueden bloquear el flujo de los hidrocarburos.

Las presiones que se enfrentan en el lecho marino son cada vez mayores ya que el tirante de agua en el que se realizan actividades de explotación de hidrocarburos se incrementan debido a la necesidad de trabajar en zonas más complejas; esto dificulta la instalación de los sistemas submarinos por lo que se utilizan unidades robóticas operadas de forma remota (ROVs, por sus siglas en inglés).



El aseguramiento de la producción adquiere mayor relevancia cuando se trata del desarrollo de campos en tirantes de agua mayores a 500 [m], como se mencionó anteriormente las condiciones de presión y temperatura representan una complicación al flujo de los hidrocarburos a través de las tuberías al inducir la formación de parafinas e hidratos, además sabemos que los fluidos se mueven desde una zona de mayor presión a otra con menor presión; en los ambientes marinos la contrapresión en las líneas de flujo suele ser un problema debido a la profundidad a la que se encuentran y a las caídas de presión a través de las largas tuberías que recorren, esto no permite la llegada de los fluido a las instalaciones superficiales de forma natural por lo que se recurre a bombas de refuerzo para lograrlo.

### 1.3.3.1 Aspectos importantes relacionados con el aseguramiento de la producción <sup>15, 16, 17</sup>

La magnitud de los problemas de aseguramiento de flujo depende en buena medida de la composición química de los hidrocarburos explotados, así como de las condiciones de presión y temperatura durante su desplazamiento a lo largo del sistema de producción.

Desde que los fluidos son expulsados por la formación, se generan cambios durante todo el trayecto y con el paso del tiempo la propia explotación del campo propicia cambios en la presión del mismo por lo que las características de los fluidos también se modifican. La caracterización previa del yacimiento y de los fluidos de éste, permite a los operadores prever muchos de los cambios que se suscitarán para establecer la estrategia de aseguramiento de flujo más adecuada.

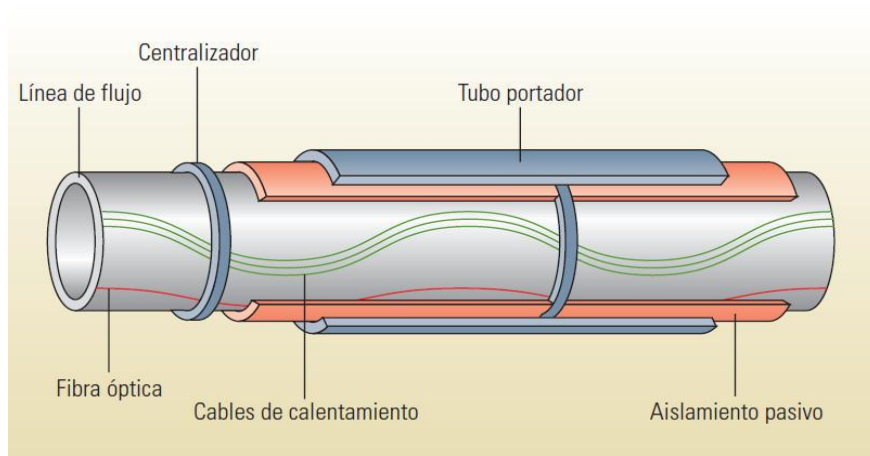


Figura 1.5 Línea de flujo con calentamiento eléctrico y aislamiento pasivo <sup>17</sup>

La temperatura en el lecho marino es del orden de 4°C, ésta puede ser manejada después del árbol de producción submarino mediante una estrategia de manejo térmico en la que se utilizan líneas de flujo conectadas eléctricamente (*Figura 1.5*), tuberías aisladas con espuma o el aislamiento de las mismas sepultándolas en suelo marino e incluso en algunos casos puede no ser necesaria la adición de calor ni el aislamiento.





Los principales factores a enfrentar durante el aseguramiento de flujo son los siguientes:<sup>15, 16</sup>

#### *Comportamiento de flujo*

La presencia de gas libre en el líquido provoca inestabilidad en el flujo de éste; cuando se presenta flujo multifásico en las tuberías a una velocidad baja es posible que se experimenta el fenómeno de slugging o bacheo que hace que el desplazamiento de líquido sea intermitente, la batimetría del terreno puede ser otro factor que favorezca este tipo de comportamiento de flujo.

En instalaciones costa fuera la base del riser suele ser obstruida por la fase líquida, incrementando así la presión hasta el momento en que el valor de ésta es lo suficientemente grande para lograr desplazar el bache de líquido hacia la zona de procesamiento; seguido de esto, el gas se expande debido a la despresurización de la línea y el ciclo comienza nuevamente.

#### *Presencia de arenas*

La producción de arena ocurre cuando pequeñas partículas de roca y granos individuales de ésta se disgregan durante la explotación; esto constituye un problema común capaz de provocar cambios en los regímenes de producción e incluso puede dañar los equipos de fondo de pozo, los equipos submarinos y las instalaciones en superficie, ya que es un agente altamente erosivo, por lo que la capacidad para predecir el comportamiento de las arenas es crucial sobre todo en aguas profundas donde generalmente la compactación de las rocas es deficiente.

Algunas medidas correctivas incluyen la reducción del gasto de producción, el uso de cedazos, empacamientos de grava o la inyección de sustancias químicas que logren reforzar de forma artificial la consolidación de las rocas; esta última afecta el sistema poroso de la roca por lo que debe de analizarse bien para no provocar un bloqueo grave que perjudique su permeabilidad.

#### *Incrustaciones*

Son depósitos de sedimentos minerales que se precipitan generalmente del agua de formación y se incrustan en la zona de los disparos, los revestidores, la tubería de producción, las válvulas, las bombas y los equipos de terminación; impidiendo el flujo de los hidrocarburos. También pueden desarrollarse en los poros de la formación cerca del pozo afectando tanto la porosidad como la permeabilidad.

La remoción de las incrustaciones comprende métodos químicos y mecánicos, la elección del más adecuado está en función principalmente de sus propiedades físicas y de su ubicación en el sistema de producción.

#### *Hidratos de gas*

Se trata de moléculas de agua y gas metano agrupadas en una estructura similar a la del hielo, en la que las moléculas de gas se encuentran dentro de cristales de agua.



Los ductos utilizados para transportar los hidrocarburos son sometidos a temperaturas bajas en aguas profundas y a presiones muy altas que favorecen la formación de hidratos que pueden obstruirlos.

Para remover un taponamiento por hidratos pueden realizarse operaciones necesarias muy peligrosas, de manera que es una mejor opción llevar a cabo estrategias preventivas como la eliminación del agua por debajo del punto de rocío, el mantenimiento de la temperatura por encima del punto de formación de hidratos y la utilización de inhibidores químicos que eviten que la mezcla se solidifique. Para hacer una selección de la técnica más adecuada es necesario determinar las condiciones de operación como presión, temperatura, RGA y corte de agua así como las características físicas y químicas de los fluidos que al ser introducidas en los simuladores, permitan anticipar la ocurrencia de hidratos.

#### *Parafinas*

Son componentes comunes de los hidrocarburos que suelen precipitarse y acumularse en forma de masas en las superficies frías como las paredes de las tuberías, aunque también pueden depositarse en el fondo de los tanques de almacenamiento.

Para lograr disminuir la formación de parafinas es necesario considerar aspectos como la presión, la caracterización de los fluidos, la identificación de la temperatura a la cual se forman las parafinas y la reología, para de esta forma facilitar la elección de un método de remediación ya sea químico, térmico o mecánico.

#### *Asfaltenos*

Los asfaltenos son sólidos de color oscuro con una densidad aproximada de  $1.2 \text{ [g/cm}^3\text{]}$ , no poseen un punto de fusión definido pero se descomponen frente al calor. Son los componentes más pesados que se precipitan debido a los cambios en la composición química, la presión y la temperatura; ésta se puede dar en cualquier parte del sistema incluyendo la formación.

Existen diversas técnicas para estudiar las propiedades moleculares de los asfaltenos, siendo la espectrometría molecular y la difusión molecular las 2 más utilizadas. Para establecer una estrategia eficaz de aseguramiento de flujo es necesario identificar las condiciones termodinámicas de formación de los asfaltenos y la tasa de depositación que se presenta.

### **1.4 INFRAESTRUCTURA NECESARIA PARA LA EXPLOTACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS Y ULTRAPROFUNDAS**

Generalmente, en un sistema de producción submarino los hidrocarburos fluyen desde el pozo hacia el árbol de producción submarino, de allí a un manifold o recolector y después son desplazados a través de líneas de flujo hasta los risers que se encargan de llevarlos hasta la superficie para su procesamiento.<sup>17</sup>



De tal manera que podemos dividir la infraestructura necesaria en tres partes fundamentales: los sistemas submarinos, los sistemas que permiten comunicar el lecho marino con las instalaciones en superficie y por último la instalación huésped (*Figura 1.6*).

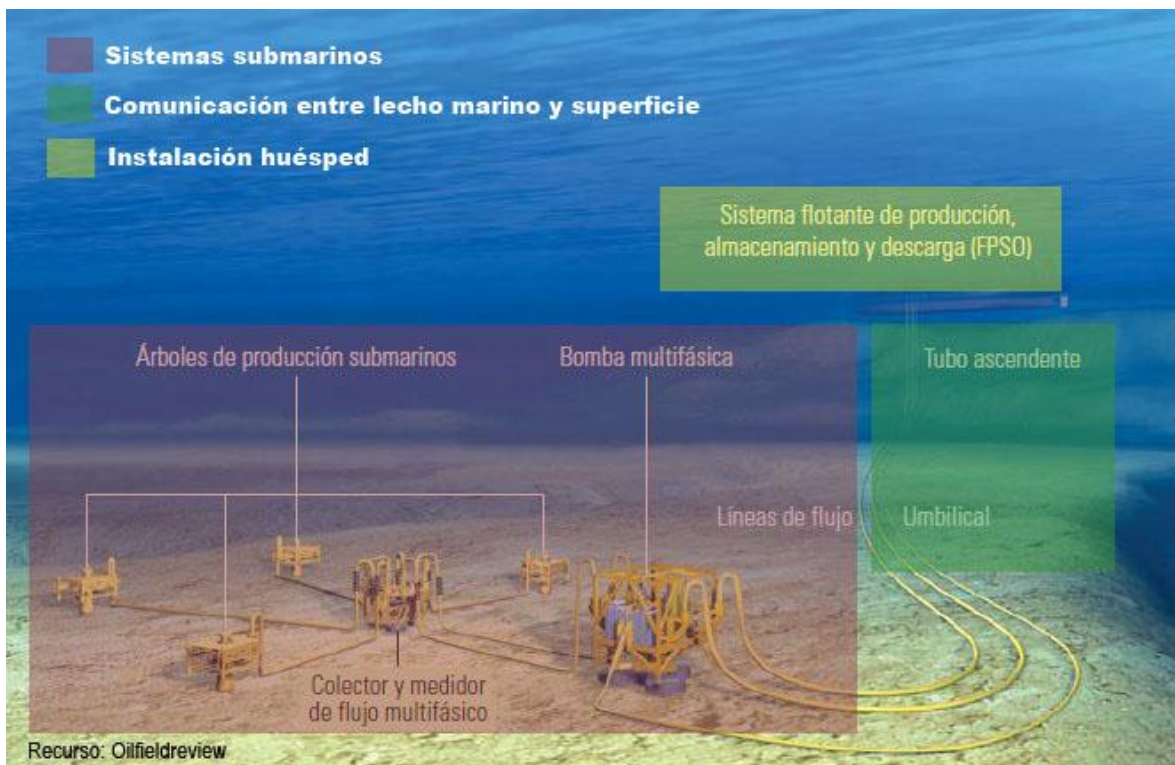


Figura 1.6 Principales componentes del sistema de producción submarino <sup>17</sup>

### 1.4.1 Instalación huésped

Las instalaciones de producción costa afuera constituyen una importante pieza en el desarrollo de campos en aguas profundas y ultraprofundas, ya que éstas tienen la capacidad de recibir la producción y procesarla. Existen estructuras ancladas o apoyadas directamente en el lecho marino, que pueden utilizarse en aguas someras; y también se han creado estructuras de tipo flotante, que están ancladas de forma indirecta a través de cables y en algunos casos se encuentran posicionadas mediante sistemas de posicionamiento dinámico; estas características les permite ser utilizadas en tirantes superiores a los 500 [m].

#### *Plataforma fija (Fixed Platform)*

Consta de una sección vertical de acero soportada por pilotes anclados en el suelo marino, una cubierta superior que proporciona el espacio para la tripulación, para la plataforma de perforación y las instalaciones de producción. Se considera que este tipo de plataformas pueden utilizarse de manera rentable en tirantes de agua de hasta 450 [m] (*Figura 1.7a*). <sup>22</sup>



### Plataforma flexible (Compliant tower)

Al igual que la plataforma fija, consta de una torre y pilotes anclados en el lecho marino; en este caso, la estructura es capaz de soportar grandes fuerzas laterales y es utilizada en tirantes de agua de entre 300 [m] y 610 [m] (Figura 1.7b).<sup>22</sup>

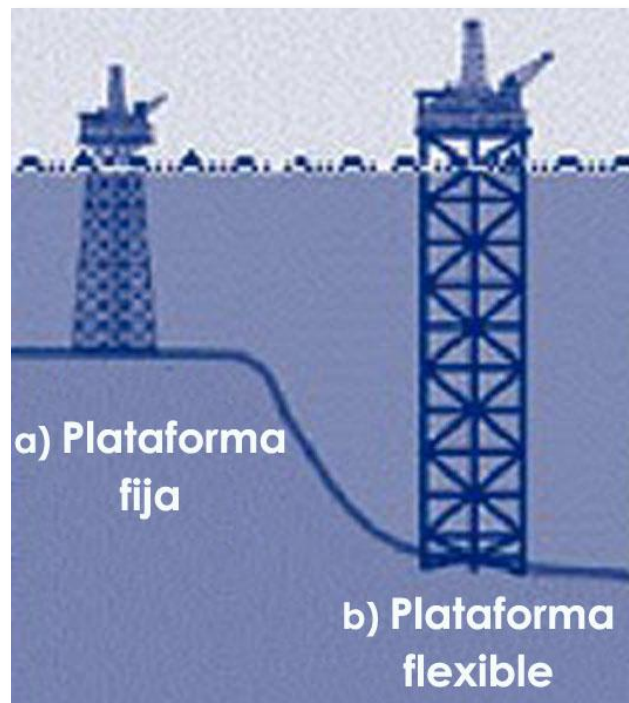


Figura 1.7 Estructuras apoyadas directamente sobre el lecho marino.

### Plataforma de piernas tensionadas (Tension Leg Platform)

Es una estructura flotante anclada al fondo del mar mediante correas de sujeción (Figura 1.8) con rigidez axial alta (Baja elasticidad) o mediante tendones verticales tensados agrupados (piernas) en cada una de las esquinas de la estructura y plantillas de pilotes de seguridad, esto permite limitar su movimiento vertical en aguas con profundidades cercanas a los 1,220 [m].<sup>22</sup>

Existen también unidades mini-TLP que representan un costo menor para aquellos yacimientos cuyas reservas no serían rentables produciendo con un sistema flotante convencional. También se puede utilizar como unidad satélite o como una plataforma inicial de producción para grandes descubrimientos en aguas profundas.



Figura 1.8 Plataforma de piernas tensionadas

#### Plataforma SPAR (SPAR Rig)

Es un cilindro vertical de gran diámetro soportando una cubierta, del cual se conocen 3 configuraciones diferentes:

- ♦ *SPAR Convencional*: una sola pieza de casco cilíndrico (*Figura 1.9a*).
- ♦ *Truss SPAR*: la sección media está compuesta por elementos que conectan la parte flotante del casco con el fondo del soft tank (*Figura 1.9b*).
- ♦ *Cell SPAR*: construida a partir de múltiples cilindros verticales (*Figura 1.9c*).

Este tipo de plataforma se encuentra anclada al lecho marino mediante un sistema de tensores de 6 a 20 líneas en catenaria; tiene la capacidad de moverse de manera horizontal mediante la variación en la tensión de las líneas de amarre según las necesidades.

Los risers empleados en las estructuras SPARs son soportados por ellos mismos gracias a su flotabilidad y no por la estructura de la plataforma. El piso de trabajo tiene slots o agujeros que pueden ser utilizadas para colocar los risers de producción, inyección o exportación.



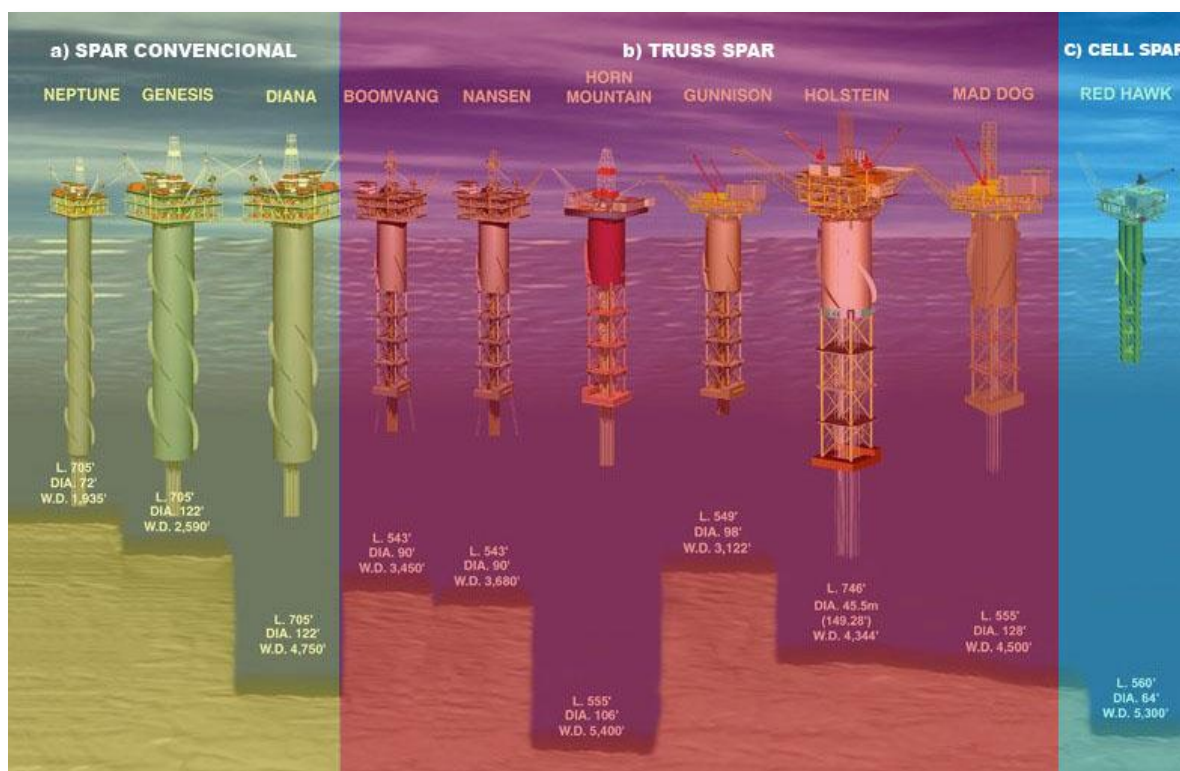


Figura 1.9 Distintas configuraciones de plataformas SPAR

La perforación se realiza desde la parte central y en esa misma zona se encuentra el área de manejo de preventores, el equipo para bajar los risers y el área de control de ROVs.

#### *Plataforma semisumergible*

Permite perforar en tirantes de agua de hasta 2,800 [m]. Cuenta con columnas que se llenan de agua para así sumergir la estructura a una profundidad determinada, además se encuentra anclada al lecho marino y se posiciona mediante un sistema satelital y propulsores que ayudan a mantenerla sobre el pozo.<sup>23</sup>

#### *Sistema flotante de producción, almacenamiento y descarga (Floating Production, Storage & Offloading System)*

Es una embarcación anclada al piso oceánico, utilizada para el procesamiento de los hidrocarburos y el almacenamiento de aceite. Está diseñada para recibir los fluidos producidos desde plataformas cercanas o de plantillas submarinas, procesarlos o almacenarlos hasta que puedan ser descargados en un buque o hacia un ducto. Puede ser una buena alternativa para campos marginales localizados en zonas de aguas profundas donde no se cuenta con la infraestructura adecuada.<sup>22</sup>



### Principales ventajas y desventajas de los diferentes tipos de estructuras flotantes

Los criterios de selección de una estructura flotante están relacionados con el tirante de agua en donde se localiza el campo, la estructuración de los pozos, la estrategia a seguir para la perforación, terminación, mantenimiento e intervención de los pozos; los mecanismos de entrega de hidrocarburos, el procesamiento y el envío de producción a los centros de venta. Como podemos observar el seleccionar la estructura más adecuada requiere de una planeación muy concreta. A continuación se muestra una tabla comparativa de las estructuras flotantes (*Tabla 1.2*).

**Tabla 1.2 Ventajas y desventajas de las estructuras flotantes** <sup>24</sup>

Estructura flotante	Ventajas	Desventajas
<b>TLP</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Bajos movimientos en el plano vertical.</li> <li>✓ Permite uso de equipo de perforación y acceso a pozos.</li> <li>✓ Utiliza arboles superficiales.</li> <li>✓ Utiliza risers de acero.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ Limitaciones de uso en aguas ultraprofundas debido al peso y colapso hidrostático de su sistema de tendones.</li> <li>○ Sensible a cambios de carga sobre la cubierta</li> <li>○ No permite el almacenamiento de aceite.</li> </ul>
<b>SEMISUMERGIBLE</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Permite uso de equipo de perforación y acceso a pozos.</li> <li>✓ Permite manejar grandes cargas en cubierta.</li> <li>✓ Las últimas generaciones pueden usar risers en catenaria.</li> <li>✓ Diferentes sistemas de anclaje según el sitio.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ Altos movimientos</li> <li>○ Solo utiliza árboles submarinos</li> </ul>
<b>SPAR</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Permite uso de equipo de perforación y acceso a pozos.</li> <li>✓ Permite el uso de árboles superficiales.</li> <li>✓ Alta estabilidad.</li> <li>✓ Algunas permiten el almacenamiento de aceite en el casco.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ Movimientos medios</li> <li>○ Sistema de risers complejo</li> <li>○ El montaje de la cubierta se realiza en el sitio de la instalación</li> </ul>
<b>FPSO</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Se puede utilizar tanto en aguas someras como profundas.</li> <li>✓ Gran capacidad de cargas y espacio en cubierta.</li> <li>✓ Permite el almacenamiento de aceite.</li> <li>✓ Ilimitado número de pozos</li> <li>✓ Diferentes sistemas de anclaje según el sitio.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ Altos movimientos</li> <li>○ Solo utiliza árboles submarinos</li> <li>○ No cuenta con equipo de perforación y acceso a pozos</li> </ul>

## 1.4.2 Sistemas de interfaz

### 1.4.2.1 Umbilicales

Los umbilicales son tubos de acero, termoplástico o una combinación de éstos, utilizados para la inyección de fluidos, transmitir potencia eléctrica e hidráulica así como señales de control y para el monitoreo de los equipos submarinos.



Parten de la plataforma en donde son administradas por un conjunto superficial de terminación del umbilical (TUTA, por sus siglas en inglés) hacia el conjunto submarino de terminación del umbilical SUTA (SUTA, por sus siglas en inglés) que a su vez se encarga de distribuir mediante ramificaciones; la potencia, señales y químicos a los diversos sistemas submarinos, según sea el caso (*Figura 1.10*); se hablará de estos conjuntos más adelante.



Figura 1.10 Unidad TUTA (izquierda) y unidad SUTA (derecha) junto a carretes de umbilicales

Las configuraciones de los umbilicales pueden ser muy variadas, su manufactura considera aspectos particulares de cada proyecto tales como: distancia entre equipos, resistencia a presiones externas, número de funciones, tamaño de líneas de transporte, requerimientos eléctricos, temperatura, tiempo de vida, así como condiciones dinámicas y estáticas.

#### 1.4.2.2 Risers

Son tuberías verticales que forman parte de la línea de producción, establecen directamente la comunicación entre el lecho marino y la instalación huésped, tanto para llevar a la superficie los fluidos producidos como para la inyección de los mismos. Pueden ser tanto rígidos como flexibles y están diseñados para resistir el esfuerzo, la tensión y la corrosión; y en algunos casos se pueden aislar de las temperaturas oceánicas. Existen diferentes tipos de risers que se ajustan al tipo de estructura huésped y a las necesidades de desarrollo del campo (*Figura 1.11*).

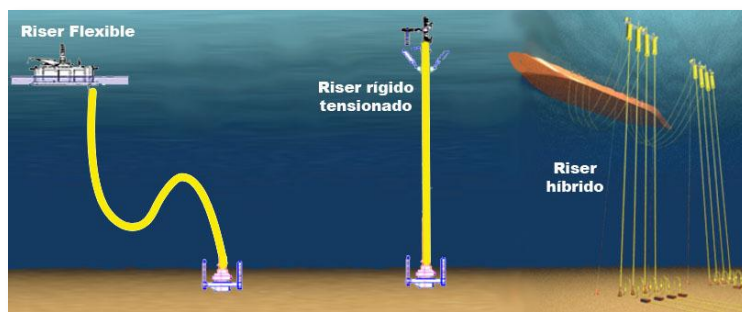


Figura 1.11 Tipos de risers





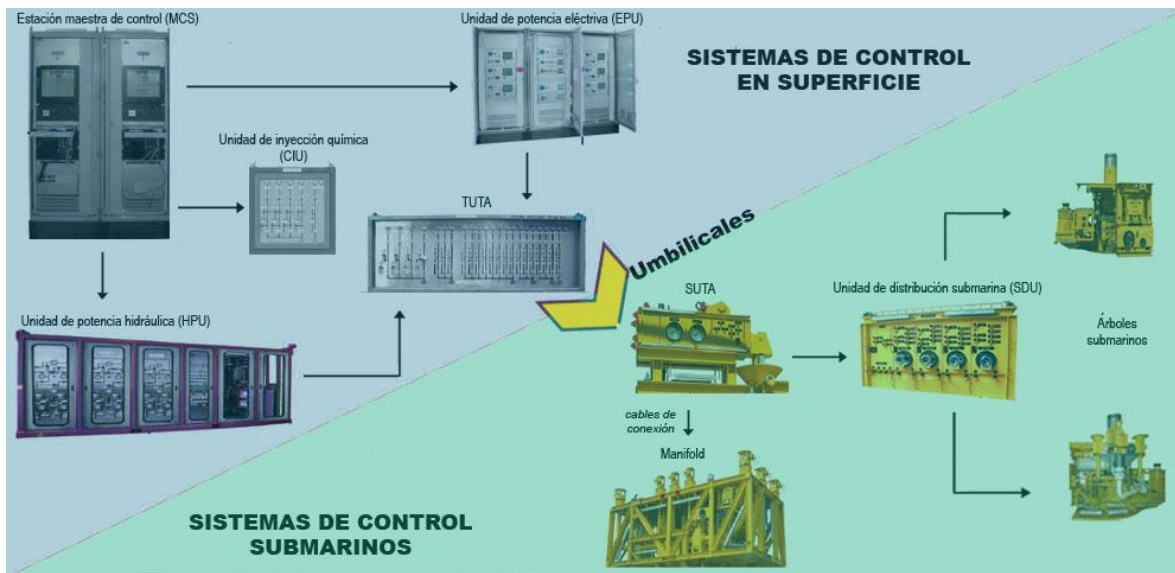
*Riser flexible:* son utilizados en aguas profundas y existen varias configuraciones, suele utilizar boyas para disminuir las cargas o puede presentarse en una configuración de catenaria.

*Riser rígido tensionado:* se trata de una tubería de revestimiento y una tubería de producción interna, es común que se utilicen árboles superficiales y submarinos. Como estos se encuentran fijos al lecho marino, se produce un desplazamiento vertical entre la parte superior del riser y el punto en el que se conecta con la instalación; para resolver este problema pueden utilizarse compensadores de movimiento o tensores para mantener constante la tensión en la tubería.

*Riser híbrido:* son tuberías verticales de acero soportadas en la parte superior por flotadores externos, este extremo de la tubería se encuentra conectado a la instalación huésped mediante tubería flexible.

### 1.4.3 Sistemas de control <sup>25, 26</sup>

Los sistemas de control se encargan de suministrar los servicios que se enviarán a través de los umbilicales, se clasifican en sistemas superficiales de control y sistemas submarinos de control (**Figura 1.12**).



**Figura 1.12** Sistemas de control utilizados en proyectos costa afuera

#### 1.4.3.1 Sistemas de control en superficie

Los sistemas superficiales son el principal conjunto de control y se encuentran ubicados en la instalación huésped, están conectados a la unidad TUTA que realiza un vínculo de manera directa con la unidad SUTA alojada en el lecho marino.



### *Estación maestra de control (MCS, Master Control Station)*

Es el sistema a través del cual se controla la distribución de los servicios a los sistemas submarinos, cuenta con una interfase hombre-máquina que permite monitorear su funcionamiento.

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

Distribuye la potencia hidráulica a los equipos submarinos; la unidad es asistida en el fondo marino por acumuladores que ayudan a mejorar el tiempo de respuesta de los equipos.

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

Suministra la energía mediante dos líneas de voltaje en corriente alterna, una para los equipos superficiales a 230 [V] y otra hacia la unidad TUTA de 690 [V] asegurando así el suministro de energía eléctrica a todas las instalaciones submarinas.

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

Provee la inyección de químicos para el aseguramiento de flujo y de esta manera mitigar la posible obstrucción de las líneas de transporte.

#### *1.4.3.2 Sistemas de control submarinos*

### *Conjunto submarino de terminación umbilical (SUTA, Subsea umbilical termination assembly)*

Recibe los servicios emitidos en superficie y los redistribuye entre los sistemas submarinos de control que se encargan de dirigirlos hacia las instalaciones de producción submarina que los requieren, dependiendo de la arquitectura instalada en el campo. Una unidad SUTA convencional consta de:

- ♦ *Cabeza de terminación umbilical (UTH, Umbilical termination head)*; es donde terminan todas las líneas umbilicales individuales.
- ♦ *Flying leads o cables de conexión entre la UTH y el manifold de distribución hidráulica (HDM, Hydraulic distribution manifold)* si es que este último se utiliza.
- ♦ Base con fijadores.
- ♦ Placas múltiples de conexión (*MQC, Multi Quick Connection*) para unir los cables de conexión hidráulica.

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

Distribuye los fluidos hidráulicos y la electricidad hacia los equipos y módulos de control mediante los cables de conexión.



### Módulo de control submarino (SCM, Subsea Control Module)

Es el cerebro del árbol submarino se instala sobre una base que forma parte de éste y recibe las instrucciones de apertura y cierre de sus componentes dinámicos (válvulas de producción, válvula tormenta y estrangulador). También recibe el suministro eléctrico requerido para el funcionamiento de los sensores que se encuentran usualmente en el fondo del pozo y en el árbol.

#### 1.4.4 Instalaciones submarinas de producción

##### 1.4.4.1 Cabezal submarino <sup>16</sup>

Es la interfaz entre el pozo y el árbol submarino (*Figura 1.13*); permite soportar la tubería de producción y de revestimiento, pueden trabajar con presiones de hasta 15,000 [psi].

Sus principales componentes son:

- Alojador de las TRs
- Alojador de alta presión
- Ensamble de sello
- Conexión al árbol
- Alojador de baja presión
- Base guía
- Tubería de revestimiento



Figura 1.13 Cabezal submarino

Las funciones principales de los cabezales son las de mantener el control de la presión del yacimiento, sirve como sello y soporte al árbol de producción submarino y además proporciona soporte y sello al colgador de la tubería.

##### 1.4.4.2 Árbol submarino

Es un conjunto de válvulas, tuberías, conexiones y componentes de seguridad cuyo objetivo es vigilar y controlar la producción, es el enlace entre el cabezal y las líneas de flujo, también controla la inyección de inhibidores y a través de él se realizan las operaciones de intervención de pozos. Existen dos tipos principales de árboles submarinos que difieren en la ubicación del cabezal de la tubería de producción y las válvulas.



### Árboles verticales

Las válvulas se encuentran en el espacio anular, su diseño permite que al ser terminado no sea estrictamente necesaria la recuperación del sistema BOP.

### Árboles horizontales

El colgador de la TP forma parte del cuerpo del árbol, a diferencia del árbol vertical, las válvulas están fuera del espacio anular y requieren de una tapa que ayude a sellar el agujero (*Figura 1.14*).



Figura 1.14 Árbol submarino horizontal

#### 1.4.4.3 Manifolds

Son conjuntos de líneas, válvulas y cabezales ensamblados en una estructura metálica que recibe la producción de varios pozos, su arreglo permite dar mantenimiento a las tuberías, aislar pozos para realizar algún tipo de medición para extraer muestras de fluidos o para perforar nuevos pozos; el control de esta unidad requiere tanto de energía eléctrica como de la hidráulica. Los componentes de un manifold son los siguientes:

- Cimentación: lo nivela y le da soporte.
- Conectores: permiten la entrada y salida de los fluidos provenientes de las líneas de flujo.
- Estructura: transmite las cargas a la cimentación y protege las tuberías y válvulas.
- Hubs: es el punto de conexión como tal para las líneas de flujo.
- Loop de corrida de diablos: para realizar la limpieza del sistema.
- Tuberías de trabajo.
- Válvulas: componentes que dirigen el flujo, actúan de manera manual o automática.
- Instrumentación: proporciona datos al operador
- Medidores de flujo



Los manifolds pueden clasificarse principalmente en dos tipos: los clusters, formados por una estructura única y con una gran flexibilidad funcional y los del tipo template, diseñados para albergar múltiples árboles submarinos próximos.

#### 1.4.4.4 SLEDs

Son elementos de interfaz que permiten conectar las líneas de flujo con una tubería de producción principal. Suelen utilizarse principalmente para la extensión de campos o para conectar pozos aislados.

##### *PLEM (Pipeline end manifold)*

Permite unir el flujo de dos pozos mediante un conjunto de válvulas, tuberías y conectores; su uso es común en campos pequeños (*Figura 1.15*).

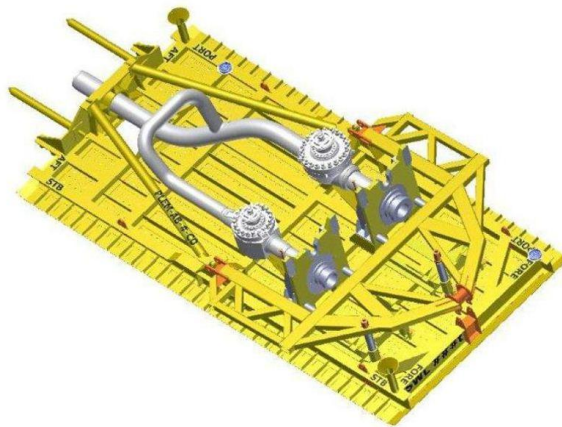


Figura 1.15 Pipeline end manifold

##### *PLET (Pipeline end termination)*

Funge como punto de conexión entre las líneas de producción de árboles y el sistema principal de proceso (*Figura 1.16*).

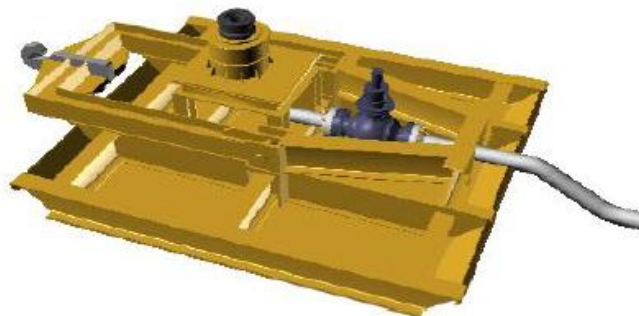


Figura 1.16 Pipeline end termination



#### 1.4.4.5 Líneas de transporte submarino

##### *Jumpers*

Son secciones de tubería que conectan algunos componentes del sistema de producción, se utilizan well jumpers si se desea realizar la conexión entre el árbol submarino y el manifold, o flowline jumpers si se conecta el manifold con algún SLED, ya sea un PLEM o un PLET. Es posible adicionar sensores y medidores (*Figura 1.17*).

Además de conectar los equipos, son capaces de ajustarse a la expansión térmica, la contracción y al desalineamiento de los equipos.



Figura 1.17 Operación de conexión de Jumper

##### *Línea de flujo (Flowline)*

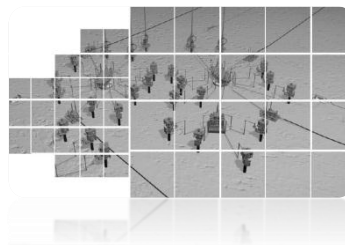
Transportan la producción sobre el lecho marino entre los equipos submarinos, su diámetro es menor al de las pipelines.

##### *Ducto (Pipeline)*

Son tuberías utilizadas generalmente para el transporte de los hidrocarburos hacia tierra, suelen estar enterradas en el lecho marino y operar a presiones bajas.



## Capítulo 2 DESARROLLO DE CAMPOS EN EL CINTURÓN PLEGADO PERDIDO



El cinturón plegado perdido (CPP) es una provincia petrolera transfronteriza ubicada en aguas profundas del golfo de México. Durante el periodo 2000-2001 se penetró por primera vez la sección completa del Terciario inferior y parte de la sección Cretácica en la zona abisal del golfo de México, mediante el pozo Baha-2 en la zona exclusiva económica de Estados Unidos, aunque este pozo resultó seco, contribuyó en la validación de los elementos básicos del sistema petrolero en el CPP, confirmados posteriormente por los descubrimientos en Trident y Great White en los bloques AC903 Y AC857 del cañón de Alaminos respectivamente (Figura 2.1).<sup>27</sup>



Figura 2.1 Ubicación del cañón de Alaminos

### 2.1 ASPECTOS GEOLÓGICOS Y TIPO DE HIDROCARBUROS ENTRAMPADOS<sup>27, 28</sup>

Desde el punto de vista fisiográfico, la zona se encuentra a profundidades abisales de entre 1,800 [m] y poco más de 3,300 [m] bajo el nivel del mar. Se reconocen dos niveles principales; el nivel superior se caracteriza por ser de topografía rugosa y valles sinuosos; mientras que el inferior tiene una topografía más llana, entre ellos existe una estructura de topografía irregular conocida como “escarpe perdido” que se extiende desde los 1,950 [m] hasta 2,850 [m] de tirante de agua. El escarpe está disectado por dos cañones, el cañón perdido que se orienta de noroeste a sureste y el cañón de alaminos cuya orientación es de norte a sur (Figura 2.2).



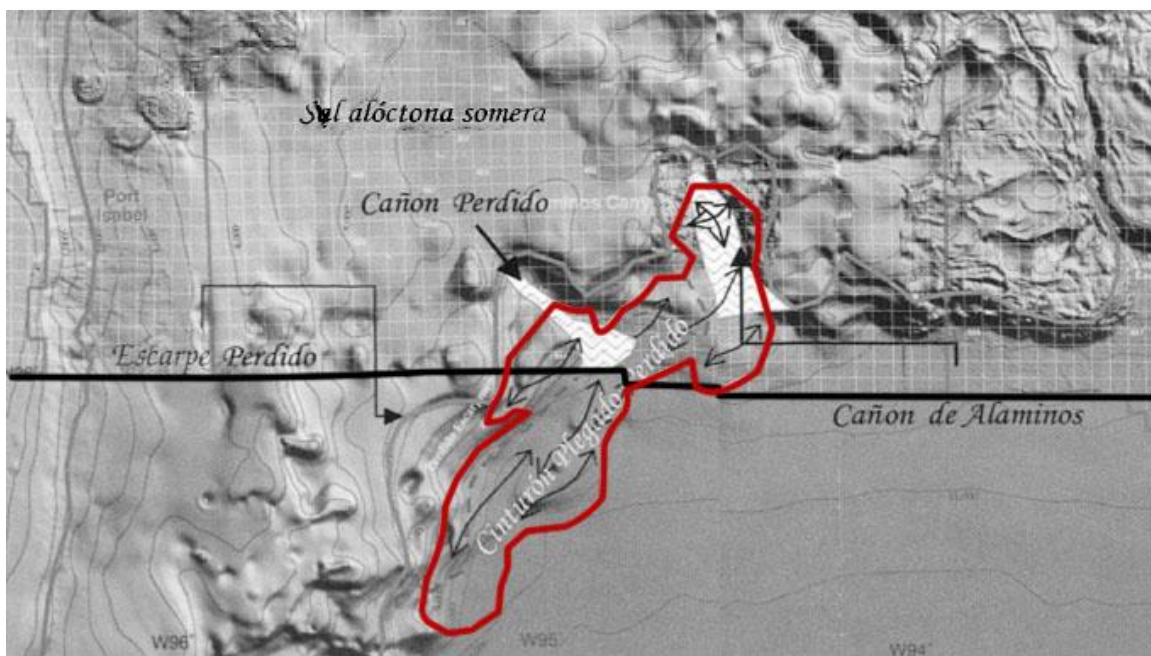


Figura 2.2 Mapa fisiográfico del noroeste del golfo de México, se muestra el CPP dentro del contorno rojo.

El CPP está formado por una franja de pliegues con núcleo salino autóctono orientada de NE a SO, su geometría y las fallas están asociadas a plegamiento por despegue en donde el esfuerzo fue primordialmente vertical. Por otra parte el modelado de la historia de subsidencia y termicidad indica que la sección Mesozoica ha pasado por la ventana media de maduración, es decir 0.7 a 1 % de reflectancia de la vitrinita ( $R_0$ ), que es un parámetro que nos ayuda a medir la madurez de la materia orgánica para determinar si se tiene una roca generadora efectiva.

El relieve estructural del CPP está mínimamente afectado por la erosión, de tal manera que los flancos y las charnelas de los pliegues se encuentran prácticamente intactos; las características petrofísicas como porosidad y permeabilidad se ven seriamente afectadas en relación a la profundidad debido al alto gradiente geotérmico en el área, en la que se tienen dos objetivos principales, uno de ellos es el grupo Wilcox-Midway de edades Paleoceno a Eoceno inferior y el otro es el objetivo Frio de edad Oligoceno medio; contienen areniscas turbidíticas de geometría lobular en medio de grandes facies de abanico de fondo de cuenca, su composición es similar a las areniscas deltaicas contemporáneas del sur de Texas. Fiduk y otros autores publicaron en 1999 la columna estratigráfica que representa al cinturón plegado perdido (*Figura 2.3*).

Las secciones Wilcox-Midway y Frio están separadas por el flanco norte de un amplio abanico submarino de edad Eoceno medio a Oligoceno temprano procedente de la región Tampico-Poza Rica.



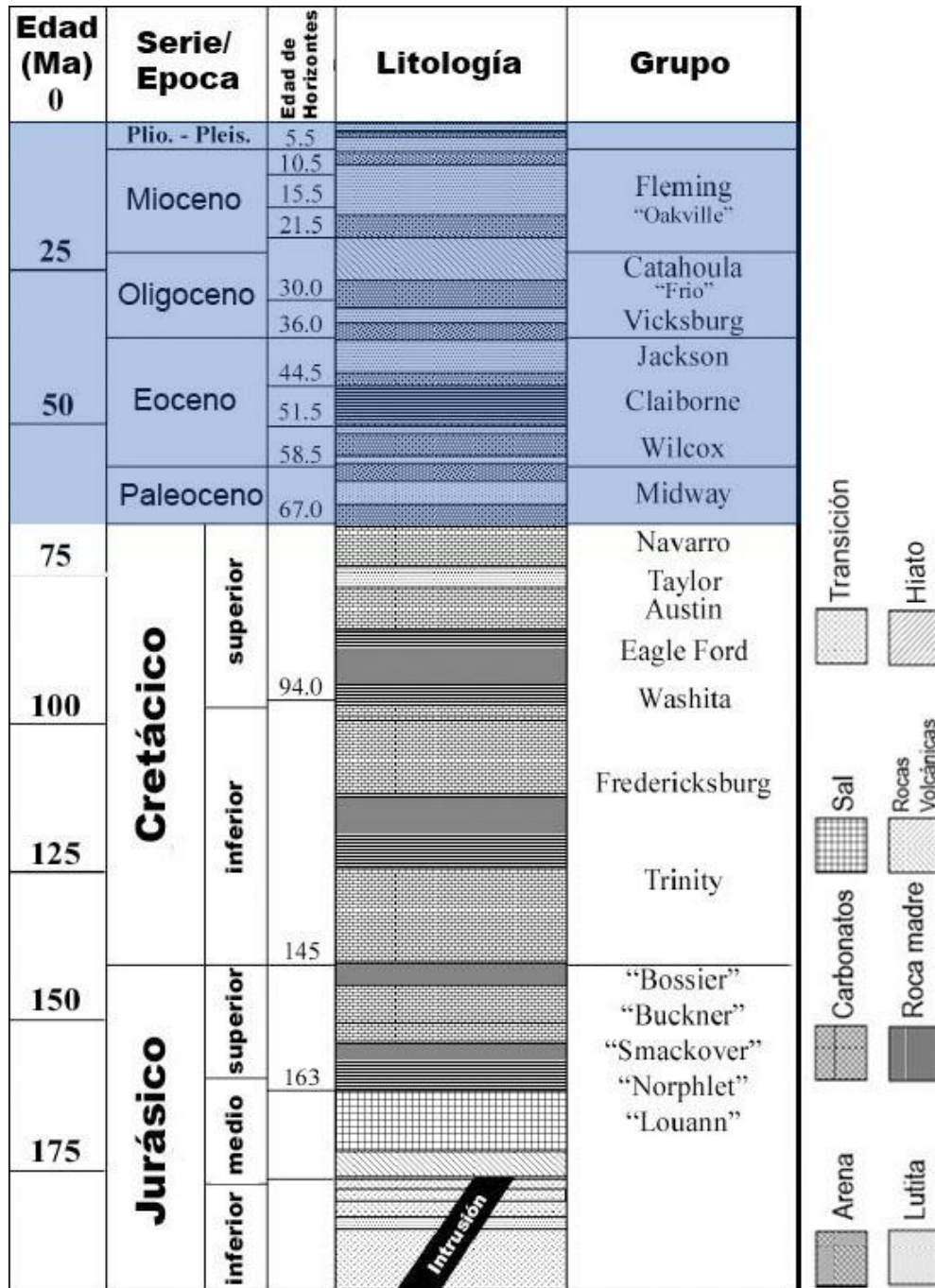


Figura 2.3 Columna estratigráfica del CPP que muestra el área de interés en color azul.

A partir de 2010 Estados Unidos de América comenzó a producir aceite y gas natural en el CPP, desde las instalaciones de producción costa afuera más profundas del mundo, demostrando lo que las compañías como Shell en este caso, son capaces de hacer cuando se abre la oportunidad a la exploración y producción responsable.



Los campos que actualmente están en etapa productiva son Great White, Tobago, además de Silvertip cuyo desarrollo se encontraba en proceso hasta inicios de 2011 (Figura 2.4). A continuación se presentan las principales características geológicas correspondientes a cada campo.

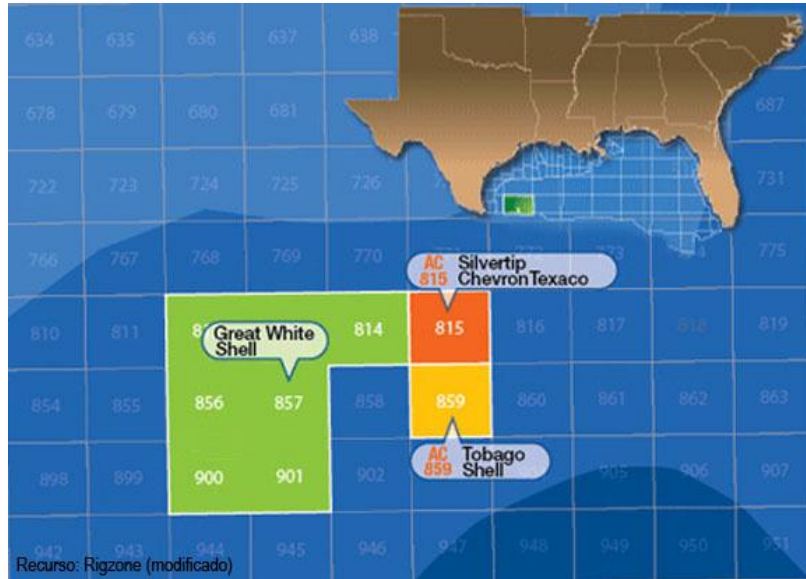


Figura 2.4 Ubicación de Great White, Tobago y Silvertip

### 2.1.1 Campo Great White<sup>29, 30</sup>

Es el campo de mayores proporciones, fue descubierto en 2002 por el pozo exploratorio AC857-1 y se encuentra en la porción sur del cañón de Alaminos en el extremo occidental del golfo de México, en los bloques AC812, AC813, AC814, AC856, AC857, AC900 Y AC901 (Figura 2.5); es operado por las compañías Shell, Chevron y British petroleum en sociedad bajo riesgo compartido.

El proyecto se desarrolla dentro del bloque 857; hasta 2010 se habían descubierto tres grandes secuencias contenedoras de aceite, las arenas Frio medio de edad Oligoceno, la arena WM12 Wilcox superior de edad Eoceno inferior y la arena WM50 Wilcox inferior de edad Paleoceno inferior.

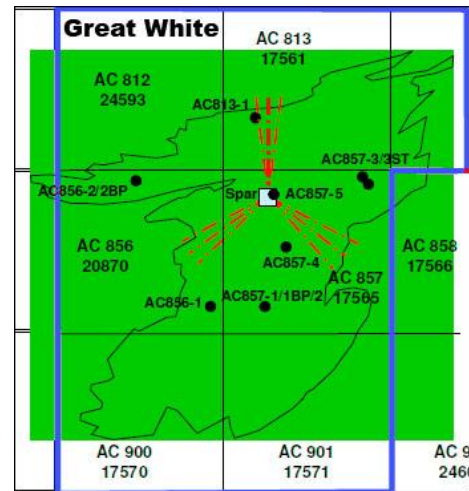


Figura 2.5 Bloques correspondientes al campo Great White

El campo se encuentra en un anticlinal con orientación NO-SE, asociado con una profunda falla inversa que desciende hacia el sureste.



Si bien el pliegue es la principal característica a nivel estructural; el fallamiento normal y el colapso asociado con la retracción salina en las porciones norte y central del campo son evidentemente dominantes. La caracterización fiable de cada yacimiento se dificulta debido a la absorción sísmica (zona wipe out) en el centro del campo.

### 2.1.1.1 Formación Frio medio

Esta formación perteneciente al Oligoceno medio es la secuencia más superficial, fue evaluada mediante 5 pozos reuniendo información de núcleos enteros en 2 pozos y pruebas de producción en otro. En ella se ha encontrado aceite en 6 yacimientos de areniscas poco profundos y apilados (*Figura 2.6*).

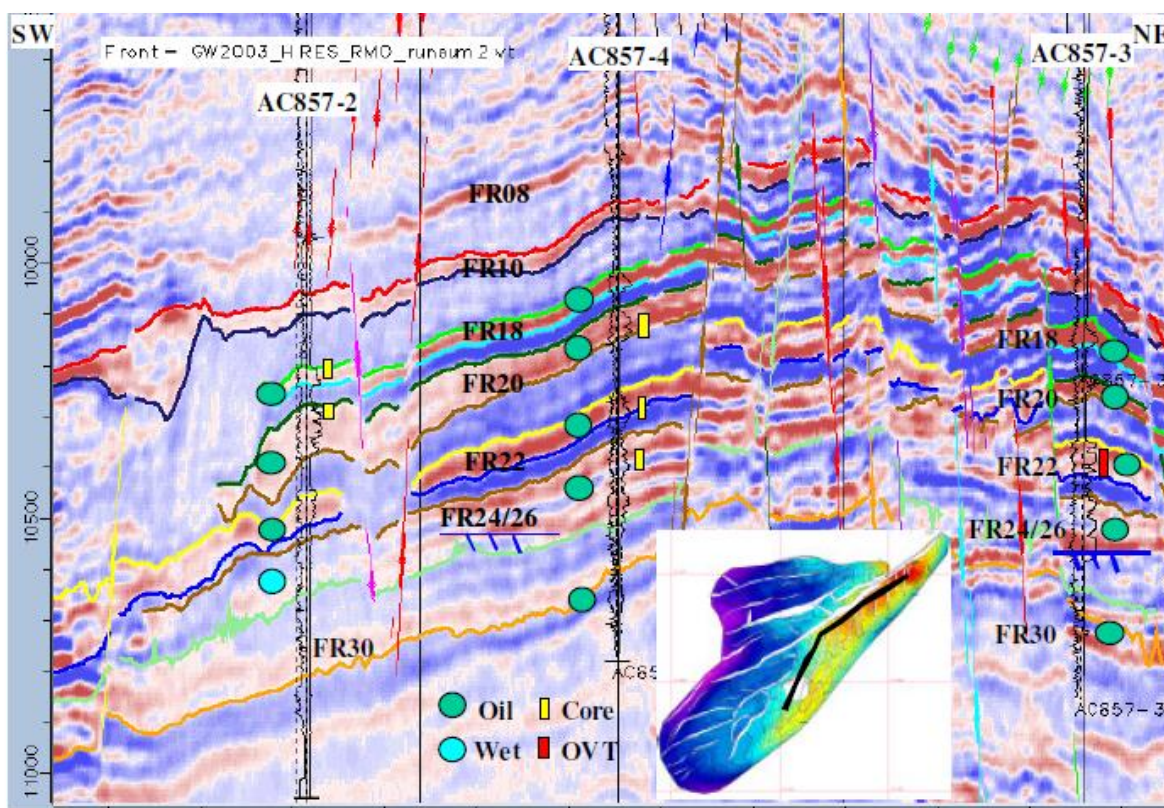


Figura 2.6 Sección sísmica transversal que muestra los yacimientos apilados en la formación Frio

La secuencia almacenadora más superficial es una arenisca del Oligoceno medio que se encuentra a una profundidad de 457 a 1,066 [m] por debajo del suelo marino, contiene aceite pesado biodegradado de 18 [°API], baja relación gas-aceite (RGA) y una viscosidad de 6 - 20 [cP]; se ha estimado una área productiva de aproximadamente 30.35 [km<sup>2</sup>] y un volumen de 2,000 [mmbpce].





El espesor total del intervalo productor puede ser mayor de 91.4 [m] en las crestas del campo, comprende litarenitas feldespáticas subcompactadas debido a la baja presión de sobrecarga, abundantes en vidrio volcánico inalterado; su porosidad es de 35% y posee una alta compresibilidad asociada a sus características litológicas y mecánicas, esto representa incertidumbres considerables en la predicción de su comportamiento, incluyendo el impacto de la compactación y la degradación de la permeabilidad al disminuir la presión en el yacimiento, lo que dificulta la estimación de su productividad.

Las condiciones iniciales de presión y temperatura en esta formación productora son relativamente bajas; 4,950 [psi] y 95 [°F] respectivamente.

#### 2.1.1.2 Formación Wilcox superior WM12

La evaluación de esta secuencia incluyó la perforación de 7 pozos y la adquisición de información incluyendo toma de núcleos en 4 de ellos. A nivel de yacimiento el campo se puede dividir en 4 áreas:

- a) Gran anticlinal poco fallado con rumbo NE-SO.
- b) Zonas de graben, estructuralmente bajas y considerablemente falladas.
- c) Área superior estructuralmente que se divide en bloques fallados con tendencia E-O.
- d) Cierres en el área de graben sureste de la estructura anticlinal principal.

El yacimiento más importante en la arena Wilcox superior WM12 de edad Eoceno tiene un espesor neto de 15.24 – 30.48 [m] que parece ser continuo en la mayor parte de la estructura (*Figura 2.7*), la porosidad media se encuentra en un rango de 25 - 30%, mientras que la permeabilidad media oscila entre los 50 - 250 [mD].

La arena WM12 contiene aceite volátil de alto encogimiento de 36 - 40 [°API] y alta RGA, su volumen se ha estimado en base a interpretación sísmica de Shell y a información obtenida directamente de los pozos perforados hasta 2010, en 900 [mmbpce]. Buzamiento abajo la columna de aceite puede clasificarse como aceite ligeramente pesado y como aceite ligero en la parte en la que el buzamiento se considera ascendente.

La secuencia está truncada en su parte suroeste debido a la erosión causada por un grande y complejo cañón; comprende arenas líticas con características geométricas lobulares y amalgamadas más abundantes en cuarzo que las de la formación Frio medio del Oligoceno. La correlación entre los pozos de esta formación es relativamente sencilla, se observaron heterogeneidades impermeables significativas en un núcleo, incluyendo vetas o nódulos de calcita así como finas capas de lutita.

Al igual que en la formación Frio medio se presentan condiciones de presión y temperatura de yacimiento bajas siendo éstas de 6,825 [psi] y 135 [°F] respectivamente.

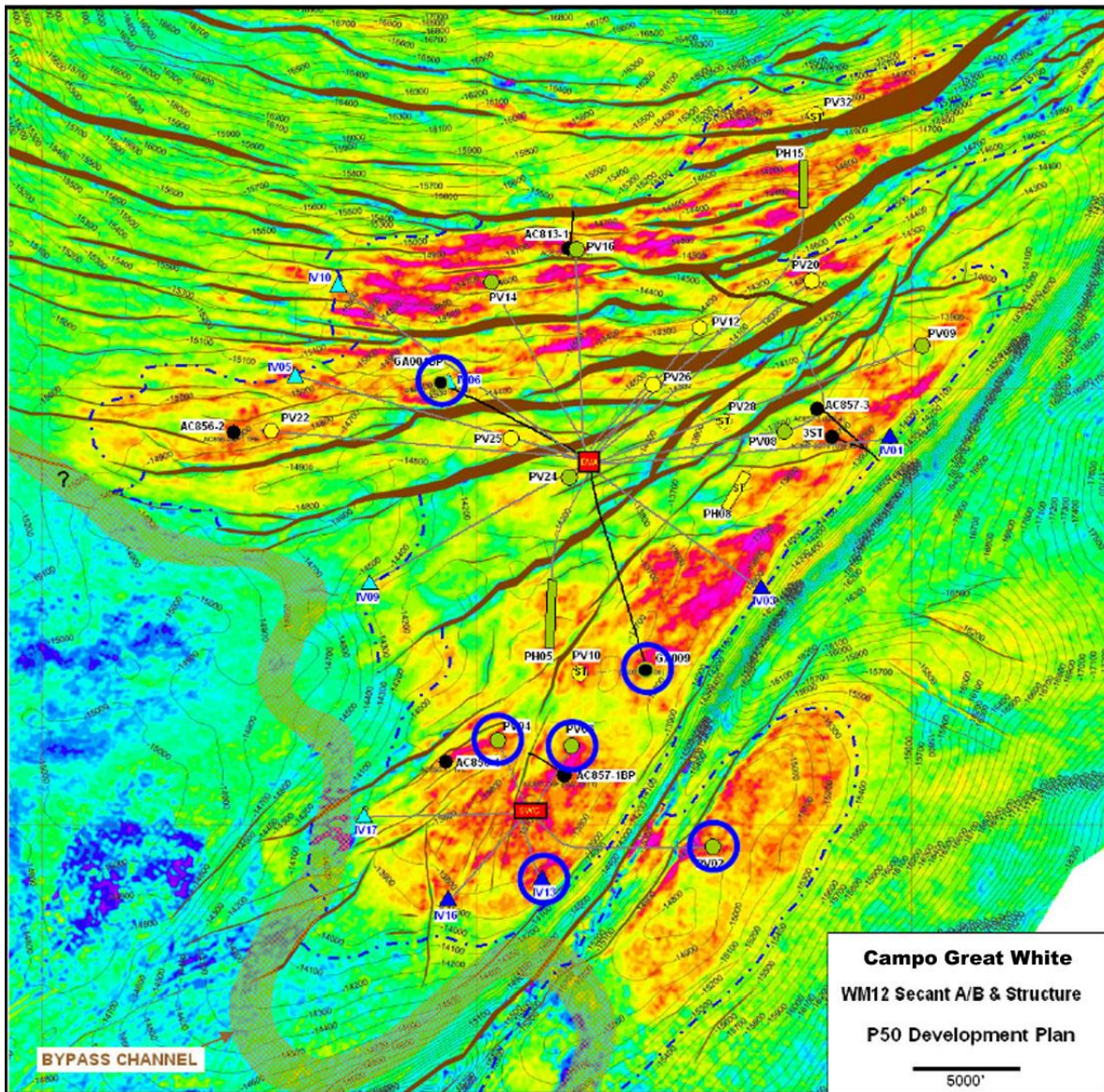


Figura 2.7 Mapa de amplitud del campo Great White

### 2.1.1.3 Formación Wilcox inferior WM50

Se trata de una profunda secuencia de arenas amalgamadas del Paleoceno inferior con un espesor es de 305 [m] y se ha subdividido en cuatro paquetes: WM50A, WM50B, WM50C Y WM50D, en cada uno de los cuales es probable que el aceite se presente, pero las arenas WM50A Y WM50B aparentemente tienen contactos agua-aceite que subyacen las relativamente pequeñas acumulaciones de hidrocarburos. El aceite de la secuencia WM50 se ha caracterizado como un aceite ligero de aproximadamente 40 [°API] a una profundidad tal que complica la adquisición de imágenes arrojando algunas de calidad deficiente, por lo que lograr una interpretación estructural adecuada es un reto al que los operadores se han tenido que enfrentar.



Probablemente las arenas en esta formación fueron depositadas como una serie de capas amalgamadas o lóbulos de arenas turbidíticas.

En el área perforada de Great White, la secuencia está compuesta por areniscas que van de sublíticas a subarcosas con un contenido de cuarzo mayor al de cualquier otro yacimiento de este campo; su cementación es primordialmente con este mineral pero tiene un pequeño contenido de arcilla. La porosidad es menor al 15%, mientras que las mediciones de permeabilidad indican que ésta es menor a 5 [mD] teniendo una media de 2 [mD].

El aceite en las arenas WM12 se encuentra atrapado en una amplia y compleja estructura anticlinal sumamente fallada, mapeada con cierto detalle gracias a un levantamiento sísmico 3D de alta resolución que ha permitido identificar cientos de fallas y estimar la calidad y el espesor del yacimiento, cuyas condiciones iniciales son 8,907 [psi] de presión y una temperatura de 188 [°F].

### 2.1.2 Campo Tobago<sup>30</sup>

Durante la etapa de exploración se perforaron dos pozos; mediante el pozo AC859-1 se descubrió una arena almacenadora equivalente a la arena WM12 de Great White. En ese momento se esperaba que el yacimiento tuviera una buena continuidad con solo algunas fallas, y una roca almacenadora de condensados retrogradados de 40 [°API] a condiciones iniciales de presión de 8,450 [psi] y temperatura de 170 [°F].

El plan de desarrollo contempla la perforación de 2 pozos de desarrollo en este yacimiento, siendo los pozos submarinos más profundos y las estructuras permanentes más profundas hechas por el hombre a nivel mundial a 2,934 [m].

### 2.1.3 Campo Silvertip<sup>29</sup>

Este campo se encuentra en un estrecho anticlinal orientado de NE a SO hundiéndose en esta zona. Los yacimientos potenciales se encuentran desde el punto de vista litológico, en arenas de la formación Frío medio e inferior en el Oligoceno medio; y desde el punto de vista estructural en trampas formadas por cierres de inmersión simples de tres vías hundiéndose al SO, mientras que el cierre al NE es ocultado por sal suprayacente.

Existen fallas menores en los flancos y echado abajo en dirección suroeste y al igual que en los yacimientos en la formación Frío medio correspondiente a Great White, puede predecirse la extensión de las acumulaciones de hidrocarburos en base a la gran amplitud de respuesta sísmica en el flanco norte del anticlinal (*Figura 2.8*).

La formación almacenadora es litarenita feldespática con gran contenido de vidrio volcánico, se encuentran a tan solo 1,219 - 1,524 [m] por debajo del suelo marino por lo que la pobre presión de sobrecarga resulta en una roca poco consolidada y con una compresibilidad alta. Los intervalos relativamente delgados tienen una porosidad media de 34% y una baja permeabilidad a causa de la presencia de zeolita en los poros de la formación.



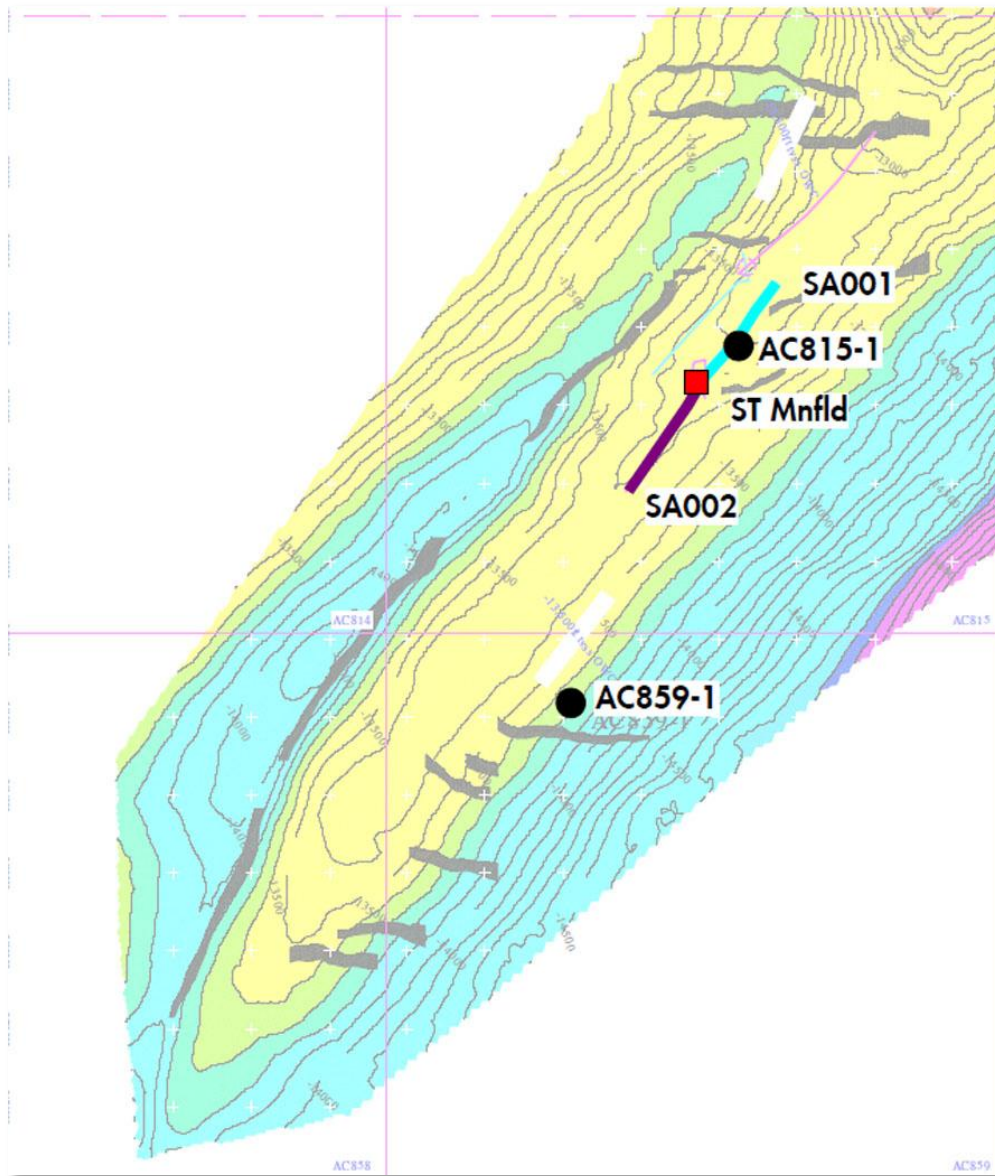


Figura 2.8 Estructura de la Formación Frio en la que se muestran los pozos horizontales perforados y terminados en las arenas FR12 y FR14

En cuanto al hidrocarburo contenido, es probable que se tenga un volumen de 500 [mmbpce], con características de biodegradación, una baja RGA, una gravedad de 16 - 18 [°API] y una viscosidad de 14 [cP]. En esta zona se perforaron dos pozos productores horizontales de manera exitosa, registrando un record a nivel mundial.

La siguiente tabla muestra un resumen de las características principales de las formaciones productoras así como de los fluidos que contienen (*Tabla 2.1*).



Tabla 2.1 Principales características de formaciones productoras y de los fluidos en el CPP

	GREAT WHITE			TOBAGO	SILVERTIP
	Frio medio	Wilcox Superior	Wilcox Inferior		
Tirante de agua [m]	De 2,377 a 2,934				
Profundidad [m] (a partir del suelo marino)	457 a 1,067	-	-	-	1,219 a 1,524
$\phi$ [%]	35	25 a 30	< 15	-	34
k [mD]	-	50 a 250	< 5	-	-
P <sub>Yac</sub> [psi]	4,950	6,825	8,907	8,450	-
T <sub>Yac</sub> [°F]	95	135	188	170	-
Gravedad API [°API]	18	36 a 40	40	40	16 a 18
$\mu_o$ [cp]	6 a 20	-	-	-	14

## 2.2 INFRAESTRUCTURA DEL PROYECTO PERDIDO

El proyecto perdido se desarrolla dentro del bloque 857 del cañón de Alaminos a unos 402[km] al sur de Galveston, Texas y a 9.6 [km] de la frontera marítima con México. En el sitio opera una plataforma tipo SPAR conectada con 3 flowlines provenientes de manifolds ubicados debajo de la plataforma.<sup>31</sup>

### 2.2.1 Instalación huésped regional<sup>33</sup>

Desde 2005 se determinó que el tipo de instalación más estable para permitir un acceso directo vertical a los pozos era la plataforma SPAR construida en Finlandia que consta de una sección superior de forma cilíndrica denominada *hard tank*, una sección intermedia conocida como *truss* formada por piernas tubulares y tirantes con niveles formados por placas rígidas horizontales y una sección inferior llamada *soft tank* utilizada para llevar los lastres, que permiten aumentar o disminuir el valor de la masa del centro de gravedad de un cuerpo frente a un medio y así proveer la flotación durante la instalación. A continuación se hace una lista de las características más importantes de la plataforma SPAR perdido (**Figura 2.9**):

- ◆ Longitud total: 555 [ft], calado 505 [ft]
- ◆ Hard tank: 118 [ft] de diámetro por 263 [ft] de longitud y un calado 214 [ft].
- ◆ Peso del casco incluyendo estructura de acero, accesorios y sistemas: 20,000 toneladas.
- ◆ 9 líneas de amarre
- ◆ 3 strakes o aletas
- ◆ Moonpool de 46 x 46 [ft]
- ◆ 6 slots para risers
- ◆ 4 piernas
- ◆ Soft tank octogonal
- ◆ 6 Tensores hidráulicos que soportan 5 risers de producción y uno de perforación y terminación.



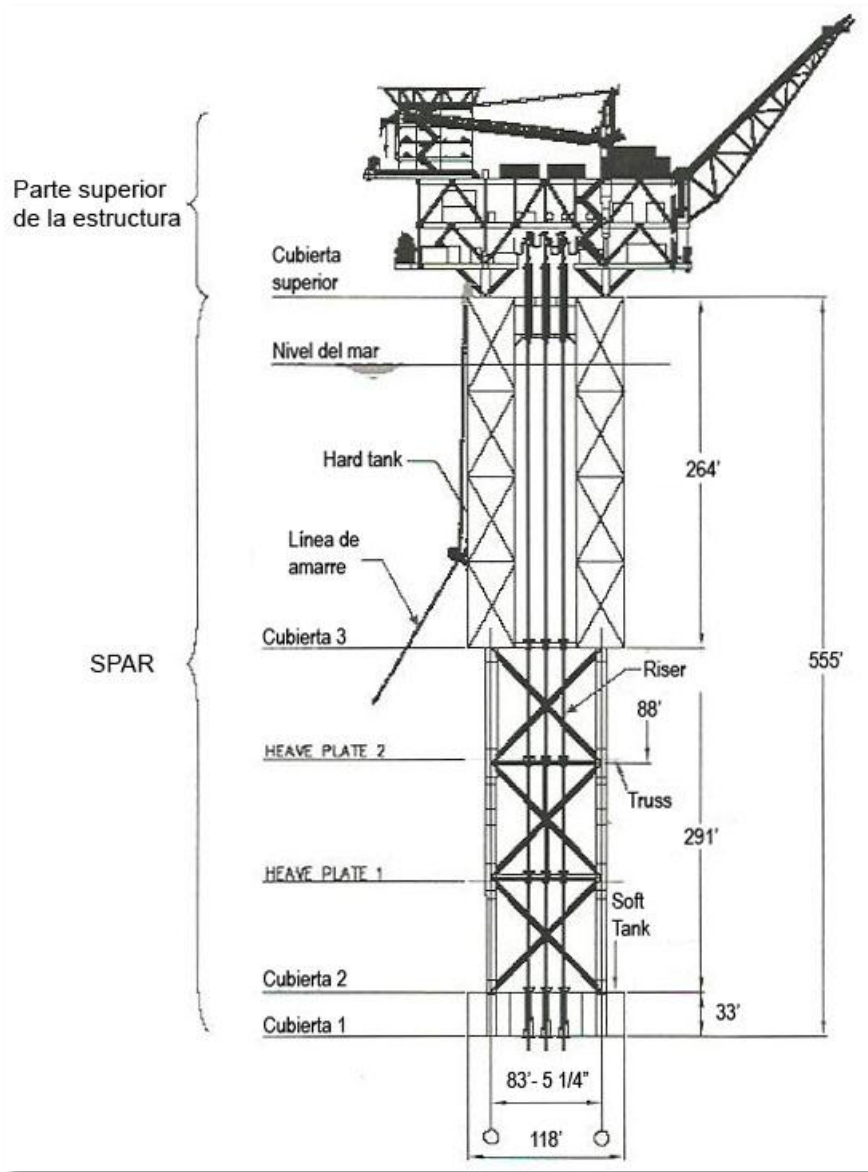


Figura 2.9 Esquema de la plataforma SPAR perdido

## 2.2.2 Sistemas de interfaz utilizados en el proyecto perdido

### 2.2.2.1 Líneas umbilicales <sup>32</sup>

La infraestructura umbilical del proyecto perdido se compone de 4 umbilicales dinámicos que van desde las instalaciones huésped hasta el lecho marino y 3 umbilicales estáticos entre los campos; proveen fluido hidráulico, inyección de químicos, energía eléctrica y servicios de comunicación a los 5 campos submarinos mencionados anteriormente (*Figura 2.10*).



**Figura 2.10** Sección transversal de los umbilicales dinámicos y cables conectores

Todos los tubos en los umbilicales son de acero súper dúplex de un diámetro interior de  $\frac{1}{2}$ ", diseñados para operar a una presión de 10,000 [psi], la línea eléctrica umbilical tiene una configuración cuádruple, es decir, consta de 4 conductores de 6 [mm<sup>2</sup>] por línea, que proveen energía eléctrica multiplexada y señales de comunicación entre los módulos de control submarino y los sistemas de control en la plataforma huésped. La distribución multiplexada permite suministrar la energía a múltiples dispositivos utilizando una sola línea.

#### 2.2.2.2 Sistema de risers<sup>31, 32</sup>

Desde un inicio, las operadoras previeron el uso de una configuración con acceso directo vertical bajo la plataforma SPAR en la zona correspondiente al campo Great White con el fin de transportar los hidrocarburos desde los árboles mojados hasta las instalaciones en superficie para su posterior manejo y exportación. Además de permitir el uso de solo 6 risers (5 para el manejo de la producción de varios pozos submarinos y 1 para las operaciones de perforación y terminación) en lugar de tener un riser y un árbol mojado para cada pozo.

Los risers de producción se encuentran conectados a 5 estaciones de bombeo electrosumergible de refuerzo ubicadas debajo del suelo marino, en éstas se maneja el flujo de 22 pozos debajo de la SPAR y 11 pozos satélite, de esta forma se logra incrementar la eficiencia además se logra optimizar el uso del espacio en la plataforma.



El riser de perforación con acceso directo vertical permite operar a altas presiones y que el equipo de perforación en la cubierta termine los pozos y realice intervenciones en ellos con un costo considerablemente menor comparado con el que involucraría el empleo de plataformas móviles para tales fines.

Por otro lado, la bomba electrocentrífuga sumergible está suspendida por una sarta de tubería de 7 <sup>5</sup>/<sub>8</sub>" a través de la cual es transportado el aceite bombeado; mientras que el cable de potencia, los cables de instrumentación y los tubos para inyección se encuentran sujetos a éste; el gas libre separado dentro del caisson, fluye a través del espacio anular entre la tubería de producción de 7 <sup>5</sup>/<sub>8</sub>" y el riser de 14 <sup>1</sup>/<sub>8</sub>" (*Figura 2.11*).

Los risers son soportados en la plataforma SPAR por tensores hidroneumáticos que compensan el movimiento relativo debido a las oscilaciones verticales, a la expansión térmica y a los cambios de carga.

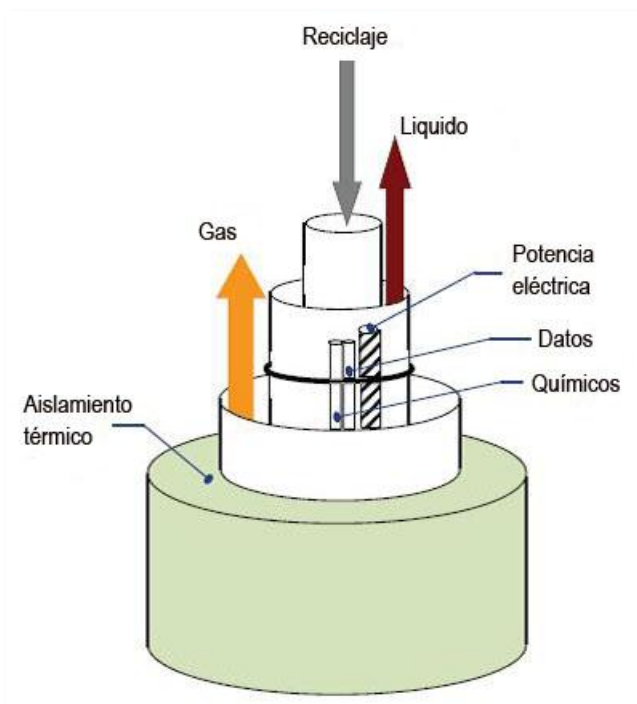


Figura 2.11 Configuración del riser de producción.

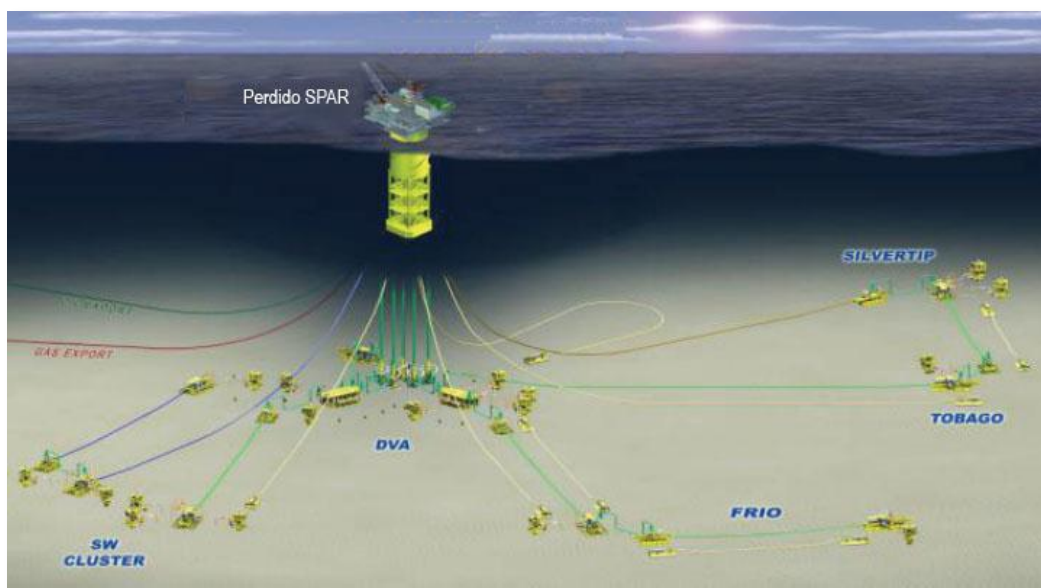
### 2.2.3 Arquitectura submarina del proyecto perdido <sup>32</sup>

Su arquitectura está basada en un concepto de árboles mojados con acceso directo vertical y tiebacks desde los pozos satélite. Este concepto permite acceder a un mayor número de pozos minimizando el tamaño de la instalación huésped. Todas las líneas de flujo se encuentran sobre el suelo marino y los manifolds debajo de la plataforma conectan los pozos productores, tanto



locales como satélite, al sistema de separación y bombeo de refuerzo que utiliza bombas electrocentrífugas sumergibles.

El proyecto consta de 4 grupos submarinos: grupo con acceso directo vertical, grupo suroeste, grupo del oligoceno (Frio) y el grupo regional. Los centros de perforación en la formación Frio también son parte del campo Great White y se encuentran a 2.9 [km] y 4.3 [km] de la plataforma huésped respectivamente; Tobago se encuentra 9.97 [km] al este y Silvertip está 2.73 [km] al norte de Tobago y los fluidos de ambos son transportados a través de la misma línea denominada regional (*Figura 2.12*).



**Figura 2.12** Arquitectura submarina del proyecto perdido.

*Grupo de acceso directo vertical*

Este grupo se encuentra directamente debajo de la instalación huésped y su arreglo permite alojar hasta 22 pozos dentro de un radio de 53.34 [m]. La producción es recolectada por 2 manifolds de doble cabezal diseñados también para vincular las líneas de flujo provenientes de pozos satélite; posteriormente la producción que se mezcla en cada manifold fluye hacia el interior de 2 sistemas de separación y bombeo en la base de los risers donde el gas fluye de forma natural hacia las instalaciones en superficie y los líquidos son bombeados utilizando bombas electrocentrífugas sumergibles de gran potencia.

*Grupo suroeste*

Consta de 2 pozos inyectores de agua y 3 pozos productores cuyos fluidos producidos son mezclados mediante un SLED de cuatro conectores y fluyen hacia el norte a un manifold en el grupo con acceso directo vertical a través de una línea de 10" aislada con esferas de vidrio-poliuretano o esferas de poliuretano sintético (GSPU, Glass sphere poly-urethano).



El agua de inyección se proporciona a través de una línea de inyección de agua de 10" en catenaria de acero desde la instalación huésped y se distribuye a los pozos de inyección suroeste a través de un SLED mientras una línea de inyección de agua abastece los 3 pozos de inyección en el grupo DVA.

### *Grupo oligoceno*

Abarca un yacimiento poco profundo dentro campo Great White a 610 [m] debajo del suelo marino, en él existen dos pozos que están a aproximadamente 3.22 [km] al sur del grupo con acceso directo vertical y conectados en cadena a una flowline de 8" aislada con GSPU, su producción fluye de forma conjunta hacia el manifold sur en el grupo con acceso directo vertical.

### *Grupo regional*

En este grupo existen tiebacks submarinos, su configuración puede soportar un máximo de 6 pozos, 4 para Silvertip y 2 para Tobago; ambos campos están vinculados mediante una flowline de 10" aislada con GSPU y su producción es enviada de forma conjunta hacia uno de los cinco sistemas de bombeo de refuerzo.

Se instaló una línea de servicio de aceite (sin aislamiento) desde la instalación huésped hasta Silvertip para circular aceite muerto cuando se requiera, con el propósito de mitigar la formación de hidratos durante un paro no planeado.

#### 2.2.3.1 Árboles submarinos <sup>32</sup>

El equipo encargado del proyecto desarrolló una versión actualizada de los sistemas submarinos existentes hasta ese momento, aprovechando la experiencia adquirida e incorporando la tecnología más reciente. Como resultado de tal actualización, el sistema de árboles submarinos tiene las siguientes características (**Figura 2.13**):

- ♦ Capacidad nominal para 10,000 [psi] y 3,048 [m] de profundidad.
- ♦ Módulo de flujo recuperable con estrangulador y medidor de flujo multifásico.
- ♦ Diseño modular que permite configurarlo en función de los requerimientos del campo.
- ♦ Diseño ligero y compacto que se adapta a una amplia gama de implementación e intervención.



**Figura 2.13** Árbol submarino utilizado en perdido.



### 2.2.3.2 Manifolds submarinos <sup>22</sup>

Debajo de la instalación huésped se encuentran instalados 2 manifolds de producción rodeados por 22 pozos submarinos incluyendo los pozos de inyección de agua, cada manifold tiene dos cabezales principales conectados cada uno de ellos a uno de los cinco sistemas de bombeo de refuerzo. La capacidad de producción prevista dicta la necesidad de puntos de conexión en los manifolds, de tal manera que la configuración de ambos incluye 10 conexiones hub de entrada (ocho de 5" y dos de 7"), proporcionando mayor flexibilidad para futuras modificaciones, además la producción puede ser dirigida desde cualquier ramal hacia cualquiera de los dos cabezales ofreciendo también una flexibilidad operacional (*Figura 2.14*).



Figura 2.14 Manifold submarino

### 2.2.3.3 Líneas de flujo (Flowlines) <sup>32</sup>

La infraestructura del proyecto perdido comprende las siguientes líneas de flujo:

- ◆ 2 de producción de 8"
- ◆ 3 de 10" recubiertas por 3" de GSPU
- ◆ 1 \*\* de 10"
- ◆ 1 \*\* de 10" en catenaria para inyección de agua
- ◆ 1 de servicio en catenaria de 6"

\*\* Recubiertas interna y externamente con FBE (fusion-bonded epoxy), tecnología de revestimiento que consiste en la aplicación de un polímero en forma de polvo y estado sólido mediante un proceso electrostático.

Inicialmente, las líneas estaban conectadas con los pozos y otras estructuras submarinas mediante 29 jumpers; cada una inicia y termina con un PLET, de los cuales se utilizaron 14 buscando satisfacer necesidades específicas según su ubicación, alcanzando dimensiones máximas de 15.5 x 6 x 4.5 [m] y pesando hasta 75 toneladas.





Las partes menos profundas se encuentran bajo la plataforma SPAR a 2,383.5 [m] mientras que las más profundas se encuentran a 2,984 [m] estableciendo el record de la instalación de líneas de flujo y PLETs más profunda. Es importante señalar que el diseño de su ruta implica singulares retos debido no solo al tirante de agua sino también a las características del suelo marino.

#### 2.2.3.4 Distribución del hardware submarino <sup>32</sup>

El cabezal de terminación umbilical (UTH, por sus siglas en inglés) posee placas de conexión múltiple (*MQC, multi quick connect*) a cada lado para los umbilicales, cada uno de estos se sitúa en una base (*mudmat*) común con el manifold de distribución hidráulica (HDM, por sus siglas en inglés).

Los fluidos pasan de la UTH hacia el HDM a través de un jumper corto de acero asignado como terminación umbilical (UTAJ), lo que permite instalar la base independientemente del umbilical. El HDM también tiene placas MQC a cada lado para las terminaciones umbilicales que llegan y para los cables de conexión que parten de los árboles. El HDM también posee logic caps que permiten redirigir los servicios en caso de necesitar una reconfiguración del equipo.

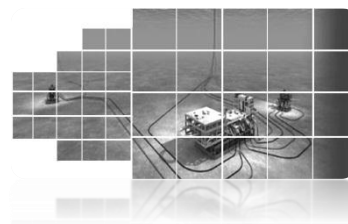
El suministro eléctrico y la transmisión de datos hacia el árbol y los dispositivos que se encuentran corriente abajo, se logra mediante el uso de cables eléctricos umbilicales hacia la UTH, cada extremo llega a un ensamble de terminación (*FACT*) y a conectores eléctricos del lado de la UTH, mientras que un manifold de distribución eléctrica es instalado en las cercanías en una base.





## Capítulo 3

# PROCESAMIENTO SUBMARINO



Cuando se lleva a cabo la explotación de un campo petrolero en aguas profundas es necesario considerar el aseguramiento de la producción, es decir, estudiar las condiciones a las que serán expuestos los fluidos desde el yacimiento hasta la instalación huésped, con el fin de mitigar los problemas que se podrían presentar durante este proceso. El aseguramiento de la producción se puede dividir en tres aspectos fundamentales:<sup>16</sup>

- ◆ Aseguramiento de flujo
- ◆ Refuerzo de flujo
- ◆ Vigilancia de flujo

El concepto de aseguramiento de flujo implica el desarrollo de estrategias para mantener un flujo sin restricciones, causadas precisamente por la composición de los fluidos producidos y por su comportamiento durante la vida productiva del campo. Entre los principales aspectos a considerar para lograr una estrategia de aseguramiento de flujo exitosa se encuentran los ya mencionados en el capítulo 1: la formación de sólidos como hidratos, ceras o asfaltenos; la reología y los problemas de bacheo del fluido; la erosión y acumulación de arena; así como la corrosión y las incrustaciones.

El refuerzo de flujo se refiere a la adición de energía a los fluidos para que estos continúen su trayectoria hacia las instalaciones en superficie.

Por último la vigilancia de flujo permite monitorear, analizar y controlar los procesos del sistema de producción submarino, obteniendo información en tiempo real que ayude a predecir y mitigar los problemas que pudieran presentarse en determinado momento.

Retomando el concepto de refuerzo de flujo, es importante optimizar el comportamiento del sistema de levantamiento; para lograrlo el procesamiento submarino comprende tanto la separación de los fluidos como su bombeo hacia la superficie y es aceptado en la búsqueda por mejorar la rentabilidad de los proyectos costa afuera debido a las ventajas que representa:

- ◆ Maximización de la recuperación
- ◆ Aumento de la producción
- ◆ Maximización de la vida productiva del campo
- ◆ Reducción de costos
- ◆ Contribución al aseguramiento de flujo
- ◆ Es una buena opción de desarrollo para yacimientos de baja presión y baja permeabilidad
- ◆ Minimización del consumo de energía



### 3.1 SEPARACIÓN

La separación adecuada de las corrientes de aceite y gas provenientes de los pozos, es parte fundamental del procesamiento de los hidrocarburos que junto con la deshidratación, la desalación, el endulzamiento y la estabilización permiten que el transporte y/o almacenaje de estos sea seguro y económico.

Existen factores físicos conocidos como mecanismos de separación, que gobiernan este proceso y por lo tanto el diseño de los diferentes tipos de separadores está basado en el comportamiento de dichos fenómenos.

#### 3.1.1 Mecanismos de separación <sup>34</sup>

Los mecanismos que afectan la separación de los fluidos son la gravedad, la fuerza centrífuga y el choque.

##### *Gravedad*

Este mecanismo cobra especial importancia ya que las dimensiones de los equipos que se rigen por este principio son mínimas, incluso es posible tener zonas ampliadas en la misma línea de flujo, que actúen como un asentador de las gotas de líquido suspendidas en una corriente de gas, este asentamiento ocurre debido a la reducción en la velocidad de flujo.

Cuando el flujo es vertical como en el caso de los separadores verticales utilizados en instalaciones terrestres, las partículas de líquido caen en contraflujo por acción gravitatoria, éstas son aceleradas hasta que la fuerza de arrastre se balancea con la fuerza gravitacional; a partir de ese momento la velocidad a la cual caen es constante y se la denomina velocidad de asentamiento o velocidad terminal, ésta indica la velocidad máxima que debe tener el gas para permitir que las partículas se separen.

##### *Fuerza centrífuga*

Un buen ejemplo del aprovechamiento de ésta, se tiene en los extractores de niebla tipo ciclónico (*Figura 3.1*), los cuales constan de pares de tubos concéntricos (el número de tubos depende del gasto depende de la cantidad de gas que se va a manejar) provistos de entradas tangenciales para el gas que al hacerlo se mueve en espiral dentro del espacio anular entre los tubos, como el líquido es más denso que el gas la fuerza centrífuga sobre él es mayor lo que provoca su desplazamiento hacia la pared externa del espacio anular y permite que el gas siga un camino ascendente.

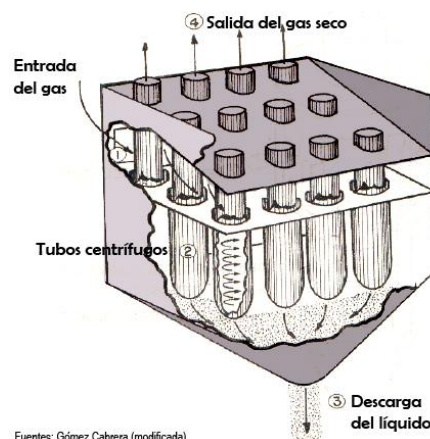


Figura 3.1 Extractor de niebla tipo ciclónico



La velocidad del flujo de gas en estos extractores es crítica, si se encuentra por debajo de un cierto valor la eficiencia se abate rápidamente y si está por encima de ese valor crítico la caída de presión a través del extractor también se incrementa.

### *Choque*

Las partículas de líquido que viajan junto con el gas chocan contra obstrucciones en las que quedan adheridas. Los extractores de niebla tipo veleta funcionan bajo este principio, a la distancia que viaja una partícula de determinado diámetro a través de una línea de corriente de gas se le conoce como distancia de paro, la cual es más corta para las partículas más pequeñas y por lo tanto tienen mayor tendencia a desviarse alrededor de la obstrucción.

### **3.1.2 Separación submarina**

La separación submarina favorece la eficiencia productiva y la recuperación de los hidrocarburos del yacimiento, los equipos estáticos son diseñados para operar sobre el lecho marino y separar los fluidos provenientes de los pozos. Al igual que la mayor parte de los sistemas submarinos utilizados para desarrollar los campos, su diseño depende de las características funcionales específicas en cada campo.

Este tipo de tecnología se utilizaba principalmente en campos maduros donde la producción de agua se incrementa hasta exceder la de aceite, provocando que la recuperación se vuelva poco rentable pero también es posible utilizarla en campos en los que se presenta una alta RGA y en aquellos en los que se corre el riesgo de presentar bloqueos en las tuberías debido a la formación de hidratos.

La separación es realizada por etapas y mediante varios métodos, después de realizarla puede bombearse la fase líquida y permitir que el gas fluya naturalmente ya que la caída de presión en una línea de gas es baja, de esta manera se evita el uso de compresores de gas.

En los diferentes proyectos en aguas profundas alrededor del mundo se han implementado sistemas de separación submarina que pueden agruparse en tres diferentes áreas tecnológicas:

- Sistemas de separación gravitacional
- Sistemas de separación mediante caisson
- Sistemas de compactos de separación dinámica

Los sistemas de separación mediante caisson son los más factibles y han sido utilizados por las empresas operadoras más importantes; tal es el caso de los proyectos BC-10 en Brasil y de Perdido en el golfo de México, ambos operados por Shell; los de separación por gravedad han sido utilizados por Total en el campo Pazflor y en proyectos como Tordis y Troll C por Statoil, por otra parte se han desarrollado separadores ciclónicos compactos para aplicaciones en aguas profundas.



### 3.1.3 Eficiencia de separación <sup>34</sup>

Debido a la importancia que tiene la separación de los fluidos producidos, es necesario considerar ciertos factores que afectan su eficiencia, entre los cuales se encuentran:

#### *Tamaño de las partículas de líquido*

El tamaño de las partículas suspendidas en el flujo de gas afecta considerablemente la velocidad de asentamiento y la distancia de paro, por lo tanto la determinación de éstas se dificulta. En teoría se puede considerar un diámetro base de las gotas que son separadas, de modo que todas aquellas que lo exceden deberían ser eliminadas; pero en realidad es probable que algunas de éstas no sean separadas debido a la turbulencia de flujo. A pesar de esto el tamaño de las partículas que se forman cuando hay agitaciones violentas, es lo suficientemente grande para lograr una buena eficiencia en los separadores.

#### *Distribución del tamaño de las partículas de líquido y volumen de líquido que entra al separador*

Son dos factores que están estrechamente relacionados ya que la eficiencia total de un mismo separador puede variar según la proporción del volumen de un determinado tamaño de partículas respecto al volumen total del líquido que ingresa al separador.

#### *Velocidad del gas*

Al aumentar la velocidad del gas a través del separador sobre un cierto valor establecido en su diseño, no se separan totalmente las partículas de líquido mayores al diámetro base; esto ocasiona que haya repentinos arrastres de baches debido a la inundación del extractor de niebla, que es la sección de un separador en la cual son eliminadas las gotas de menor tamaño.

#### *Presión de separación*

Para cada situación existe una presión de separación óptima, en ocasiones al disminuir la presión de separación, la recuperación de líquidos aumenta.

#### *Temperatura de separación*

A medida que disminuye la temperatura de separación se incrementa la recuperación de líquidos en el separador.

#### *Densidades del líquido y del gas*

Las densidades del líquido y del gas, afectan la capacidad de manejo de gas de los separadores. La capacidad de manejo de gas de un separador, es directamente proporcional a la diferencia de densidades del líquido y del gas e inversamente proporcional a la densidad del gas.



### *Viscosidades del líquido y del gas*

A medida que aumenta la velocidad del gas, disminuye la velocidad de asentamiento y por lo tanto la capacidad de manejo de gas del separador.

## **3.2 BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO SUMERGIBLE (BEC)** <sup>35, 36</sup>

Se caracteriza por emplear la energía eléctrica convirtiéndola en energía mecánica, su principio de funcionamiento está basado en la centrifugación de fluidos imprimiendo mayor presión en estos para ser conducidos hacia una tubería de descarga; permite operar en rangos de condiciones de pozo y de producción bastante amplios siendo especialmente eficiente en la producción de crudo medio y ligero. La complejidad de los componentes eléctrico-electrónicos hace de éste sistema uno de los más delicados en cuanto al requerimiento de control y supervisión para garantizar un funcionamiento adecuado.

Este tipo de sistema es capaz de manejar simultáneamente aceite, gas y agua, desde gastos considerados muy bajos 200 [bpd] a altos 100,000 [bpd], capaz de trabajar con altas viscosidades, además de poder implementarse en profundidades de hasta 4,572 [m]; desde luego su eficiencia es mucho mejor al ser utilizado para impulsar solo líquidos. Todos los sistemas de levantamiento artificial representan tanto desventajas como ventajas, en cuanto al sistema BEC se puede resaltar lo siguiente:

### Ventajas del sistema BEC

- ♦ Capacidad para producir altos volúmenes de fluido
- ♦ Posibilidad de manejar altas viscosidades
- ♦ Manejo simultáneo de aceite, gas y agua
- ♦ Factible para ser automatizado
- ♦ Puede ser aplicado a profundidades de hasta 4,572 [m]

### Desventajas del sistema BEC

- ♦ Costo alto
- ♦ Tiempos de cierre prolongados
- ♦ Requiere fuentes económicas de suministro de energías
- ♦ Las incrustaciones son altamente perjudiciales para el sistema
- ♦ No apto para el manejo de alto porcentaje de arena

### **3.2.1 Componentes del sistema BEC**

El sistema BEC al igual que el resto de los sistemas artificiales de producción, consta de componentes superficiales y subsuperficiales que ejecutan funciones esenciales dentro del sistema, así como de algunos accesorios que aseguran una operación óptima.



### 3.2.1.1 Componentes Subsuperficiales

La configuración del sistema BEC convencional consta de los siguientes componentes a nivel subsuperficial (*Figura 3.2*):

- ♦ Bomba centrífuga de etapas múltiples
- ♦ Sección de entrada
- ♦ Protectores
- ♦ Motor eléctrico
- ♦ Cable de potencia
- ♦ Centralizador

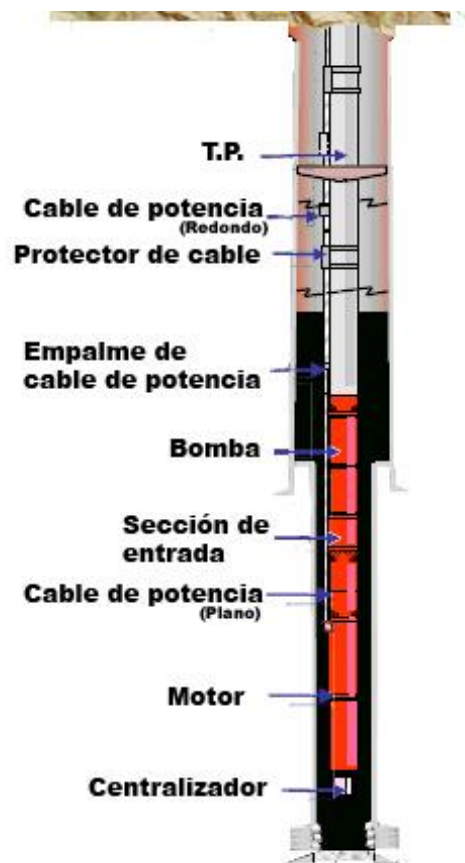


Figura 3.2 Principales componentes del sistema BEC

#### Motor

Es el encargado de proveer la fuerza para mover la bomba, su geometría es muy importante ya que el espacio dentro de la TR a la profundidad de colocación es relativamente reducido. Los motores utilizados son del tipo jaula de ardilla, bipolares, trifásicos y de inducción, con rotores construidos con longitudes de entre 12" y 18" montados sobre la flecha, estatores montados en la carcasa y cojinetes de empuje que soportan la carga de los rotores (*Figura 3.3*).



En el interior del motor se vierte aceite mineral con características de alta refinación, resistencia dieléctrica, buena conductividad térmica; la elección de este aceite está en función de factores como la temperatura de fondo (BTH), la temperatura de operación del motor (MOT) y la potencia de éste; permite transferir a la carcasa el calor generado por el motor para después ser transferido a los fluidos producidos, de manera que es importante hacer notar que el aparejo no debe quedar por debajo del intervalo disparado, además, mediante pruebas de laboratorio se ha concluido que para lograr un enfriamiento adecuado, el fluido exterior debe tener una velocidad de 1 [ft/s].

En cuanto al amperaje que un motor como estos requiere puede variar desde los 12 - 130 [A] desarrollando una potencia de 200 - 250 [Hp] cuando se trata de un motor sencillo con una longitud aproximada de 9.14 [m] aunque es posible tener una potencia mayor mediante la integración tándem de varios motores.

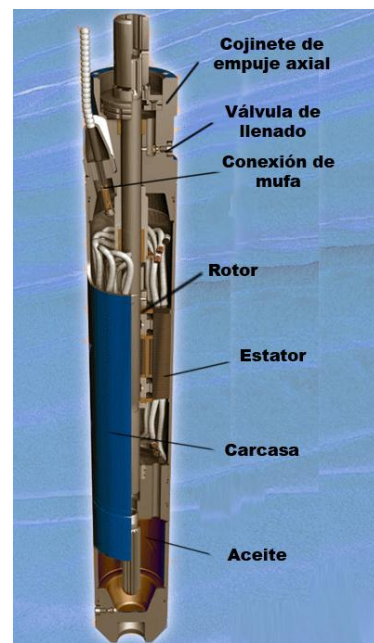


Figura 3.3 Principales componentes del motor

### Protector

Se localiza entre el motor y la bomba, está diseñado para igualar la presión del fluido del motor y la presión externa del fluido del pozo mediante un receptáculo que compensa la expansión y contracción del aceite lubricante debido a su calentamiento o enfriamiento, además de cumplir con otras funciones como unir las flechas del motor y de la bomba y la de evitar la contaminación del aceite lubricante con fluidos del pozo, para asegurar un mejor funcionamiento; existen dos tipos de protectores: Convencional y de tres cámaras aislantes.

La diferencia entre los dos tipos de protectores radica en la forma en la que los fluidos son aislados. El protector convencional (Figura 3.4) protege contra la entrada de fluido alrededor de la flecha mediante un líquido inerte bloqueante (sección sellante tipo "D").

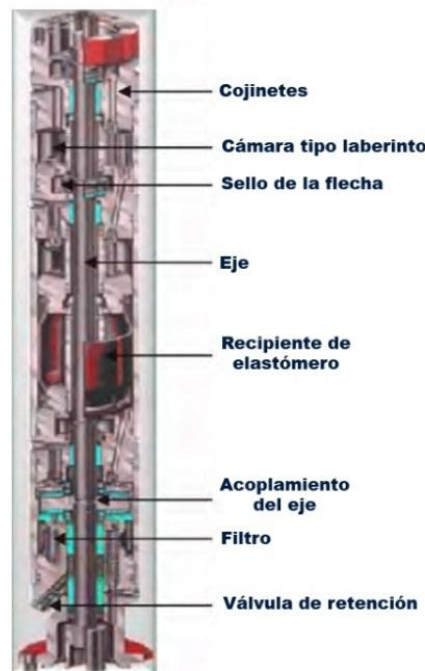


Figura 3.4 Principales componentes de un protector convencional





La cámara tipo laberinto utiliza la diferencia de peso específico entre el fluido del pozo y el aceite del motor para mantenerlos sin mezclarse, así que es necesario que los fluidos tengan un peso específico mayor al del aceite del motor, de lo contrario este se iría al fondo de la cámara.

Por otra parte, el protector de tres cámaras aislantes está constituido por tres sistemas de sellos en uno, mejorando la protección en caso de que algunos de los sellos fallen; cada una de las cámaras consta de un sello mecánico y de un recipiente de expansión-contracción.

Este tipo de sección sellante proporciona la mejor protección contra el ácido sulfhídrico u otros fluidos contaminantes del pozo, a continuación se enlistan las características de este tipo de protector:

- ♦ Tres sellos mecánicos ampliamente espaciados
- ♦ Una distribución amplia de los sellos para disipar el calor
- ♦ Flujo de aceite lubricante en los tres recipientes
- ♦ La barrera elástica es resistente al ataque químico y a la penetración del gas
- ♦ Cada recipiente es lo suficientemente grande para absorber la expansión-contracción volumétrica de los motores más grandes existentes en el mercado

#### *Separador de gas*

Es un componente opcional que sirve como entrada de los fluidos hacia la bomba, se ubica entre la parte inferior de ésta y el protector; sirve también para desviar el gas libre en la succión hacia el espacio anular.

El separador de gas permite mejorar la eficiencia en el bombeo disminuyendo la capacidad de carga en el motor producida por la interferencia de gas cuando ésta llega a ser severa.

- ♦ *Separador convencional o estático*

Invierte el sentido de flujo del líquido, de este modo el gas libre continúa su trayectoria ascendente hacia el espacio anular; se recomienda utilizar este tipo de separador en pozos donde la cantidad de gas libre no es muy grande a la profundidad de colocación del aparejo (*Figura 3.5a*).

- ♦ *Separador rotativo o dinámico*

Existen dos tipos de separadores dinámicos, el separador centrífugo y el separador vortex; el primero tiene como principio de funcionamiento la centrifugación, cuenta con cuatro secciones: succión, cámara de incremento de presión, cámara de separación y by-pass (*Figura 3.5b*).

En la cámara de incremento de presión, el impulsor rotatorio transmite la fuerza centrífuga a los fluidos del pozo; las partículas más densas tienden a moverse hacia la periferia del separador y en forma descendente mientras que el gas permanece en la parte central siendo posteriormente dirigido al espacio anular.



Por otro lado el separador tipo Vortex utiliza este efecto del mismo nombre, generado en el fluido al pasar por los puertos de entrada, inductor, propulsor y by-pass de descarga, su rendimiento y durabilidad es mejor que otros cuando manejan fluidos altamente abrasivos.

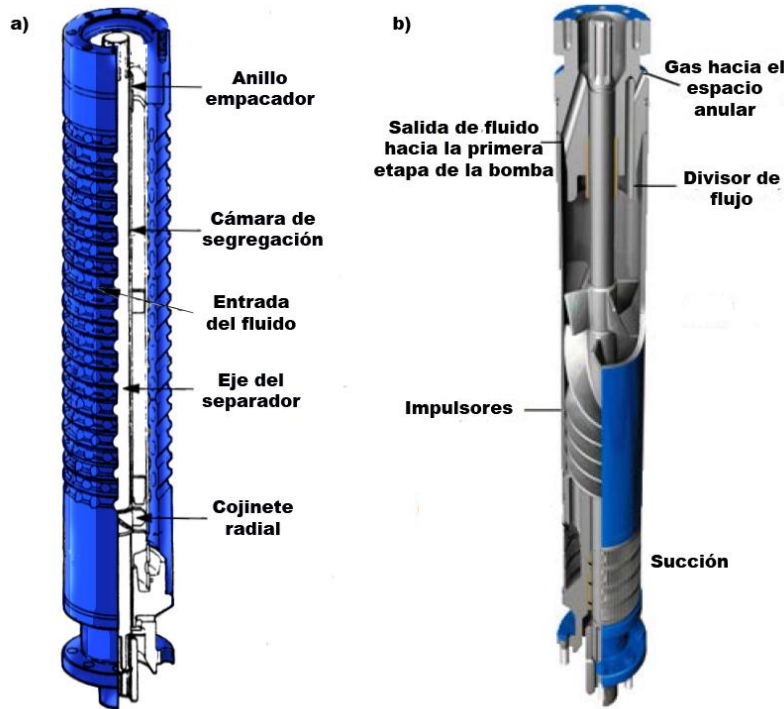


Figura 3.5 Componentes de los separadores: a) Convencional, b) Dinámico

A pesar de ser un componente opcional es importante considerar algunos de los efectos causados por la presencia de gas libre en el interior de la bomba, se encuentran: la reducción de la eficiencia, la fluctuación en la carga del motor, el posible efecto de cavitación y que el comportamiento de ésta se aparte del señalado en las curvas características de las cuales se hablará en el capítulo 4. Aunque no es práctica común eliminar totalmente el gas libre, pues esta no es necesariamente la mejor forma de bombear el pozo; es bueno conocer la eficiencia de separación que ofrecen los diferentes tipos de separadores así como el porcentaje de gas que permiten pasar hacia la bomba (Tabla 3.1).

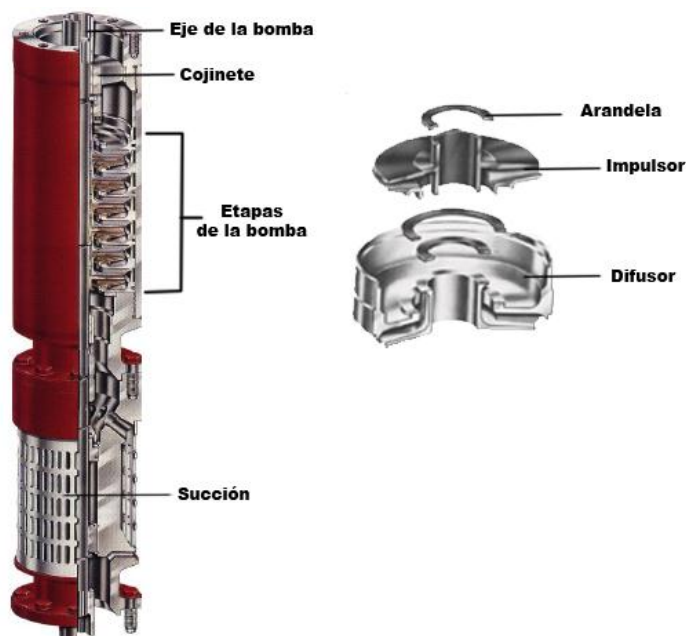
Tabla 3.1 Características prácticas de los diferentes tipos de separadores

Tipo	Eficiencia de separación [%]	Gas que llega a la bomba [%]
Intake (estándar)	0 – 20	80 – 100
Estático	25 – 50	50 – 75
Dinámico	80 – 95	5 – 20



### *Bomba electrocentrifuga sumergible*

Mediante múltiples etapas transmite a los fluidos la energía necesaria para que lleguen a la superficie con la presión suficiente en la cabeza de pozo. Una etapa consta de un elemento estacionario conocido como difusor y de uno dinámico que recibe el nombre de impulsor (Figura 3.6). El volumen de fluido que la bomba es capaz de desplazar, está en función de su geometría (tamaño y diseño), mientras que la carga generada y la potencia requerida dependen del número de etapas.



**Figura 3.6 Componentes de una bomba electrocentrifuga sumergible y de una de sus etapas**

En el mercado existen bombas que pueden manejar gastos de producción de entre 100 - 95,000 [bd] produciendo a profundidades de hasta 4,572 [m], esta gama de posibilidades permite al sistema BEC adaptarse a diferentes escenarios. Las bombas pueden clasificarse en tres tipos diferentes, dependiendo del tipo de empuje que generan, el cual a su vez depende de su diseño hidráulico y mecánico.

- ◆ Flotante (FL)
- ◆ Fijos
- ◆ Impulsores inferiores tipo flotante (BFL)

En cada etapa el fluido se mueve a través del impulsor en función de 2 componentes, la tangencial y la radial; la resultante es la verdadera dirección de flujo.



Los *impulsores flotantes* pueden moverse de forma axial a lo largo de la flecha (arriba o abajo) descansando de esta forma en los cojinetes durante su operación; en el caso de los *impulsores fijos* el empuje desarrollado es amortiguado por un cojinete en la sección sellante; por último los *impulsores inferiores tipo flotante* están diseñados para eliminar el empuje descendente transmitido al protector.

El diseño de los impulsores puede ser radial utilizado para bajos gastos de operación; o mixto en cuyo caso se utiliza para gastos altos y su uso es recomendable para gas y fluidos viscosos.

### Cable de potencia

Para suministrar la energía eléctrica necesaria al motor en el fondo del pozo se debe utilizar un conductor que satisfaga los requerimientos de voltaje y amperaje; y que cuente con las propiedades aislantes que le permitan estar expuesto a los fluidos producidos. Este conductor conocido como cable de potencia consta a su vez de 3 fases de conductores aislados individualmente mediante una cubierta y un blindaje especial para protegerlos del daño químico y mecánico, sus funciones son:

- Transmitir la energía eléctrica desde la fuente de generación hasta el motor
- Transmitir señales desde el fondo del pozo

Existen dos tipos de geometrías, plana y circular (*Figura 3.7*); que se utilizan dependiendo de las condiciones espaciales en el pozo. Su selección deber tomar también en cuenta aspectos de vital importancia como su costo y las pérdidas de voltaje que se presentarán en toda su longitud.



Figura 3.7 Geometrías cable de potencia (Circular y plana)

Las pérdidas de voltaje dependen de 4 aspectos fundamentalmente: el calibre y longitud del conductor, el flujo de corriente eléctrica y la temperatura, la relación que existe entre ellos se expresa matemáticamente de la siguiente forma:

$$\Delta V = C_t \frac{L_c}{1000} \Delta V_{1000ft}^{68F}$$



Donde:

- $\Delta V$  es la caída de voltaje en volts [V]
- $C_t$  es el factor de corrección por temperatura
- $L_c$  es la longitud del conductor
- $\Delta V_{1000ft}^{68F}$  es la caída de voltaje para 1000 [ft] a 68 [°F]

La selección del cable es una decisión relevante que debe equilibrarse ya que cuando se requiere un cable de mayor calibre para disminuir las pérdidas de voltaje (*Figura 3.8*) su costo tiende a ser alto.

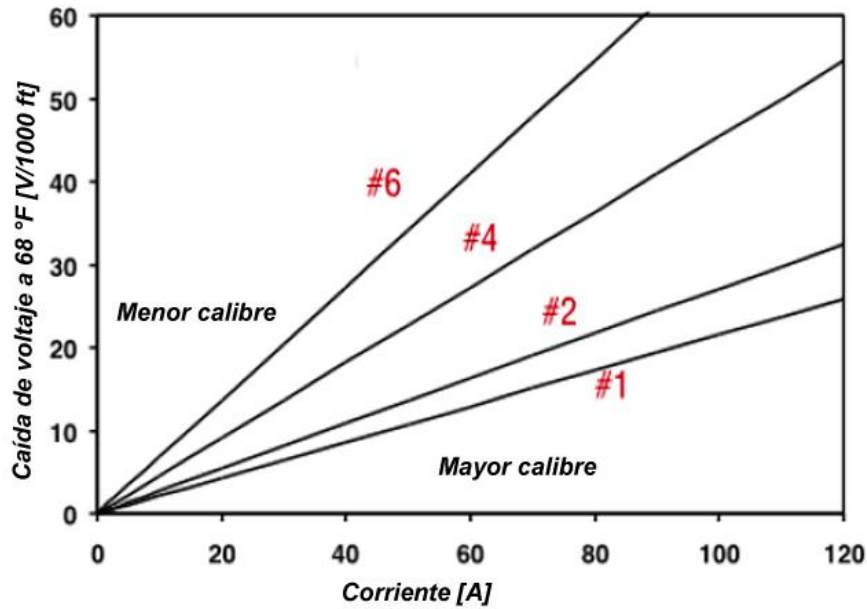


Figura 3.8 Caída de voltaje en el cable de potencia en función de su calibre y de la corriente eléctrica

### 3.2.1.2 Componentes Superficiales



Figura 3.9 Componentes superficiales del sistema BEC



### *Bola colgadora*

Este dispositivo sostiene la tubería de producción permitiendo el paso de ésta y de el cable de potencia, además proporciona el sello necesario para evitar la fuga de fluidos hacia la superficie (*Figura 3.9a*).

### *Caja de venteo*

Es posible que a través del cable viajen pequeñas fracciones de gas que de llegar al variador de frecuencia podrían provocar un incendio o incluso una explosión, por lo que se utiliza una caja de venteo entre el cabezal del pozo y el variador de frecuencia (*Figura 3.9b*), que elimina los gases hidrocarburos que viajan en el cable; de esta manera se tiene una mayor seguridad en el sistema. Se recomienda que no se encuentre instalada en espacios cerrados y de preferencia a una distancia mínima de 4.6 [m] del cabezal y a una altura de 60 - 90 [cm].

### *Variador de frecuencia (VSD)*

Este componente permite cambiar la frecuencia de la onda de corriente alterna suministrada para así mejorar las condiciones de arranque del sistema, es decir, el equipo puede dañarse si el arranque no se realiza de la manera correcta por lo que se procura llevarlo a cabo de forma suave con una baja frecuencia y un torque constante alto. Gracias al variador de frecuencia es posible manejar un amplio rango de condiciones de operación sin que esto requiera cambios en los componentes físicos del sistema como lo sería una bomba de mayor o menor tamaño, o un motor de mayor o menor potencia (*Figura 3.9c*).

### *Transformador*

Sirve para que el voltaje de la línea doméstica (120 [V]) sea elevado al requerido en superficie para alimentar al motor en el fondo del pozo; algunos están equipados con interruptores que los hacen más flexibles en términos operativos. Es posible utilizar solo un transformador trifásico o un conjunto de tres monofásicos (*Figura 3.9d*).

Los transformadores utilizados en tierra contienen aceite pero pueden ser reemplazados por transformadores secos en localizaciones costa afuera.

### *Accesorios*

Los principales accesorios del sistema BEC son los siguientes:

- ♦ *Válvula de contrapresión*: se coloca por arriba de la bomba (1 ó 3 lingadas), permite el flujo en sentido ascendente evitando que durante un paro el fluido regrese y haga rotar la flecha en sentido contrario y dañe el equipo.
- ♦ *Válvula de drene*: permite la comunicación entre el espacio anular y la TP, con el propósito de vaciar esta en caso de requerir la extracción del aparejo de producción.





### 3.2.2 Bombeo submarino

Se ha demostrado en la industria que el bombeo submarino es una alternativa eficiente para aumentar el gasto de producción y la recuperación final, al lograr reducir la contrapresión en los pozos.

La primera instalación de este tipo de tecnología se realizó en 1994 en el campo *Prezioso* de la empresa italiana ENI, aunque se considera solo una prueba piloto para la bomba multifásica de doble tornillo desarrollada por GE oil & gas en los 80's.

Los operadores optaron por esta alternativa debido a las dificultades que caracterizan la explotación de yacimientos en aguas profundas, como lo son:

- ♦ La existencia de aceites pesados
- ♦ La gran distancia entre el suelo marino y la instalación huésped
- ♦ El amplio tirante de agua
- ♦ Las bajas presiones en el yacimiento

Actualmente existen equipos para manejo de fluidos multifásicos capaces de manejar hasta el 95% de fracción de volumen de gas como las bombas helico-axiales y las bombas de tornillos gemelos, cuyos beneficios se presentan a continuación:

- ♦ Permiten reunir la totalidad de la producción para ser bombeada
- ♦ Flexibilidad operativa
- ♦ Manejo de altas fracciones de gas
- ♦ Tolerancia a arena
- ♦ Intervenciones de bajo costo
- ♦ Capacidades de alta potencia

### 3.3 APLICACIONES DEL PROCESAMIENTO SUBMARINO

El procesamiento submarino es la alternativa de explotación que involucra tanto separación como bombeo submarino, esto permite compensar las pérdidas de presión que se presentan desde la cabeza del pozo hasta la instalación huésped, de esta manera se logra que la producción fluya de manera óptima.

Mediante esta tecnología pueden ser explotados campos que se encuentran a grandes distancias de una instalación de proceso, convirtiéndose en una solución viable para su desarrollo; sin embargo, dentro de la industria petrolera actual a nivel mundial el número de equipos de procesamiento submarino instalados es escaso.



La compañía francesa Total opera actualmente el campo Pazflor que utiliza esta tecnología, por su parte Shell ha instalado unidades de separación, creadas por FMC technologies, en dos de sus proyectos más recientes, BC-10 en Brasil y Great White en la porción estadounidense del Cinturón Plegado Perdido. Los dos primeros se tratarán brevemente en este capítulo, mientras que el equipo de procesamiento submarino utilizado en el CPP se abordará en el capítulo 4.

### 3.3.1 Pazflor, Angola <sup>37, 38</sup>

El proyecto Pazflor operado por la compañía francesa Total, se ubica a 150 [km] de las costas de Luanda, Angola (*Figura 3.10*); en tirantes de agua de entre 600 – 1200 [m], arrancó su producción en agosto de 2011 y se espera que alcance una producción máxima de 120 [mbd], se han estimado reservas probadas y probables de 590 [mmbpce]. El sistema de producción submarino utilizado consta de 49 pozos (25 productores de aceite, 22 inyectores de agua y 2 inyectores de gas), 3 manifolds y 3 separadores submarinos conectados a 6 bombas; tecnología utilizada por primera vez en el lecho marino para desarrollar varios yacimientos (*Figura 3.11*).



Figura 3.10 Ubicación del proyecto Pazflor

Los fluidos son recibidos en superficie por un FPSO de 325 [m] de largo, 62 [m] de ancho y un peso 120,000 toneladas; que hace posible la producción del aceite viscoso y pesado contenido en tres de los cuatro yacimientos, además el proyecto comprende una compleja red submarina que incluye 180 [km] de tubería para vincular las 10,000 toneladas de equipo submarino.

El reto técnico más importante lo representa el hecho de producir aceite de calidades muy distintas, por un lado se produce aceite pesado (17°-22° [API]) y viscoso de tres yacimientos del Mioceno con presiones relativamente bajas (2,900 [psi]) que representan dos tercios de la producción y una gran dificultad en el aseguramiento de flujo; estos campos son: Perpetua, Zinia y Hortencia. Para optimizar su producción el gas y el líquido son separados en el fondo oceánico de manera que los líquidos viscosos son bombeados por equipos especialmente diseñados para este proyecto y el gas fluye hacia la superficie de forma natural.

Por otro lado, el yacimiento Acacia del Oligoceno, descubierto en 2002, contiene aceite ligero (35°-38° [API]) similar al del campo Girasol.

La baja presión de los yacimientos de aceite pesado fue la principal razón por la que se decidió utilizar un sistema de levantamiento artificial; se evaluaron los sistemas BEC y BN pero se determinó que la separación de los fluidos y el posterior bombeo de la fase líquida representan una mayor eficiencia del sistema de refuerzo. La separación permite utilizar bombas capaces de tolerar una cierta cantidad de gas disuelto en el líquido y estabilizar el flujo dentro del riser.



Otra de las ventajas de este concepto de producción es la simplificación en la estrategia de prevención en la formación de hidratos ya que los separadores operan a una presión de 333 [psi] de modo que en el caso de BC-10 los fluidos corriente abajo permanecen fuera de la ventana de formación de hidratos y corriente arriba la despresurización ayuda a prevenir su formación en caso de un paro prolongado sin requerir inyección de productos químicos en la superficie.

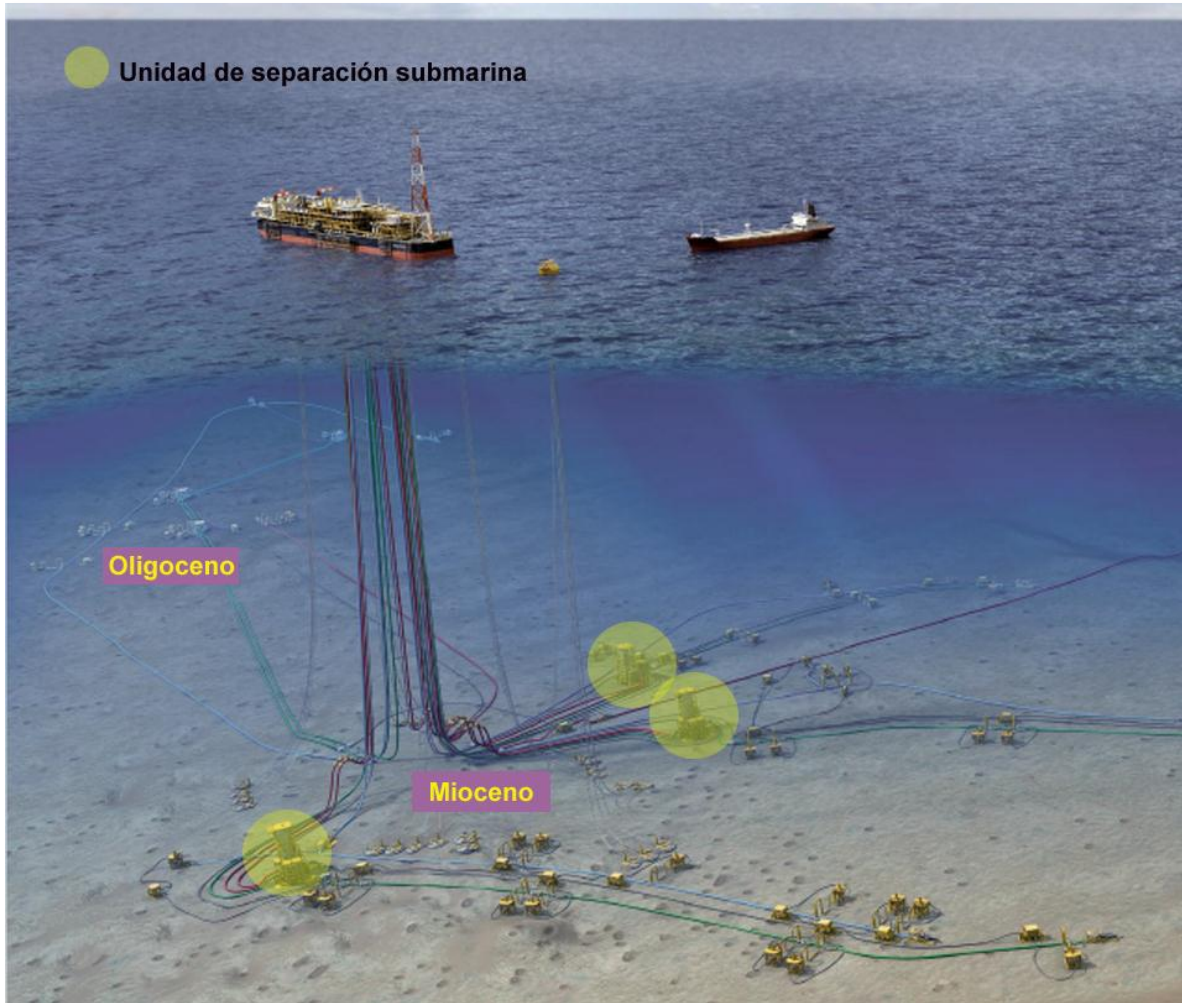


Figura 3.11 Arquitectura submarina del proyecto Pazflor

### 3.3.1.1 Características de la unidad de separación submarina (SSU)

La combinación de un separador vertical y un sistema de bombeo híbrido representa un gran avance en la tecnología de producción submarina. Cada unidad de separación tiene más de 24 [m] de altura y pesa alrededor de 1,100 toneladas, su capacidad máxima de procesamiento es de 110,000 [bd].



La configuración modular de estas unidades permite optimizar su mantenimiento y facilita la recuperación de sus componentes en caso de ser necesario, esta configuración comprende esencialmente un módulo de separación cuyas paredes tienen un espesor de 4", un módulo colector y dos módulos de bombeo (*Figura 3.12*).

Con el separador vertical utilizado se logra estabilizar los fluidos hasta alcanzar una fracción de volumen de gas del 15%, suficiente para que la fase líquida pueda ser elevada por las bombas afectando de forma mínima su rendimiento.

Las bombas híbridas tienen una capacidad de producción de 70 [mbd] considerando las condiciones particulares de operación en Pazflor.

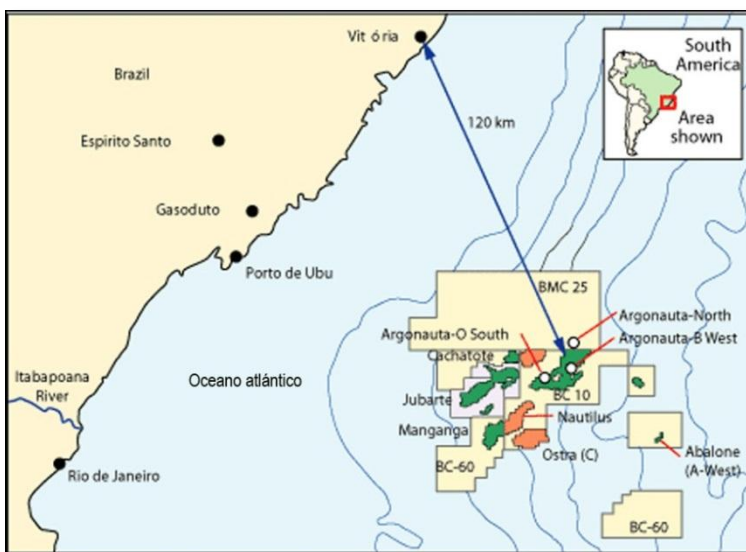
Este tipo de bombas resultan de la innovadora combinación de las bombas multifásicas de tipo helicoidal, compatibles con la presencia de gas; y las ya conocidas bombas centrífugas, con lo que se asegura una considerable mejora en el rendimiento del equipo.



**Figura 3.12** Unidad de separación submarina utilizada en Pazflor

### 3.3.2 Proyecto BC-10, cuenca de Campos, Brasil<sup>39, 40</sup>

El proyecto BC-10 se localiza en Brasil a aproximadamente 120 [km] al sureste de la costa de Vitoria, estado de Espírito Santo (*Figura 3.13*); bajo tirantes de agua de entre 1,500 – 1,997 [m], el operador es Shell y cuenta con una participación del 50 % mientras que Petrobras y la compañía hindú ONGC tienen una participación del 35% y el 15% respectivamente.



**Figura 3.13** Ubicación del proyecto BC-10



Este proyecto comenzó a operar en julio de 2009 y comprende tres campos: Ostra, Abalone y Argonauta, su desarrollo contempla varias fases en las que se utiliza una FPSO como instalación huésped con una capacidad de procesamiento de 100 [mbd] y de almacenamiento de 1.5 [mmbpc], aunque solo se esperaba una producción inicial de 60 [mbd]; anclada a 1,780 [m] de profundidad.

Las propiedades de los fluidos varían considerablemente con la profundidad se producen fluidos pesados de 16 [°API] con baja RGA y ligeros de 24 [°API] con alta RGA.

El proyecto BC-10 se basa completamente en la separación y bombeo submarinos y es el primero en su categoría, además se implementaron innovaciones como tubería hidráulica de acero, umbilicales multicircuito de alto poder que suministran la energía necesaria para bombas de 1500 [hp] y por primera vez se utilizaron risers con una configuración lazy utilizando la torreta de un FPSO.

### 3.3.2.1 Concepto de desarrollo del proyecto BC-10

Se requería de un diseño económico que permitiese vincular la producción de varios yacimientos en una única instalación central, la distancia entre ellos es de hasta 20 kilómetros por lo que Shell desarrolló umbilicales especiales para mantener el suministro de energía y los químicos necesarios, estos cables umbilicales de 25 [cm] de diámetro también tienen sensores que transmiten información vital a la superficie, como lo es la temperatura y la presión.

Los campos Ostra y Abalone producen en forma conjunta, el primero mediante 6 pozos y 2 manifolds de producción. Cada manifold se encuentra vinculado mediante jumpers a grupos de 3 pozos, los fluidos producidos son conducidos hacia éstos y después son enviados al interior de un manifold de levantamiento artificial que consta de 4 separadores caisson; 3 que operan con una presión de entrada de 1,200 [psi] y un cuarto utilizado como repuesto en caso de ser necesario.

Al ingresar a cada caisson la corriente es separada en dos fases, líquido y gas, mientras el segundo fluye por la línea para gas del campo Ostra la fase líquida se deposita en el fondo para después ser impulsada por el sistema de bombeo electrocentrífugo sumergido, hacia la línea para aceite.

El campo Argonauta-BW dispone de un sistema submarino de producción autónomo que consta de 2 pozos productores y un manifold de levantamiento artificial; la producción de cada pozo fluye hacia éste e ingresa a caissons individuales en donde un sistema BEC los impulsará hacia la superficie. Cabe señalar que en este campo no existe una separación de gas ya que las bombas están diseñadas para tolerar más del 40% en la corriente líquida. Se instalaron dos líneas para aceite, aunque es posible dirigir la producción de ambos pozos a través de solo una de ellas y así utilizar la otra como línea de servicio en caso de ser necesario (*Figura 3.14*).

El caisson es un separador bifásico alojado en el suelo marino, la separación toma lugar tanto en una entrada tangencial a éste, como dentro de la estructura propia del caisson.

Los líquidos se mueven hacia las paredes del caisson hasta llegar el fondo de éste para después ser impulsados hacia la superficie por las bombas instaladas dentro, mientras que el gas separado se





mueve hacia la parte superior y es expulsado a través de la flowline correspondiente. Como se lleva a cabo una separación pasiva es posible que una fracción de gas sea arrastrada por la corriente líquida y viceversa, que la corriente gaseosa lleve consigo pequeñas gotas de líquido, dando lugar a un fenómeno común relacionado con ello; la espuma en la interfase líquido-gas.

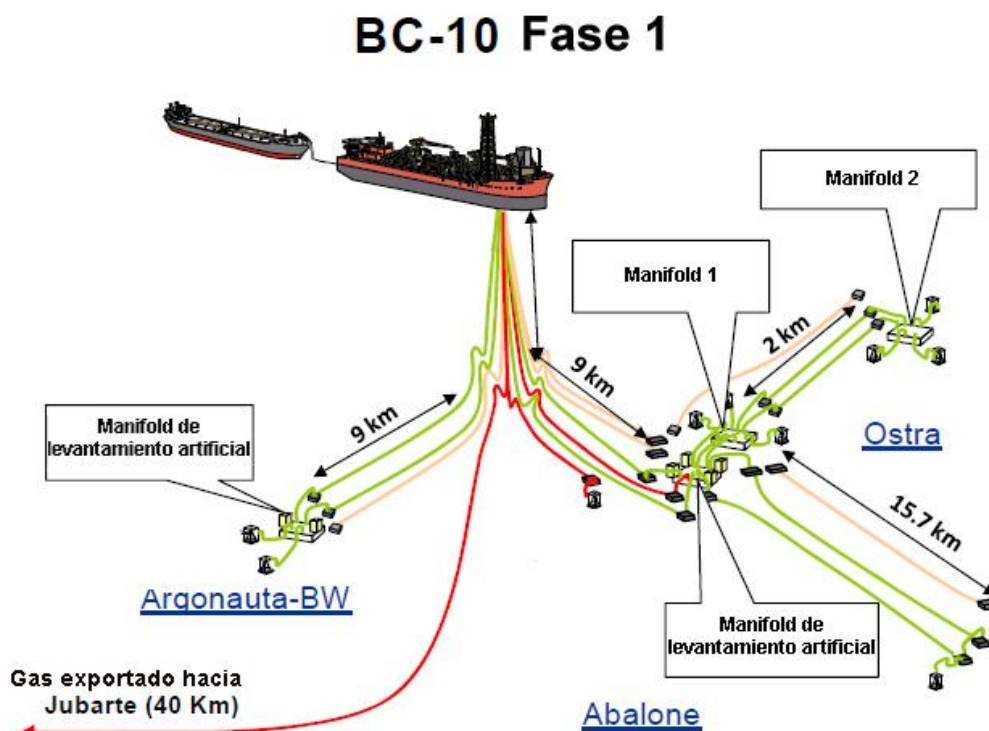


Figura 3.14 Arquitectura submarina del proyecto BC-10 durante la fase I

La operación del campo Ostra ha demostrado que el control de la formación de espuma es un factor crítico en la operación exitosa del sistema BEC, por lo que su estudio en el laboratorio es necesario. En este caso se identificaron dos tipos de formación de espuma; la tipo *lacy* en la que se forman burbujas de gas sostenidas por una película estable de líquido dentro de la misma corriente gaseosa y la tipo *broth* inducida por las burbujas de gas arrastradas en la fase líquida. Las características de la formación de espuma están afectadas por varios factores como la viscosidad del fluido, la tensión superficial, la agitación del fluido, la presión y la temperatura.

La formación de espuma tiene asociado un gradiente vertical de densidad en el caisson que trae como consecuencia una interfaz gas-líquido difícil de distinguir y la reducción de la eficiencia de separación; para controlarla se ha utilizado la inyección constante de antiespumante en la entrada del caisson.

Las bombas utilizadas en este proyecto pueden manejar altos volúmenes de fluidos, una presión diferencial alta y cuentan con un motor de alta potencia, así como un sello que ayuda a soportar la rápida descompresión del gas y la fuerza de empuje de la bomba.





## Capítulo 4

# SISTEMA DE PRODUCCIÓN CON BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO SUMERGIDO



### 4.1 ASPECTOS OPERATIVOS IMPORTANTES DEL SISTEMA BEC <sup>35, 36</sup>

La presión desarrollada por una bomba electrocentrífuga sumergible está en función de la velocidad periférica del impulsor y es independiente del peso del líquido que se maneje, es decir, si se expresa esta presión como una longitud de columna hidráulica, ésta será la misma sin importar la densidad del líquido que esté bombeando; sin embargo la presión de descarga medida a la salida será diferente.

El flujo de un fluido a través del impulsor es un fenómeno complejo al cual están ligadas pérdidas hidráulicas que propiciarán que la presión real obtenida por parte de éste sea menor a la impartida (eficiencia hidráulica) debido a la fricción en los pasajes del impulsor, al choque del fluido a la entrada y a la formación de remolinos en su descarga. También se pueden tener pérdidas de capacidad a través del espacio entre el impulsor y el difusor o entre dos diferentes etapas cuando se trata de una bomba multietapa, esta pérdida depende principalmente de la diferencia de presión que exista en este espacio y del diseño del sello. La eficiencia volumétrica de la bomba está relacionada directamente con este tipo de pérdida, ya que es la relación que existe entre la capacidad media de la bomba y la capacidad a través del impulsor. Otro tipo de pérdida que puede ocurrir en una bomba electrocentrífuga sumergible es la de tipo mecánico, causada por la fricción que se presenta en el disco y en los cojinetes.

La eficiencia total de la bomba, que es la relación que existe entre la potencia de salida de la bomba y la potencia requerida antes de la entrada de la bomba para asegurar su funcionamiento; puede obtenerse mediante el producto de los siguientes factores:

- ◆ Eficiencia hidráulica
- ◆ Eficiencia volumétrica
- ◆ Eficiencia mecánica

Cuando se selecciona una bomba es importante considerar que para ciertas condiciones, el trabajo podría ser realizado por diferentes modelos de bombas; por lo que es importante identificar todas las opciones posibles. Esta selección forma parte del diseño del sistema de levantamiento artificial BEC, para realizarlo adecuadamente también es necesario considerar algunos otros aspectos fundamentales que se mencionaran a continuación solo con el fin de tenerlos presentes, ya que no se profundizará en el procedimiento a seguir para llevarlo a cabo.



Es importante poseer información recopilada de las pruebas de producción; el comportamiento de flujo tanto en el yacimiento como en la tubería vertical, establece la capacidad de producción del pozo y la presión de fondo fluyendo para cualquier gasto menor que el máximo. La temperatura de flujo en el fondo y en la cabeza son datos necesarios, sobre todo si hay gas presente, pues la cantidad de gas disuelto y de gas libre es sensible a esta condición y es un hecho que va cambiando a lo largo de la trayectoria en la tubería.

Desde luego las características de los fluidos que se producirán son un rasgo de vital importancia, ya sea que se obtengan mediante pruebas PVT o mediante correlaciones; se necesita conocer las densidades relativas, el porcentaje de agua producida y la relación gas-aceite, al ser parámetros que influyen directamente sobre la demanda de potencia del motor y la viscosidad.

Por último el estado mecánico del pozo, es decir, las dimensiones físicas que gobernarán la capacidad del aparejo posible a instalar. La profundidad del pozo es el límite máximo para la colocación del aparejo, de igual forma la profundidad media de los disparos funge como el límite de colocación del aparejo en su forma tradicional. Si la zona disparada queda por encima de la bomba, se requerirá de una *camisa* de recubrimiento a lo largo del aparejo para obligar el paso de los fluidos por la parte externa del motor y lo enfríen.

#### 4.1.1 Carga dinámica total

Aunque no se profundizará en el diseño del sistema, la carga dinámica total es uno de los parámetros de diseño más importantes que se utilizan, por lo que es conveniente también conocerlo. Es la relación entre tres componentes básicos:

- ◆ La distancia neta que el fluido debe ser levantado
- ◆ Pérdida de fricción en la tubería
- ◆ Presión de cabezal que la bomba debe vencer

Se puede definir como la carga total que genera la bomba cuando impulsa el gasto deseado, dicha carga se expresa como una longitud de columna hidráulica y es la diferencia entre la presión que la bomba entrega a su salida y la presión existente en la succión.

$$CDT = \left[ \begin{array}{c} \text{Profundidad de} \\ \text{colocación de} \\ \text{la bomba} \end{array} \right] + \left[ \begin{array}{c} \text{Presión en} \\ \text{la cabeza} \\ \text{del pozo} \end{array} \right] + \left[ \begin{array}{c} \text{Pérdidas de} \\ \text{presión por} \\ \text{fricción} \end{array} \right] - [\text{Sumergencia}]$$

Cada uno de los términos se expresa en unidades de longitud de la columna hidráulica, debido a que la densidad del fluido es la misma a través de todo el sistema de bombeo.

##### *Sumergencia*

Se define como la longitud de columna hidráulica existente en el espacio anular desde el nivel dinámico del fluido hasta la profundidad de colocación de la bomba.



### 4.1.2 Curvas características

Estas curvas se determinan mediante pruebas prácticas, nos permiten establecer el rango de uso de cada bomba en relación al gasto, indican la potencia de paro, la eficiencia y la longitud de columna hidráulica que puede desarrollar la bomba para varios gastos. Las pruebas se realizan utilizando agua dulce de densidad relativa igual a 1 y con una viscosidad de 1 [cp].

Su construcción se realiza teniendo las siguientes consideraciones:

1. Se mide el gasto mediante recipientes aforados u orificios calibrados.
2. Se determina la altura total de elevación o carga hidráulica fijando la altura de succión por medio de un vacuómetro y la altura de descarga mediante un manómetro.
3. Se determina la potencia por medio de un dinamómetro o por la potencia que alcance el motor eléctrico de acondicionamiento, tomando en consideración su rendimiento.
4. El número de (rpm) se obtiene por medio de un tacómetro o de un medidor de revoluciones.
5. La eficiencia se obtiene mediante la siguiente expresión, resultado del despeje respectivo en la ecuación de potencia:

$$E = \frac{\Delta_p * 144 * Q}{H_p * 7.48 * 60 * 550 * NE}$$

Donde:

$\Delta_p$  : incremento de presión  $\left[ \frac{lb}{pg^2} \right]$

$Q$  : gasto [gpm]

$H_p$  : potencia [Hp]

$NE$  : número de etapas

Mediante pruebas sucesivas se construyen las curvas características como la que se muestra en la siguiente página (**Figura 4.1**).

Estas gráficas son publicadas por cada fabricante y además de contener las curvas de eficiencia, carga y potencia contra gasto; incluyen el tipo y número de serie de la bomba, ciclaje de la corriente para alimentar al motor, el número de etapas considerado para elaborar la gráfica (que generalmente es de 1 ó 100), así como información respecto al diámetro de tubería de revestimiento en que puede introducirse.

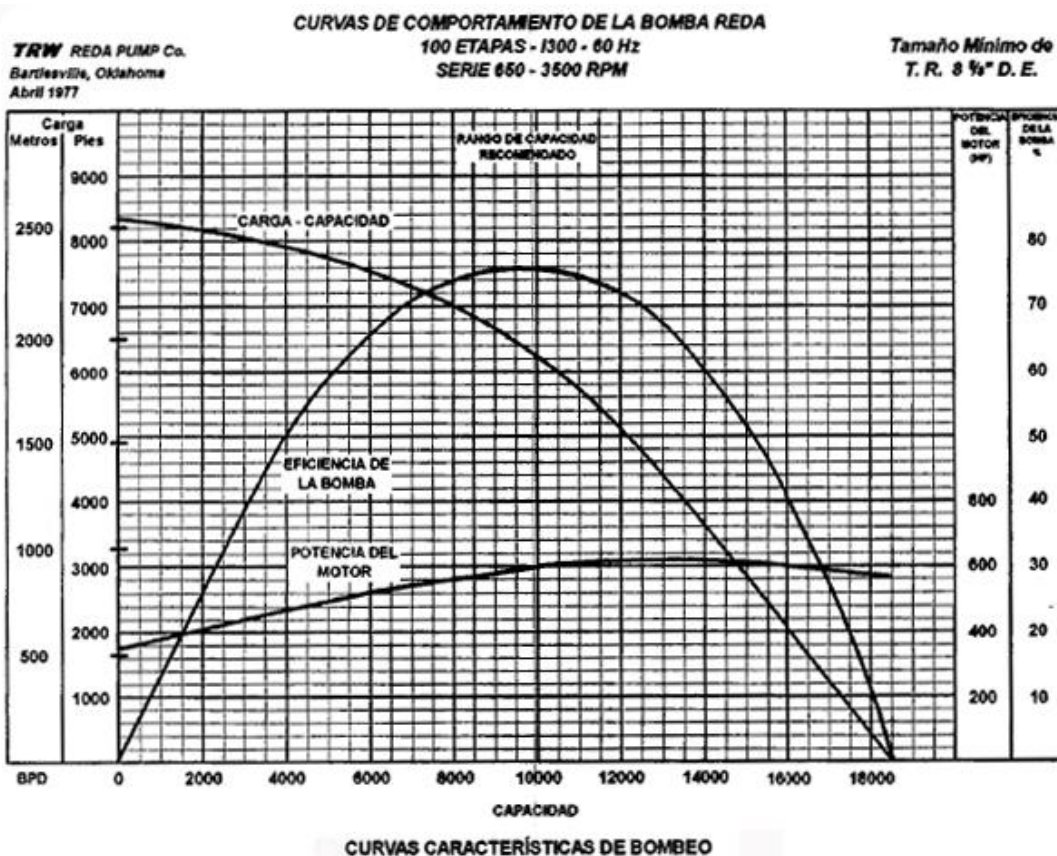


Figura 4.1 Gráfica de curvas características de un sistema BEC

Cada curva representa el comportamiento de la bomba a una velocidad particular para alturas de elevación variables lo que en la práctica se consigue generalmente de la siguiente manera: se cierra la válvula de descarga y se hace funcionar la bomba a su número normal de revoluciones por minuto, 3,500 [rpm] por ejemplo, en este caso el gasto es cero y en la bomba se establece una presión que alcanza aproximadamente unos 1,615 [m], para lo cual se requiere una potencia de 40 [Hp], todo lo anterior para 100 etapas. Se abre progresivamente la válvula de descarga y empieza el flujo; la curva de capacidad de carga baja progresivamente, las curvas de potencia y eficiencia van aumentando a medida que aumenta el gasto. Continuando con la apertura de la válvula, se disminuye el valor de la carga y aumentan los valores del gasto, eficiencia y potencia. El valor máximo de eficiencia corresponde a los valores de gasto y carga para los cuales se construyó la bomba. Sin embargo el manejo de líquidos de diferentes densidades y viscosidades, nos obliga a considerar algunos parámetros que afectan el comportamiento real de la bomba, como lo son:

*Efecto de la densidad relativa*

La carga producida por un impulsor no depende de la densidad relativa, entonces la curva de capacidad de carga tampoco depende de ella. La potencia varía directamente con la densidad relativa y la eficiencia permanece constante independientemente de ella.



*Efecto al cambio de velocidad*

El gasto varía en proporción directa, la carga producida es proporcional al cuadrado de la velocidad y la potencia es proporcional al cubo de la velocidad, mientras que la eficiencia de la bomba permanece constante con los cambios.

*Efecto de cambio de diámetro del impulsor*

El gasto varía directamente con el diámetro de los impulsores, la carga directamente con el cuadrado del diámetro y la potencia con su cubo; la eficiencia de la bomba no cambia.

En relación al uso de las gráficas, se tiene que de acuerdo al ciclaje [Hz] de la corriente disponible, se selecciona un grupo de gráficas verificando que su número de serie o diámetro externo sea tal, que puedan introducirse en la tubería de revestimiento que se tiene; de este grupo se selecciona la que maneje el gasto deseado con la mayor eficiencia a las condiciones de profundidad de colocación de la bomba. Una vez seleccionada la gráfica, a partir de dicho gasto, se traza una línea vertical hasta intersectar con las curvas de potencia, eficiencia y capacidad de carga, para después hacer las lecturas en las escalas correspondientes.

**4.1.3 Leyes de afinidad**

Los efectos por el cambio de velocidad y el diámetro del impulsor se pueden expresar de la siguiente forma, considerando un diámetro y una velocidad constante:

*Diámetro (D) constante*

$$\begin{array}{ll} Q_1 = D_1 & Q_2 = D_2 \\ H_1 = (D_1)^2 & H_2 = (D_2)^2 \\ Hp_1 = (D_1)^3 & Hp_2 = (D_2)^3 \end{array}$$

*Velocidad (N) constante*

$$\begin{array}{ll} Q_1 = N_1 & Q_2 = N_2 \\ H_1 = (N_1)^2 & H_2 = (N_2)^2 \\ Hp_1 = (N_1)^3 & Hp_2 = (N_2)^3 \end{array}$$

Donde:

$Q_1$ ,  $H_1$ ,  $Hp_1$ ,  $D_1$  y  $N_1$  son respectivamente: Gasto, carga, potencia, diámetro y velocidad a la frecuencia en la cual operan normalmente que es de 60 [Hz].

$Q_2$ ,  $H_2$ ,  $Hp_2$ ,  $D_2$  y  $N_2$  son respectivamente: Gasto, carga, potencia, diámetro y velocidad que se busca a la nueva frecuencia.



De la manipulación matemática de las relaciones anteriores se desprenden las leyes de afinidad de las bombas, las cuales son utilizadas para configurar su comportamiento de una velocidad determinada a otra y se usan para condiciones de flujo similares. Esta reconfiguración se realiza principalmente debido al cambio de diámetro del impulsor, a la velocidad o al cambio simultáneo de ambos parámetros (*Tabla 4.1*).

**Tabla 4.1 Leyes de afinidad**

<b><i>Cambio de diámetro (D)</i></b>	$Q_2 = Q_1(D_2/D_1)$ $H_2 = H_1(D_2/D_1)^2$ $Hp_2 = Hp_1(D_2/D_1)^3$
<b><i>Cambio de velocidad (N)</i></b>	$Q_2 = Q_1(N_2/N_1)$ $H_2 = H_1(N_2/N_1)^2$ $Hp_2 = Hp_1(N_2/N_1)^3$
<b><i>Cambio simultáneo</i></b>	$Q_2 = Q_1[(D_2/D_1) * (N_2/N_1)]$ $H_2 = H_1[(D_2/D_1) * (N_2/N_1)]^2$ $Hp_2 = Hp_1[(D_2/D_1) * (N_2/N_1)]^3$

Mediante las relaciones anteriores es posible desarrollar curvas características para otras frecuencias, por ejemplo para cualquier punto de una curva característica a 60 [Hz] se puede tener su respectiva proyección a otra nueva frecuencia.

#### **4.1.4 Ventana operativa**

Usualmente los fabricantes recomiendan para la marcha eficiente de la bomba, un rango del 75% y 125% a partir del punto de máxima eficiencia. Este rango intersecta la curva de capacidad en dos puntos, la información es llevada a una gráfica en la que se presentan curvas de capacidad de carga a diferentes frecuencias contra gasto para una misma bomba; marcando los puntos de intersección obtenidos a su respectiva velocidad y gasto se genera una zona conocida como rango de eficiencia general o ventana de operación (*Figura 4.2*), que es la zona en la cual debe operar la bomba cuando se realicen cambios de velocidad.

Si la bomba opera fuera de este rango se producen empujes axiales sobre la flecha de la bomba, los cuales generan desgaste y calor excesivo sobre las chumaceras.



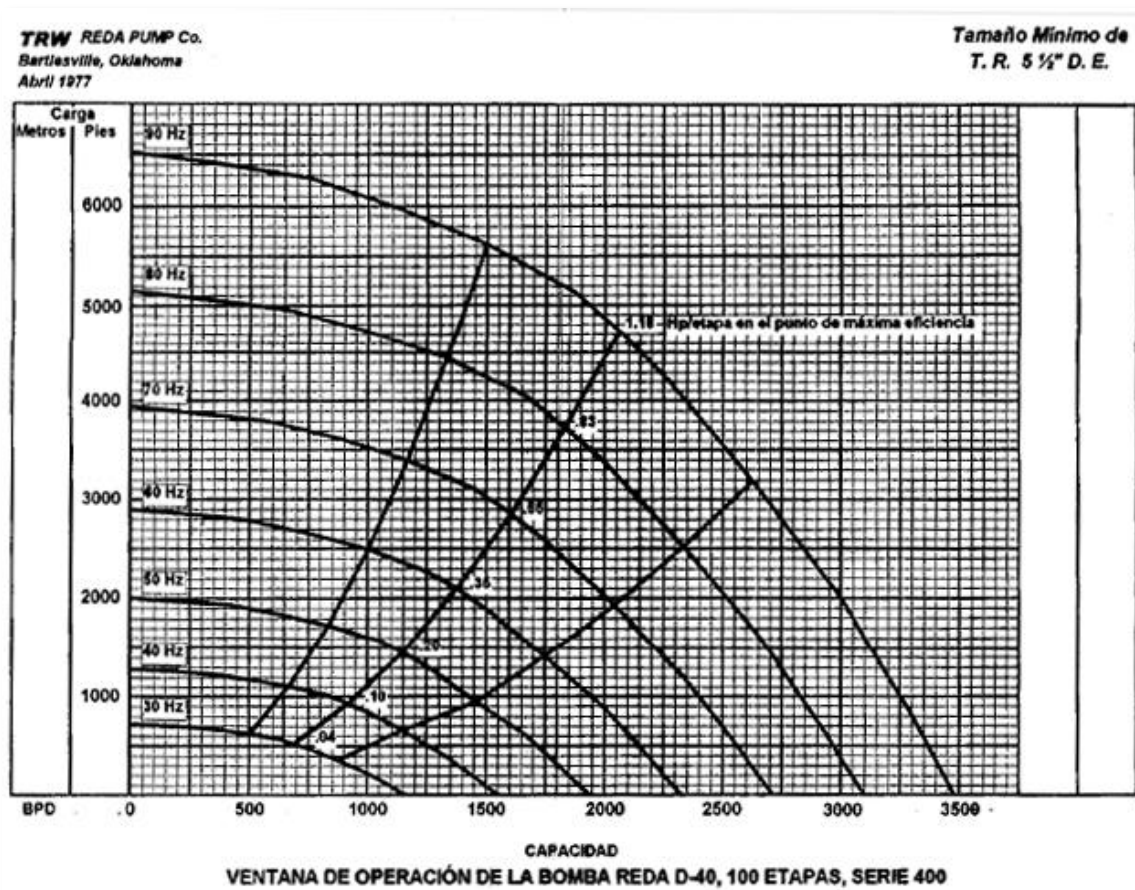


Figura 4.2 Gráfica de curvas de capacidad de carga, que muestran la ventana de operación de una Bomba

#### 4.1.5 Cavitación

Si la presión absoluta de líquido en cualquier parte dentro de la bomba cae por debajo de la presión de saturación correspondiente a la temperatura de operación, se forman pequeñas burbujas de vapor que son arrastradas por el flujo hacia regiones de más alta presión donde se condensan o colapsan, esto produce un gran incremento en la presión, resultando en un choque similar a un golpe de martillo, conocido como cavitación. Dependiendo de su magnitud, puede reducir la capacidad y eficiencia de la bomba, e incluso puede llegar a destruir algunos de los componentes de la misma.

#### 4.2 BOMBEO DE REFUERZO EN EL CPP <sup>32</sup>

Como se mencionó anteriormente el bombeo de refuerzo en los yacimientos del cinturón plegado perdido era inminente, se analizaron sistemas tales como el bombeo neumático, el uso de bombas multifásicas, la separación bifásica con bombas monofásicas y el uso de bombas dentro del pozo; su evaluación minuciosa permitió identificar brechas tecnológicas para cada uno de ellos.



Los volúmenes de gas a nivel del suelo marino son considerables, por lo que se descartó el uso de bombas multifásicas debido a su ineficiencia en un escenario como este, en el que se tienen relaciones gas aceite de entre 500 - 2000 [ft<sup>3</sup>/bl]; si acaso, su uso se consideró durante el inicio del proyecto, pero al tomar en cuenta los cambios que se presentan en los valores de RGA con el tiempo, es un hecho que la eficiencia de los equipos se vería reducida lo que generaría un aumento en los costos al necesitarse la sustitución de los equipos. El uso de bombas electrocentrífugas sumergibles en cada uno de los pozos se descartó ya que al igual que las anteriores requeriría en cierto momento de la sustitución de equipos. De modo que se determinó que el sistema de producción más conveniente estaría conformado por un caisson submarino de separación bifásica y una bomba electrocentrífuga sumergible ubicada dentro de este para realizar un bombeo de tipo monofásico.

Este concepto trae consigo dos principales ventajas, una de ellas es la eficiencia energética que se logra y la otra es prolongar la vida de las bombas.

#### 4.2.1 Descripción del concepto

El sistema de bombeo submarino de refuerzo (SBS, por sus siglas en inglés) en términos generales, recibe la producción multifásica del campo y la separa en dos corrientes, gas y líquido; donde el líquido es bombeado dentro del riser y el gas fluye de forma natural dentro de un conducto diferente dentro del riser; consta de los siguientes componentes principales (Figura 4.3):

- Conjunto de entrada (Inlet assembly)
- Caisson
- Bomba electrocentrífuga sumergible
- Riser tensionado
- Conjunto de control de flujo

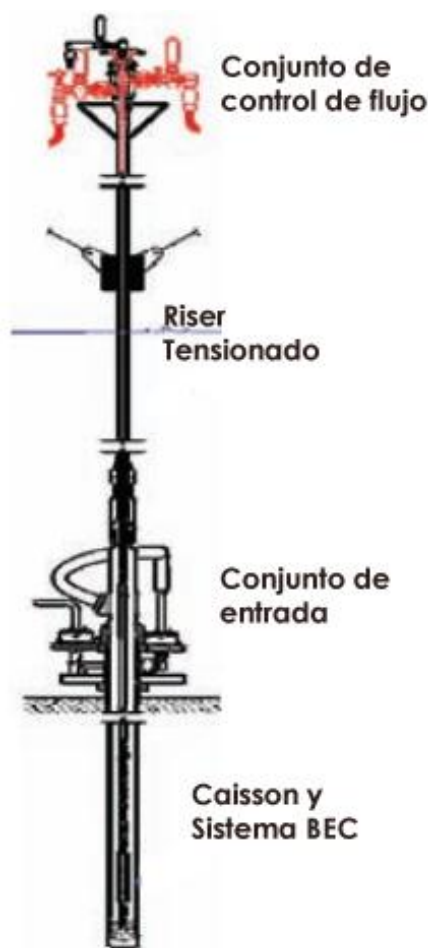


Figura 4.3 Configuración del SBS



#### 4.2.1.1 Conjunto de entrada (IA)

La tecnología de bombeo multifásico aún es un tanto limitada, las bombas centrífugas y helicoaxiales funcionan con una eficiencia razonable cuando se maneja una sola fase, sin embargo, ésta se ve disminuida cuando se manejan fluidos con altos porcentajes de gas libre. Ante esta circunstancia durante el procesamiento se implementa la separación submarina; en el caso del CPP el conjunto de entrada recibe la producción multifásica del campo a través de un jumper rígido desde el manifold norte o sur, o desde el mini-manifold de la flowline regional y la separa en dos corrientes (líquido y gas), además sirve como conexión mecánica entre el riser y la base que penetra el suelo marino (*Figura 4.4*).

En la parte superior del conjunto de entrada se tiene un conector hidráulico submarino de 18 ¾" que une éste con el caisson riser a través del cual se eleva el gas separado, mientras que la parte inferior del conjunto se encuentra conectado al caisson mediante un conector hidráulico de 42" de diámetro. Los líquidos separados en el conjunto de entrada caen dentro del caisson a lo largo de sus paredes.



Figura 4.4 Conjunto de entrada utilizada en el CPP

Su funcionamiento está basado en el de un separador cilíndrico ciclónico de gas-líquido (GLCC, por sus siglas en inglés), que es básicamente un segmento de tubería con una entrada descendente tangencial que permite una ligera separación bifásica al dirigir el flujo contra las paredes del caisson.

#### 4.2.1.2 Caisson riser

Es una estructura tubular de 14 1/8" de diámetro exterior, a través de la cual los fluidos producidos son transportados desde el suelo marino hasta la instalación huésped.



La corriente líquida es bombeada dentro de una sarta interna de  $7\frac{5}{8}$ " de la que cuelga la bomba y a la que están adheridos los cables de alimentación eléctrica, los cables transportadores de datos hacia la superficie y los conductos a través de los cuales se proporcionan los químicos necesarios para el aseguramiento de flujo; en cuanto al gas, éste se eleva por sí mismo dentro del espacio anular mayor (figura). Además se tiene una sarta de distribución de aceite de  $2\frac{5}{8}$ ", utilizada para suministrar fluido desde la superficie si en determinado momento la producción de los pozos no es suficiente para satisfacer la tasa mínima de flujo requerida para el enfriamiento del equipo.

El caisson riser se mantiene en tensión desde la parte superior, utilizando tensores hidráulicos que se encuentran en la SPAR. La parte superior del caisson riser alcanza una cubierta en la zona de pozos y cabezales de la plataforma (well bay) hasta terminar en el conjunto de control de flujo (FCA, por sus siglas en inglés).

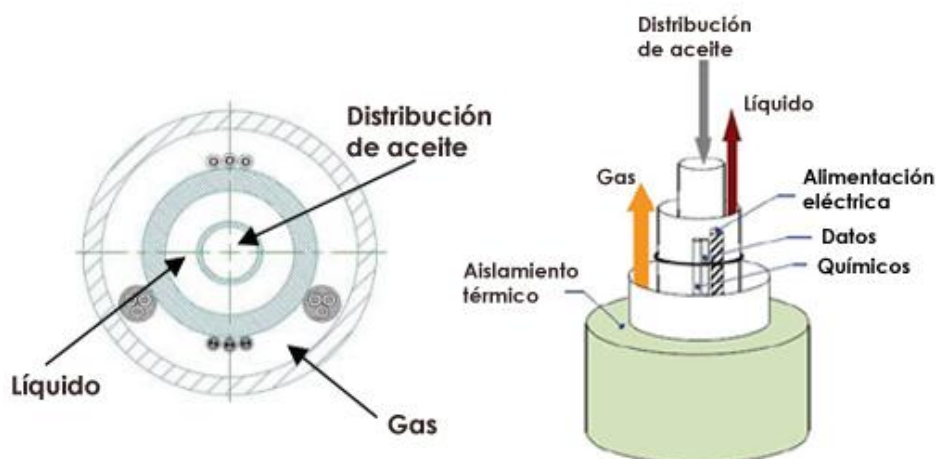


Figura 4.5 Configuración interna de Riser utilizado en el CPP

#### 4.2.1.3 Conjunto de control de flujo (FCA)

Se trata de un conjunto de válvulas tanto manuales como automáticas, con las que se maneja la producción en la instalación huésped; el FCA permite iniciar o detener la producción así como reciclar fluidos. Además, dentro de éste conjunto de control de flujo se encuentran colgadores de tubería anidados que soportan las sargas a través de las cuales viajan los fluidos producidos.

#### 4.2.1.4 Caisson

El caisson es una estructura cilíndrica totalmente soldada de 35" de diámetro y 106.6 [m] de longitud, sin roscas ni sellos; en la parte superior tiene una *base* que consta de dos conductores con los que se ancla y soporta las cargas transmitidas por el caisson riser, además estos conductores proporcionan un receptáculo para el riser por debajo del fondo marino (Figura 4.6).



Figura 4.6 Caisson utilizado en el CPP

Dentro del caisson se encuentra la sarta del sistema BEC, además de permitir el alojamiento de un gran volumen de la fase líquida separada, logrando de esta forma un flujo continuo a la entrada de la bomba. Durante las operaciones en estado estacionario el líquido permanece a un determinado nivel que permite mantener sumergida la entrada de la bomba, esto se logra gracias a los transductores de presión que se encuentran a lo largo del caisson

El diámetro del caisson y el volumen total son parámetros de diseño importantes para transformar las variaciones en la entrada de líquido en cambios graduales de nivel que permitan un mejor funcionamiento de la bomba.

#### 4.2.1.5 Bomba electrocentrífuga y conjunto de salida

La bomba y otros elementos mecánicos y eléctricos cuelgan libremente dentro del caisson riser formando el conjunto de salida. Los elementos que conforman este conjunto son:

- ◆ Bomba electrocentrífuga
- ◆ Tubería de producción de líquido
- ◆ Sarta de descenso
- ◆ Cables eléctricos y de instrumentación
- ◆ Tubos de inyección química
- ◆ Válvulas
- ◆ Espaciadores
- ◆ Pup joints
- ◆ Centralizadores

Su principal función es servir como conducto para dirigir hacia arriba los fluidos impulsados por el sistema de bombeo electrocentrífugo y para dirigir los medios necesarios para suministrar la energía eléctrica, la instrumentación y los químicos. El conjunto está provisto de una línea de reciclaje que permite bombear los fluidos desde la plataforma hasta la en caso de ser necesario. La corriente líquida fluye a través de una sarta de tubería de  $7 \frac{5}{8}$ " con cables eléctricos y de control unidos a ésta dentro de la cual existe otra sarta de tubería de  $2 \frac{7}{8}$ " (línea de reciclaje).

En cuanto a la instrumentación montada en el conjunto para salvaguardar el sistema BEC y proveerle a éste las condiciones de funcionamiento óptimo, se incluyen sensores de vibración y temperatura cerca del motor; un medidor de flujo corriente abajo, justo después de la descarga de la bomba e indicadores de presión y temperatura tanto por encima como debajo de la bomba.



#### 4.2.1.6 Bomba <sup>41</sup>

La presión de flujo en la cabeza es subnormal (alrededor de 750 [psi]), comparado con los yacimientos más jóvenes del golfo de México; sin embargo al llegar al conjunto de pozos con acceso directo vertical confronta una presión en la cabeza ejercida por una columna de líquido de 2,439 [m] en el riser. Desde diciembre de 2006 Shell decidió implementar equipos de bombeo electrocentrífugo, cada uno de ellos con un diámetro de 10" y una potencia de 1,600 [Hp], una vez instalados los 5 equipos son capaces de bombear en conjunto hasta 125,000 [bd].

Sea cual sea la potencia nominal de las bombas de esta serie, están diseñada para manejar altas fracciones de volumen de gas, especialmente significativos en estas condiciones; su tecnología incluye la patente en el diseño de los impulsores, conocida como "Split-vane" que es clave para poder manejar hasta un 70% de fracción de volumen de gas, sin que ocurra un bloqueo.

Es importante resaltar que el concepto de separación submarina y bombeo de refuerzo utilizado en este proyecto representa una serie de importantes beneficios, por ejemplo; una vez que el gas es removido de la corriente líquida en el separador caisson, el calor retenido junto con la alta capacidad de flujo de la bomba ayuda a prevenir la formación de hidratos, razón por la cual Shell no consideró el uso de elementos físicos de calefacción.

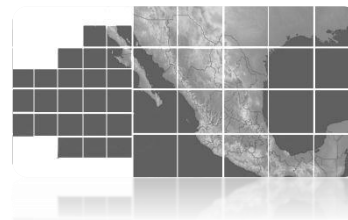
#### 4.2.1.7 Sistema de producción inteligente

Cada conjunto BEC está equipado con un sistema que consta de instrumentos de medición y monitoreo diseñados para optimizar la salida de cada sistema de levantamiento. Estos instrumentos se encuentran conectados dentro del cilindro de presión del BEC mediante un cable monoconductor que alimenta los sensores y transfiere una señal limpia a la superficie.





## Capítulo 5 EL CINTURÓN PLEGADO PERDIDO MEXICANO



### 5.1 RECURSOS PROSPECTIVOS Y RESERVAS EN MÉXICO <sup>42, 43</sup>

Los estudios geológicos y geofísicos hechos en territorio mexicano hasta el momento han permitido estimar un volumen de 54.6 [mmmbpce], aproximadamente el 65 % de éstos recursos están documentados y asociados a localizaciones exploratorias y el restante 35 % está estimado a nivel play, es decir, sin una localización puntual; de los cuales alrededor del 53.6 % se encuentra en aguas profundas (*Tabla 5.1*).

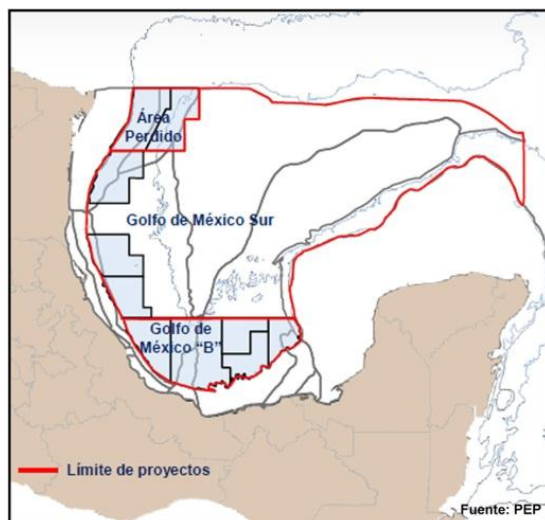
Tabla 5.1 Recursos prospectivos al 1 enero de 2012 <sup>43</sup>

Cuenca	Recursos documentados			Recursos adicionales [MMbpce]	Total [MMbpce]
	Aceite [MMb]	Gas [MMMpc]	Total [MMbpce]		
Burgos	327	10,070	2,341	591	2,932
Cuencas del sureste	12,094	5,250	13,146	6,937	20,083
Golfo de México profundo	10,429	29,700	16,369	10,178	26,547
Sabinas		1,563	313	82	395
Tampico Misantla	931	4,257	1,783	742	2,525
Veracruz	139	5,335	1,206	383	1,589
Plataforma de Yucatán	447		447	94	541
<b>TOTAL</b>	<b>24,367</b>	<b>56,175</b>	<b>35,605</b>	<b>19,007</b>	<b>54,612</b>

En cuanto a los recursos prospectivos en aguas profundas, se tienen identificadas diez áreas sobresalientes: Cinturón subsalino, Oreos, Nancan, Jaca patini, Lipax, Yoka, Han, *Cinturón plegado perdido*, *Holok*, *NoxHux*; las tres últimas están documentadas y se caracterizan por ser de gran volumen y alto riesgo, sus costos de desarrollo demandan inversiones de entre 2,000 y 4,000 millones de dólares. Desde 2008 se inició una estrategia que considera el desarrollo de tres proyectos (*Tabla 5.2 y Figura 5.1*):

Tabla 5.2 Áreas prioritarias a desarrollar en aguas profundas <sup>42</sup>

Proyecto	Áreas prioritarias	Superficie [km <sup>2</sup> ]
Área Perdido	2	26,812
Golfo de México Sur	3	34,585
Golfo de México B	5	60,988
Total	<b>10</b>	<b>122,457</b>



**Figura 5.1 Áreas de mayor prioridad en aguas profundas mexicanas**

Durante 2010 se analizaron 16,821 [km<sup>2</sup>] de sísmica 3D correspondiente a la zona de aguas profundas, estas actividades enriquecen el conocimiento de las áreas potenciales a ser exploradas y por lo tanto favorecen las actividades exploratorias en esta zona, fundamentales en el desarrollo de los recursos prospectivos.

Ahora bien, las reservas de nuestro país, según el reporte de PEMEX correspondiente al año 2013, ascienden a 13,868 [mmbpce]; de las cuales el 73% corresponde a crudo, 10% a condensados y líquidos de planta y el 17% a gas seco. Del total de reservas 9,319 [mmbpce] ó el 67% son desarrolladas, es decir, se espera sean recuperadas de pozos existentes incluyendo aquellas que pueden ser desarrolladas mediante la infraestructura actual y la aplicación de las inversiones moderadas.

Las reservas probadas alcanzan 12,306 [mmbpce], mientras que las reservas posibles alcanzaron 18,356 [mmbpce], en conjunto, los tres tipos de reserva componen la reserva 3P que es de 44,530[mmbpce]; registrando un incremento de 693 [mmbpce] con respecto al año anterior.

### 5.1.1 Principales descubrimientos <sup>43</sup>

Los descubrimientos son la incorporación de reservas atribuibles a la perforación de pozos exploratorios que resultan productores en nuevos yacimientos de hidrocarburos. En el periodo 2007-2012 se descubrieron 8,939 [mmbpce] de reservas 3P.

Durante 2012 las actividades exploratorias permitieron incorporar 1,731 [mmbpce] de reservas 3P, de este volumen, 134 [mmbpce] son reservas probadas, 373 [mmbpce] reservas probables y 1,224[mmbpce] son reservas posibles.



Cabe señalar que los descubrimientos en aguas profundas incorporaron un volumen de 960 [mmbpce] de reservas 3P. <sup>44</sup>

## 5.2 PROYECTO EXPLORATORIO ÁREA PERDIDO <sup>45, 42</sup>

El desarrollo de campos complejos es parte fundamental dentro de la línea de negocios de PEMEX, por esta razón y con el objetivo de evaluar los recursos prospectivos de aceite ligero y gas asociado en sedimentos de edad terciaria en el Golfo de México, arrancó en 2012 el proyecto exploratorio *área perdido* que comprende una superficie de 26,892 [km<sup>2</sup>].

Se encuentra frente al litoral del estado de Tamaulipas, en la zona exclusiva económica del golfo de México, limita al norte con la frontera internacional de Estados Unidos de América al occidente con la isobata de 500 [m], al oriente y al sur con el proyecto Golfo de México sur (*Figura 5.2*).

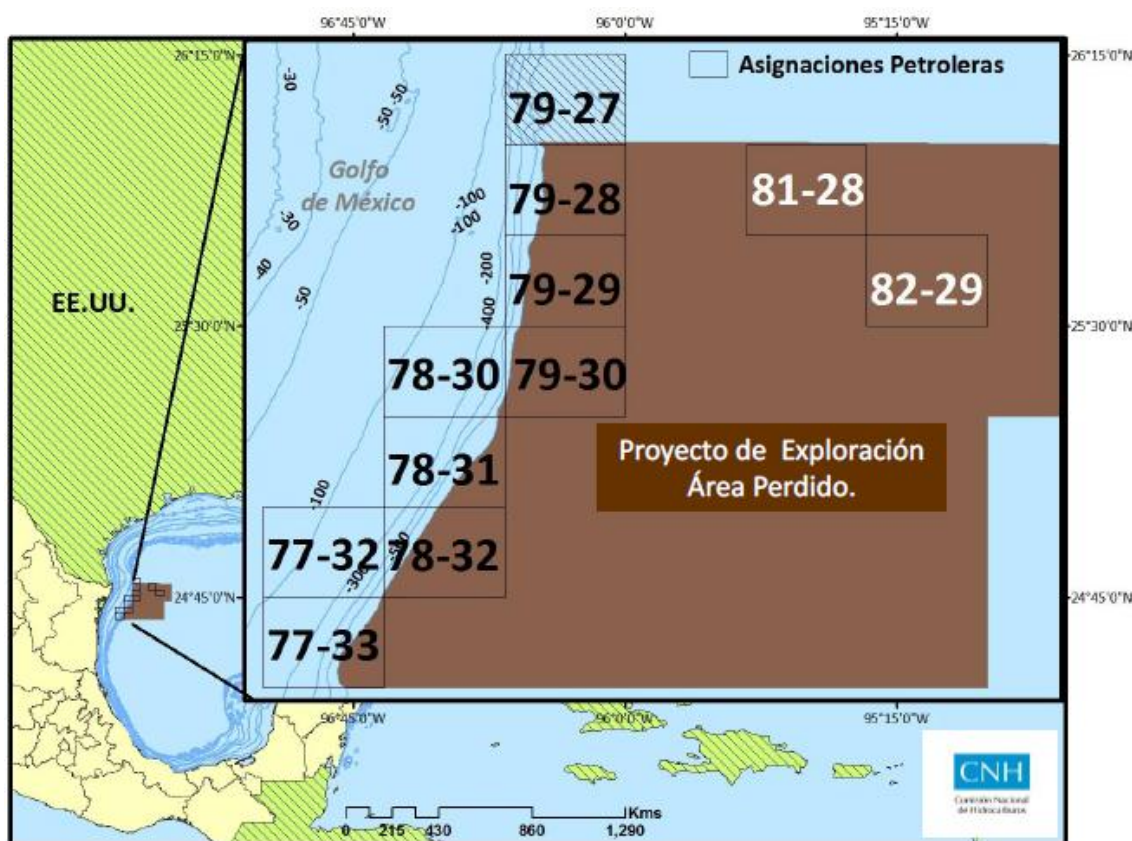


Figura 5.2 Ubicación del proyecto de exploración "Área perdido"

Se consideran dos áreas especialmente estratégicas de las cuales existe información sísmica que ha permitido identificar las zonas con mayor oportunidad de descubrimiento: Cinturón Plegado Perdido y Cinturón Subsantino (*Figura 5.3*). Además, durante la ejecución del proyecto se continúa realizando estudios que contribuyen a incrementar su alcance, considerando la cantidad y calidad de la información, el recurso prospectivo identificado, las características de los plays, los tirantes



de agua, la ubicación de la infraestructura, así como los aspectos relacionados con el medio ambiente y la seguridad industrial.

Tabla 5.3 Número de oportunidades para ambas áreas <sup>45</sup>

Áreas del proyecto	No. de oportunidades
Cinturón plegado perdido	22
Cinturón subsalino	25
<b>Total</b>	<b>47</b>

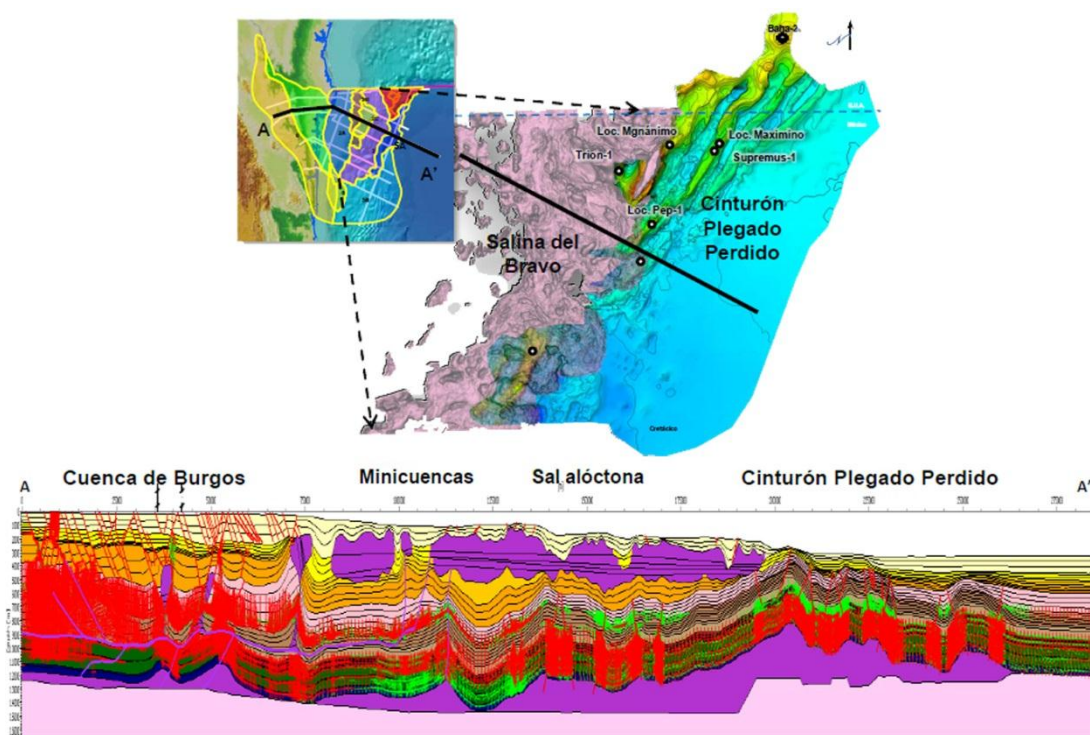


Figura 5.3 Área de interés del proyecto y corte transversal que muestra las estructuras que predominan en esta zona

Con este proyecto se pretende explorar la columna geológica de los sedimentos del Cenozoico (Neógeno, Paleógeno) y del Mesozoico, en busca de acumulaciones de aceite ligero y probable aceite pesado, ambos similares a los descubiertos en la porción estadounidense del Cinturón Plegado Perdido, específicamente en los campos Great White y Trident que forman parte de los alineamientos estructurales que se cree tienen continuidad hacia el Cinturón Subsalino.

Se planea la perforación de 7 pozos exploratorios incluyendo uno delimitador con objetivos en formaciones del Cenozoico y del Mesozoico, durante los primeros tres años; 5 de estos pozos se ubican en el Cinturón Plegado Perdido y 2 en el Cinturón Subsalino.



Para el mediano plazo se tienen considerado extender la perforación en la zona correspondiente al Cinturón Subsalino, donde se han localizado potenciales formaciones contenedoras de hidrocarburos por debajo de los mantos salinos y que de acuerdo a la interpretación sísmica-estructural pueden corresponder a la continuidad con el Cinturón Plegado Perdido.

Para el largo plazo se ha planteado proseguir con la perforación exploratoria en tirantes de agua mayores a 3,000 [m] correspondientes a la porción mexicana del Cinturón Plegado Perdido.

Se contempla un programa exploratorio de 15 años (2012-2026) que considera las siguientes actividades: perforación de 47 pozos exploratorios (*Tabla 5.4*), 68 estudios de diversas disciplinas de geociencias, la adquisición de 3,000 [km<sup>2</sup>] de sísmica 3D y la realización de procesados sísmicos especiales.

Tabla 5.4 Pozos exploratorios considerados para el periodo 2012-2026 <sup>45</sup>

ÁREA	OPORTUNIDAD	AÑO	PROBABILIDAD DE ÉXITO GEOLÓGICO [%]	ÁREA	OPORTUNIDAD	AÑO	PROBABILIDAD DE ÉXITO GEOLÓGICO [%]
CPP	Maximino-1	2012	52	CS	Filium-1	2019	17
CPP	Supremus-1	2012	41	CPP	Melanocetus-1	2019	21
CS	Trion-1	2012	35	CPP	Celsus-1	2020	21
CPP	Magnanimo-1	2013	30	CS	Comodus-1	2020	15
CPP	Pep-1	2013	38	CPP	Imus-1	2020	24
CPP	APR_DL-1	2014		CPP	Alaminos-1	2021	40
CS	Doctus-1	2014	16	CS	Avis-1	2021	15
CPP	Afotica-1	2015	35	CS	Plenus-1	2021	18
CS	Uris-1	2015	17	CPP	Eximius-1	2022	26
CPP	Vasto-1	2015	33	CPP	Ikaria-1	2022	31
CS	APR_DL-2	2016		CPP	Oleum-1	2022	21
CPP	Dexter-1	2016	35	CS	PA_RN_GP_02_13	2023	44
CS	Humus-1	2016	16	CS	PA_RN_GP_02_16	2023	30
CPP	Onda-1	2016	41	CS	PA_RN_GP_02_21	2023	44
CPP	Chachiquin-1	2017	17	CS	PA_RN_GP_02_18	2024	19
CS	Corfu-1	2017	19	CS	PA_RN_GP_02_19	2024	19
CS	Iterum-1	2017	19	CS	PA_RN_GP_02_8	2024	44
CPP	Ostionero-1	2017	24	CS	PA_RN_GP_02_1	2025	34
CPP	APR_DL-3	2018		CS	PA_RN_GP_02_10	2025	33
CPP	Cordo-1	2018	35	CS	PA_RN_GP_02_30	2025	35
CPP	Extenso-1	2018	22	CS	PA_RN_GP_02_32	2026	27
CS	Primus-1	2018	20	CS	PA_RN_GP_02_38	2026	17
CS	Altus-1	2019	15	CS	PA_RN_GP_02_9	2026	31
CPP	Cycnus-1	2019	35				

CPP: Cinturón Plegado Perdido

CS: Cinturón Subsalino

APR\_OPT: son oportunidades sustentadas en estudios de plays relacionadas al potencial adicional

Hasta la fecha han sido perforados dos pozos, Trion-1 y Supremus-1, la perforación de Maximino-1 ha sido aplazada (*Tabla 5.5*).





Tabla 5.5 Plays a evaluar mediante la perforación de los 3 primeros pozos exploratorios <sup>45</sup>

	Trión-1	Supremus-1	Maximino-1
Mioceno Superior		Aceite ligero Formación "Big Mac"	
Oligoceno		(Frío 20 y 22) Aceite ligero Great White	(Frío 10) Aceite ligero Great White
Eoceno inferior	(Wilcox) Aceite ligero Great White		(Wilcox) Aceite ligero Great White
Paleoceno	(Whopper) Aceite ligero Great White		(Whopper) Aceite ligero Great White
Cretácico	Aceite ligero Baha		

### 5.2.1 Pozo Trión-1 <sup>19, 42</sup>

La zona correspondiente al Cinturón Subsaliño comprende una área aproximada de 14,288 [km<sup>2</sup>] y tirantes de agua que van desde los 500 [m] hasta los 2,500 [m]. El nivel de conocimiento de los plays de edades Eoceno, Oligoceno y Mioceno, en los que se encuentra entrampado aceite de tipo ligero era considerado bajo hasta antes de la perforación del pozo Trión-1; se pensaba que las anomalías de amplitud observadas en la sísmica adquirida podrían estar asociadas a areniscas turbidíticas apiladas del Oligoceno al Mioceno.

En junio de 2012 se inició la perforación de el pozo exploratorio Trión-1 (Figura 5.4) con la plataforma semisumergible bicentenario de 6<sup>a</sup> generación a 177 [km] de la costa de Tamaulipas y 39 [km] al sur de la frontera marítima con Estados Unidos de América; con él se confirmó la presencia de aceite ligero en la porción mexicana del Cinturón Plegado Perdido a finales de agosto del mismo año. Fue perforado en un tirante de agua de 2,500 [m] y 2,000 más por debajo del lecho marino, el espesor total impregnado es de 320 [m], su porosidad es de 18-25 % y su permeabilidad de hasta 250 [mD], con lo que se espera un flujo estimado de hasta 10,000 [bd]. Los resultados de la evaluación preliminar permiten establecer un rango promedio de reservas 3P a incorporar de 350 [mmbpce].

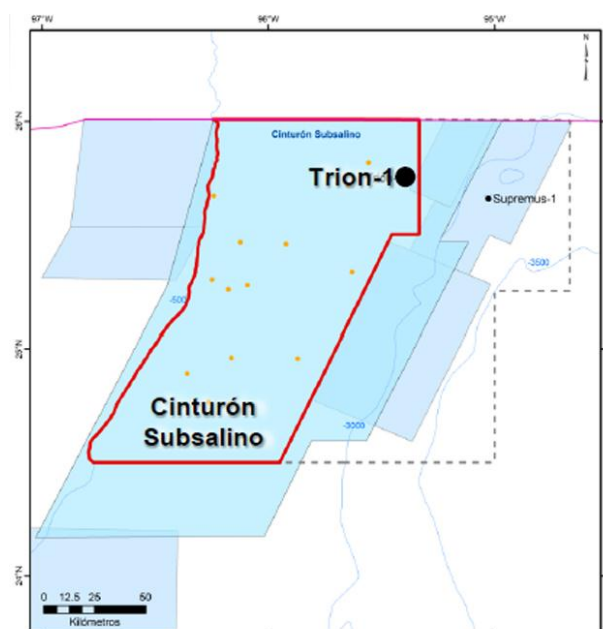
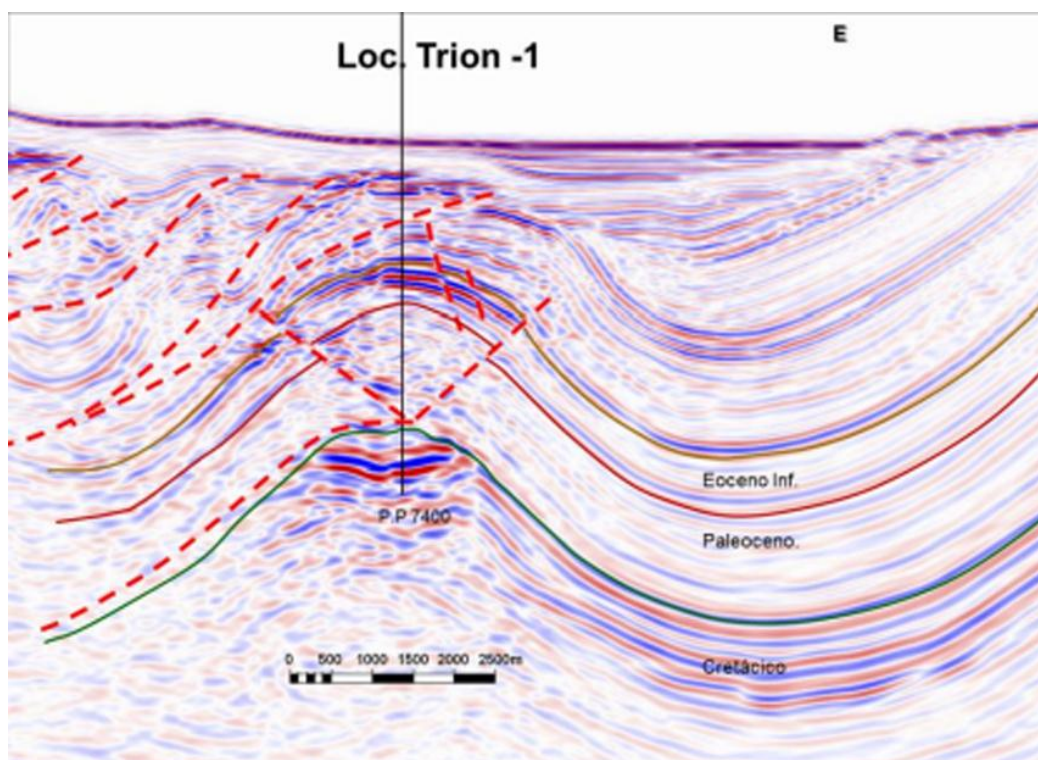


Figura 5.4 Ubicación del pozo Trión-1 dentro del Cinturón Subsaliño





La **Figura 5.5** muestra una sección sísmica con orientación Oeste-Este, en la que se observan las, hasta ese momento, posibles acumulaciones de hidrocarburos en las formaciones de edad Eoceno inferior y en las rocas del Cretácico. Aunque el Cinturón Subsalino representa la continuación del Cinturón Plegado Perdido bajo la sal alóctona, la perforación exploratoria del pozo Trion-1 se realizó en una ventana libre de ésta.



**Figura 5.5** Sección sísmica del Cinturón Subsalino

Dos de los principales retos en esta zona es mejorar las imágenes del subsuelo en los plays subsalinos y lograr un mejor entendimiento del sistema petrolero.

### 5.2.2 Pozo *Supremus-1* <sup>20, 42</sup>

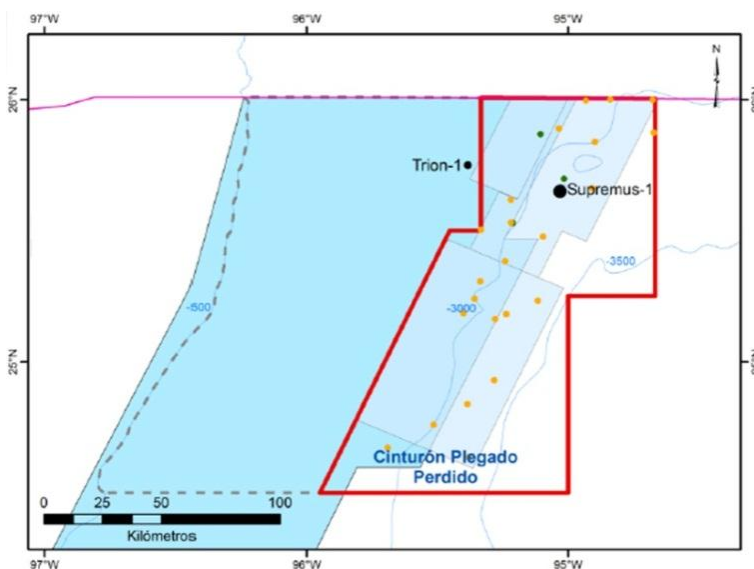
La zona que comprende la parte oriental del proyecto exploratorio *Área Perdido* tiene una extensión de aproximadamente de 12,496 [km<sup>2</sup>] (**Figura 5.6**), bajo tirantes de agua de entre 2,500 - 3,500 [m]. Al igual que en la zona occidental, el conocimiento previo al descubrimiento de hidrocarburos, se consideraba de bajo a medio.

La combinación de métodos electromagnéticos y el análisis de amplitudes sísmicas, se ha observado una buena correlación en esta área; lo que permite reducir la incertidumbre en relación a la presencia y tipo de fluidos, lo cual a su vez, influye en la evaluación de los recursos y su probabilidad geológica; traduciéndose esto en una reducción en el riesgo de las inversiones.



Durante la primera semana del mes de octubre se anunció el éxito del pozo exploratorio *Supremus-1*, perforado por la plataforma *West pegasus* y ubicado a 250 [km] de matamoros y 39 [km] al sur de la frontera marítima con Estados Unidos de América, encontrado aceite ligero a más 4,000 [m] de profundidad incluyendo el lecho marino; el tirante de agua en la zona es de 2,900 [m] (8° a nivel mundial).

En este caso el espesor impregnado de hidrocarburos es de 30 [m], la porosidad de la roca almacenadora es de 33 % y su permeabilidad de 340 [mD] permitiendo estimar un flujo de hasta 10,000 [bd]; con la información que se cuenta hasta este momento se estima la incorporación de reservas de hasta 125 [mmbpce].



**Figura 5.6 Ubicación del pozo Supremus-1 en el CPP**

En esta zona el principal reto a enfrentar es la predicción en la calidad de la roca almacén.

Actualmente PEMEX ha iniciado la perforación del pozo PEP-1, el tercer pozo exploratorio en la porción oriental del Área perdido, la operación se lleva a cabo con la plataforma bicentenario y se tiene una probabilidad de éxito geológico de 38 %.



## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Hasta hace poco más de 10 años la exploración petrolera en zonas cuyos yacimientos se consideran no convencionales, era insuficiente; hoy en día, la creciente demanda de hidrocarburos tanto en México como a nivel mundial requiere que el ritmo de restitución de reservas sea acelerado con el fin de satisfacer las necesidades energéticas a mediano y largo plazo.

Sabemos de la importancia del potencial petrolero de nuestro país, sin embargo, los proyectos vigentes más importantes se encuentran en franca declinación y las estrategias exploratorias por parte de PEMEX han consistido principalmente en identificar nuevas reservas en las cuencas más productivas.

La importancia de expandir las fronteras petroleras de México llevó a Petróleos Mexicanos a tomar la decisión de intensificar las actividades de exploración en zonas de difícil acceso como lo son las aguas profundas y desde 2007 las aguas ultraprofundas. El esfuerzo realizado en los últimos años ha dado resultados satisfactorios; en 2010 PEMEX presentó ante la CNH un proyecto de exploración denominado *Proyecto Área Perdido*, con el objetivo de evaluar la zona petrolera transfronteriza ubicada al noroeste del Golfo de México y cuyo dictamen fue favorable durante el primer semestre del año 2012.

Del programa de perforación de este proyecto se desprenden los pozos descubridores Trion-1 y Supremus-1; el primero de ellos en la zona occidental conocida como Cinturón Subsalino y el segundo en la porción oriental denominada Cinturón Plegado Perdido. Ambos descubrimientos representan un hito en la exploración petrolera mexicana y desde luego dan la posibilidad de dar mayor certidumbre a los recursos que yacen en aguas ultraprofundas y de incrementar las reservas 3P de hidrocarburos que actualmente tienen una vida promedio de 32.3 años.

Más allá del seguimiento de la actividad exploratoria en la región; la perforación de estos dos pozos cumplió con un objetivo relevante, que era dar certeza de la continuidad de las estructuras productoras localizadas en la porción norteamericana del Cinturón Plegado Perdido, de las características de la roca almacenadora y de el tipo de fluidos que se encuentran entrampados.

Aunque en el golfo de México existen otros campos en explotación, ninguno de ellos produce en tirantes de agua mayores a 1,500 [m] en rocas del Cenozoico; por esta razón el proyecto de explotación en el Cinturón Plegado Perdido norteamericano ofrece a México la posibilidad de correlacionar la información existente adquirida en aquella zona, con la que ha sido adquirida en la zona exclusiva económica mexicana. De manera que algunas de las innovaciones tecnológicas creadas específicamente para ese proyecto podrían ser consideradas dentro de las alternativas de desarrollo de campos en la porción mexicana del CPP.



En esta tesis se abordó la última etapa en la evolución de los sistemas de procesamiento submarino, específicamente aquellos que se basan en la separación bifásica de los fluidos provenientes de los pozos, obteniendo de esta corriente una fase líquida y una fase gaseosa; con el fin de prevenir que el exceso de gas en la mezcla pudiera afectar el rendimiento del sistema de levantamiento artificial utilizado. Aunque de los tres proyectos mencionados Pazflor es el más joven, las características propias del ambiente en el que se desarrolló permitió el uso de separadores convencionales de tipo vertical, no así en los proyectos BC-10 y Cinturón Plegado Perdido cuyos tirantes de agua a los que están expuestos los sistemas submarinos son mucho mayores y por lo tanto se requiere de equipos más resistentes y sofisticados que permitan enfrentar los retos que representa la explotación de hidrocarburos en este tipo de condiciones.

Aunado a la resistencia y sofisticación del equipo utilizado, el concepto de explotación utilizado en el proyecto perdido significa una gran mejora en la eficiencia del proceso debido al vínculo que la arquitectura submarina diseñada, permite establecer entre cada uno de los tres grupos satélite y el grupo con acceso directo vertical localizado bajo la plataforma SPAR.

Por último, es necesario resaltar dentro de la estrategia de explotación de estos campos la importancia de este grupo de acceso directo vertical, ya que por primera vez se utilizó en conjunto la tecnología ya antes utilizada en el proyecto BC-10, me refiero a la separación de los fluidos mediante un separador tipo caisson y el bombeo de la fase líquida mediante la bomba electrocentrífuga sumergible ubicada dentro de este; y los risers tensionados a través de los cuales es posible hacer viajar los fluidos que han sido separados en el suelo marino. La combinación de estas dos tecnologías permitió optimizar las dimensiones de la plataforma huésped y el requerimiento de espacio en esta, al utilizar tan solo cinco risers de producción.

Considerando el hecho de que el desarrollo del Cinturón Plegado Perdido mexicano implica enfrentarse a situaciones similares a las que tuvieron que confrontar los ingenieros norteamericanos y a la confirmación de que las características tanto de la roca como del aceite encontrado corresponden a la continuidad de la formación productora en el campo Great White; es recomendable considerar la evaluación de la aplicación de un concepto de desarrollo basado en el que ha sido implementado en la porción norteamericana del Cinturón Plegado Perdido. Para ello es necesario continuar estudiando las características de las rocas almacenadoras, de los tipos de aceite que pudieran descubrirse posteriormente y desde luego la batimetría del terreno que será fundamental en el diseño de la arquitectura submarina. Estos parámetros en conjunto darán la pauta para establecer una variedad de alternativas de desarrollo y poder determinar la más viable.



## BIBLIOGRAFÍA

1. BANCO MUNDIAL (2013). “Población, total”,  
<http://datos.bancomundial.org/indicador/SP.POP.TOTL>
2. BRITISH PETROLEUM (2012). “Statistical review of world Energy”.  
<http://www.bp.com/statisticalreview>
3. PEMEX (2008). “Reservas”.  
<http://www.pemex.com/index.cfm?action=content&sectionid=136&catid=11896>
4. CECOPIERI GÓMEZ Martha L. (2010). “Panorama tecnológico en la perforación de aguas profundas”, Presentación, Instituto Mexicano del Petróleo.
5. PEMEX (2008). “Aguas Profundas”.  
<http://www.pemex.com/index.cfm?action=news&sectionid=8&catid=11300&contentid=17758>
6. CHRISTIE Alan, et al (2000). “Soluciones submarinas”, Oilfield Review.
7. JUÁREZ TALANCÓN Carlos A. (2009). “Criterios para la selección de la arquitectura en campos de aguas profundas”, Tesis de licenciatura, FI UNAM.
8. BARBOSA CANO Fabio (2008). “Situación de los campos petroleros en aguas profundas del mundo”, Revista latinoamericana de economía UNAM.
9. RIGZONE. <http://www.rigzone.com>
10. SUBSEAIQ. <http://www.subseaiq.com/>
11. MARZO Mariano (10/10/2004). “Oro negro en aguas profundas”, Diario El País, España.  
[http://elpais.com/diario/2004/10/10/domingo/1097380355\\_850215.html](http://elpais.com/diario/2004/10/10/domingo/1097380355_850215.html)
12. PEMEX (2011). “Nuevos descubrimientos”.  
<http://www.pemex.com/?action=content&sectionID=145&catID=13282>
13. CINCO LEY Heber (2009). “La estrategia del Instituto Mexicano del Petróleo ante el reto de la exploración y explotación de campos en aguas profundas”, Presentación, IMP.
14. CUVILLIER Gérard (2000). “Soluciones para los problemas de la construcción de pozos en aguas profundas”, Oilfield Review.
15. STATOIL (2007). “Flow assurance”.  
<http://www.statoil.com/en/TechnologyInnovation/FieldDevelopment/FlowAssurance/Pages/FlowAssurance.aspx>



16. VELAZCO IBAÑEZ Yatzil C. (2011). *“Aplicación del aseguramiento de flujo en aguas profundas”*, Tesis de licenciatura, FI UNAM.
17. AMIN Amin (2005). *“Desarrollo submarino desde el medio poroso hasta el proceso”*, Oilfield Review.
18. PEMEX (2011). *“Historia/ Cantarell”*.  
<http://www.pemex.com/index.cfm?action=content&sectionID=145&catID=12681&contentID=19971>
19. PEMEX (29/08/2012). *“Anuncia el presidente Calderón el primer descubrimiento de crudo en aguas profundas del Golfo de México”*, boletín No. 54.  
<http://www.pemex.com/index.cfm?action=news&sectionid=8&catid=40&contentid=27104>
20. PEMEX (05/10/2012). *“Anuncia PEMEX nuevo descubrimiento de petróleo en aguas profundas”*, boletín No. 66.
21. PEMEX (2011). *“Estrategia exploratoria en aguas profundas”*.  
<http://www.pemex.com/?action=content&sectionID=145&catID=14223>
22. API (2009). *“Offshore production facilities”*.  
<http://www.api.org/oil-and-natural-gas-overview/exploration-and-production/offshore/offshore-production-facilities>
23. SÁNCHEZ CASAS Oscar (2012). *“Explotación de campos petroleros en aguas profundas”*, Tesis de licenciatura, UNAM FI.
24. BARRANCO CICILIA Federico (2012). *“Sistemas flotantes para la producción de petróleo en aguas profundas mexicanas”*, Academia de ingeniería.
25. GONZÁLEZ PRADO Patricia B. (2012). *“Tipos de pruebas requeridas en el árbol submarino”*, Tesis de licenciatura, FI UNAM.
26. FMC Technologies, <http://www.fmctechnologies.com/en.aspx>.
27. C.D. Winker (2004). *“Stratigraphy and Structural Timing of the Perdido Foldbelt, an Emerging Toe-of-Slope Play in the Northwestern Deep-Water Gulf of Mexico”*, AAPG 90032. <http://www.searchanddiscovery.com/abstracts/html/2004/GCAGS/abstracts/winker.htm>
28. D. TRUDGILL Bruce, et al (1999). *“The perdido fold belt, Northwestern deep Gulf of Mexico, Part 1: structural geometry, evolution and regional implications”*, AAPG.
29. EIKREM Vern, et al (2010). *“Perdido development: Great White WM12 reservoir and Silvertip M. Frio field development plans and comparison of recent well results with pre-drill models”*, OTC 20879.
30. SNYDER Dale, et al (2010). *“Perdido development: World’s first ultra-deepwater drilling & production facility”*, OTC 20887.





31. H.S. Litell, et al (2011). *"Perdido startup: flow assurance and subsea artificial lift performance"*, OTC 21716.
32. G.T. Ju, et al (2010). *"Perdido development: subsea and flowline systems"*, OTC 20882.
33. LOHR Curtis, et al (2010). *"Perdido development project – spar & moorings"*, OTC 20885.
34. GOMEZ CABRERA J. A. (1984). *"Apuntes de manejo de la producción en superficie"*, FI UNAM.
35. DIAZ ZERTUCHE Héctor J. (2002). *"Bombeo electrocentrífugo sumergido"*, Colegio de ingenieros petroleros de México.
36. LUCERO ARANDA F. (2011). *"Bombeo electrocentrífugo sumergido"*, Apuntes de la materia de Sistemas artificiales de producción.
37. OFFSHORE TECHNOLOGY (2012). *"Pazflor field development, Angola"*.  
<http://www.offshore-technology.com/projects/pazflorangola/>
38. TOTAL (2008). *"Pazflor, bringing together deep offshore experience and technological boldness"*.
39. OFFSHORE TECHNOLOGY (2012). *"Parque das Conchas (BC-10), Brazil"*.  
<http://www.offshore-technology.com/projects/bc-10/>
40. SHELL (2009). *"Parque das Conchas (BC-10)- an overview"*.  
<http://www.shell.com/global/aboutshell/major-projects-2/bc-10/overview.html>
41. CUNNINGHAM Richard, *"Perdido, world's deepest offshore drilling and production platform"*, suplemento especial, Oil and gas journal.
42. ESCALERA ALCOGER J.A. (2012). *"Avances y resultados de la exploración en la porción mexicana del Golfo de México profundo"*, Presentación expo foro PEMEX.
43. SENER (2012). *"Estrategia nacional de energía 2012-2026"*.
44. PEMEX (2013). *"Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2013"*.
45. CNH (2012). *"Dictamen técnico del proyecto de exploración área Perdido"*.





# ANEXOS

## LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1.1 DISTRIBUCIÓN DE LA INVERSIÓN EN AGUAS PROFUNDAS Y ULTRAPROFUNDAS A FINALES DE 2009 .....	3
FIGURA 1.2 ETAPAS DEL PROCESO EXPLORATORIO .....	6
FIGURA 1.3 PRINCIPALES RETOS PARA LA EXPLORACIÓN DE CAMPOS EN AGUAS PROFUNDAS Y ULTRAPROFUNDAS .....	6
FIGURA 1.4 ESQUEMA DEL MÉTODO DE PERFORACIÓN DE DOBLE GRADIENTE .....	8
FIGURA 1.5 LÍNEA DE FLUJO CON CALENTAMIENTO ELÉCTRICO Y AISLAMIENTO PASIVO .....	9
FIGURA 1.6 PRINCIPALES COMPONENTES DEL SISTEMA DE PRODUCCIÓN SUBMARINO .....	12
FIGURA 1.7 ESTRUCTURAS APOYADAS DIRECTAMENTE SOBRE EL LECHO MARINO.....	13
FIGURA 1.8 PLATAFORMA DE PIERNAS TENSIONADAS .....	14
FIGURA 1.9 DISTINTAS CONFIGURACIONES DE PLATAFORMAS SPAR.....	15
FIGURA 1.10 UNIDAD TUTA (IZQUIERDA) Y UNIDAD SUTA (DERECHA) JUNTO A CARRETES DE UMBILICALES.....	17
FIGURA 1.11 TIPOS DE RISERS .....	17
FIGURA 1.12 SISTEMAS DE CONTROL UTILIZADOS EN PROYECTOS COSTA AFUERA .....	18
FIGURA 1.13 CABEZAL SUBMARINO .....	20
FIGURA 1.14 ÁRBOL SUBMARINO HORIZONTAL .....	21
FIGURA 1.15 PIPELINE END MANIFOLD .....	22
FIGURA 1.16 PIPELINE END TERMINATION.....	22
FIGURA 1.17 OPERACIÓN DE CONEXIÓN DE JUMPER .....	23
FIGURA 2.1 UBICACIÓN DEL CAÑÓN DE ALAMINOS .....	24
FIGURA 2.2 MAPA FISIOGRAFICO DEL NOROESTE DEL GOLFO DE MÉXICO, SE MUESTRA EL CPP DENTRO DEL CONTORNO ROJO. ....	25
FIGURA 2.3 COLUMNA ESTRATIGRAFICA DEL CPP QUE MUESTRA EL ÁREA DE INTERÉS EN COLOR AZUL.....	26
FIGURA 2.4 UBICACIÓN DE GREAT WHITE, TOBAGO Y SILVERTIP .....	27
FIGURA 2.5 BLOQUES CORRESPONDIENTES AL CAMPO GREAT WHITE .....	27
FIGURA 2.6 SECCIÓN SÍSMICA TRANSVERSAL QUE MUESTRA LOS YACIMIENTOS APILADOS EN LA FORMACIÓN FRIO .....	28
FIGURA 2.7 MAPA DE AMPLITUD DEL CAMPO GREAT WHITE .....	30
FIGURA 2.8 ESTRUCTURA DE LA FORMACIÓN FRIO EN LA QUE SE MUESTRAN LOS POZOS HORIZONTALES PERFORADOS Y TERMINADOS EN LAS ARENAS FR12 Y FR14 .....	32
FIGURA 2.9 ESQUEMA DE LA PLATAFORMA SPAR PERDIDO .....	34
FIGURA 2.10 SECCIÓN TRANSVERSAL DE LOS UMBILICALES DINÁMICOS Y CABLES CONECTORES.....	35
FIGURA 2.11 CONFIGURACIÓN DEL RISER DE PRODUCCIÓN. ....	36
FIGURA 2.12 ARQUITECTURA SUBMARINA DEL PROYECTO PERDIDO.....	37
FIGURA 2.13 ÁRBOL SUBMARINO UTILIZADO EN PERDIDO. ....	38
FIGURA 2.14 MANIFOLD SUBMARINO .....	39
FIGURA 3.1 EXTRAXTOR DE NIEBLA TIPO CICLÓNICO .....	42
FIGURA 3.2 PRINCIPALES COMPONENTES DEL SISTEMA BEC .....	46
FIGURA 3.3 PRINCIPALES COMPONENTES DEL MOTOR.....	47
FIGURA 3.4 PRINCIPALES COMPONENTES DE UN PROTECTOR CONVENCIONAL.....	47
FIGURA 3.5 COMPONENTES DE LOS SEPARADORES: A) CONVENCIONAL, B) DINÁMICO .....	49
FIGURA 3.6 COMPONENTES DE UNA BOMBA ELECTROCENTRÍFUGA SUMERGIBLE Y DE UNA DE SUS ETAPAS .....	50
FIGURA 3.7 GEOMETRÍAS CABLE DE POTENCIA (CIRCULAR Y PLANA) .....	51
FIGURA 3.8 CAÍDA DE VOLTAJE EN EL CABLE DE POTENCIA EN FUNCIÓN DE SU CALIBRE Y DE LA CORRIENTE ELÉCTRICA .....	52
FIGURA 3.9 COMPONENTES SUPERFICIALES DEL SISTEMA BEC.....	52
FIGURA 3.10 UBICACIÓN DEL PROYECTO PAZFLOR .....	55
FIGURA 3.11 ARQUITECTURA SUBMARINA DEL PROYECTO PAZFLOR .....	56
FIGURA 3.12 UNIDAD DE SEPARACIÓN SUBMARINA UTILIZADA EN PAZFLOR .....	57
FIGURA 3.13 UBICACIÓN DEL PROYECTO BC-10 .....	57



FIGURA 3.14 ARQUITECTURA SUBMARINA DEL PROYECTO BC-10 DURANTE LA FASE I.....	59
FIGURA 4.1 GRÁFICA DE CURVAS CARACTERÍSTICAS DE UN SISTEMA BEC.....	63
FIGURA 4.2 GRÁFICA DE CURVAS DE CAPACIDAD DE CARGA, QUE MUESTRAN LA VENTANA DE OPERACIÓN DE UNA BOMBA.....	66
FIGURA 4.3 CONFIGURACIÓN DEL SBS.....	67
FIGURA 4.4 CONJUNTO DE ENTRADA UTILIZADA EN EL CPP.....	68
FIGURA 4.5 CONFIGURACIÓN INTERNA DE RISER UTILIZADO EN EL CPP.....	69
FIGURA 4.6 CAISSON UTILIZADO EN EL CPP.....	70
FIGURA 5.1 ÁREAS DE MAYOR PRIORIDAD EN AGUAS PROFUNDAS MEXICANAS.....	73
FIGURA 5.2 UBICACIÓN DEL PROYECTO DE EXPLORACIÓN "ÁREA PERDIDO".....	74
FIGURA 5.3 ÁREA DE INTERÉS DEL PROYECTO Y CORTE TRANSVERSAL QUE MUESTRA LAS ESTRUCTURAS QUE PREDOMINAN EN ESTA ZONA.....	75
FIGURA 5.4 UBICACIÓN DEL POZO TRIÓN-1 DENTRO DEL CINTURÓN SUBSALINO.....	77
FIGURA 5.5 SECCIÓN SÍSMICA DEL CINTURÓN SUBSALINO.....	78
FIGURA 5.6 UBICACIÓN DEL POZO SUPREMUS-1 EN EL CPP.....	79

## LISTA DE TABLAS

TABLA 1.1 CLASIFICACIÓN DE AGUAS PROFUNDAS EN FUNCIÓN DEL TIRANTE DE AGUA.....	1
TABLA 1.2 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS ESTRUCTURAS FLOTANTES.....	16
TABLA 2.1 PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE FORMACIONES PRODUCTORAS Y DE LOS FLUIDOS EN EL CPP.....	33
TABLA 3.1 CARACTERÍSTICAS PRÁCTICAS DE LOS DIFERENTES TIPOS DE SEPARADORES.....	49
TABLA 4.1 LEYES DE AFINIDAD.....	65
TABLA 5.1 RECURSOS PROSPECTIVOS AL 1 ENERO DE 2012.....	72
TABLA 5.2 ÁREAS PRIORITARIAS A DESARROLLAR EN AGUAS PROFUNDAS.....	72
TABLA 5.3 NÚMERO DE OPORTUNIDADES PARA AMBAS ÁREAS.....	75
TABLA 5.4 POZOS EXPLORATORIOS CONSIDERADOS PARA EL PERIODO 2012-2026.....	76
TABLA 5.5 PLAYS A EVALUAR MEDIANTE LA PERFORACIÓN DE LOS 3 PRIMEROS POZOS EXPLORATORIOS.....	77