



Universidad Nacional Autónoma de México

Facultad de Ingeniería

Título de la tesis:

Soluciones de producción para campos en aguas profundas

Autores:

Avalos García Marcos

Contreras Estrella Juan Manuel

Director:

Dr. Néstor Martínez Romero

Agradecimientos personales de:

Avalos García Marcos

A mi madre Juana García Rosas

Por toda su dedicación, comprensión, entrega y apoyo para que pudiera alcanzar esta meta, gracias.

A mis hermanos:

Juan Jesús Avalos García

Eduardo Javier Avalos García

Por todo su apoyo y ejemplo para poder alcanzar esta meta, gracias

**Agradecimientos personales de:
Juan Manuel Contreras Estrella**

**A mis padres María del Carmen
Estrella Montoya y Juan Manuel
Contreras Villagomez**

Por todo su amor, apoyo en las buenas, en las malas y por estar siempre pendiente de mis estudios, e inculcarme la idea de siempre luchar por mis sueños, seguir siempre adelante sin mirar atrás, gracias nunca los defraudare, los amo.

**A mis tías y prima María Elena
Estrella Montoya, Ana Lilia
Estrella Montoya y Mayra Morfin
Estrella.**

Por el ejemplo, apoyo y motivación, a ser un persona exitosa en todo lo que haga y por toda la confianza que depositaron en mi.

**A mis hermanos Carlos Augusto,
Luis Roberto, José Rodrigo,** a
pesar de nuestras diferencias siempre
estaremos juntos en las buenas y en
las malas, todo se puede en esta vida
luchen por sus objetivos, siempre
vean hacia adelante yo los apoyare
siempre en todo lo que se propongan
hacer.

**A mi novia Ana Cecilia Gutiérrez
Copca,** gracias amor por todo el
apoyo que me haz dado en estos últimos
años, por fin lo conseguimos, te amo.

**A los padres de mi novia Martha
Copca y Alejandro Gutiérrez,**
gracias por el apoyo y la gran
confianza que me tienen, no los
defraudare.

**A mis abuelos: Gildardo
Contreras, Jovita Villagomez,** por
que me cuidaron desde muy pequeño
y supieron guiarme con su sabiduría
e inculcarme ,humildad, honestidad
y el trabajo digno.

Agradecimientos generales:

Agradecemos de manera muy especial a todos los que contribuyeron en la realización de este trabajo de tesis, así como también a todos aquellos que nos apoyaron durante la carrera.

Dr. Néstor Martínez Romero, PEP

Ing. Iván Santamaría Vite, PEP

(Director de la división de aguas profundas), IMP

Dr. Alberto Omar Vázquez Hernández, IMP

M.C. Adolfo Contreras Ruiz Esparza, IMP

Al grupo de capacitación del programa de formación profesional en aguas profundas:

Ing. Ana Berta Gonzales, IMP

M.I. Mario Becerra Zepeda, UNAM

M.I. José Ángel Gómez Cabrera, UNAM

Ing. Guillermo Trejo Reyes, UNAM

Ing. Tomás Pérez García, UNAM

Índice.

Resumen.

Introducción.

Capítulo 1. Aspectos a considerar para el diseño y selección de equipos submarinos y superficiales.

1.1. Metaoceánica.

1.1.1. Presión.

1.1.2. Viento.

1.1.3. Temperatura.

1.1.4. Densidad.

1.1.5. Corrientes marinas.

1.1.6. Mareas y oleaje.

1.2. Condiciones del medio en el Golfo de México.

1.2.1. Causa y evolución.

1.2.2. Batimetría y topografía.

1.2.3. Tipos de sedimentos.

1.3. Condiciones ambientales en el Golfo de México.

1.3.1. Nortes.

1.3.2. Huracanes.

1.4. Aseguramiento de flujo.

1.4.1. Mediciones y muestreo del pozo.

1.4.2. Análisis de Laboratorio.

1.4.2.1. Parafinas.

1.4.2.2. Asfáltenos.

1.4.2.3. Hidratos de gas.

1.4.3. Modelado.

1.4.3.1. Comportamiento del fluido de producción.

1.4.3.2. Patrones de flujo.

1.4.3.3. Otros factores de diseño.

1.4.4. Selección del sistema.

1.4.5. Estrategias de prevención.

1.4.6. Estrategias de remediación.

Capítulo 2. Sistemas submarinos de producción.

2.1. Equipos submarinos.

2.1.1. Árboles submarinos.

2.1.1.1. Verticales.

2.1.1.2. Horizontales.

2.1.1.3. *Mudline*.

2.1.2. *Manifolds* y *Templetes, Sleds*.

2.1.3 *Jumpers*.

2.1.4 Vehículo de operación remota, Remotely Operated Vehicle, ROV.

2.2. Proceso submarino.

2.2.1. Separadores submarinos.

2.2.2. Bombas multifásicas.

2.3. Sistemas de control.

2.3.1. Equipos superficiales.

2.3.2. Cables umbilicales.

2.3.3. Equipos submarinos.

2.4. Líneas de Producción y Risers.

2.5. Arquitectura Submarina.

2.5.1. Configuración satélite.

2.5.2. Configuración *cluster manifold*.

2.5.3. Configuración de templete.

2.5.4. Pruebas de factibilidad.

Capítulo 3. Tipos de plataformas utilizadas en aguas profundas.

3.1. Sistemas fijos.

3.1.1. Plataforma convencional.

3.1.2. Plataformas de concreto.

3.1.3. Plataformas complacientes o torres flexibles.

3.2. Sistemas flotantes.

3.2.1. Plataformas ancladas por tensores, Tension Legs Plataform ,TLP.

3.2.1.1. TLP Convencional.

3.2.1.2. *Mini TLP (Monocolum o Sea Star).*

3.2.2. *Spar.*

3.2.3. Semisumergible.

3.2.4. Sistemas flotantes tipo barco.

3.2.4.1. Sistema flotante de procesamiento, almacenamiento y descarga, Floating Production Storage and Offloading, FPSO.

3.2.4.2. Sistema flotante de almacenamiento y descarga, Floating Storage and Offloading, FSO.

3.2.4.3. Sistema flotante de perforación, procesamiento, almacenamiento y descarga, Floating Drilling Production Storage and Offloading, FDPSO.

3.2.5. SSP, Sevan Stabilized Platform.

3.3. Sistemas de Anclaje ,*Mooring.*

3.3.1. Anclaje extenso,Spread Mooring, SM.

3.3.2 Sistema de anclaje de un punto, Single Point Mooring, SPM.

3.3.3. Componentes de anclaje.

3.3.4. Sistema de posicionamiento dinámico, Dynamic Position, DP.

3.4. Sistemas de exportación.

3.4.1. *Swivel*.

3.4.2. *Risers* y línea de producción.

3.4.3 Transferencia al buque tanque exportador.

3.4.3.1. Transferencia de costado.

3.4.3.2. Transferencia tipo *tandem*.

3.4.3.3. Sistema de anclaje de descarga aislado.

3.4.4. Transferencia a la costa.

3.4.5. Consideraciones de diseño de sistemas de exportación de gas y agua.

Capítulo 4. Planeación para la explotación y desarrollo de campos.

4.1. Aspectos a considerar en planeación integral para el desarrollo de campos

4.1.1. Desarrollo del concepto.

4.1.2. FEED.

4.1.3. Detalle de ingeniería.

4.1.4. Comisión.

4.1.5. Puesta en marcha.

4.2. Aspectos económicos a considerar en el desarrollo de campos.

4.2.1. DRILLEX.

4.2.2. CAPEX.

4.2.3. OPEX.

Capítulo 5. Caso de estudio.

5.1. Planteamiento.

5.2. Selección del equipo submarino y sistema de control para todos los casos.

5.3. Caso P-10.

5.3.1. Perfil de producción.

5.3.2. Arquitectura submarina.

5.3.3. Selección del equipo superficial de producción.

5.4. Caso P-50.

5.4.1. Perfil de producción.

5.4.2. Arquitectura submarina.

5.4.3. Selección del equipo superficial de producción.

5.4. Caso P-90.

5.5.1. Perfil de producción.

5.5.2. Arquitectura submarina.

5.5.3. Selección del equipo superficial de producción.

Capítulo 6. Conclusiones y Recomendaciones.

Apéndice A. Nomenclatura.

Apéndice B. Glosario.

Bibliografía.

Resumen

Los hidrocarburos representan la principal fuente de energía del mundo, en la actualidad prácticamente toda el transporte y la industria en general necesita de este recurso, la demanda de esta fuente energía ha ido creciendo de forma exponencial igual que la población mundial en la actualidad los países con un ritmo acelerado de crecimiento como China o países ya industrializados como los Estados Unidos de América y el Reino Unido son los principales consumidores a nivel mundial de petróleo. México no es la excepción, los hidrocarburos representan también la base del transporte y la industria, pero más allá de las necesidades de consumo México depende del petróleo como la principal fuente de ingresos para el gobierno federal por lo que la explotación de petróleo en nuestro país es estratégica para el desarrollo nacional.

La explotación de hidrocarburos en nuestro país se realiza principalmente en el mar en yacimientos situados cerca de la costa donde las profundidades marinas son bajas, en la actualidad esos yacimientos se encuentran ya en su fase de declinación o bien están próximos a alcanzarla. El potencial que existe de encontrar nuevos yacimientos en el fondo del mar a profundidades de más de 500 metros en aguas del Golfo de México son muy altas de acuerdo con la similitud y relación entre las formaciones del mismo golfo pero en territorio estadounidense, donde la actividad de extracción es muy alta, y los datos sísmicos que se tienen de la región.

Si bien es cierto la experiencia en la explotación de campos que se encuentran en aguas profundas en nuestro país es prácticamente nula por lo que es de vital importancia para todos los involucrados con la industria de la extracción de hidrocarburos comenzar a entender las necesidades y asimilar la tecnología de los retos que representa la explotación de campos con estas características.

Este trabajo aporta una descripción general de los conceptos involucrados en la extracción de hidrocarburos en aguas profundas, las condiciones del medio donde se realiza la explotación, así como las características fundamentales a considerar para garantizar la viabilidad de los proyectos en este nuevo reto.

Para el desarrollo de un campo en aguas profundas es necesario conocer las principales características del equipo y la tecnología que se emplea en estos proyectos, por lo que este trabajo presenta una introducción de los principales equipos submarinos, sus características, aplicación, métodos de instalación, rangos de operación y todos los temas y conceptos involucrados con la selección y operación. También se plantea las características principales de las plataforma y equipos superficiales que tienen uso en la explotación de este tipo de campos, es muy importante conocer todos los aspectos relacionados con la instalación y sus capacidades de manejo de hidrocarburos ya que de ello depende las dimensiones y características de las soluciones superficiales de explotación.

Una vez planteado un panorama general de los equipos y temas relacionados con la explotación de hidrocarburos en aguas profundas se plantea un caso de estudio en el cual se aplican todos los

conceptos mostrados en los capítulos anteriores, este caso de estudio se genera a partir de datos de pruebas de producción, de las principales características de medio, así como, de datos generales del yacimiento. A partir de estos datos se generan escenarios de explotación se plantean tres casos de acuerdo a las probabilidades de que se presenten, teniendo el caso más desfavorable, un caso intermedio y el caso más óptimo.

Una vez planteados los escenarios se realiza el análisis de producción para mantener las condiciones de explotación lo más estables el mayor tiempo posible en cada caso. De acuerdo a nuestros pronósticos y planteamiento de la explotación se realiza la selección del equipo submarino y superficial que resulte más óptimo de acuerdo a los requerimientos técnicos del equipo y de las condiciones prevalecientes en el medio.

De esta manera el trabajo presenta la selección de las soluciones para la explotación de hidrocarburos en aguas profundas, siendo un material de introducción y apoyo para los involucrados en este tipo de actividades y los interesados en el tema en general ante los nuevos retos que representa para nuestro país la extracción de tipo de escenarios.

Introducción

Los hidrocarburos representan la principal fuente de energía del mundo, en la actualidad prácticamente toda el transporte y la industria en general necesita de este recurso, la demanda de esta fuente energía ha ido creciendo de forma exponencial igual que la población mundial en la actualidad los países con un ritmo acelerado de crecimiento como China o países ya industrializados como los Estados Unidos de América y el Reino Unido son los principales consumidores a nivel mundial de petróleo. México no es la excepción, los hidrocarburos representan también la base del transporte y la industria, pero más allá de las necesidades de consumo México depende del petróleo como la principal fuente de ingresos para el gobierno federal por lo que la explotación de petróleo en nuestro país es estratégica para el desarrollo nacional.

La explotación de hidrocarburos en nuestro país se realiza principalmente en el mar en yacimientos situados cerca de la costa donde las profundidades marinas son bajas, en la actualidad esos yacimientos se encuentran ya en su fase de declinación o bien están próximos a alcanzarla. El potencial que existe de encontrar nuevos yacimientos en el fondo del mar a profundidades de más de 500 metros en aguas del Golfo de México son muy altas de acuerdo con la similitud y relación entre las formaciones del mismo golfo pero en territorio estadounidense, donde la actividad de extracción es muy alta, y los datos sísmicos que se tienen de la región.

Si bien es cierto la experiencia en la explotación de campos que se encuentran en aguas profundas en nuestro país es prácticamente nula por lo que es de vital importancia para todos los involucrados con la industria de la extracción de hidrocarburos comenzar a entender las necesidades y asimilar la tecnología de los retos que representa la explotación de campos con estas características.

Este trabajo aporta una descripción general de los conceptos involucrados en la extracción de hidrocarburos en aguas profundas, las condiciones del medio donde se realiza la explotación, así como las características fundamentales a considerar para garantizar la viabilidad de los proyectos en este nuevo reto.

Para el desarrollo de un campo en aguas profundas es necesario conocer las principales características del equipo y la tecnología que se emplea en estos proyectos, por lo que este trabajo presenta una introducción de los principales equipos submarinos, sus características, aplicación, métodos de instalación, rangos de operación y todos los temas y conceptos involucrados con la selección y operación. También se plantea las características principales de las plataforma y equipos superficiales que tienen uso en la explotación de este tipo de campos, es muy importante conocer todos los aspectos relacionados con la instalación y sus capacidades de manejo de hidrocarburos ya que de ello depende las dimensiones y características de las soluciones superficiales de explotación.

Una vez planteado un panorama general de los equipos y temas relacionados con la explotación de hidrocarburos en aguas profundas se plantea un caso de estudio en el cual se aplican todos los conceptos mostrados en los capítulos anteriores, este caso de estudio se genera a partir de datos de pruebas de producción, de las principales características de medio,

así como, de datos generales del yacimiento. A partir de estos datos se generan escenarios de explotación se plantean tres casos de acuerdo a las probabilidades de que se presenten, teniendo el caso más desfavorable, un caso intermedio y el caso más óptimo.

Una vez planteados los escenarios se realiza el análisis de producción para mantener las condiciones de explotación lo más estables el mayor tiempo posible en cada caso. De acuerdo a nuestros pronósticos y planteamiento de la explotación se realiza la selección del equipo submarino y superficial que resulte más óptimo de acuerdo a los requerimientos técnicos del equipo y de las condiciones prevalecientes en el medio.

De esta manera el trabajo presenta la selección de las soluciones para la explotación de hidrocarburos en aguas profundas, siendo un material de introducción y apoyo para los involucrados en este tipo de actividades y los interesados en el tema en general ante los nuevos retos que representa para nuestro país la extracción de hidrocarburos en este tipo de escenarios.

Capítulo 1.

Aspectos a considerar para el diseño y selección de equipos submarinos y superficiales.

1.1. Metaoceánica

La metaoceánica es la unión de dos especialidades que son, la Meteorología y la Ingeniería Oceánica, esta actividad actúa como apoyo para el diseño y el funcionamiento de estructuras que operan en los mares.

Los estudios de metaoceánica se sustentan principalmente en las estadísticas de parámetros oceanográficos, utilizando modelos numéricos en la identificación y valoración de mediciones características de los fenómenos de interés.

Estos estudios se emplean para diseñar y operar instalaciones costa afuera como: plataformas, sistemas de producción de aceite y gas, etc., de una manera segura y eficiente debido a que es esencial un buen conocimiento de las condiciones meteorológicas y oceanográficas a las cuales los dispositivos pueden estar expuestos, ver Fig.1.1.



Fig.1.1. Plataforma afectada por las condiciones meteorológicas.

Para los propósitos de diseño la información de las condiciones metaoceánicas que pudieron ocurrir una vez en cientos años, pueden ser requeridas para estimar valores extremos asociados a los períodos de regreso de 100 años, más allá de esto es un área de investigación activa.

Los factores ambientales que afectan a las instalaciones con mayor importancia son:

- El viento.
- Corrientes marinas.
- Condiciones de marea.

Sin embargo, en algunas localizaciones y en operaciones específicas, existen otros parámetros que pueden ser importantes como son presión, temperatura del aire y del mar, y la densidad de los océanos.

1.1.1. Presión atmosférica

Es la presión del aire sobre la superficie terrestre, cuando el aire está frío, éste desciende, haciendo aumentar la presión. Se forma, entonces, un anticiclón térmico. El aire frío y el cálido tienden a no mezclarse, debido a la diferencia de densidad, pero cuando se encuentran en superficie, el aire frío empuja hacia arriba al aire caliente provocando un descenso de la presión, por lo que se forma un ciclón, (ver capítulo 1.3.2.), esta zona de contacto es la que se conoce como frente.

La atmósfera tiene una presión promedio de 14.69 lb/pg^2 al nivel del mar. La medida de presión atmosférica del Sistema Internacional de Unidades, SI es el newton por metro cuadrado, N/m^2 o Pascal, Pa. La presión atmosférica a nivel del mar en unidades internacionales es $101,325 \text{ N/m}^2$ o Pa.

1.1.2. Viento

Es el movimiento de desplazamiento del aire que se genera desde zonas de alta presión a zonas de baja presión, determinando los vientos dominantes de un área o región. Se toman en cuenta numerosos factores locales que influyen o determinan los caracteres de intensidad y periodicidad de los movimientos del aire.

Existen dos métodos que se utilizan generalmente para determinar los efectos del viento a través de modelos estadísticos y en lo que se considera lo siguiente:

- Las fuerzas del viento se tratan como constante y se calculan en base a un 1 min promedio de velocidad.
- La fuerza del viento se calcula en base de la componente constante, basado en la velocidad promedio de 1 hr, más el tiempo de diversas componentes calculadas empíricamente adecuados al espectro de la ráfaga de viento.

Un tipo de vientos muy importantes para las formaciones de huracanes son los vientos alisios, los cuales soplan de manera relativamente constante en verano y poco en invierno, ver Fig.1.2. Circulan entre los trópicos, desde los 30 a 35° de latitud hacia el ecuador. Se dirigen desde las altas presiones subtropicales, hacia las bajas presiones Ecuatoriales. El movimiento de rotación de la tierra desvía estos vientos hacia el oeste, y por ello soplan del noreste al suroeste en el hemisferio norte y del sureste hacia el noroeste en el hemisferio sur.

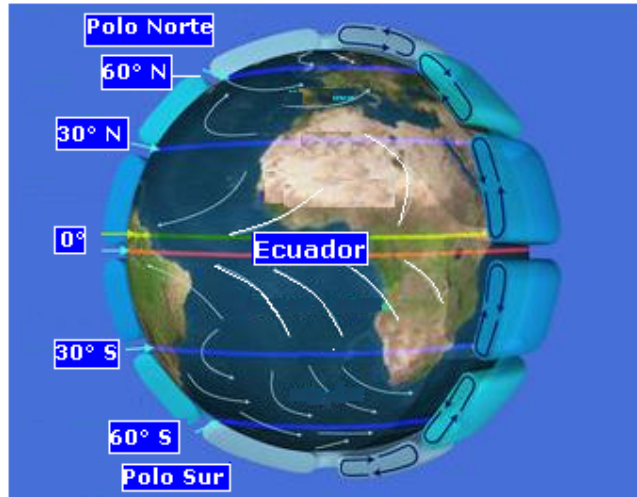


Fig.1.2. Comportamiento de los vientos alisios.

En el Golfo de México durante los meses de febrero a septiembre, los vientos obedecen un patrón y se clasifican como vientos dominantes del este. Durante el periodo de octubre a abril se les da el nombre de "Nortes", estas veloces ráfagas alcanzan velocidades de hasta 23 km/hr, y además tienden a una reducción de la temperatura en el clima, ver capítulo 1.3.1.

La medición de la velocidad y dirección del viento se efectúa con instrumentos registradores llamados anemómetros, que disponen de dos sensores, uno para medir la velocidad y otro para medir la dirección del viento. Las mediciones se registran en anemógrafos, ver Fig.1.3.



Fig.1.3. Anemómetros.

1.1.3. Temperatura

Los océanos sufren los efectos de la radiación solar, que a su vez asimilan su calor en los diez primeros metros de la superficie. Las condiciones ambientales de la superficie mezclan rápidamente este calor en dirección descendente, hasta llegar a un límite entre el agua de la superficie y las capas más profundas que no están mezcladas. Este límite comienza dentro de los 100 a 400 m, desde ese punto, se extiende por varios cientos de metros de profundidad. En

esta zona limitante tendrá un cambio rápido de la temperatura de forma descendente en función de la profundidad, a esta variabilidad se le llama termoclina, ver Fig.1.4.

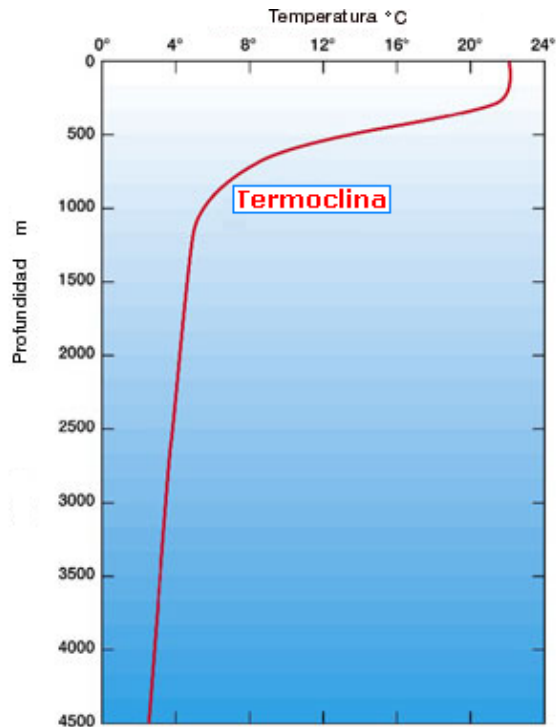


Fig.1.4. Distribución vertical de la temperatura.

La temperatura del agua superficial varía fundamentalmente con la latitud. Los mares de los polos pueden ser tan fríos que alcanza a tener hasta $-2\text{ }^{\circ}\text{C}$, mientras que el Golfo Pérsico llega a los $36\text{ }^{\circ}\text{C}$. La temperatura promedio en las aguas de la superficie océanos es de aproximadamente $17\text{ }^{\circ}\text{C}$. En el Golfo de México la termoclina es poco profunda, se encuentra alrededor de los 50 m.

En las profundidades de los océanos la mayor parte del volumen total se encuentra por debajo de la termoclina, esto se debe a que esta zona no está bien mezclada por lo que también están en capas horizontales de densidad constante; y gran parte de estas capas de agua tienen una temperatura entre los 0 y $3\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Las mediciones de las temperaturas se llevan a cabo mediante termómetros que se colocan en boyas. Cada boya está programada a hundirse 2,000 m por debajo de la superficie, y se mantienen en esa profundidad durante 10 días aproximadamente. Posteriormente, el flotador emergerá de vuelta hacia la superficie a medida que mide continuamente la temperatura y salinidad. Una vez que el flotador llega hasta la superficie, la información recopilada se envía directamente a un satélite, de manera que los científicos dispongan, en tiempo real, de esta información. Cada flotador tiene una duración de 4-5 años. Con frecuencia, a una mayor profundidad, las mediciones de temperatura y salinidad se llevan a cabo a través de un instrumento que se sumerge en el agua desde un barco o plataforma, ver Fig.1.5.



Fig.1.5. Boyas de medición.

1.1.4. Densidad

La densidad de las masas de agua en los océanos se debe a que está en función de:

- La profundidad.
- Salinidad.
- Contenido de nutrientes de cada región oceánica.
- Temperatura.

Los cambios en la densidad del agua resultan a partir de procesos tales como la evaporación o calentamiento que ocurre en la superficie del mar. Por consiguiente las masas de agua más densas tienden a hundirse y las menos densas se posicionan sobre de estas; por esta razón se establecen dos secciones principales que se encuentra en los océanos, de nombre capa superficial o capa de mezcla y la capa de aguas profundas.

La capa superficial, está en la superficie de los océanos sobre la capa de aguas profundas; esta capa esta expuesta a factores ambientales como, olas, corrientes marinas, lluvias y huracanes, que se encargan de mezclarla. La profundidad de esta capa ocupa los primeros 100 ó 150 m.

Existe una capa límite entre la capa superficial y la capa de las aguas profundas, en la cual esta capa sufre de grandes cambios en la temperatura (termoclina) y en la salinidad (haloclina), lo cual produce un cambio brusco en la densidad, y es conocido como picnoclina, ver Fig.1.6.

En esta capa se encuentran las aguas profundas y más densas del océano. Las grandes diferencias en densidad que definen la picnoclina aíslan las aguas someras de las aguas profundas del océano. La excepción se encuentra en las regiones polares donde la termoclina, la haloclina y la picnoclina están ausentes, y a su vez no existe una fuerte estratificación de densidad. Esta ausencia permite el intercambio entre la atmósfera y las aguas profundas del océano. Se piensa, generalmente, que el aumento en la concentración de oxígeno en aguas profundas se debe principalmente al intercambio atmosférico con aguas superficiales en áreas polares.

Las sales disueltas en el agua tienden a ser rechazadas por la formación de hielo, de manera que el hielo marino tiene sólo 1% de sal. A causa de la menor cantidad de sal, el hielo derretido es apto para el consumo.

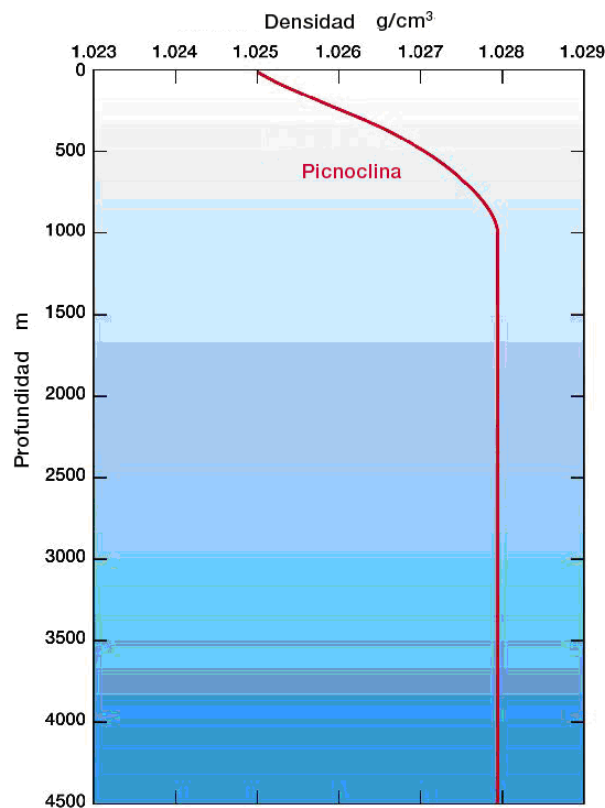


Fig.1.6. Distribución vertical de la densidad.

1.1.5. Corrientes marinas

Es un movimiento de transferencia de masa de agua continuo y permanente de determinados océanos, y en menor grado de los mares más extensos.

Principalmente se originan por la diferencia de densidad del agua, que es mayor cuanto más fría o salada sea, tendiendo a hundirse para dar lugar a una circulación termohalina que esta condicionada por la diferencia de temperatura o salinidad en vertical. El movimiento tiende a descender, provocando el afloramiento del agua más profunda y cálida para ocupar su lugar. Este descenso puede verse dificultado por el aporte de agua dulce, que podrían ser las desembocaduras de los río.

Esta circulación comienza en las proximidades de Groenlandia, cerca del límite de los hielos, dónde el agua tiende a hundirse por ser salada y fría. Esta corriente recorre el fondo oceánico del Atlántico de norte a sur, hasta que entra en contacto con las frías aguas del océano Antártico y asciende, retornando parte de ella hasta su lugar de origen y el resto sumergida nuevamente, debido al intenso enfriamiento superficial discurre por el fondo del océano Índico donde una vez más asciende hasta llegar al Pacífico donde definitivamente asciende y se calienta, ver Fig.1.7.



Fig.1.7. Corrientes marinas.

La circulación de la corriente marina del Golfo de México, esta afectada por las aguas cálidas y salinas que entran por el estrecho de Yucatán y que salen por la Florida. Durante la circulación de esta corriente tiende a formar anillos que se mueven al interior del golfo, de manera

anticiclónica (en dirección de las manecillas del reloj) que a su vez afecta en las capas de agua adyacentes, formando movimientos en sentido opuesto, creando de esta forma remolinos ciclónicos. El resto de las aguas continúan su circulación hacia la Florida, ensanchándose hacia el noreste, formando curvas cerradas en la trayectoria de la corriente con dirección norte y sur de su eje; con una velocidad de 0.5 nudos (0.926 km/hr) y en su velocidad máxima de 4 nudos (7.4 km/hr).

Este comportamiento es conocido como “corriente de lazo”. Al perder fuerza la corriente de lazo, durante julio, octubre y noviembre, se formara durante estos meses los “giros anticiclónicos”, con una vorticidad mayor en estos meses, debido a que no tendrán mucho de haberse creada, por lo que tendrán su fuerza inicial; y durante su traslado en dirección oeste del golfo se perderán. Estos anillos se han detectado hasta los 1,200 m de profundidad, ver Fig.1.8.

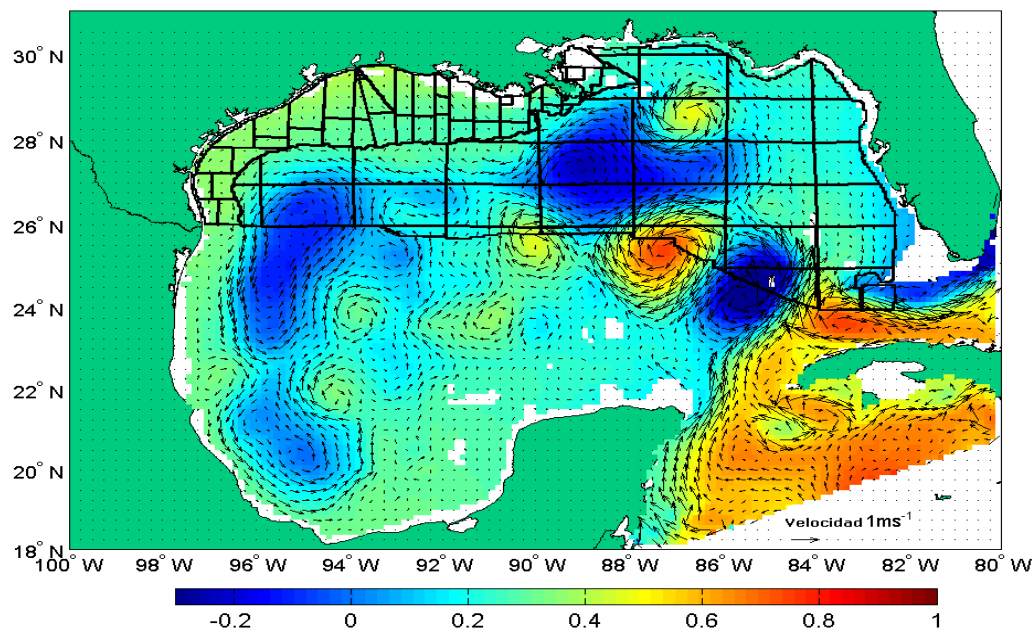


Fig.1.8. Corrientes de lazo y giros anticiclónicos.

1.1.6. Mareas y oleaje

La marea es el cambio periódico del nivel del mar, que es producido principalmente por las fuerzas gravitacionales que ejercen la luna y el sol. También, otros fenómenos físicos pueden producir variaciones en el nivel del mar como la presión atmosférica.

Otros fenómenos ocasionales, como los vientos, las lluvias, y los *tsunamis* provocan variaciones del nivel del mar, pero no son tan frecuentes como para que puedan ser calificados como mareas.

Los principales términos empleados en la descripción de las mareas son los siguientes:

- Marea alta o pleamar: es cuando el agua del mar alcanza su máxima altura dentro del ciclo de las mareas; se producen con la atracción gravitacional de luna llena y la luna nueva; cuando el sol, la luna y la tierra se encuentran alineados. La marea alta que se produce durante la fase de luna nueva se denomina "marea alta de conjunción"; y la que se produce mientras tiene lugar la fase de luna llena se llama "marea alta de oposición", ver Fig.1.9.
- Marea muerta, bajamar: es cuando el mar alcanza su menor altura; se producen durante las fases de cuarto creciente y cuarto menguante, cuando las posiciones de la Tierra, el Sol y la Luna forman un ángulo aparente de 90° .



Fig.1.9. Marea alta.

El oleaje se forma por la acción del viento con el nivel superficial de agua de los océanos. Las olas son movimientos ondulatorios, oscilaciones periódicas de la superficie del mar, formadas por crestas y depresiones que se desplazan horizontalmente.

Para el estudio de las olas, éstas se dividen en: olas de agua profunda, que no están influenciadas por el fondo, y se mueven independientemente de él y, olas costeras en que por disminución de la profundidad del agua, su forma y movimiento están afectados por el fondo.

Las olas se caracterizan por: longitud de onda, período, pendiente, altura, amplitud y velocidad de propagación. Como las olas son muy variables para analizarlas y describirlas se usan métodos estadísticos. Por lo que para la altura de ola, normalmente se refiere a la altura significativa, esto es el promedio de $1/3$ de las olas más altas observadas en una serie en un período de tiempo determinado, en el Océano Atlántico la altura significativa de las olas es alrededor de 2 m, ver Fig.1.10.



Fig.1.10. Ola.

1.2. Condiciones del medio en el Golfo de México

1.2.1. Formación y evolución

La tierra es un sistema dinámico que en su historia ha sufrido cambios en su estructura debido al movimiento de placas tectónicas y por consiguiente el movimiento de lo que ahora conocemos como continentes. El conocimiento del pasado geológico de la tierra es muy importante para conocer el presente; y de esta forma considerar estrategias para la explotación de los recursos energéticos en aguas profundas.

Para la formación de las cuencas del Golfo de México y su evolución se basan en modelos geológicos como:

- Movimientos de la placa norteamericana y sudamericana-africana.
- Movimientos compresionales y distensionales.
- Ubicación de la porción sur de México anterior a su posición actual.

Los autores Freeland y Dietz (1971) basándose en modelos y en teorías de Bullard (1965), explican que durante el Mesozoico temprano, América Central y el sur de México estaban por debajo de América del Sur y que la evolución geotectónica y la apertura de la región del Golfo de México fueron a través de siete eventos tectónicos, ver Fig.1.11.



Fig.1.11. Modelo de Bullard.

Aproximadamente hace 200 m.a., durante el periodo el Triásico Tardío, se inicio la formación del protoocéano del Atlántico Norte, separándose Norte América de Sudamérica, mediante un punto de rotación situado cerca de lo que en la actualidad es España, que permitió mover a Norteamérica en un ángulo de 10° en sentido de las manecillas del reloj, mientras que Sudamérica aun permanecía unida a África, ver Fig.1.12.

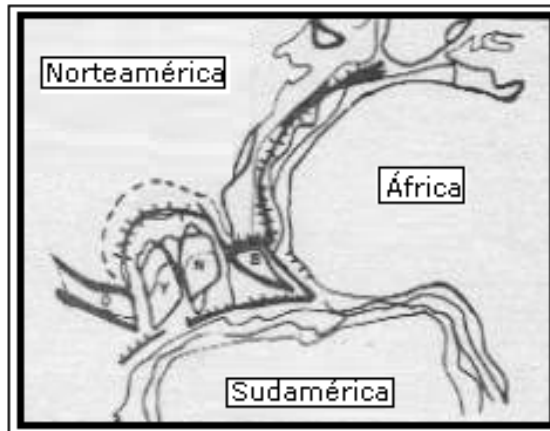


Fig.1.12. Evolución geotectónica del Golfo de México.

El movimiento de la placa formo una falla lateral izquierda que favoreció la migración del bloque de las Bahamas hacia el NE y provocó la formación del Golfo de México.

En el Jurásico temprano (170 m.a.), el proceso de apertura del Golfo continuaba, mientras que las cuencas eran muy pequeñas y carentes de circulación con el océano mundial, lo cual provocó una alta evaporación que dió origen a estructuras evaporíticas y salinas.

Como clara evidencia que soporta esta teoría en la dirección oeste del Golfo de México, en la parte del abanico del Mississippi, que se extiende sobre el talud continental, se encuentra un relieve quebrado formado por intrusiones o domos salinos, los cuales se encuentran en una especie de franja. Estas estructuras salinas también son encontradas en la sonda de Campeche donde forma un conjunto más pequeño, ver Fig.1.13.

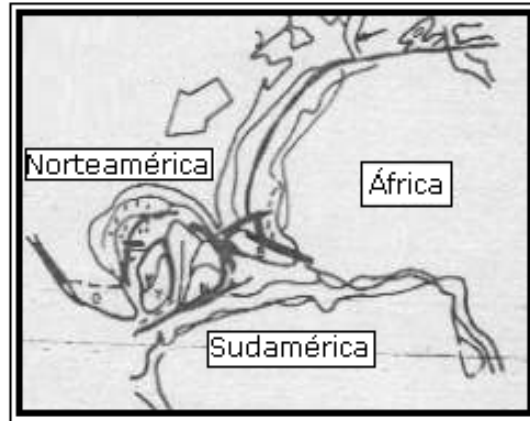


Fig.1.13. Evolución geotectónica del Golfo de México del Jurásico temprano.

A finales del Cretácico Inferior (100 m.a.), África se desprendió de Sudamérica formando una nueva placa; esta y la sudamericana al moverse hacia el oeste, se encontró con una zona de subducción en el Pacífico, ver Fig.1.14.

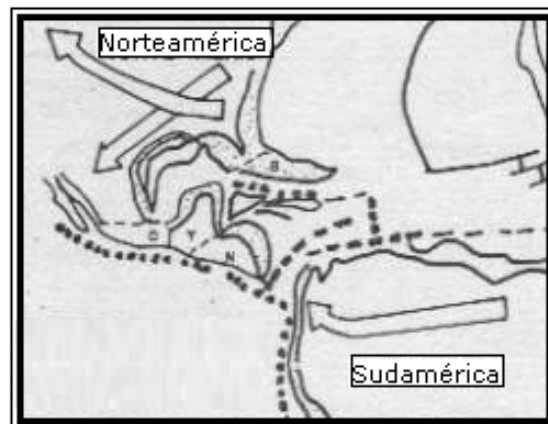


Fig.1.14. En el Cretácico inferior.

Durante el Cenozoico (< 40 m.a.), continuaron los movimientos diferenciales de las dos placas americanas. Actualmente, estas placas se observan como dos entidades diferentes separadas por la falla Caimán - Puerto Rico, de tal modo que el Golfo de México pertenece a la placa Norteamericana y la región del Caribe a la placa Sudamericana, ver Fig.1.15.

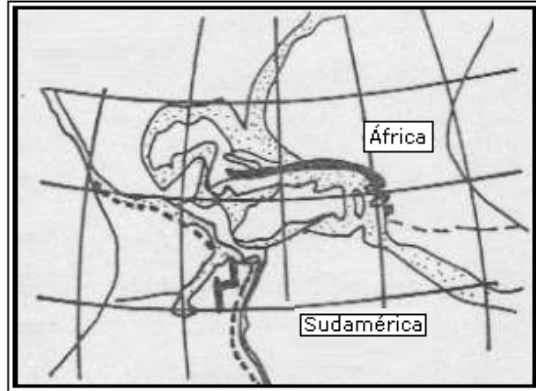


Fig.1.15. En el Cenozoico.

1.2.2. Batimetría y Topografía

La batimetría es el estudio que mide las profundidades oceánicas para la determinación de la topografía del fondo del mar, estas mediciones se realizan con sonares instalados en un buque, estos envían una onda de sonido hacia el fondo marino; el tiempo que tarda el sonido en viajar a través del agua (1,500 m/s), rebotar en el fondo y volver al buque, informa al equipo de la profundidad ($\text{Profundidad} = (\frac{1}{2} \cdot (1,500 \text{ m/s}) \cdot (\text{tiempo de viaje del eco}))$), apoyándose con un sistema de posicionamiento global, GPS, que especifica de forma exacta la posición de este; estas mediciones se procesan en un ordenador que lleva a bordo para la elaboración de una carta batimétrica, ver Fig.1.16.

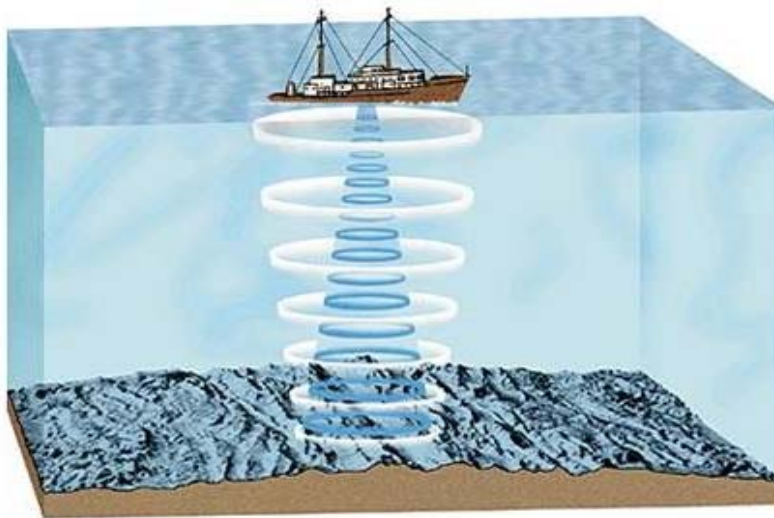


Fig.1.16. Batimetría.

El Golfo de México es una cuenca, con profundidad aproximada de 2,500m. Se extiende en un área total de 1, 768,000 km con regiones muy profundas mayores a 3,400 m.

En su porción norte, el Golfo de México pertenece a la zona económica de E.U.A., donde la plataforma continental está ampliamente desarrollada sobre todo en la península de la

Florida. No obstante, dentro del territorio mexicano es muy estrecha, con la notable excepción de la península de Yucatán.

La descripción de las características geomorfológicas del Golfo de México, se explica a partir de una caracterización dividida en siete provincias.

La primera provincia rodea la plataforma de la costa occidental de la Florida, hacia el sur la inclinación de su pendiente va de 100 a 1,000 m de profundidad, esta pendiente tiene como nombre Escarpe de Florida (a).

La segunda provincia surge a partir de un cambio de dirección de la plataforma suroeste, la cual es angosta y se estrecha a un más cuando se acerca al delta del río Mississippi, constituyen una zona de elevaciones y depresiones denominada, Cañón de Soto (b), el cual alcanza profundidades hasta de 2,000 m.

La tercera provincia comprende la parte occidental del Cono del Mississippi (c) extendiéndose hasta el límite de la zona económica de México. La plataforma tiene 100 km de amplitud, su pendiente es ligera hasta los 200 m y después aumenta hasta alcanzar 1,000 m de profundidad.

La cuarta provincia se orienta al oeste y ocupa desde el delta del Río Bravo con 70 a 82 km de amplitud, resultado del aporte de sedimentos; hasta que la plataforma se va adelgazando en su trayectoria hacia el sur hasta llegar a la Sonda de Campeche (d) y alcanzar 33 a 37 km de amplitud; esta provincia alcanza una profundidad de 3,000 m.

La quinta provincia abarca la plataforma y talud continental del sur de Veracruz y parte de Campeche. La plataforma se amplía en dirección de la península de Yucatán con una extensión de 110 a 130 km frente a Punta Frontera, para después flexionarse y rodear la península. Presenta una débil pendiente de 1 a 5°, en donde se encuentran sedimentos de tipo carbonatos de origen biogénico. Su talud tiene un relieve similar al de la tercera provincia; en el cual los domos salinos se orientan en dirección al centro del Golfo México en forma de cordones alineados.

La sexta provincia comprende en su primera parte, el Cañón de Campeche (e), que es un rasgo sobresaliente del talud continental el cual se limita por el escarpe (corte de tierra) del mismo nombre (f) y cuyo origen puede estar relacionado con la evolución tectónica de la zona. El escarpe de Campeche se extiende a profundidades de 2, 400 a 2, 600 m bordeando por el occidente y noroeste a la plataforma de la península con una pendiente mayor a 45°.

La séptima provincia concierne a la parte central del Golfo de México y ocupa la Cuenca abisal de Sigsbee (g), nombrada de esta forma por tener las mayores profundidades y funcionar como captora de sedimentos. Se encuentra limitada por la isobata de 3,600 m de profundidad y muestra dos zonas a un más profundas, una de ellas a los 3, 735 m y la otra a los 3, 741 m, donde se localizan unas colinas de hasta 200 y 300 m de altura, ver Fig.1.17.

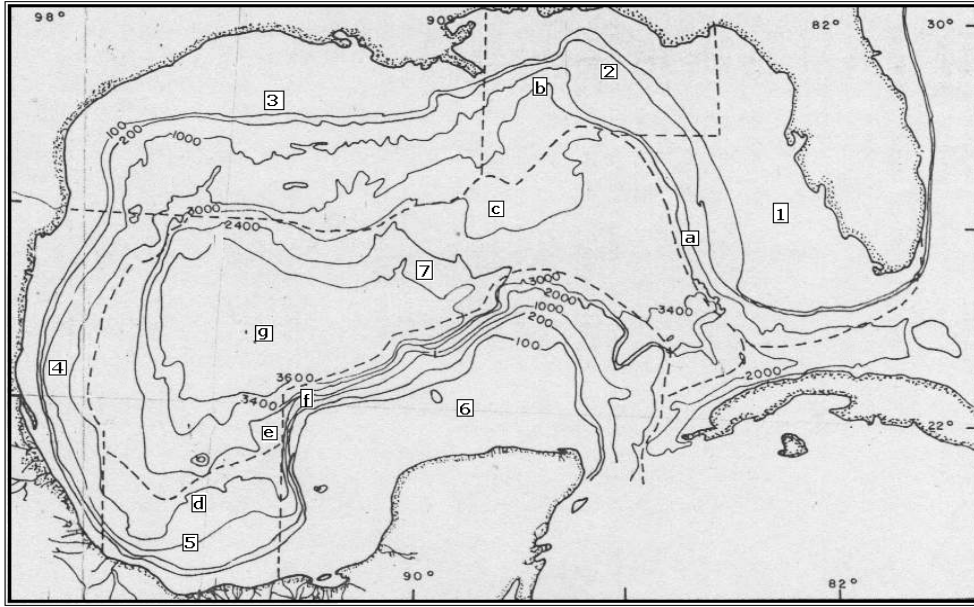


Fig.1.17.Rasgos batimétricos, topográficos y provincias del Golfo de México.

1.2.3. Tipos de Sedimentos

En la distribución de los sedimentos que constituyen el suelo del GM, se toma en cuenta su posible origen y se relaciona con las características específicas de la cuenca, para su estudio se divide en 7 provincias (al igual que en el tema de anterior).

La primera provincia, en esta zona se han reportado en su mayoría, sedimentos de tipo arenas carbonatadas en cual hay una gradación de acuerdo al tamaño y características de grano conforme se alejan de la costa. Cerca del Litoral, se encuentran arenas con alto contenido de cuarzo y seguidas por sedimento arenoso que va adquiriendo gradualmente más carbonato hasta llegar al 90 % en zonas más profundas en el suroeste del Golfo de México.

La segunda provincia, esta región tiene una gran aportación de sedimentos por el río Mississippi; y a su vez es una zona de transición entre los sedimentos de la provincia anterior y los que se encuentran en esta. Constituida principalmente por sedimentos gruesos biogénicos en la parte este, y conforme se avanza al oeste se encuentran una franja de arenas carbonatadas.

La tercera provincia está compuesta por sedimentos terrígenos aportados por el río Mississippi con un contenido de carbonatos menor al 25 %. Además cuenta con domos salinos y arrecifes.

La cuarta provincia, está constituida en su mayoría por sedimentos terrígenos, es debido a la gran aportación de los ríos que desembocan en esta zona del Golfo de México, además contribuyen con la franja cercana a la costa, con limos arenosos terrígenos y un contenido de carbonato menor al 25%.

La quinta provincia, inmediato de la acosta se encuentra dos aéreas, una de cada lado de la desembocadura del río Grijalva, constituidas por arenas limosas terrígenas. En la plataforma continental de Tabasco se encuentra una zona de sedimentos de arenas gruesas terrígenas, cuyo aspecto ha sido considerado como un avance y un retroceso del nivel del mar, también se consideran la existencia de antiguas desembocaduras de ríos. En la zona del talud continental se encuentran en la parte profunda sedimentos lodosos.

El contenido de Carbonatos en el área de la desembocadura del Grijalva es del 25 % y en zonas más profundas fluctúan entre 25 % y 50 %.

La sexta provincia, en esta región los sedimentos cambian conforme se avanza hacia el este del Golfo de México. En el noroeste se han encontrado sedimentos finos de tipo terrígeno, junto a los cuales se distribuyen de tipo biogénico y en las regiones más someras, limos y carbonatos.

En la zona más profunda se encuentran principalmente lodos terrígenos y en cambio hacia el este en la plataforma continental de la península de Yucatán se registra un dominio de arenas carbonatadas. Hay dos zonas pequeñas de arenas limosas y carbonatadas ubicadas en los extremos NO y NE en el cual se encuentran con más de 75 % de carbonato.

La séptima provincia, comprende la parte central del Golfo de México y a su vez lo más profundo de este; en esta zona se encuentra principalmente sedimento de grano fino y zonas lodosas en menor porción. Lo que predomina en esta región son restos de organismos muy pequeños que están ligados a los arrecifes de las plataformas continentales de la Florida, Yucatán, Texas- Luisiana y Veracruz, cuyos aportes se fueron dando a las corrientes marinas hasta esta zona, debido a que la topografía del medio permite la abundancia masiva de estos sedimentos, ver Fig.1.18.

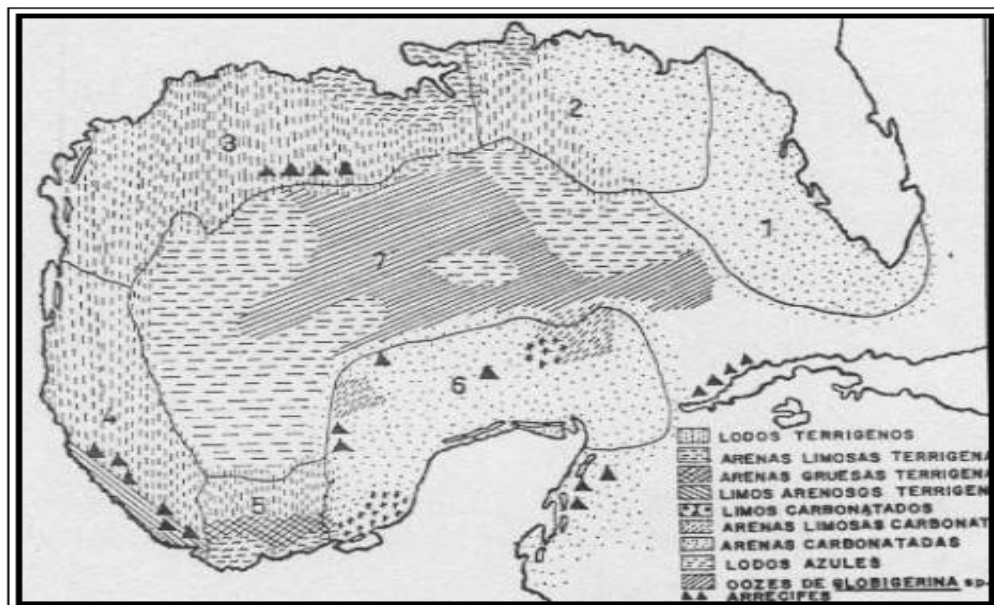


Fig.1.18. Distribución de sedimentos en el Golfo de México.

1.3. Condiciones ambientales en el Golfo de México

1.3.1. Nortes

Son vientos constituidos por masas de aire frío provenientes del Polo Norte que se trasladan hacia el sur. Este tipo de vientos se clasifican de dos formas: “rachas fuertes de viento” y de tipo “severo huracanados”, y que por lo general se encuentran en el golfo y en el Caribe en el periodo de noviembre a marzo, y de diciembre a febrero, respectivamente. Los de tipo severo por lo general afectan a la región noreste del Caribe, alcanzando rachas de 50 a 100 km/hr. Este fenómeno climático provoca un descenso de la temperatura, ocasionando lluvias, con duraciones de dos días a cuatro.

1.3.2. Huracanes

Los ciclones tropicales conocidos como “huracanes”, son tormentas severas que se forman desde mayo hasta inicios de noviembre, en el hemisferio Norte de las regiones oceánicas ecuatoriales. Suelen tener vientos con velocidades superiores a 120 km/h, así como lluvias intensas; además tienen una forma de tipo espiral con un ojo (son muy comunes en el mes de septiembre), ver Fig.1.19.



Fig.1.19. Ojo del huracán Katrina marzo del 2004.

Los ciclones tropicales se clasifican en tres grupos, que están en función de su intensidad y características especiales; el de mayor intensidad son los “Huracanes” y los restantes son los siguientes:

- Depresiones tropicales, que son tormentas con vientos máximos de hasta 33 nudos (62 km/h). No poseen ojo, y normalmente tampoco presentan la forma de espiral.
- Tormentas tropicales, vientos máximos de entre 34 a 63 nudos (62 a 117 km/h). Al alcanzar este punto, las tormentas adquieren su forma característica ciclónica, pero aún no muestran un ojo.

Los Huracanes en México se forman en tres zonas, en el Caribe y el Golfo de México; la primera zona aparece en el suroeste del golfo en la Sonda de Campeche, iniciando su actividad con sistemas lluviosos en el mes de junio, que se van intensificando gradualmente, y por el mes de julio se forman tormentas y ciclones en dirección noreste del golfo.

La segunda zona se encuentra en la parte oriente del Caribe, donde se forman en el mes de julio, cuando en esta zona el calentamiento es alto. Los huracanes formados en esta zona tienen como característica una gran potencia trayectoria. La tercera zona se encuentra al este del Caribe, en el Atlántico tropical, en esta zona se forman los más potentes huracanes, ver Fig.1.20.

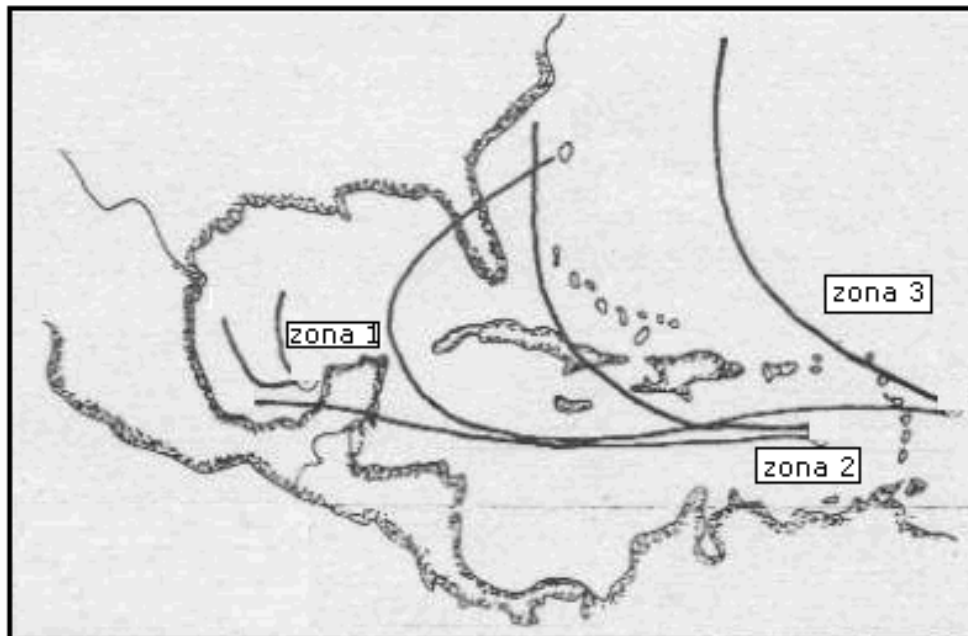


Fig.1.20. Zonas de gestación de huracanes en el Golfo de México.

La formación de los Huracanes se da por la cantidad de energía liberada en forma de calor y el choque con una masa fría de aire de las capas altas consecuente de los vientos alisios. Principalmente en estas zonas donde se originan los huracanes, hay una rápida evaporación que se da por la temperatura tibia en el agua, que a su vez proporciona una gran cantidad de vapor de agua y su condensación se da en las capas superiores, ver Fig.1.21.



Fig.1.21. Huracán Emily, julio 2005.

La clasificación de los huracanes es de acuerdo a la velocidad media de sus vientos, presión aproximada en el centro, marea, entre otros, y esta se mide a través de la escala “Saffir-Simpson”, desarrollada a principios de los años 70 por el Ingeniero Herber Saffir y el director del Centro Nacional del Huracanes, Robert Simpson.

Basándose en esta escala, los huracanes categoría 1 serían los más débiles y los de categoría 5 los más fuertes, ver la Fig.1.22.

Categoría		
1	Velocidad del viento.	33–42 m/s ó 119–153 km/h.
	Marea.	1.2–1.5 m ó 4–5 pie.
	Presión en el centro.	980 h Pa.
	Nivel de daños.	Mínimos.
	Huracanes.	Agnes , Danny , Ofelia , Vince , Lorenzo (2007).
2	Velocidad del viento.	43–49 m/s ó 154–177 km/h.
	Marea.	1.8–2,4 m ó 6–8 pie.
	Presión en el centro.	965–979 hPa.
	Nivel de daños.	Moderados.
	Huracanes.	Isabel, Bonnie, Frances, Juan.
3	Velocidad del viento.	50–58 m/s o 178–209 km/h
	Marea.	2.7–3,7 m o 9–12 pie
	Presión en el centro.	945 a 964 hPa
	Nivel de daños.	Extremos.
	Huracanes.	Fran, Isidore, Jeanne.
4	Velocidad del viento.	59–69 m/s ó 210–249 km/h
	Marea.	4.0–5,5 m ó 13–18 pie
	Presión en el centro.	920 a 944 hPa
	Nivel de daños.	Severos.
	Huracanes.	Wilma, Huracán Hugo, Pauline, Katrina (2004).
5	Velocidad del viento.	≥70 m/s o ≥250 km/h
	Marea.	≥5,5 m o ≥19 pie
	Presión en el centro.	<920 hPa
	Nivel de daños.	Catastróficos.
	Huracanes.	Andrés, Camilo, Mitch, Gilbert , Dean (2007), Félix (2007).

Fig.1.22. Clasificación de Saffir-Simpson.

1.4. Aseguramiento de flujo.

El objetivo principal de la explotación de un yacimiento petrolero es la obtención de los recursos hidrocarburos de manera rentable y óptima, por lo que la ingeniería petrolera tiene como finalidad el desarrollo y la aplicación de tecnología para la explotación rentable y responsable de los yacimientos.

En la producción de yacimientos en aguas profundas las condiciones de presión y temperatura son muy extremas y afectan drásticamente a la producción, en el lecho marino se registran temperaturas entre los 3 a 4 °C que favorecen la formación y acumulación de materiales que impiden el flujo en las líneas de descarga, por otra parte, a diferencia de la producción de yacimientos en aguas someras, se requiere que la producción viajen grandes distancias antes de llegar a las instalaciones superficiales de producción, por lo que también se tienen grandes

contrapresiones en el sistema, ver Fig. 1.23. Esto da origen al concepto de aseguramiento de flujo el cual surge con la finalidad de analizar todas las variables que intervienen en nuestro sistema para optimizar la producción y evitar instalaciones de producción sobredimensionadas o subdimensionadas, cabe mencionar que este concepto y análisis es aplicable para sistemas también de aguas someras que presenten condiciones de operación extremas.

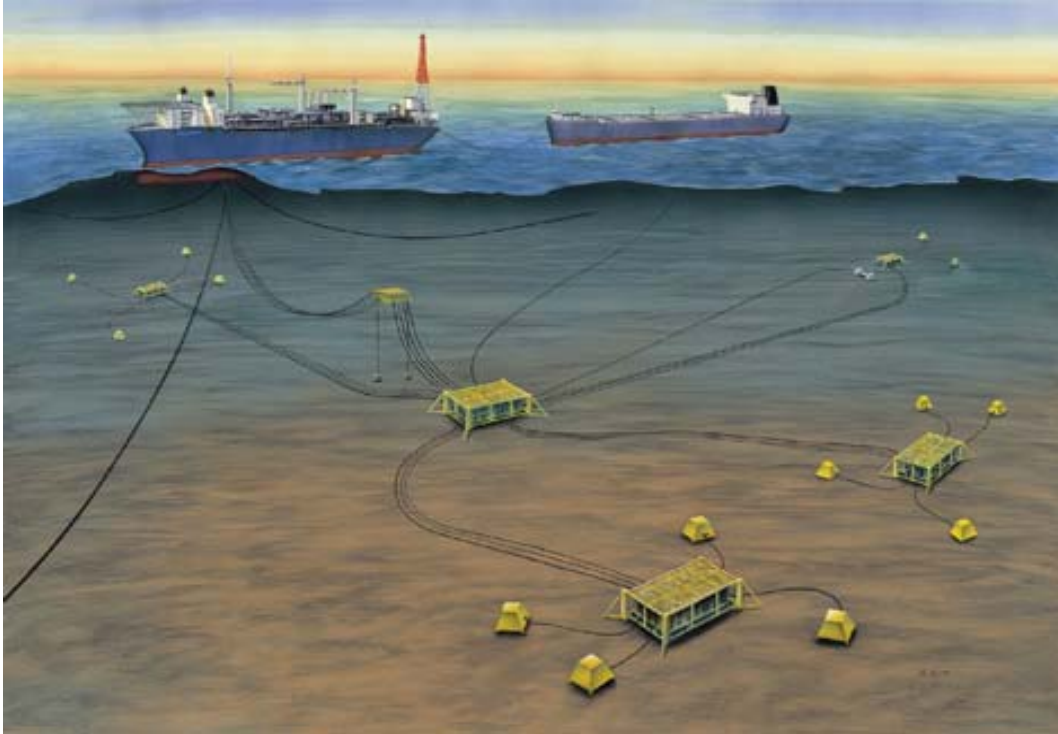


Fig. 1.23 Desarrollo de un campo marino en aguas profundas.

Definición.

El aseguramiento de flujo es la especialidad dedicada a garantizar que el fluido producido de los yacimientos petroleros llegue a las instalaciones de producción sin sufrir obstrucciones o interrupciones a lo largo de las líneas de producción, para la extracción de hidrocarburos de forma rentable.

El flujo de la producción puede ser interrumpido en las líneas de descarga por factores como la precipitación de parafinas, asfáltenos, la formación de hidratos de metano y regímenes de flujo poco favorables, (las variables involucradas en este proceso son la presión y la temperatura).

Es común que en aguas profundas las tuberías de producción tengan que recorrer grandes distancias antes de empezar a ascender a la plataforma o equipo de producción superficial, a lo largo de este recorrido el fluido de producción sufre diversas caídas de presión y temperatura lo que favorece la precipitación de parafinas, asfáltenos y la formación de hidratos de metano. La topografía del terreno afecta principalmente a los regímenes de flujo.

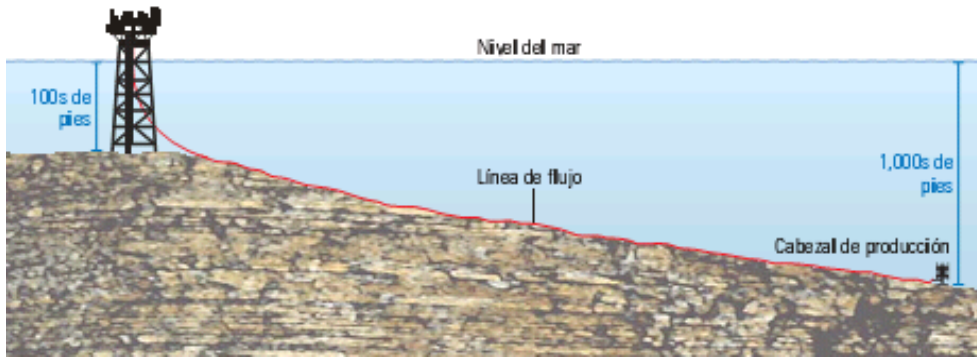


Fig. 1.24. Empleo de plataformas de campos marginales para la producción de nuevos campos.

En algunos casos se emplean plataformas de producción en aguas más someras de campos marginales para la producción de yacimientos pequeños en aguas profundas, en las cuales las líneas de producción que sufren una elevación gradual provocando una alta contrapresión en la cabeza del pozo, ver Fig. 1.24).

El diseño de la producción en aguas profundas requiere de un intenso análisis de las variables que influyen para garantizar el aseguramiento de flujo, este análisis se puede dividir en cuatro etapas fundamentales, ver Fig. 1.25.

- I. Mediciones y muestreo del fondo del pozo.
- II. Análisis de laboratorio.
- III. Modelado.
- IV. Selección del sistema, estrategia de prevención y estrategia de remediación.

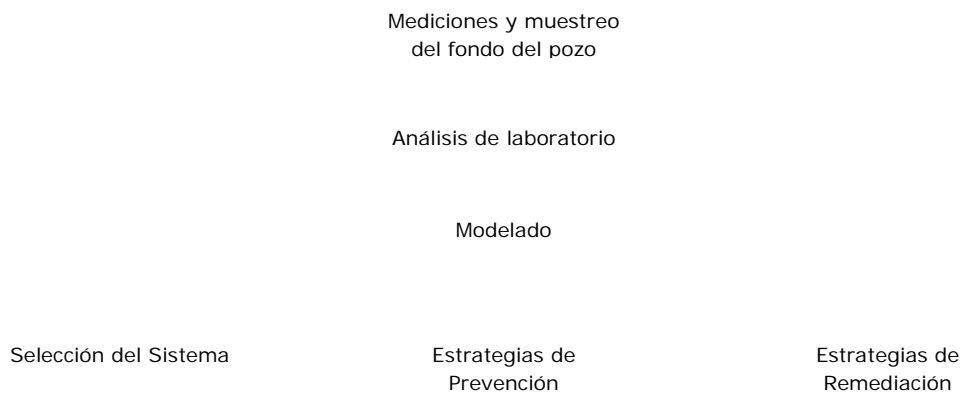


Fig. 1.25. Diagrama de las etapas del aseguramiento de flujo.

1.4.1. Mediciones y muestro del fondo del pozo.

La caracterización del fluido de producción es un elemento fundamental para lograr un buen diseño y un óptimo aseguramiento de flujo, para evitar gastos excesivos por infraestructura sobrada o bien instalaciones insuficientes para el manejo de la producción.

Las muestras tomadas de los fluidos de producción deben de ser representativas del yacimiento. Las cuales deben de ser tomadas en el fondo del pozo a condiciones de presión y temperatura del yacimiento, estas muestras son tomadas con herramientas especiales capaces de preservar estas condiciones.

En la antigüedad estas herramientas sólo eran capaces de tomar la muestra de fluido en el fondo del pozo, pero al llevarlas a la superficie perdían presión y temperatura, por lo que la muestra alcanzaba la presión de burbuja desprendiendo el gas disuelto de la fase líquida.

Las nuevas herramientas cuentan con una o varias cámaras que se llena con el fluido de producción en el fondo del pozo, una vez llena la cámara se cierran y una carga hidráulica hace presión en las cámaras para evitar cualquier caída de presión al llevar la muestra a la superficie, evitando así el desprendimiento de fases. Por otra parte la herramienta cuenta con resistencias eléctricas que permiten mantener la muestra a la temperatura del yacimiento. Las herramientas pueden ser muy variadas dependiendo del fabricante y pueden estar equipadas con otros dispositivos de medición, ver Fig. 1.26.



Se debe de procurar que el muestreo esté libre de del filtrado del fluido de perforación (contaminación), el muestreo debe llevarse al laboratorio para su análisis con mucha precaución para evitar que se alteren las condiciones del fluido.

El muestreo debe realizarse en la mayor cantidad de pozos posibles en la fase de perforación, antes de que existan caídas de presión en el yacimiento debido a la producción, también se deben tomar a distintas profundidades y localizaciones, debido a que la composición y características del fluido varían en el yacimiento.

Fig. 1.26. Muestreo de fluidos en agujero descubierto.

1.4.2. Análisis de Laboratorio.

Una vez que la muestra llega al laboratorio se le realizan pruebas de composición y propiedades de los fluidos, posteriormente se someten a una clasificación de hidratos, parafinas y asfáltenos, ver Fig. 1.27, se procede a identificar y catalogar las muestras, estas se clasifican según sus condiciones y que tan libres de contaminación se encuentran para saber que tan representativas son.

Para determinar su composición se aplican las siguientes pruebas:

- Análisis PVT para aceite pesados.
- Análisis cromatográfico para aceite volátil y gas y condensado.
- Espectrómetro de masas para gas seco.

Las pruebas seleccionadas se someten a análisis especiales para determinar el comportamiento de la formación de hidratos de gas, parafinas y asfáltenos, que representan el mayor riesgo de obstrucciones en las líneas de producción.



Fig. 1.27. Análisis de laboratorio.

El manejo de la producción de hidrocarburos, existen diferentes causas que pueden obstruir parcial o totalmente el área de flujo de la tubería de producción.

La naturaleza de la obstrucción puede ser muy diversa, dependiendo del problema existen diferentes tratamientos para evitarla o removerlas.

Entre los elementos más comunes que obstruyen o deterioran las tuberías de producción, se tienen:

- Parafinas.
- Asfáltenos.
- Hidratos de gas.

1.4.2.1. Parafinas.

Las cadenas lineales de carbono asociadas a hidrógeno, constituyen las parafinas; cuando las cadenas son ramificadas se tienen las isoparafinas; al presentarse dobles uniones entre los átomos de carbono se forman las olefinas; las moléculas en las que se forman ciclos de carbono son los naftenos, y cuando estos ciclos presentan dobles uniones alternas (anillo bencénico) se tiene la familia de los aromáticos.

Las siguientes tablas comparativas muestran el contenido de componentes parafínicos en aceites pesados y condensados.

Aceite pesado		Condensado	
Componente	%	Componente	%
N2	1.6	N2	1.6
CO2	3.4	CO2	3.4
C1	34	C1	67
C2	6	C2	12
C3	2	C3	5
C4-C6	8	C4-C6	2.4
C8-C22	45	C8-C22	8.6
Aromáticos	24	Aromáticos	1.3

Las parafinas se precipitan principalmente por la caída de temperatura a lo largo de las líneas de producción, un factor considerable para el diseño de las instalaciones es tomar muy en cuenta cómo cambian las características del sistema en los momentos de paro (programado o no), debido a que las parafinas tienden a convertirse rápidamente a estado de gel, por lo que se crean grandes tapones difíciles de remover, ver Fig. 1.28.



Fig. 1.28. Cortes de tuberías obstruidas por parafinas

1.4.2.2. Asfáltenos.

Son hidrocarburos que presentan una estructura molecular extremadamente compleja, los cuales están conformados por diferentes proporciones de nitrógeno, azufre y oxígeno, ver Fig. 1.28. Estos compuestos ocasionan diversos problemas como el bloqueo de tuberías en la extracción y transporte de aceite.

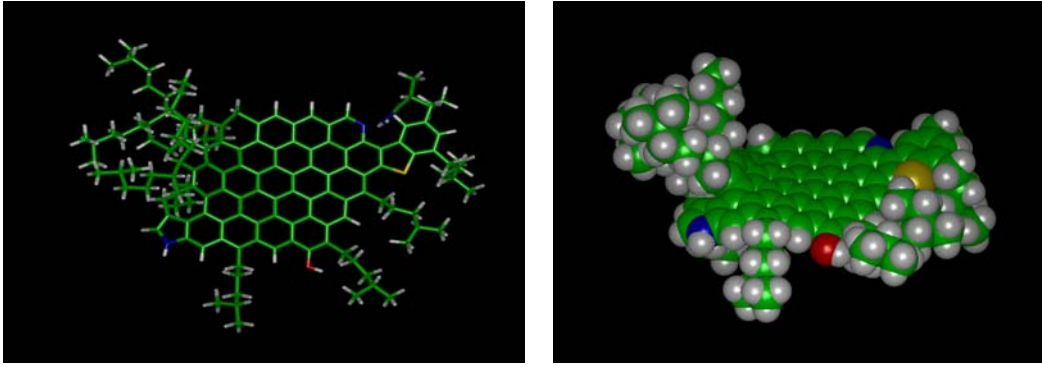


Fig. 1.28. Imagen 3D de una molécula de un asfálteno.

Los asfáltenos se definen como los componentes pentanos y heptanos normales insolubles de los petróleos crudos que son solubles en tolueno. Las moléculas de asfáltenos se encuentran presentes en muchos hidrocarburos. Estos compuestos se precipitan cuando los fluidos son sometidos a esfuerzos de corte, en condiciones de flujo turbulento, con cambios de presión y temperatura y con cambios de la composición como resultado de la mezcla de fluidos incompatibles con el fluido de producción. El principal problema es que pueden acumularse hasta formar importantes obstrucciones en el pozo o en las tuberías de producción, ver Fig. 1.29.

Otra característica importante que se debe considerar es el equilibrio sólido líquido, es decir, el punto de inicio y desaparición de los asfáltenos en el fluido, así como la tasa de depósito de asfáltenos.

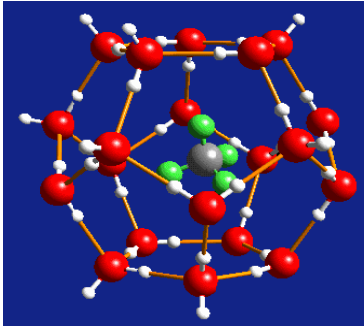


Fig. 1.29. Tuberías obstruidas por asfáltenos.

1.4.2.3. Hidratos de gas.

Son un grupo especial de sustancias químicas cristalinas que se forman de manera natural, de agua y gases de poco peso molecular, tienen una estructura de jaula que incluyen moléculas de gas metano. La molécula huésped en la estructura es agua, en forma de hielo y la inclusión son el metano y otros gases, ver Fig. 1.30.

Si bien estas sustancias sólidas se asemejan al hielo, se pueden formar a temperaturas sobre el punto de congelación del agua a altas presiones. Generalmente, todos los gases (exceptuando al hidrógeno, helio y neón) forman hidratos, sin embargo, los más conocidos y abundantes en la naturaleza y en la industria petrolera son los hidratos de metano.



Las moléculas de agua forman una estructura de caja (moléculas en rojo y blanco) las cuales alojan moléculas de gas (molécula en gris y verde).

Los hidratos de gas se encuentran en la naturaleza, en el fondo de los mares fríos y en las regiones árticas. En esos ambientes, los hidratos afectan tanto a las operaciones de perforación como a las de producción.

Fig. 1.30. Molécula de hidrato de metano

Los hidratos de gas se forman en el fluido de producción, normalmente en la producción de yacimientos de gas húmedo, gas y condensado y aceites ligeros. Se forman a bajas temperaturas y altas presiones, aproximadamente a 65 °F a 2500 lb/pg², y se acumulan a lo largo de las tuberías de producción, al acumularse forman tapones muy difíciles de remover, restringiendo parcial o totalmente el flujo en las tuberías de producción (ver Fig. 1.31).

Los hidratos de gas son termodinámicamente suprimidos, mediante el agregado de materiales anticongelantes como el glicol, metanol y sales o bien se puede evitar la aglomeración de hidratos mediante la inyección de antiglomerantes.



Fig. 1.31. Formaciones de hidratos de metano extraídos de tuberías de producción afectadas.

1.4.3 Modelado.

El modelado del sistema de producción, permite caracterizar el comportamiento de la producción y los requerimientos mínimos para el desarrollo del campo. Considera el diseño de diversos factores como características del fluido, condiciones de presión y temperatura desde el yacimiento hasta las instalaciones superficiales de producción, gastos de producción, contenido de gas, aceite, agua y arenas en el fluido de producción, entre otros.

1.4.3.1. Comportamiento del fluido de producción.

Para lograr un diseño óptimo, es necesario modelar el comportamiento del fluido de producción, una vez caracterizado el fluido se realizan diagramas de fases para predecir el comportamiento del fluido con respecto a la presión y la temperatura, de esta manera se puede saber si el diseño del sistema se encuentra dentro de una región donde se pueden formar hidratos de gas o acumulación de parafinas y asfáltenos. Estos diagramas de fases presión-temperatura no son siempre el mismo ya que las características y composición del fluido de producción cambian respecto al tiempo.

El siguiente diagrama de fases, ver Fig. 1.32, muestra un ejemplo de una caracterización de un fluido en el Golfo de México y señala los puntos esenciales a considerar en un diseño de instalaciones de producción.

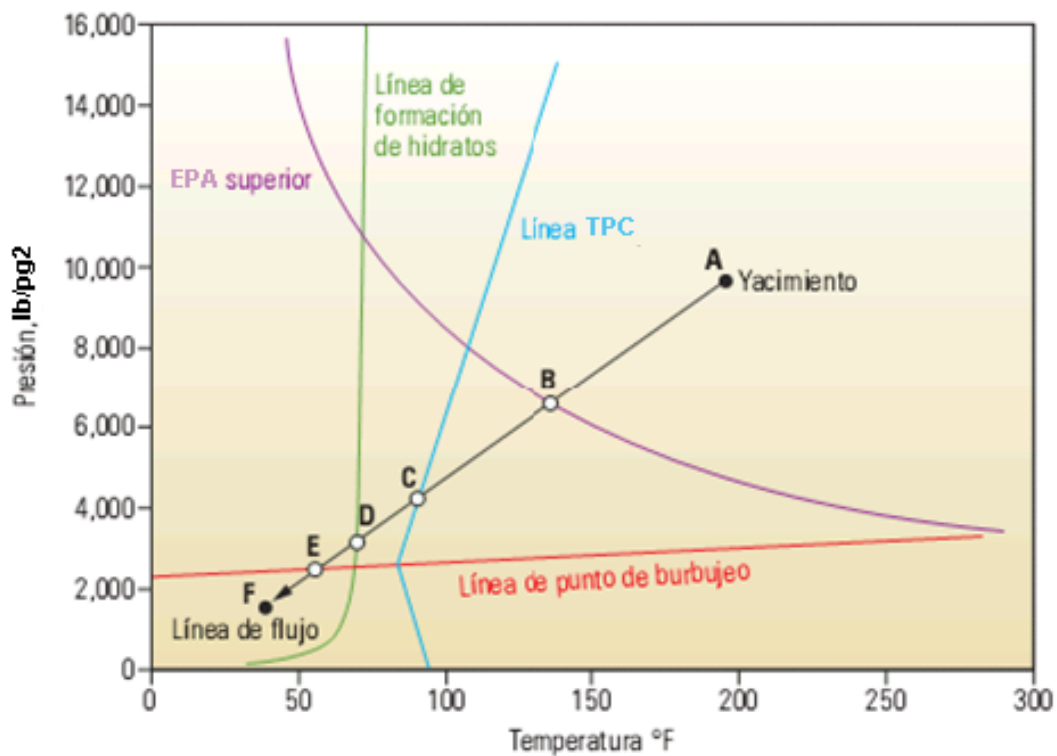


Fig. 1.32. Diagrama de fases.

Diagrama de fases correspondiente a un campo de aguas profundas situado en el Golfo de México. Dependiendo del diseño y la operación del sistema de producción, la totalidad o parte de los límites de fases que se observan en este diagrama puede atravesarse a medida que se produce petróleo de un yacimiento. El petróleo sigue una trayectoria a lo largo de una línea de temperatura y presión que decrete de forma sostenida a medida que este se desplaza desde el yacimiento, A, hacia la línea de flujo, F. las caídas de temperatura y presión hacen que el asfalteno se separe de la solución, B, cuando el petróleo atraviesa el extremo superior de la envolvente de precipitación de asfaltenos (EAP). A continuación comienza a formarse la cera, C, cuando el petróleo cruza la línea de temperatura de precipitación de la cera (TPC). Luego

ingresa en el rango de los hidratos, D, antes de ingresar a la línea correspondiente al punto de burbujeo, E. más allá de esta línea, los hidrocarburos más livianos son liberados como gases para formar un fluido bifásico antes de que el fluido llegue finalmente a la línea de flujo, F.

1.4.3.2. Patrones de flujo.

Una vez determinadas las características del fluido se puede simular los tipos de flujo que es posible encontrar en la tubería de producción. Cuando el hidrocarburo producido alcanza el punto de burbujeo, los componentes ligeros se desprenden en forma de gas, esto representa un problema debido a que el aceite aumenta su viscosidad, por lo que, aumenta la contrapresión en el sistema.

Cuando la energía en el sistema es lo insuficiente para mantener al gas y el líquido viajando a la misma velocidad en la tubería, se produce la segregación gravitacional, el gas viaja en la parte superior de la tubería, mientras que el líquido lo hace por la parte inferior, las distintas fases viajan a diferente velocidad, dependiendo de la inclinación del terreno, al ascender el gas viajará más rápido, mientras que al descender el líquido viajara más rápido, ver Fig. 1.33.

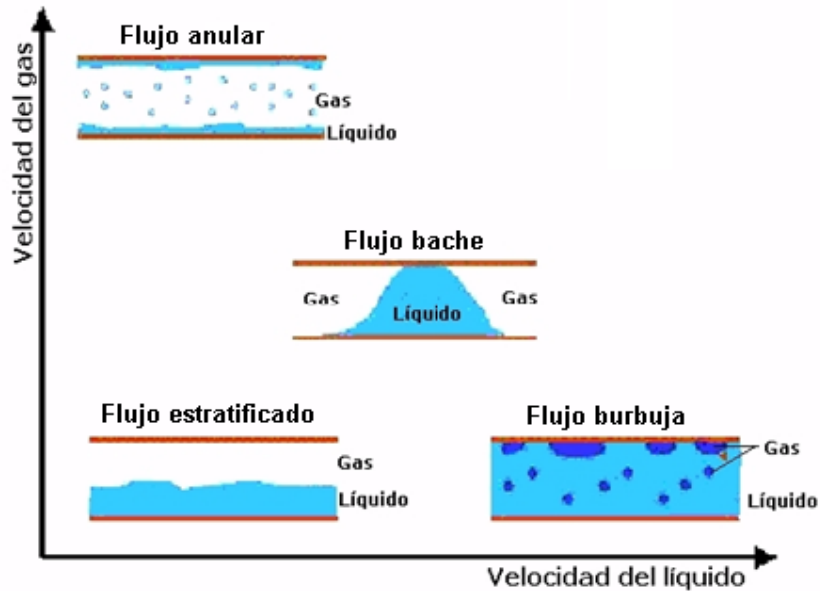


Fig. 1.33. Patrones de flujo.

El flujo bache debe ser considerado en el diseño de la instalación debido a que de presentarse en el sistema de producción puede afectar de manera significativa, otro problema que puede presentarse a largo plazo es la corrosión en la parte inferior de las tuberías por el desplazamiento del líquido.

Para conocer el requerimiento de las instalaciones submarinas y superficiales es muy importante hacer un modelado del comportamiento de flujo en las líneas submarinas, en esta simulación los principales factores que se deben tomar en cuenta son: las características del fluido de producción, las variaciones de presión, los cambios de temperatura, los gastos y diámetros de las tuberías de producción y el relieve del lecho marino.

Para realizar la predicción del comportamiento del flujo se debe de tomar en cuenta también que el sistema de producción es un sistema dinámico, es decir, que sus condiciones durante la vida útil del yacimiento van a cambiar, conforme pasa el tiempo la presencia de gas y agua será mayor en las líneas de producción, por lo que el diseño del sistema debe de tomar en cuenta también este factor.

1.4.3.3. Otros factores de diseño.

Otro factor que también se debe de considerar es sí la energía del yacimiento es suficiente para hacer llegar la producción a las instalaciones superficiales o sí se requiere de sistemas artificiales de producción o bien estaciones de bombeo submarino.

El modelado del sistema establece los requerimientos mínimos necesarios para que nuestro sistema funcione de manera optima sin caer en costos excesivos por infraestructura sobredimensionada, se debe de considerar, que los requerimientos del sistema no serán los mismos en toda la vida de explotación del yacimiento, por lo que se requiere considerar adaptaciones y equipos para el manejo de gas, agua y caídas de presión mayores que en el sistema original.

Estas predicciones se realizan mediante el empleo de *software*, en el mercado existen diversas compañías que ofrecen este servicio, dentro de los paquetes más reconocidos dentro de la industria petrolera, se tienen los siguientes:

- OLGA2000.
- HYSYS/PIPESYS.
- NETFLO.
- MULTIFLASH.
- GasVLe.
- ProFES.
- Tulsa Wax.

Con estos paquetes es posible determinar el diámetro óptimo de las tuberías, así como los gastos óptimos de producción, comportamiento de los fluidos a lo largo del sistema de producción, el empleo de algún sistema artificial de producción, requerimientos térmicos de las tuberías, equipo submarino (árboles submarinos, separadores submarinos, bombas monofásicas y/o multifásicas, entre otros.)

1.4.4. Selección del sistema

Es indispensable considerar todos los factores de análisis de datos y diseño para la selección del sistema de producción, en él se deben de considerar también las estrategias de prevención y remediación para garantizar el aseguramiento de flujo. Estos tres aspectos van ligados uno con el otro, debido a que para elegir los equipos submarinos y superficiales se deben de considerar todos los requerimientos del sistema, ver Fig. 34.

Debe de considerar el empleo de equipo compatible con otros, una práctica común en la explotación en aguas profundas es que compañías operadoras le piden a los fabricantes que sus equipos sean compatibles con equipos de otros fabricantes, un ejemplo de esto es que los

equipos sean compatibles en diámetros y tipos de conectores, los internos son individuales para cada fabricante pero las conexiones deben de ser las requeridas por la compañía. El homogenizar los equipos da como resultado, el empleo del equipo más óptimo para el mantenimiento y la mejora del sistema en un futuro.

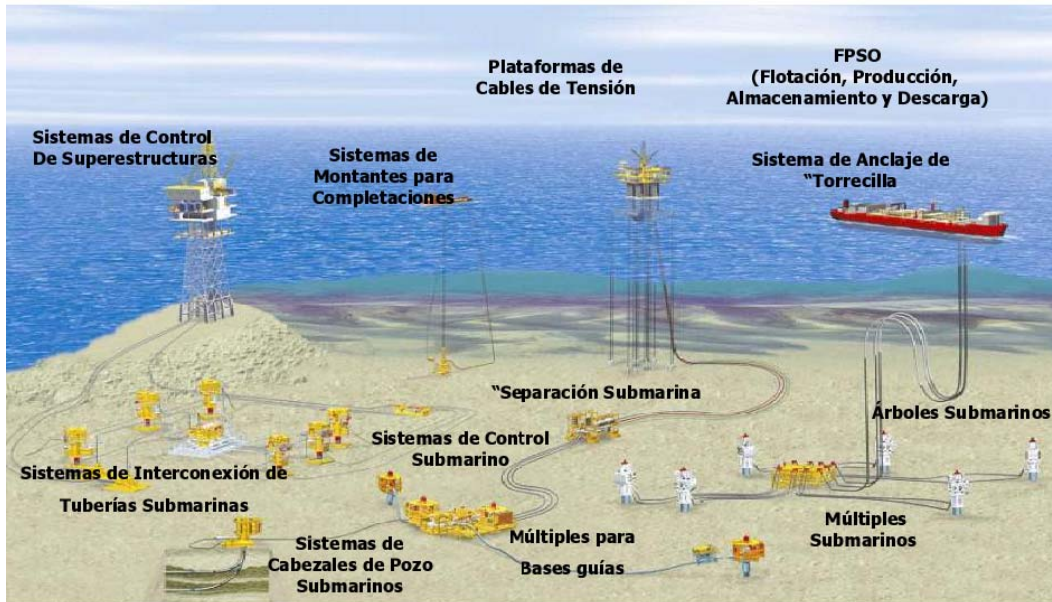


Fig. 1.34. Sistemas de producción.

Si el yacimiento no cuenta con la energía suficiente para llevar el fluido de producción hasta las instalaciones superficiales se requiere del empleo de un sistema artificial de producción o/y el empleo de bombas submarinas. En aguas profundas las contrapresiones en el fondo del pozo son muy elevadas debido a la topografía del terreno y las grandes distancias que tiene que recorrer el fluido de producción hasta las instalaciones superficiales, esto origina el abandono de pozos más rápido y a obtener gastos de producción que pueden ser poco rentables.

El empleo de un sistema artificial de producción es muy común en este tipo de pozos, los más empleados son el bombeo neumático y el bombeo eléctrico sumergible.

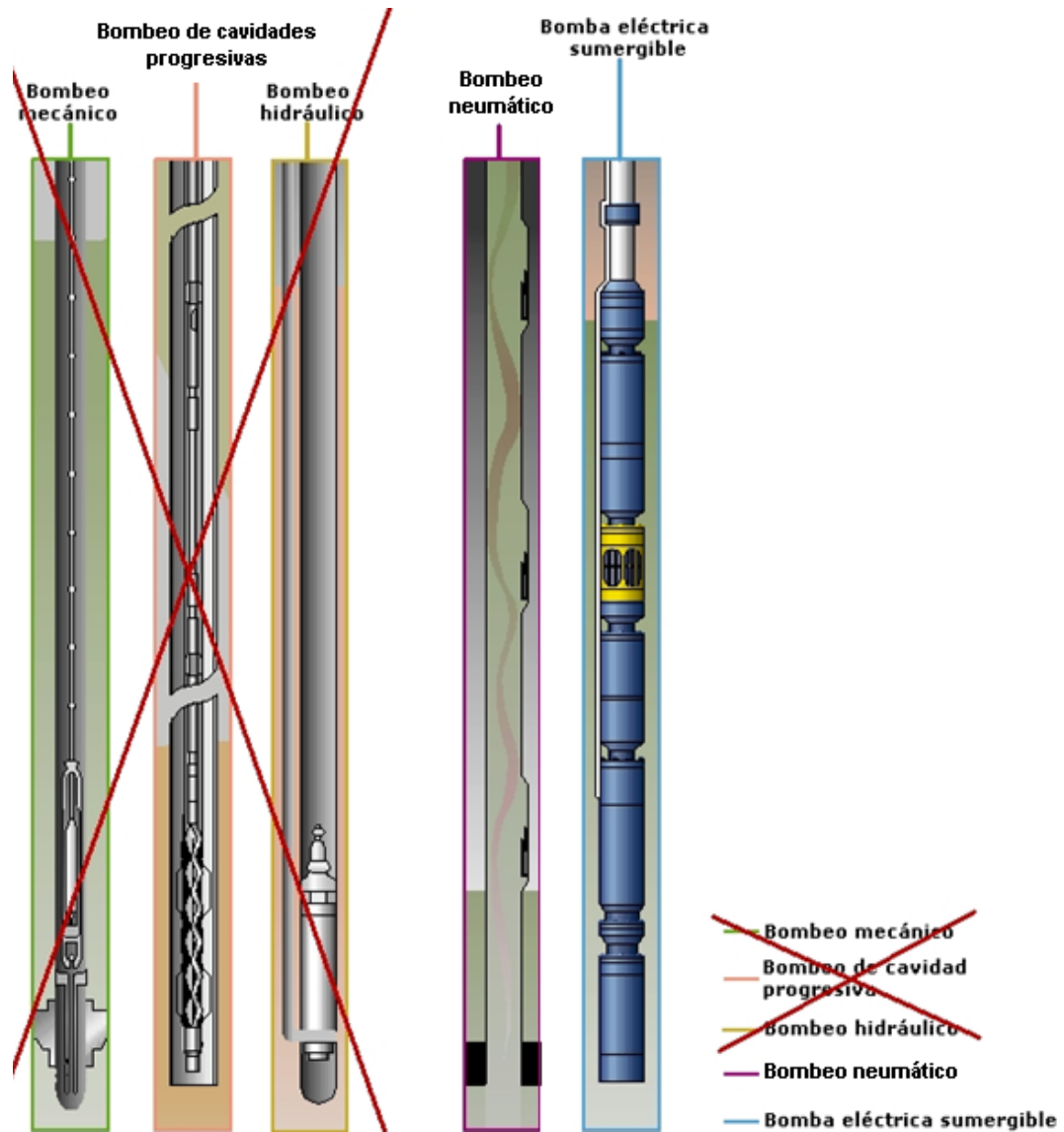
Sistemas artificiales de producción.

Estos sistemas son empleados cuando un pozo no cuenta con la energía suficiente para llevar los fluidos de forma natural hasta la superficie, en el desarrollo de los campos de aguas profundas el empleo de estos sistemas artificiales de producción es muy común debido a que existen grandes contrapresiones en los equipos submarinos y líneas de producción.

El diseño y empleo de la aplicación de los sistemas artificiales de producción para el desarrollo de campos en aguas profundas no sólo considera si el pozo puede producir de manera natural, sino que también se consideran los gastos de producción óptimos para la explotación rentable de nuestro yacimiento.

Los sistemas se seleccionan de acuerdo a las necesidades de producción y a la factibilidad de su instalación, en la producción de campos costa fuera el empleo de sistemas como el bombeo

mecánico o el sistema de cavidades progresivas no son factibles de instalar, debido a las limitaciones de espacio en las plataformas y a su eficiencia, por eso se ha adoptado al sistema bombeo eléctrico sumergible, mejor conocido como ESP por sus siglas en inglés y al sistema de bombeo neumático como los sistemas idóneos para este tipo de campos, ver Fig. 1.35.



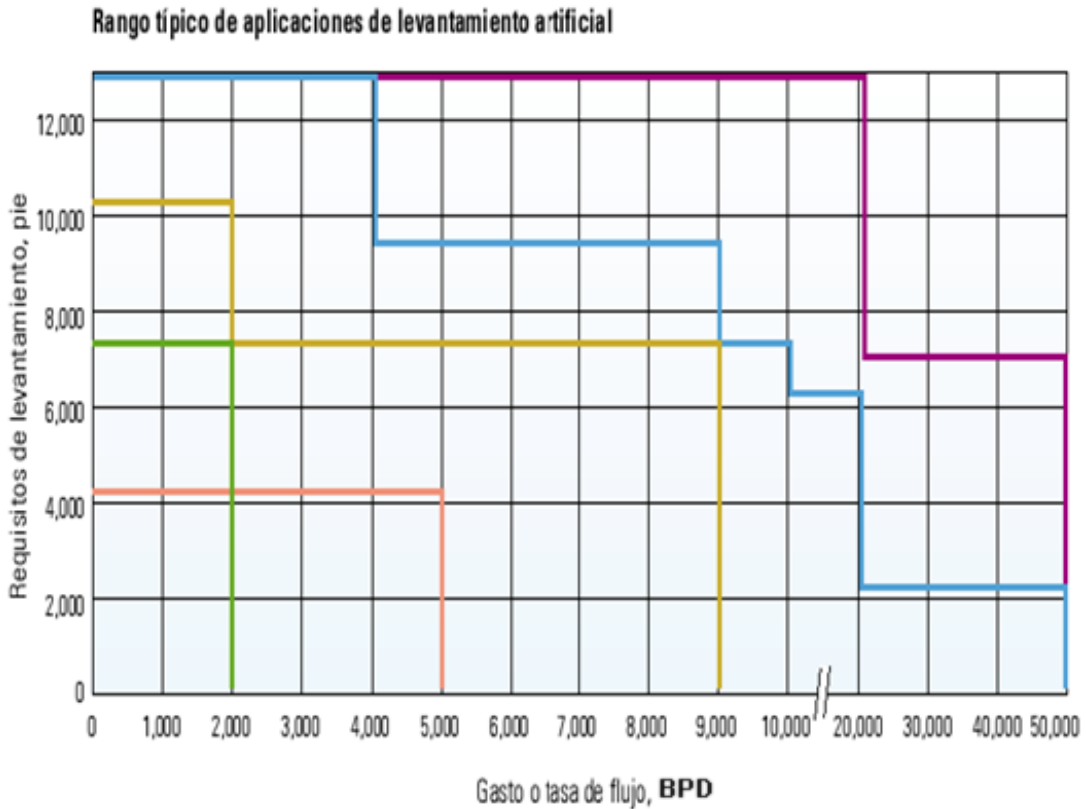


Fig. 1.35. Sistemas artificiales de producción empleados en la explotación de campos e aguas profundas.

De esta manera, se han alcanzado grandes desarrollos que hacen más factible el empleo de estos dos sistemas artificiales de producción para su aplicación en el desarrollo de campos en aguas profundas en condiciones de presión y temperatura muy elevadas.

Sistema de bombeo eléctrico sumergible, BEC.

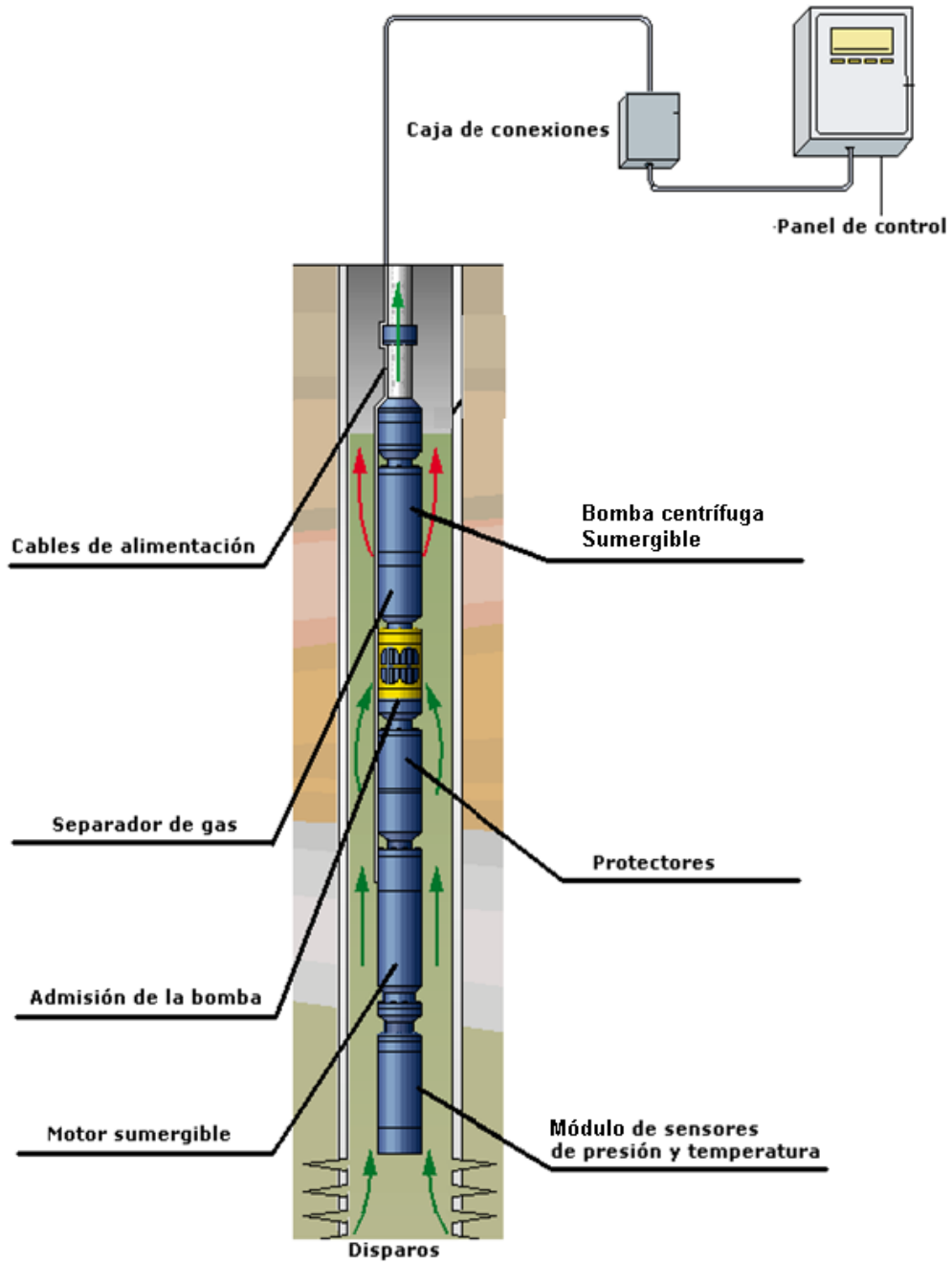
El sistema BEC es continuamente empleado en la explotación de hidrocarburos en aguas profundas, por su flexibilidad y sus rangos de operación, el correcto monitoreo de estos equipos permite optimizar su empleo y extender su vida útil.

Una unidad típica de BEC está constituida en el fondo del pozo por los siguientes componentes: motor eléctrico, protector, sección de entrada, bomba electrocentrífuga y cable conductor; las partes superficiales son: cable superficial, tablero de control y transformador. Los accesorios requeridos para asegurar una buena operación son: separador de gas, flejes para cable, centradores, censor de presión y temperatura de fondo, dispositivos electrónicos para control del motor, caja de unión, y controlador de velocidad variable, ver Fig. 1.36.

Li
p
d
u
e
lc
a
fc

E
c
S
f
l
i
a

l
l
:



diseño compacto es especial, debido a que permite introducirlo en la tubería de revestimiento existente en el pozo y satisfacer requerimientos de potencial

del fluido del motor y la presión externa del fluido del pozo

Fig. 1.36. Componentes del bombeo neumático.

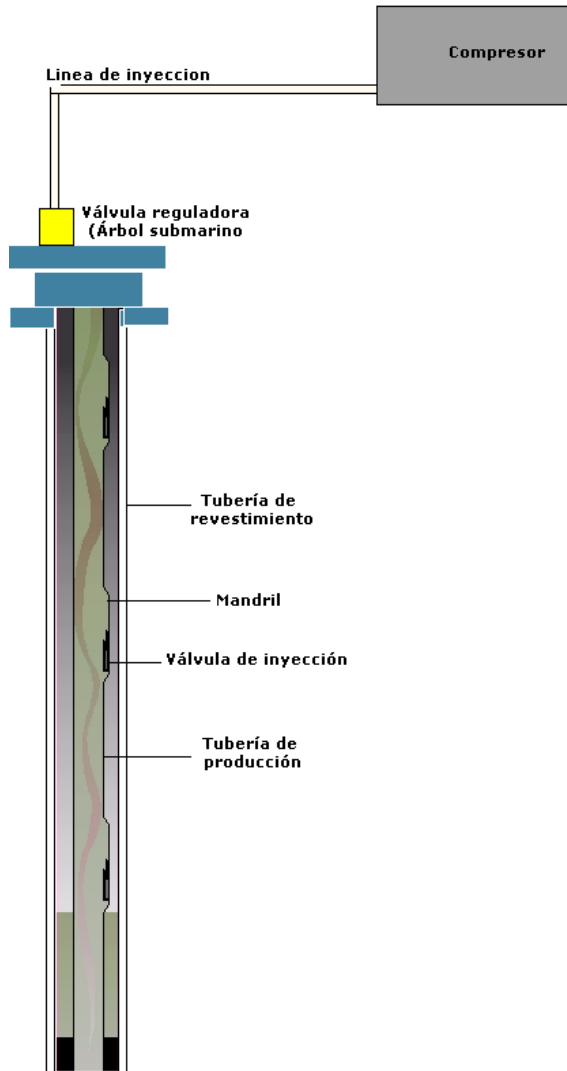
La integración de los componentes es indispensable, debido a que cada uno ejecuta una función esencial en el sistema para obtener las condiciones de operación deseadas que permitan impulsar a la superficie el gasto requerido, se recomienda operar el equipo bajo las siguientes condiciones:

Rangos de operación aproximados	
Temperatura	232 °C
Profundidad	4570 m
Diámetro mínimo de TR	4 ½ pg.
Diámetro máximo de TR	13 ½ pg.
Gastos de producción mínimo	150 BPD
Gastos de producción máximo	100,00 BPD

Sistema de bombeo de gas o bombeo neumático BN.

Es uno de los más empleados en el desarrollo de campos de aguas someras, sin embargo, su empleo en el desarrollo de campos en aguas profundas es limitado, esto debido las condiciones de alta presión y temperatura que generalmente se encuentran en este tipo de yacimientos.

El BN consiste en inyectar gas en la tubería de producción, este al mezclarse con el fluido de producción aligera el peso de la columna hidrostática que se genera por los fluidos en la tubería de producción. En ocasiones existen pozos con una buena presión de fondo, pero debido al peso de esta columna hidrostática, el fluido llega a muy baja presión a la cabeza del pozo, en este tipo de casos el BN es ideal, debido a que evita una alta caída de presión en la tubería de producción, ver Fig. 1.37.



El sistema de bombeo neumático se compone de cuatro componentes fundamentales:

1. Fuente de gas a alta presión.
2. Válvula reguladora en el árbol submarino (cabeza del pozo).
3. Válvulas de inyección.
4. Mandriles de bolsillo.

Fig. 1.37. Componentes del sistema de bombeo neumático.

Fuente de gas a alta presión. Se encuentra en los equipos superficiales de producción, esta se compone de compresores que suministran el gas a alta presión por medio de la red umbilical. El gas viaja hasta las terminales de umbilicales o a los *manifolds* de donde se distribuye a los árboles submarinos de los pozos.

Válvula reguladora. Se encarga de administrar la inyección de gas al espacio anular, se encuentra ubicada en el árbol submarino y realiza la función de un estrangulador.

Válvula de inyección. Son el componente del sistema a través del cual se inyecta el gas del espacio anular a la tubería de producción. La distribución y cantidad de válvulas a emplear se determina de acuerdo a las necesidades de la inyección del gas, aunque cabe mencionar que en la actualidad, la colocación de las válvulas cada vez se realiza a mayor profundidad gracias a los avances en la seguridad y rangos de operación de las mismas, ver Fig. 1.38.

Mandril. Se encarga de dar soporte a la válvula y comunicarla con el espacio anular. El mandril de bolsillo permite alojar la válvula de inyección, dependiendo de la válvula se puede instalar o recuperar la válvula gracias a este tipo de mandril, ver Fig. 1.39.


Rangos de operación aproximados.	
Válvula	
	
Diámetro externo	1.725 pg. [4.382 cm]
Longitud	34.063 pg. [86.520 cm]
Diferencial de descarga máximo	7,500 lb/pg ² [51,710 kPa]
Presión máxima de inyección	5,000 lb/pg ² [34,474 kPa]
Temperatura máxima	350°F [177°C]
Temperatura mínima	32°F [0°C]
Rango de tamaños de orificio	8/64 a 20/64 pg.

Fig. 1.38. Válvula de inyección de gas.


Mandril	
	
Diámetro interno	3.833 pg. [97.358 mm]
Diámetro externo	7.625 pg. [193.675 mm]
Longitud	114.557 pg. [290.974 cm]
Tamaño de la cavidad	1.750 pg. [44.445 mm]
Presión de prueba interna	8,690 lb/pg ² [59,915 kPa]
Presión de prueba externa	8,690 lb/pg ² [59,915 kPa]

Fig. 1.39. Mandril para válvula de inyección de gas.

En la selección del sistema sistemas artificiales de producción se debe considerar, si estos se deben emplear desde la etapa inicial de explotación, lo más conveniente es emplear una tubería de producción adecuada para implementarlos posteriormente, esto reducirá costos de equipo y operación en un futuro cuando se instalen los sistemas.

Equipos submarinos.

La selección de estos equipos depende de factores como su funcionalidad, la profundidad, las corrientes marinas, la presión, la temperatura, sistemas de inyección de fluidos, monitoreo, entre otros; el tamaño y complejidad de estos equipos dependen de los requerimientos de nuestro sistema, ver Fig. 40. En el capítulo 2 podremos ver con más detalle los requerimientos básicos y las principales características de estos equipos, así como sus criterios de selección.



Fig. 1.40. Equipos submarinos.

Las instalaciones superficiales son el último elemento de selección y existen diversas opciones, la selección de este equipo depende de todo el conjunto de requerimientos del sistema de producción, ver Fig. 1.41.

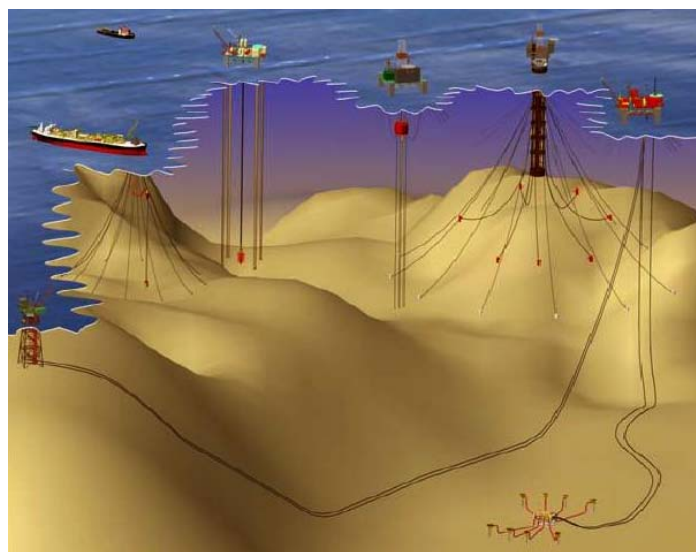


Fig. 1.41. Soluciones superficiales del sistema de producción.

1.4.5. Estrategias de prevención.

El sistema de monitoreo es la parte fundamental para la prevención de incidentes desfavorables para la producción, este sistema se compone de diversos sensores y monitores que indican a los operadores de la producción cuando algún parámetro este fuera de rango.

Hoy en día, se tienen una gran variedad de sensores en el mercado para distintos usos, existen medidores de producción multifásica que no requieren de separación para medir porcentajes de aceite, gas y agua, medidores de presencia de arena, sensores de temperatura y presión, sensores para monitorear la funcionalidad de los equipos, entre otros.

El problema con los sensores, es la lenta transmisión de datos a la superficie debido a que la mayoría de los sensores se conectan con el sistema de información para el control de válvulas lo cual nos reduce el ancho de banda para la transmisión y recepción de datos para los sistemas de monitoreo. Actualmente se cuenta con una computadora que está conectada a los sensores y medidores del equipo submarino, de esta manera se tiene por medio de fibra óptica un canal de banda ancha exclusivo para el monitoreo de nuestra red de sensores, ver Fig. 1.42.

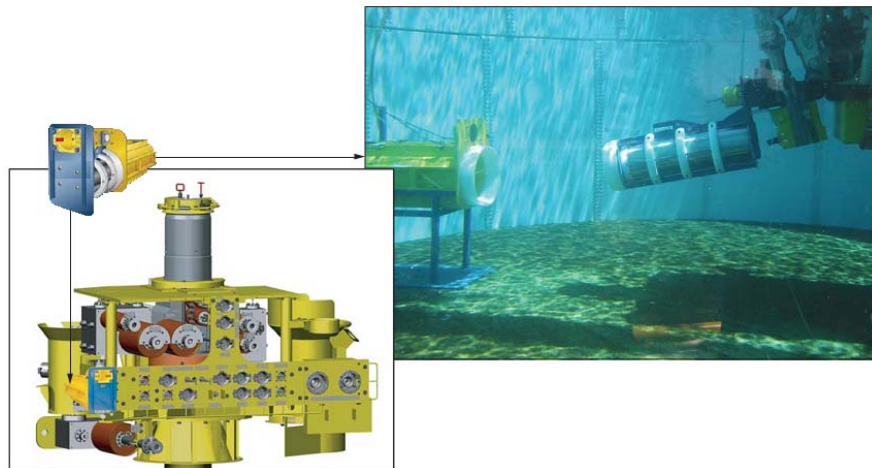


Fig. 1.42. Equipos de monitoreo.

La oportuna detección de cualquier anomalía en el sistema, nos permite prevenir costos de reparación o paros innecesarios de la producción. Los operadores pueden detectar en tiempo real las condiciones de operación del sistema submarino por lo que pueden optimizar la inyección de fluidos, así como el suministro eléctrico al sistema, reduciendo así costos de operación.

Dentro de la estrategia de prevención se debe considerar evitar la formación de sólidos, esto se realiza por medios térmicos que consisten en aumentar la temperatura de las líneas de producción con la finalidad de operar fuera del región de formación de hidratos o el depósito de parafinas y asfaltenos. Los métodos térmicos pueden a llegar ser muy costosos, pero sus beneficios son permanentes o a largo plazo.

Existen otros métodos para evitar la formación de hidratos o el depósito de parafinas y asfáltenos, los métodos químicos, los cuales consisten en inyectar fluido que modifica la composición del fluido evitando la formación de los hidratos o el desprendimiento de parafinas y asfáltenos, estos fluidos deben de ser compatibles con el fluido de producción. Otra opción de estos métodos químicos es la inyección de antiglomerantes para evitar la acumulación de los sólidos, estos no previenen la formación de sólidos, pero si evitan que se acumulen y formen obstrucciones en las líneas de descarga (sus costos son de medios a altos).

Otros métodos para evitar las bajas temperaturas son el recubrimiento de las tuberías con aislantes térmicos, el empleo de tuberías revestidas (*pipe in pipe*), tuberías con líneas paralelas que llevan fluido inyectado desde la superficie a alta temperatura, tuberías con resistencias eléctricas. Otra técnica es el enterrar las tuberías de producción para evitar las bajas temperaturas del lecho marino, ver Fig. 1.43.



Fig. 1.43. Selección de los sistemas de producción.

La prevención es fundamental en la explotación de hidrocarburos en aguas profundas debido a que los costos de reparación y las rentas de los equipos para realizarlas son muy elevadas, el monitoreo y la prevención permite contar con costos de operación óptimos lo que genera rentabilidad en los proyectos.

1.4.6. Estrategias de remediación.

Cuando se presenta la obstrucción por acumulación de hidratos parafinas y/o asfáltenos existen diferentes métodos para eliminar el problema, estos métodos los podemos dividir en:

1. Métodos térmicos.
2. Métodos mecánicos.
3. Métodos químicos.

1. Métodos térmicos.

Consisten en adicionar calor al sistema por medio de una fuente de suministro externa aplicada desde la superficie.

El calentamiento eléctrico es uno de los mejores, pero requiere grandes cantidades de energía y los costos de estas tuberías son muy elevados. El aislamiento térmico aporta soporte térmico adicional a los cables calentadores eléctricos, también se puede equipar la tubería con fibra óptica como parte de un sistema de sensores de temperatura, ver Fig. 1.44.

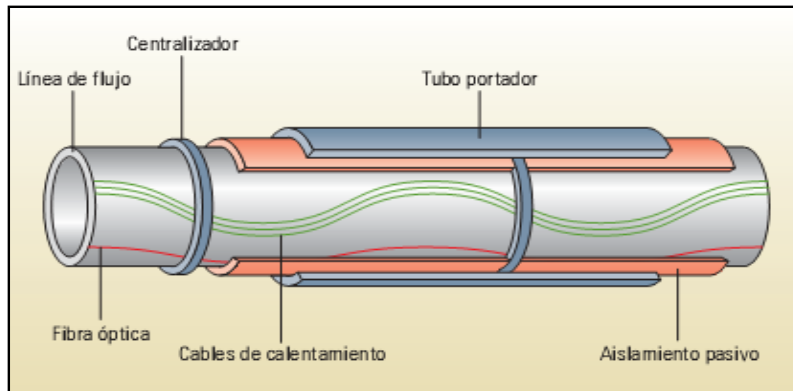


Fig. 1.44. Tubería *pipe in pipe* con resistencias eléctricas.

La circulación con fluido caliente ayuda a la remoción de acumulación de ceras, la cual consiste en circular aceite caliente por la tubería de producción. Esta técnica es limitada por el rango de circulación que sólo es de 3 a 6 mi. y requiere líneas de flujo dobles.

También se pueden hacer reacciones químicas para producir calor, estas reacciones deben de controlarse, debido a que pueden tener riesgos de corrosión debido a la generación de N_2 .

2. Métodos mecánicos.

Consisten en circular un diablo por la tubería de producción para remover acumulaciones que restrinjan el flujo en la tubería, es una de las técnicas más empleadas y requiere de una configuración adecuada de las líneas de producción submarinas para hacer las corridas de los diablos. El riesgo de que un diablo se atasque es alto y las operaciones para su recuperación son muy costosas y requieren de mucho tiempo.

3. Métodos químicos.

Se puede evitar la formación de hidratos de metano mediante la inyección de alcoholes y sales que modifican la composición del fluido, también se puede evitar la acumulación inyectando antiglomerantes.

Las parafinas y los asfáltenos se pueden remover con la inyección de inhibidores termodinámicos que reducen la viscosidad y el punto de escurrimiento, también se pueden inyectar depresores del punto de escurrimiento o bien dispersantes o surfactantes que evitan la aglomeración de las parafinas y los aflátenos. Requieren de grandes volúmenes de inyección y tienen que ser complementados con la corrida de diablos.

Capítulo 2.

Sistemas submarinos de producción

2.1 Equipos submarinos

2.1.1. Árboles submarinos

También conocidos como árboles mojados, son sistemas submarinos que consisten en un arreglo de válvulas y sirven para tener un control de la producción y de la inyección al pozo. Su diseño fue pensado para aguas profundas, pero en la actualidad tienen también aplicación en aguas someras con equipos sencillos y de bajo costo. Representan el primer sistema de control y monitoreo del pozo a nivel submarino, su tamaño, diseño y funcionalidad dependen de los requerimientos de la producción y las condiciones de operación, ver Fig. 2.1.

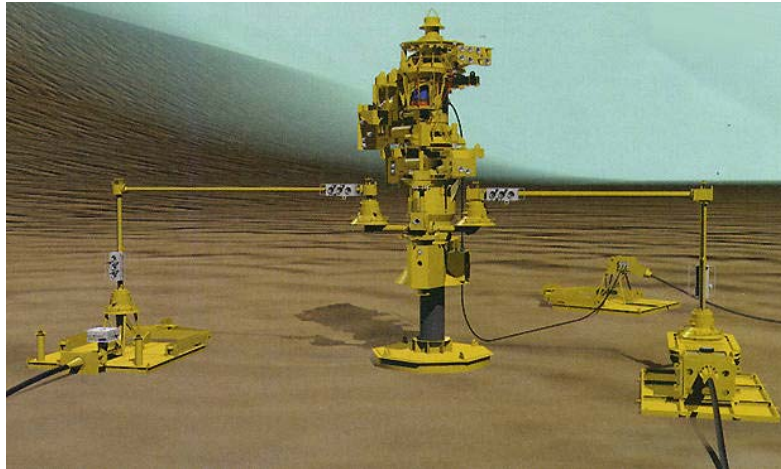


Fig. 2.1. Árbol submarino

Las principales compañías que fabrican estos equipos son FMC Technologies y Cooper Cameron, en el mercado existen básicamente tres tipos de árboles mojados, ver Fig. 2.2, que son:

- Árboles de producción para nivel de lodo
(*Mudmat*).
- Árboles verticales de producción.
- Árboles horizontales (Spool Tree™).

Fig. 2.2. Árboles de producción submarinos.



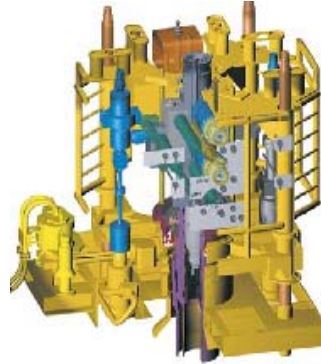
Árbol horizontal

Árbol Vertical

Mudmat

Este tipo de árboles cuentan con un sistema de ensamblaje en módulos lo que hace más flexible cubrir los requerimientos del cliente, ver Fig. 2.3. Los subsistemas modulares que componen un árbol son:

- Conectores.
- Cuerpo o estructura del árbol.
- Válvulas.
- Tubería de suspensión (bola colgadora). Árbol vertical



- Tapones y sellos internos.
- Estranguladores.
- Controles.
- Tapa protectora de desechos.
- Herramienta de colocación.



Árbol horizontal

Fig. 2.3. Árboles horizontal y vertical

2.1.1.1. Árbol submarino vertical.

Es un equipo muy robusto con gran capacidad de manejo de la producción, así como también de inyección de fluidos y control del pozo, su instalación se realiza por medio de cables guía o bien por medio de tubería de perforación, una ventaja de este equipo es su fácil instalación. El árbol vertical es menos ancho que el horizontal por lo que se facilita su instalación después de la perforación que el mismo equipo de perforación, ver Fig. 2.4.

Este árbol cuenta con un sistema modular que permite desinstalar la parte superior del árbol para la intervención a pozos, se requiere desinstalar todas las válvulas de producción para tener acceso a la tubería de producción.

Características del árbol submarino vertical.

- Aplicación en pozos de aceite y gas.
- Temperatura y presión máxima de operación 15,000 lb/pg² y 350° F.
- Se emplea en conexiones directas al manifold.
- Profundidad máxima de operación 10,000 pies.
- La conexión superior del árbol es de 18-3/4 " o 16-3/4 ".
- Sistema de control electro-hidráulico.
- Capacidad para introducir hasta 11 tuberías en el pozo para control, monitoreo e inyección de químicos.
- Diseñado para un fácil acceso del ROV y una fácil inspección visual.
- Cuenta con aislamiento térmico para operar a temperaturas de 0 a 350 °C.
- Protección anticorrosión con ánodos de sacrificio para una vida útil de 20 años.
- Transductores de producción de presión y temperatura antes y después del estrangulador.
- Transductores del espacio anular de presión y temperatura antes y después de la válvula de control.
- Peso aproximado del árbol 105,000 libras.



Fig. 2.4. Árbol vertical.

Su mayor aplicación se ha realizado en campos ubicados en el mar del norte donde se tienen pozos con alta presión y temperatura, en ambientes fríos y con condiciones ambientales difíciles ha resultado ser muy eficiente, ver Fig. 2.5.

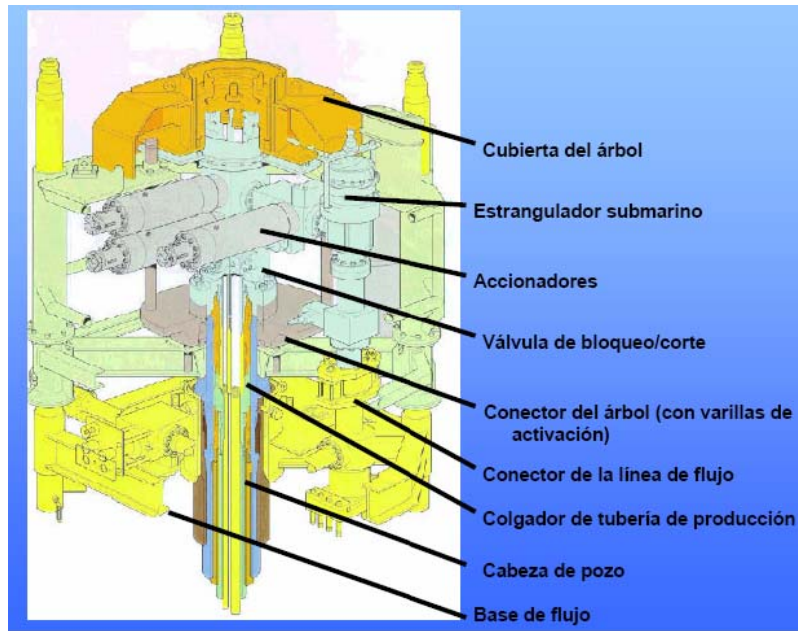


Fig. 2.5. Diagrama general de un árbol submarino vertical.

2.1.1.2. Árbol submarino horizontal.

La gran ventaja en el diseño del árbol horizontal es su tiempo de instalación que se ha reducido hasta dos días, lo cual reduce significativamente los tiempos de operación. Otra de sus grandes ventajas es que cuenta con las válvulas de producción en los costados y no por encima de la bola colgadora como en el árbol vertical, lo cual nos permite un fácil acceso a la tubería de producción, con solo remover la tapa del árbol, ver Fig. 2.6.

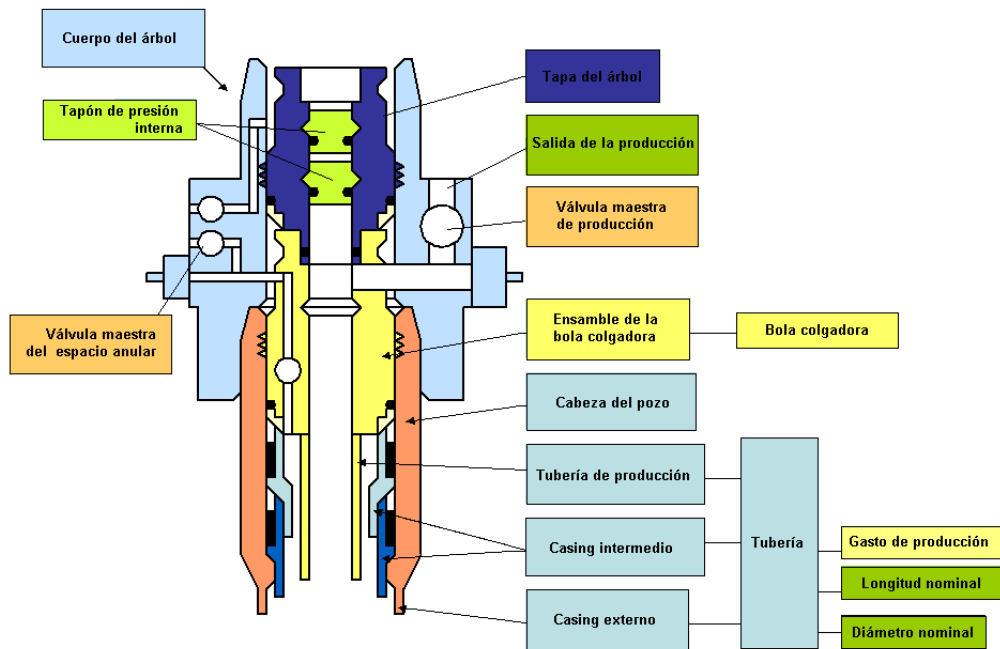


Fig. 2.6. Diagrama general de componentes de los árboles submarinos.

Características del árbol submarino horizontal, ver Fig. 2.7.

- Aplicación en pozos de aceite y gas.
- Temperatura y presión máxima de operación 15,000 lb/pg² y 350° F.
- Se emplea en conexiones directas al manifold e instalación en templetos.
- Profundidad máxima de operación 10,000 pie.
- La conexión superior del árbol es de 18-3/4 " o 16-3/4 ".
- Sistema de control electro-hidráulico.
- Capacidad para introducir hasta 7 tuberías en el pozo.
- Diseñado para un fácil acceso a la tubería de producción.
- Cuenta con aislamiento térmico para operar a temperaturas de 0 a 350 °C.
- Protección anticorrosión con ánodos de sacrificio para una vida útil de 20 años.



Fig. 2.7. Árbol horizontal.

El empleo del árbol horizontal ha demostrado ser menos costoso en instalación y operación que el árbol vertical y se ha vuelto muy empleado en el desarrollo de campos en el Golfo de México.

2.1.1.3. Árboles de producción para nivel de lodo (*Mudline*).

El árbol de producción para nivel de lodo es un sistema de producción simple, estos árboles son económicos y su funcionalidad es muy sencilla, su aplicación es para aguas someras. Su instalación es asistida por buzo esto reduce costos y problemas de instalación, el equipo que se emplea para su instalación puede ser desde una plataforma de perforación autoelevable o bien desde una plataforma de perforación flotante, ver Fig. 2.8.

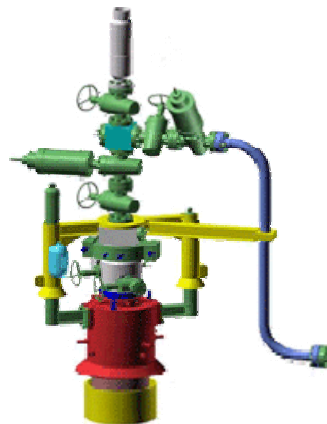


Fig. 2.8. Árbol submarino nivel de lodo.

Este árbol es económico tanto en instalación como en mantenimiento se aplica en aguas poco profundas y es capaz de manejar sargas de terminación sencillas o múltiples, ver Fig. 2.9.

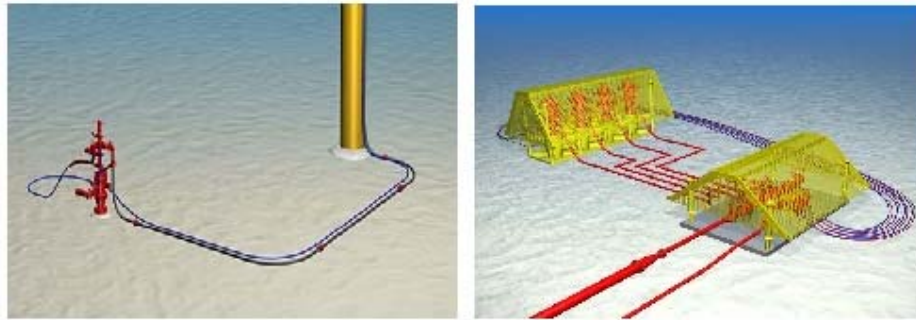


Fig. 2.9. Configuración de árboles de nivel de lodo

2.1.2 Manifolds, Templetos y Sled's.

Los *manifolds* son estructuras submarinas que hacen la función de un cabezal de recolección, es decir, recolectan la producción de uno o varios pozos para enviarla las instalaciones de proceso. En su aplicación en aguas profundas existen tres tipos de manifolds que son, ver Fig. 2.10:

- Manifolds agrupados (*Cluster Manifold*).
- Manifolds templetos. (*Templete Manifolds*).
- Patines de conexión (*Sled's*).



Fig. 2.10. Tipos de *manifolds*.

Los principales factores que se deben de considerar para la selección y diseño de un *manifold* son:

- Presión de trabajo.
- Temperatura de trabajo.
- Profundidad.
- Número de pozos.
- Capacidad de expansión.
- Método de instalación.

Cluster Manifold

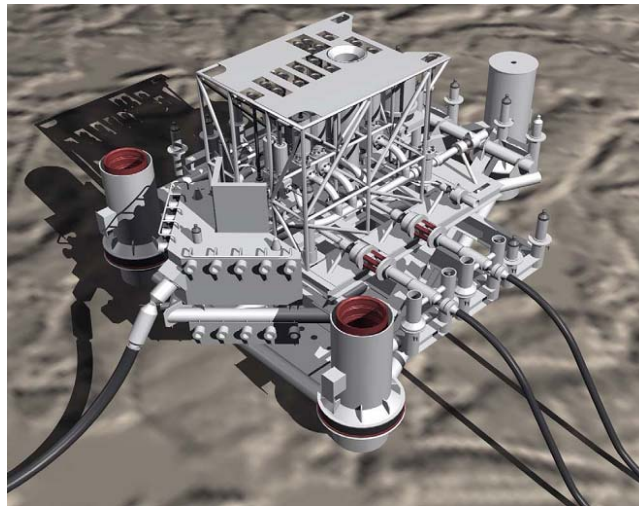


Fig. 2.11. *Manifold*

Los objetivos del cluster manifold, ver Fig. 2.11. y Fig. 2.12. son:

- Proporcionar un interfaz entre la tubería de producción y el *jumper* que se conecta al árbol de producción submarino.
- Reunir los fluidos producidos de pozos individuales submarinos haciendo la función de un cabezal de recolección de la producción.
- Distribuir y transportar los fluidos de producción
- Inyectar gas, inyectar sustancias químicas y el fluido de control.
- Distribuir el sistema eléctrico e hidráulico.
- Dar soporte a los controles del *manifold*, a los controles de líneas de flujo y controles de umbilicales.
- Apoyar y proteger todo el arreglo de tuberías y las válvulas.
- Proveer una plataforma de apoyo durante operaciones asistidas por ROV.
- Dar soporte a los equipos para facilitar las operaciones de limpieza con diablo.

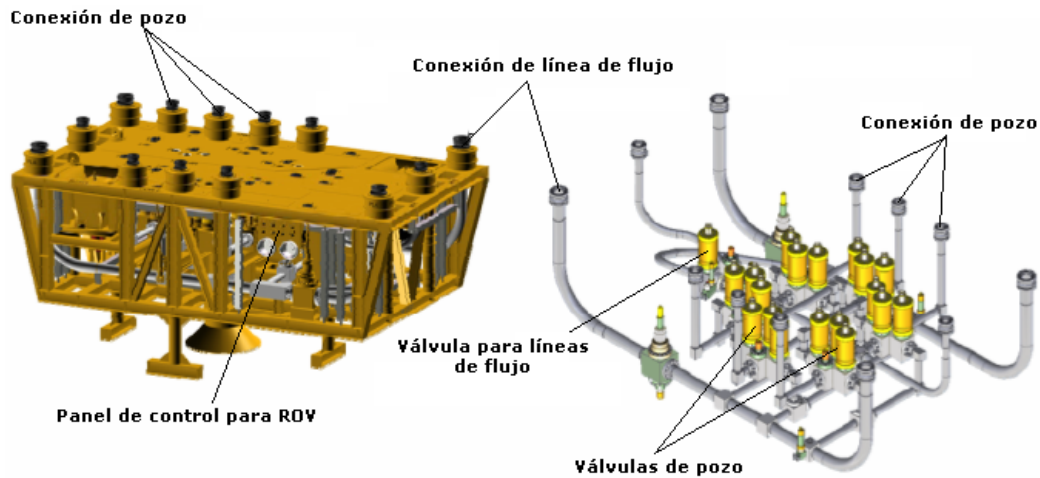


Fig. 2.12. Diagrama de un *manifold*.

Actualmente los *manifolds* están diseñados para soportar las siguientes condiciones de operación, ver Fig. 2.13:

- 3,000 metros de tirante de agua.
- Presiones de 15,000 lb/pg².
- Tuberías de 6" a 30" de diámetro.
- Medidores de flujo multifásico.
- Lanzadores y trampas de diablo removibles.



Fig. 2.13. Transporte e instalación de manifolds.

La configuración de un *manifold cluster* consiste en pozos individuales que se conectan independientemente cada uno con el *manifold*, cada uno de estos pozos cuenta con su conexión umbilical independiente y su terminación puede ser diferente para cada pozo.

Templete *manifold*

Los templetos son una estructura que soporta y protege un determinado número de pozos submarinos que se encuentran juntos sobre el fondo del mar. En las áreas de alta intensidad

de pesca, los templetees son ideales deslizar las redes de arrastre evitando que se atoren y se dañen los equipos submarinos, ver Fig. 2.14.



Fig. 2.14. Templete, proyecto Ormen Lange

Esta configuración nos permite que los pozos se encuentren agrupados en una sola estructura por lo que se eliminan los *jumpers* para conectar los árboles submarinos con el cabezal de recolección, evitar el uso de *jumpers* facilita la operación y problemas en el aseguramiento de flujo, ver Fig. 2.15.

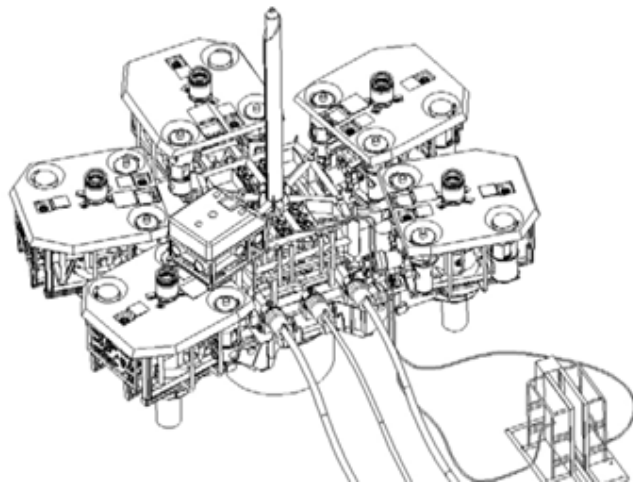


Fig. 2.15. Templete *manifold*.

Los factores de diseño a considerar para el diseño de un templete, ver Fig. 2.16. son:

- Presión de operación.
- Temperatura de operación.
- Profundidad.
- Número de pozos.
- Equipo de control y monitoreo.
- Tipo de árboles submarinos.
- Anclaje.

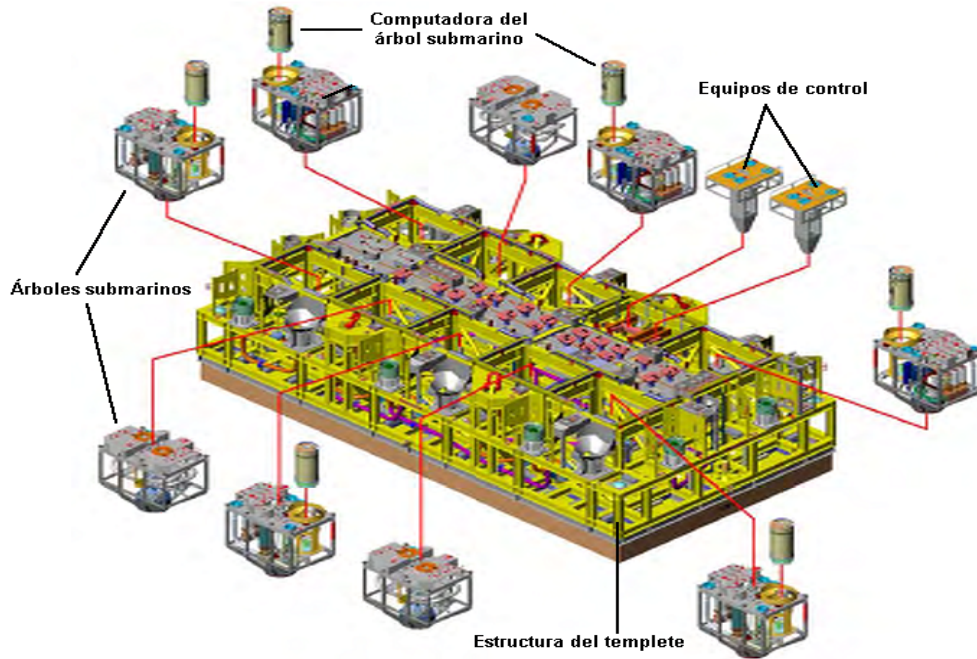


Fig. 2.16. Estructura y componentes de un templete.

Los componentes de los templetos diseñados para evitar operaciones posteriores de instalación o reparación debido a que el espacio es muy limitado dentro de la estructura y las operaciones con ROV pueden resultar muy complicadas o imposibles.

Los templetos pueden albergar en su estructura desde 4 hasta 24 pozos y dentro de sus principales funciones están, ver Fig. 2.17:

- Dar soporte y protección a los pozos.
- Recolección de la producción.
- Medición de presión y temperatura.
- Mediciones de flujo.
- Control y monitoreo de la producción.
- Inyección de químicos.

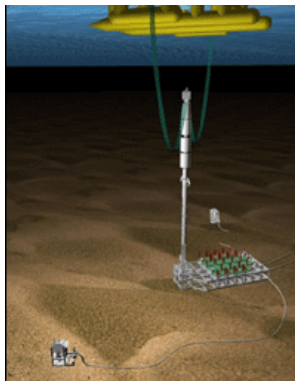


Fig. 2.17. Aplicación de un templete (izquierda), ensamblaje de un templete (derecha).

Los templetos tienen como una de sus ventajas el hecho de que se bajan con todos los componentes ya instalados por lo que se minimizan costos y riesgos de instalación y operación submarina, aunque esto requiere de la inversión de todos los componentes, lo cual resulta muy costoso. También se debe de tener mucho cuidado al perforar debido a que la caída de una herramienta de perforación podría causar daño a toda la estructura, ver Fig. 2.18.

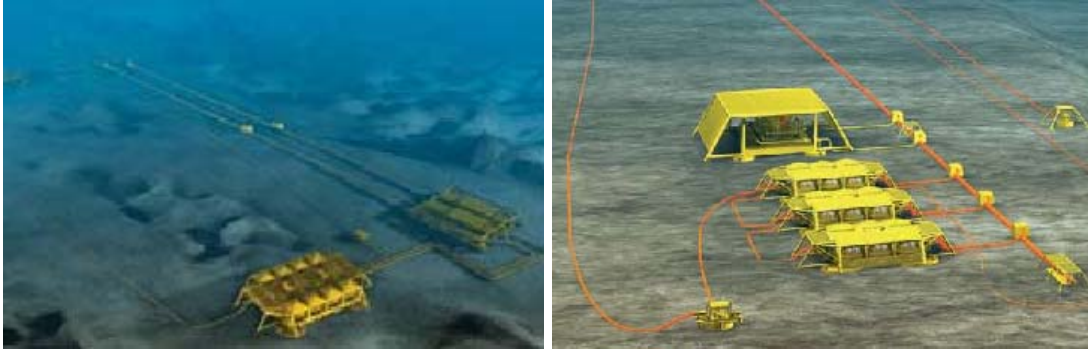


Fig. 2.18. Diseños de la aplicación de templetos.

La perforación se puede realizar con los componentes de producción ya instalados y al estar los pozos agrupados no se requiere del movimiento de anclaje de la estructura perforadora, los pozos ya terminados pueden empezar a producir aunque se siga perforando, ver Fig. 2.19.



Fig. 2.19. FMC Technologies Ormen Lange.

Los templetos son estructuras muy grandes por lo que su transportación e instalación requiere de equipos y barcos con características especiales. Su principal aplicación se ha dado en el Mar del Norte donde las condiciones ambientales y de operación son muy adversas y también la actividad pesquera es elevada.

Patines de conexión, *sled's*.

Comúnmente conocidos por su nombre en inglés como *sled's*, son estructuras que sirven como puente de conexión entre los equipos submarinos y las líneas de flujo, ver Fig. 2.20. Existen dos tipos de *sled's* que son:

- PLET, *pipe line end termination*.
- PLEM, *pipe line end manifold*.



Fig. 2.20. PLEM, *Pipe line end manifold* (izquierda) y PLET *pipe line end termination* (derecha).

Los PLET's se emplean en la conexión entre los *manifolds* y la líneas de flujo, así como entre otros dispositivos submarinos. Los PLEM's por su parte, hacen la función de un *manifold* es decir, sirven como cabezales de recolección entre los árboles submarinos y las líneas de producción, tiene capacidad hasta para conectar 2 pozos con las líneas de producción.

Los *sled's* también pueden estar instrumentados con equipo de medición o control, este tipo de instrumentación es más común en los PLEM's debido a que se conectan directamente como cabezales de recolección a las líneas de flujo por lo que puede de requerir instrumentación para inyección de fluidos por medio de cable umbilical o bien válvulas para el control de la producción, ver Fig. 2.21.

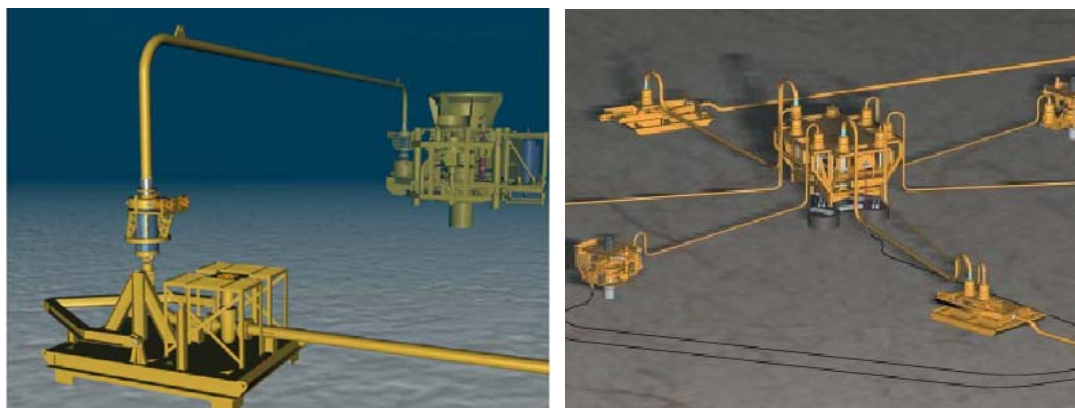


Fig. 2.21. Conexión del *jumper* del árbol submarino a la línea de flujo por medio de un PLEM (izquierda), conexión de los *jumpers* del *manifold* a la línea de flujo por medio de un PLET (derecha).

2.1.3 Jumpers

Son tuberías de producción que sirven para conectar los pozos con los cabezales de recolección submarinos, o bien, para conectar los cabezales de recolección submarinos con las terminaciones de línea submarina mejor conocidas como PLET's, su función principal es la de llevar el fluido de producción de un equipo a otro, ver Fig. 2.22.

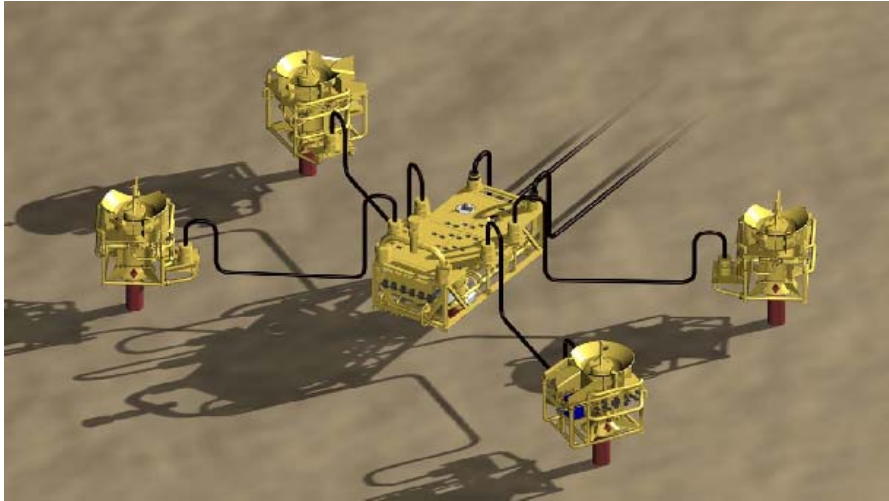


Fig. 2.22. *Jumpers*

Existen dos tipos de *jumpers* que son los rígidos y los flexibles, ver Fig. 2.23. y Fig. 2.24, los rígidos garantizan una mayor confiabilidad y soporte para la producción mientras que los flexibles nos dan mayor facilidad para adaptarse a la distancia entre los equipo.

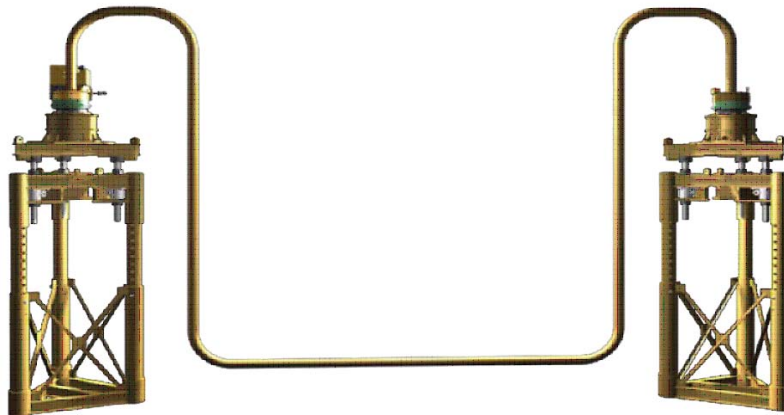


Fig. 2.23. *Jumper* rígido con conexión vertical.



Fig. 2.24. *Jumper* flexible con conexión inclinada.

Los *jumpers* actualmente cuentan con las siguientes características:

- Pueden ser empleados hasta los 3,000 m de tirante de agua
- Soportan presiones externas de hasta 15,000 lb/pg².
- Pueden ser de hasta 50 m de largo.
- Pueden estar equipados con medidores de flujo.
- Cuentan con aislamiento térmico.

Su diseño depende de la aplicación, en ocasiones existen *jumpers* rígidos con formas muy complejas cuando las condiciones de operación e instalación lo requieren. Otra de sus principales aplicaciones es la de generar una caída de presión antes de llegar al cabezal de recolección submarino, esto permite contar con una presión más informada en el cabezal de recolección submarino, ver Fig. Fig. 2.25.



Fig. 2.25. Instalación de *jumpers*.

Su instalación se realiza por líneas guía y es asistida por ROV sus conexiones pueden ser verticales o en ángulo, normalmente se emplean las conexiones verticales ya que son más fáciles de instalar y tienen menos riesgo de desconexión. Normalmente se baja el jumper con las herramientas de conexión ya instaladas para facilitar la operación.

2.1.4 Vehículo de operación remota, (ROV).

Conocidos por sus siglas en inglés como ROV (*Remotley Operated Vehicle*) es un robot submarino no tripulado y conectado a un barco en la superficie por medio de un cable umbilical. La energía y las órdenes se envían mediante un mando a distancia a través del umbilical al ROV.

A través del cable se transmiten también los datos de las cámaras del ROV, los datos de los sensores y de los sonares al centro de control del barco de la superficie.

Los ROV's pueden llevar una gran variedad de brazos mecánicos para realizar trabajos en las profundidades, o simplemente una cámara de video con el fin de captar las imágenes de los equipos en el fondo del mar.

El cable umbilical del ROV presenta ventajas e inconvenientes. Dentro de las ventajas del ROV es que es posible transmitir al fácilmente la energía y los datos, y los inconvenientes es que el propio peso del cable requiere una gran cantidad de energía para moverlo, ver Fig. 2.26.



Fig. 2.26. Principales componentes del ROV.

Clasificación de los ROV's

Existen dos aplicaciones principales para los ROV's que son la inspección visual de las instalaciones y equipos, la instalación de componentes como *jumpers* y la operación mecánica de algunos tipos de válvulas.

Los ROV's que se emplean para la inspección visual están equipados con potentes luces y cámaras que permiten a los operadores visualizar en la superficie el estado físico de los equipos y sus conexiones, ver Fig. 2.27.

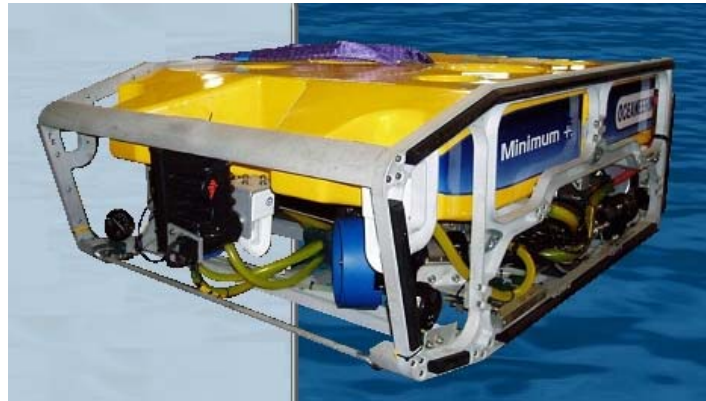


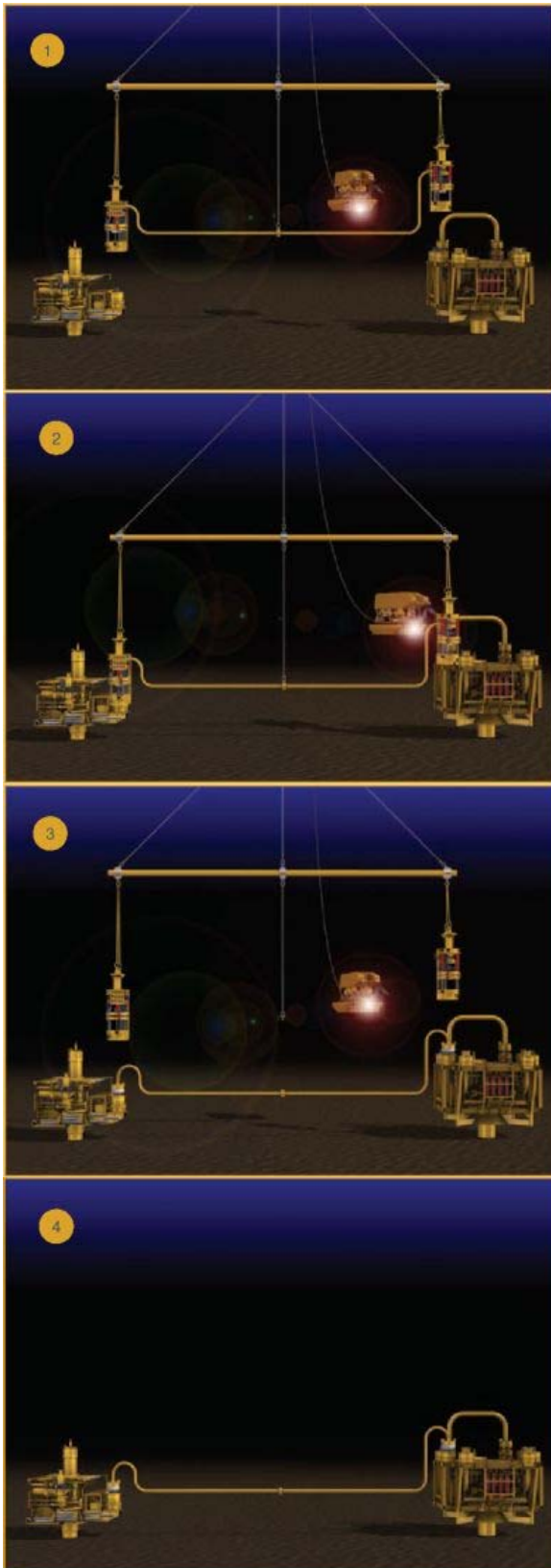
Fig. 2.27. ROV para inspección visual.

Los ROV's empleados para la operación son más robustos y cuentan con brazos mecánicos que se emplean para mover controles y componentes de los equipos con los cuales interactúan, ver Fig. 2.28.



Fig. 2.28. ROV Para operación.

El ROV se emplea en profundidades en donde la instalación de los equipos no puede ser asistida por buzos debido a las altas presiones, un claro ejemplo y el más común es la instalación de los *jumpers* para conectar los árboles submarinos con los *manifolds*. En este tipo de operación el ROV es el encargado de conectar las líneas que suministran la potencia hidráulica con las herramientas de conexión, también se encargan de proporcionar a los operadores las imágenes para la operación por medio de sus cámaras, ver Fig. 2.29.

Fig. 2.29. Instalación de un *jumper* asistida con ROV.

1) Se baja el *jumper* con las herramientas de conexión ya integradas el ROV se encarga de asistirlo para el posicionamiento exacto de las herramienta.

2) El ROV acciona los actuadores hidráulicos de la herramienta para realizar la conexión y se verifica que la el sello se realice de la manera correcta.

3) Se retiran las herramientas de conexión con ayuda del ROV y se llevan a la superficie.

4) Una vez terminada la operación se puede continuar con el programa de actividades.

También los árboles submarinos cuentan con un panel especial para que puedan ser operados con el ROV, este panel permite el ajuste de válvula así como la conexión de umbilicales de servicio para el suministro eléctrico, suministro hidráulico, suministro de gas para el bombeo neumático y la operación de apertura o cierre de válvulas, ver Fig. 2.30.

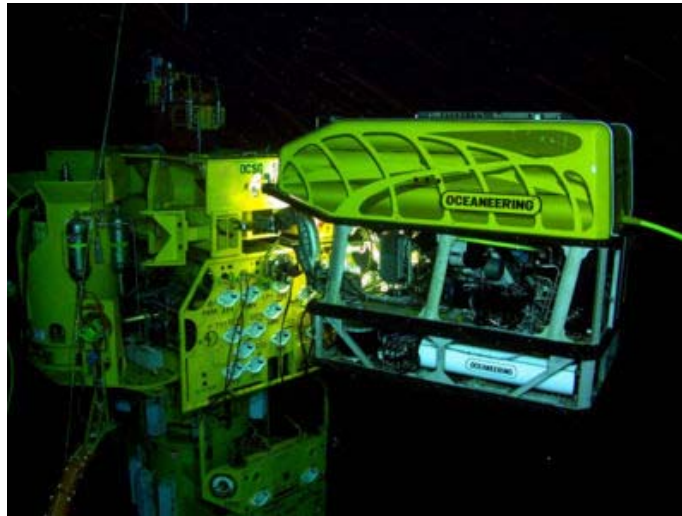


Fig. 2.30. ROV operando un árbol submarino.

En la actualidad se cuenta con simuladores muy precisos capaces de reproducir prácticamente todas las condiciones en la cuales operan los ROV's estos simuladores permiten visualizar el ambiente en 3D y las condiciones antes de realizar la operación, de esta manera se minimizan los tiempos de operación y en consecuencia se reducen los costos. Estos simuladores también son la herramienta fundamental para la capacitación de los operadores de estos vehículos, ver Fig. 2.31.

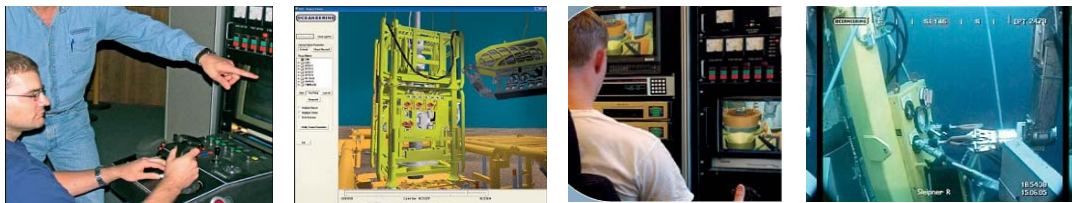


Fig. 2.31. Simuladores para la operación de ROV.

Como se puede ver el ROV constituye una pieza fundamental para la instalación y operación de campos en aguas profundas, es la herramienta externa que nos permite la interacción desde la superficie con los equipos submarinos.

2.2 Proceso Submarino

El proceso submarino comprende la separación y el bombeo de fluidos a nivel del lecho marino, el proceso submarino se realiza por medio de dos equipos esenciales que son:

- Las bombas multifásicas submarinas.
- Separadores submarino.

2.2.1 Bomba Multifásica

Las contrapresiones generadas por las extensas líneas de producción, así como la misma topografía del lecho marino, dan gastos de producción bajos y provocan un abandono temprano de pozos que cuentan con presión suficiente para aún ser productivos. Por lo que desde el inicio de la explotación se busca maximizar la eficiencia y rentabilidad del sistema de producción, donde las bombas multifásicas juegan un papel esencial para ayudar al sistema a alargar su vida útil y su rentabilidad.



Las bombas multifásicas tienen como fin agregar energía al fluido de producción para restarle contrapresión a la cabeza del pozo, aumentando los gastos de producción y enviando los fluidos de producción a las instalaciones más lejanas con la finalidad de minimizar costos de instalaciones superficiales, ver Fig. 2.32.

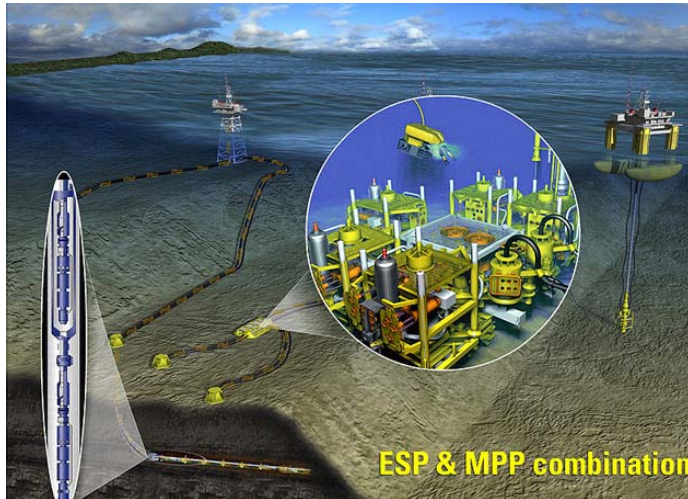
Fig. 2.32. Bombas multifásicas.

Aplicaciones:

- Ayuda a los sistemas de bombeo neumático instalados en pozos de presión media y baja presión.
- Permite extender las distancias de las líneas de producción a los sistemas de recolección flotantes o instalaciones superficiales de proceso.
- Bobear los fluidos de pozos de baja presión a sistemas de alta presión, para mantener un sistema homogéneo de recolección.
- Controlar a distancia el bombeo en campos marginales.
- Incrementar la existencia de líneas con flujo multifásico.

Beneficios:

- Una significativo incremento de la producción de aceite por el incremento de flujo.
- Una mejor administración y control de la producción y por consecuencia una vida más larga de nuestro yacimiento.
- Su aplicación no interviene con el tipo de terminación de pozo, ni con el árbol submarino.
- Incrementa la recuperación.
- Los costos de la aplicación son rápidamente recuperables por los múltiples beneficios.
- Se puede producir de manera natural el yacimiento por medio de un *bypass*, mientras la bomba se encuentra en reparación o mantenimiento.



Estas bombas están concebidas desde su diseño original libres de mantenimiento y los materiales de sus componentes son seleccionados para resistir tanto la corrosión interna como externa, ver Fig. 2.33.

Fig. 2.33. Aplicación de bombas multifásicas.

Actualmente la capacidad de bombeo probada en este tipo de bombeo es de hasta 450,000 BPD, con una capacidad de 90% a 100% de manejo de gas, con una eficiencia de bombeo del 50% hasta las 300,000 hrs de operación, un consumo de energía máximo de 840 kW a 5000 RPM, y una profundidad de 1,000 m o más.

El principio de funcionamiento de estas bombas es un sistema helicoaxial que le agrega energía al fluido de producción. Este sistema se compone de cuatro etapas, cada una de ellas comprende un impulsor centrífugo y un difusor, ver Fig. 2.34.



Fig. 2.34. Sistema helicoaxial de cuatro etapas de una bomba multifásica.

Las bombas multifásicas se componen básicamente de tres secciones que son:

- 1) Sección de mezclado.- En esta fase (gas y líquido) del fluido de producción se mezclan de manera homogénea para el funcionamiento óptimo del componente helicoaxial.

- 2) Sección de bombeo.- El sistema helicoaxial agrega energía al fluido de producción por medio de las etapas de bombeo con que cuenta la bomba.
- 3) Sección de motor.- El motor que proporciona el movimiento de rotación que requiere la bomba puede ser por medio de una turbina o bien por medio de un motor eléctrico.

En este esquema se muestran las secciones de una bomba multifásica con un motor de turbina. La turbina es impulsada por agua que es bombeada desde las instalaciones superficiales, ver Fig. 2.35.

En este esquema se muestran las secciones de una bomba multifásica con un motor eléctrico. El motor eléctrico cuenta con suministro de energía y tiene también un sistema de enfriamiento, ver Fig. 2.36.

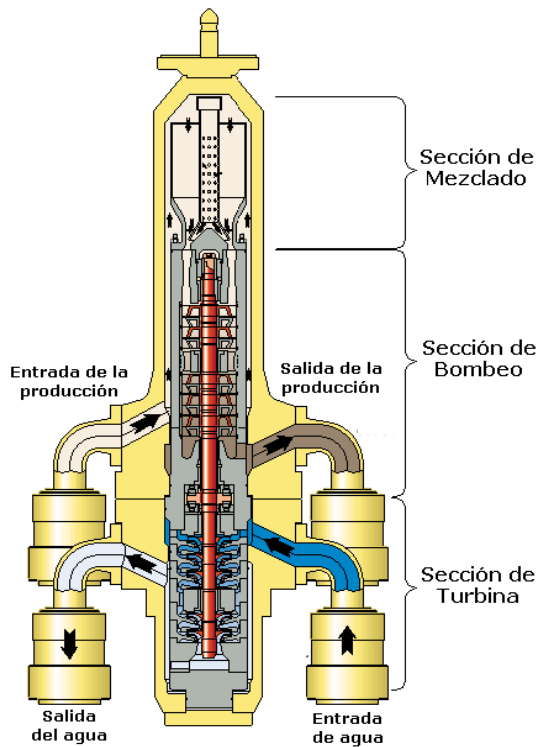


Fig. 2.35 Diagrama de una bomba multifásica con motor de turbina.

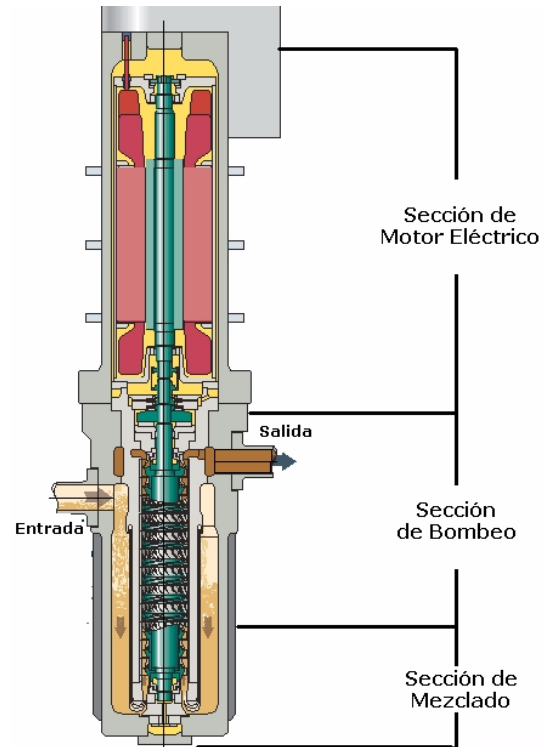


Fig. 2.36 Diagrama de una bomba multifásica con motor eléctrico.

Otro beneficio de la bomba multifásica es que agregan energía en forma de calor al fluido lo cual nos beneficia en evitar la formación de hidratos de gas.

Las bombas multifásicas también tienen aplicación en superficie, el empleo de una bomba multifásica en la entrada del separador de alta presión en superficie, da como resultado una excelente reducción de la contrapresión en las líneas de producción submarinas.

El empleo de este tipo de bombeo se puede adaptar para los requerimientos de cada campo, pero es importante señalar que el empleo de muchas etapas de bombeo requiere de motores muy grandes y los elementos internos de la bomba sufren un rápido desgaste.

2.2.2. Separadores Submarinos.

La separación submarina está pensada con la finalidad de hacer más eficiente la producción y aumentar la recuperación de los yacimientos. Este tipo de separación se optimiza con un diseño específico para cada caso en particular para hacer más rentable el desarrollo de campos en aguas profundas, ver Fig. 2.37.

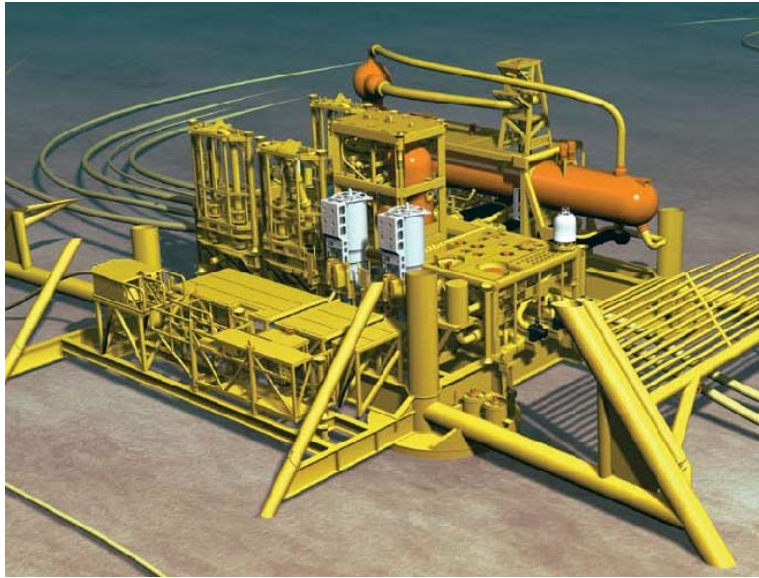


Fig. 2.37. Separador submarino.

Los separadores submarinos están diseñados para separar tres fases (aceite, gas y agua). El agua separada se inyecta al yacimiento para ayudar a mantener la presión de la formación mientras que el gas y el líquido se bombean para llegar a las instalaciones superficiales, también ayuda a obtener una separación en superficie más eficiente, ver Fig. 2.38.

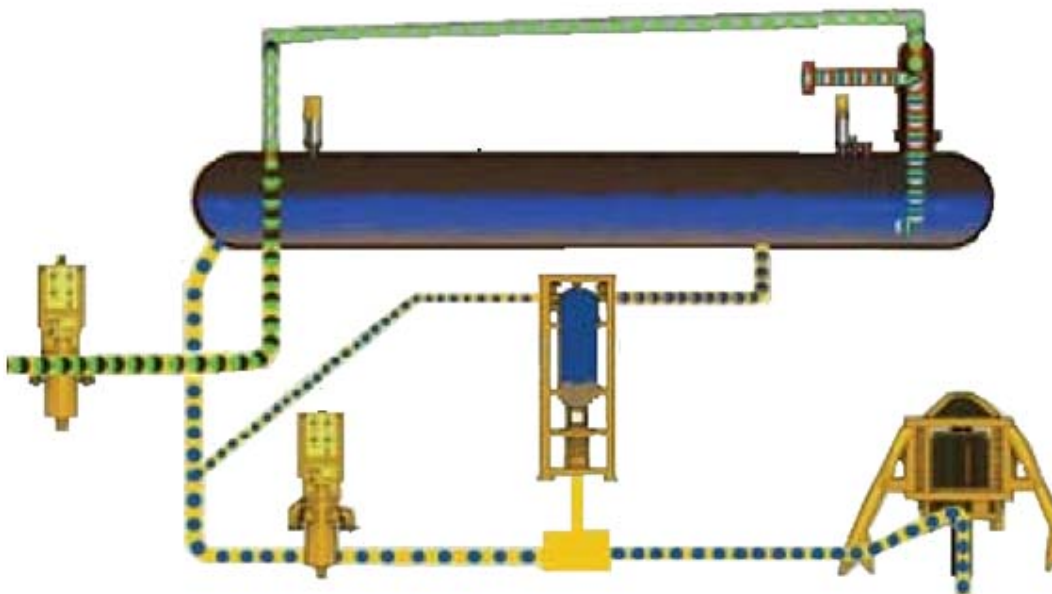


Fig. 2.38. Esquema de separación e inyección de agua.

En la figura anterior podemos ver un proceso submarino que consiste en la entrada del fluido de producción, pasa al separador donde se desprenden tres fases que son aceite gas y arena, el agua junto con la arena pasan al desarenador, posteriormente el agua llega a una estación de bombeo y luego a un pozo inyector de agua; por otra parte el gas y el aceite se conducen a una bomba multifásica donde se bombean para incorporarlas nuevamente a la producción.

Este tipo de tecnologías son muy recientes y actualmente se encuentran en desarrollo por lo que los métodos de separación y la metodología de diseño varían significativamente para cada fabricante, ver Fig. 2.39.

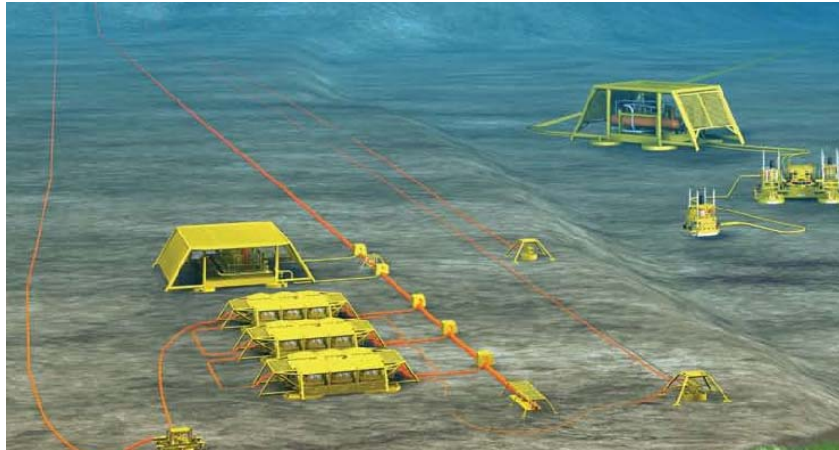


Fig. 2.39. Separadores Submarinos.

En los separadores submarinos se emplea la misma tecnología que en los separadores horizontales superficiales, pero se busca hacer más eficientes los componentes internos para lograr reducir el tamaño de los equipos y el tiempo de residencia.

En la Fig. 2.40 se muestran las secciones de un separador submarino:

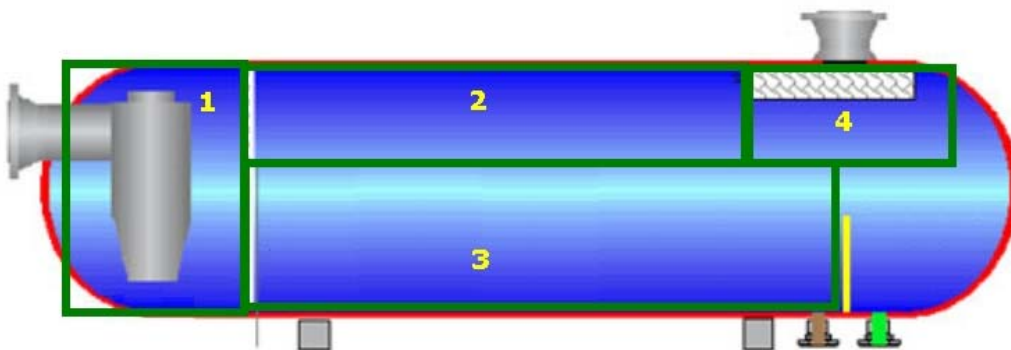


Fig. 2.40. Secciones de un Separador Submarino

- 1) Sección de entrada. En esta sección, la separación se realiza por medio de fuerza centrífuga, al cambiar bruscamente la dirección del fluido se genera una fuerza centrífuga que separa el gas del líquido.

- 2) Sección de separación por gravedad del gas. El gas que aún queda en el aceite se desprende por diferencia de densidades quedando la fracción más ligera (gas) en la parte superior del tanque y la fracción pesada en la parte inferior (líquido).
- 3) Sección de separación por gravedad del líquido. Al igual que en la anterior por diferencia de densidades el aceite se separa del agua, este proceso es más tardado que el del gas, pero se emplean internos que optimizan este proceso.
- 4) Sección de eliminación de niebla. Pueden existir algunos condensados que se encuentran en forma de pequeñas gotas líquidas suspendidas en flujo de gas, en esta sección se emplean dispositivos que condensan las gotas de aceite depositándolas en la sección de líquidos.

A continuación se describen los internos del separador submarino, ver Fig. 2.41.

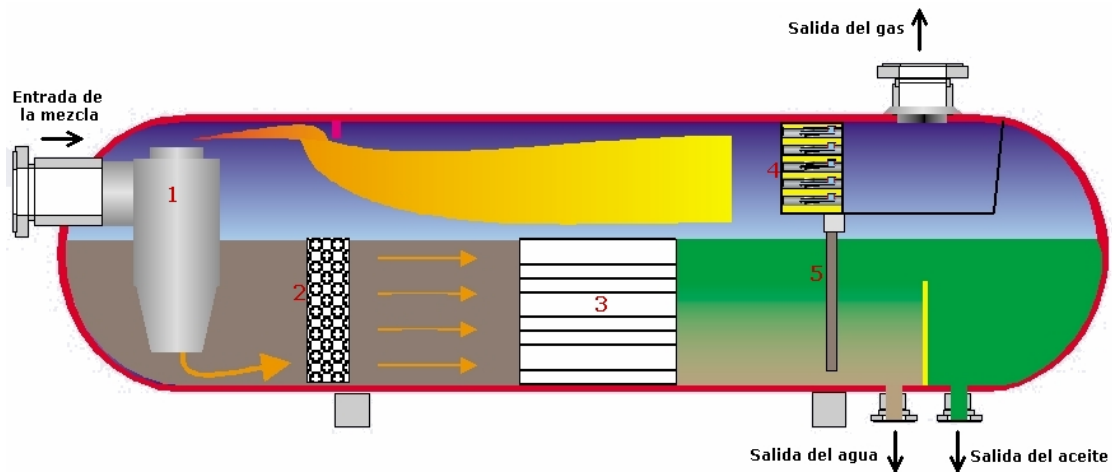


Fig. 2.41. Internos de un Separador Submarino

- 1) Desgasificador tipo ciclón.

Este dispositivo se encarga de generar la fuerza centrífuga que separa el gas del aceite.

Este dispositivo cambia la trayectoria del fluido por medio de las helicoidales que se encuentran en el tubo central enviando los líquidos a las paredes del recipiente y el gas se queda en la parte central, el gas sube por el interior de este tubo y sale a la sección de separación por gravedad. El líquido baja sin entrar al tubo central lográndose así una separación muy eficiente, ver Fig. 2.42.

El líquido deja de girar gracias a las placas que se tienen en la parte inferior del recipiente y sale a la sección de separación por gravedad.

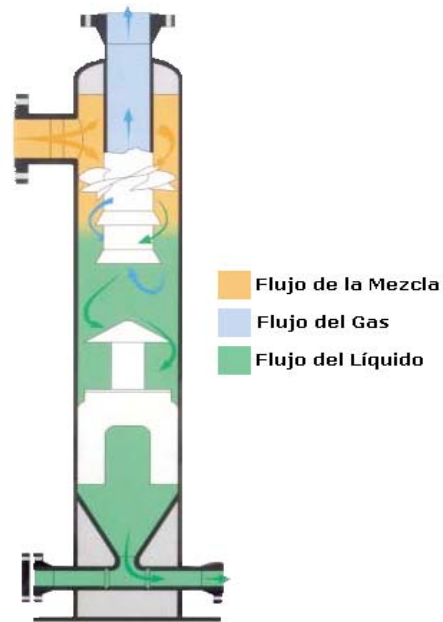


Fig. 2.42. Desgasificador.

- 2) Placas perforadas de distribución. Estas placas distribuyen los líquidos dándole un variado cambio de dirección en forma laminar lo cual ayuda a una rápida separación de fases entre líquidos. Existen variantes para este tipo de placas dependiendo de la composición de los fluidos, ver Fig. 2.43.



Fig. 2.43. Placas perforadas.

- 3) Placas de separación de líquidos. Estos se encargan de atrapar pequeñas partículas de líquido que puedan viajar suspendidas en el flujo de gas y depositándolas en el aceite. Se componen de mallas entretejidas muy cerradas o de veletas que capturan las gotas de aceite, ver Fig. 2.44.



Fig. 2.44. Placas de separación de líquidos.

- 4) Dispersores de niebla. Para lograr una buena separación gas-líquido y líquido-líquido por gravedad, un régimen de flujo muy estable. Las placas perforadas distribuyen de manera uniforme los distintos flujos en todo el recipiente logrando un mejor régimen de flujo y una mejor separación, ver Fig. 2.45.



Fig. 2.45. Dispersor de niebla.

- 5) Placas perforadas de distribución. Esta segunda placa hace la misma función, que la anterior, pero esta tiene la finalidad de mantener el nivel del agua y el aceite estable para que el agua no pase a la sección descarga del aceite, ver Fig. 2.46.



Fig. 2.46. Placas perforadas.

Como se puede apreciar en estos internos del separador se busca una alta eficiencia para lograr una disminución en el tamaño del separador, ver Fig. 2.47.

Existen otros internos como son los desarenadores, que en caso de ser necesarios se pueden instalar en un separador submarino.



Fig. 2.47. Desarenador.

También se cuenta con software especializado que realiza análisis de destrucción de fluidos para el diseño de separadores, ver Fig. 2.48.

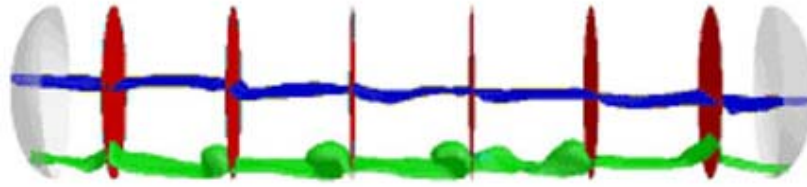


Fig. 2.48. Simulación de un separador.

La separación submarina hace más eficiente el sistema de producción reduciendo costos y aumentando la recuperación del yacimiento. Es importante señalar que realizando una buena separación, se reduce significativamente la producción de agua, lo cual proporciona un mejor manejo de la producción y una mejor separación en superficie, ver Fig. 2.49.

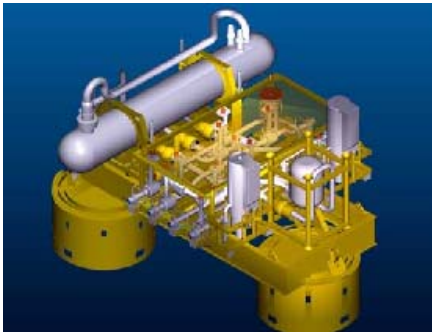


Fig. 2.49. Diseño de un separador submarino (izquierda), separador submarino de prueba en tamaño real (derecha).

Las más recientes aplicaciones de los separadores submarinos fueron desarrolladas para dos campos en el mar del norte que son el Ormen Lange y el Tordis, por las compañías Statoil e Hydro, ver Fig. 2.50.

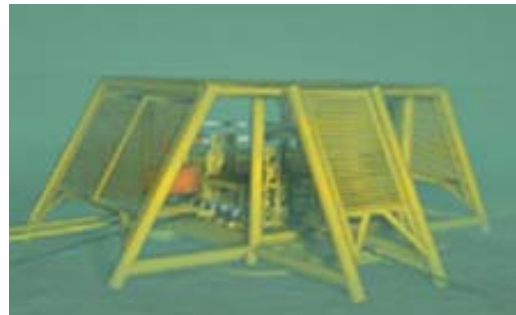
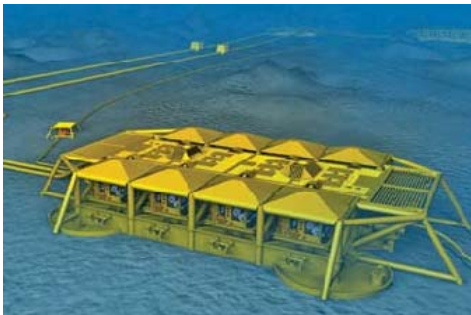
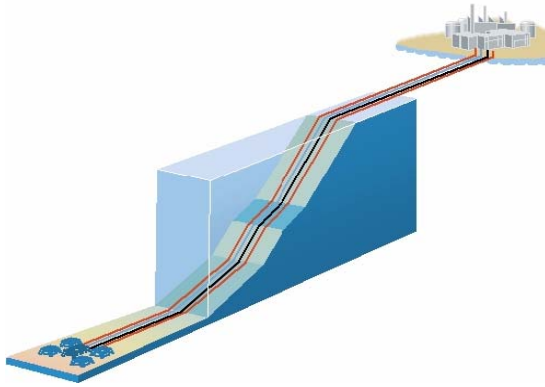


Fig. 2.50. Proyectos Ormen Lange (izquierda) y Tordis (derecha).



La proyección a futuro del proceso submarino es evitar el empleo de equipos flotantes de producción y llevar la producción directamente hasta instalaciones terrestres, ver Fig. 2.51.

Fig. 2.51 Proyección a futuro del proceso submarino.

Dentro de las aplicaciones en el proceso submarino se puede aprovechar la inyección del agua de las bombas con turbina para la inyección de agua al yacimiento y así agregarle energía, ver Fig. 2.52.

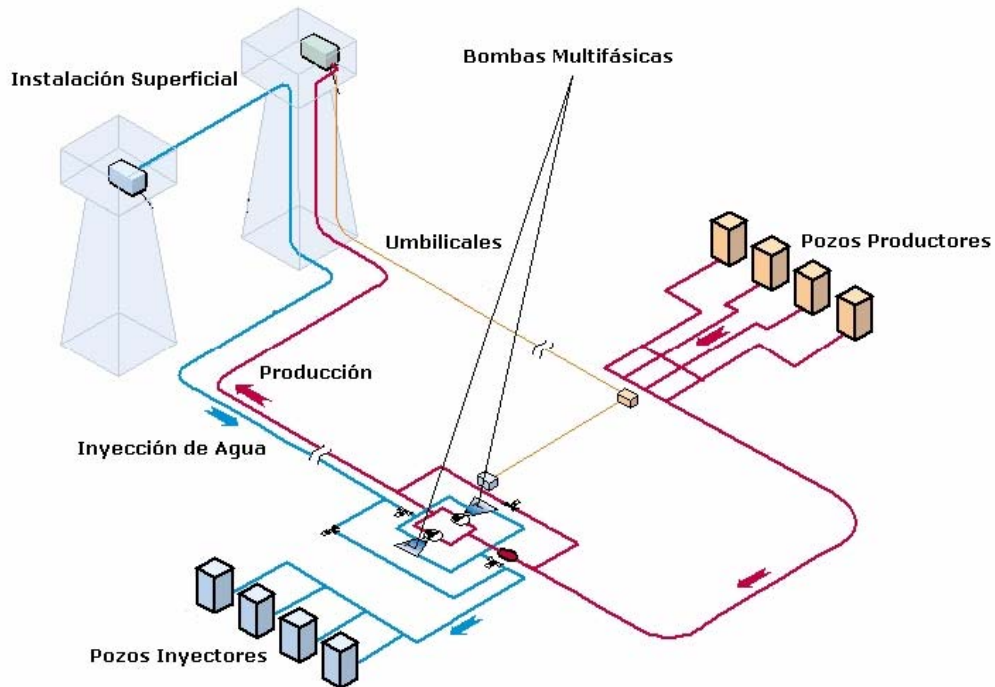


Fig. 2.52. Diagrama de la optimización de un sistema con bombas multifásicas con turbina de inyección de agua.

Los equipos de separación y bombeo pueden estar instalados en un mismo templete para optimizar espacio y costos de instalación, ver Fig. 2.53.

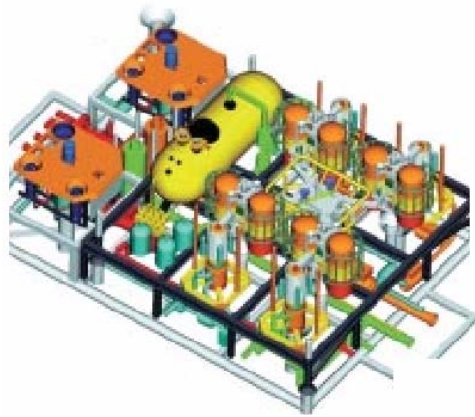


Fig. 2.53 Plantas integradas de proceso submarino con separación y bombeo multifásico.

Los beneficios del proceso submarino se traducen en una mejor administración de recursos técnicos y de operación. La rentabilidad de los proyectos en aguas profundas puede ser muy grande se optimiza al máximo las instalaciones y un buen diseño de proceso submarino puede ser la ventana que haga un proyecto de aguas profundas exitoso y altamente rentable, ver Fig. 2.54.

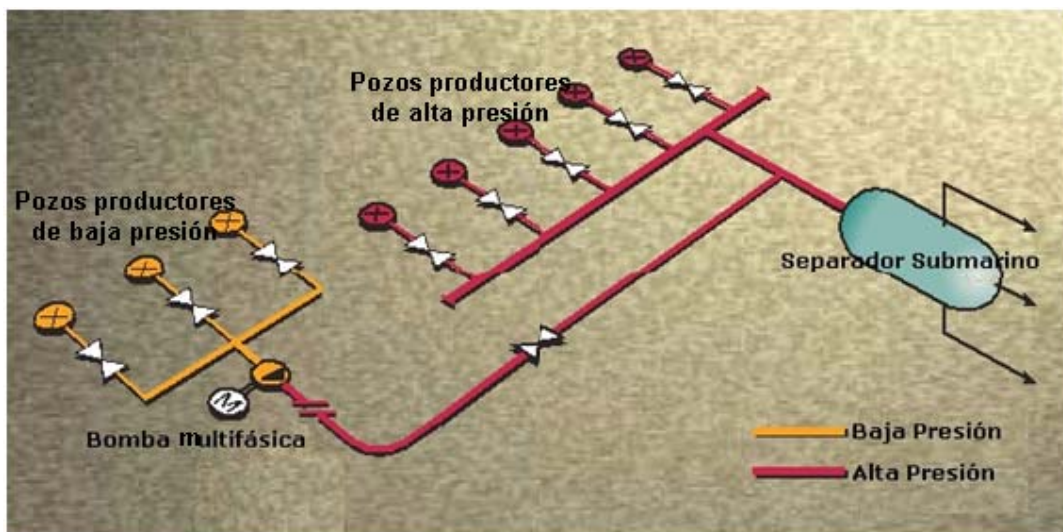


Fig. 2.54. Diagrama de un proceso con bombeo multifásico para hacer homogéneo un sistema de baja y alta presión.

En un futuro el empleo de procesos submarinos podría evitar el empleo de instalaciones de proceso costa fuera, transportando la producción de hidrocarburos hasta instalaciones de proceso terrestres.

2.3 Sistemas de monitoreo y control.

El sistema de monitoreo y control de la producción en aguas profundas se componen principalmente de:

- Sistema de umbilicales. Se encarga del suministro de servicios. Potencia eléctrica e hidráulica e inyección de fluidos, transmisión y adquisición de datos.

- Elementos submarinos de control. Los cuales se conecta la red umbilical para el control de la producción y de los equipos.

Sistema de umbilicales.

Es la red con la cual se operan y suministran servicios a nuestros equipos submarinos, dentro de sus principales funciones están:

- Suministro de potencia hidráulica a los sistemas de control submarino.
- Conducción de energía eléctrica para potencia y señales de los equipos de control submarino.
- Conducción de químicos para inyección submarina, en el árbol submarino y el pozo.
- Suministro de metanol.
- Suministro de gas para bombeo neumático.

El sistema está compuesto por tres elementos que son, ver Fig. 2.55:

- Equipos superficiales (Topside).
- Cables umbilicales.
- Equipos de terminación umbilical submarinos.

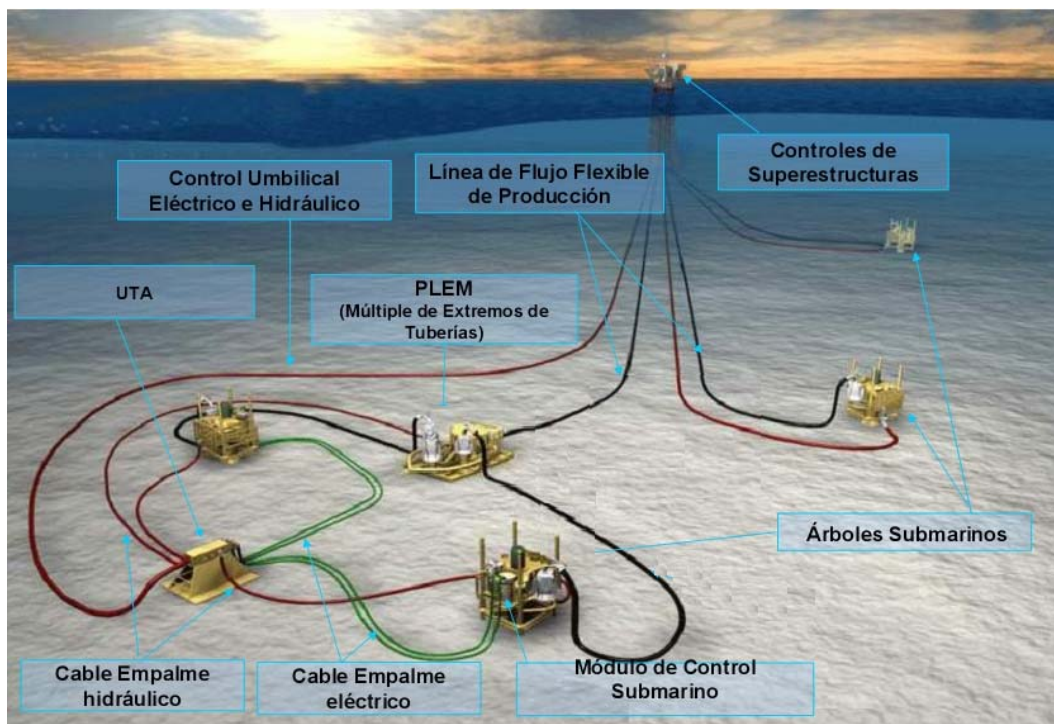


Fig. 2.55. Sistema de Conexión Umbilicales submarinas

2.3.1. Terminales superficiales

En superficie los umbilicales van conectados a las unidades encargadas de suministrar la potencia hidráulica, eléctrica, inyección de químicos y señal, de aquí el umbilical se conecta y viaja hasta la unidad de terminación submarina.

Unidad de Potencia Eléctrica, Electrical Power Unit EPU.

La EPU provee de potencia eléctrica a los equipos de control submarinos, por medio del cable umbilical la corriente viaja hasta la terminal submarina de umbilicales y de esta terminal se distribuye a los equipos submarinos. Esta unidad recibe la corriente de un generador que permanentemente suministra la energía eléctrica, ver Fig. 2.56.



Fig. 2.56. Unidad de potencia eléctrica.

Unidad de Potencia Hidráulica, Hydraulic Power Unit HPU.

La HPU distribuye la potencia hidráulica a los equipos submarinos para la operación de válvulas, operaciones asistidas con ROV, entre otros. Esta unidad es asistida en el fondo marino por acumuladores para hacer más rápido el tiempo de respuesta en el fondo en los equipos, ver Fig. 2.57.



Fig. 2.57. Unidad de potencia hidráulica.

Unidad de Inyección de Químicos, Chemical Injection Unit, CIU.

La CIU se encarga de proveer la inyección de químicos para el aseguramiento de flujo, ver Fig. 2.58.



Fig. 2.58. Unidad de inyección de químicos

Estación de control maestro, Master Control Station, MCS.

La MCS es un sistema por medio del cual controlamos la distribución de los servicios a los equipos submarinos por medio de los cables umbilicales. Es importante el monitoreo y control de esta unidad ya que con ella optimizamos la distribución de servicios y por consecuencia los costos de operación, ver Fig. 2.59.



Fig. 2.59. Estación de control maestro.

Unidad de Terminación Umbilical Superficial, Topside Umbilical Termination Unit, TUTU.

La TUTU es la termina a la que se conectan las demás unidades para la distribución de los suministros y en esta a su vez se conecta el cable umbilical, ver Fig. 2.60.

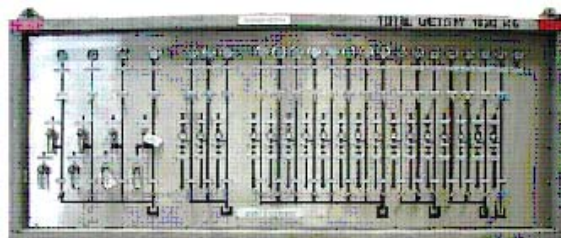


Fig. 2.60. Unidad de terminación umbilical superficial.

2.3.2. Cables Umbilicales.

Los umbilicales son tuberías multifunción que se encargan de establecer una conexión entre los equipos superficiales para el control de la producción y los equipos submarinos. Dentro de sus principales funciones están:

- Transmisión de potencia hidráulica para los sistemas de control submarinos.
- Transmisión de corriente eléctrica para potencia y señales de los sistemas de control submarinos.
- Conducción de químicos para inyección en el árbol submarino o en el pozo.
- Transmisión a superficie de los sistemas de monitoreo.
- Transmisión de señales para el control de válvulas y equipos submarinos.
- Suministro de gas para bombeo neumático.



Componentes comunes de un cable umbilical, ver Fig. 2.61.

- Tubos para suministro de potencia hidráulica.
- Tubos para inyección de químicos.
- Cables para conducción de potencia eléctrica.
- Cables para transmisión de señales eléctricas.
- Cables de fibra óptica para transmisión de señales.

Fig. 2.61. Cable Umbilical.

Este componente tiene muy diversas configuraciones, por lo que su fabricación considera muchos aspectos específicos para cada proyecto en particular. Los principales factores a considerar para su diseño son, ver Fig. 2.62.

- Distancias entre equipos.
- Resistencia a la fatiga.
- Resistencia a presiones externas.
- Número de funciones.
- Tamaño de las líneas que transportan fluidos.
- Inyección de químicos.
- Requerimientos eléctricos.
- Presión y temperatura.
- Tiempo de vida.
- Aplicaciones dinámicas y/o estáticas.
- Condiciones de instalación.






				
Potencia eléctrica y cables de fibra óptica	Umbilical de servicios integrados	Umbilical para equipo de bombeo eléctrico sumergible	Tubo umbilical de acero	Umbilical termoplástico
Transmisión de datos y corriente eléctrica	Transmisión de datos, potencia hidráulica, corriente eléctrica, inyección de fluidos.	Transmisión de corriente eléctrica y control del equipo	Inyección de fluido en condiciones de alta presión	Aplicación para condiciones de alta presión y temperatura

Fig. 2.62. Algunos tipos de configuración de umbilicales y sus aplicaciones.

Existen dos tipos de aplicación para la instalación de umbilicales que son:

- Dinámica.
- Estática.

La sección dinámica es la que va del lecho marino a la superficie, en esta el umbilical está sujeto a diversos esfuerzos axiales y de tensión-compresión, por lo que esta sección deberá de tener alta resistencia a la fatiga y una gran flexibilidad, mientras que la sección estática que se conecta a la sección dinámica y va tendida por el lecho marino hasta la terminal de de terminación de umbilicales.

Equipo de terminación umbilical submarina.

La terminal de terminación de umbilicales es la que se encarga de distribuir los servicios requeridos a cada equipo submarino, a esta terminal se conecta el umbilical principal y en esta a su vez se conectan los umbilicales que van a cada equipo. La unidad cuenta con paneles de instalación de umbilicales y paneles de controles que son operados por medio de ROV's, ver Fig. 2.63.



Fig. 2.63. Conjuntos de terminación umbilical UTA por su nombre en inglés "Umbilical Termination Assembly".

Los umbilicales son el medio de enlace para la operación de los sistemas submarinos, este enlace nos provee de energía eléctrica e hidráulica y sirve como medio de monitoreo para el control de la producción, ver Fig. 2.64.

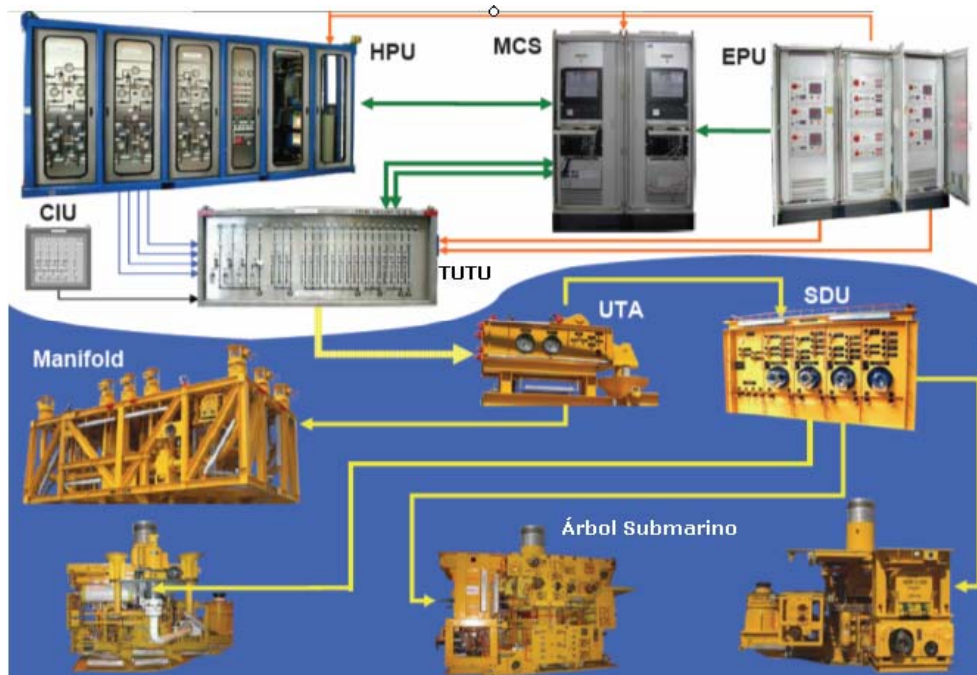


Fig. 2.64. Diagrama del sistema completo.

La instalación de los umbilicales se realiza mediante barcos que realizan el tendido de las líneas, una vez tendidas las líneas se acoplan a los equipos mediante el empleo de ROV's, ver Fig. 2.65.

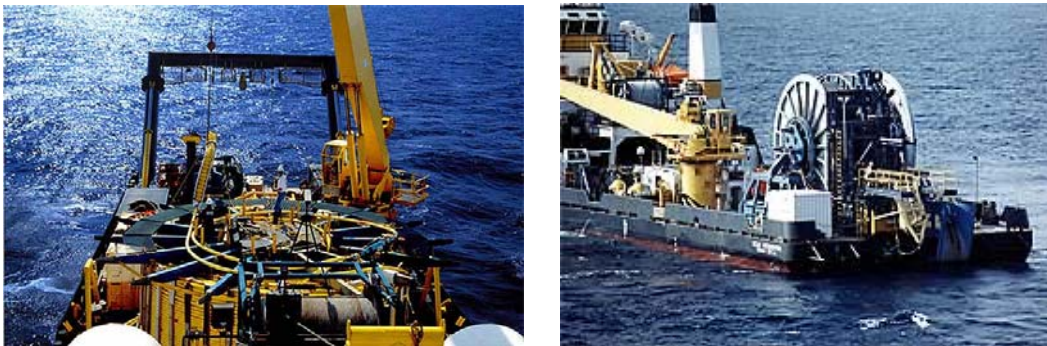


Fig. 2.65. Instalación de umbilical.

El sistema de umbilicales es una parte muy importante en el desarrollo de campos en aguas profundas debido a que con él se controla y monitorea los equipos submarinos, y también proveemos de los servicios necesarios para nuestro sistema.

2.3.3. Equipos submarinos de control.

A continuación se describen los principales equipos a los cuales está conectada la red umbilical.

Válvulas de control.

Son el elemento principal para el control de la producción, estas válvulas se accionan en su mayoría por medio de potencia hidráulica. También estas válvulas se encuentran instaladas en los árboles submarinos, *manifolds*, y equipos de proceso submarino y sirven para obstruir el flujo parcial o totalmente, según lo requiera la operación, ver Fig. 2.66.

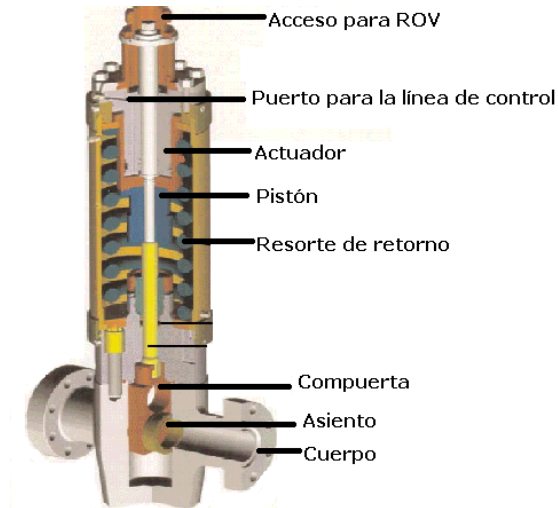


Fig. 2.66. Diagrama de válvula hidráulica.

Unidades de control.

Las unidades de control se encargan de distribuir los servicios a las válvulas y al árbol submarino, el manifold y otros equipos. Estas unidades cuentan con funciones hidráulicas y eléctricas. En estos equipos se encuentran las válvulas piloto que accionan a las válvulas hidráulicas, se accionan por señales hidráulicas y/o eléctricas desde la superficie por medio de la red de umbilicales, ver Fig. 2.67.



Fig. 2.67. Unidades de control Cameron sin acumuladores (arriba) y con acumuladores (abajo).

Acumuladores submarinos.

Los acumuladores son equipos que almacenan fluido a alta presión con la finalidad de que el sistema hidráulico cuente con fluido a alta presión cercano a las válvulas para reducir el tiempo de respuesta al accionarlas. Los acumuladores se encuentran ubicados en árboles submarinos, en *manifolds* y/o en el lecho marino y se alimentan y distribuyen por la red hidráulica de umbilicales, ver Fig. 2.68.



Fig. 2.68. Acumulador submarino.

Sistema monitoreo y adquisición de datos.

La adquisición de datos es una parte fundamental en el aseguramiento de flujo y para el control de la producción. La adquisición de datos precisos ayuda a prevenir eventualidades, así como también a optimizar la inyección de químicos, el análisis de todos estos parámetros dan como resultado una reducción en los costo de operación lo cual hace más atractivos los proyectos, ver Fig. 2.69.



Fig. 2.69. Sistema de monitoreo de la producción.

Los parámetros más importantes en la adquisición de datos son:

- Presión.
- Temperatura.
- Gastos de producción.
- Estado de las válvula y estranguladores.
- Porcentaje de fluidos en la producción.
- Corrosión.
- Deposito de arenas.

Los diferenciales de presión se toman en el pozo, en el árbol submarino, en el *manifold*, en la entrada y salida de elementos como estranguladores o equipos que involucren una caída de presión.

La temperatura se toma en el pozo, en el árbol submarino, en el *manifold*, en conexiones y a lo largo de algunos segmentos en la tubería de producción que pudieran representar grandes diferencias de temperatura.

Los gastos de producción se miden en el pozo, en el árbol submarino, en el *manifold* y en elementos de proceso submarino.

Es importante conocer también el estado de válvulas y estranguladores para el control de la producción por lo que debemos conocer si las válvulas se encuentran abiertas o cerradas y la posición de los estranguladores.

Los medidores de flujo multifásico nos ayudan a conocer el porcentaje de gas, aceite y agua de nuestro flujo de la producción.

Es posible conocer la corrosión y el depósito de arenas en tuberías y otros elementos por medio de la corrida de diablos instrumentados.

Computadoras del árbol submarino.

Estas computadoras se encargan de monitorear todos los parámetros requeridos en el árbol submarino, así como también de administrar los servicios al árbol como potencia hidráulica y eléctrica, también controlan la toma de parámetros del pozo y la inyección de químicos.

Las computadoras envían las señales a superficie por medio de pulsos eléctricos o por medio de fibra óptica por la red umbilical, ver Fig. 2.70.

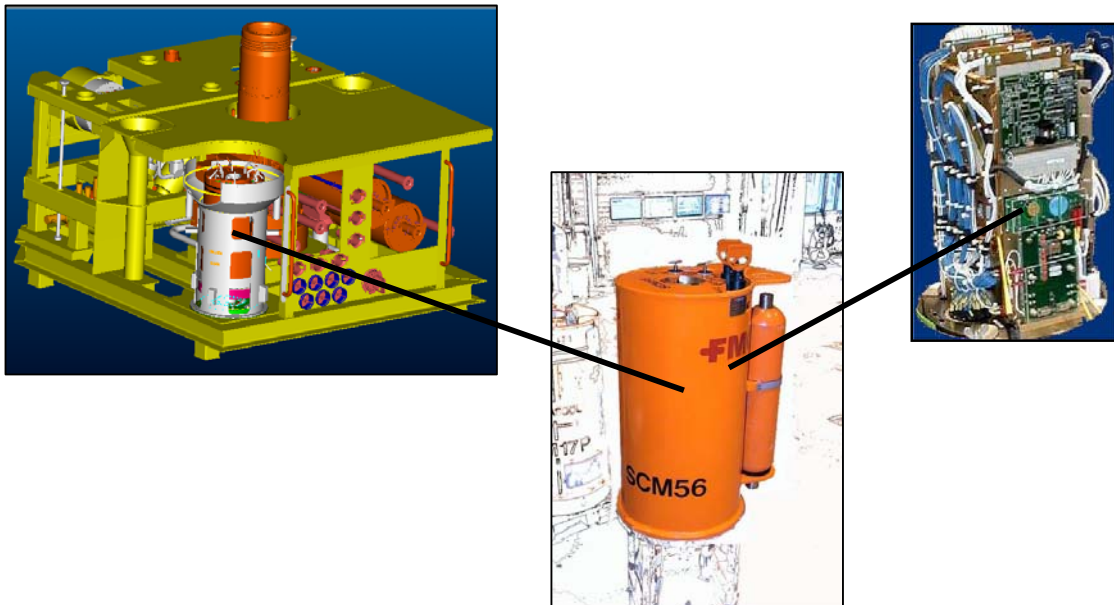


Fig. 2.70. Computadora de transmisión de datos submarina.

Monitoreo de la temperatura por fibra óptica.

Dentro de los principales sistemas de monitoreo para el aseguramiento de flujo es el monitoreo de la temperatura en las líneas de producción y risers. La temperatura se toma por medio de fibra óptica instalada en las tuberías *pipe in pipe*, ver Fig. 2.71.

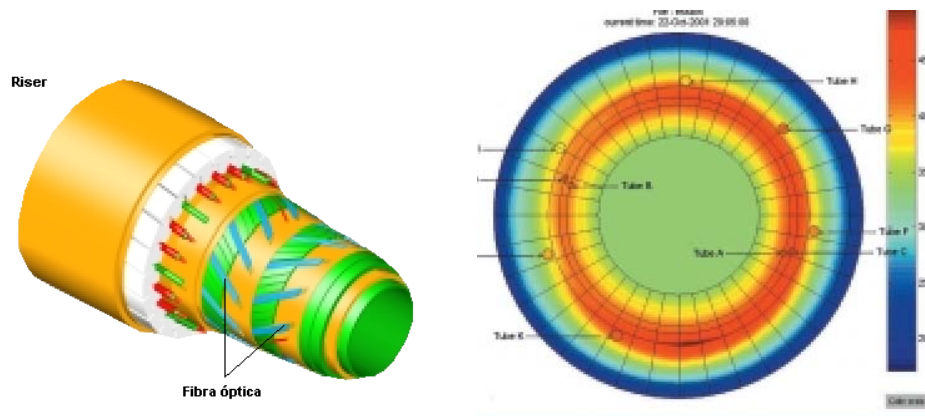


Fig. 2.71. Tubería con medición de temperatura con fibra óptica (izquierda), termografía de una tubería *pipe in pipe* en tiempo real (derecha).

Configuraciones de los sistemas de control.

El sistema de control de la producción provee a los operadores del control y el monitoreo la producción o inyección de recursos desde una estación remota en superficie.

El diseño del sistema depende de los requerimientos específicos del sistema, los sistemas superficiales pueden ir desde un simple panel de control hidráulico hasta un sistema más avanzado que comprenda un panel de control que involucre los equipos de proceso superficiales. La interface submarina actúa por medio de sensores en un módulo de control submarino, el módulo de control submarino está configurado para operar y monitorear las funciones del árbol submarino, los equipos del pozo, los *manifolds* y otros equipos submarinos.

Los sistemas de control de la producción comunes realizan las siguientes funciones:

- 1) Abrir o cerrar el pozo, el árbol submarino, el manifold y las válvulas de las líneas de flujo en la operación normal.
- 2) Controlar los estranguladores submarinos.
- 3) Actuar en condiciones de flujo anormales (alta o baja presión).
- 4) Operar múltiples funciones.
- 5) Monitorear la operación.

Existen diversos tipos de sistemas de control y configuraciones, los más comunes son:

- Hidráulico directo.
- Hidráulico piloteado separado.
- Hidráulico piloteado secuencial.
- Electrohidráulico directo.

- Electrohidráulico multiplexado.

Hidráulico directo.

Un sistema hidráulico cerrado utiliza una línea simple que se controla desde la superficie para una o varias funciones en los equipos submarinos. En este sistema el fluido viaja desde la superficie para realizar una o varias funciones en el equipo submarino y después regresa de nuevo hasta la superficie.

El sistema hidráulico abierto tiene una línea que va desde la superficie hasta una válvula de descarga, esta válvula impide que el fluido vaya hasta la superficie cuando no se está accionando lo que minimiza el tiempo de respuesta para la apertura o cierre de válvulas en los equipos submarinos, ver Fig. 2.71.

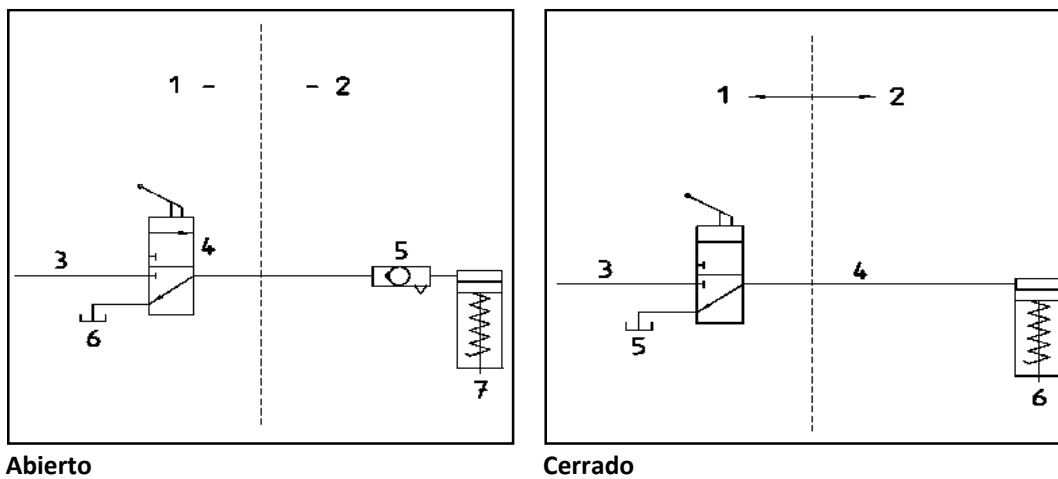


Fig. 2.71. Diagrama general de un sistema de control hidráulico directo abierto (izquierda) y cerrado (derecha).

- 1) Superficie
- 2) Fondo marino
- 3) Suministro de alta presión
- 4) Bomba
- 5) Válvula de descarga
- 6) Control de válvula
- 7) Actuador de la válvula.

Hidráulico piloteado separado.

El sistema piloteado separado cuenta con una línea que viene desde el control de válvula superficial y una válvula submarina piloto de control para realizar una función o un grupo de funciones. Este sistema provee la facilidad de realizar una función sin interferir en otras funciones, ver Fig. 2.72.

- 1) Superficie.
- 2) Fondo marino.
- 3) Suministro piloto.
- 4) Línea piloto.
- 5) Válvula de control.
- 6) Acumulador submarino.
- 7) Válvula piloto submarina.
- 8) Suministro de alta presión.
- 9) Regreso.
- 10) Actuador de la válvula.

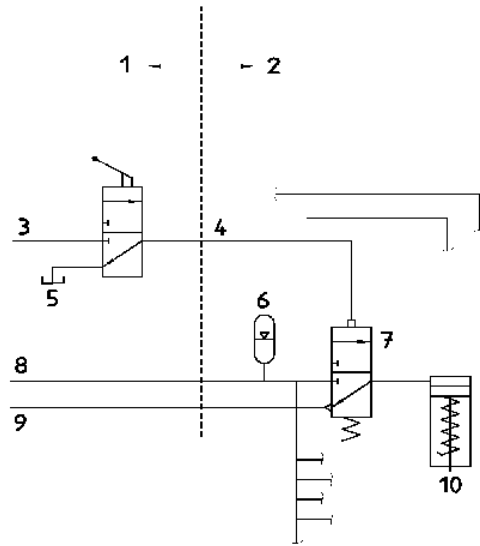


Fig. 2.72. Diagrama general de un sistema de control hidráulico piloteado separado.

Hidráulico piloteado secuencial.

El sistema secuencial emplea válvulas piloto que se accionan de acuerdo con una señal de presión, controlada desde la superficie. Las válvulas piloto están interconectadas de tal manera que el suministro de fluido a alta presión es aplicado a los actuadores submarinos en una secuencia predeterminada en respuesta a los cambios de la señal de presión, ver Fig. 2.73.

En este sistema no es posible accionar un solo actuador de manera independiente.

- 1) Superficie.
- 2) Fondo marino.
- 3) Suministro de alta presión.
- 4) Regulador de presión.
- 5) Disparador de válvula a 1000 psi.
- 6) Disparador de válvula a 1500 psi.
- 7) Disparador de válvula a 2000 psi.
- 8) Línea piloto.
- 9) Acumulador submarino.
- 10) Válvula piloto presurizada.
- 11) Línea de suministro.
- 12) Superficie.

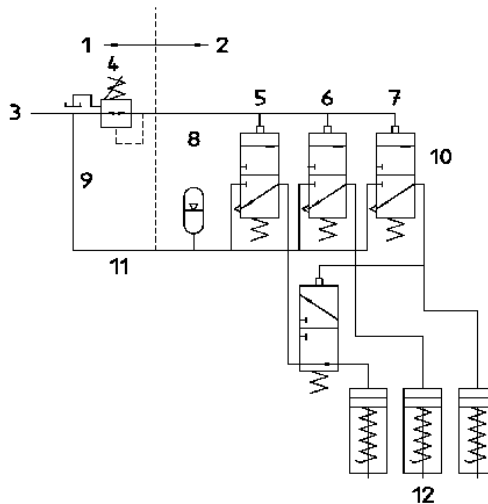


Fig. 2.73. Diagrama general de un sistema de control hidráulico piloteado secuencial.

- 13) Fondo marino.
- 14) Suministro de alta presión.
- 15) Regulador de presión.
- 16) Disparador de válvula a 1000 psi.
- 17) Disparador de válvula a 1500 psi.
- 18) Disparador de válvula a 2000 psi.
- 19) Línea piloto.
- 20) Acumulador submarino.
- 21) Válvula piloto presurizada.
- 22) Línea de suministro.
- 23) Actuador de la válvula.

Electrohidráulico directo.

El control directo electrohidráulico utiliza un circuito eléctrico separado en un cable eléctrico para controlar el solenoide de la válvula piloto para realizar una función o un grupo de funciones. Una línea hidráulica normal suministra el fluido hidráulico al fondo marino, ver Fig. 2.74.

- 1) Superficie.
- 2) Fondo marino.
- 3) Cable multifunción para transmisión de señal y datos.
- 4) Acumulador submarino.
- 5) Suministro de alta presión.
- 6) Solenoide de válvula submarina.
- 7) Actuador de la válvula.

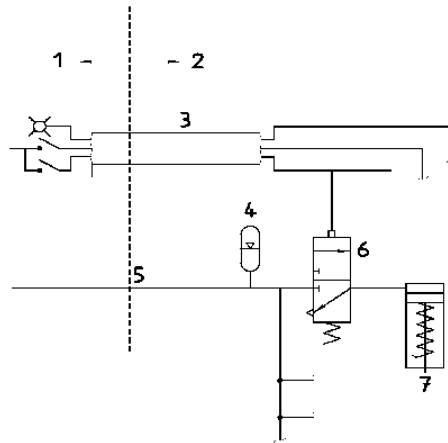


Fig. 2.74. Diagrama general de un sistema de control electrohidráulico.

Electrohidráulico multiplexado.

Este control es el más común en el empleo de sistemas electrohidráulicos, emplea un sistema de cables para el envío de señales eléctricas y la adquisición de datos para la operación

submarina. Este sistema es el más completo y el más eficiente, pero también es el más costoso.

El sistema multiplexado puede valerse de unidades de potencia hidráulica submarinas y el tiempo de respuesta al accionar los controles en superficie es muy rápido, ver Fig. 2.75.

- 1) Superficie.
- 2) Fondo marino.
- 3) Cables para la transmisión de señal y datos.
- 4) MPX
- 5) Suministro de potencia eléctrica.
- 6) Solenoide de válvula submarina.
- 7) Suministro de alta presión.
- 8) Regreso.
- 9) Actuador de válvula.

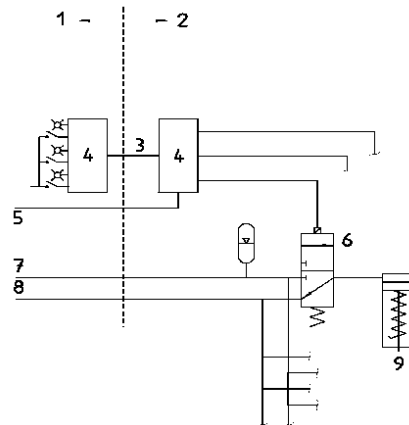


Fig. 2.75. Diagrama general de un sistema de control electrohidráulico multiplexado.

Comparación de algunas características de los tipos de sistemas control más comunes.

Tipos de sistemas	Complejidad	Tiempo de respuesta		Control separado de las funciones submarinas	Indicador
		Señal	Actuación		
Hidráulico directo	Baja	Lenta	Lenta	Si	Separado opcional
Hidráulico piloteado separado	Media/baja	Lenta	Rápida	Si	Separado opcional
Hidráulico piloteado secuencial	Media	Lenta	Rápida	No	Separado opcional
Electro hidráulico directo	Media	Muy rápida	Rápida	Si	Separado opcional
Electro hidráulico multiplexado	Alta	Muy rápida	Rápida	Si	Integrado

Características de los cables umbilicales.

Tipos de sistemas	Umbilicales		
	Tipo	Largo	Diámetro
Hidráulico directo	Hidráulico	Grande	Pequeño
Hidráulico piloteado	Hidráulico	Medio/grande	Medio
Hidráulico piloteado secuencial	Hidráulico	Pequeño	Medio
Electro hidráulico directo	Hidráulico y eléctrico	Medio	Grande
Electro hidráulico multiplexado	Hidráulico y eléctrico	Pequeño	Grande

2.4 Ductos y risers.

Las tuberías de producción en aguas profundas tienen la función de las tuberías de producción convencionales, se encargan de transportar la producción. Las tuberías empleadas en aguas profundas son tuberías que recorren grandes distancias sobre el lecho marino que se encuentra a 3 ó 4 °C aproximadamente, por lo que requieren de diversos instrumentos y aislantes térmicos para evitar que el fluido de producción deposite parafinas o asfaltenos o bien que se produzca la formación de hidratos de metano.

Estas tuberías están diseñadas para no ser reemplazadas a lo largo de la vida de explotación de nuestro yacimiento, por lo que deben de garantizar una larga vida útil y minimizar los efectos de la corrosión, incrustaciones y acumulación de sólidos, ver Fig. 2.76.



Fig. 2.76. Tuberías de producción.

Las principales características o requerimientos de estas tuberías de producción son:

- La resistencia al colapso hidrostático.
- Aislamiento térmico para garantizar el aseguramiento de flujo.
- Resistencia a la corrosión.
- Flexibilidad de limpieza (química o mecánica).
- Métodos para agregar energía térmica.
- Sensores de monitoreo.

La distribución de las tuberías de producción en el desarrollo de un campo en aguas profundas esta divididas en tres partes:

- Líneas de producción.
- Risers.

Estas tuberías cuentan con funciones y características especiales para cada caso, ver Fig. 2.77 y 2.78.

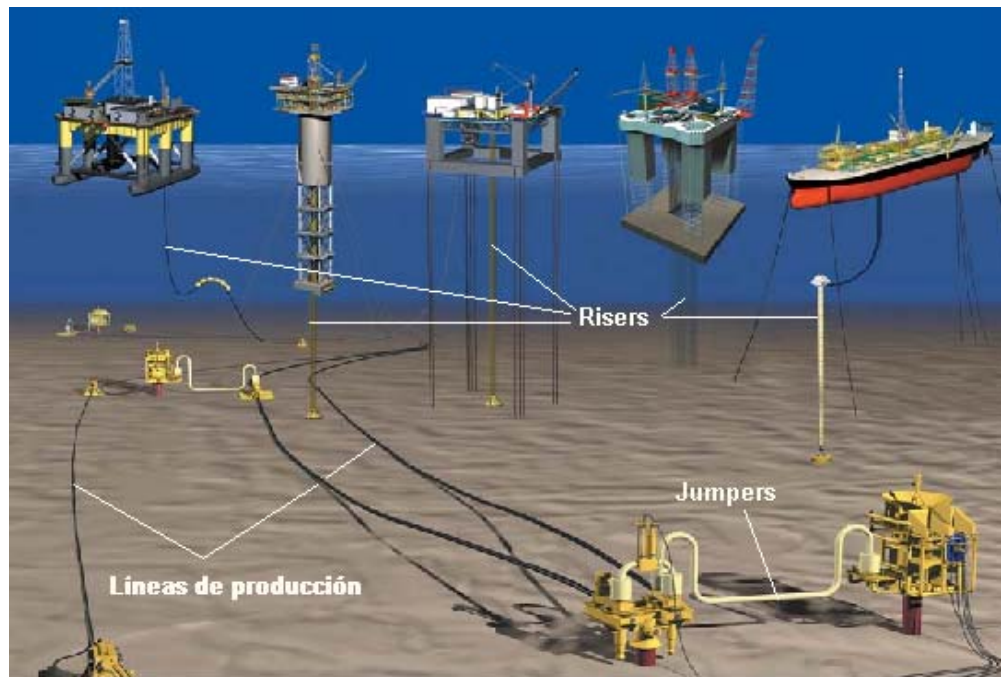


Fig. 2.77 Sistemas de líneas de producción

Líneas de producción.

Existen dos técnicas para evitar la pérdida de calor en nuestras tuberías que son:

- Tuberías con aislamiento térmico.
- Tuberías calientes.

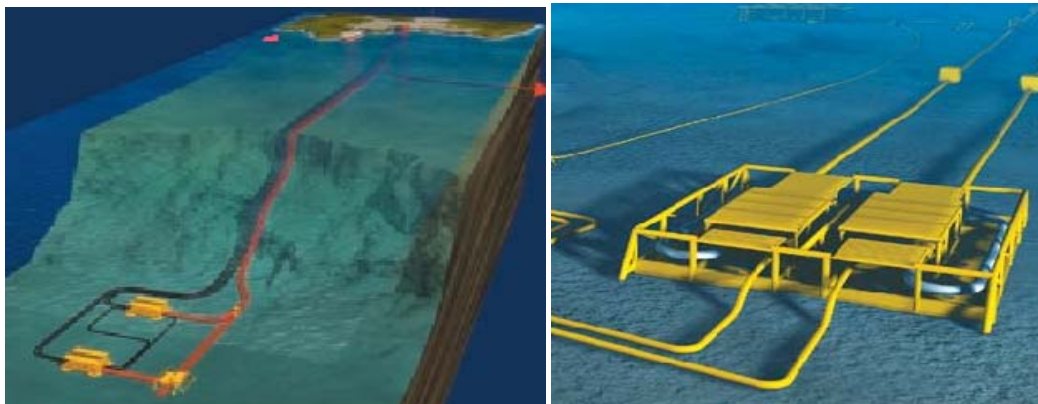


Fig. 2.78. Tuberías de producción (campo Ormen Lange).

Tuberías con aislamiento térmico.

Las tuberías con aislamiento térmico cuentan con sistemas que impiden o minimizan la transferencia de calor entre la tubería y las condiciones ambientales del lecho marino.

Estas tuberías constan de varias capas de materiales que minimizan la transferencia de calor evitando así la pérdida de temperatura del fluido de producción, esta técnica da como resultado un mejor aseguramiento de flujo.

Las técnicas más comunes empleadas para el aislamiento térmico son:

- Sistema de aislamiento con poliuretano.
- Sistema de aislamiento con polipropileno.
- Sistema tubería en tubería (*pipe in pipe*).
- Sistema de aislamiento con espumas.

Sistema de aislamiento con poliuretano.

Cuenta con una capa de poliuretano que sus especificaciones de fabricación son adaptables a los requerimientos del sistema, es decir, que el diámetro de la capa aislante puede variar según los requerimientos del sistema. El poliuretano es un material altamente eficiente para evitar la pérdida de calor y además es altamente resistente y flexible, lo que lo hace muy eficiente para resistir el estrés y la fatiga, ver Fig. 2.79. La instalación no requiere de características especiales en el equipo. Su empleo es muy variado y su aplicación se extiende también a la fabricación de *jumpers* y *manifolds*.

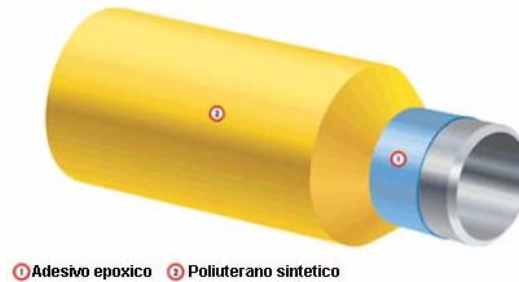


Fig. 2.79. Recubrimiento con poliuretano.

Rangos de operación	
Propiedad	Característica
Diámetro mínimo de la tubería	4 pg
Diámetro máximo de la tubería	24 pg
Temperatura mínima de operación	-35 °C
Temperatura máxima de operación	115 °C
Longitud mínima de la tubería	30 pie
Longitud máxima de la tubería	43 pie
Máxima profundidad de operación	2800 m
Constante de transferencia de calor (k)	0.0121 BTU/pie.hr.°F

Sistema de aislamiento con polipropileno.

Consta de varias capas de aislante que maximiza la eficiencia térmica, este material es altamente resistente a los esfuerzos axiales y de tensión-compresión, es muy empleada en instalaciones costa fuera y opera a condiciones de 150 °C y profundidades de 2800 m, ver Fig. 80. Su principal ventaja es que es muy eficiente en diversos escenarios, por lo que puede ser instalado a lo largo de todo el sistema variando muy poco su eficiencia.

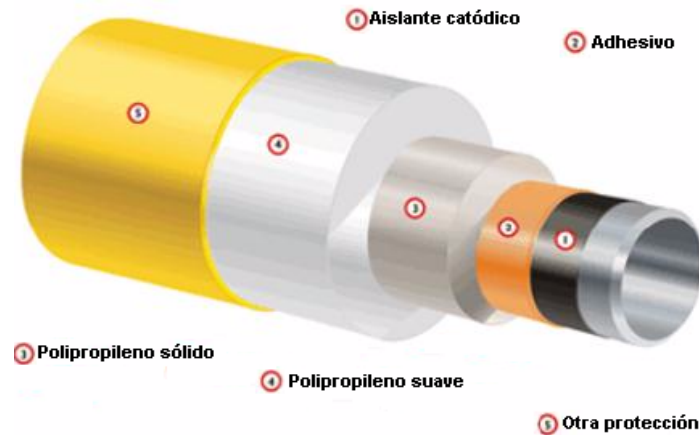


Fig. 2.80. Recubrimiento con polipropileno.

Rangos de operación	
Propiedad	Característica
Diámetro mínimo de la tubería	2"
Diámetro máximo de la tubería	24"
Temperatura mínima de operación	-35 °C
Temperatura máxima de operación	155 °C
Longitud mínima de la tubería	30 pie
Longitud máxima de la tubería	85 pie
Máxima profundidad de operación	3000 m
Constante de transferencia de calor (k)	0.095 - 0.107 BTU/pie.hr.°F

Sistema tubería en tubería (*pipe in pipe*).

Son las más empleadas en el desarrollo de campos en aguas profundas, estas tuberías son las más eficientes teniendo una muy baja transferencia de calor, consisten en una tubería que va dentro de otra, entre estas dos tuberías se pueden emplear una gama diversa de aislantes con baja densidad que maximizan su eficiencia, ver Fig. 2.81. Este tipo de tuberías eliminan la corrosión y los daños externos causados por el medio ambiente de la tubería interna de producción. Las tuberías en tubería son una solución altamente ajustable a las necesidades del sistema ya que dentro de una sola tubería se pueden tener dos tuberías de producción, o bien, líneas de inyección que requieren de esta protección.

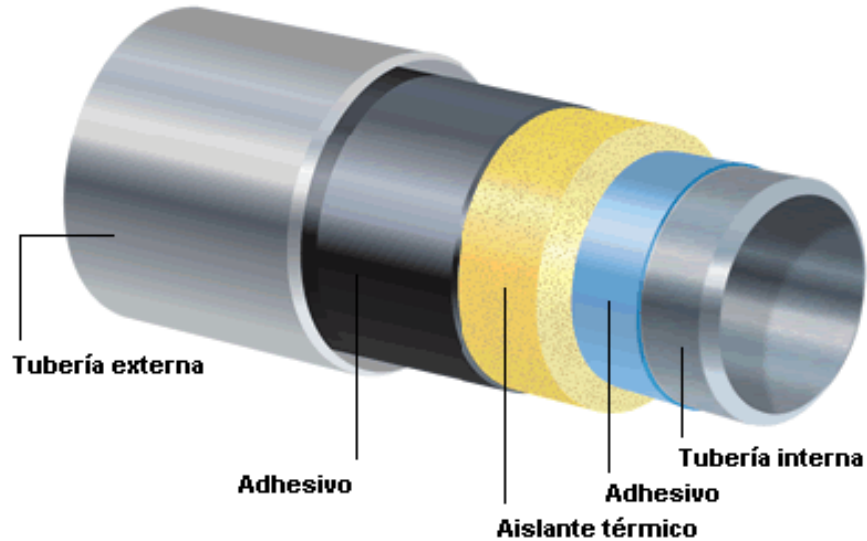


Fig. 2.81. Tubería en tubería (*pipe in pipe*).

Rangos de operación	
Propiedad	Característica
Diámetro mínimo de la tubería	6 pg
Diámetro máximo de la tubería	12pg
Temperatura mínima de operación	-35 °C
Temperatura máxima de operación	130 °C
Longitud mínima de la tubería	30 pie
Longitud máxima de la tubería	43 pie
Máxima profundidad de operación	>3000 m
Constante de transferencia de calor (k)	0.0121 BTU/pie.hr.°F

El único inconveniente de estas tuberías es que sus costos son muy elevados y varían dependiendo de los requerimientos del sistema, otro factor importante a considerar, es el peso de la tubería debido a que de ser muy pesada se requieren barcos y equipos muy robustos para su instalación.

Sistema de aislamiento con espumas.

Estas tuberías cuentan con una capa de material de baja densidad y con una alta eficiencia para aislar la tubería y evitar la transferencia de calor, normalmente se emplea poliuretano de baja densidad, esta capa va protegida por otra capa de material plástico como protección, o bien, se emplea este sistema de espuma en las tuberías en tuberías, ver Fig. 2.82. La ventaja del empleo de espumas de baja densidad como aislante es que son muy eficientes para disminuir la transferencia de calor y también son muy ligeras.

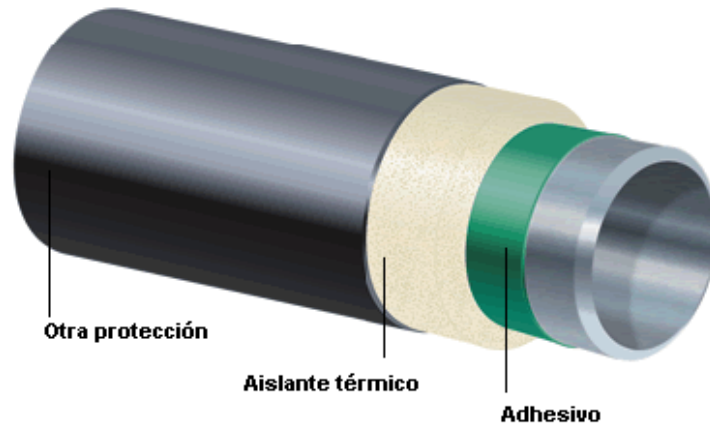




Fig. 2.82. Recubrimiento con espumas.

Rangos de operación	
Propiedad	Característica
Diámetro mínimo de la tubería	2 pg
Diámetro máximo de la tubería	24 pg
Temperatura mínima de operación	-40 °C
Temperatura máxima de operación	80 °C
Longitud mínima de la tubería	16 pie
Longitud máxima de la tubería	60 pie
Máxima profundidad de operación	2800 m
Constante de transferencia de calor (k)	0.0121 BTU/pie.hr.°F

Tabla comparativa de los sistemas más empleados

Sistema	Poliuretano	Polipropileno	Tubería en tubería
			
Descripción	Poliuretano sintético con alta estabilidad hidrotérmica y alta resistencia hidrostática.	Polipropileno con alta estabilidad térmica y adaptable a los requerimientos del ambiente de instalación.	Sistema aislado a las condiciones ambientales con aislantes térmicos de baja densidad, alta duración.
Características	<ul style="list-style-type: none"> • Es el más empleado por la industria. • Es altamente flexible. • Extensa aplicación. 	<ul style="list-style-type: none"> • Ideal para producción a alta temperatura. • Compatible con sistema de calefacción con resistencias eléctricas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Propiedades consistentes. • Alta duración. • Compatible con sistemas de inyección de fluidos calientes. • Múltiples líneas dentro de una sola tubería.
Diámetro mínimo de la tubería	4 pg	2 pg	6 pg
Diámetro máximo de la tubería	24 pg	24 pg	12pg
Temperatura mínima de operación	-35 °C	-35 °C	-35 °C
Temperatura máxima de operación	115 °C	155 °C	130 °C
Longitud mínima de la tubería	30 pie	30 pie	30 pie
Longitud máxima de la tubería	43 pie	85 pie	43 pie
Máxima profundidad de operación	2800 m	3000 m	>3000 m
Constante de transferencia de calor (k)	0.0121 BTU/pie.hr.°F	0.095-0.107 BTU/ pie.hr.°F	0.0121 BTU/ pie.hr.°F
Aplicación	<ul style="list-style-type: none"> • Líneas de producción • <i>Risers</i> • Conexiones • Revestimiento 	<ul style="list-style-type: none"> • Líneas de producción • <i>Risers</i> • Conexiones • Revestimiento 	<ul style="list-style-type: none"> • Líneas de producción • <i>Risers</i> • Inyección

Las tuberías de producción en aguas profundas son diseñadas pensando en que no serán remplazadas y se busca un óptimo desempeño en eficiencia y confiabilidad, por lo que también se emplean revestimientos internos que minimizan la corrosión, la fricción entre el fluido de producción y las paredes de la tubería y la acumulación de sólidos, incrustaciones, asfaltenos y parafinas, así como también la acumulación de hidratos de gas, ver Fig. 2.83.



Fig. 2.83. Recubrimiento interno.


Los revestimientos más comunes son:

- Película interna antifricción.
- Película interna anticorrosión.
- Película interna de concreto.

Película antifricción.

La película interna antifricción se emplea en sistemas de gas y condensados o gas húmedo, esta película evita que el fluido se pegue a las paredes de la tubería viajando más lento que el gas. También es muy eficiente para evitar la acumulación de componentes pesados en las paredes de la tubería como son ceras y parafinas, sus rangos de operación se describen en la siguiente tabla.

Rangos de operación	
Propiedad	Característica
Diámetro mínimo de la tubería	12 pg
Diámetro máximo de la tubería	52 pg
Longitud mínima de la tubería	33 pie
Longitud máxima de la tubería	80 pie
Temperatura mínima de operación	-40 °C
Temperatura máxima de operación	129 °C

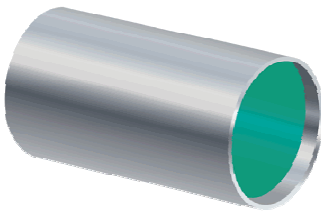


Película anticorrosión.

Esta película protege a la tubería del daño causado por los fluidos en la tubería, su diseño considera los componentes del fluido de producción y los de los fluidos de inyección, sus rangos de operación se describen en la siguiente tabla.

Rangos de operación

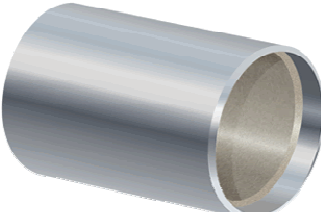
Propiedad	Característica
Diámetro mínimo de la tubería	12 pg
Diámetro máximo de la tubería	52 pg
Longitud mínima de la tubería	33 pie
Longitud máxima de la tubería	43 pie
Temperatura mínima de operación	-40 °C
Temperatura máxima de operación	129 °C



Película interna de concreto.

Esta técnica tiene muy poca aplicación, sólo se emplea para yacimientos de gas de alta temperatura. Consiste en una delgada película de concreto que recubre el interior de la tubería, esta película está extremadamente pulida lo que reduce la fricción más que el acero y evita también la corrosión, sus rangos de operación se describen en la siguiente tabla.

Rangos de operación	
Propiedad	Característica
Diámetro mínimo de la tubería	16"
Diámetro máximo de la tubería	52"
Longitud mínima de la tubería	33'
Longitud máxima de la tubería	80'
Temperatura mínima de operación	-40 °C
Temperatura máxima de operación	300 °C



Tuberías calientes.

Son tuberías a las cuales se les agrega energía en forma de calor por algún medio externo para evitar que el fluido de producción se vea afectado por bajas temperaturas, existen dos métodos principales para esto que son la inyección de fluidos calientes o bien agregar calor por medio de resistencias eléctricas.

Las técnicas más comunes de tuberías calientes son:

- Tuberías con resistencias eléctricas.
- Tuberías dobles con inyección de agua o vapor.

Las tuberías con inyección de fluido cuentan con un arreglo de tuberías con ida y retorno por donde se circula vapor o agua a alta temperatura este fluido viaja en una tubería independiente y no se mezcla con la producción. El problema de este tipo de técnica es que es muy costosa por los gastos y presiones de inyección así como la gran cantidad de combustible que se requiere para el calentamiento del fluido, ver Fig. 2.84.

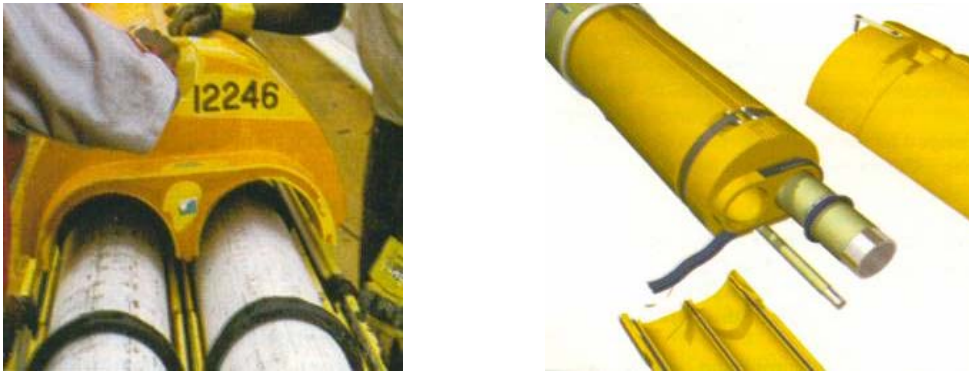


Fig. 2.84. Tubería con adición de calor por medio de fluidos.

Las tuberías con resistencias eléctricas son muy eficientes, pero sus costos de fabricación y operación son muy elevados, estas tuberías cuentan con resistencias eléctricas que corren a lo largo de toda la tubería que se encargan de transferir temperatura a la tubería de producción, también tiene líneas de fibra óptica para el monitoreo y control de la temperatura, ver Fig. 2.85.

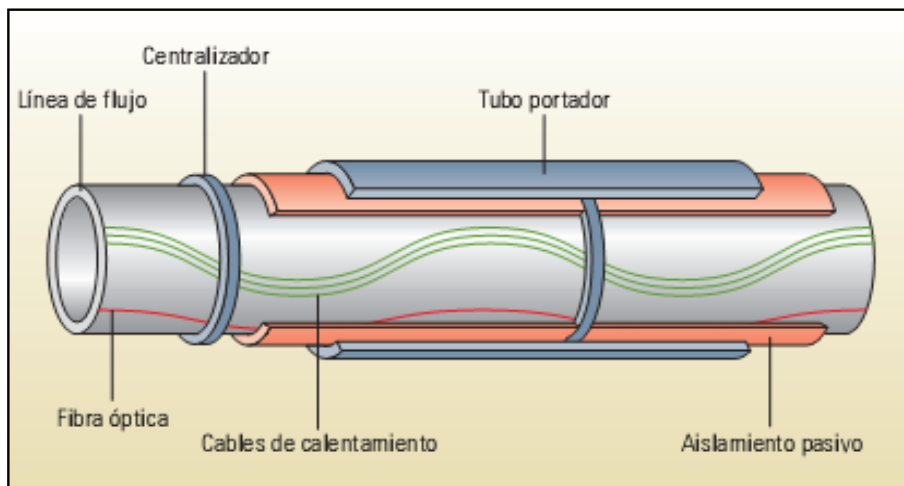


Fig. 2.85. Tubería con adición de calor por resistencia eléctrica.

Las líneas de producción en aguas profundas requieren de un intenso monitoreo, el cual se lleva a cabo por medio de sensores y cables de fibra óptica, el principal parámetro que se mide es la temperatura debido a que si existen grandes caídas de temperatura lo largo del trayecto de la tubería se pueden generar problemas que dificulten el aseguramiento de flujo, ver Fig. 2.86.

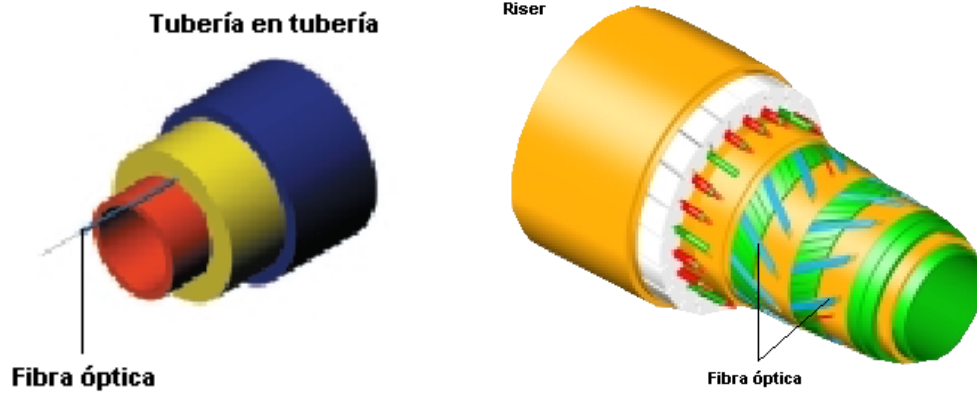


Fig. 2.86. Monitoreo por medio de fibra óptica.

3.5.3 Risers.

Son parte la parte de la tubería de producción que se encarga de llevar a la superficie los fluidos de producción. Los risers se conectan a la línea de producción y suben a la plataforma o equipo flotante de producción. Sus materiales de construcción son muy variados y deben estar diseñados para resistir el esfuerzo, la tensión y la corrosión.

Estos componentes están contruidos para resistir los esfuerzos de las corrientes marinas, están constantemente sometidos a esfuerzos axiales y de presión-compresión, también su diseño debe de considerar el manejo de presiones internas y externas, ver Fig. 2.87.



Fig. 2.87. Risers.

Para minimizar los impactos de los movimientos de las instalaciones superficiales existen varios tipos de configuraciones que se pueden emplear para los risers y son:

- *Risers* rígidos.
- *Risers* flexibles.
- *Risers* híbridos.

Risers rígidos.

Son tuberías verticales convencionales, se emplean principalmente en rangos de baja profundidad, en TLP's y torres complacientes en las cuales el análisis de fuerzas axiales no sobrepase el esfuerzo de la tubería, ver Fig. 2.88.

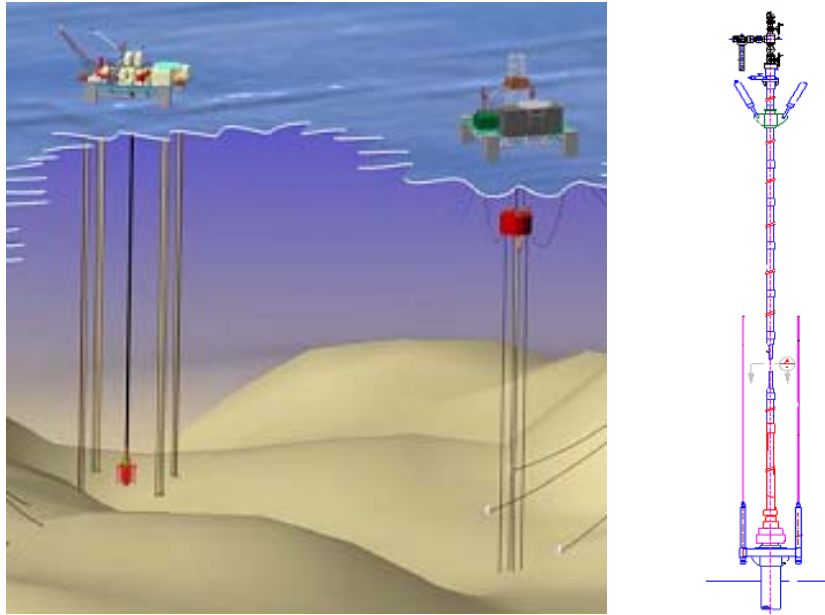


Fig. 2.88. *Riser* rígido.

Risers flexibles.

Este tipo de *risers* son elaborados de materiales flexibles que resisten más el estrés, y la técnica de construcción es muy elaborada y costosa.

Su empleo es más extenso que el de los *risers* rígidos ya que estos pueden ser empleados en cualquier tipo de instalación superficial, en especial en equipos flotantes que tienen mayor movimiento en superficie. Dentro de sus ventajas se tiene que pueden desconectarse fácilmente desconectados de los equipos flotantes, ver Fig. 2.89.

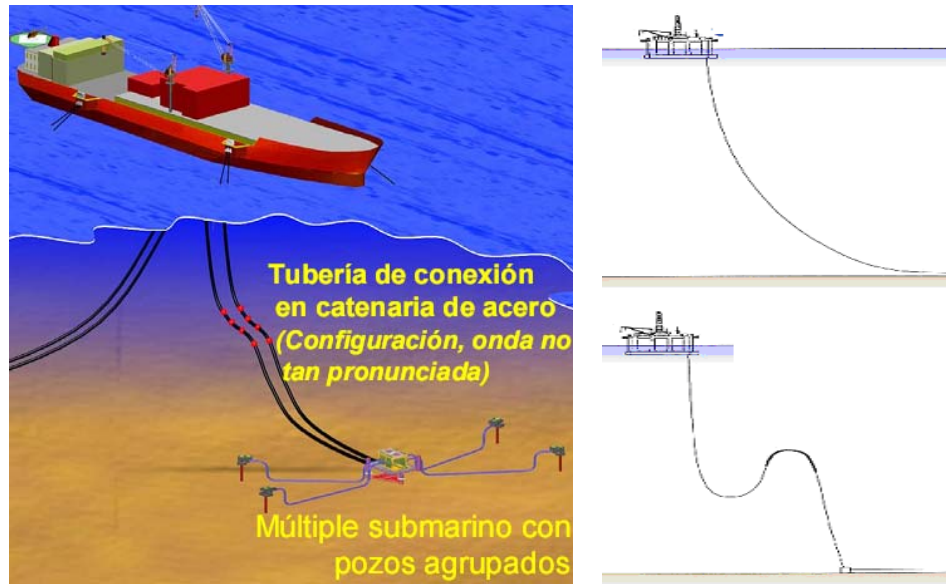


Fig. 2.89. Riser flexible.

Risers híbridos.

La configuración de un *riser* híbrido es una combinación de los dos *risers* anteriores (rígidos y flexibles), estos *risers* constan principalmente en una sección de tubería rígida vertical y posteriormente una sección de *riser* flexible que se conecta en el equipo de producción superficial.

Las ventajas de este tipo de *risers* es que minimizan costos gracias a la sección de tubería vertical, presentan la versatilidad de poder ser desconectados de los equipos flotantes en caso de ser necesario mover el equipo y como desventaja presenta una reducción del diámetro al pasar de la sección rígida la tubería flexible, ver Fig. 2.90.

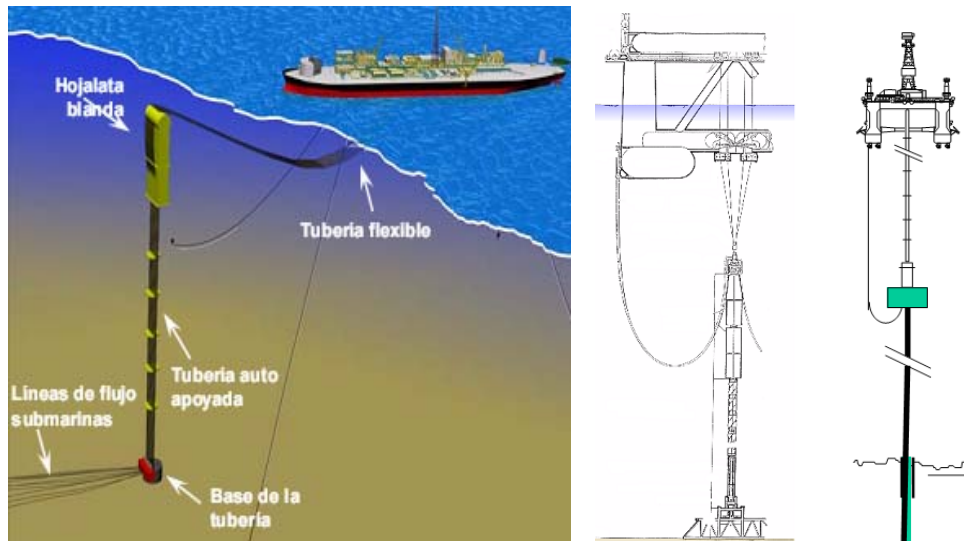


Fig. 2.90. Riser híbrido.

El empleo de los *risers* ha evolucionado de manera significativa y su aplicación en el contexto de aguas profundas es muy variada y específica para cada caso en particular.

Sus principales factores de diseño son:

- Ambiente (corrientes oceánicas).
- Características del fluido producido.
- Sistema de pozos.
- Instalación de superficie.
- Mantenimiento de las instalaciones.
- Requisitos de carga.
- Profundidad.

El diseño de los *risers* se realiza evitando en lo mayor posibles flexiones o cambios de dirección muy pronunciados, debido a que esto ocasiona altas contrapresiones en el *riser* y es favorable a formar un régimen de flujo tipo bache muy desfavorable para la producción. En ocasiones en los *risers* se instalan equipos de bombeo electro centrífugo para ayudar al fluido a llegar hasta la superficie.

2.5 Arquitectura submarina.

Se refiere a la configuración de nuestros equipos en el fondo del mar, por medio de ésta se determina la posición en la cual van a estar distribuidos de los elementos en el lecho marino. Una vez que conocemos los requerimientos de nuestros equipos se hace la selección de los mismos y debemos determinar sus métodos de instalación y su ubicación, ver Fig. 2.91. Para este análisis de diseño se deben de considerar diversos factores que intervienen a lo largo de la vida productiva del yacimiento o campo, en 3 etapas o fases que a continuación se describen:

Durante fase del proyecto.

- Desarrollo de la perforación y la terminación de los pozos.
- Colocación de equipo submarino de perforación.

Durante la fase de la operación de campo.

- Operación normal.
- Operaciones de intervención de pozos.
- Actividades de operación subacuática con (sobre todo con ROV).
- Perforación de pozos adicionales e instalación de equipo submarino.
- Actividades de pesca en la región.

Durante el abandono del campo.

- Abandono de pozos.
- Recuperación o abandono de equipos submarinos.
- Condiciones finales del fondo marino.



Fig. 2.91. Arquitectura submarina.

Las variables predominantes para conocer las opciones de la arquitectura submarina son:

- Características de yacimiento, localización de las terminaciones de los pozos y posiciones de los pozos en el fondo del mar.
- Posición de la plataforma de perforación, patrón de anclaje y características del equipo submarino de perforación.
- Condición del fondo del mar y topografía.
- Condiciones atmosféricas dominantes durante las operaciones de perforación y de intervención de pozos.
- Proveer los movimientos del barco y movimientos de los equipos.
- Localización óptima de todas las instalaciones submarinas particularmente durante el tendido de tuberías y cables umbilicales. Y para la recuperación de los equipos.
- Rutas marítimas, actividades de la pesca y otras instalaciones existentes en el fondo del mar.

A continuación describiremos cada uno de los factores críticos antes mencionados:

Características del yacimiento y de los pozos.

Son evaluadas y simuladas por los ingenieros de yacimientos quienes determinan a que profundidad y en donde tienen que ser terminados los pozos, los tipos de pozos pueden ser verticales, desviados, altamente desviados u horizontales. Los perfiles de los pozos son resultado del tipo de pozo que se requiere así como de las capacidades del equipo perforación y la localización de los pozos en el lecho marino.

Plataforma de perforación y requerimientos de su anclaje.

El anclaje de la plataforma o barco de perforación tiene que ser tomado en cuenta para el diseño de la arquitectura submarina debido a que este puede extenderse hasta 2000 m en el fondo del mar, el anclaje puede interferir con otros equipos ya instalados o puede obstaculizar con algún otro equipo flotante de producción, ver Fig. 2.92.



Fig. 2.92. Anclaje de equipos flotantes.

También al momento de bajar las herramientas y las anclas se debe de considerar la posición de otros equipos submarinos ya instalados para no dañarlos por la caída de objetos o las mismas anclas.

Fondo del mar y Batimetría.

Las condiciones del fondo del mar suelen ser muy irregulares, no siempre se cuenta con un terreno plano y homogéneo, por lo que se deben analizar donde se van a asentar los equipos, por donde van a pasar las líneas de flujo y los tendidos de los cables umbilicales. Las obstrucciones, la condición del suelo (suave o duro), las pendientes y la posibilidad de la existencia de cañones submarinos, en ocasiones estas barreras naturales tiene que ser rodeadas o modificadas, ver Fig. 2.93.

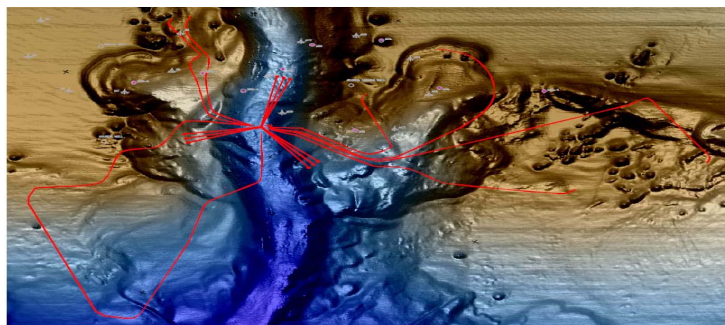


Fig. 2.93. Batimetría del fondo marino.

Condiciones del clima y tormentas.

Se debe de contar con todo tipo de información posible regional y local de las condiciones climatológicas para las operaciones de instalación y el tendido de tuberías, para los equipos y barcos de instalación se deben de considerar los sistemas de desconexión en caso de tormenta o huracán. Es importante tener en cuenta todos estos factores climatológicos para la selección de tipos de anclaje y posicionamiento dinámico de los equipos superficiales.

Localización de los pozos.

Existen dos alternativas para la perforación de los pozos y son la configuración *cluster* en la cual los pozos tienen un ángulo de desviación y se unen a un *manifold* central y la satélite que consta de pozos separados perforados verticalmente. Las configuraciones tipo *cluster* deben de considerar la perforación de los pozos a una distancia que puedan ser conectados fácilmente al *manifold* por medio de *jumpers*, por otra parte desventaja de las configuraciones satélite es que se necesitan muchas conexiones submarinas y líneas de flujo lo cual puede elevar rápidamente los costos del proyecto, ver Fig. 2.94.

Los siguientes factores son fundamentales para decidir la posición de los cabezales submarinos:

- Posición del *manifold*.
- Posición de la terminación en el yacimiento.
- Separación de los cabezales submarinos, que estén centrados y su distancia sea mínima para tener conexiones más simples y más eficientes entre los equipos submarinos.
- Las longitudes de los *jumpers* para las conexiones submarinas.
- Posición para la llegada al *manifold* y a las terminales umbilicales.
- Trayectoria y posición para evitar daño por la caída de objetos.

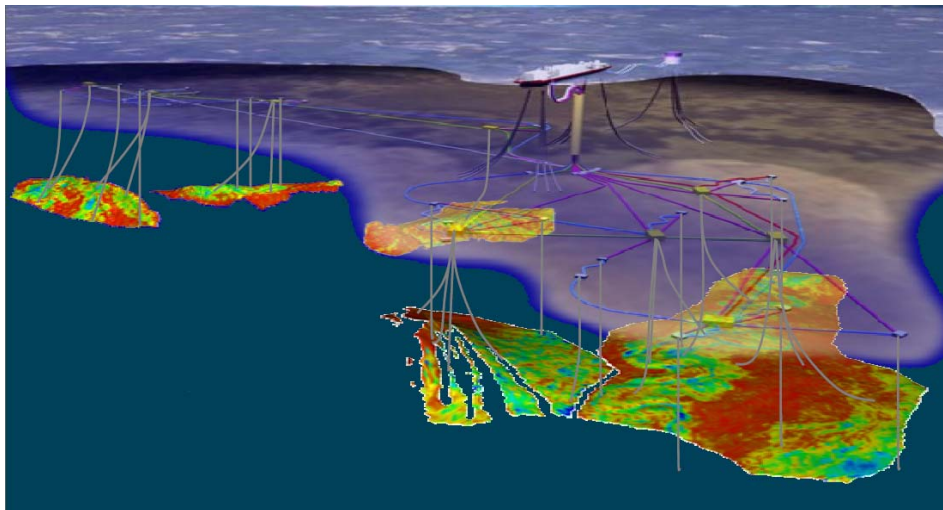


Fig. 2.94. Terminación de pozos en el yacimiento y localización de los cabezales submarinos.

Protección para la caída de objetos y redes de pesca.

Se debe de considerar una posición estratégica para evitar el daño por la caída de objetos, este tipo de riesgo no puede ser completamente eliminado pero se recomienda no situar verticalmente equipos superficiales sobre los equipos submarinos para minimizar el riesgo. Se deben de establecer también las rutas marítimas y el tendido de redes para pesca para evitar daño por la caída de anclas de barcos o por las redes de pesca.

Configuraciones submarinas.

Existen varios criterios para la aplicación de configuraciones de los equipos en el fondo del mar, el contar con tantas opciones puede hacer de la selección una tarea muy complicada, pero se debe de tener en cuenta muchos factores como:

- Las necesidades del volumen de producción.
- Los requerimientos técnicos.
- Las condiciones del fondo marino.
- Las operaciones de intervención y reparación.
- Los requerimientos de operación.
- La rentabilidad del sistema.

La solución más acertada será la que cumpla con todos los requerimientos técnicos y económicos, recordemos que no siempre las configuraciones más complejas o con más equipo son la mejor opción, ver Fig. 2.95.

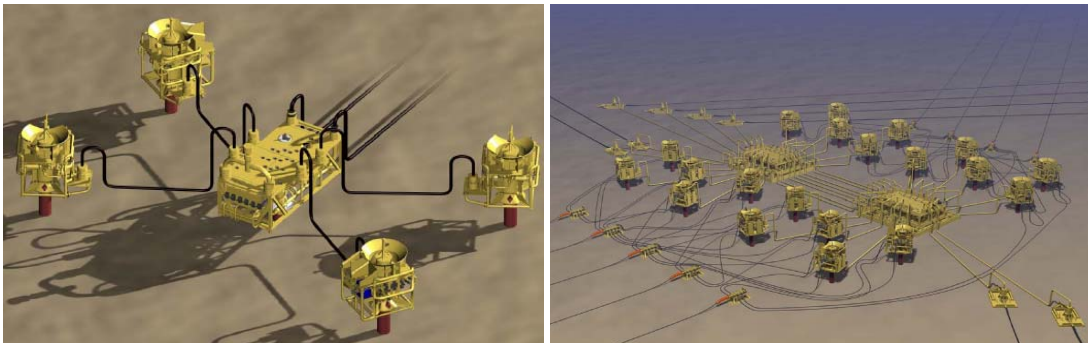


Fig. 2.95. Arquitectura submarina sencilla (izquierda), arquitectura submarina compleja (derecha).

Otra aplicación importante de la arquitectura submarina es que nos permite visualizar los tiempos de la instalación de los equipos (este concepto se le conoce como modulación de campos, mejor conocida por su término en inglés como *Daisy Chain*,) ver Fig. 2.96, esta metodología permite integrar rápidamente los pozos a la producción así como programar de una mejor manera la instalación de los equipos según va creciendo el sistema.

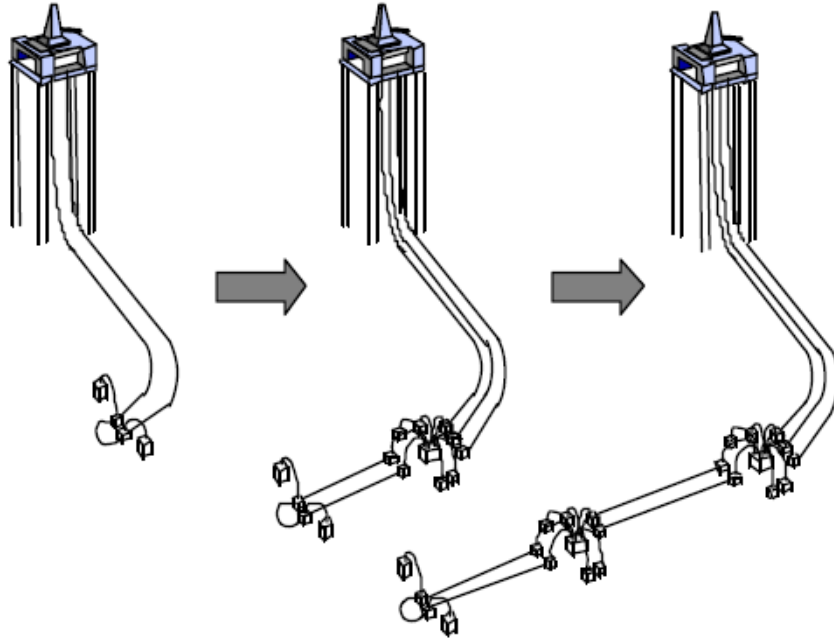


Fig. 2.96. Modulaci3n de campos, *Daisy Chain*.

La metodologfa *Daisy Chain* consiste en instalar los equipos y las lfaas de flujo segun vaya creciendo el sistema, conforme se van terminando los pozos se van integrando a la producci3n y esto reduce el tiempo de retorno de la inversi3n.

Las configuraciones tfaicas de la arquitectura submarina son principalmente tres tipos que son:

- Configuraci3n sat3lite.
- Configuraci3n *cluster manifold*.
- Configuraci3n de templete.

2.5.1. Configuraci3n sat3lite.

Consiste en pozos aislados perforados verticalmente, esta configuraci3n permite abarcar una gran 3rea de expansi3n asf como simplifica la complejidad de las terminaciones en pozos altamente desviados. Los pozos se conectan a las lfaas de flujo a trav3s de PLEM's, ver Fig. 2.97.



Fig. 2.97. Configuraci3n sat3lite.

Esta configuración tiene grandes ventajas debido a que ha demostrado ser la mejor en cuanto a la operación de intervención a pozos ya que solo se tiene que sacar de la producción el pozo que se está reparando o interviniendo, de esa manera no se pierde la producción de varios pozos durante la operación. Su principal desventaja es que se tienen una gran cantidad de conexiones y tuberías de producción así como una compleja distribución de la red umbilical esto eleva mucho los costos de instalación y requiere de un excesivo cuidado y control de la producción para mantener el balance de presiones necesario en las líneas de producción.

En este tipo de configuraciones se cuenta con dos líneas de producción en caso de ser intervenido uno de los pozos se cambia el sentido de la circulación a partir del siguiente pozo y se mantiene la producción de todos los pozos de la configuración ver Fig. 98.

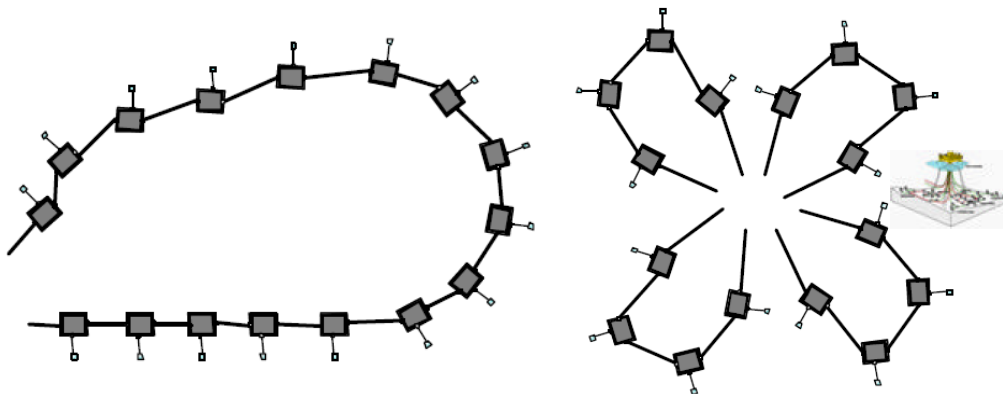


Fig. 2.98. Configuraciones satélite.

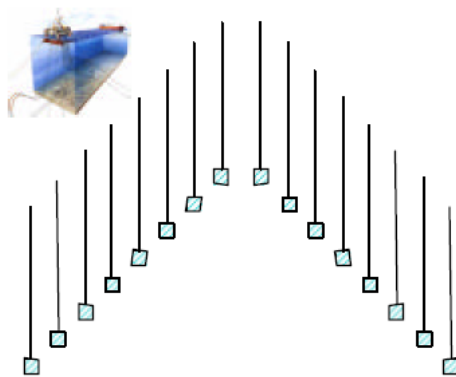


Fig. 2.99. Configuración satélite con una línea de flujo para cada pozo

La configuración de la figura 11 es una configuración de pozos satélite conectados directamente a una línea de producción para cada pozo, este tipo de configuraciones es muy costosa y muy rara solo se ha aplicado en un campo llamado *Norsk Hydro Njord*, ver Fig. 2.99.

2.5.2. Configuración *cluster manifold*.

Esta configuración se caracteriza por tener pozos equidistantes a un punto central donde se coloca un *manifold*, este manifold recibe la producción y la envía a una sola línea de flujo, los árboles submarinos se conectan al *manifold* por medio de *jumpers*. También la red umbilical puede llegar al *manifold* de donde se distribuyen los servicios a los árboles submarinos y permite tener un mejor control de la producción ver Fig. 2.100.

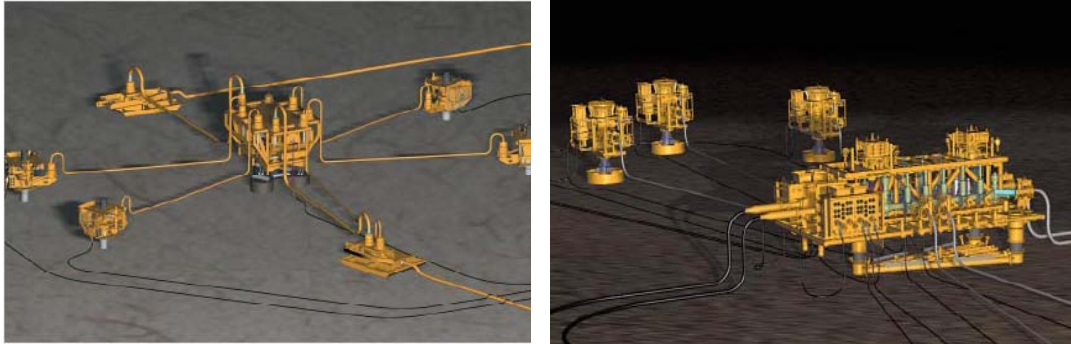


Fig. 2.100. Configuraciones *cluster manifold*.

Las ventajas de esta configuración es que permite monitorear y administrar mejor la producción, la perforación de los pozos se realiza en una sola área lo cual simplifica el posicionamiento del equipo de perforación, simplifica la cantidad de líneas de producción submarinas y la cantidad de *risers* que llegan al equipo superficial de producción. La desventaja de esta configuración es que al intervenir o reparar un pozo se tiene que sacar de producción dos o más pozos conectados al *manifold*, se tienen que realizar terminaciones más complejas en pozos desviados y altamente desviados.

En estas configuraciones se puede ver una modulación *Daisy Chain* de *manifolds* con cuatro pozos cada uno la diferencia entre estas dos es que la del lado izquierdo cuenta con dos líneas de retorno mientras que la del lado derecho cuenta solo con una, en esta ultima si se requiere la reparación de todo el *manifold* se perdería la producción de los *manifolds* que se encuentran después de este, ver Fig. 2.101.

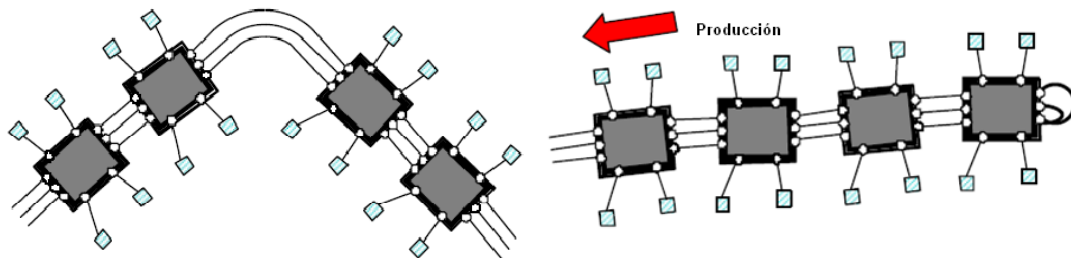
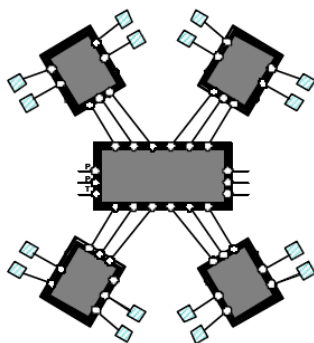


Fig. 2.101. Configuraciones *cluster*.



Esta configuración se le llama copo de nieve o estrella, consta de una serie de manifolds conectados a un manifold central de donde se distribuye la producción por medio de dos líneas de flujo, ver Fig. 2.102.

Fig. 2.102. Configuración copo de nieve.

2.5.3. Configuración de templete.

Son grandes estructuras donde se alojan los árboles submarinos se conectan a un arreglo de tuberías que hacen la función del *manifold*, en este equipo también se colocan todos los sistemas de monitoreo y control así como la red umbilical. Esta configuración permite albergar todos los equipos submarinos en una sola estructura lo que elimina las conexiones con *jumpers* entre equipos, ver Fig. 2.103.

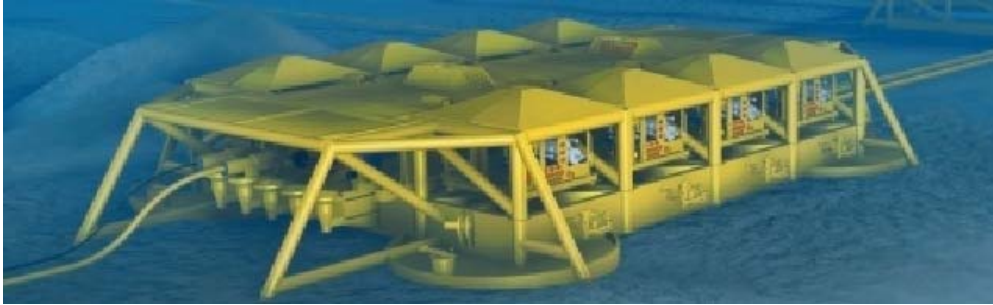


Fig. 2.103. Configuración templete.

Este sistema puede representar muchas ventajas debido a que se bajan instalados la mayor parte componentes submarinos y sólo se conectan a la estructura los cables umbilicales principales, también se puede instalar en el todos los equipos de bombeo y proceso submarino. La principal desventaja de este sistema es que la estructura es demasiado grande y pesada para su manejo lo que resulta extremadamente costoso, también al intervenir o repara un pozo se sacan de producción una gran cantidad de pozos que se encuentran en el *manifold*, otra desventaja es que se cuenta con un espacio muy reducido para las maniobras de perforación lo que no permite meter a producción los pozos ya terminados. El uso de los templetos esta ya casi eliminado del desarrollo de campos en agua profundas por la problemática que representa su fabricación, transportación e instalación.

La arquitectura submarina representa una actividad fundamental en el desarrollo de campos en aguas profundas y su trabajo involucra a todos los aspectos técnicos y económicos. Una buena aplicación de este concepto permite simplificar operaciones de instalación y operación, lo cual reditúa en una mejor administración del desarrollo y de la operación del campo por consecuencia hace más rentable el proyecto.

2.5.4. Confiabilidad y operatividad.

Los costos de la instalación de los equipos submarinos es muy elevado por la renta del quipo, grúas, barcos y personal. Para el desarrollo de campos de aguas profundas es extremadamente importante reducir estos y prevenir cualquier contingencia que pudiera generar retrasos en la instalación debido a que impactarían de manera severa en la planeación y en la economía del proyecto. Para evitar cualquier error de instalación se deben de probar las conexiones de los equipos antes de ser transportados a su sitio de instalación para eso se han implementado las llamadas pruebas de patio, ver Fig. 2.104.

Las pruebas de patio consisten en ensamblar todos los equipos de la misma manera en la que se instalaran en el fondo marino, se realizan en patios industriales de grandes dimensiones y se emplean grúas y trascabos para mover dichos equipos,



Fig. 2.104. Pruebas de patio

Tienen como finalidad corroborar que todas las herramientas de conexión y las conexiones sean las adecuadas, de esta manera se minimiza cualquier error cuando se instala en el fondo marino. En primera instancia podría parecer una actividad que sólo genera tiempo y costos, pero en realidad esta actividad nos sirve para minimizar cualquier error en la instalación por lo que es de gran importancia debido a que los gastos generados durante su instalación en el lecho marino son extremadamente elevados ver Fig. 2.105 y 2.106.



Fig. 2.105. Prueba del *jumper* rígido.



Fig. 2.106. Prueba de *jumper* flexible y su conexión con arboles submarinos.

Durante estas pruebas se verifican que las conexiones tengan las mismas dimensiones, que los sellos entre las tuberías y equipos sean los adecuados, la funcionalidad de las herramientas de instalación, que las dimensiones de los *jumpers* sean las adecuadas y se analiza la problemática que podría generarse durante su instalación en el fondo marino. Una vez realizada la prueba se realiza un análisis de los visto durante la prueba y se transportan los equipos para su embarcación hacia el sitio de instalación.

Capítulo 3.

Tipos de plataformas utilizadas en aguas profundas

3.1. Sistemas fijos.

3.1.1. Plataforma convencional (fija).

Este tipo de equipos fueron los primeros usados en la explotación de pozos marinos. Han sido seleccionados para explotar yacimientos localizados en tirantes de agua de hasta 412 m (1,353 pie) de profundidad. Este es el máximo record logrado por una plataforma de este tipo en el año 1991 de nombre "Bullwinkle" de la compañía Shell, operando en el Golfo de México, en aguas de los E.U. ver Fig.3.1.

Hoy en día las compañías petroleras operadoras utilizan este tipo de estructuras para la perforación y posteriormente son acondicionadas para llevar a cabo el proceso de la producción de aceite y gas.



Fig.3.1. Plataforma convencional Bullwinkle.

Estas plataformas se componen principalmente de:

- Estructuras modulares de acero tubular.
- Cubierta.
- Superestructura (cubierta, *topside*).
- Subestructura (*jacket*).
- Pilotes.
- *Risers*.

Las dimensiones de la estructura dependen del número de pozos, además de considerar que tomando en cuenta que a mayor tirante de agua es directamente proporcional al tonelaje de acero e implícitamente sobrellevan los costos de la plataforma.

La superestructura.

Esta localizada sobre el nivel del mar; es la base que soporta la cubierta y todo el equipo necesario para las operaciones de perforación, terminación y producción de los pozos, además cuenta con cuartos para la tripulación, salas de esparcimiento y comedores. La superestructura puede contar con uno o más niveles de acuerdo a las dimensiones y necesidades de los equipos, ver Fig.3.2.

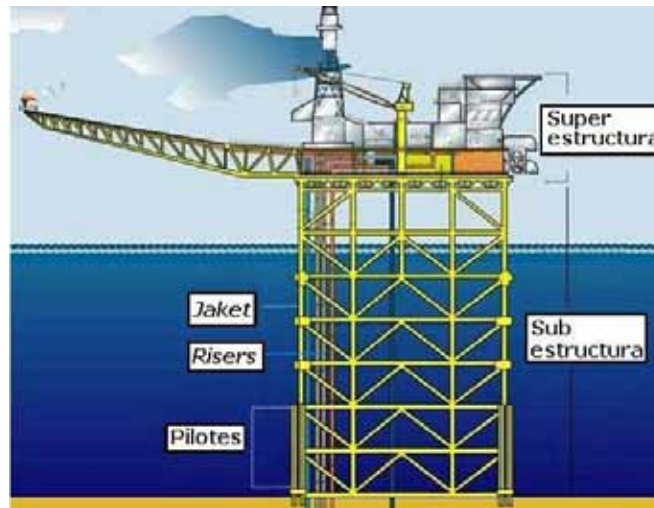


Fig. 3.2. Componentes principales.

La subestructura.

Es la columna principal de la instalación y pueden tener de cuatro a más patas extendidas, soportadas por igual número de pilotes de acero de forma cilíndrica enterrados en el lecho marino. Para el diseño de la subestructura se debe de considerar lo siguiente, ver Fig.3.3.

- Las condiciones del lecho marino.
- Las cargas horizontales debidas a las olas.
- Corrientes marinas.
- Viento.
- Marea.
- Atrancamiento de algunos barcos.
- Cargas verticales debidas a los pesos y dimensiones de los equipos instalados.



Fig.3.3. Subestructura (*Jaket*).

Clasificación de plataformas convencionales:

- *Micro jacket.*
- *Mono jacket.*
- *Mini jacket.*

Micro jacket.

Es una pequeña estructura de acero, que opera en un rango de 15 a 50 m de tirante de agua, son fáciles de reubicar por su tamaño reducido y bajo peso, su capacidad es para tres pozos sin tripulación.

Mono jacket.

Esta se instala en un rango de tirantes de 15 a 50 m, generalmente opera sin tripulación por lo que sólo se admite un máximo de siete pozos.

Mini jacket.

Es una estructura de menores dimensiones puede manejar hasta doce pozos, generalmente se aplican en zonas de bajo oleaje y tiene la ventaja de que se pueden reubicar, debido a que su tamaño permite transportarse fácilmente.

En las plataformas convencionales se pueden realizar distintas operaciones, debido a que el mantenimiento a pozos en superficie es menos costoso que el sustento a pozos submarinos. La principal desventaja de esta plataforma, es que las dimensiones de la subestructura (*jacket*) se incrementa conforme aumenta la profundidad del tirante de agua. Así como el tamaño, el peso excesivo limitan el uso de plataformas fijas en profundidades de tirante de agua menores a los 450 m.

Funciones Principales:

- Perforación y terminación de pozos.
- Operaciones de mantenimiento y reparación de pozos en superficie.
- Producción.

Capacidades:

- Profundidad del tirante de agua menores a 450 m.
- Producción de aceite de 250 MBPD.
- Producción de gas a 306 MPCD.

3.1.2. Plataformas de concreto

Estas estructuras pesadas comenzaron a utilizarse en las décadas de los 70's y 80's en el mar del norte, su estructura es de concreto con acero reforzado. Se sitúan en el fondo del mar con su propio peso absoluto y a pesar del extenso perfil que tienen estas estructuras se ven afectadas por corrientes marinas y oleaje; por lo que algunas tienen pilotes conductores de succión enterrados en el lecho marino, ver Fig.3.4 y 3.5.



Fig.3.4. Plataforma de concreto. Fig.3.5. Plataforma Gullfaks, de la compañía Statoil.

Muchas de estas se instalaron en el Mar del Norte, otras fueron construidas en Brasil, Golfo de México y el delta de Mississippi. El concepto puede responder a casi cualquier propósito costa afuera tal como exploración, perforación, y producción de hidrocarburos, así como el almacenamiento.

Las subestructuras de concreto pueden tener un rango de peso entre 3, 000 a 1, 200,000 ton y un peso en la instalación superficial entre 5,000 a 52,000 ton, y se pueden diseñar con uno o varios ejes (columnas de concreto).

Por simplicidad una pata (un eje central) sería suficiente para soportar la cubierta (*deck*). No obstante, por razones de seguridad, para separar la unidad de perforación del resto de las instalaciones, los pozos se sitúan normalmente lejos de la unidad de hospedaje en un eje separado. Si los pozos submarinos están conectados a una plataforma fija, no habría un eje de perforación en la plataforma y bastaría sólo con una columna central para soportar la

estructura. La producción de los pozos es llevada a través de los *risers* que se encuentran instalados dentro de estos ejes de concreto como se muestra en la Fig.3.6.

La estructura base de concreto de la plataforma son celdas que se utilizan para el almacenamiento de crudo estabilizado o condensado con una capacidad de almacenaje de aceite entre los 400,000 a 2,000,000 barriles, suficiente para la producción continua del campo, el aceite almacenado se bombea de las celdas a un sistema de descarga (FSO).

El uso de plataformas soportadas por un fondo fijo no es suficiente para la explotación en aguas profundas, debido a que las dimensiones de las estructuras de concreto son muy grandes, pesadas y difícil de transportar al sitio en el cual se instalara, por este y otros factores no es rentable utilizarlas en aguas profundas, o bien en tirantes mayores a 450 m.



Fig.3.6. *Risers* instalados en una plataforma de concreto.

Las razones principales para que la industria costa afuera elija tal diseño son:

- La posibilidad de incorporar un almacenamiento de aceite, especialmente para un campo grande.
- Un costo más barato de la instalación.
- La mayoría de la instalación del equipo es en tierra, limitando la cantidad de un trabajo costa afuera más costo.
- Las estructuras de concreto permiten una mayor producción y al mismo tiempo reduce el número total de las plataformas requeridas para el desarrollo de un campo.
- El concreto no requiere mantenimiento y no sufre ninguna reducción en capacidad de carga sobre los años.

Desventajas importantes:

- Relativamente costoso, comparado a la estructura de acero (*jaket*).
- No se ha definido hasta ahora ningún medio factible para quitar la estructura (desinstalación); debido a que estas se degradarán lentamente permaneciendo de 500 a 1,000 años.

3.1.3. Plataformas complacientes o torres flexibles, *Compliant tower*.

Las torres flexibles son similares a las plataformas fijas, su diferencia radica en que estas contienen una estructura tubular de acero extensa (*jaket*), que soporta a la cubierta convencional (*deck*) y las instalaciones superficiales para la explotación del yacimiento; además de contar con pilotes enterrados en el lecho marino para resistir el peso de toda la plataforma.

En la parte superior de la torre se ubica la cubierta que contiene módulos de perforación, producción, habitacionales; el tamaño es determinado por las dimensiones requeridas para manejar estas operaciones y utilidad del equipo, ver Fig.3.7.

Las instalaciones superficiales son más pequeñas por diseño en las torres flexibles que en plataformas convencionales, debido a las dimensiones disminuidas o estrechas de la estructura que las apoyan. Típicamente, la estructura de la torre se compone de módulos tubulares cuadrúpedos que pueden extenderse a partir de 3 a 7 pie (1 a 2 m) de diámetro.

La estructura de soporte consiste en una sección baja y una superior, cuyas dimensiones pueden extenderse hasta 300 pie (91 m) en un lado; la estructura más baja se fija al lecho marino con pilotes de succión y el peso de la plataforma, mientras que la altura de la estructura (*jaket*) residirá en la profundidad del agua, ver Fig.3.7 y 3.8.



Fig.3.7. Plataforma Baldpate.



Fig.3.8. Estructura tubular de acero (*jaket*).

A diferencia de las plataformas fijas, las torres flexibles resisten grandes fuerzas laterales (viento, corrientes marinas, entre otros), la estructura resulta tener una lenta respuesta a cualquier función de fuerzas. Bajo condiciones de huracanes el periodo de tiempo del ciclo de grandes olas que pasan por el marco estructural es aproximadamente de 10 a 15 segundos antes de que este pueda responder, un período tan largo hace a la torre menos sensible a las fuerzas de la ola de la tormenta.

Se utilizan para el desarrollo de campos de aceite y gas en profundidades entre 300 a 600 m de tirante de agua; las plataformas de acero y las plataformas de concreto, es decir requieren más materiales y el costo de los proyectos podrían ser más altos.

La plataforma de Petronius es una plataforma flexible operada por Chevron Corporation, que se encuentra a 210 km del sureste de New Orleans (US GOM), tiene 534.6 m (1,754 pie) de altura, es la plataforma más alta del mundo, puesto que solamente la estructura entera pesa alrededor 43,000 ton. Con una producción de 50,000 barriles de aceite y 70 MMPCD de gas natural son extraídos diariamente, ver Fig.3.9.



Fig.3.9. Plataforma Petronius.

Funciones principales:

- Perforación y terminación de pozos.
- Operaciones de mantenimiento y reparación de pozos en superficie.
- Producción.
- Ubicación actual: Golfo de México y Angola.

Capacidades:

- Profundidad del tirante de agua menores a 450 m.
- Producción de aceite de 277 MBPD.
- Producción de gas de 200 MMPCSD.

3.2. Sistemas flotantes.

En la actualidad, los ingenieros geólogos y geofísicos , determinan áreas con potencial de hidrocarburos en todo el mundo y muchas veces los resultados en algunas ocasiones establecen lugares inhóspitos para el desarrollo de campos y los planes de proyectos de producción (costa afuera, a varios kilómetros de la costa, o bien, en condiciones climatológicas adversas); por lo que para llegar a este tipo de lugares se necesitan los sistemas de flotación, los cuales como su nombre lo indica, son sistemas que se encuentran flotando y no están fijos permanentemente al lecho marino, sino que se diseñan para permanecer anclados y quedar en dicha posición por largos períodos de tiempo.

Estos sistemas tienen cuatro elementos comunes:

- Casco (*Hull*).
- Cubierta (*Topsides*).
- Anclaje (*Mooring*).
- *Risers*.

Tipos de soluciones o sistemas flotantes.

- Plataformas de piernas tensionadas, *Tension Leg Platform*, TLP.
- *Mini TLP* o Mono columna, *Sea star*.
- *Spars*.
- Semisumergible o *Floating Production System*, FPS.
- Sistemas flotantes tipo barco:
 - a) FPSO
 - c) FSO
 - d) FDPSO

Nueva Generación

- *Sevan Stabilized Platform* ,SSP
-
-

3.2.1. Plataformas ancladas por tensores, Tension Legs Platform, TLP.

3.2.1.1. TLP convencional.

Esta plataforma tiene la posibilidad de flotar gracias a la combinación de sus columnas y pontones, que lo constituyen. Los *risers* son conectados en las cabezas de los pozos submarinos abajo de la TLP, y transportan directamente el aceite y gas para los árboles en la cubierta. El casco es una estructura flotante que apoya la sección de la cubierta de la plataforma y a su equipo de perforación y producción. Un casco típico tiene cuatro columnas llenas de aire apoyadas por pontones. La cubierta para las instalaciones de la superficie se sostiene sobre el casco; y la flotación del casco es mayor al peso de la plataforma, requiriendo de un anclaje tenso (Patas tensionadas) para asegurar la estructura al lecho marino.

Las columnas en el casco se extienden hasta 100 pie de diámetro y 360 pie en altura; las medidas totales del casco dependerán del tamaño de las columnas y del tamaño de la plataforma.

Los tendones verticales son líneas de acero, típicamente con 24 a 32 pg de diámetro, con 1 a 2 pg de grueso de pared; la longitud dependerá de la profundidad del tirante de agua. Una TLP típica sería instalada con 16 tendones. Estos tendones están en cada esquina de la plataforma y en su parte final contienen pilotes enterrados en el lecho marino que mantienen parte de la TLP bajo el agua, que a su vez se encuentran bajo constante tensión, por lo que los movimientos verticales en la cubierta (*deck*) son muy pequeños aun en climas adversos.

El uso de estos tendones combina una ventaja de extensos rangos de profundidades. Este tipo de plataformas pueden ser usadas en profundidades de hasta 1500 m, ver Fig.3.10 y 3.11.



Fig.3.10. TLP.

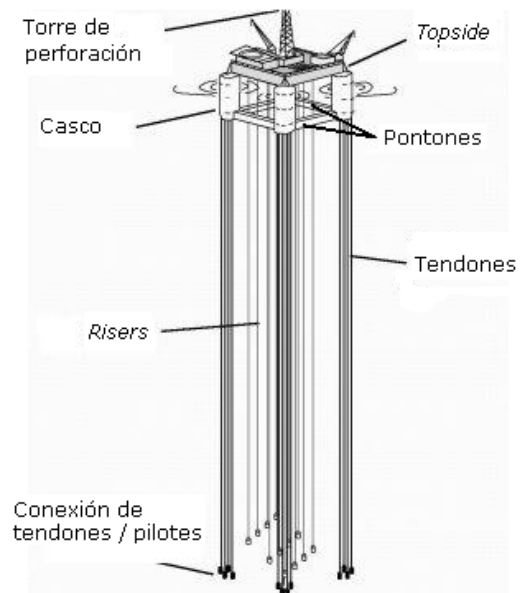


Fig. 3.11. Componentes de la TLP convencional.

Funciones principales:

- Mantenimiento a cabezales.
- Perforación.
- Producción.
- Operaciones de mantenimiento y reparación.

Capacidades:

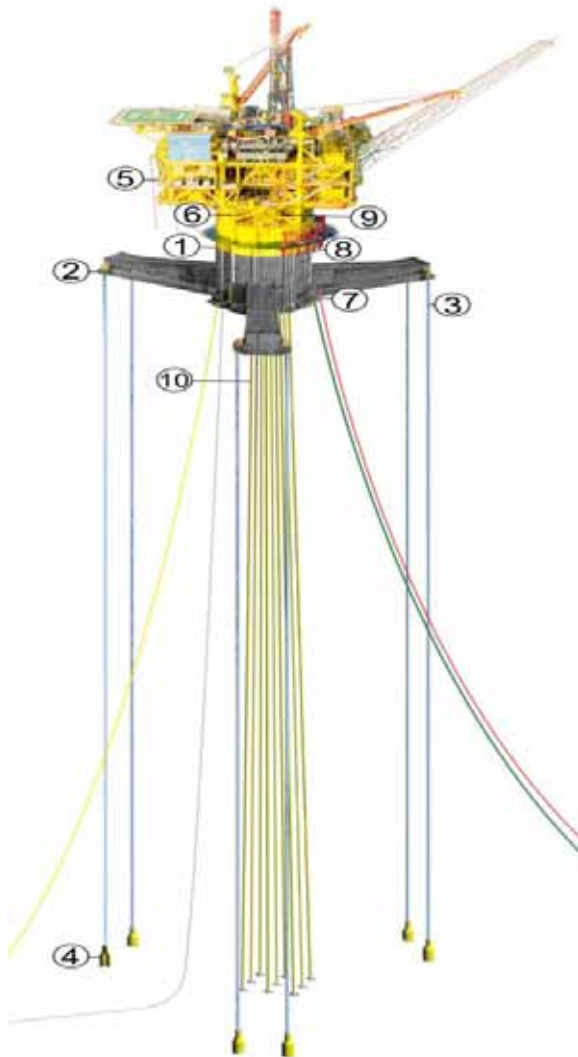
- Profundidad de tirante de agua 150 m a 1,828 m.
- Producción de aceite 319 MMBPD.

Ubicación actual:

- Golfo de México parte de E.U.
- Mar del Norte.
- Oeste de África.

3.2.1.2. Mini TLP (*Monocolum o Sea star*).

Estos equipos se utilizan en aguas someras o para yacimientos pequeños en aguas profundas, en los cuales no este planeada una perforación; algunas compañías utilizan estos equipos como plataformas satélite o plataformas de temprana producción. Los nombres de *monoculum* y *sea star*, vienen de la configuración de los tanques de flotación que están bajo el agua, estos se encuentran en el fondo de la estructura. La primera *mini* TLP fue instalada en el Golfo de México en el año de 1998, ver Fig.3.12.



Partes de la *mini* TLP.

- 1) Casco mono-columna.
- 2) Soporte de tendón.
- 3) Tendones.
- 4) Pilotes de succión de anclaje.
- 5) Cubierta (*Topside*).
- 6) Casco para la cubierta de transición.
- 7) Soporte de *riser*.
- 8) Risers/ umbilicales.
- 9) *Moonpool*.
- 10) *Risers* de producción.

Fig.3.12. Componentes principales de la *mini* TLP.

La cubierta del *mini* TLP proporciona una plataforma de funcionamiento estable, con seguridad sobre climas adversos, para apoyar el equipo necesario para el proceso y control de la producción, ver Fig.3.13.

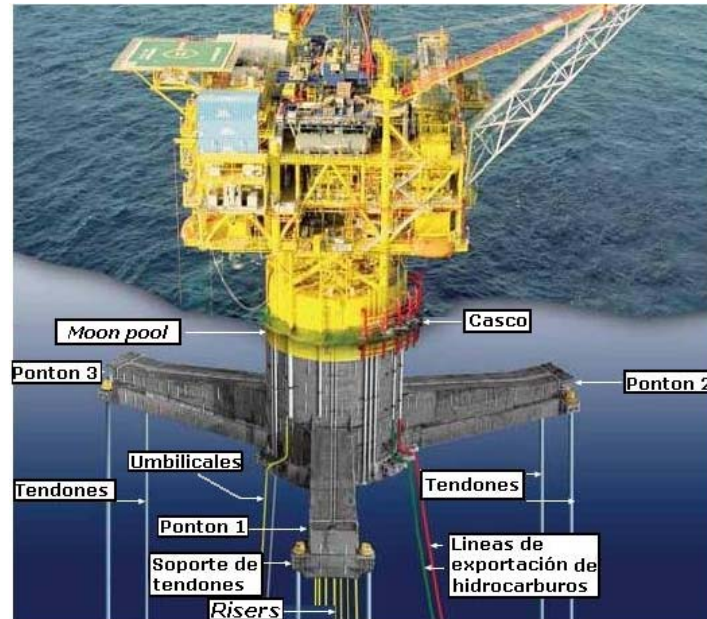


Fig.3.13. Partes de la *mini* TLP.

Componentes del casco.

El casco proporciona la flotabilidad suficiente para apoyar la cubierta, las instalaciones y los *risers* flexibles. El casco consiste en una sola columna central y tres pontones extendidos de forma radial. Estos tanques de flotabilidad externos están conectados estructuralmente con la columna central por medio de apoyos horizontales y diagonales. El cilindro mide aproximadamente 60 pie de diámetro y 130 pie de altura; los brazos alcanzan hasta 18 pie hacia fuera.

El *moon pool*, es una especie de abertura instalada en el casco de la plataforma, y es muy utilizado para permitir el acceso al fondo del mar de las instalaciones de perforación y producción, también se emplea como una manera de reducir la amplitud de los movimientos verticales, ver Fig.3.14.

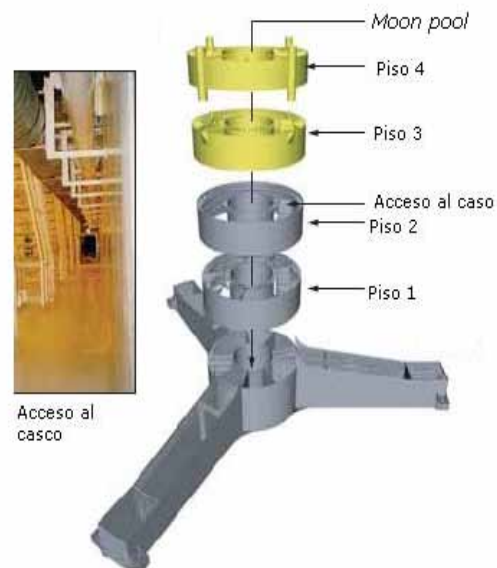


Fig.3.14. Componentes del casco.

El record con el tirante de agua más profundo de este tipo de plataformas TLP (*Sea star*) lo tiene la plataforma "Neptune" en el año 2007, con 4,250 pie (1,296 m), ubicada en el Golfo de México en aguas de los E.U., operada por la compañía bhp billiton, ver Fig.3.15.



Fig.3.15. *Mini TLP Neptune.*

Funciones principales:

- Mantenimiento a cabezales.
- Operaciones de reparación y terminación.
- Producción.

Capacidades:

- Profundidad de tirante de agua 271 m a más de 2,483 m.
- Producción de aceite 319 MBPD.

Ubicación actual:

- Golfo de México parte de E.U.

3.2.2. *Spar.*

La plataforma *Spar* consiste en una estructura cilíndrica extensa, sus dimensiones son de más de 215 m de longitud y de 25 a 50 m de diámetro, a su vez soporta una cubierta en la cual se localiza el *topside*. El cual es similar al de las plataformas fijas, que contiene equipos de perforación y producción.

Las ventajas principales de las plataformas *Spar* a otros sistemas flotantes de plataformas, son sus movimientos reducidos de tirón (movimiento vertical) y de inclinación. Tienen bajos movimientos de grados de libertad que permiten el uso de árboles secos, los cuales ofrecen el

acceso directo a los pozos de la cubierta, esto permite que el *Spar*, se configura para operaciones de perforación, procesos de producción, mantenimiento de pozos y cualquier combinación de estas actividades.

Una de las distinciones del *Spar* con respecto a los demás sistemas flotantes es que su centro de gravedad es siempre más bajo que el centro de la flotabilidad que garantiza un movimiento gravitacional positivo. Esto hace más estable al *Spar* debido a que, no deriva ninguna desestabilidad en su sistema de anclaje, así que no vuelca aun cuando es desconectado totalmente de su estructura. Este sistema tiene la flotación como un bloque de hielo, *iceberg*.

El casco es anclado usando un sistema tenso *catenary* de seis a veinte líneas ancladas en el lecho marino. En el cual se usa cable de acero o cuerda de poliéster conectado a una cadena en el fondo; el poliéster tiene una flotabilidad neutra en el agua y no agrega peso al *Spar*.

En el fondo del *Spar* usualmente tiene estabilidad permanente debido a un material más pesado que el agua como el mineral de hierro magnetita.

Actualmente los *Spars* se utilizan en profundidades de tirante de agua de hasta 915 m (3,000 pie), aunque la tecnología existente puede ampliar este rango hasta profundidades como 2,286 m (7,500 pie).

Partes principales del sistema *Spar*, ver Fig.3.16.

- *Topside*.
 - Arboles secos.
 - Envases flotantes.
 - Casco.
 - Tanque rígido/ aletas.
 - Estructura / tanque suave.
 - Carretes.
 - *Risers*.
 - Sección estabilizadora (*Keel tank*).
 - Cadenas de anclaje.
-
-

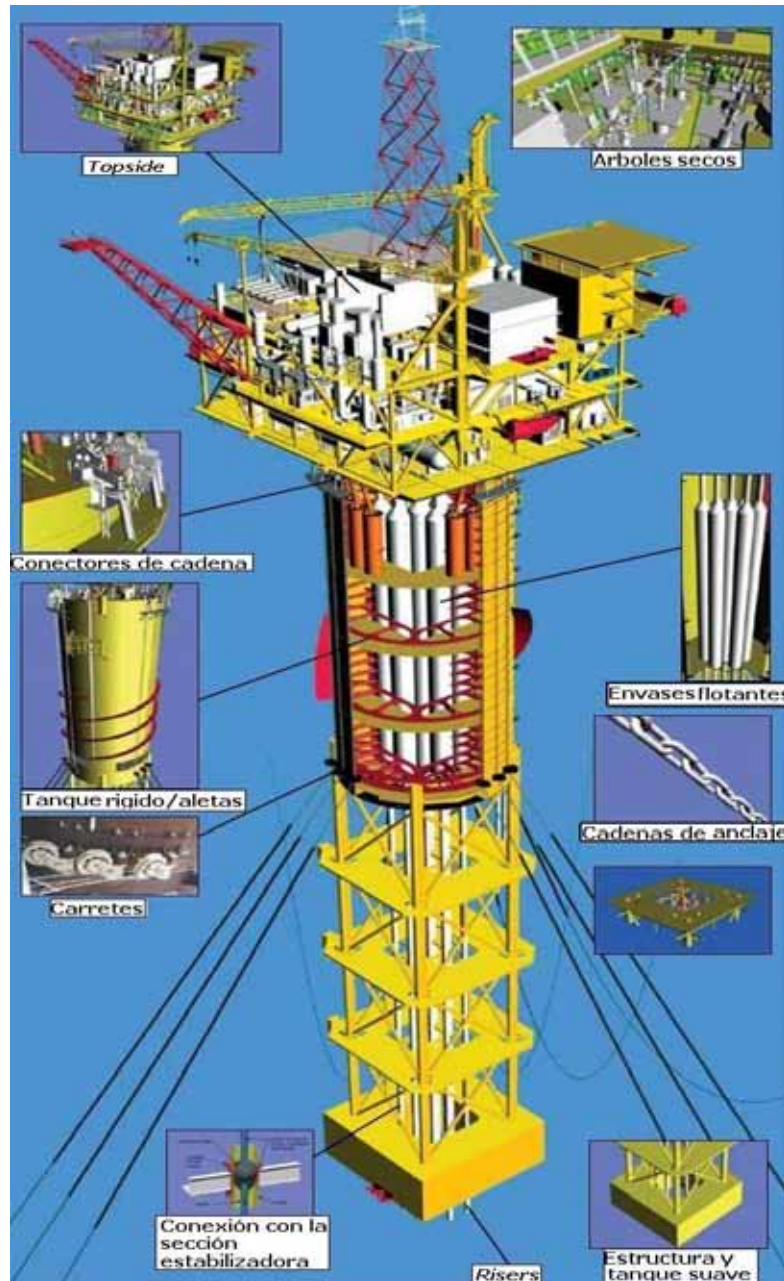


Fig.3.16. Componentes principales de una plataforma *Spar*.

Dentro de las tres plataformas *Spar* existentes, estas han tenido grandes innovaciones, lo cual ha hecho que se clasifiquen con la siguiente convención:

- Convencional (1a generación)
- *Truss* (2a generación)
- *Cell* (3a generación)

Spar Convencional.

La estructura cilíndrica profunda de esta plataforma es una característica clave, debido a que los movimientos causados por las corrientes marinas y los vórtices de los remolinos, que pueden causar vibraciones en la estructura, son mínimos. Esto se debe a que su estructura grande y profunda filtra la agitación e inercia de los movimientos frecuentes durante las tormentas más severas.

Las características de las aletas (*strakes*) que se encuentran sobre el cilindro, propagan los remolinos provenientes de las corrientes del océano; aunque las aletas agregan aún más la silueta, estas son conocidas por su capacidad adicional de anclaje, ver Fig.3.17.

Spar Truss.

Este diseño es similar al convencional sólo que se divide en tres secciones: de tal forma que se acorta la sección del “tanque rígido” (Cilindro de acero) que proporciona la mayor parte de la flotabilidad. Debajo de este se encuentra la sección media del marco de soporte o guarda peso (*Truss frame*) es una estructura apoyada de partes tubulares y de placas planas, en estas aumentan la masa agregándola en dirección vertical y con lo cual aumenta el período natural del tirón del *Spar*, esto proporciona una pérdida de los movimientos verticales debido a la acción de onda; por lo que también aumenta el amortiguamiento del impulso.

La tercera sección del casco es el la sección estabilizadora (*Keel tank*), es conectado al fondo del soporte (*Truss*) y esta lleno con magnetita, ver Fig.3.17.

Spar Cell.

Es una reducción de escala de la versión *Spar truss*. El sistema superior del casco se basa de un tanque duro, esto consiste en seis pilas (*Cell*) juntas, conectadas por la estructura de acero. Asimismo contienen tanques de estabilización-variable e independientes.

Externamente, son rodeados por las aletas helicoidales, que suprimen la vibración del vórtice-inducido.

La sección media del casco es una extensión de tres de los seis tubos cilíndricos, y sirven como una conexión rígida entre el tanque duro y la sección estabilizadora (*keel tank*).

La estructura de fondo contiene placas planas y una sección estabilizadora como el *Spar truss*, por lo que sus funciones son las mismas, ver Fig.3.17.

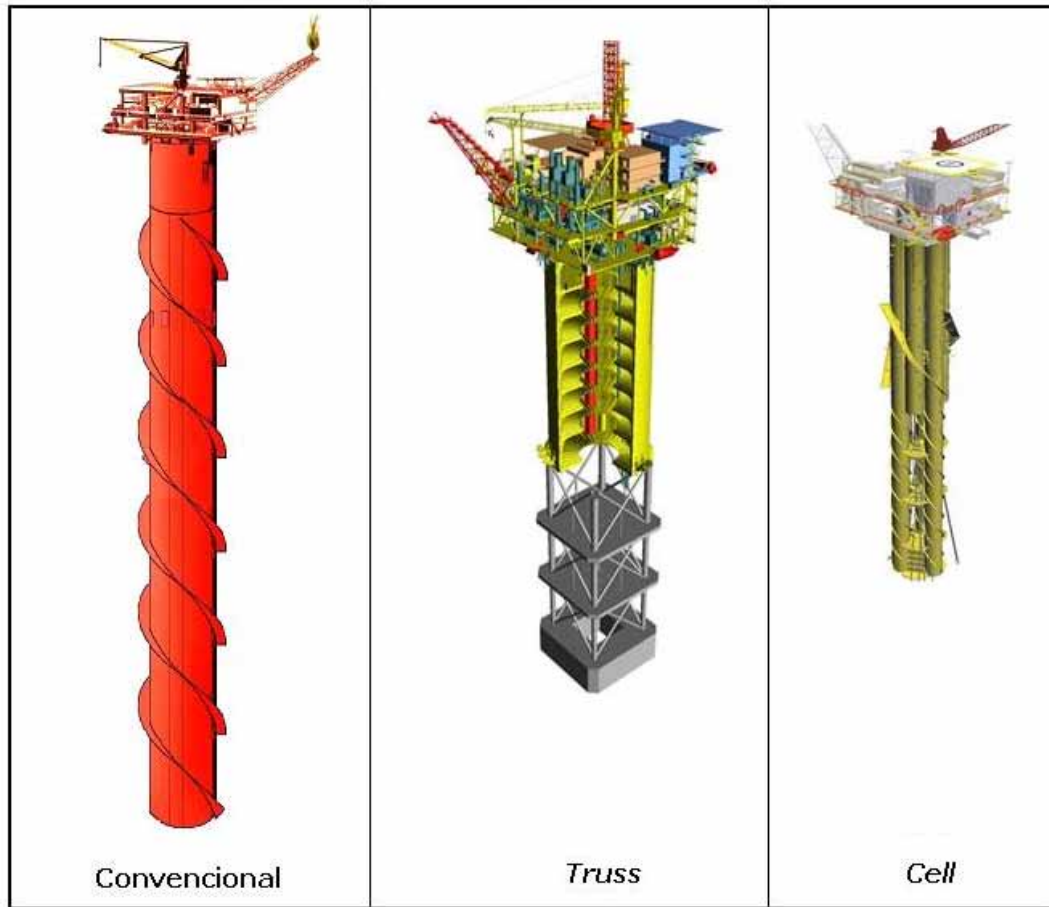


Fig.3.17. Tipos de Spar.

Funciones principales:

- Mantenimiento a cabezales.
- Perforación.
- Operaciones de reparación y terminación.
- Producción.
- Almacenamiento de aceite.

Capacidades:

- Profundidad de tirante de agua 300 m a más de 3,000 m.
- Producción de aceite 319 MBPD.

Ubicación actual:

- Golfo de México parte de E.U.

3.2.3. Semisumergible.

Esta plataforma también llamada Floating Production System, FPS es una estructura móvil usada para operaciones de perforación, producción de aceite y gas natural en ambientes costa afuera. Puede no contar con las instalaciones suficientes para el almacenamiento, en este caso se utilizan líneas para asegurar la exportación a tierra o en un buque tanque (*tanker*).

La superestructura (*deck*) es apoyada por las cuatro columnas de acero de 56 pie (17 m) ancho y 142 pie (43 m) de alto que se asientan en los pontones de acero de forma rectangular, de 41 pie (13 m) ancho y 35 pie (10 m) alto que a su vez son los cascos de la plataforma; estos son anclados en lecho marino por líneas de cadenas, o bien por su posicionamiento dinámico (ver capítulo 3.3), que a su vez proporciona flotabilidad y estabilidad suficiente para mantener la estructura en forma vertical hasta en condiciones climáticas adversas, ver Fig.3.20 y 3.21.

El FPS usa un sistema de pozos submarinos que son localizados directamente por debajo de la estructura, proporcionando acceso directo a la perforación, terminación y mantenimiento a pozos desde la plataforma de producción.

La producción de los pozos submarinos es transportada a la superficie a través de los *risers*, asimismo se pueden mover de un sitio a otro, con su sistema de propulsores y pueden ser estabilizados hacia arriba o abajo alterando la cantidad de hundimiento en sus tanques de flotabilidad; los Semisumergibles se pueden utilizar en profundidades a partir del 600 a 6,000 pie (180 a 1,800 m).

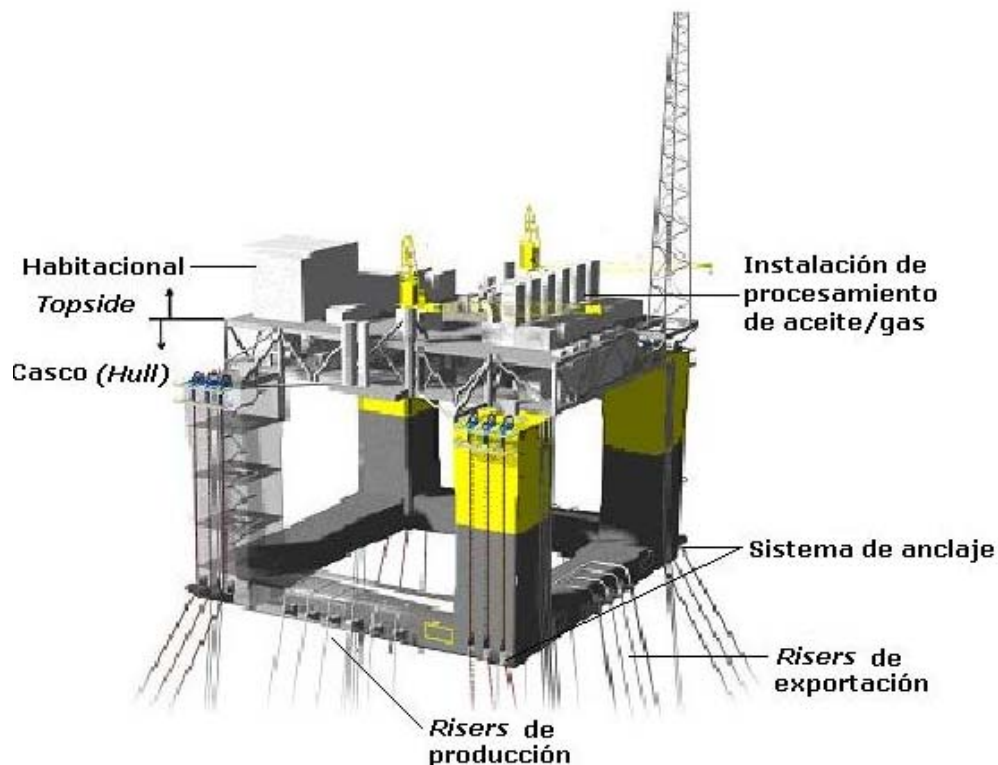


Fig.3.20. Componentes principales de la semisumergible.

La semisumergible con el record de maniobrar con un tirante de agua profundo, lo tiene la "Independence Hub" con 7,920 pie (2,415 m) en el año 2007, operada por la compañía Anadarko Petroleum corporation, ubicada en el Golfo de México en aguas de los E.U. (ver Fig.3.21).



Fig.3.21. Semisumergible Independence Hub.

Funciones principales:

- Mantenimiento a cabezales.
- Perforación y posibles operaciones de reparación y terminación.
- Producción.
- Almacenamiento de aceite.

Capacidades:

- Tirante de agua de operación de 80 a 3,000 m.
- Producción de aceite 180 MBPD.

Ubicación actual:

- Golfo de México.
- Mar del norte.
- Brasil.
- Asia.

3.2.4. Sistemas flotantes tipo barco.

3.2.4.1. Sistema flotante de procesamiento, almacenamiento y descarga, Floating Production Storage and Offloading, FPSO.

Los FPSO son buques de aproximadamente 376 m de longitud y 60 m de ancho, son idénticos a los buques tanques, sin embargo estos cuentan con la capacidad para procesar y almacenar el aceite crudo, así como proveer la transferencia de hidrocarburos.

Los FPSO no suministran, ni mantienen a la plataforma de perforación de pozos, tampoco almacena el gas natural, pero sí el gas que se encuentra mezclado con el aceite proveniente de los pozos y de otras plataformas muy lejanas; las instalaciones a bordo cuentan con el equipo para separar estos fluidos. Después de realizar esta actividad, el aceite es almacenado en los tanques del propio buque y posteriormente se conecta en la popa con un buque exportador para enviar el petróleo almacenado y transportarlo al punto de entrega. El gas comprimido es enviado a tierra a través de gasoductos o re-inyectado en el yacimiento.

Los FPSO más grandes tienen capacidad de procesar alrededor de 200,000 barriles de petróleo por día, con una producción asociada de gas de aproximadamente 2 millones de metros cúbicos diarios.

Estos sistemas pueden ser una excelente opción para campos localizados en áreas lejanas y profundas donde la infraestructura de las líneas de flujo no existe, o no son suficientes, estos equipos se usan con mayor frecuencia en el Mar del Norte, Brasil y África.

Los factores de una selección de un FPSO son:

- Desarrollo de campo.
 - Costo de las instalaciones.
 - Tiempo de producción.
 - Tiempo de entrega.
 - Gastos de operación.
 - Capacidad de servicio.
 - Condiciones ambientales.
-
-

Componentes principales, ver Fig.3.22:

- | | |
|---|--|
| 1) Casco (<i>hull</i>). | 7) Generador de energía. |
| 2) Habitación y helipuerto. | 8) Quemador (<i>flare</i>). |
| 3) Área de la torreta (<i>turret area</i>). | 9) Popa (<i>Poop deck, offloading</i>). |
| 4) Inyección de agua. | 10) Propulsores de posicionamiento dinámico. |
| 5) Separación y compresión de alta presión. | |
| 6) Separación y compresión de baja presión. | |



Fig.3.22. Partes de un FPSO.

Casco.

Es el cuerpo del FPSO, le proporciona la flotabilidad y estabilidad eficiente y es capaz de almacenar 2 MMBO.

El casco cuenta con 12 tanques de lastre de 7 m de ancho, que manipulan su centro de gravedad y sirve para darle estabilidad apropiada al viajar con la carga almacenada y al descargar lo acumulado.

Los principales factores para el diseño del casco son 2 el almacenamiento de crudo, espacio en cubierta.

Almacenamiento de crudo.

El tamaño del casco se maneja usualmente por los requerimientos de almacenamiento de crudo, esta referido al pico de gasto de producción de aceite que es suficiente para cubrir el ciclo de tiempo entre cada descarga al buque cisterna.

Estos ciclos comprenden de:

- Tiempo de carga en campo.
- Tiempo de navegación hacia/del puerto (incluyendo retrasos por condiciones climáticas adversas).
- Duración de descarga en puerto.
- Tiempos de conexión y desconexión del FPSO.
- Tiempo de espera por condiciones climáticas adversas.

Espacio en cubierta (*topsides*).

El tamaño del casco por requerimientos de almacenamiento de crudo, utiliza el espacio adecuado en cubierta para las instalaciones de producción que están en función de los diversos tamaños de campos.

Torreta de anclaje, Turret Mooring, TM.

La torreta sirve como el punto de conexión entre los sistemas submarinos y el equipo de producción en la cubierta. Todo lo que esta conectado entre el lecho marino y el FPSO se une a la torreta, como los *risers* de producción, de exportación, de reinyección de gas y líneas hidráulicas, neumáticas, químicas y eléctricas que van a los pozos submarinos así como las líneas de anclaje, además tener la capacidad de recibir hasta 50 *risers* y umbilicales asociados.

El área de la torreta la podemos localizar adentro del casco del FPSO o afuera en el arco de la popa (*cantileverd*). En ambas formas, la torreta permanece de forma fija como compás mientras que el FPSO rota alrededor de ella, esto sucede cuando hay un evento climático (en el capítulo 3.3 se describe a detalle este concepto), ver Fig.3.23.

El record con el tirante de agua más profundo de este tipo de FPSOs, lo tiene el sistema "Xikomba" en el año 2003, con 4,856 pie (1,480 m) ,operado por Exxon Mobile, ubicado en Angola ,ver Fig.3.24.



Fig.3.23. Distintos tipos de torretas de anclaje.



Fig.3.24. FPSO Xikomba.

Funciones principales:

- Producción.
- Almacenamiento de aceite.
- Descarga.

Capacidades:

- Tirante de agua de operación de 30 a 3,000 m.
- Producción de aceite 200 MBPD.
- Almacenamiento hasta 2 MMB.

Ubicación actual:

- Mar del Norte y Atlántico Norte.
- Canadá.
- Mediterráneo.
- África.
- Brasil.
- Asia.
- Golfo de México.

3.2.4.2. Sistema flotante de almacenamiento y descarga, Floating Storage and Offloading, FSO.

El FSO es un sistema anclado utilizado para manejar el petróleo estabilizado proveniente de plataformas fijas o flotantes que procesaron previamente el hidrocarburo (no cuenta con equipo de procesamiento).

Posteriormente, lo almacena en su casco de flotación para después transferirlo a buques exportadores (*tankers*) que se surtirán periódicamente para conducir el aceite a instalaciones en la costa para su distribución, comercialización o procesamiento, ver Fig.3.25.



Fig.3.25. FSO.

3.2.4.3. Sistema flotante de perforación, procesamiento, almacenamiento y descarga, Floating Drilling Production Storage and Offloading, FDPSO.

El FDPSO, es un sistema que representa la última frontera en la perforación costa afuera, es similar al FPSO, este a su vez combina la perforación, con las instalaciones de producción y de almacenaje, sin embargo esta tecnología aun no esta probada en campo.

Se diseña para múltiples propósitos en aguas ultra-profundas, pero por lo novedoso de sus funciones es muy costoso, ver Fig.3.26.



Fig.3.26. FDPSO.

3.2.5. Plataforma estabilizada Sevan, *Sevan Stabilized Platform, SSP.*

El desarrollo de esta nueva plataforma que cuenta con forma cilíndrica, tiene como función el procesamiento y almacenaje de la producción de los hidrocarburos en aguas someras, profundas y ultra profundas. Esta diseñada para funcionar en todos los tipos de condiciones costa afuera, debido a su geometría y diseño reduce los movimientos en condiciones climáticas adversas, ver Fig.3.27.

Fig.3.27. Plataforma Sevan.

El Sevan FPSO se utiliza para recibir los hidrocarburos provenientes de los pozos por medio de *risers*, que después pasan a la planta de producción (instalada en la cubierta) y después se almacenan en tanques en el interior del casco para después descargarlos a los buques tanques o a líneas que llevan a las refinerías en la costa.

Los principales componentes en la cubierta son, la planta de procesamiento, los cuartos de la tripulación, cuartos de control, buques salvavidas, helipuerto, grúas, y un sistema de descarga de aceite, ver Fig.3.28.



Fig.3.28. Cubierta de la SSP.

Dependiendo de las características del campo, la planta de procesos tiene diversos módulos para procesar el aceite, el gas, y el agua.

Los tanques segregados de carga y de lastre (compartimentos estabilizadores) están instalados alrededor de un eje, en este se localizan todas las tuberías, válvulas y bombas; esta configuración evita instalar líneas de producción en los tanques mencionados, de esta manera simplificar el servicio y el mantenimiento de las bombas y de válvulas, ver Fig.3.29.



Fig.3.29. Partes internas del casco.

El gas se puede someter a varios procesos, puede ser quemado, re-inyectarse en los pozos o ser utilizado en las operaciones de proceso para venta. El agua se re-inyecta en el yacimiento.

La plataforma Sevan tiene un diseño compacto, no tiene torreta ni *swivel*, esto es remplazado con un extenso anclaje, por lo que la exportación de los hidrocarburos se lleva a cabo con un sistema de descarga el cual consta de una manguera flotante que va conectada al buque tanque (tipo de descarga tándem, ver este sistema a detalle en el cap.3.3), ver Fig.3.30.



Fig.3.30. Sistema de exportación de la SSP.

Características principales de la plataforma Sevan :

- No tiene torreta.
- No tiene *swivel*.
- Anclaje extenso (SM).
- Cualquier número y tipo de *risers*.

- Alta capacidad para el almacenamiento aceite.
- Carga de producción separada.
- Disminución de movimientos.
- Descarga a los buque tanques.
- Bajos costos y construcción rápida.

	Almacenamiento	Desplazamiento	Calado	Diámetro		Área de la cubierta
	(bls)	(m)	(m)	(m)		(m ²)
FPSOs				casco	cubierta	
Sevan 300	300,000	55,000	18	60	64	54
Sevan 650	650,000	110,000	22	75	80	80
Sevan 1000	1,000,000	165,000	28	84	90	90
Sevan 2000	2,000,000	305,000	33	106	114	114

Actualmente, la plataforma de Sevan se ha utilizado únicamente para la producción (Sevan 300, "Piranema"), debido a su flexibilidad en el diseño de Sevan, en un futuro se tiene pensado construir los siguientes dispositivos, ver Fig.3.31:

- Planta tratadora de gas.
 - Unidad flotante de almacenamiento y descarga (FSO).
 - Unidad móvil costa fuera de perforación (MODU).
 - Plataforma de mantenimiento (servicios de instalaciones).
-
-

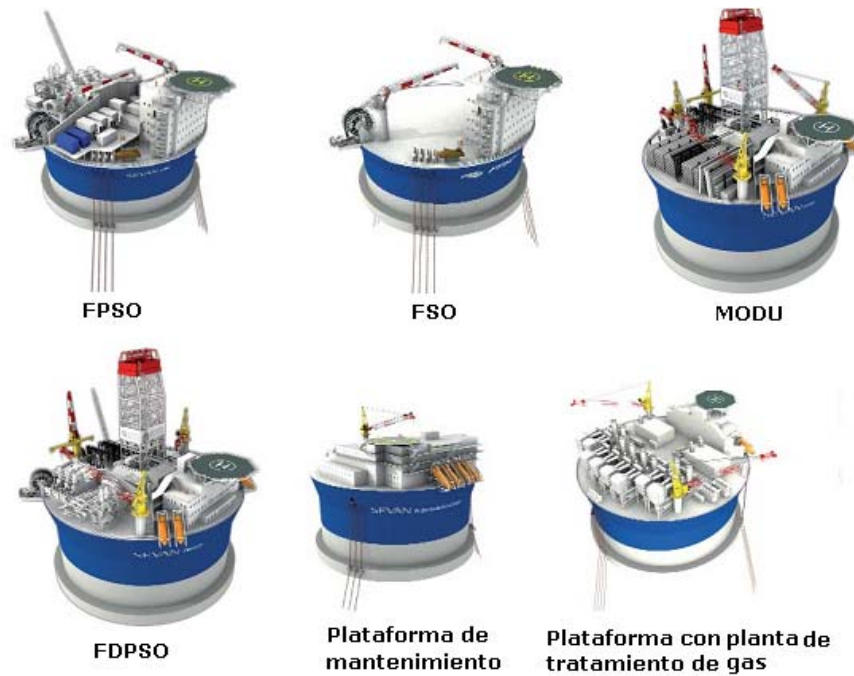


Fig.3.31. Dispositivos Sevan.

En la actualidad la única plataforma de tipo Sevan que esta en operación es la unidad "Piranema", esta salió de Rotterdam Holanda el 29 de enero de 2007 y llegó a Brasil el 28 de febrero de 2007, la plataforma de Sevan Piranema es un FPSO con un almacenamiento de aceite de 300, 000 barriles, con una capacidad de proceso de aceite de 30 MBPD y una capacidad de la inyección del gas de 3.6 MMPCD. La unidad tiene 21 risers y umbilicales, y es operada por la compañía Petrobras en el campo de Piranema. La profundidad del tirante de agua en la que opera en el campo es de 1,600 m, ver Fig.3.32.



Fig.3.32. SSP Piranema.

3.3. Sistemas de anclaje, *mooring*.

Los sistemas de orientación también llamado en ingles *mooring*, para una estructura flotante pueden ser cualquiera de estos: Anclaje Extenso, Spread Mooring SM, o Anclaje de un Punto, Single Point Mooring SPM.

El SM es usado principalmente por semisumergibles, mientras que el SPM tiende a ser usado con mayor frecuencia para plataformas de producción con forma de barco. Un tercer tipo de sistema es el Posicionamiento Dinámico (DP), el cual puede ser un recurso exclusivo para el posicionamiento o usado para un anclaje de tipo catenaria (tipo curva). El DP puede ser utilizado en sistemas tipo barco o semisumergibles.

3.3.1. Anclaje extenso, Spread Mooring, SM.

Es una técnica convencional usada por los sistemas flotantes en operaciones de perforación, para dispositivos flotantes de producción, se usa principalmente el SM con semisumergibles, ver Fig.3.33. Puesto que las fuerzas ambientales sobre el semisumergible son relativamente insensibles para la orientación, también puede ser diseñado para mantener al buque en el sitio independientemente de la condición de la orientación. Sin embargo, este sistema también puede usarse en barcos los cuales son más sensibles al medio ambiente y al cambio de dirección. El anclaje puede ser con cadenas, cuerda de alambre, cuerda de fibra, o combinación de las tres. Para la parte terminal de las líneas de anclaje pueden ser usadas cualquiera de las dos anclas convencionales; las anclas de arrastre o anclas pilotes.

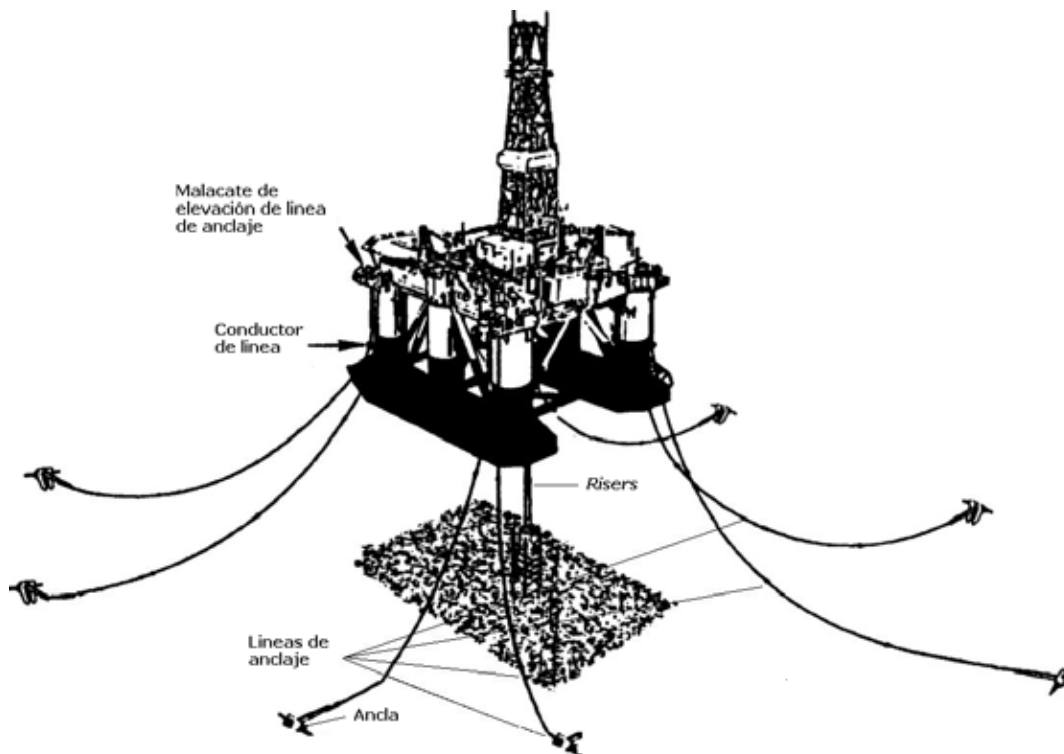


Fig.3.33. Anclaje extenso.

Un anclaje extenso ofrece algunas ventajas al sistema de producción flotante; puesto que fija la posición del buque, y se pueden realizar operaciones de perforación y terminación en los pozos submarinos situados inmediatamente debajo del buque; así mismo es viable para operaciones de reparación y mantenimiento de pozos (*workover*). Por otra parte, un sistema de anclaje extenso tiene una prolongación bastante grande de anclaje (en el orden de varios miles de pies). Las anclas y las líneas de anclaje suspendidas están presentes dentro de esta extensión, esto se debe considerar en la instalación o el mantenimiento de tuberías, de *risers*, o de cualquier otro equipo submarino, ver Fig.3.34.

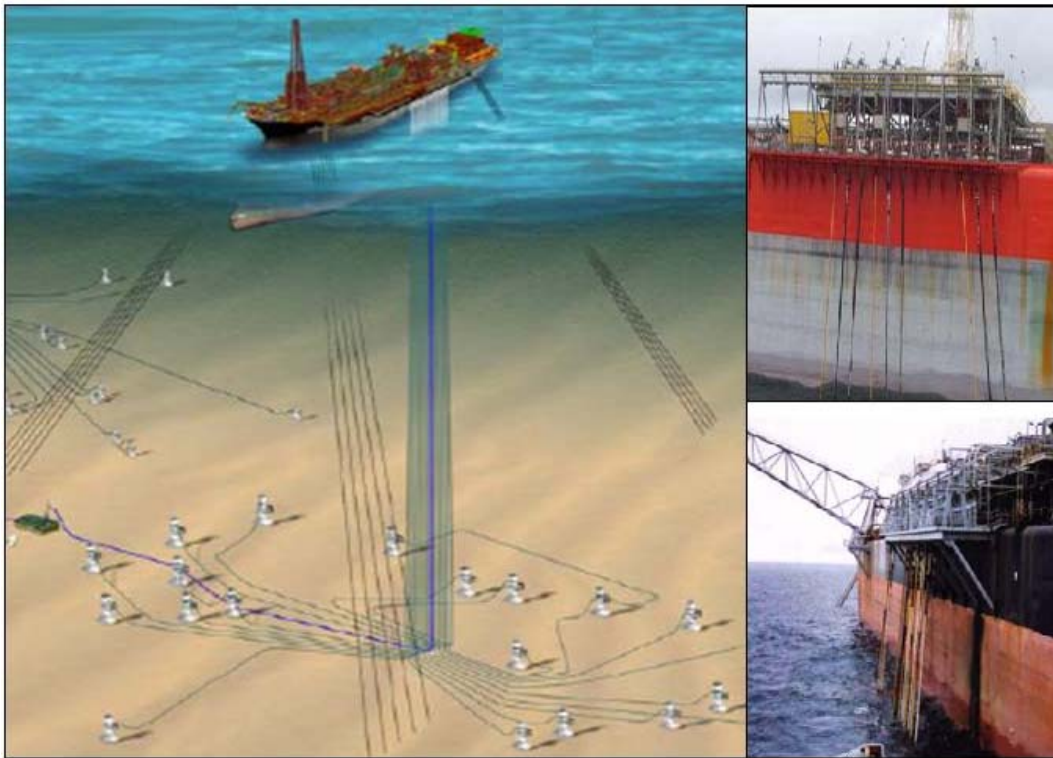


Fig.3.34. Anclaje extenso de un FPSO.

La combinación de una anclaje extenso con tendones de anclaje verticales para contener en el sitio una plataforma de piernas tensionadas (TLP), realiza la operatividad y confiabilidad del concepto básico de TLP, ver Fig.3.35.

El anclaje extenso permite el ajuste del buque superficial de una manera controlada y proporciona una trayectoria de peso paralelo independiente para reaccionar contra las fuerzas ambientales laterales. Con este concepto es posible colocar horizontalmente los paquetes de herramientas de perforación y del equipo de producción, para poder aterrizarlo y ser unido a las estructuras del lecho marino. De lo contrario, estos paquetes del equipo tendrían que ser colocados por otros medios tales como líneas guía, propulsores, o malacate del buque superficial. La configuración y el diseño de este anclaje extenso serán muy similares a un sistema de anclaje usado para los sistemas de producción flotantes basados en semisubmergibles.

Anclaje de torreta, Turret Mooring, TM.

Se define como un sistema de anclaje donde un número de líneas de amarre en forma de catenaria se unen a una torreta la cual esta básicamente empotrada a los sistemas flotantes tipo barcos (FPSO, FSO).

El área de la torreta la podemos localizar adentro del casco del buque o afuera en el arco de la popa (*cantileverd*).

La configuración exacta de este sistema se distingue dependiendo del uso, los requerimientos de proceso, el tamaño del buque y las condiciones ambientales, etc.

En lugares donde constantemente el tiempo es templado, el buque se ancla proa y en popa; pero cuándo hay viento predominante, el buque experimenta agitación en los costados, algunas veces esto es una causa por la cual la tripulación cierra las operaciones. Por lo que este sistema de anclaje es apto para estos tipos de ambientes, en los cuales se utiliza el *weathervaning* como recurso. En seguida puntualizaremos lo que es el *weathervaning*.

Weathervaning (Movimiento de veleta)

En ambientes ásperos, los buques equipados con una torreta de anclaje, tienen la capacidad de soportar cualquier condición climatológica adversa, sin perder la producción. Esto es posible gracias a que las líneas de anclaje se fijan a la torreta giratoria, por lo que cuando se presentan los cambios de viento y la acción de las olas continúan, la embarcación da vuelta en forma de veleta a lo que se llama *weathervaning*. Esta operación es necesaria para reducir al mínimo las cargas generadas por las condiciones ambientales en el buque, ver Fig.3.36.

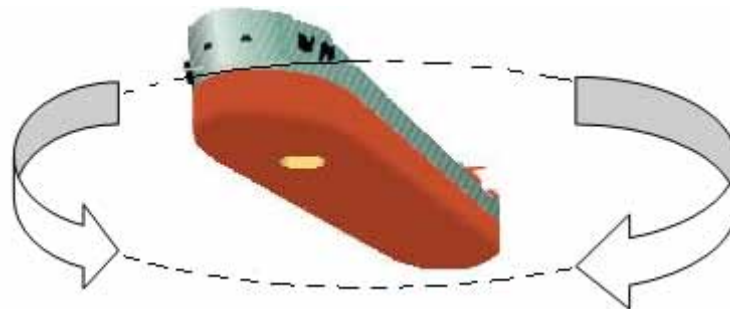


Fig.3.36.Movimiento de veleta.

Los sistemas de anclaje de torreta más comúnmente instalados con sus sistemas especiales para condiciones adversas son, sistema interno, externo, sumergido, ver Fig. 3.37, y los sistemas especiales:

- Submerged Turret Production, STP ó Buoy Turret Mooring, BTM, *Spider Buoy*.
- Riser Turret Mooring, RTM.

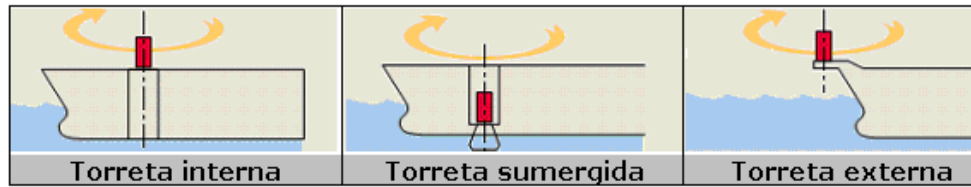


Fig.3.37.Movimientos en forma de veleta de los diversos sistemas de anclaje de torretas.

Interno

Se encuentra dentro de las condiciones del casco para minimizar aceleraciones de los *risers* flexibles debido a los cambios climáticos como el viento y las olas. A su vez le da un soporte estructural en la torreta, así como protección del *swivel* (en el capítulo 3.4 se describe a detalle este concepto) y accesibilidad para el mantenimiento.

Este tipo de sistema esta diseñado para todo tipo de condiciones ambientales, incluso ha sido probado en las adversas condiciones del Mar del Norte.

Componentes principales, ver Fig. 3.38:

- 1) Torreta interna.
 - 2) Arreglo del anclaje.
 - 3) Sistema de transferencia de la producción.
 - 4) Cubierta de la torreta.
 - 5) Soporte giratorio.
- Líneas flexibles submarinas.
 - *Swivel*.
 - Tubería de producción en cubierta.

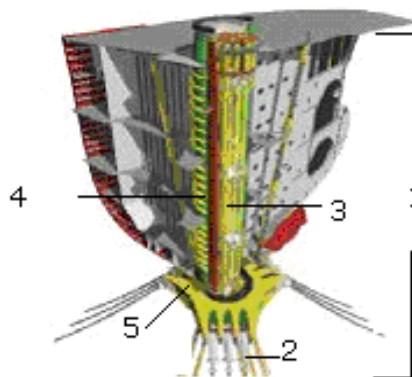


Fig.3.38. Torreta interna.

Hay dos posiciones en las que podemos encontrar la torreta dentro del casco:

a) En proa

La localización de la torreta interna en la proa del buque proporciona un *weathervaning* natural por un uso mínimo la potencia de propulsión, esto es comúnmente empleado en buques con alta presión en el *swivel*, el cual permite una rotación ilimitada. Tiene una capacidad de absorber los movimientos y la aceleración en las conexiones de los *risers*, pero se requiere revisar constantemente la torreta en la parte delantera del FPSO debido a los altos movimientos verticales combinados con el tirón de la proa.

b) Cerca del centro del buque

Esta localización requiere de energía substancial de propulsión para controlar el *Weathervaning* del FPSO; en donde este tipo de torreta es comúnmente utilizada, y tiene un sistema, que a través de las mangueras de transferencia de alta presión permiten la rotación de aproximadamente 270° antes de que el sistema deba ser desenrollado, ver Fig.3.39.



Fig.3.39. Torreta interna.

Externo

Este tipo de sistema es muy similar a un sistema interno, sin embargo, este se establece fuera del casco de la nave; y en el difiere en la aplicación dependiendo los requerimientos de los procesos, tamaño del buque, condiciones ambientales, entre otros.

Esto puede reducir las modificaciones requeridas al casco del buque permitiendo la integración de un pequeño muelle externo que sujete ala torreta, ver Figs.3.40. No obstante, esto limita el número de *risers* y por lo tanto, el número de las trayectorias de flujo que pueden ser instaladas.

Otra diferencia es que el soporte de cadena de un sistema externo, generalmente esta localizada por encima del nivel de agua mientras que del sistema interno tiene una estructura de soporte de cadena sumergida, ver Fig.3.40, esta característica permite que el sistema sea

utilizado en aguas de someras puesto que la profundidad eficaz del sistema de anclaje aumenta y la capacidad de almacenamiento del casco puede ampliarse.



Fig.3.40. Torreta externa.

Sistemas especiales para condiciones climatológicas adversas.

En algunos diseños de sistemas flotantes tipo buques cuentan con un sistema para desconectarse de los mecanismos submarinos después de cerrar la producción en los cabezales de los pozos para operar en circunstancias críticas como en los mares agitados, huracanes o en otros eventos severos, como un *iceberg* que se aproxima al dispositivo, huracanes, entre otros. Entre los sistemas de desconexión más utilizados se encuentran:

- Torreta de producción sumergida, Submerged Turret Production, STP.
- Anclaje de torreta con *riser*, Riser Turret Mooring, RTM.

Torreta de producción sumergida, Submerged Turret Production, STP.

El sistema de STP es único para FPSO y está diseñado basado en el sistema Submerged Turret Loading, STL, por lo que el sistema STP contiene la misma técnica de anclaje y los mismos principios de diseño de la boya y la torreta como el sistema convencional de STL (ver capítulo 3.4).

El sistema de STP consta de una torreta interna en el extremo delantero del sistema flotante tipo buque; en esta se encuentra la boya STP; que está conectada con la estructura de la torreta por un gran conector tipo-collar. La boya STP es el segmento desconectable del FPSO y se diseña para tener bastante flotabilidad para soportar el peso de las cadenas de anclaje y de los *risers*, ver Fig. 3.41 y 3.42.

Análisis del sistema de anclaje de los sistema STP/STL han demostrado la ventaja, de ser utilizados en tirantes de agua a partir de 20 a 2,000 m.

Los principales componentes del sistema STP son:

- Boya STP.
- Sistema de anclaje.
- Sistema de *riser*
- Sistema de umbilicales.
- Sistema de *swivel*
- PLEM

La operación de desconexión consiste básicamente en que el FPSO lanza la boya, esta cae y se sumerge a una profundidad pre-determinada mientras que el FPSO abandona la zona donde permanecía anclado.

Para la conexión al FPSO, la boya se encuentra equipada con luces destellantes y reflectores de radar para advertir de su ubicación; y simplemente es levantada debajo del FPSO o usando un sistema de línea de elevación conectado a un frenillo que se encuentra en la parte superior de la boya; este es remolcado por un torno interno del buque, ver Fig.3.41.

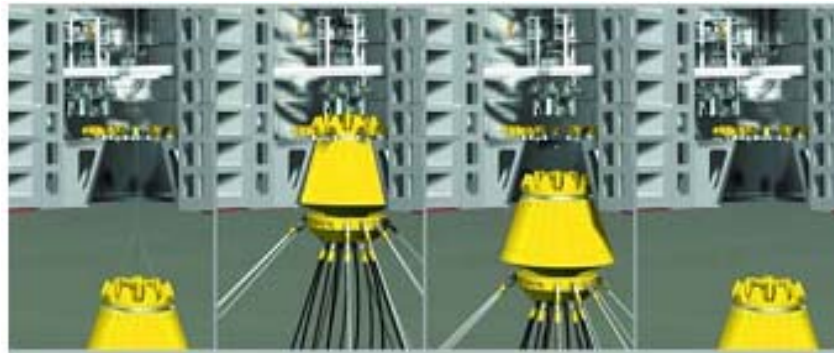


Fig.3.41. Secuencia de conexión/desconexión.

Las características básicas del sistema STP son, ver Fig.3.42:

- Flexibilidad con respecto a la capacidad del número de *risers* y umbilicales.
 - Transferencia sencilla al FPSO.
 - Tiempo corto y bajos costos por la transferencia de hidrocarburos.
 - Geometría estandarizada de la boya STP permitiendo que cualquier FPSO que cuente con este sistema se conecte con la boya.
 - Operación permanente para cualquier tipo de clima.
 - Desconexión rápida.
 - Aguas profundas.
 - Aguas someras.
 - Mar cubierto de hielo.
-

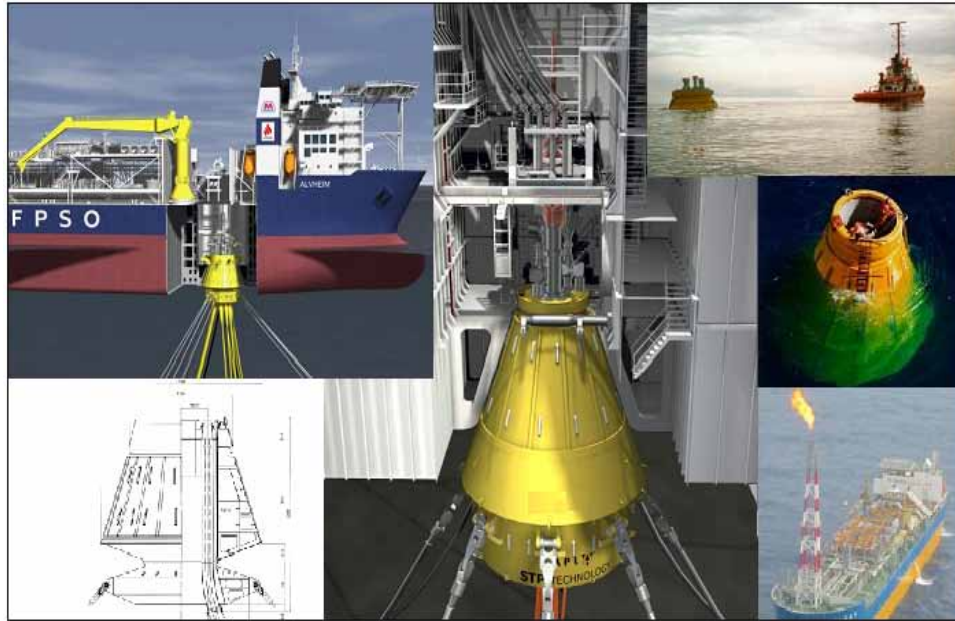


Fig.3.42. Torreta desconectable tipo boya, Submerged Turret Production, STP.

Actualmente este tipo de equipos operan en el Mar de China, Mar del Norte, Nueva Zelanda, Australia, y el Golfo de México en el campo Ku-Malooob-Zaap.

Anclaje de torreta con riser, Riser Turret Mooring, RTM.

El sistema de RTM comprende una torreta con riser incorporada en la proa del buque, es rápida e independiente. La desconexión se alcanza automáticamente en dos etapas; primero los risers se aíslan, entonces la columna del riser es desconectada utilizando grandes conectores tipo-collar operados hidráulicamente. Después de la desconexión, la columna queda anclada en el sitio y el FPSO navega lejos, ver Fig.3.43.

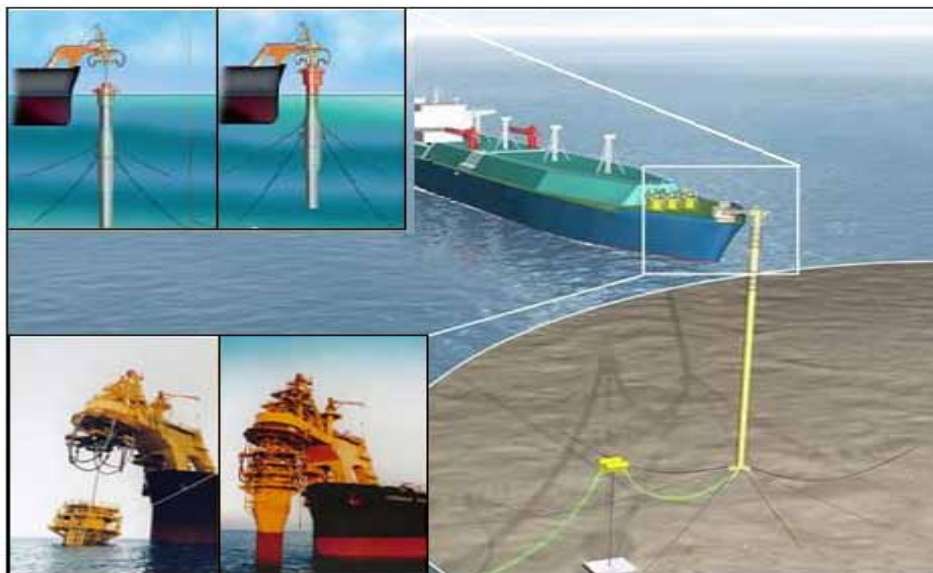


Fig.3.43. Torreta con riser.

Sistema de piernas ancladas de tipo catenaria, Catenary Anchor Leg Mooring, CALM.

El anclaje de piernas tipo catenaria consiste en una boya grande que apoyada por un número de líneas de cadena tipo catenarias ancladas al lecho marino; realiza operaciones de carga y descarga de buques exportadores. Los sistemas de *risers* o las líneas de flujo que emergen del piso de mar se unen a la superficie inferior de la boya CALM.

Algunos de los sistemas utilizan típicamente una cuerda sintética, entre el buque y la boya.

La boya CALM consta de dos partes principales en su estructura, ver Fig.3.44:

- Estructura fija.
- Cuerpo rotatorio.

Las piernas de la boya tipo CALM son ancladas al fondo del mar por anclas o pilotes, y el buque exportador es conectado con la boya que esta en la superficie CALM por un cable y una continua manguera flotante, ver Figs.3.44 y 3.45.

La boya contiene una placa giratoria y un *swivel* de forma interna que permiten al FPSO, FSO, el movimiento en forma de veleta (*weathervaning*) alrededor de la boya CALM. Un diseño alternativo es donde la boya CALM realice el *weathervaning*, en torno a una torreta interna en la boya en vez del arreglo de la placa giratoria y del *yoke*.



Fig.3.44. Partes externas e internas de la boya.

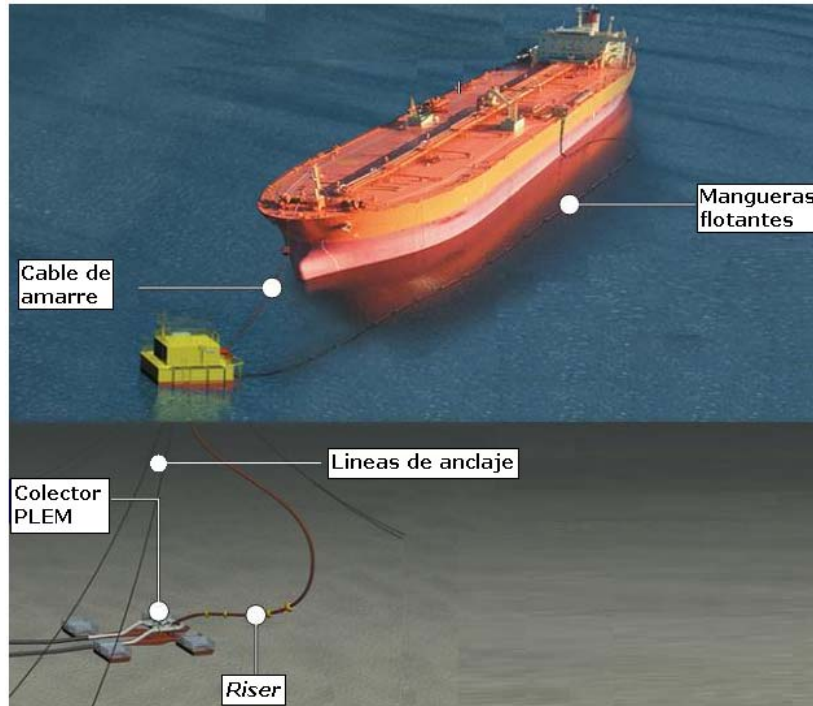


Fig.3.45.Sistema de anclaje tipo CALM.

Sistema CALM con yoke.

Durante el oleaje la respuesta del sistema CALM es totalmente diferente que el del buque, debido a que este sistema se limita en su capacidad de soportar condiciones ambientales adversas. Para superar esta limitación, los yugos estructurales rígidos con las articulaciones se utilizan en algunos diseños nuevos para atar la nave a la tapa de la boya. Esta articulación rígida elimina virtualmente movimientos horizontales entre la boya y el buque, ver Fig.3.46.

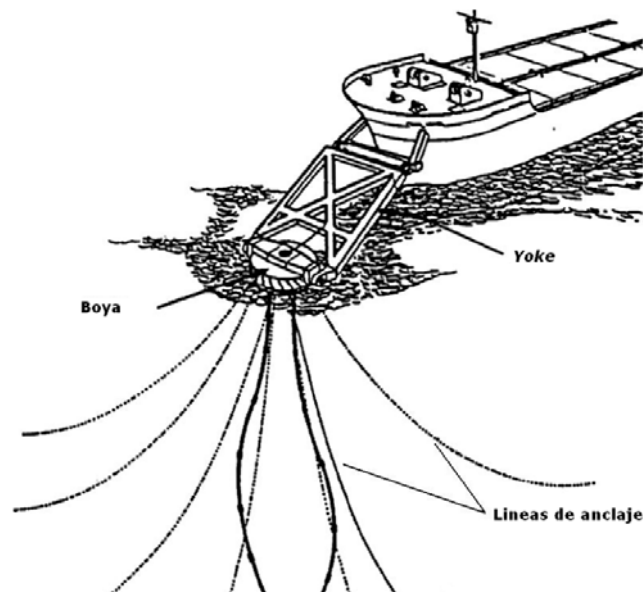


Fig.3.46.Sistema CALM con yoke fijo.

Sistema anclaje de una pierna, Single Anchor Leg Mooring, SALM.

Este sistema es utilizado para realizar operaciones de carga y descarga de hidrocarburos, y que consiste en un *riser* vertical tubular, articulado que tenga una cantidad grande de flotabilidad cerca de la superficie, y a veces en la superficie.

El buque se puede fijar en la parte superior de la boya SALM con cable flexible o un yugo rígido. Así mismo se coloca la placa giratoria de la torreta y el *swivel* en la parte superior del sistema, ver Fig.3.47.

En cuanto a la base del *riser* se une generalmente a través de una conexión universal a una base de concreto o de acero sostenida por pilotes de succión en el lecho marino. Es posible también utilizar una línea de cadena con conexiones flexibles de anclaje y la manguera sumergida de carga lleva a la superficie y está conectada con el buque exportador, ver Fig.3.48.

La fuerza vertical de la flotabilidad que actúa en la parte superior de la línea de cadena funciona como un péndulo invertido. Cuando el sistema se desplaza, la acción pendular tiende a restaurar la posición vertical de la línea.

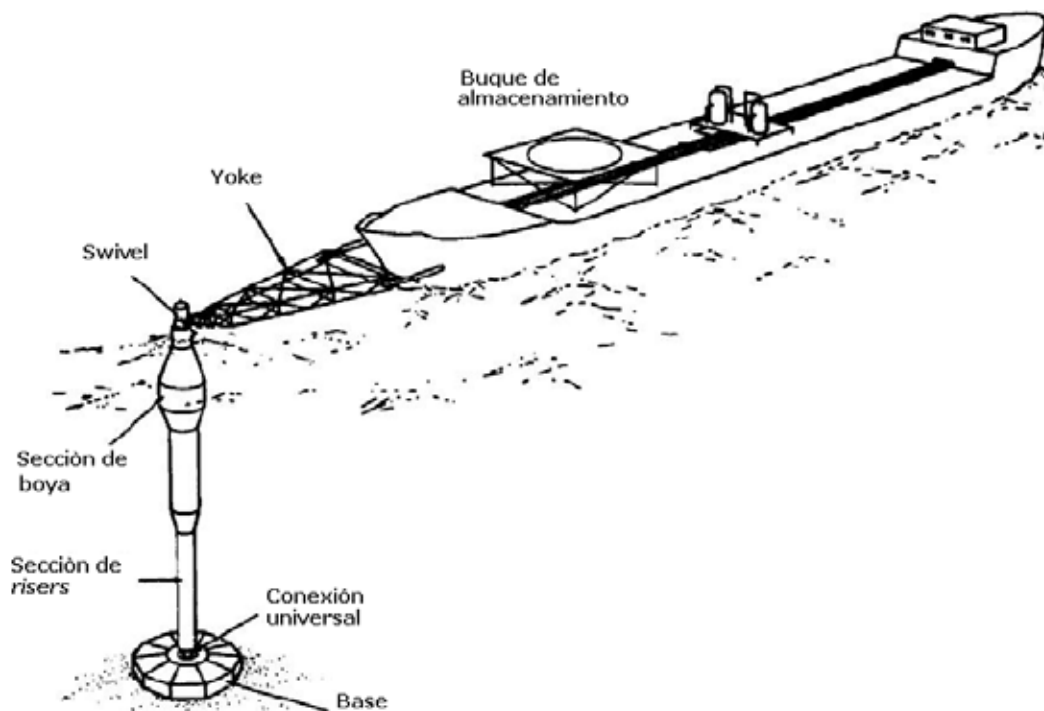


Fig.3.47. Sistema SALM de riser tubular y yoke.

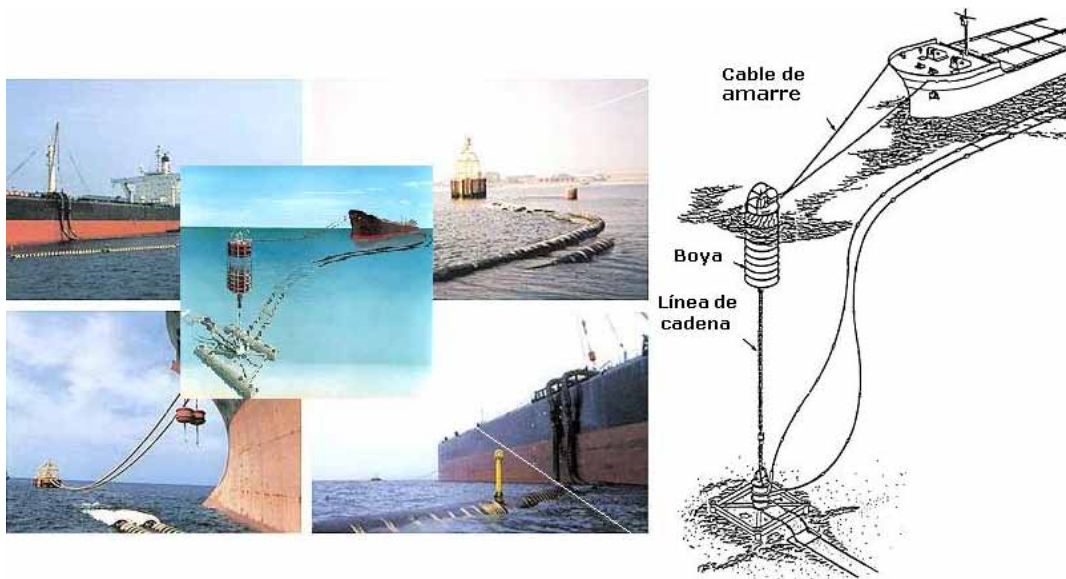


Fig.3.48. Sistema SALM de línea de cadena.

Diferencias entre sistemas de anclaje móvil y permanente.

Los anclajes permanentes se utilizan comúnmente en la extracción de hidrocarburos por largos periodos. El anclaje para un sistema de producción flotante (FPS), por ejemplo, es un anclaje permanente puesto que los FPSs tienen típicamente una vida de diseño aproximada de 10 años.

Los anclajes móviles permanecen en una localización por un corto período. Los ejemplos de anclajes móviles serían las unidades móviles de la perforación costa fuera (MODU), los buques de servicio, y las plataformas ancladas que sirven para perforar.

La división entre los anclajes móviles y permanentes puede no estar clara para las operaciones con diseño de vida de pocos años. En este caso, el usuario debe hacer un juicio basado en el riesgo de la exposición a los ambientes con condiciones climáticas adversas y que sería consecuencia de una falla del anclaje. Por lo que las diferencias entre los anclajes permanentes y móviles son significativas.

Consideraciones de diseño.

Diseño primario

Estas consideraciones asociadas al diseño de un sistema de anclaje se sustentan en criterios específicos, cálculo de cargas, vida del proyecto, operación y criterios de mantenimiento.

Consideraciones de *riser*

El sistema de *risers* considera a menudo limitaciones en la distancia de anclaje permisible del buque. En caso de las distancia de anclaje excesivas del buque, la línea anclada se ajusta de tal

manera que afloja las líneas de prevención del viento, y esto se realizan a veces para evitar daño al *riser*.

Es importante también considerar la interferencia entre las líneas de anclaje y los *risers*, durante condiciones atmosféricas normales y adversas. El sistema de anclaje y el sistema de *risers* deben, por lo tanto, diseñarse para ajustarse, a los esfuerzos que se someten.

Consideraciones para equipo submarino

El equipo submarino tal como *templates*, bases de *riser*, pozos satélites, y líneas de flujo deben estar situados claramente, evitando cualquier potencial de interferencia con las líneas de anclaje. Cualquier contacto entre las líneas de anclaje y el equipo submarino durante su instalación, en operación o en el mantenimiento representa un alto potencial de daño al equipo y a las líneas.

Si hay interferencia entre las líneas de anclaje y el equipo submarino, o existe la probabilidad para que esta suceda y sea inevitable, es posible alterar el esquema y el diseño del sistema de anclaje; esto se logra mediante el uso de un arreglo asimétrico de las líneas de anclaje, y utilizando contrapesos o boyas de resorte. La coordinación de diseño del sistema de anclaje con el equipo submarino es esencial.

3.3.3. Componentes de anclaje.

Línea de anclaje.

Las líneas de anclaje para los buques se componen de cadenas, cuerdas de alambre, cuerdas sintéticas o una combinación de estas. Hay muchas combinaciones posibles del tipo de línea, tamaño, y localización, y tamaño de los contrapesos o de las boyas que pueden utilizarse para obtener determinadas condiciones de funcionamiento de anclaje. A continuación se presentaran las técnicas más utilizadas por las embarcaciones:

- Sistema de cuerda completamente de alambre.
- Sistema de cuerda completamente de cadena.
- Sistema combinado de cuerda de alambre/cadena.

Sistema de cuerda completamente de alambre.

La cuerda de alambre es mucho más ligera que la cadena y proporciona una mayor fuerza de restauración para una pretensión suministrada. Esto llega a ser cada vez más importante, una vez que aumenta la profundidad del agua.

No obstante, para prevenir el levantamiento del ancla con un sistema de todo-alambre, se requiere una línea de anclaje de longitud mucho más larga.

Una desventaja de este sistema es el desgaste debido a la abrasión a largo plazo donde entra en contacto con el fondo del mar. Por estas razones, este sistema se utiliza raramente para los anclajes permanentes.

Sistema de cuerda completamente de cadena.

La cadena ha demostrado durabilidad en operaciones costa afuera, debido a que tiene una alta resistencia a la abrasión de fondo y apoya significativamente en la capacidad del sistema para mantenerse anclado. Sin embargo, en aguas profundas el sistema impone una desventaja en el aumento de peso sobre los buques con capacidad carga, por el propio peso del sistema de anclaje y altas exigencias iniciales de tensión.

Sistema combinado de cuerda de alambre/cadena.

En este sistema, una longitud de la cadena está conectada típicamente con el ancla, lo que proporciona una buena resistencia de la abrasión donde la línea de anclaje entra en contacto con el fondo del mar; y su peso ayuda a la capacidad de fuerza de la ancla.

La opción de la cuerda de alambre o cadena en el final del buque y el tipo de terminación también dependen de los requisitos para el ajuste tensiones de la línea durante las operaciones.

La apropiada selección de las longitudes de la línea de alambre y de la cadena, es decir, el sistema combinado, ofrece las ventajas de reducción de exigencias de pretensión con una alta fuerza de restauración, capacidad mejorada de la fuerza del ancla, y una buena resistencia a la abrasión de fondo. Estas ventajas hacen al sistema de combinación muy atractivo para el anclaje en aguas profundas.

Una alternativa al sistema mencionado es el sistema de línea de alambre / cadena/ línea de alambre, en este sistema de combinación los segmentos de cuerda de alambre están conectados con el buque y el ancla. Una longitud de la cadena se utiliza en la zona de la inmersión donde está la línea de anclaje en contacto dinámico con el lecho marino. Esto reduce al mínimo la cantidad de cadena, la cual es muy costosa y difícil de instalar en grandes tirantes de agua.

Cadena.

La cadena para las líneas de anclaje se puede obtener en varios grados, y están clasificados en cuanto a su resistencia; el grado 4 (K4) que ofrece la fuerza más alta tiene una fuerza de ruptura de catálogo aproximadamente 130 %, posteriormente le sigue la cadena de Oil Rig Quality, ORQ, que se utiliza en la perforación. La cadena de grado 3 tiene una fuerza de ruptura de catálogo alrededor del 93 %, mientras que la cadena de grado 2 no se recomienda para operaciones importantes de anclaje.

La protección contra la corrosión y el desgaste de cadena está diseñada en función del diámetro de cadena.

La opción del material y la fabricación de la cadena y su diámetro para anclar un buque, requieren una evaluación cuidadosa. Es deseable contar con una cadena para esta aplicación, elaborada con longitudes continuas para cada pierna de anclaje lo cual elimina la necesidad de los acoplamientos de conexión de cadena y los problemas asociados con fatiga, ver Fig.3. 49.



Fig.3.49. Cadenas de anclaje.

Línea de anclaje de alambre.

Las secciones de la cuerda de alambre de los anclajes pueden estar de varias estructuras como se muestra en la Fig.3.50.

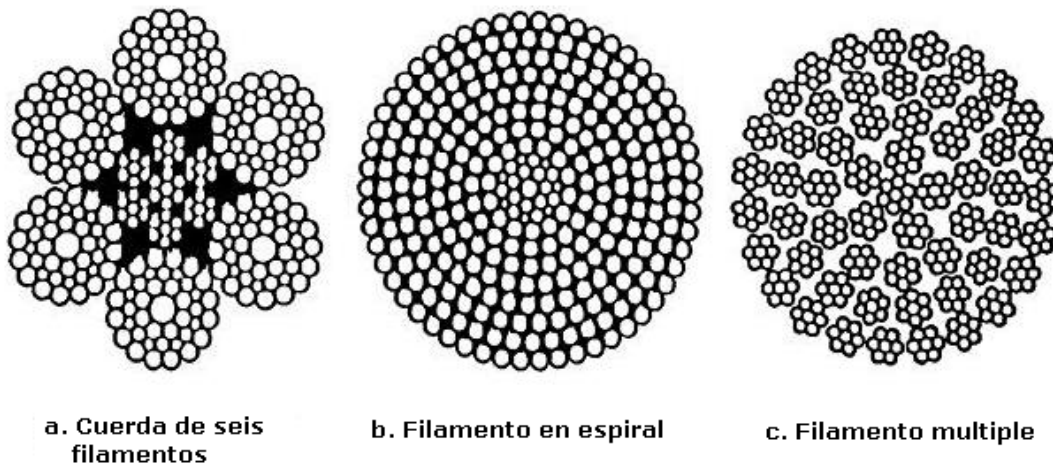


Fig.3.50. Configuraciones de la línea de anclaje de alambre.

El tipo de estructura de la línea de alambre incluye un número de filamentos enrollados en la misma dirección rotatoria alrededor de una base de centro para formar la cuerda.

El número de filamentos y de alambres en cada trenza (es decir, 6 por 36, 6 por 42, 6 por 54), el diseño de la base y la colocación de filamentos son seleccionados por la fuerza requerida y consideraciones de fatiga de flexión para la cuerda.

Esta estructura genera aumentos de esfuerzos de torsión y tensión. La estructura de filamento de tipo resistente al giro (filamento espiral y multi-filamento) es atractivo para el uso de anclajes permanentes puesto que no genera el esfuerzo de torsión significativo con los cambios de tensión. Ambas estructuras utilizan capas de alambres (o de paquetes de alambres) enrollados en direcciones opuestas para obtener las características de resistencia al giro.

Para la resistencia a la corrosión en anclajes permanentes, se emplea un recubrimiento de polietileno o un poliuretano. El material de cubrimiento debe ser de alta densidad, al igual que todos los alambres deben ser galvanizados.

Un material de relleno se utiliza para bloquear los espacios interiores entre los alambres para reducir al mínimo la extensión de la corrosión con el ingreso del agua salada (los alambres rellenos de zinc aportan una protección de corrosión adicional).

Contra peso.

Proporcionan un peso concentrado a la pierna de anclaje en un punto cerca del fondo del mar, también puede utilizarse para substituir una porción de la cadena y aumentar la fuerza de recuperación de una pierna del anclaje.

El uso de los contrapesos en un diseño de línea de anclaje requieren la consideración de efectos potencialmente adversos, tales como, la reacción dinámica indeseable de la línea de anclaje, y la incrustación del contra peso en el fondo del mar.

Boya de resorte.

Son boyas superficiales que están conectadas a una línea catenaria de anclaje. Las ventajas de las boyas de resorte son las siguientes:

- Reducción del peso de las líneas del anclaje que deben apoyarse por el casco del buque; esta es una técnica recomendada para los semisumergibles anclados en aguas profundas.
- Reducción de efectos en la línea dinámica en aguas profundas.
- Reducción de la distancia de anclaje del buque para un tamaño dado de línea y pretensión.

El efecto adverso de las boyas de resorte es que en mares intensos se tiene un potencial creciente de cargas en las líneas de anclaje debidas a la reacción dinámica de la boya.

Las boyas se pueden colocar de manera unida o por separado al anclaje a través de una triplaca o en línea con el anclaje, ver Fig.3.51.

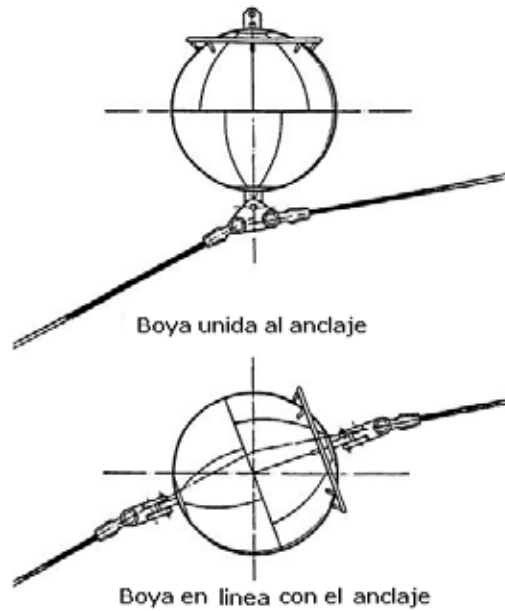


Fig.3.51. Configuraciones de boya.

La flotabilidad de la boya la proporciona un material de espuma de la alta densidad (esferas de cristal encajonadas en una espuma de alta densidad), que se ha utilizado para perforar en aguas profundas, en *risers* de producción y en dar flotabilidad a los *risers* flexibles.

Sistemas de anclaje.

Las opciones que están disponibles para anclar los buques de flotación incluyen lo siguiente:

- Anclas de incrustación y arrastre.
- Anclas pilotes (conductoras, echado en chorro, perforando y cementando).
- Anclas de succión.
- Anclas de gravedad.
- Anclas de incrustación de propulsión.

Antes de seleccionar las anclas para un sistema, se debe de considerar el funcionamiento requerido como: las condiciones del suelo, confiabilidad, instalación y cargamento de prueba.

Anclas de incrustación y arrastre.

Las anclas fijas de incrustación y arrastre desarrollan alto poder de mantenimiento e incluso en condiciones suaves del suelo.

El ancla de incrustación y arrastre tiene una alta-eficiencia y se considera generalmente como una opción atractiva para los usos de anclaje debido a su fácil instalación y su funcionamiento probado. Por lo que, la mayoría de los anclajes permanentes y móviles existentes son de este tipo, ver Fig.3.52.

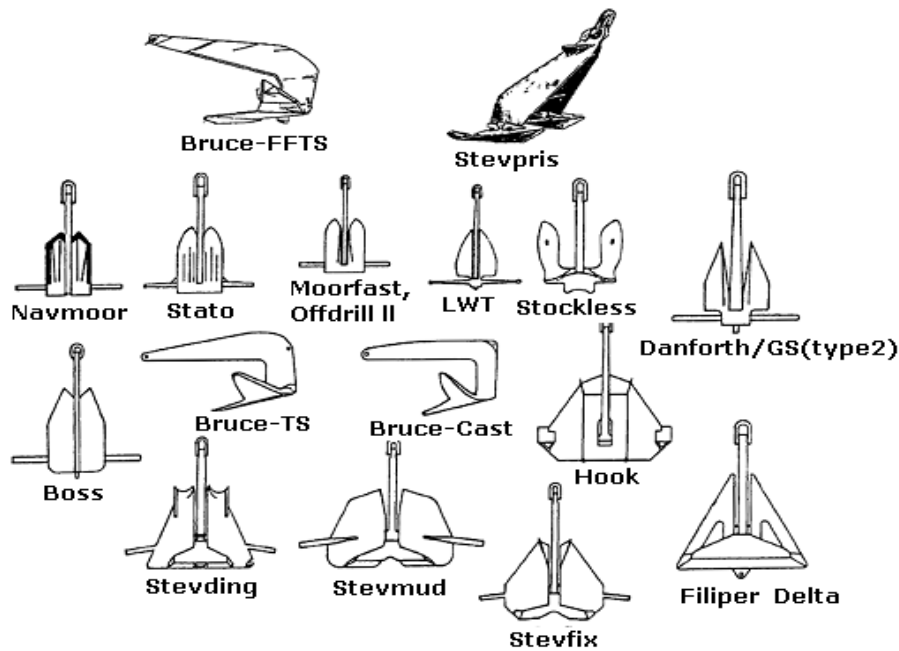


Fig.3.52. Anclas de incrustación y arrastre.

Anclas pilotes.

La resistencia de un ancla pilote a la carga lateral y al levantamiento, es principalmente una función de las dimensiones del pilote, la manera en la cual el pilote es cargado e instalado, y tipo de rigidez, y la fuerza del suelo adyacente al pilote.

La capacidad horizontal puede ser aumentada considerablemente agregando elementos especiales tales como bordes o aletas a la parte superior del pilote.

Las anclas pilote están diseñadas para ofrecer alta resistencia lateral y vertical, además de ser muy estables.

Los pilotes son generalmente instalados usando martillos conductores, aunque también se emplean otros métodos tales como lanzar chorro a presión (*jetting*), perforación y la cementación.

Anclas o pilotes de succión.

Esta ancla es instalada usando una técnica de incrustación y succión; puede tomar muchas formas, colocando un ancla de succión con base de concreto con bordes para no tener lastre, esto resiste todas las cargas generadas por la fricción del suelo y la resistencia lateral. Generalmente, estas anclas son técnicamente factibles para suelos suaves, medios, y duros, ver Fig.3.53.



Fig.3.53.Pilotes de succión.

Para los suelos muy suaves, el ancla de succión debe extenderse tan profundamente en el suelo para alcanzar el material duro, para que la estructura sea difícil de mover. Mientras que para los suelos muy duros, es posible que los bordes no penetren lo suficiente para proporcionar la fuerza adecuada sobre el terreno.

La instalación del ancla de succión se lleva a cabo cuando es bajada al lecho marino con unas líneas de descenso, al llegar al lecho marino el ancla penetrará a cierta profundidad por su propio peso y creará un sello para permitir que la operación de succión inicie.

El agua se evacúa por dentro del ancla con una bomba de vacío del buque o a través de un umbilical unido a la tapa de la compuerta flotante lo que provoca que el pilote se ancle en el fondo del mar, ver Fig.3.54.

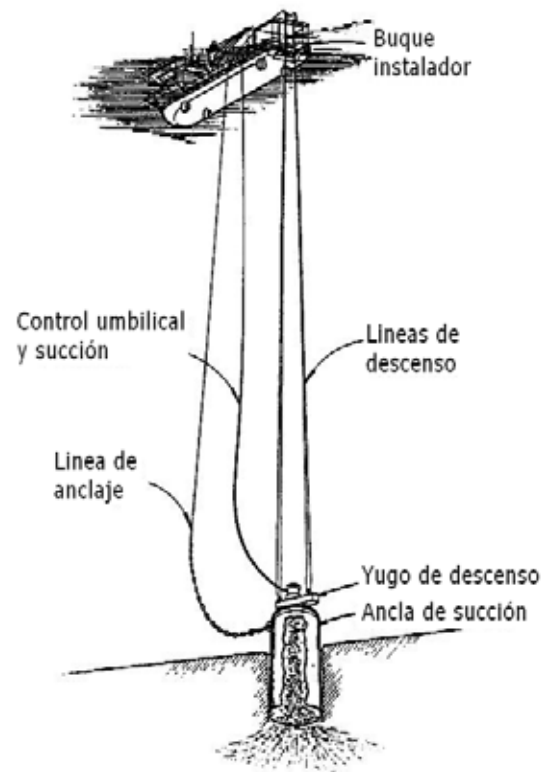


Fig3.54. Instalación del pilote de succión.

Anclas de gravedad.

Son anclas de carga variable que comúnmente consisten en concreto o bloques de acero, metal de desecho, u otros materiales de la alta densidad. La capacidad de elevación es proporcional al peso sumergido del ancla.

La capacidad horizontal es una función de la fricción entre el ancla, el suelo y la fuerza de desgaste del suelo por debajo del ancla.

Ancla de incrustación por propulsión.

El sistema consta de una placa que se baja al fondo del mar con una línea de anclaje. Una carga explosiva se acciona desde la superficie que impulsa a la placa a cierta distancia dentro del lecho marino. La línea del anclaje es jalada rápidamente por la placa dentro de la posición horizontal, ver Fig.3.55.

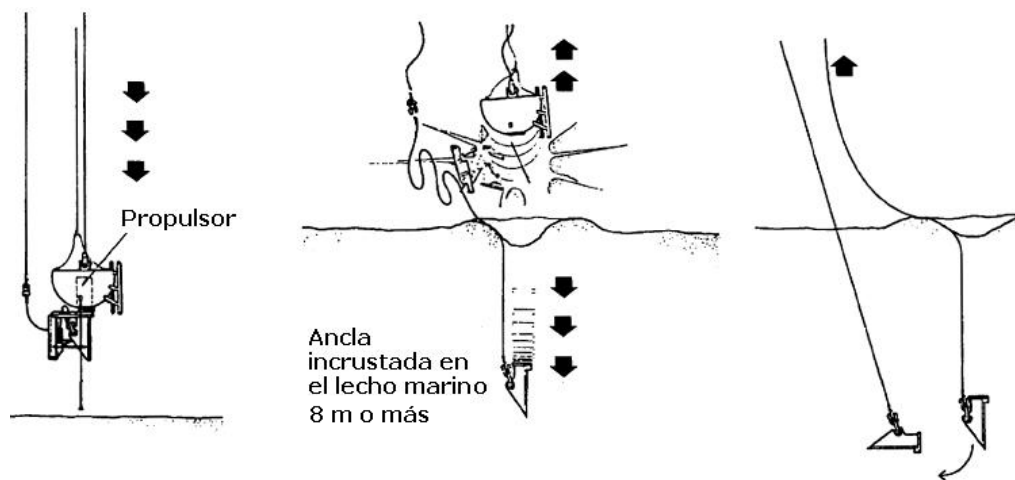


Fig.3.55. Ancla de Incrustación por propulsión.

3.3.4. Sistema de posicionamiento dinámico, Dynamic Position, DP.

Es una técnica que automáticamente mantiene la posición de un buque flotante, dentro de una tolerancia específica, el cual se controla a bordo a través de los propulsores que generan vectores de empuje para contrarrestar las fuerzas del viento, las olas y las fuerzas de corrientes marinas.

Los primeros sistemas DP, fueron utilizados principalmente para operaciones de perforación y producción en aguas profundas. Recientemente, el uso de este sistema se ha ampliado a asistir a los sistemas de anclaje convencionales para maniobras de instalación de equipos en ambientes adversos en algunas ocasiones por extensos períodos de tiempo.

La ayuda automática del propulsor ofrece amortiguamiento a un sistema de anclaje convencional dando mínimos movimientos en el buque tipo barco o semisumergible, ver Figs.3.56 y 3.57.



Fig.3.56.Propulsores de una semisumergible.

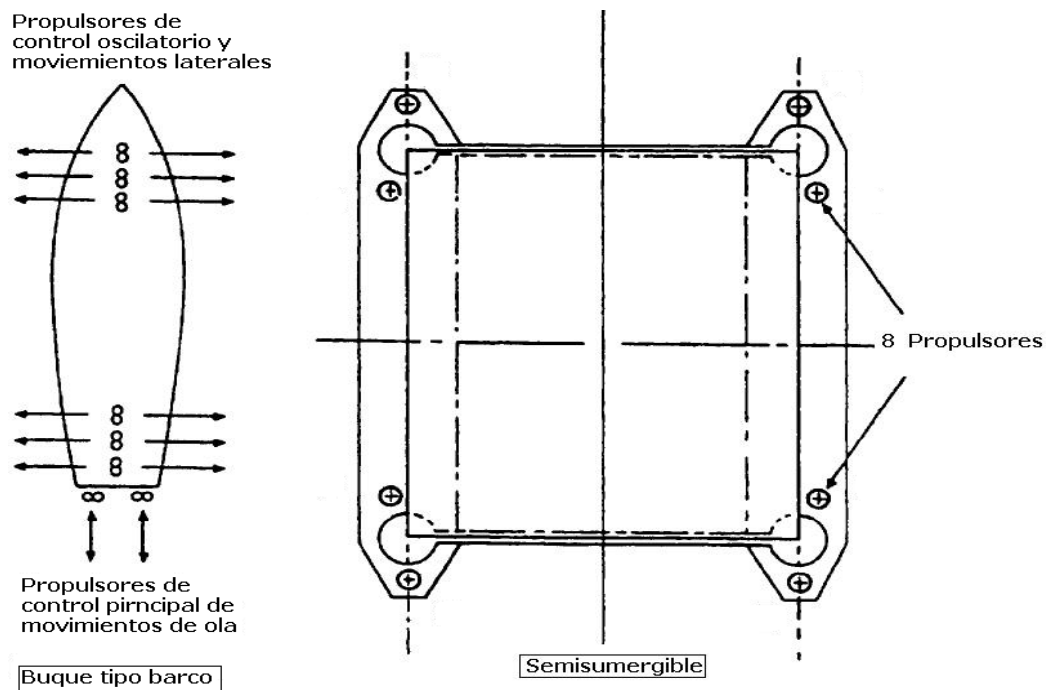


Fig.3.57. Configuración típica de los propulsores.

Los sistemas del DP también se utilizan en los buques de descarga, exportadores, constructores, de tendido de tubería y buques auxiliares.

Los elementos principales de esta técnica incluyen a los sistemas de control, sistema de sensores, sistema de propulsión, y el sistema de energía, ver Fig.3.58.

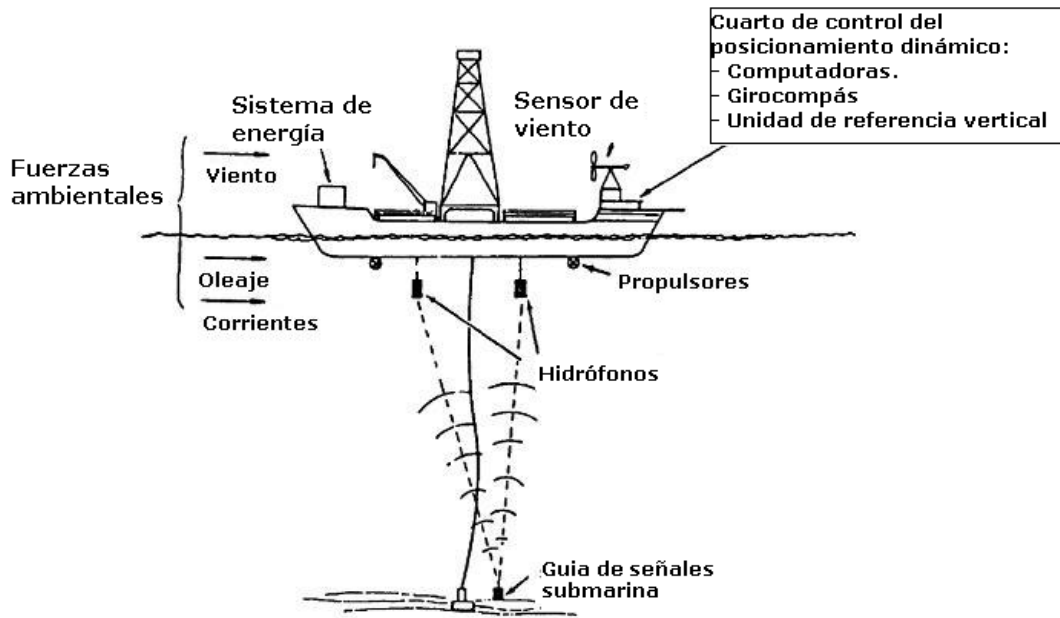


Fig.3.58. Elementos principales del posicionamiento dinámico.

Como se muestra en la Fig.3.58, las computadoras en el sistema de control procesan la información de la posición que proporcionan los sensores para computar la posición del buque en los intervalos regulares de tiempo, típicamente alrededor de una vez cada segundo.

Basado en la posición aparente menos la posición real (error de la posición), la computadora calcula los comandos de control al sistema de propulsión, los propulsores son accionados por el sistema de energía y proporcionan las fuerzas necesarias para contrarrestar los efectos de los ambientes y para mantener el buque en la localización especificada, ver Fig.3.59.

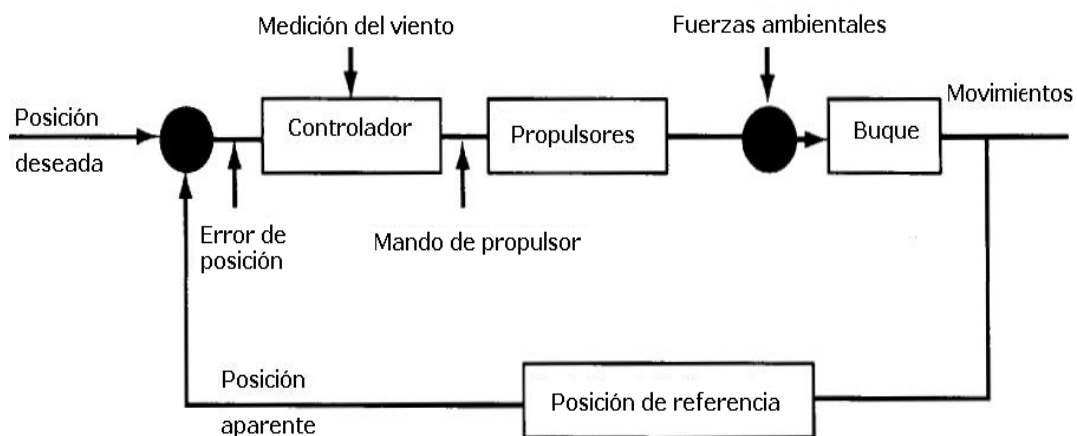


Fig.3.59. Diagrama de control del posicionamiento dinámico.

El sistema de sensores.

Los sensores de posición miden continuamente la posición del buque para enviar información al sistema de control. La medición tiene que ser exacta y repetible.

Los sistemas de sensores acústicos, alambre tenso, y los sistemas de ángulo del *riser* se utilizan para las mediciones del movimiento y oleaje.

El sistema acústico esta constituido por un sensor de posición primario, esto debido a su confiabilidad y exactitud bajo una amplia gama de condiciones ambientales.

Actualmente los sensores utilizan a los satélites como referencia de la posición en operaciones del DP.

Para medir el desvío o el movimiento del buque de lado a lado, se utilizan los girocompases o giróscopos que tienen una buena confiabilidad y exactitud en ambientes marinos.

Las medidas de inclinación y del rodamiento del buque se requieren para que la computadora realice cálculos exactos de la posición. Estas medidas son hechas por la Unidad Vertical de Referencia, VRU.

Comparando los sistemas de anclaje convencionales, con los sistemas del DP, se tienen ventajas y desventajas, como:

Las ventajas:

- Capacidad para operar en aguas profundas (mayor a 1,500m).
- Capacidad de establecer y de salir rápidamente de la localización.
- Capacidad de rápido movimiento durante condiciones ambientales adversas (tormentas , *icebergs*, entre otros)
- Capacidad de ajustarse para reducir cargas y movimientos del buque.

Las desventajas:

- Altos costos de equipos.
- Altos gastos de explotación, debido a un consumo mayor de combustible.
- Costos de mantenimiento.

3.4. Sistemas de exportación de hidrocarburos.

Después de procesar el aceite y el gas, un sistema flotante de producción y almacenamiento, floating production storage systems, FPSS (comprenden: FPSO, Semisumergible, *Spar*, SSP), tienen la capacidad de almacenar, descargar con eficiencia y seguridad los hidrocarburos producidos para la exportación en un medio fijo o móvil de transporte, tal como una tubería de producción o un buque tanque, al cual se le denomina sistema de exportación de un FPSS.

Parámetros básicos para la selección de un sistema de transferencia:

- El tamaño, tipo de producción y el gasto de la descarga del FPSS.
- Tipo de medio del transporte de la exportación.
- Profundidad del agua y condiciones ambientales específicas del sitio.
- Características de los hidrocarburos y presión de operación.
- Alcance y arreglo de otras instalaciones del campo.
- Espacio disponible y operación en el sitio del campo.
- Códigos y estándares aplicables.
- Filosofía de operación (incluyendo el uso de propulsores y DP).

Los sistemas de la exportación FPSS se adaptan generalmente en una combinación de las categorías siguientes:

- *Swivel* (solo para FPSO y FSO).
- *Risers* y la tubería de producción.
- Transferencia al buque tanque exportador.
- Transferencia a la costa.

Estas categorías forman la base de la mayoría de los sistemas de exportación de los FPSS.

3.4.1. *Swivel*.

El *swivel* es la conexión entre los *risers* y sus partes geoestacionarias (pozos, líneas de flujo, *manifolds*, *risers*) hacia los buques rotatorios como los FPSO o FSO. Este se encuentra situado sobre una placa giratoria que a su vez contiene conductos múltiples para el gas, agua y crudo así como los conductos asociados para hidráulica, inyección química, energía, control y señales ópticas, que ayudan a la transferencia de la producción de forma segura hacia las plantas de procesamiento a bordo de los buques, bajo cualquier condición ambiental del campo; estos *swivels* apilados pueden tener capacidades superiores a los 150,000 BOPD y presiones superiores a 5,000 lb/pg².

El dispositivo *swivel* permite la transferencia de fluido a través de la interface entre la parte que no rota del *riser* o del sistema de *riser* y la rotación de anclaje proporcionada por el buque. El buque FPSO o FSO no importa que este permanentemente o temporalmente anclado, entonces se permite el *weathervane* (> 360°) alrededor de la línea central del *swivel*, colocándose en la dirección de menos resistencia a las fuerzas ambientales, ver Fig.3.60.

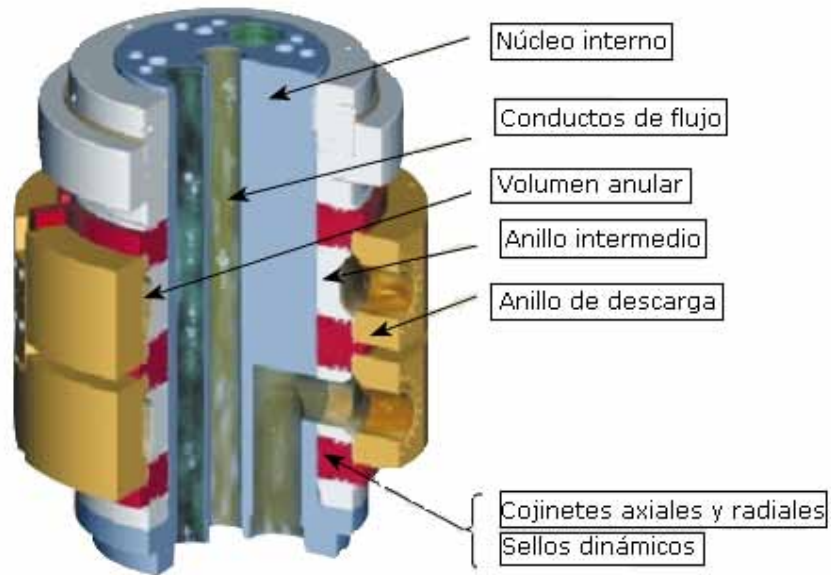


Fig.3.60. Partes internas del *swivel*.

Tipos de *Swivel*:

a. Axial:

Este tipo de *swivel* es generalmente limitado a un conducto de flujo, pero es útil para tuberías de gran diámetro con alta presión y la transferencia de fluido limpiador (corrida de diablos), ver Fig.1. En la mayoría de los casos, los *swivels* axiales se utilizan para un sólo producto, sin embargo, los conductos anulares múltiples se pueden configurar para pasar fluidos mezclados a través de un *swivel* axial.

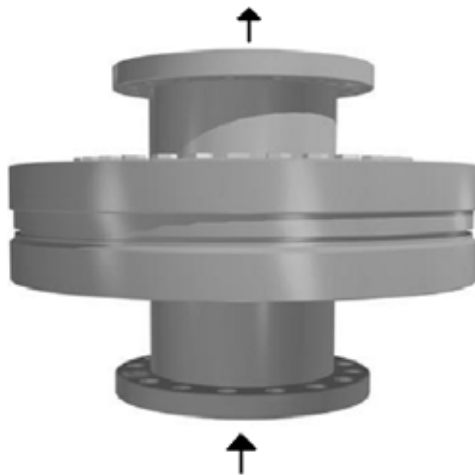
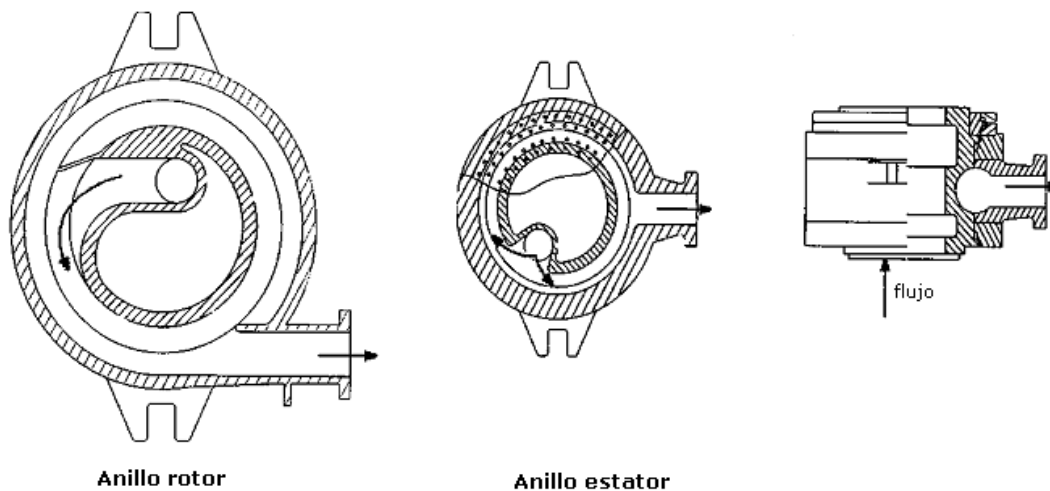


Fig.3.61. *Swivel* axial.

b. Toroidal:

Dependiendo del método de montaje, el *swivel* toroidal consta generalmente de un anillo interno que no rota (estator) y un anillo externo que rota (rotor) que incluye un compartimiento de forma toroidal. Un cojinete proporciona la conexión mecánica entre las partes fijas y las de rotación. Los sellos alrededor de la periferia del compartimiento toroidal previenen la salida del fluido producido en las interfaces donde los anillos internos y externos son sostenidos por el cojinete, ver Fig.2.

Fig.3.62. *Swivel* toroidal.

Dependiendo del método de montaje, un *swivel* de niveles múltiples consta de una base interna inmóvil, un compartimiento de producción y una carcasa externa que rota. La multiplicidad es alcanzada apilando los *swivels* toroidal múltiples. Los *swivels* de niveles múltiples se arreglan frecuentemente para incluir los fluidos de los pozos, los fluidos de asistencia a los pozos, energía hidráulica, agua de la lucha contra el fuego, utilidades, líneas del control de electro/hidráulica, corriente eléctrica y líneas de fibra óptica de la instrumentación, *swivel* de niveles múltiples.

c. *Swivel* completo de producción, *swivel stack*:

El *swivel* completo de producción consta de la unión de varios sub-ensambles apilados sobre el extremo superior uno tras otro que se pueden utilizar para acomodar los requisitos externos de servicio múltiple para el desarrollo de un proyecto. Tal diseño del *swivel* tendrá generalmente una configuración vertical apilada en la cual los componentes básicos de cada servicio individual se combinan. En general, estos *swivels* se diseñan para resolver las necesidades específicas del desarrollo de un campo, ver Fig.3.63.

Las funciones principales que se pueden incluir son:

- Petróleo crudo importación/exportación.
- Exportación del gas.
- Transferencia de fluido multifásico de la producción.
- Inyección del agua.
- Bombeo neumático.
- Energía hidráulica y circuitos de control.
- Corriente eléctrica y controles.
- Señales ópticas.

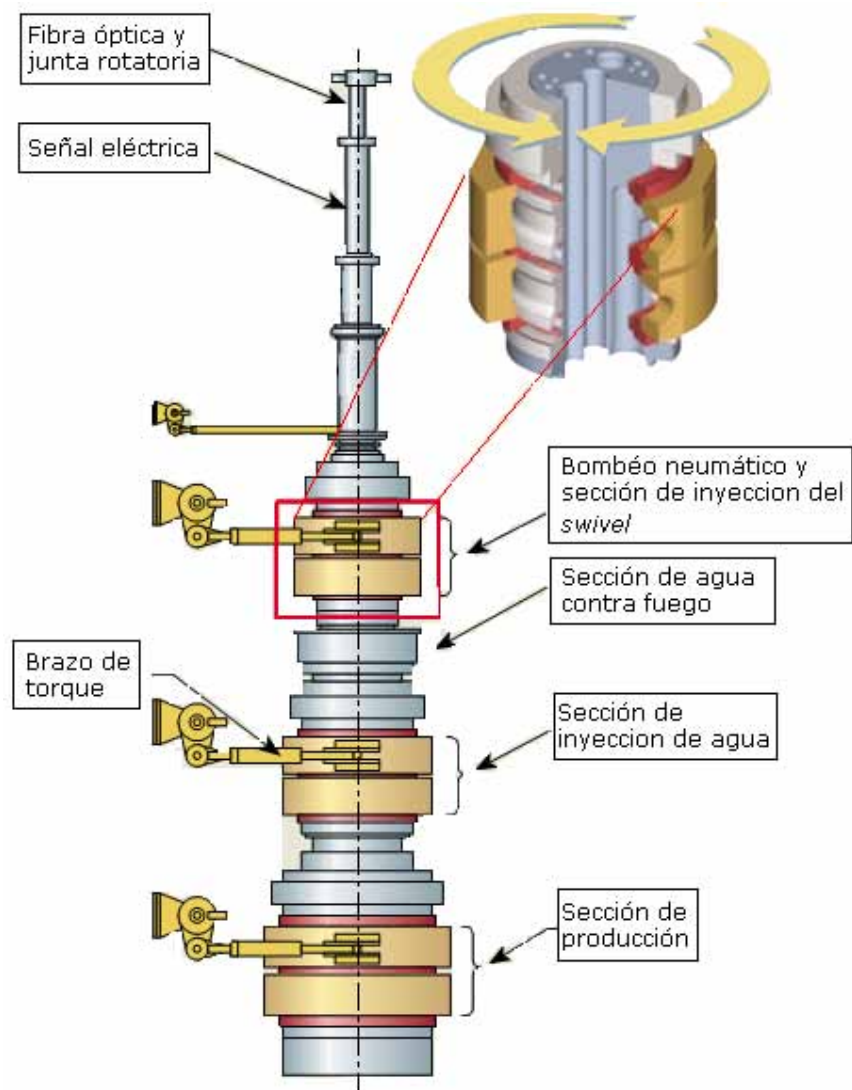


Fig.3.63. Swivel apilado de producción.

3.4.2. Risers y línea de producción.

La exportación por *riser* consta de una línea rígida, flexible o bien una línea tipo manguera. En la base del *riser*, esta se une directamente a la cabeza del árbol mojado, *template*, *manifold* o PLEM. Los sistemas de exportación como los *risers* y las líneas de producción implican la transferencia del aceite producido, gas, agua o de otros productos de los FPSS a través de conductos a las conexiones submarinas de la tubería (línea de flujo), a las cabezas de los pozos, *template*, pipe line end manifold (PLEM), para la transmisión a la costa o la inyección en una formación geológica adecuada. A menos que los líquidos se transmitan primero a las estaciones de bombeo o a las plataformas próximas de compresión y tratamiento, los FPSS requieren probablemente instalaciones de bombeo de alta presión, compresión del gas y tratamiento de agua para acondicionar los fluidos producidos antes de la exportación, ver Fig.3.64.

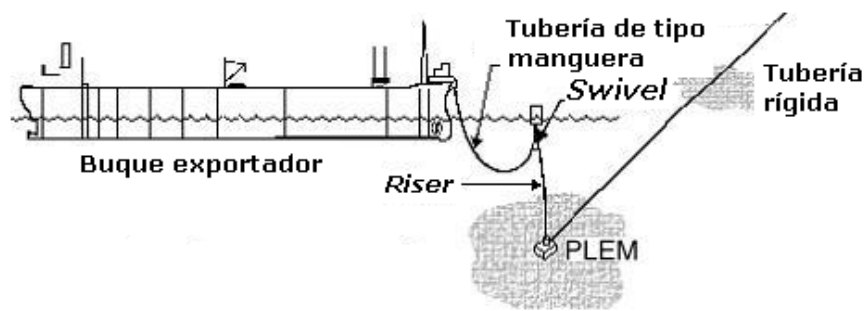


Fig.3.64. Sistema de exportación *riser* flexible y tubería de producción.

Durante un *weathervaning* el amarre de torreta del FPSS requerirá: un *swivel* de alta presión o el sistema de remolque de cadena de manguera (*Drag chain*).

Si el *swivel* o la manguera se envuelve-alrededor, se encuentra lista para planear la corriente entrante de la producción; que puede ser instalada por las trayectorias múltiples y también para acomodar las salidas de los *risers* de exportación, ver Fig.3.64 y 3.65.

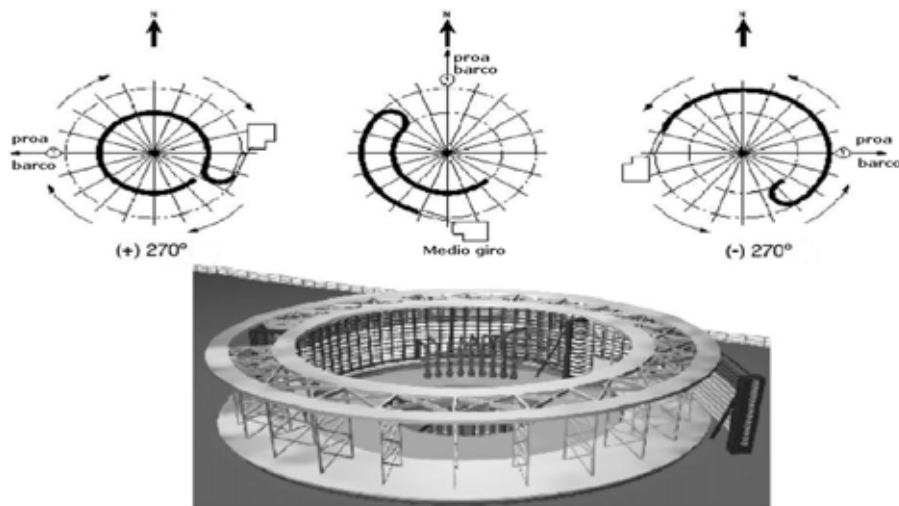


Fig.3.65. Sistema *drag chain*.

Limitantes

Los *risers* usados en sistemas de exportación se deben diseñar para adaptarse a los movimientos de los FPSS debido a que es el punto endeble en estos sistemas. Para el diseño apropiado de *risers* y de los sistemas submarinos de la tubería, se deben conocer las características y análisis del suelo del fondo del mar. Un estudio completo y específico sobre el sitio en donde se especifique la ruta de la tubería y un análisis dinámico del *riser*, esto con el fin de determinar su configuración y la localización del PLEM.

3.4.3 Transferencia al buque tanque exportador.

Este sistema es usado comúnmente por los FPSS para la exportación de la producción. Los hidrocarburos pueden transferirse directamente y oportunamente en buque tanques exportadores, a la costa o en terminales costa fuera. La transferencia se puede lograr bajo diferentes esquemas, como son:

- Transferencia de costado (lado a lado).
- Transferencia *tandem*.
- Sistema de anclaje de descarga aislado.

3.4.3.1. Transferencia de costado.

Este método es utilizado para la transferencia de hidrocarburos entre sistemas flotantes tipo buques o barcos (FPSO, FSO) que se anclan de lado a lado para trasladar los fluidos a un buque de almacenamiento o exportador (buque tanque, *suttle tanker*). Este tipo de transferencia se utiliza a menudo para descargar en áreas con condiciones de clima templado.

La producción de hidrocarburos se transfiere a través de mangueras tipo marina o de los brazos de carga a los *manifolds* del tanque de carga. Éstos están instalados generalmente en el centro de del buque petrolero exportador no importando el lado en que se ancle, ver Fig.3.66 y 3.67.

Las mangueras de descarga deben ser tendidas preferentemente por un Carrete (*reel* o *derrick*) o un arreglo en el andamio. Los brazos de carga instalados en la cubierta del FPSO son sistemas auto-energizados con funciones opcionales de colocación y alarma. Esto permite que el tendido de los brazos de carga, las mangueras de descarga sean automatizados así como los sistemas integrados para señalar una condición insegura donde la transferencia fluida debe ser cerrada y rápidamente iniciar la desconexión, ver Fig. 3.67 y 3.68.

Sistema de defensa (*fenders*).

Las defensas son usadas para la descarga de costado, deben ser preferiblemente de caucho, tipo flotante llenado con aire o de espuma. En cualquier caso la defensa se debe diseñar para absorber el impacto entre el buque que se anclan de costado al buque exportador en la operación de transferencia de hidrocarburos.

Las defensas se deben colocar para separar las fuerzas del impacto de una forma uniformemente a lo largo de los lados de los buques.

El número y el tamaño de las defensas usadas, dependen del tamaño máximo, la velocidad y ángulos máximos anticipados del acercamiento de costado del buque exportador, Fig.3.66 y 3.67.

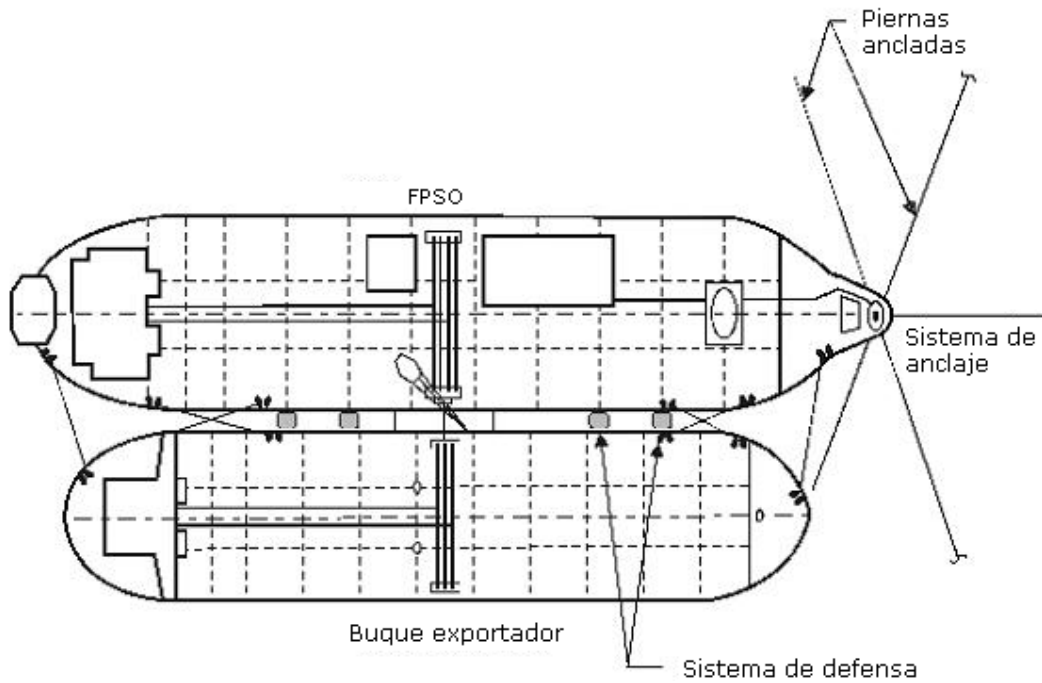


Fig.3.66. Transferencia de costado en 2D.



Fig.3.67. Transferencia de costado.



Fig.3.68.Carrete.

Limitantes

La transferencia de costado en la exportación de petróleo crudo es probablemente el método más limitado en cuanto a resistencia a climas severos, debido a que este método es sensible a los movimientos y los efectos del viento; especialmente cuando dos buque tanques se encuentran fijados de lado a lado; tienen dimensiones y formas radicalmente diversas del casco; sin embargo, en algunos casos dos buque tanques se pueden acomodar simultáneamente en ambos lados del FPSS (tipo barco), en proa-a -proa o configuraciones de pro-a-popa.

La altura excesiva de las olas es una causa importante del tiempo muerto para la transferencia de costado. Una altura de ola de 2 a 3 m se establece como la condición máxima del diseño para permitir el anclaje seguro de dos buque tanques de lado a lado; sin embargo, esta limitación de la altura de ola puede variar, dependiendo de las condiciones siguientes:

- Tipo de FPSS.
- Diferencias entre FPSS y las dimensiones del buque exportador y la forma del casco.
- Viento relativo, onda y dirección corriente, velocidad y características.
- Capacidad de *weathervaning* del FPSS.
- Defensas adecuadas y equipo de anclaje.
- Diseño del equipo de transferencia.
- Maniobrabilidad del buque tanque de descarga.

3.4.3.2. Transferencia tipo *tandem*.

La transferencia *tandem* es usada en sistemas de exportación de aceite de baja presión, el cual implica la descarga de hidrocarburos de los FPSS al buque tanque exportador; estos dispositivos son anclados en línea para que se lleve a cabo la transferencia. El buque exportador puede ser alineado proa -a- proa o proa-a-popa del FPSS; la transferencia de hidrocarburos puede ser a través de:

- Manguera flotante, ver Fig.3.69.
- Manguera sumergida, ver Fig.3.70.
- Línea rígida y sistema de conexión *swivel* hacia el buque tanque exportador, ver Fig.3.71.
- Manguera de exportación sostenida por una percha, por encima del agua (en superficie), ver Fig.3.72.

Este sistema de transferencia puede utilizarse en climas templados y adversos debido a que el FPSS puede ser adaptado para usar anclaje extenso (*Spread Moored*) o *weathervaning*; además ofrece una muy buena posibilidad de desconexión rápida y una separación segura entre buques para una fluida transferencia de hidrocarburos.

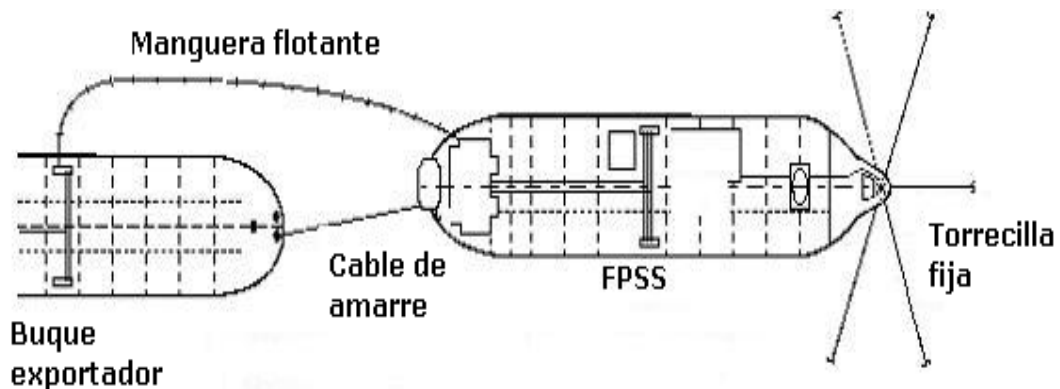


Fig.3.69. Transferencia *tandem* por manguera flotante.



Fig.3.70. Transferencia *tandem* por manguera sumergida.

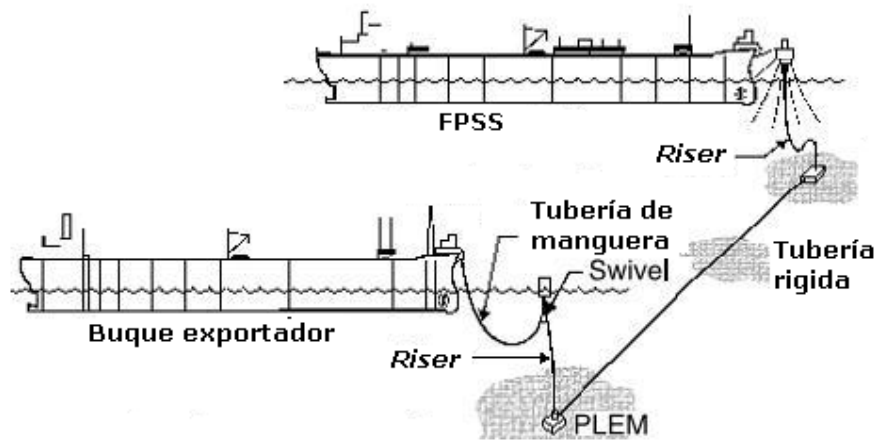


Fig.3.71. Línea rígida y sistema de conexión *swivel* hacia el buque tanque exportador.

Método superficial de transferencia *tandem*.

Este método *tandem* difiere del método de flotación y del método de la manguera sumergida, debido a que la manguera descarga o la tubería rígida con los *swivels* raramente toca el agua y es apoyada por una percha de acero (boom) extendida del FPSO.

El buque tanque exportador o el FPSO están equipados con el sistema de posicionamiento dinámico (DP) por propulsores u otros medios para que mantengan una distancia de seguridad entre los buques. La distancia de seguridad entre los dos buques, y la longitud del sistema de carga, dependerá del alcance y de la altura del mástil, la cantidad del estiramiento del cable de amarre (*hawser*), si no se activará el DP con la capacidad de mantener a los buques en la colocación exacta del mástil, ver fig.3.72.

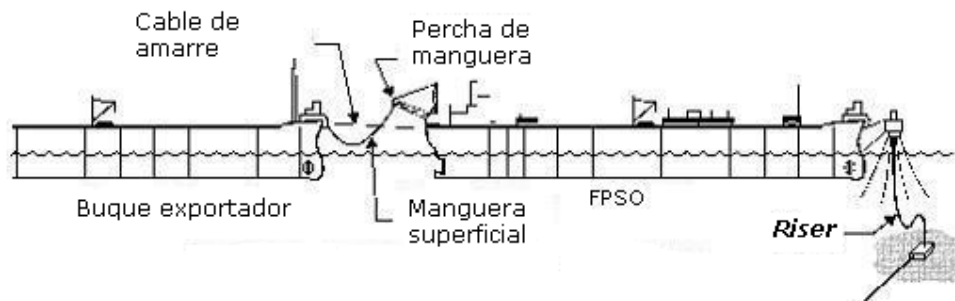


Fig.3.72. Sistemas de descarga superficial tipo *tandem*.

Diseño de manguera del sistema de descarga tipo *tandem*.

La longitud, la dimensión, y la configuración de la manguera de descarga dependerán de los parámetros siguientes, ver Fig.3.73:

- Condiciones ambientales.
- FPSO y movimientos del buque tanque.
- Distancia entre los dispositivos basados en requisitos de anclaje.
- Cantidad máxima de estiramiento del cable de amarre.
- Localización del *manifold* de descarga en el FPSO.
- Localización del *manifold* de carga en el buque tanque exportador.
- Máximo *freeboard* de ambos buques.



Fig.3.73. Manguera del sistema de descarga tipo *tandem*.

Limitante

El método *tandem* es limitado por el clima, pero puede transferir el petróleo crudo en ambientes con intensidades más altas de movimiento que el método de la transferencia de costado.

La experiencia ha demostrado, que si el DP se emplea para reducir el tirón de la cuerda que amarra un buque a otro; la transferencia *tandem* se puede diseñar para las olas típicamente de 5m (cerca de 16 pie) de altura significativa.

La altura de ola es la limitante real para el anclaje y las operaciones de carga, esto depende de lo siguiente:

- Distancia entre el FPSS y el buque exportador.
 - Tamaño del FPSS y del buque exportador.
 - Viento de costado y condiciones de corrientes.
 - Tipo de sistema de amarre del FPSS.
 - Maniobras en el espacio del sitio.
 - Recursos de mantenimiento de la estación del buque exportador.
 - Estación de mantenimiento del buque soporte de remolque.
 - Grado de automatización en la cuerda de amarre y la conexión de descarga.
 - Localización de la conexión de manguera del *manifold*.
 - Capacidad del personal en las operaciones de seguridad en áreas de acceso de conexión / desconexión.
-

3.4.3.3. Sistema de anclaje de descarga aislado.

Los hidrocarburos pueden descargarse mediante una presión baja del FPSS para transferirlos hacia el buque tanque exportador que se encuentra apartado; el sistema de anclaje de descarga es conectado al FPSS vía *risers* y tubería de producción submarina.

En la descarga la separación del sistema de anclaje entre el FPSS y el buque tanque exportador es importante por razones de seguridad o en áreas donde el espacio es muy limitado y también será determinado por las condiciones ambientales, profundidad del tirante de agua, las capacidades del buque exportador, filosofía de seguridad operacional de los operantes y posible regulación local, lo cual permitirá una transferencia *tandem* óptima.

La conexión submarina entre el FPSS y del sistema anclado de descarga puede ser con manguera de descarga tipo marina, línea flexible, y/o tubería rígida. Seguido de tubería flexible que puede ser usado entre el *manifold* de descarga del FPSS y el *swivel* conectado al sistema anclado de descarga aislado, ver Fig.3.70 y 3.74.

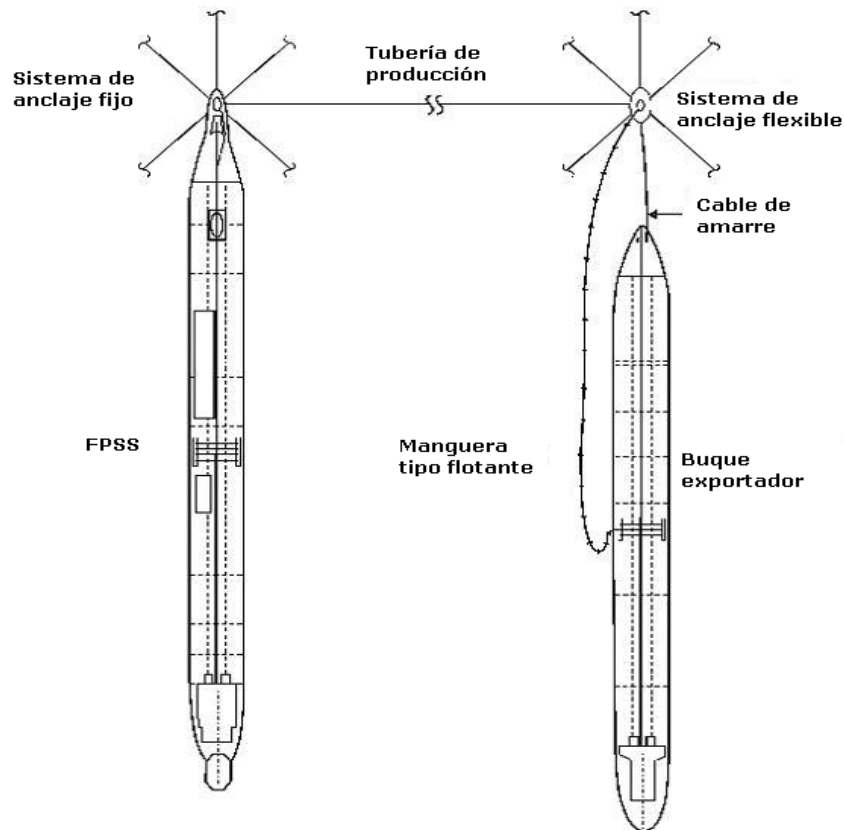


Fig.3.74. Sistema de descarga aislado.

Algunas variantes de los sistemas de anclaje de un punto (SPM) se describen a continuación:

- Anclaje convencional de boya, Conventional Buoy Mooring ,CBM.
- Boya de amarre de piernas ancladas de tipo catenaria,Catenary Anchor Leg Mooring,CALM, ver cap.3.3.
- Sistema amarre aislado de pierna de ancla,Single Anchor Leg Mooring ,SALM, ver cap.3.3.
- Plataformas de carga ,Loading Platforms ,FLP/ALP.
- Sistema sumergido de carga de torreta, Submerged Turret Loading ,STL.

Anclaje convencional de boya, Conventional Buoy Mooring ,CBM.

Estos sistemas son también llamados sistemas de anclaje de boyas múltiples (MBM), sirven para transferir productos tales como crudo y gas licuado de petróleo (LPG) entre los buques exportadores y las instalaciones en tierra, ver Fig.3.75.

Un sistema de anclaje convencional de boya (CBM) consta de los siguientes componentes principales:

- Sistema de amarre con boyas, cadenas de fondeo y puntos de anclaje.
- Colectores PLEM y oleoducto a tierra.
- Sistema de control submarino.



Fig.3.75. Partes del sistema CBM.

El sistema es un punto múltiple y el tipo de anclaje es extenso; esto consiste en una serie de boyas pequeñas ancladas colocadas radialmente alrededor del buque tanque exportador.

El buque es conectado con las boyas a través de líneas de anclaje las cuales son líneas que pasan por el buque y se unen generalmente a un gancho de desconexión rápida en cada boya; cada boya se ancla en el fondo del mar.

El buque exportador se debe alinear con la manguera sumergida o el *riser* de descarga, para prevenir la tensión excesiva en el *riser* o su PLEM bajo cualquier movimiento o desvío del buque, ver Fig. 3.75 y 3.76.

Se utilizan particularmente en los ambientes relativamente templados, aguas someras y viento predominante; son perfectos para aplicaciones de aguas poco profundas de hasta 30 m de profundidad, un CBM se puede utilizar para el anclaje y la carga del buque exportador que mantendrá un rumbo fijo.



Fig.3.76. Sistema convencional de boya (CBM).

Plataformas de carga, Loading Platforms, FLP/ALP.

Esta plataforma tipo boya SPAR con una cubierta superficial, de estructura rotante para el *weathervaning*, con una manguera de descarga que cuelga de forma submarina para llevar la producción a un sistema de descarga flotante designado de la plataforma flotante de carga (FLP).

La plataforma de carga articulada (ALP) se define como una columna cilíndrica similar con una cubierta superficial en la estructura, pero unido al fondo del mar con una conexión universal en una base de anclaje, ver Fig.3.77.

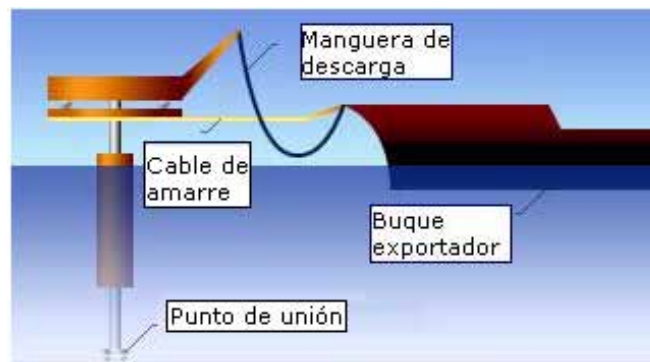


Fig.3.77. Sistema APL.

Todos los sistemas de STL/STP se basan hoy en la misma geometría del cono para un acoplamiento eficiente al buque, esto conduce a la estandarización de los sistemas.

El sistema de STL se puede utilizar para diversos usos, incluyendo:

- Terminales de carga costa afuera (Offshore Load Terminals).
- Transferencias tipo *tandem*, ver fig.3.80.
- Sistemas flotantes de almacenamiento y descarga (FSO/buque tanque exportador).

La tecnología de STL es simple, compacta, flexible y conveniente para una amplia gama de los progresos del campo:

- STL para aguas profundas.
- STL para aguas someras.
- STL en aguas infestadas de hielo
- Sistemas de STL como base para las terminales de importación y de exportación.

Las instalaciones de STL están ubicadas en profundidades de agua a partir de 85 hasta los 350 m. y con alturas de ola significativas de diseño hasta de 16.4 m.

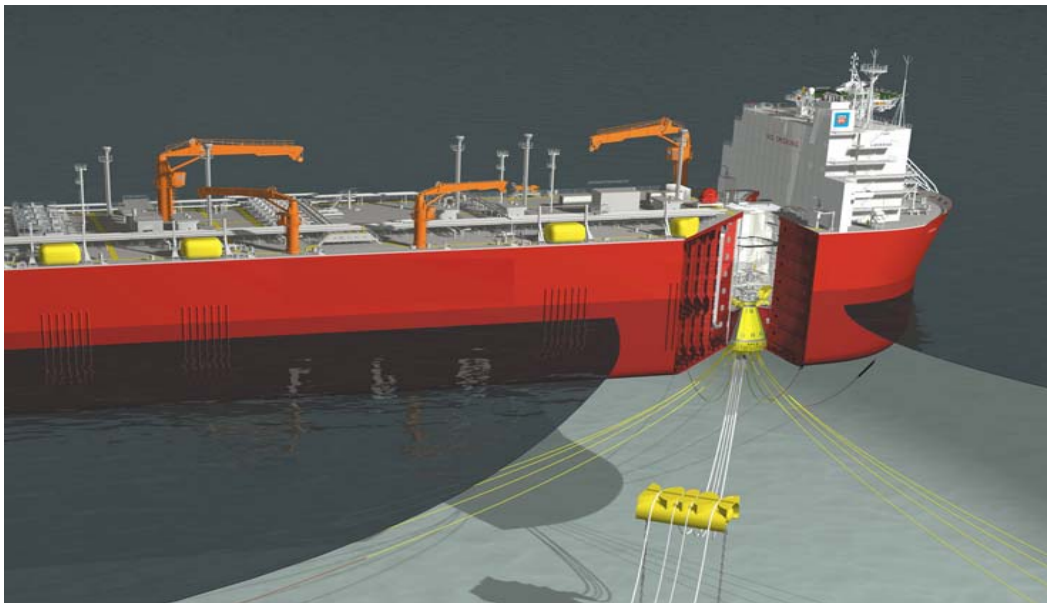


Fig.3.79. Buque exportador con sistema STL.

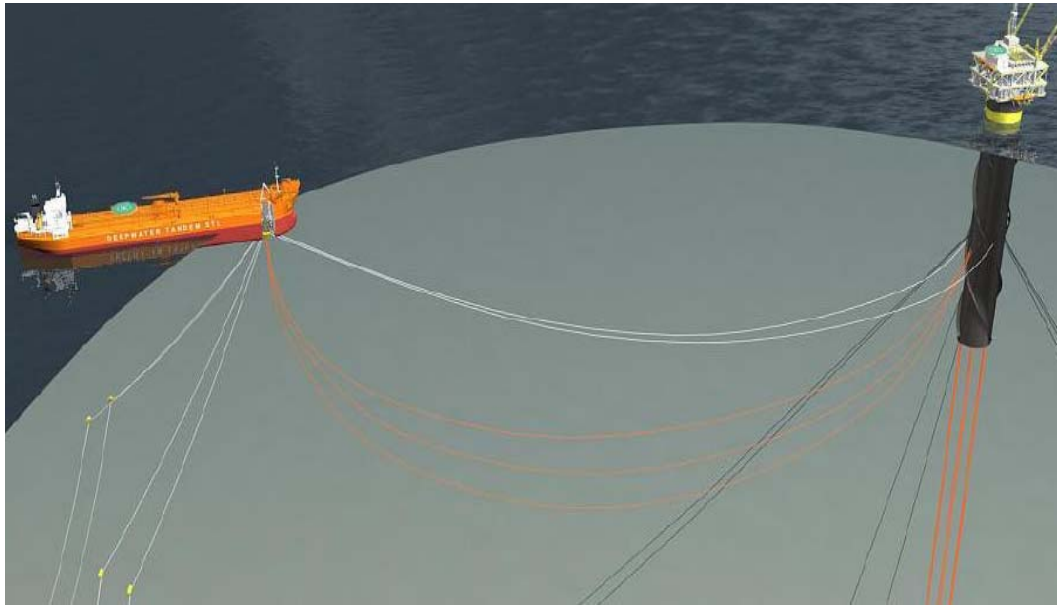


Fig.3.80.Transferencia tipo *tandem* con STL.

3.4.4. Transferencia a la costa.

Este método práctico de exportación de hidrocarburos es utilizado por los FPSS y principalmente por los sistemas de producción fijos y flotantes que no tienen la capacidad de almacenamiento; estos sistemas de producción deben ser capaces de transportar el aceite y el gas a la costa por medio de líneas de producción, o podrán ser auxiliados por un buque que almacene y descargue (FSO) periódicamente a las instalaciones en tierra, ver Fig.3.81 y 3.82.



Fig.3.81.Descarga a la costa.

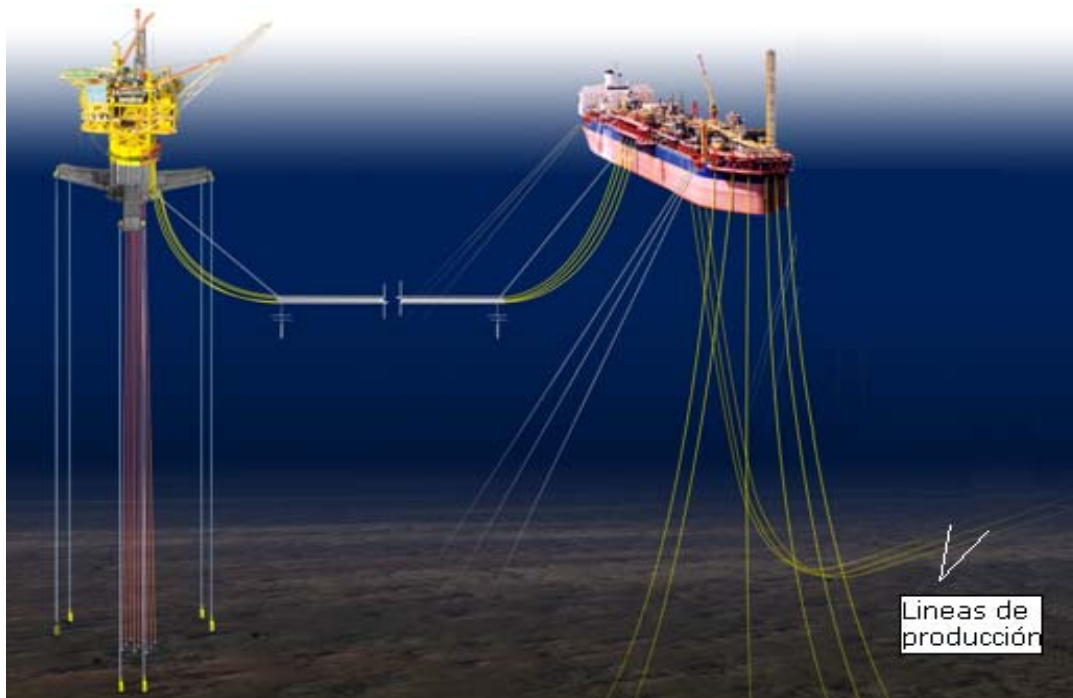


Fig.3.82.Descarga a la costa de una TLP auxiliada por un FSO.

3.4.5. Consideraciones de diseño de sistemas de exportación de gas y agua.

En la mayoría de las aplicaciones de los FPSS, el agua y el gas son producidos como el producto del proceso de producción del hidrocarburo.

Agua producida.

Se puede descargar al mar después del tratamiento apropiado desde el FPSS, conforme a las regulaciones locales que gobiernan la descarga de las aguas residuales aceitosas; sin embargo, el agua producida se puede también exportar del FPSS para re-inyección en el yacimiento del campo para los propósitos de recuperación secundaria.

Si el índice de la producción de agua es mínimo, puede ser almacenada a bordo del FPSS, y ser transportada más adelante por los buque tanques exportadores para la eliminación de esta en tierra.

El gas producido se puede utilizar o preparar de diversas maneras, incluyendo lo siguiente:

- Re-inyección al yacimiento para la recuperación secundaria de la producción.
- Inyección a otro yacimiento para la recuperación futura.
- Transmisión a costa.
- Licuefacción y transferencia a un buque tanque de LPG/LNG.
- Uso como combustible en los FPSS u otras plataformas.
- El señalar o expresar por medio de luces si es permitido por regulaciones locales.
- Conversión a otros productos en el FPSS.
- Combinación de cualquiera de los puntos anteriores.

Exportación de gas licuado.

El gas producido se puede exportar en un FPSS en estado líquido tal como Gas licuado de petróleo (LPG) o gas natural licuado (LNG). La exportación de LPG/LNG es una operación compleja y peligrosa, por lo que en el diseño y el funcionamiento deben tomarse precauciones apropiadas, ver Fig.3.83.



Fig.3.83. Buque tanque exportador de LNG.

Capítulo 4.

Desarrollo de campos

4.1. Aspectos a considerar en planeación integral para el desarrollo de campos.

Esta especialidad requiere definir claramente el objetivo que se pretende alcanzar, las soluciones en este tipo de desarrollos son infinitas en cuanto a combinación de probabilidades por lo que es importante establecer solución, parámetros y lineamientos para la selección del concepto óptimo para el desarrollo del campo.

Para definir cuál es la opción más óptima para el desarrollo y explotación del campo se deben de seguir una serie de pasos o estrategias que permitan a identificar las necesidades y la viabilidad económica y tecnológica.

Las etapas del desarrollo de un campo en aguas profundas son:



Cada una de estas etapas comprende una serie de actividades las cuales se desarrollan para llegar a la selección óptima del concepto, evaluarlo y si es el correcto desarrollarlo.

4.1.1. Desarrollo del concepto

Una vez realizado el descubrimiento se debe definir si las características ambientales y tecnológicas permiten la realización del proyecto. Durante esta etapa se busca definir qué es lo que se va a hacer, es decir, con los datos que tenemos en esos momentos del pozo descubridor, datos geológicos y datos geofísicos se plantean posibles escenarios en los cuales se presenta diferentes reservas y gastos de producción a partir de ellos nos podemos dar una idea de cuáles son las expectativas de nuestro proyecto.

El objetivo de esta etapa es la de conocer cuáles son las posibles opciones viables para la realización del proyecto. Durante esta etapa no se selecciona ningún equipo de desarrollo sólo se conceptualizan cuales son las expectativas del proyecto, como por ejemplo si el desarrollo es de aguas profundas o aguas somera, si es un proyecto grande o pequeño, las expectativas económicas que pueden resultar del proyecto, entre otros factores.

4.1.2. *Front End Engineering and Design* FEED, Determinación de la ingeniería y el diseño.



Una vez planteados los escenarios se realizan proyecciones de requerimientos técnicos y económicos para la puesta en marcha del desarrollo.

Los requerimientos técnicos se determinan a partir de las necesidades del medio, el yacimiento, los requerimientos de producción y factores económicos. Durante esta etapa ya se cuenta con mayor información de pozos delimitadores y se empiezan a hacer estimaciones más reales del yacimiento.

Por otra parte se debe de contar también con la mayor información posible de las características del fluido, debido a que de este depende el desarrollo de los equipos submarinos y del aseguramiento de flujo. En esta etapa del desarrollo se definen las características de los equipos y quién los va a desarrollar, se establece que compañías pueden dar estos servicios y cuáles son las mejores opciones del mercado para el desarrollo, recordando que en los proyectos de aguas profundas todos los equipos son un traje a la medida, por lo que la adecuación de la tecnología a los requerimientos establecidos es muy importante.

Aquí es donde se a llegara a la solución del sistema flotante de producción.

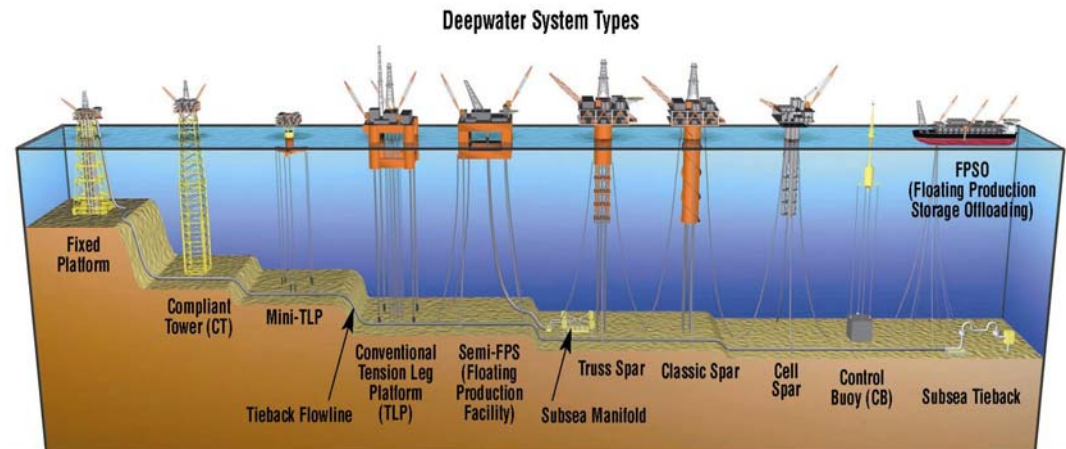


Fig. 1. Soluciones flotantes de producción.

También se define la selección de nuestro equipo submarino como por ejemplo que tipo de árbol vamos a utilizar, que tipo de manifold, jumper y otros equipos.

4.1.3. Requerimientos de ingeniería.



En esta etapa se realiza junto con los proveedores de tecnología los requerimientos específicos para los equipos. También se definen a detalle las características y requerimientos de acuerdo con la información obtenida. La información con la que se cuenta en esta etapa es la caracterización completa del fluido de producción, los gastos de producción, así como otros factores del yacimiento.

En cuanto a equipos superficiales se refiere se seleccionan las etapas de separación, capacidad de manejo de producción de aceite, producción de gas y se diseñan a detalle los equipos de bombeo y compresión.

Es importante señalar que en esta etapa se deben de establecer los parámetros del costo del desarrollo y el tiempo de adquisición los equipos para su instalación.

En cuanto a instalaciones submarinas se definen todos los parámetros a detalle para el diseño y selección de los equipos. En el siguiente esquema se analizan algunas de las características más importantes para el desarrollo de un campo en aguas profundas, ver Fig. 2.

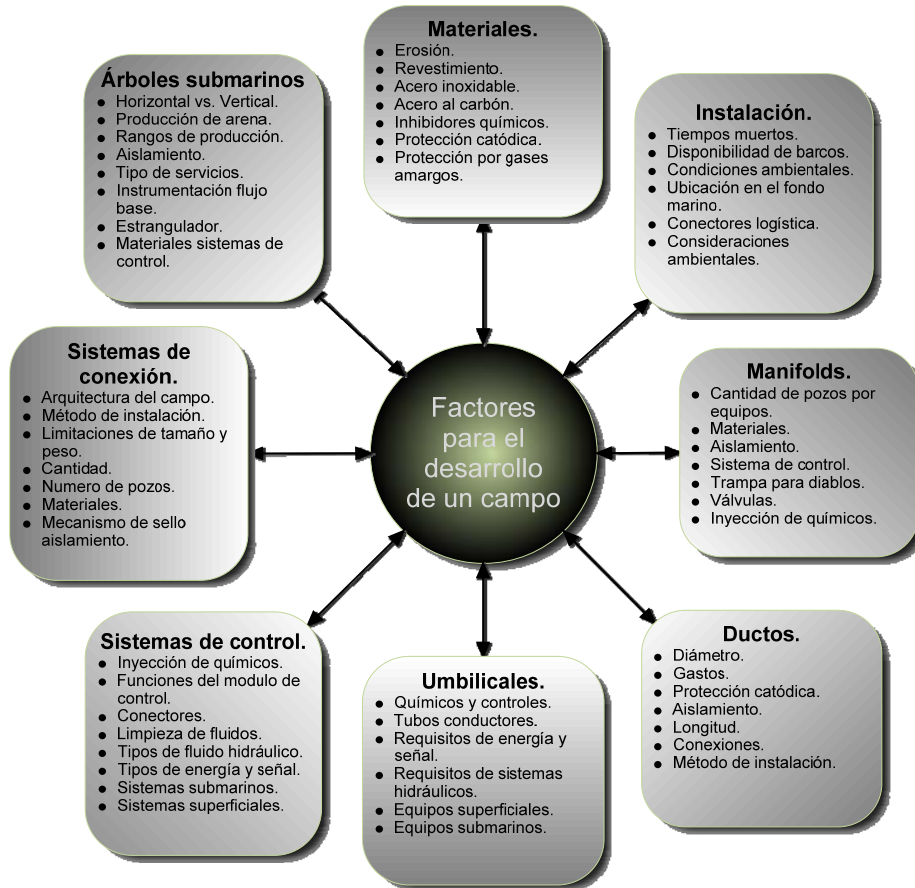


Fig. 2. Factores para el desarrollo de un campo.

Una vez que se han definido todo el diseño del sistema, se realiza la fabricación e instalación del equipo, es importante señalar que el diseño debe de ser lo más preciso posible debido a que normalmente los cambios que surgen en la fabricación son costos y los fabricantes aprovechan esto para incrementar sus ganancias. Otro factor que hay que considerar son las penalizaciones por tiempos de entrega tardíos, la demora en la entrega del equipo debe de contemplarse con tiempos holgados para no incurrir en altos costos por tiempos muertos de equipos de instalación.

4.1.4. Comisión.



Esta etapa es en la que se define quien, cómo y cuándo va a operar el sistema, se designan los encargados de los suministros, de la entrega de hidrocarburos, de la renta de equipos y de las compañías encargadas de servicio. En general, se puede decir que es la asignación para la administración de la explotación del campo.

Una vez definidas las obligaciones y responsabilidades de la explotación del campo se pasa al siguiente y último paso de planeación para la explotación del campo.

4.1.5. Inicio.



Esta es la etapa final del desarrollo del campo en la cual se pone en marcha la operación del sistema de explotación. Es importante señalar que siempre se está adquiriendo información que permite una mejor explotación y optimizar al máximo los recursos para obtener el mayor beneficio económico posible.

Una vez terminada la explotación hasta el punto de abandono, se debe definir que equipos son recuperables y que equipos se abandonan en el lecho marino, la cementación de los pozos abandonados y una evaluación del impacto ambiental que representan estos equipos.

4.2. Aspectos económicos a considerar en el desarrollo de campos en aguas profundas.

La evaluación económica del desarrollo de un campo en aguas profundas es muy compleja y requiere de un fuerte análisis en el cual se puedan contemplar todos los aspectos relacionados con la inversión, desarrollo y explotación del proyecto.

Estos diferentes conceptos de inversión se pueden diversificar en tres partes fundamentales que son:

- DRILLEX- Costos de perforación (*Drill expenditures*).
- CAPEX-Costos de instalación de equipos de producción (*Capital expenditures*).
- OPEX-Costos de operación (*Operating expenditures*).

Cada uno de ellos considera los costos de adquisición, renta y operación de los equipos durante cada una de las etapas de desarrollo del campo así como durante su vida útil.

La finalidad de este tipo de evaluación es conocer que tan rentable va a ser el desarrollo del proyecto, así como contar con una idea inicial de cuanto se va a invertir para la realización del mismo, sin dejar a un lado que el trabajo del ingeniero petrolero maximizar el valor económico en el menor tiempo posible.

A continuación se describen algunos de los aspectos más importantes a considerar durante cada una de estas etapas de desarrollo de un campo en aguas profundas.

4.2.1. DRILLEX- Costos de perforación.

DRILLEX se refiere a los costos generados por la perforación y terminación de los pozos, estos costos se generan por la renta o adquisición de equipo así como también por las compañías operadoras encargadas de realizar la operación. Se debe de considerar el programa de perforación y de la terminación del pozo y todos los recursos requeridos durante cada una de estas actividades.

El DRILLEX también considera los costos de intervención a pozos, estas operaciones se realizan durante la vida de explotación del yacimiento, pero se consideran dentro de este rubro debido a que los equipos para realizarlas son muy similares a los empleados durante la perforación de los pozos.

Los aspectos más destacados y que requieren de mayor atención para la planeación son:

- Tirante de agua.
- Evaluación de la presión y profundidad.
- Diámetro de la terminación.
- Dimensiones de los preventores requeridos.
- Dimensiones del *riser* de perforación.
- Otros equipos requeridos.

Una vez que conocemos los requerimientos del sistema es posible determinar las dimensiones y tipo de equipo que se va a emplear, de esta manera se determina:

- Tipo de buques de perforación.
- Tipo de anclaje.
- Equipo superficial (*topsides*).
- Tipo de *riser* (flexible, rígido o híbrido).
- Tipo de preventores.
- Cabezal de perforación.
- Sarta de perforación.
- Fluidos de perforación.

Además se debe de considerar el tipo de terminación y si se requiere algún tipo de estimulación o fracturamiento para la terminación del pozo.

Dentro del Drillex se consideran también las intervenciones a pozos. En el desarrollo de campos en aguas profundas se trata de evitar que los pozos tengan que ser intervenidos debido a que los costos por intervención son muy altos.

Las intervenciones requieren de renta o la adquisición de equipos así como también costos de operación y se debe considerar el posible cierre del pozo.

4.2.2. Costos de instalación de equipos de producción.

El CAPEX considera todos los costos de adquisición de los equipos, esta etapa es muy importante durante la evaluación económica de un proyecto de aguas profundas debido a que

se requiere de una fuerte inversión de capital así como de una excelente programación en los tiempos de fabricación y adquisición para evitar que los costos se eleven de manera excesiva por retrasos y renta de equipo. En la adquisición de equipos es importante determinar la experiencia y la efectividad que se tenga por parte de las compañías que los proveen, debido a que entre más practicase tenga en la fabricación de estos equipos, menores serán los precios además de reducir el riesgo de fallas durante la operación, esto evita tener desviaciones en el programa teniendo que asumir costos inesperados.

Los aspectos más importantes que se consideran de la estandarización de componentes que son:

- Compatibilidad entre los equipos de distintos fabricantes.
- Entrega rápida.
- Tiempos de instalación reducidos.
- Experiencia.
- Confiabilidad en el manejo de estos dispositivos.

Los arreglos modulares también son fundamentales para la planeación, este tipo de sistemas ofrecen las siguientes ventajas:

- Mayor seguridad.
- Solución óptima para los requerimientos del sistema.
- Mejores sistemas de ingeniería.
- Definición de interfaz.
- Reducción de riesgo por experiencia adquirida.

La evaluación del CAPEX considera factores donde intervienen muchas compañías y fabricantes en conjunto por lo que se deben de definir la participación de estos, así como los esquemas de contratación, penalizaciones y tiempos de entrega.

4.2.3. OPEX. Costos de operación.

El OPEX se refiere a los costos de operación durante la explotación del campo en su vida productiva, esta actividad también resulta costosa debido a que se requiere garantizar la producción rentable y el aseguramiento de flujo.

Los principales factores a considerar en el COPEX son:

- Mantenimiento y renta de instalaciones.
- Personal encargado de la producción.
- Sistemas de monitoreo.
- Sistemas de control.
- Sistemas artificiales de producción.
- Solución de contingencias.
- Sistemas de seguridad de personal, instalación y medio ambiente.
- Transporte de la producción.

Los beneficios de la aplicación adecuada de los factores que influyen en la operación son:

- Reducción de gastos por contingencias.
- Optimización de producción.
- Evitar multas por daño ambiental.
- Garantizar la durabilidad y buen funcionamiento de los equipos.
- Reducción de costos de operación.
- Aumento de la rentabilidad del proyecto.

El COPEX determina cual va ser la rentabilidad del proyecto a largo plazo, es decir, que tan rentable es el proyecto y hasta qué punto la operación es costeable de acuerdo con los índices de producción.

Estas tres herramientas de evaluación económica permiten simplificar la complejidad de los costos que intervienen en la explotación de un campo en aguas profundas, siendo el DRILLEX el indicador que abarca del 60 % al 70 % de los costos totales en la explotación. Ejemplo:

La instalación de un sistemas de bombeo electrocentrífugo en un pozo de un campo en aguas profundas requiere la compra del equipo de bombeo electrocentrífugo lo cual se considera dentro del CAPEX debido a que contempla la adquisición del bien físico, la instalación del equipo requiere de una instalación de perforación o intervención estos gastos de instalación entran dentro del concepto DRILLEX por considerarse como una intervención a pozo, y por último la administración y operación del equipo entra dentro del OPEX esto debido a que su operación y suministro de energía se realiza de manera permanente desde su instalación.

Capítulo 5

Caso de estudio

Para el caso de estudio se presenta una metodología sencilla y practica para la planeación etapa por etapa del desarrollo de un yacimiento en aguas profundas, desde el pozo descubridor, pasando por la planeación y ubicación de los pozos delimitadores y productores, así como sus sistemas de monitoreo y control, y sus líneas de producción; y asimismo hasta la producción del primer aceite; después se estima el mantenimiento del ritmo de la producción durante un tiempo dado, hasta el límite económico donde ya no es rentable la producción (abandono del yacimiento).

Con esta sistemática se obtiene una mayor recuperación de hidrocarburos en el tiempo de vida de un yacimiento, ver Fig.5.1.

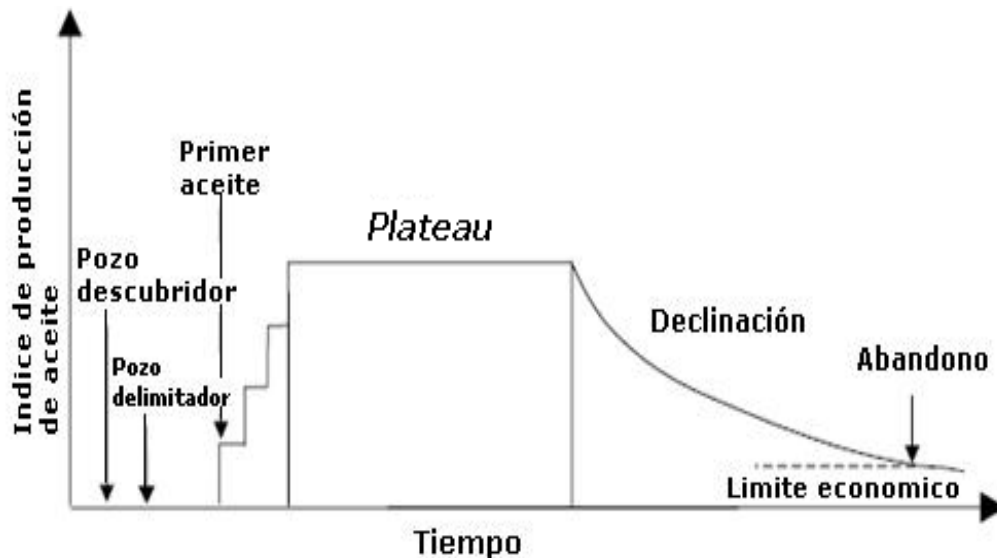


Fig.5.1. Perfil de vida de un yacimiento de aceite.

5.1. Planteamiento.

Para el desarrollo del caso de estudio, se toma como base una tabla de datos de un yacimiento ficticio, que tiene como nombre de proyecto *K'áak'náab Taam* (que significa en Maya "mar profundo"); esta tabla describe las características principales del yacimiento y de los pozos del proyecto, así como: ubicación, dimensiones, reserva, tipo del fluido, tiempos de perforación, índices de productividad, entre otros, ver Fig.5.2.

Datos del proyecto: K'áak'náab Taam		
Reservas		Unidades
P90	80	MMBO
	21	BPC
P50	260	MMBO
	72	BCF
P10	620	MMBO
	185	BPC
Yacimiento		
Relación gas-aceite, RGA	750	PC/BBL
No se considera : gas liberado , casquete de gas original		
No se considera la producción de agua	no	BBLD
°API del aceite	25	°
No se consideran asfáltenos		
Profundidad del yacimiento	3,800	metros
Producción y perforación por pozo		
Producción por pozo	15,000	BBLD
Máxima recuperación por pozo	20	MMBO
Rango de producción en el <i>plateau</i>	25	%
Índice de declinación anual	15	%
Máximo ángulo de desviación por pozo	45	°
Profundidad de desviación	500	m
Temperatura en el fondo marino	39	F°
Tirante de agua	1,200	metros
Máxima capacidad de producción en instalaciones	250,000	BOPD
Máxima capacidad de producción en instalaciones	200	MMPCD
Tamaño de <i>templete y manifold</i> estándar	4	# Pozos
Duración de la perforación y terminación del pozo exploratorio	50	Días
Duración de la perforación y terminación del pozo delimitador	45	Días

Fig.5.2.Datos del proyecto K'áak'náab Taam.

Localización del proyecto.

El yacimiento se encuentra a 20°10'78" latitud norte, 92°29'69" latitud oeste del Golfo de México, parte de la Sonda de Campeche. La profundidad del tirante de agua de la superficie al fondo del mar es de 1,200 m, ver Fig.5.3.

5.2. Selección del equipo submarino y sistema de control para todos los casos.

Debido a que las características de las condiciones ambientales y los gastos por pozo son los mismos, la selección del equipo submarino varía sólo en cantidad de unidades y los diámetros de las tuberías, pero en esencia es la misma para todos los casos. Este mismo criterio se aplica para los cables umbilicales y los sistemas de control.

Árbol submarino.

Características del árbol submarino		
Tecnología	Aplicación	Comentarios
Horizontal	Si	Es el árbol más empleado en el Golfo de México para tirantes de agua mayores a 1000 m. Es flexible para la intervención a pozos y se acopla más fácil a las necesidades por su instrumentación en módulos.
Rango de producción	15,000 BBLD	El diámetro y características de los componentes del árbol están diseñados para este valor de máximo de producción.
Función	Producción de aceite	Es el primer y más importante elemento de control del pozo a nivel submarino.
Aislamiento térmico	Si	De acuerdo con los cambios de temperatura en el lecho marino. Se considera emplear un aislamiento tipo U según las recomendaciones de la norma API 17D y API 16A.
Válvulas hidráulicas	Si	Para el control de la producción y el espacio anular.
Válvulas eléctricas	Si	Para el control de válvulas de inyección de químicos.
Válvulas manuales	Si	Operadas por el ROV durante la instalación de conexiones, se emplean principalmente para pruebas de sello.
Sistema de control	Si	Se considera el empleo de un sistema electro-hidráulico.
Inyección de químicos	Si	Para prevención de formación y acumulación de hidratos, asfáltenos y parafinas.
Medición	Si	Sensores de presión y temperatura.
Estrangulador	Si	Emplea un estrangulador con capacidad de 15,000 BBLD con apertura del 100%.
Conectores	Si	Emplean conectores verticales para unión con <i>jumper</i> de 3 ½ pg.
Instalación	Asistida por ROV	Se baja y coloca con el equipo de perforación.
IWOCS	Si	Se consideran de 2 a 3 intervenciones a pozo durante la vida productiva del pozo.
Vida útil	25 años	El equipo está diseñado para operar con normalidad 25 años y es un equipo recuperable después de la explotación del campo.

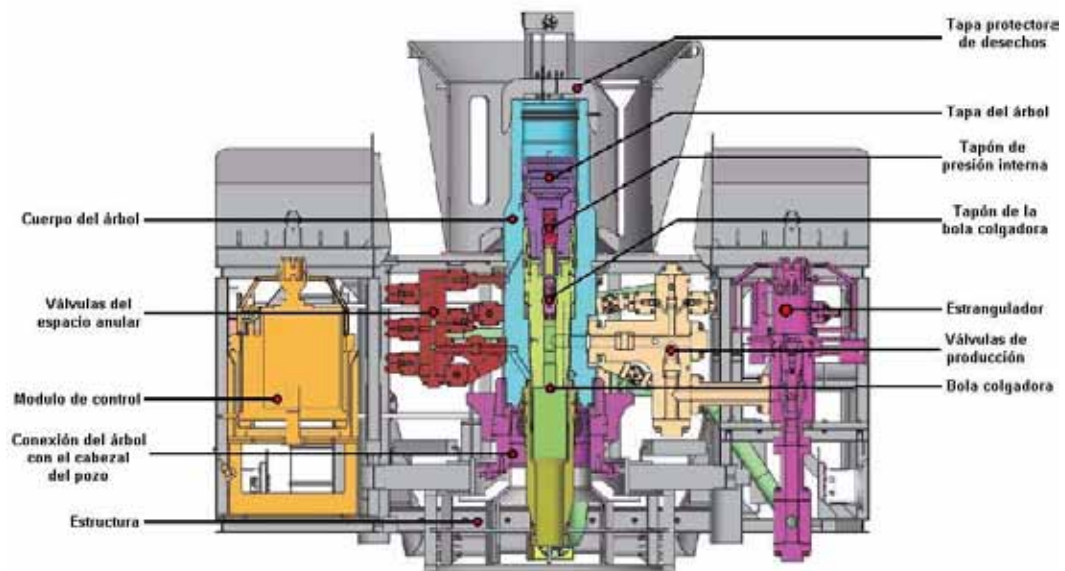


Fig. 5.4. Esquema general del árbol submarino.

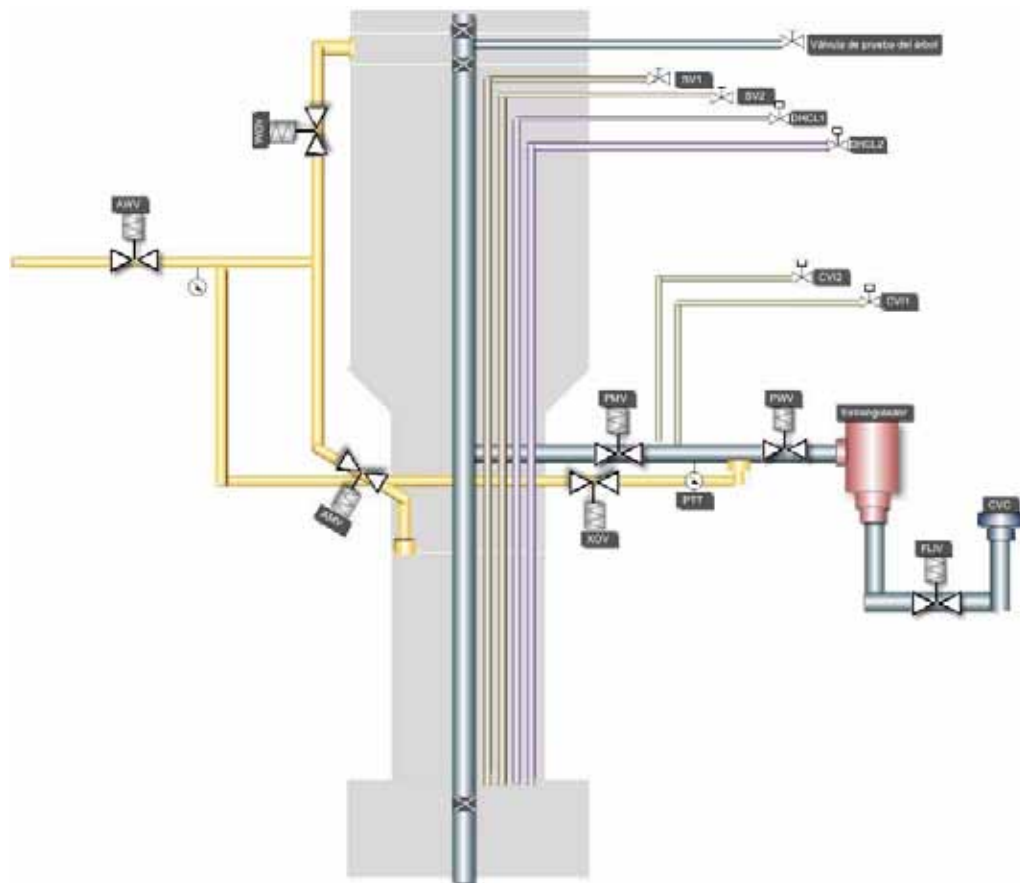












Fig. 5.5. Diagrama de válvulas del árbol submarino.

Simbología del diagrama de válvulas del árbol submarino.

	Válvula hidráulica.
	Válvula eléctrica.
	Válvula mecánica, (operada con ROV).
	Medidor de presión y temperatura.
	Tuberías de producción.
	Tuberías del espacio anular.
	Línea de químicos del fondo del pozo
	Línea de inyección de químicos
	Línea hidráulica de seguridad.
	Elemento de sello.

Nomenclatura del diagrama de válvulas del árbol submarino.

PMV	Production master valve	Válvula maestra de producción
PWV	Production wing valve	Válvula lateral de producción
FLIV	Flow line isolation valve	Válvula de aislamiento de línea de flujo
VC	Vertical conector	Conexión vertical
AMV	Anulus master valve	Válvula maestra del espacio anular
AWV	Anulos wing valve	Válvula lateral del espacio anular
WOV	Workover valve	Válvula de intervención
WOX	Crossover valve	Válvula de <i>crossover</i>
CVI	Chemical injection valve	Válvula de inyección de químicos
DHCL	Dawn hole chemical line	Línea de químicos del fondo del pozo
SV	Safety valve	Válvula de seguridad
PTT	Pressure and temperatura transducer	Sensor de presión y temperatura

Jumper.

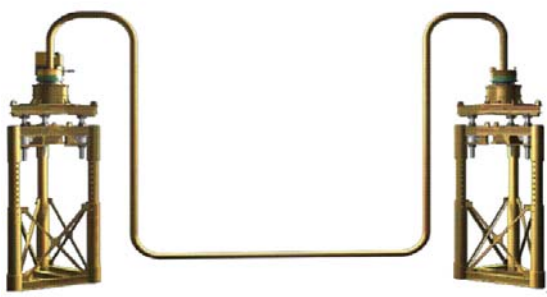
Características generales.	
	Jumper tipo rígido.
	Conexión VC.
	Aislamiento tipo U (según API 17D).
	Long. Aproximada de 25-75 (m.) según los requerimientos de la arquitectura.

Fig. 5.6. Jumper

Jumper de producción P-90			
Aplicación.	Diámetro pg.	Long. Aproximada m.	Cantidad.
Árbol submarino- <i>manifold</i> N1	3½	25-75	4
<i>Manifold</i> N1-PLET	7	25-75	2
Total			6

Jumper de producción P-50			
Aplicación.	Diámetro pg.	Long. Aproximada m.	Cantidad.
Árbol submarino- <i>manifold</i>	3½	25-75	12
<i>Manifold N2-manifold N1</i>	7	25-75	2
<i>Manifold N1-PLET</i>	10	25-75	2
Árbol submarino- PLEM	3½	25-75	1
PLEM- <i>manifold S1</i>	3½	25-75	1
<i>Manifold S1-PLET</i>	8	25-75	2
Total			total 20

Jumper de producción P-10			
Aplicación.	Diámetro pg.	Long. Aproximada m.	Cantidad.
Árbol submarino- <i>manifold</i>	3½	25-75	31
<i>Manifold N2-manifold N1</i>	7	25-75	2
<i>Manifold N1-PLET</i>	10	25-75	2
<i>Manifold C2-manifold C1</i>	7	25-75	2
<i>Manifold C1-PLET</i>	10	25-75	2
<i>Manifold S2-manifold S1</i>	7	25-75	2
<i>Manifold S1-PLET</i>	10	25-75	2
<i>Manifold E2-manifold E1</i>	7	25-75	2
<i>Manifold E1-PLET</i>	9 ¼	25-75	2
Total			47

Manifolds.

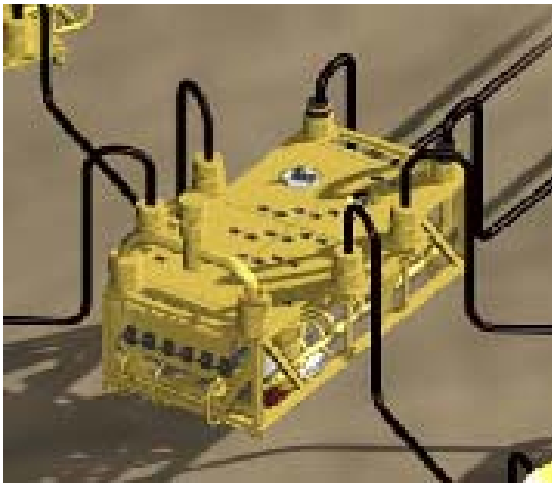
Características generales	
	4 conexiones a <i>jumpers</i> de pozos.
	2 conexiones a <i>jumpers</i> de <i>manifolds</i> .
	2 conexiones a PLET.
	Conexiones verticales.
	2 válvulas por conexión a pozo.
	Dos tuberías de recolección.
	Trampa para diablo removible.
	Sistema de control electro-hidráulico.
	Válvulas para inyección de químicos (Una por tubería de recolección).

Fig. 5.7. *Manifold*.

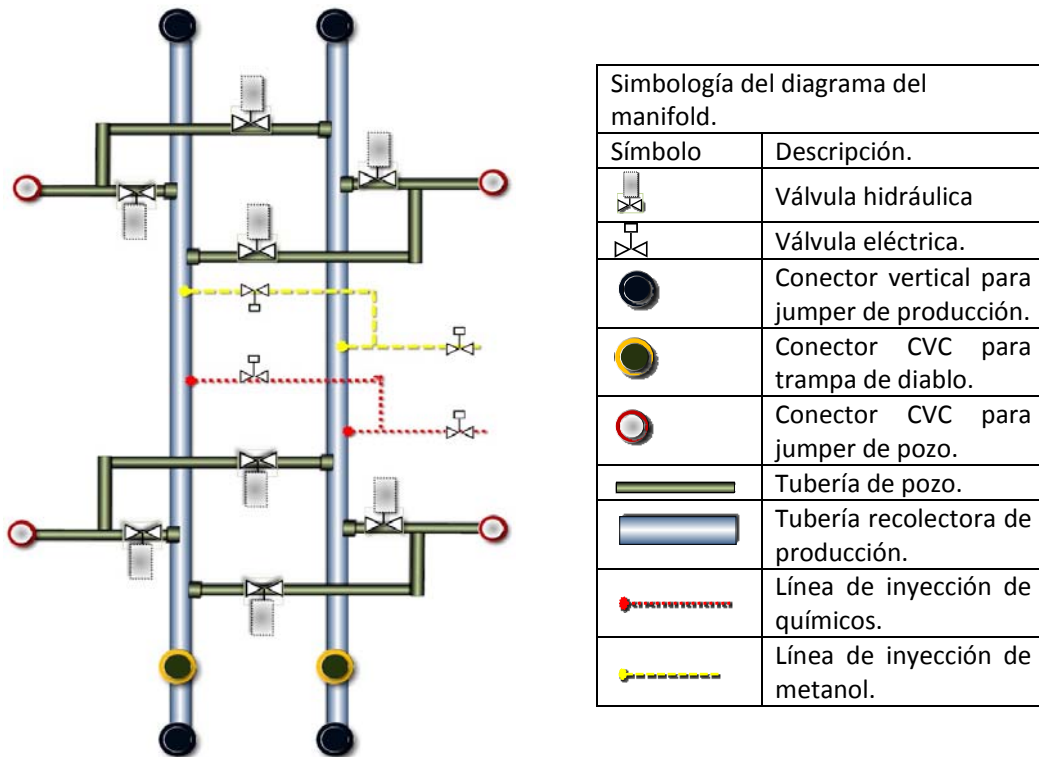


Fig. 5.8. Diagrama de válvulas del *manifold*.













Diámetro de las tuberías de recolección para cada <i>manifold</i> .	
Manifolds para el caso P-90	
<i>Manifold</i>	Diámetro. (pg)
<i>Manifold N1</i>	7
Manifolds para el caso P-50	
<i>Manifold</i>	Diámetro. (pg)
<i>Manifold N1</i>	10
<i>Manifold N2</i>	7
<i>Manifold S1</i>	8
Manifolds para el caso P-10	
<i>Manifold</i>	Diámetro. (pg)
<i>Manifold N1</i>	10
<i>Manifold N2</i>	7
<i>Manifold C1</i>	10
<i>Manifold C2</i>	7
<i>Manifold S1</i>	10
<i>Manifold S2</i>	7
<i>Manifold E2</i>	7
<i>Manifold E1</i>	8

Sistemas de control y umbilicales.

Umbilicales.

Bases de diseño para la selección de cables umbilicales de acuerdo con API Specification 17E, Third Edition, July 2003, ISO 13628-5:2002, Petroleum and natural gas industries-Design and operation of subsea production systems-Part 5: Subsea Umbilicals:

- Recubrimiento diseñado para el tiempo que dure la explotación.
- Recubrimiento diseñado para resistir los cambios de temperatura sin afectar el funcionamiento del suministro hidráulico y eléctrico.
- Cables eléctricos capaces de transmitir la potencia eléctrica y señales requeridas por el desarrollo.
- Fibras ópticas con capacidad para la transmisión de señales en el medio del desarrollo.
- Mangueras o tuberías para el suministro de fluidos hidráulicos, estas deben de resistir altas presiones y altas temperaturas sin que se afecte el estado del fluido hidráulico.
- Requerimientos de instalación y desinstalación.
- Flexibilidad para adecuar su función durante la explotación del campo.

Umbilicales					
Cable umbilical y conexión.		Umbilical Equipo superficial-UTA	Umbilical UTA-SDU SDU- <i>Manifold</i>	Umbilical (flyin lead) SDU-XT hidráulico	Umbilical (flyin lead) SDU-XT Eléctrico
Símbolo	Descripción				
	Línea hidráulica de alta presión.	2	2	2	-
	Línea hidráulica de baja presión.	2	2	2	-
	Líneas de suministro para el espacio anular.	2	1	1	-
	Línea de suministro de metanol.	3	2	2	-
	Línea de suministro para la inyección de químicos.	4	4	4	-
	Línea de suministro eléctrico.	3	2	-	2
	Línea de transmisión de señal y datos.	3	3	-	2
	Línea de fibras ópticas.	1	1	-	1

Módulos de control.

Los módulos de control se diseñan en base al *API Specification 17F, First Edition, January 2003. ISO 13628-6:2000, Petroleum and natural gas industries—Design and operation of subsea production systems—Part 6: Subsea production control systems*.

Bases de diseño:

- Provee de una interfaz confiable para la operación individual o múltiple de las válvulas.
- Nos regresa información confiable del monitoreo y estado de las válvulas.
- Debe de ser un sistema confiable en el paro por emergencias.

Funciones de control:

- Operación de las válvulas de producción.
- Operación de las válvulas del espacio anular.
- Operación de las válvulas para la inyección de metanol.
- Operación de las válvulas para la inyección de químicos.
- Operación del estrangulador.
- Operación de válvulas del *manifold*.

Funciones de monitoreo:

- Presión de la producción.
- Presión del espacio anular.
- Presión en el *manifold*.
- Temperatura de la producción.
- Temperatura en el *manifold*.
- Posición de las válvulas.
- Posición del estrangulador.
- Diferencial de presión en el estrangulador.
- Detección del diablo durante la limpieza.

Simbología para diagramas del sistema de control y distribución de umbilicales

	<p>Unidad de potencia hidráulica.</p>
	<p>Unidad de potencia eléctrica.</p>
	<p>Unidad de inyección de químicos.</p>
	<p>Unidad de control maestro.</p>
	<p>Unidad de terminación umbilical superficial.</p>
	<p>Unidad de terminación umbilical submarina.</p>
	<p>Unidad de distribución de servicios</p>
	<p>Manifold de producción.</p>
	<p>Árbol submarino de producción.</p>
	<p>Manifold de inyección.</p>
	<p>Árbol submarino de inyección.</p>
	<p>Cable umbilical electro-hidráulico.</p>
	<p>Cable umbilical eléctrico y señales.</p>
	<p>Cable umbilical hidráulico.</p>

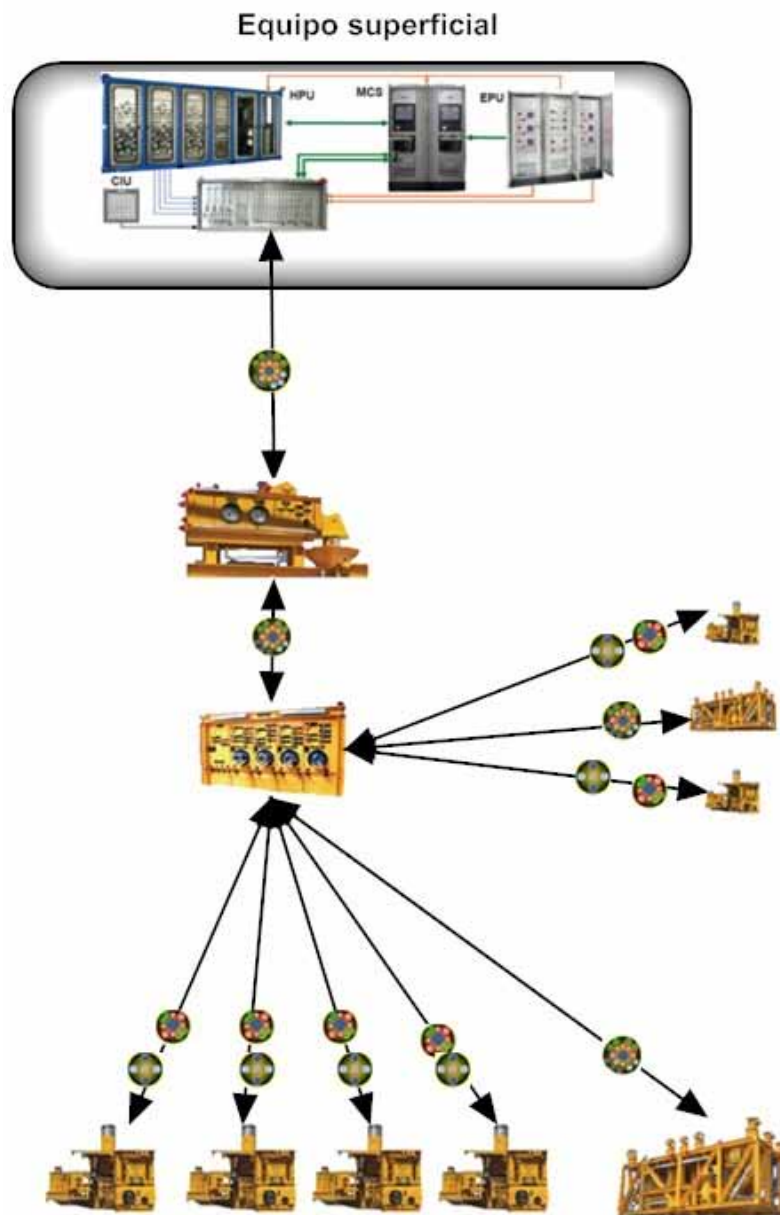


Fig. 5.9. Diagrama del sistema de monitoreo y control para P-90.

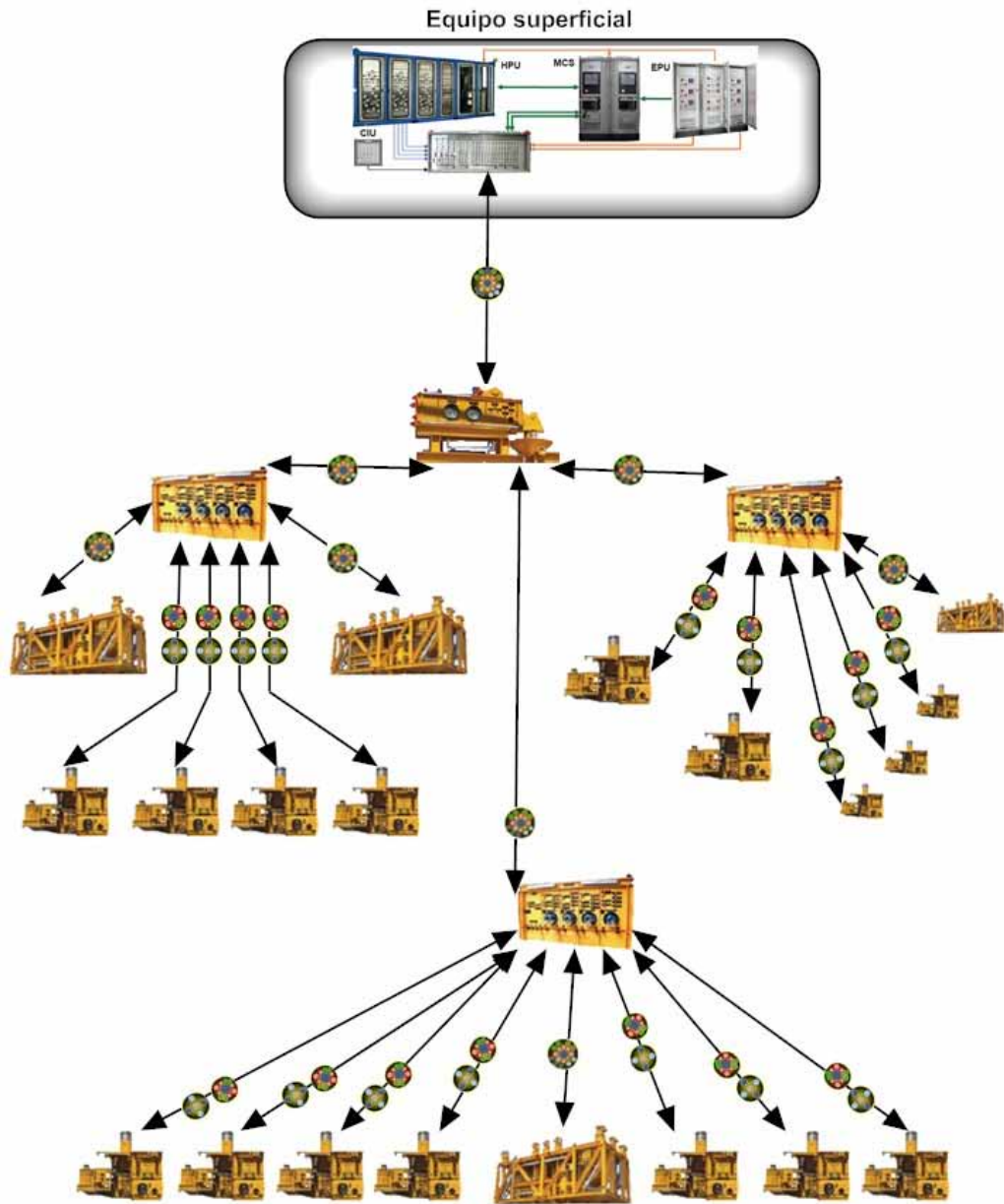


Fig. 5.10. Diagrama del sistema de monitoreo y control para P-50.

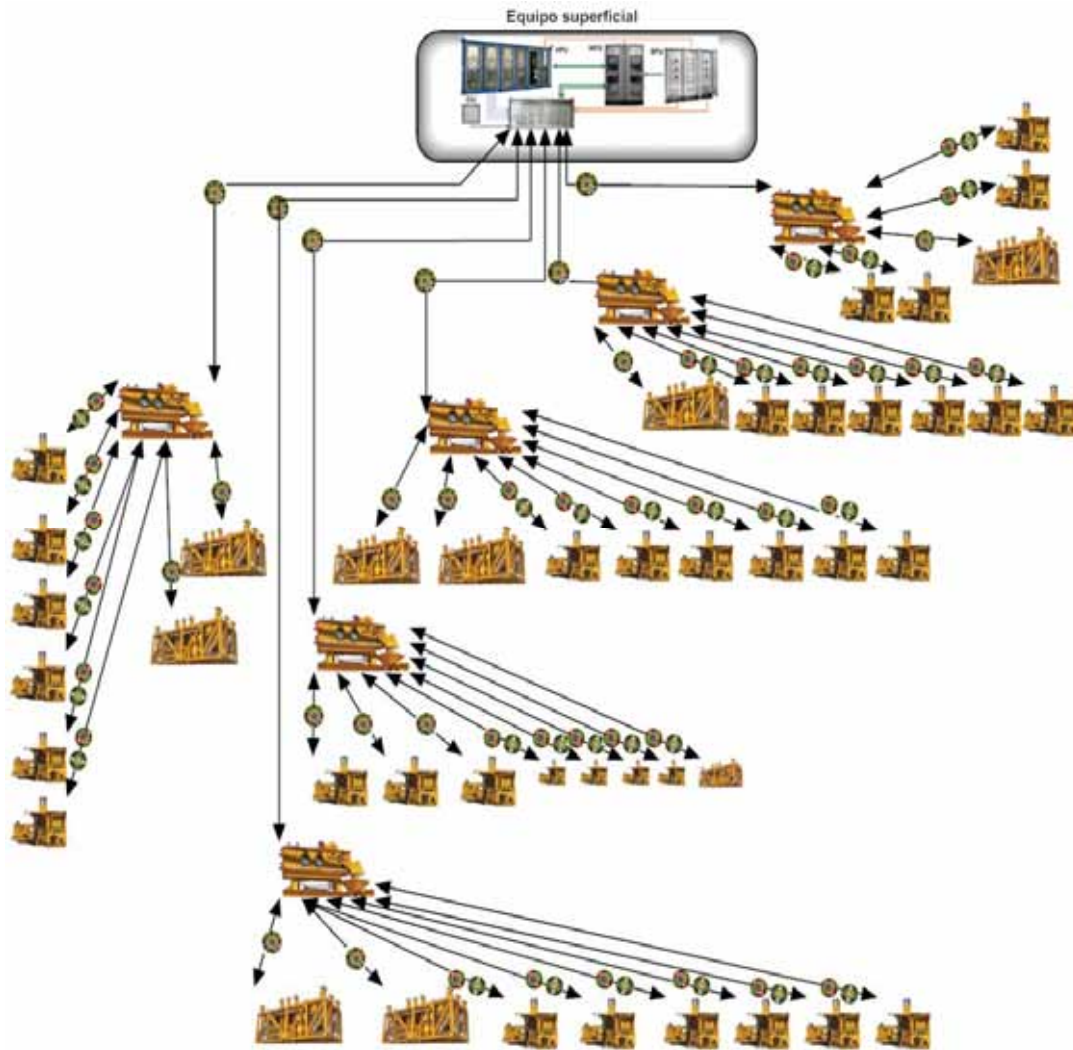


Fig. 5.11. Diagrama del sistema de monitoreo y control para P-10.

Como se puede observar los equipos son tienen la misma configuración para todos los casos, sólo varía el número de equipos y la distribución de los mismos.

Líneas de producción y aislamiento térmico.

Características de las tuberías empleadas en jumpers, líneas de producción y risers.	
Diámetro	3½" – 10"
Material	Acero de carbón
Conductividad térmica	> 2.0W/m .K, (0.352 BTU/hr.pie .°F)
Aplicación	Líneas de producción, risers, jumpers y puntos de conexión.
Aislamiento térmico	Polipropileno sintético aplicado sobre una capa de adhesivo de elastómero.
Rango de temperatura del aislamiento	-35°C – 115°C
Máxima profundidad de aplicación.	3000 m.
Rango de longitud por tubería	9 m. – 13 m.



Fig. 5.12. Tubería con aislante térmico.

5.3. Desarrollo de los perfiles de producción para el caso de estudio.

Para la selección del equipo que se requiere para la explotación de un yacimiento en aguas profundas ,se necesita un perfil de producción para distintos escenarios (P10, P50, P90),apoyados en la tabla de datos del proyecto, estos casos se manejan como el porcentaje probabilístico de la recuperación de la reserva, lo que se maneja como reserva probada (1P seria P90); el porcentaje de volumen menor a P90 se le llama reserva probable; la probada-posible (2P seria P50); y el volumen más incierto con mayor incertidumbre en ser recuperable, es la reserva posible (3P o bien P10).

El modelo predice una estimación de la producción futura de yacimientos petroleros; en cada yacimiento, existen tres variables conocidas que son, “el total de producción del pasado”, “el nivel actual de producción” y “la ultima reserva recuperable de la producción”, Ultimate recoverable reserve, URR, estas variables junto con el perfil general de la producción son los componentes del modelo.

El perfil de la producción se divide en cuatro porciones, ver Fig.5.13, y son las siguientes:

1. Pasado de la producción. Es el área bajo la curva del nivel anterior al inicio de *plateau*, Pp, y se denota como A.

2. Nivel de *plateau* prolongado. Es el nivel Pp de la producción, el cuál el área bajo la curva, que se indica con la letra B.
3. Es el nivel en el cual la producción declina de forma exponencial hasta el punto de abandono; su área bajo la curva se denota con la letra C.
4. Terminación de la producción. Es el área bajo la curva después del nivel de abandono.

Las variables A, B y C, se miden en barriles, y se relacionan con URR (ecuación 1).

$$A+B+C = \text{URR} \dots\dots\dots (1)$$

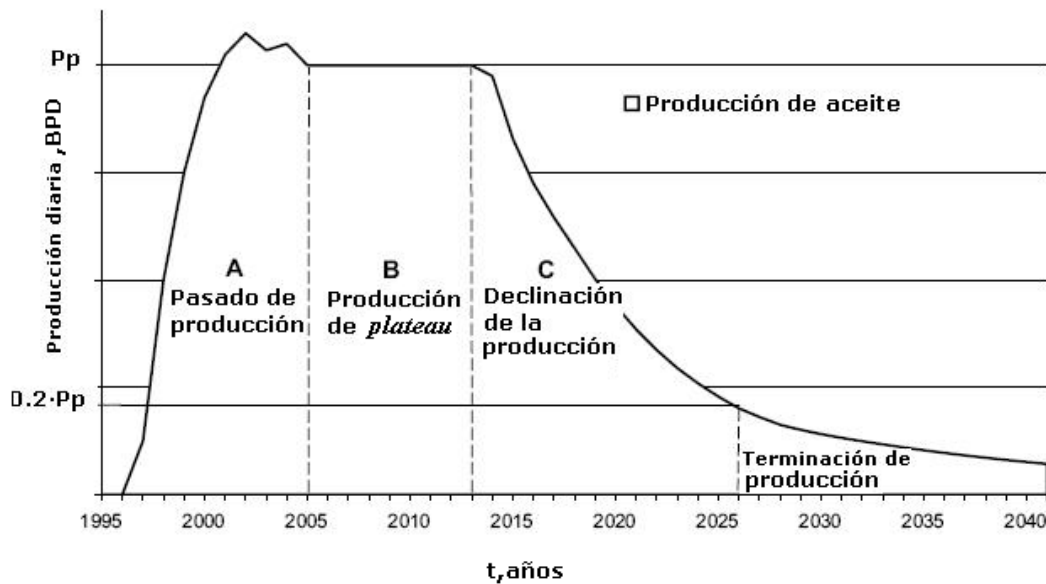


Fig.5.13. Componentes del perfil de producción.

Estudios basados en la declinación de los yacimientos petroleros gigantes a nivel mundial, muestra que en su mayoría declinan de forma exponencial, por lo que esta consideración se toma en cuenta en el modelo para el cálculo del perfil de la producción para distintas etapas con una misma declinación con la ecuación 2.

$$P_n = Q_0 \cdot (1 - X)^n \dots\dots\dots (2)$$

Donde;

Q₀ = Gasto de la producción de aceite.

X = Índice de declinación (%).

n = Número de años en la fase de declinación.

P_n = Índice de producción con declinación en un tiempo “n”.

P_p = Índice de producción en el nivel de *plateau*.

Generalmente la declinación de la producción se considera desde la aparición de la primera gota de aceite producida; en el proyecto se considera la declinación de acuerdo a lo que se establece en la tabla de datos proporcionada.

La declinación abrupta de la producción se estima que empezara en el nivel de *plateau* , P_p , cuando empiecen a declinar los pozos delimitadores. Esta fase de la declinación se termina en el nivel de abandono que será el 20 por ciento de P_p , de esta forma se conoce un inicio y un nivel extremo de la fase de la declinación, ver Fig.5.13.

En la fase de declinación los índices de producción son conocidos, por lo que se calcula con la Ec. 3, el número de años de estas fases.

$$n = \frac{\ln\left(\frac{0.2 \cdot P_p}{P_p}\right)}{\ln(1-x)} = \frac{\ln 0.2}{\ln(1-x)} = \frac{-1.61}{\ln(1-x)} \dots\dots\dots (3)$$

Reglas de campo.

Para la obtención del número de pozos, delimitadores, productores, inyectores de gas y perfil de producción, se utilizan las siguientes reglas consideradas como *Ken's rules*:

- Pozo exploratorio: Uno por prospecto de yacimiento.
- Pozos delimitadores:
 - 1+ Tamaño de la reserva / 100 MMBO (redondeando al siguiente número).
 - 50 % de los pozos delimitadores son terminados como productores.
- Pozos productores:
 - Tamaño de la reserva MMBO/20 MMBO.
- Pozos inyectores de gas :
 - Mínimo 2 pozos inyectores por yacimiento.
 - Máxima inyección de gas por pozo 60 MMPCD.
- Perfil de producción:
 - La producción en el *plateau* es alrededor del 50 % de la vida del yacimiento.

- El gas asociado esta incluido en el aceite equivalente (BOE).
- Se considera como abandono, el 20% de la producción diaria en el nivel de *plateau*.
- Restricciones:
 - $Q_t = \sum P_n$
 - $0 \leq T_{plateau} \leq 0.5n$

Con base de las reservas y con apoyo de un modelo matemático y de las reglas de campo (Ken's rules) se elaboran los perfiles de producción para cada caso.

Cálculos del número de pozos para todos los casos (P10, P50, P90).

Empleando las reglas de campo (Ken's rules), se realizan los cálculos para la obtención del número de pozos para cada caso (P10, P50, P90).

Definición de variables: P_{exp} : Pozo exploratorio, P_{delim} : Pozo delimitador, P_{prod} : Pozo productor, T_{pozos} : Total de pozos.

Construcción del perfil de producción para todos los casos (P10, P50, P90).

Con los datos obtenidos de las reglas de campo, y con la ayuda del programa Excel, se realiza el perfil de producción para cada escenario, introduciendo en el programa los datos de los pozos (número de pozos productores, índices de productividad por pozo, periodos de explotación, declinación anual, entre otros), se inicia la producción en los primeros días de explotación, con los pozos delimitadores que se terminan como productores, y consecuentemente entrarán a producción los pozos programados como productores, que dependerán del tiempo que tardan en perforarse y terminarse; formando de esta manera la fase "A". La producción declinará en un 15 % anual desde la primera gota de aceite recuperada, ver Fig.5.5.

Al llegar la producción de los pozos al nivel de *plateau* (fin del pasado de producción "A" y principio de la fase "B"), la producción comenzara a declinar abruptamente debido a lo antes mencionado (ver Figs.5.5), en este punto se toma como consideración la producción diaria en este nivel, para ir introduciendo los pozos restantes, para que la producción se mantenga lo más que se pueda en este nivel, en un periodo aproximado de 5 años, ver reglas de campo.

Con la fuerte declinación se introducen los pozos inyectoros de gas que se basan en la producción diaria de gas que se obtenga por pozo, tomando como consideración que lo que se produce se inyecta al casquete; con un gasto máximo de inyección de 60 MMPCD, ver reglas de campo. Esto se hace para mantener la presión en el nivel *plateau*, por lo que se colocan de forma estratégica.

La producción acumulada del *plateau* es el área bajo la curva del inicio de la fase “B” hasta el punto donde se considera el fin del *plateau* que es el último pozo que se pone en producción. En este punto se traza una línea perpendicular al nivel de *plateau*, para conocer el número de años de duración de esta fase, ver Fig.5.5.

La fase “C” se formara de la producción acumulada de la declinación y la recuperación máxima de los pozos delimitadores que se volvieron productores y de los pozos considerados desde el inicio del proyecto como productores.

Se considera el abandono del yacimiento cuando se tiene el 20 % del nivel de producción diaria en el *plateau*, después se traza una línea horizontal hasta que toque la curva de declinación, después se traza una línea perpendicular a la horizontal, para conocer el tiempo de vida del yacimiento, ver Fig.5.5.

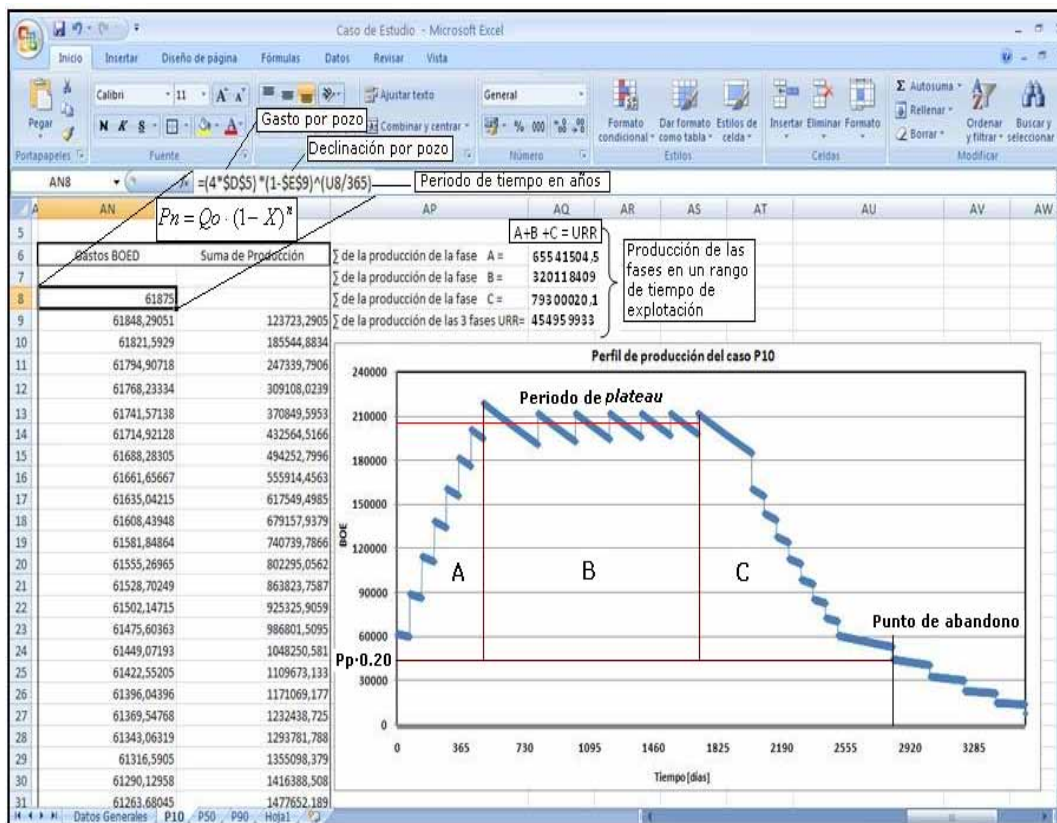


Fig.5.14. Construcción del perfil de producción con el programa Excel.

Con los datos obtenidos del perfil de producción, se hace una correlación sencilla con los mapas de equipos superficiales; entrando con el gasto de producción máxima en el nivel de *plateau*, además de tomar en cuenta el número de pozos, tirante de agua; y así de esta forma se hace para cada caso la selección de la plataforma de producción.

5.4. Caso P-10.

Análisis para P10:

Reserva de aceite= 620 MMBO.

Reserva de gas=185 BCF.

Tiempo aproximado de abandono del yacimiento para todos los casos:

$$n = \frac{\ln 0.2}{\ln(1-x)} = \frac{-1.61}{\ln(1-0.15)} = 9.90 \text{ años}$$

Tiempo aproximado en el nivel de *plateau* para todos los casos:

$$0 \leq T_{\text{plateau}} \leq 0.5n \Rightarrow 0.5 \cdot (9.90) = 4.95 \text{ años}$$

Cálculo para obtener el número de pozos delimitadores y productores:

$$P_{\text{exp}} = 1$$

$$P_{\text{delim}} = 1 + \frac{\text{Tamaño de la reserva MMBO}}{100 \text{ MMBO}} = \left(1 + \frac{620}{100} \right) = 7$$

$$P_{\text{prod}} = \frac{\text{Tamaño de la reserva MMBO}}{20 \text{ MMBO}} = \frac{620}{20} = 31$$

$$T_{\text{pozos}} = 0.5P_{\text{delim}} + (P_{\text{prod}} - 0.5P_{\text{delim}}) = 0.5(7) + (31 - 0.5(7)) = 31$$

Producción aproximada en el nivel de *plateau*:

$$(620 \text{ MMBO}) \cdot (0.50) = 310 \text{ MMBO}$$

Producción diaria de gas por pozo:

$$(\text{RGA}) \cdot (\text{Producción por pozo}) = \left(750 \frac{\text{PC}}{\text{BBL}} \right) \cdot \left(15,000 \frac{\text{BBL}}{\text{D}} \right) = 11,250,000 \text{ PCD}$$

$$\text{Convirtiendo a barriles} = 11.25 \text{ MMPCD} \cdot \left(\frac{1 \text{ BOE}}{6 \text{ MPC}} \right) = 1,875 \frac{\text{BOE}}{\text{D}}$$

5.4.1. Perfil de producción.

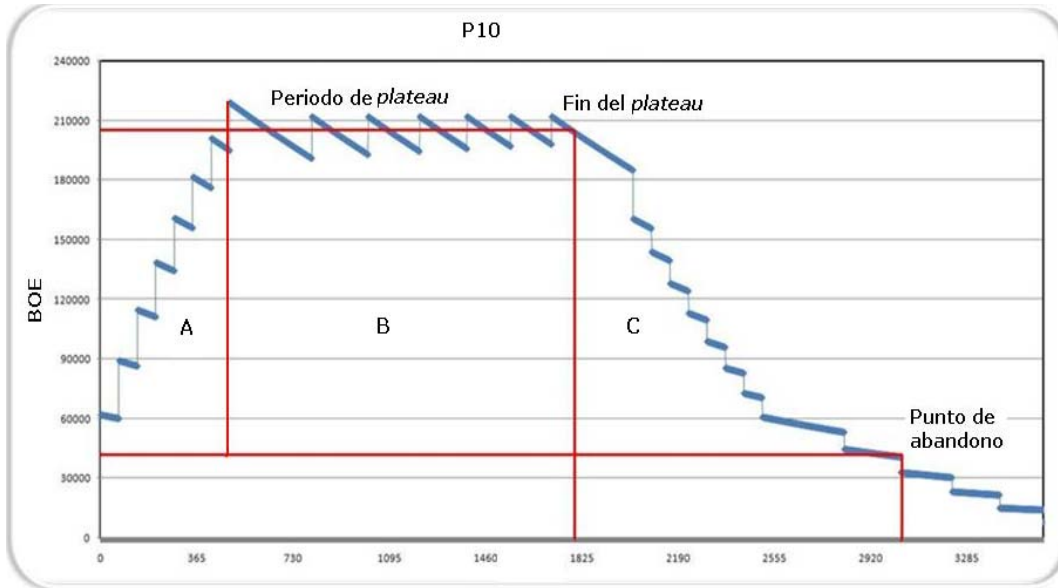


Fig. 5.15. Perfil de producción del caso P10.

P-10	
No. pozos totales en producción.	31
No. pozos delimitadores.	8
No. pozos inyectores de gas.	4
Producción de gas. MMPCD	348
Producción media en el <i>plateau</i> MBD.	200
Reserva aproximada en el <i>plateau</i> MMB.	310
Reserva total MMB.	620
∑ de la producción de la fase A, MMB.	65,541,504
∑ de la producción de la fase B, MMB.	309,118,409
∑ de la producción de la fase C, MMB.	91,300,020
∑ de la producción de las 3 fases URR, MMB.	465,959,933
Reserva recuperable MMB.	470
Producción en el abandono, MBPD.	42,000

5.4.2. Arquitectura submarina.

La arquitectura submarina para el caso de estudio se define a partir del número de pozos para cada uno de los casos (P-90, P-50 y P-10), con el número de pozos se determina la cantidad de *manifolds*, *jumpers*, PLEM's, PLET's, líneas de producción, sistemas de control umbilicales y otros equipos así como su distribución y conexiones en el lecho marino, mas adelante veremos los detalles para cada caso.

Se identifica la posición del yacimiento, la profundidad del tirante de agua y de la formación, así como su geometría para determinar la perforación de los pozos y cuantos pozos podemos incorporar en cada centro de perforación. El área y la geometría son las que nos indican la colocación de cada uno de los centros de perforación y la terminación en el yacimiento de cada pozo, ver Fig. 5.

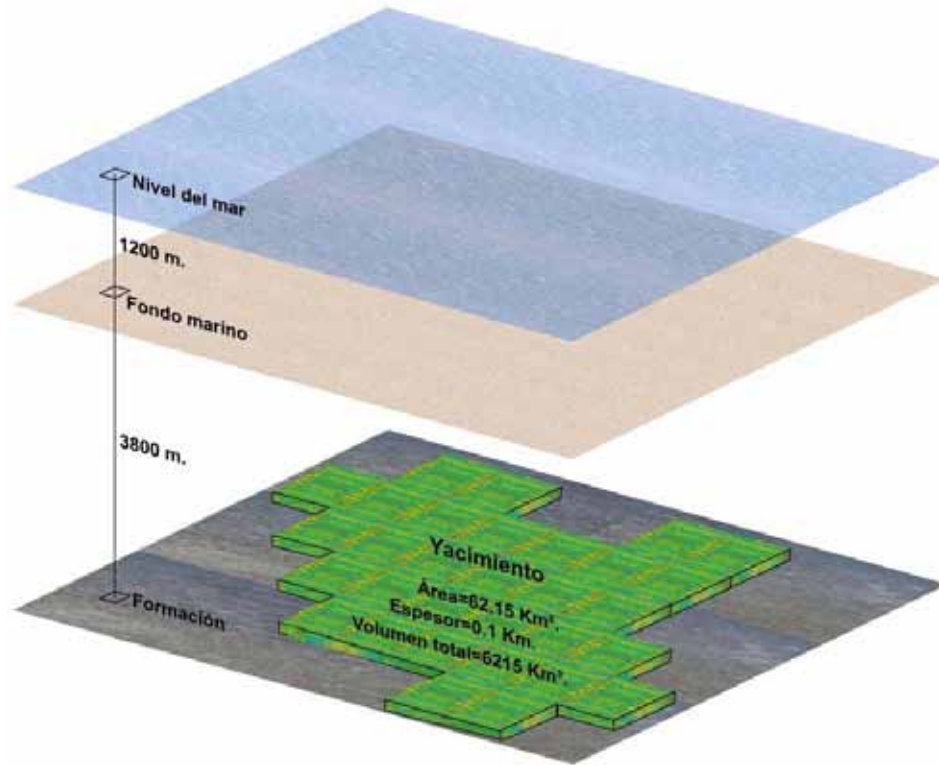


Fig. 5.16. Ubicación y geometría para el caso P-10

Otro aspecto importante a considerar es la ubicación de la terminación del pozo en el yacimiento debido a que el pozo tiene un radio de influencia que se debe de respetar en el yacimiento, este radio es de 1.5 km. para todos los pozos en los tres casos, ver Fig. 6.

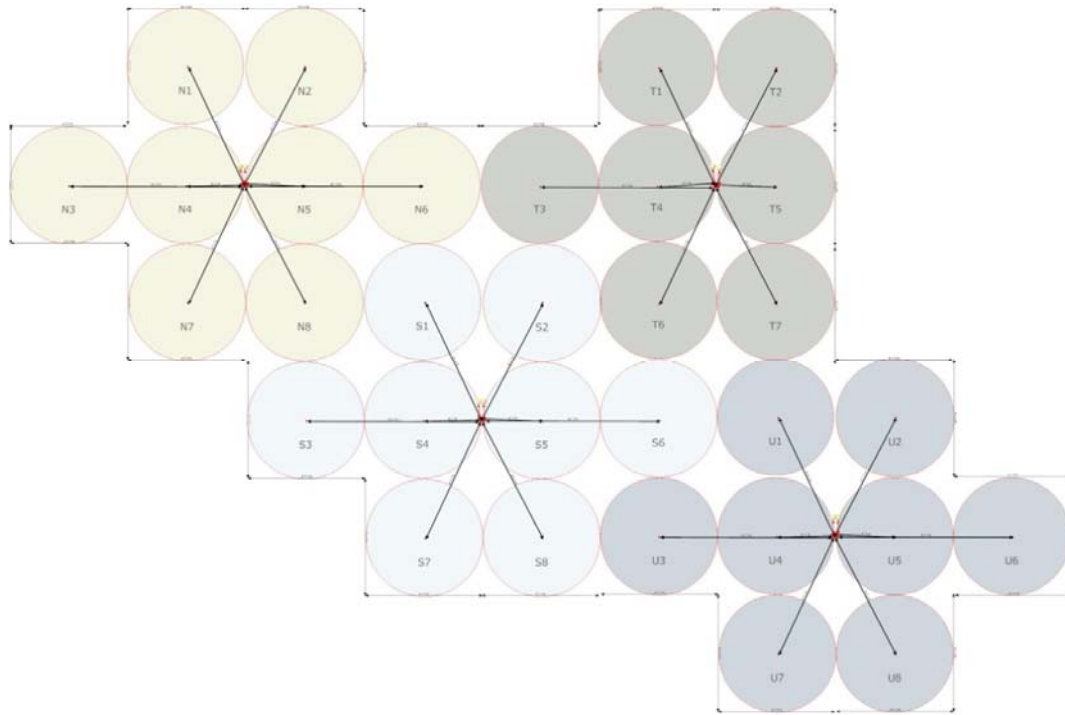


Fig. 5.17. Vista en planta de la ubicación y radio de influencia para el caso P-10

La perforación de los pozos se realiza a partir de la colocación de los centros de perforación (*drill center*), los pozos deben de cumplir con la característica de no estar desviados más de 45° , por lo que se debe determinar el ángulo de desviación del pozo más alejado del centro de perforación, otra consideración para la perforación de los pozos es que se deben empezar a desviar a una profundidad mínima de 500 m. La ubicación de los centros de perforación es la que va a determinar la posición de los pozos en el lecho marino para la colocación de los equipos de producción submarinos, (ver Fig. 7).

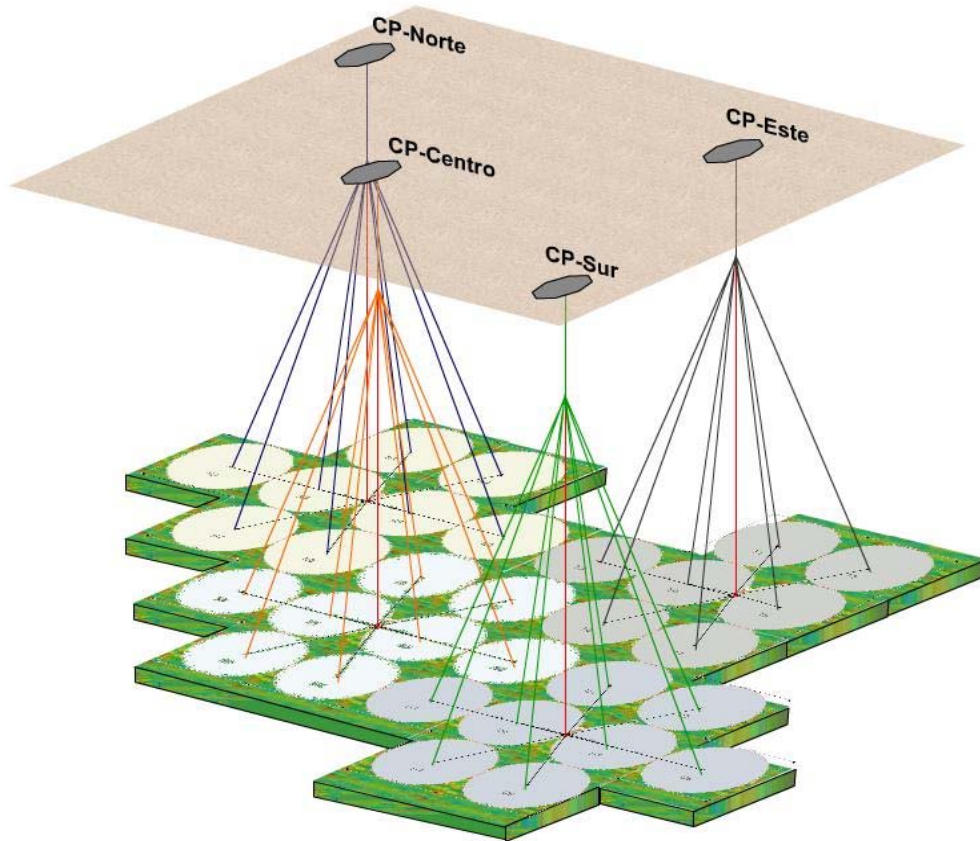


Fig. 5.18. Vista 3D de la ubicación de los pozos y el centro de perforación para el caso P-10.

Partiendo de la geometría del yacimiento se identifica la terminación de los pozos tomando en cuenta su radio de influencia.

Centros de perforación	
Centro	Número de pozos
Norte	8
Sur	8
Centro	8
Este	7
Total	31

En el nivel del lecho marino se ubican los equipos submarinos, su cantidad y distribución se determina según el número de pozos para cada caso. A continuación se muestran los esquemas de la distribución de equipos submarinos, las conexiones entre equipos con la red umbilical y la cantidad de equipos instalados para cada caso y su nomenclatura, ver Fig. 5.18.

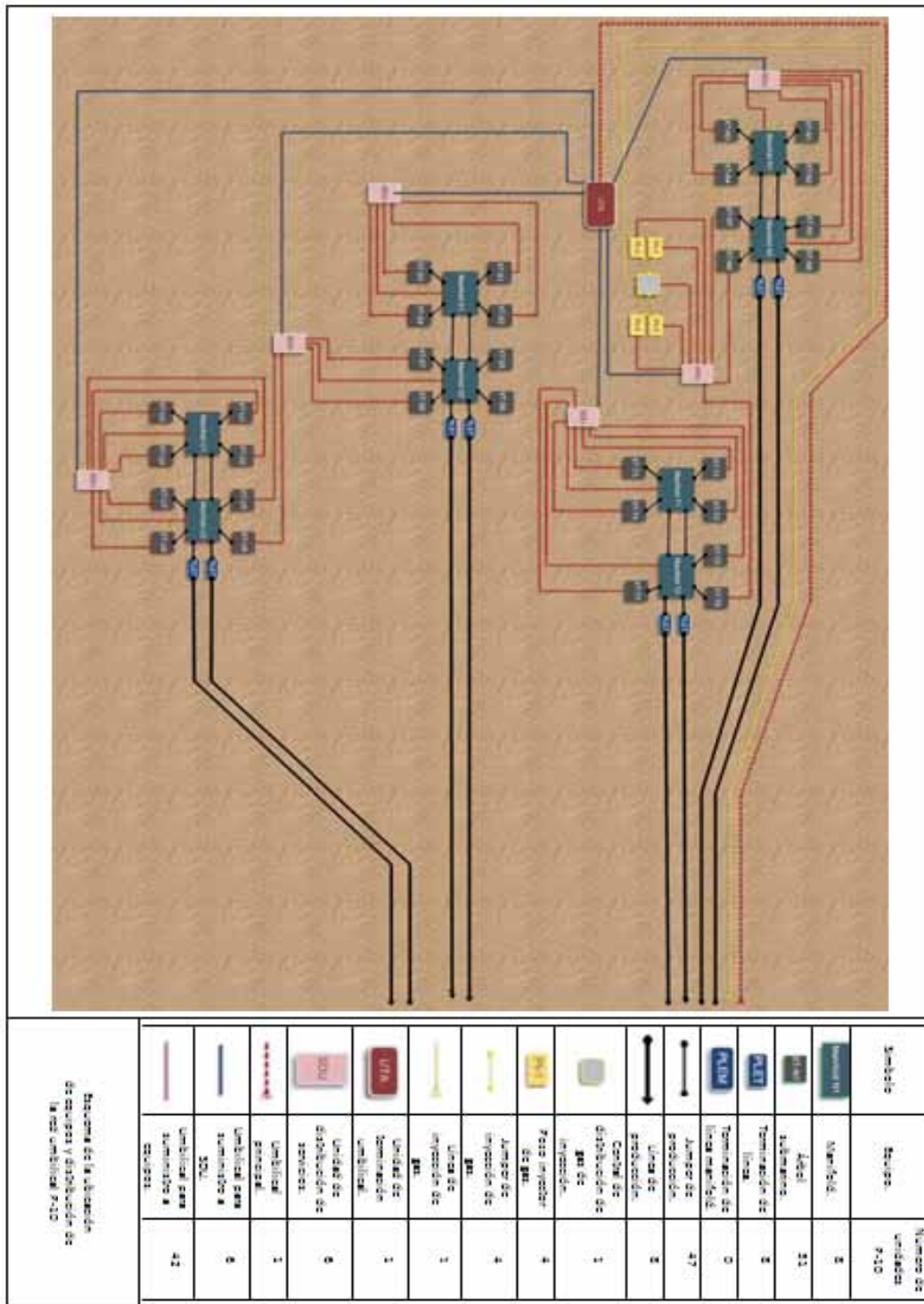


Fig. 5.19. Esquemas de la ubicación de equipos y distribución de la red umbilical P-10

Nota: estos esquemas van en doble carta.

5.4.3. Selección del equipo superficial de producción.

La selección de la plataforma de producción para todos los casos (P10, P50, P90), se lleva a cabo a partir de las cartas de equipos de producción superficiales publicadas por las compañías *Offshore, Mustang y Atlantis*, ver Fig. 5.19.

Estas cartas indican parámetros y rangos de los equipos de producción, sus rangos de operación y sus principales características, están marcadas con colores, los cuales indican la experiencia, desarrollo y evolución de la tecnología; el color verde indica que la tecnología está probada es confiable y se cuenta con amplia experiencia en su uso, el amarillo indica que la tecnología está en desarrollo con aplicación a corto plazo, pero aun no probada y el rojo es tecnología que se encuentra en fase conceptual. También las principales características del equipo y la disponibilidad.

Los parámetros que se emplean para seleccionar el equipo para este caso de estudio son:

- Número de pozos, ver Fig. 5.20.
- Tipo de árboles (mojados ó secos), ver Fig. 5.20.
- Rangos de producción en el nivel de *plateau*, ver Fig. 5.21.
- Tirante de agua, ver Fig. 5.22.

La metodología para emplear estas graficas es la siguiente:

- Primero se obtiene el parámetro que se va a emplear (numero pozos y tipo de arboles submarinos, rangos de producción ó profundidad del tirante de agua).
 - Se identifica el valor en la parte inferior o superior de la grafica, se traza una línea vertical en el valor del parámetro.
 - En la parte izquierda tenemos los equipos de producción superficiales, se observa en la grafica que equipos cumplen con las características y se hace la selección.
 - Una vez que se determina los equipos que cumplen para cada parámetro se decide cual es la opción óptima para el caso en particular.
-
-

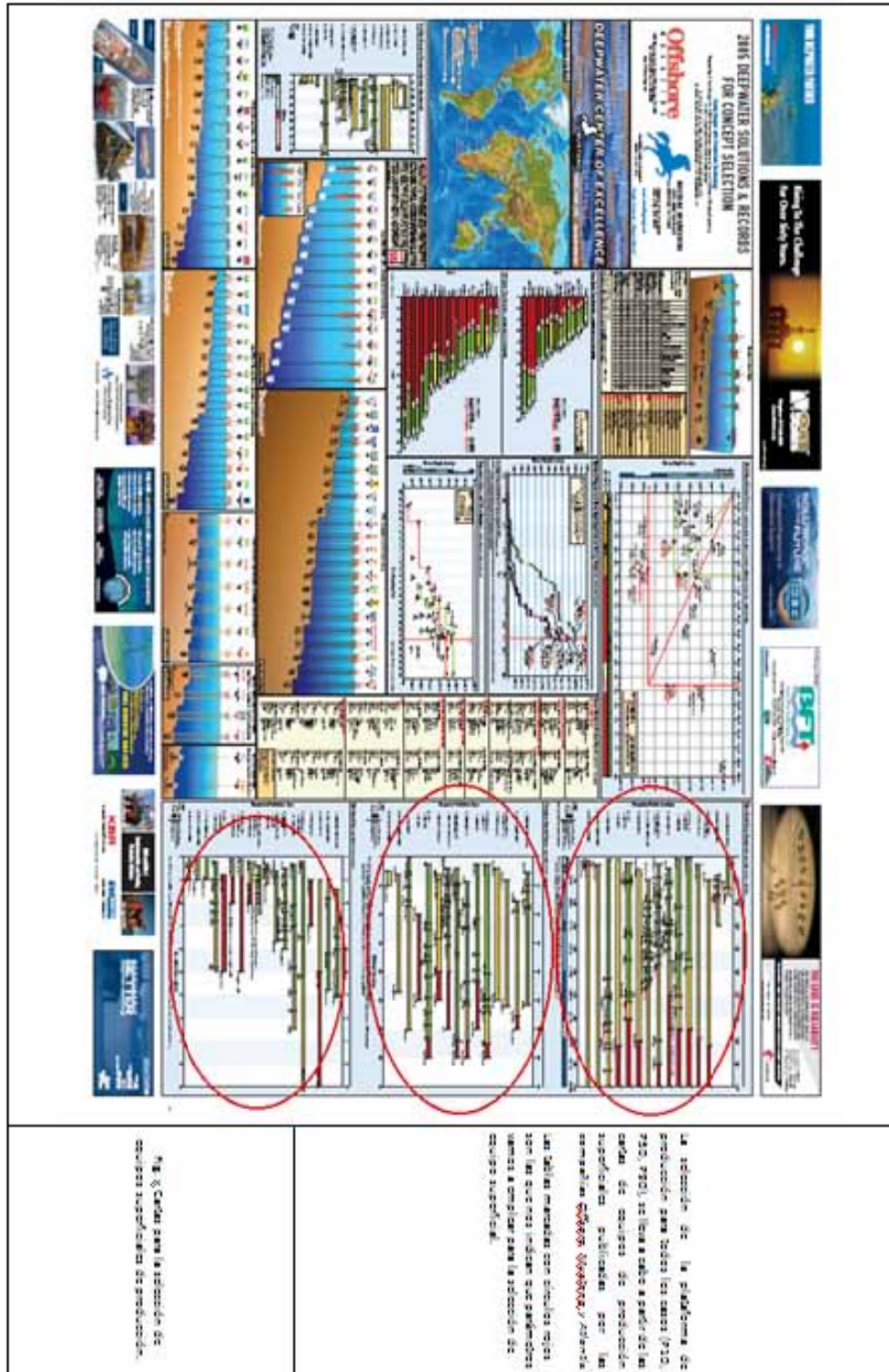
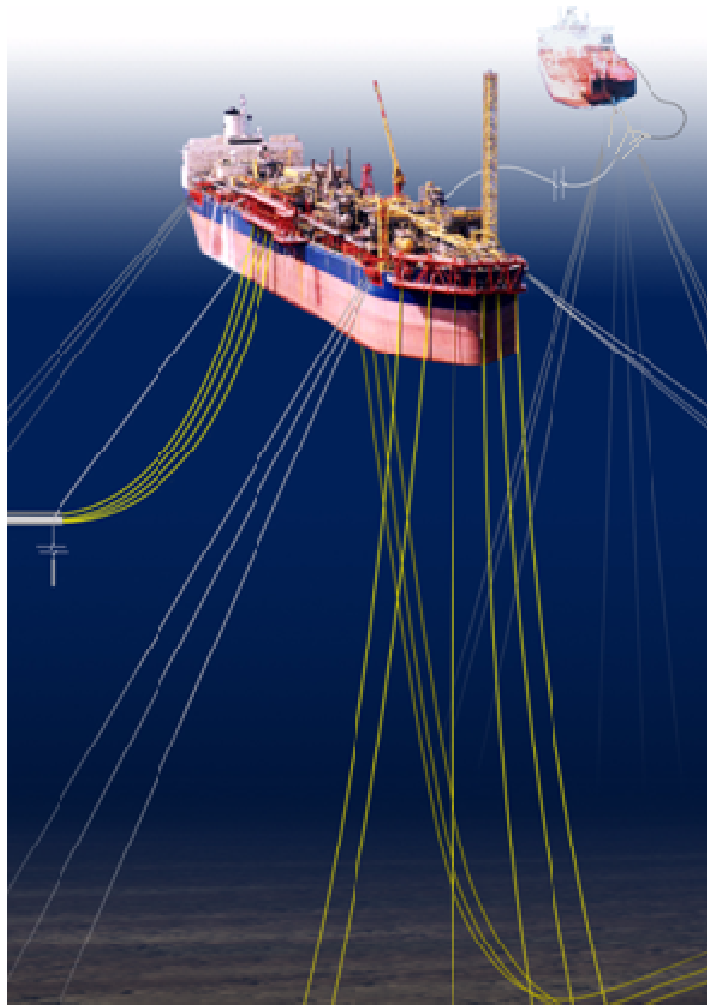


Fig. 5.20. Carta para la selección de equipos superficiales.

Nota: esta carta va en formato doble carta.

Para el caso P10 se selecciona una plataforma de producción de tipo *Floating Production Storage Offloading*, FPSO, ver Fig.5.23, esta plataforma tiene características esenciales, que considera el medio ambiente en el cual se sitúa, los parámetros del caso, y su versatilidad de almacenamiento y descarga.

Características del FPSO	
Manejo de pozos.	
Total de pozos.	35
Pozos de producción.	31
Pozos de inyección de gas.	4
Tipo de árboles.	Submarinos.
Características del barco.	
Largo ,m.	325
Ancho ,m.	48
Altura ,m.	27
Máxima profundidad de calado ,m.	20
Peso muerto, Ton.	236,000
Capacidad de proceso.	
Máxima producción de aceite, MBOPD.	250
Máxima producción de gas, MMPCPD.	350
Capacidad de almacenamiento, MMBO .	2
Sistema de exportación.	
<i>Risers</i>	9
Tamaño máximo, pg.	16
Tipo de transferencia de fluido.	<i>S,Swivel.</i>
Presión de descarga, lb/pg ² .	1,450
Sistema de anclaje.	
Con desconexión.	
Número de anclas.	12
Sistema de descarga.	<i>A buque tanque exportador, tándem.</i>
Tipo de anclaje	Anclaje Submerged Turret Production ,STP.
Tipo de conexión con <i>riser</i> .	<i>Swivel.</i>



5.24. Floating Production Storage Offloading, FPSO

De la misma manera se realiza el análisis para los otros casos hasta obtener la solución de producción adecuada para los requerimientos del desarrollo del campo.

5.5. Caso P-50.

Análisis para P50:

Reserva = 260 MMBO.

Reserva de gas= 72 BCF.

Tiempo estimado de abandono:

$$n = \frac{\ln 0.2}{\ln(1-x)} = \frac{-1.61}{\ln(1-0.15)} = 9.90 \text{ años}$$

Cálculo para obtener el número de pozos delimitadores y productores:

$$P_{exp} = 1$$

$$P_{delim} = 1 + \frac{\text{Tamaño de la reserva MMBO}}{100 \text{ MMBO}} = \left(1 + \frac{260}{100}\right) = 4$$

$$P_{prod} = \frac{\text{Tamaño de la reserva MMBO}}{20 \text{ MMBO}} = \frac{260}{20} = 13$$

$$T_{pozos} = 0.5P_{delim} + (P_{prod} - 0.5P_{delim}) = 0.5(4) + (13 - 0.5(4)) = 13$$

Producción aproximada en el nivel de *plateau*:

$$(260 \text{ MMBO})(0.50) = 130 \text{ MMBO}$$

Producción de gas por pozo:

$$(\text{RGA}) \cdot (\text{Producción por pozo}) = \left(750 \frac{\text{PC}}{\text{BBL}}\right) \cdot \left(15,000 \frac{\text{BLL}}{\text{D}}\right) = 11,250,000 \text{ PCD}$$

$$\text{Convirtiendo a barriles} = 11.25 \text{ MMPCD} \cdot \left(\frac{1 \text{ BOE}}{6 \text{ MPC}}\right) = 1,875 \frac{\text{BOE}}{\text{D}}$$

5.5.1. Perfil de producción.

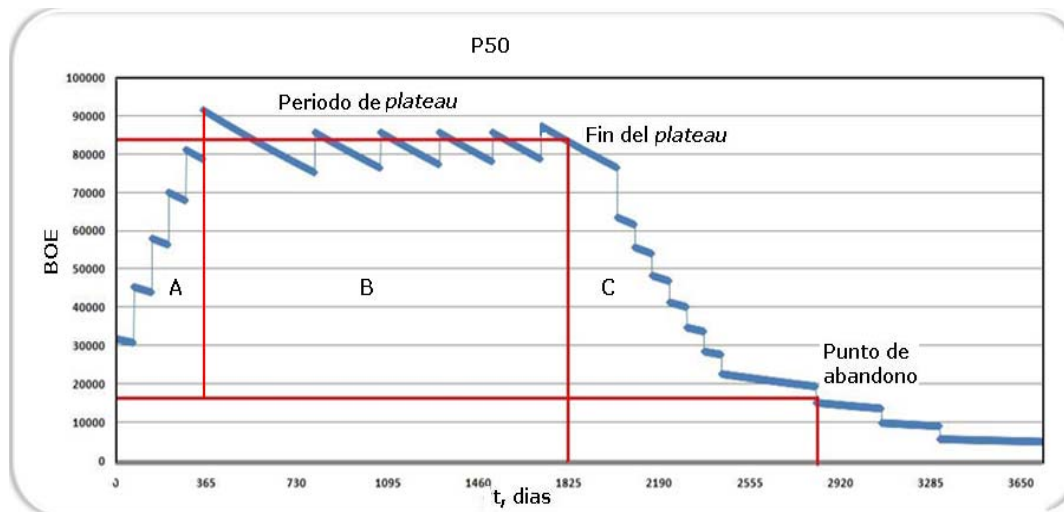


Fig. 5.25. Perfil de producción del caso p50.

P-50	
No. pozos totales en producción.	31
No. pozos delimitadores.	8
No. pozos inyectores de gas.	4
Producción de gas. MMPCD	348
Producción media en el <i>plateau</i> MBD.	200
Reserva aproximada en el <i>plateau</i> MMB.	310
Reserva total MMB.	620
Σ de la producción de la fase A,MMB.	65,541,504
Σ de la producción de la fase B,MMB.	309,118,409
Σ de la producción de la fase C,MMB.	91,300,020
Σ de la producción de las 3 fases URR,MMB.	465,959,933
Reserva recuperable MMB.	470
Producción en el abandono, MBPD.	42,000

5.5.2. Arquitectura submarina.

Para este caso repetimos la metodología del anterior para realizar la arquitectura submarina de donde obtenemos:

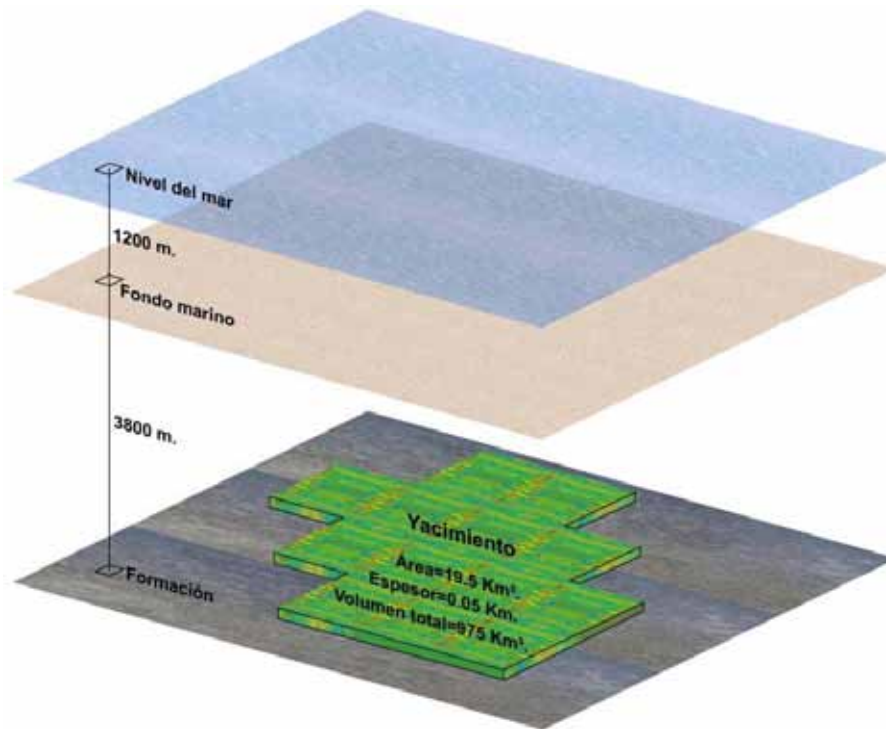


Fig. 5.26. Ubicación y geometría para el caso P-50

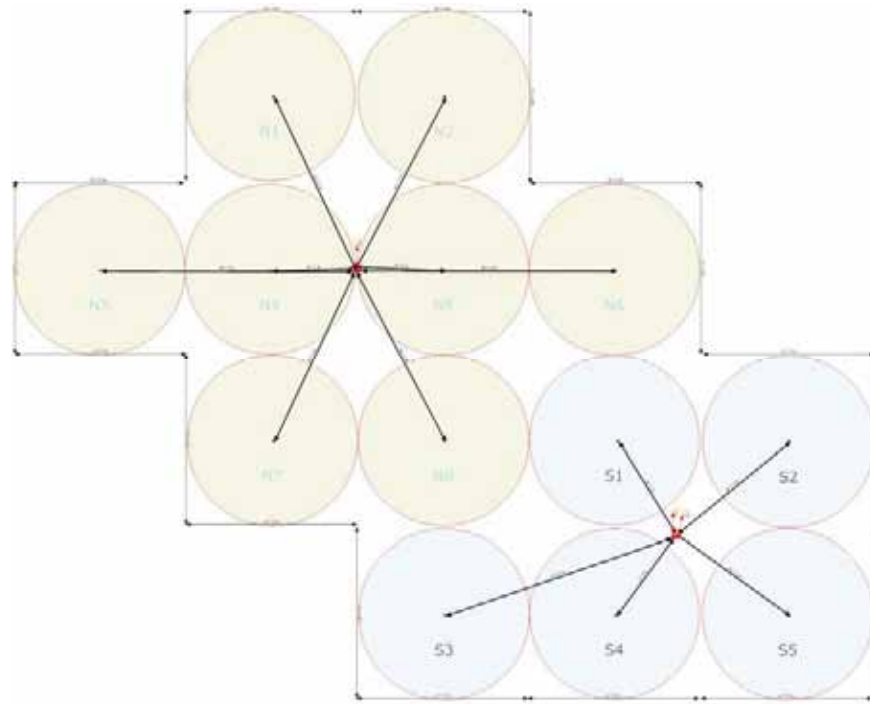


Fig. 5.27. Vista en planta de la ubicación y radio de influencia para el caso P-50

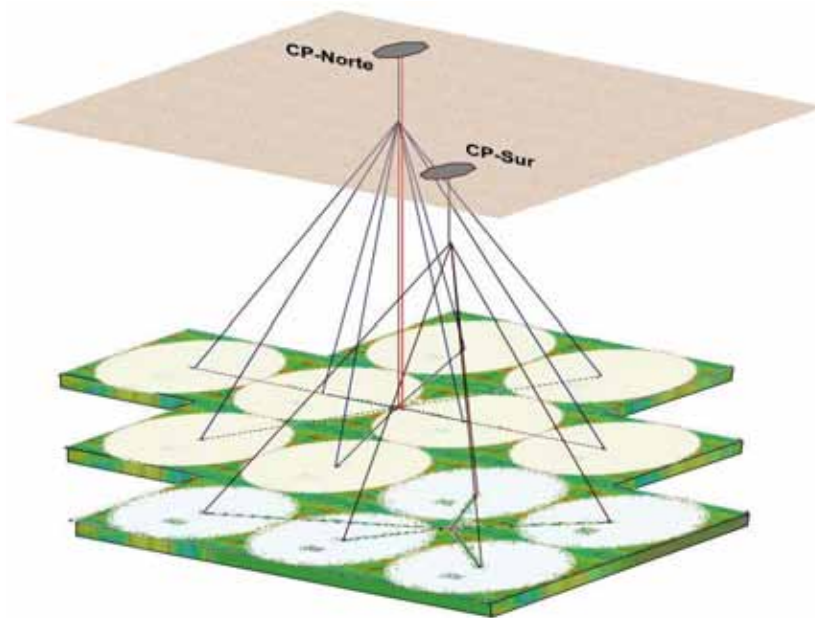


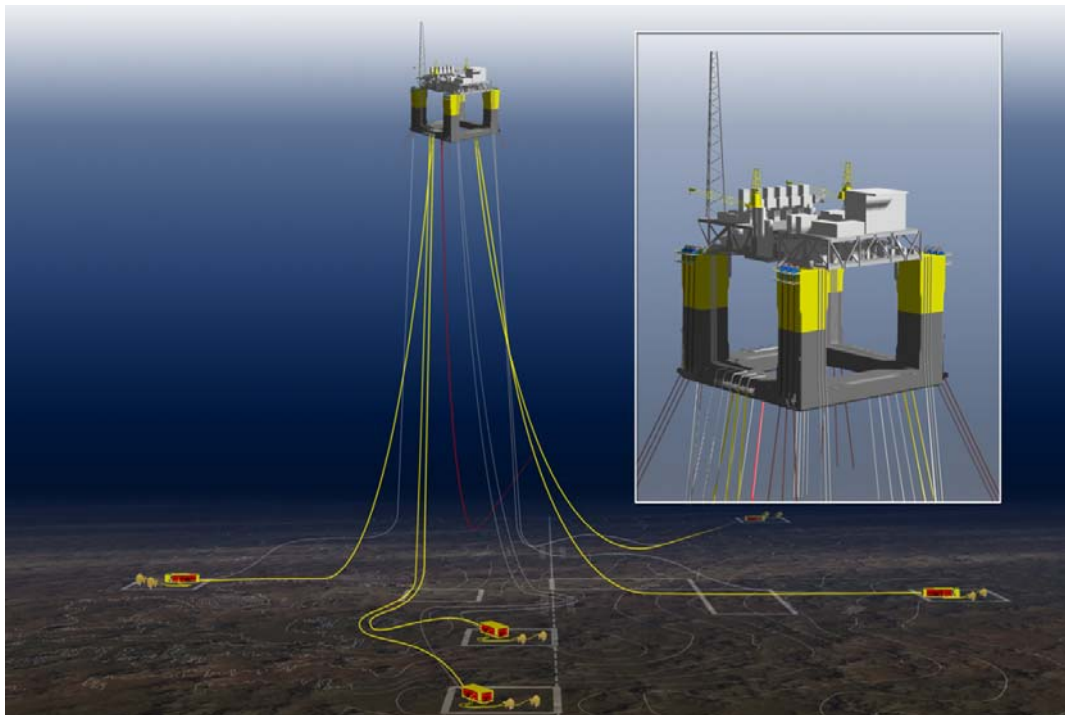
Fig. 5.28. Vista 3D de la ubicación de los pozos y el centro de perforación para el caso P-50

CP	No. pozos
Norte	8
Sur	5

5.5.3. Selección del equipo superficial de producción.

Para el caso P50 se selecciona una plataforma de producción de tipo semisumergible.

Características del a plataforma semisumergible.	
Manejo de pozos.	
Total de pozos.	16
Pozos de producción.	13
Pozos de inyección de gas.	3
Tipo de arboles.	Submarinos.
Capacidad de proceso.	
Máxima producción de aceite (MBD).	90
Máxima producción de gas (MMPCPD).	150
Sistema de exportación.	
Tipo	Descarga a barco, <i>tandem</i> .
Sistema de anclaje.	
Permanente.	Sin desconexión.
Numero de anclas.	8
Sistema de anclaje.	<i>SM, Spread Mooring; DP</i>
Tipo de anclaje.	Hibrido.



5.30. Plataforma de producción semisumergible.

5.6. Caso P-90.

Análisis para P90:

Reserva = 80 MMBOE.

Reserva de gas= 21 BCF.

Tiempo estimado de abandono:

$$n = \frac{\ln 0.2}{\ln(1-x)} = \frac{-1.61}{\ln(1-0.15)} = 9.90 \text{ años}$$

Cálculo para obtener el número de pozos delimitadores y productores:

$$P_{exp} = 1$$

$$P_{delim} = 1 + \frac{\text{Tamaño de la reserva MMBO}}{100 \text{ MMBO}} = \left(1 + \frac{80}{100}\right) = 2$$

$$P_{prod} = \frac{\text{Tamaño de la reserva MMBO}}{20 \text{ MMBO}} = \frac{80}{20} = 4$$

$$T_{pozos} = 0.5P_{delim} + (P_{prod} - 0.5P_{delim}) = 0.5(2) + (4 - 0.5(2)) = 4$$

Producción aproximada en el nivel de *plateau*:

$$(80 \text{ MMBO}) \cdot (0.50) = 40 \text{ MMBO}$$

Producción de gas por pozo:

$$(\text{RGA}) \cdot (\text{Producción por pozo}) = \left(750 \frac{\text{PC}}{\text{BBL}}\right) \cdot \left(15,000 \frac{\text{BLL}}{\text{D}}\right) = 11,250,000 \text{ PCD}$$

$$\text{Convirtiendo a barriles} = 11.25 \text{ MMPCD} \cdot \left(\frac{1 \text{ BOE}}{6 \text{ MPC}}\right) = 1,875 \frac{\text{BOE}}{\text{D}}$$

5.6.1. Perfil de producción.

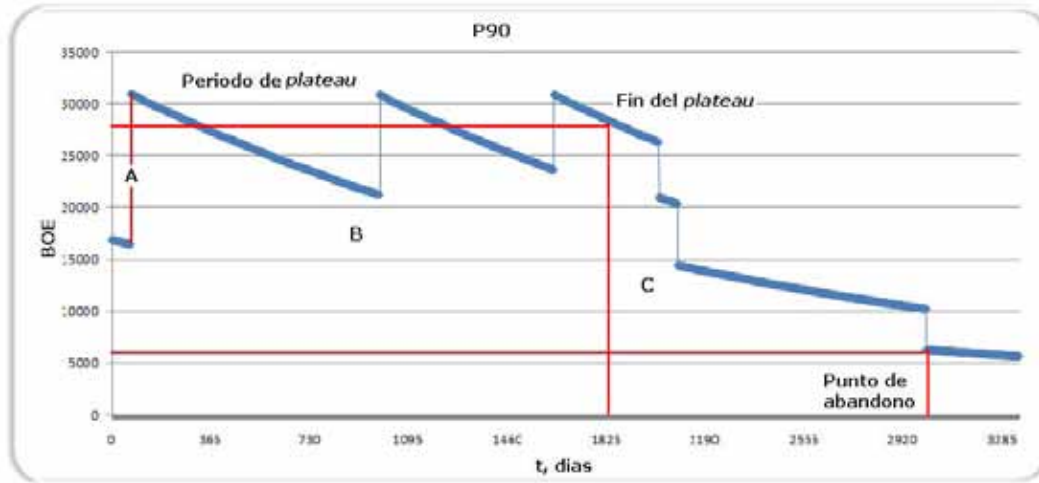


Fig. 5.31. Perfil de producción del caso p90.

P-90	
No. pozos totales en producción.	31
No. pozos delimitadores.	8
No. pozos inyectoros de gas.	4
Producción de gas. MMPCD	348
Producción media en el <i>plateau</i> MBD.	200
Reserva aproximada en el <i>plateau</i> MMB.	310
Reserva total MMB.	620
Σ de la producción de la fase A,MMB.	65,541,504
Σ de la producción de la fase B,MMB.	309,118,409
Σ de la producción de la fase C,MMB.	91,300,020
Σ de la producción de las 3 fases URR,MMB.	465,959,933
Reserva recuperable MMB.	470
Producción en el abandono, MBPD.	42,000

5.6.2. Arquitectura submarina.

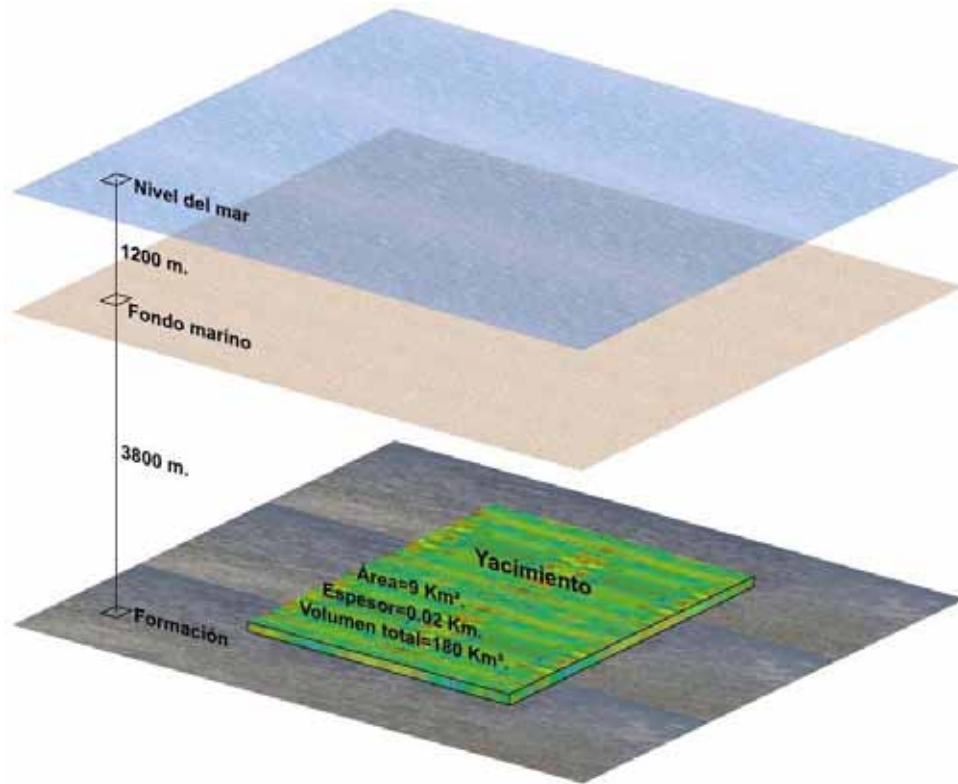


Fig. 5.32. Ubicación y geometría para el caso P-90.

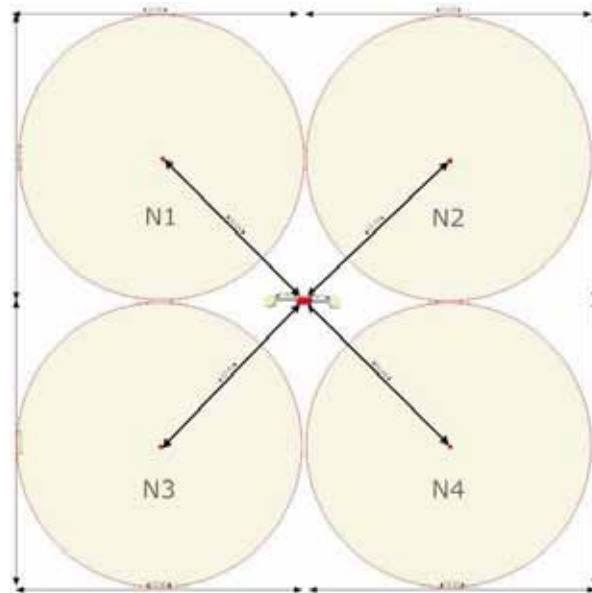


Fig. 5.33. Vista en planta de la ubicación y radio de influencia para el caso P-90.

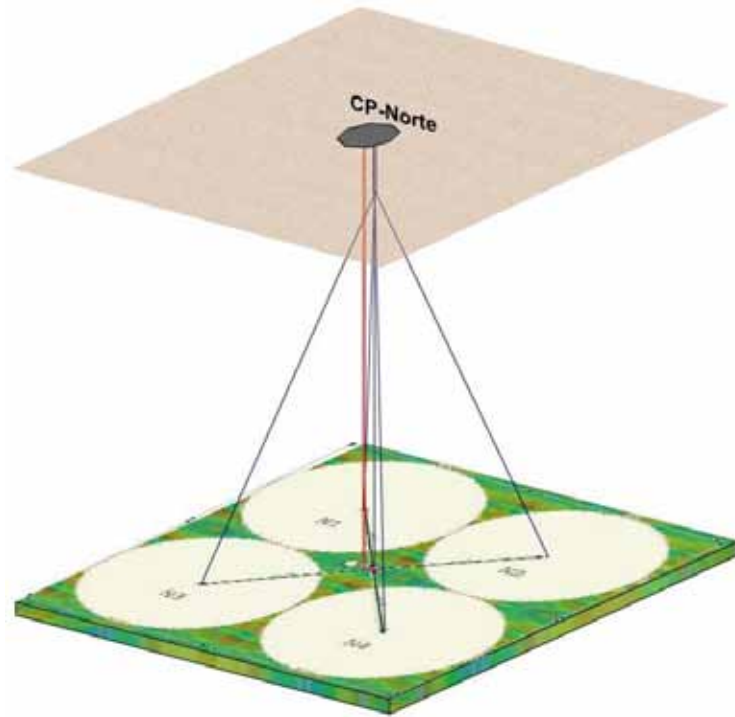


Fig. 5.34. Vista 3D de la ubicación de los pozos y el centro de perforación para el caso P-90

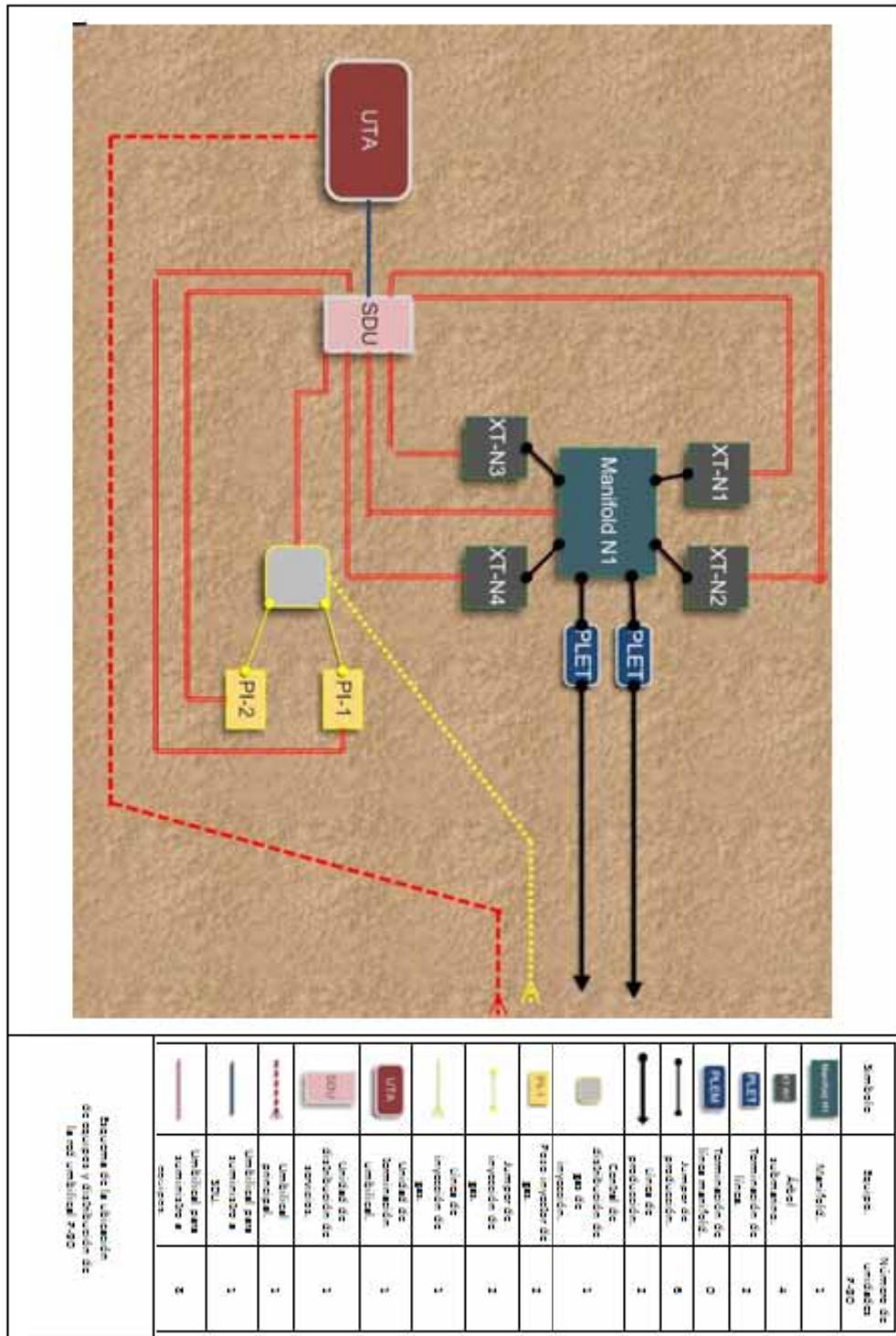


Fig. 5.35. Esquemas de la ubicación de equipos y distribución de la red umbilical P-50

Nota: estos esquemas van en doble carta.

5.6.3. Selección del equipo superficial de producción.

Para este caso P90 se selecciona una plataforma de producción de tipo flotante de nueva generación (*sea star*), de anclaje fijo de patas tensionadas.

Características del TLP de nueva generación.	
Manejo de pozos.	
Total de pozos.	6
Pozos de producción.	4
Pozos de inyección de gas.	2
Tipo de árboles.	Submarinos.
Características del equipo.	
Tipo.	Columna simple TLP
Capacidad de carga, Ton.	11,000
Capacidad de proceso.	
Máxima producción de aceite, MBLD.	26
Máxima producción de gas, MMPCPD.	44.8
Sistema de exportación.	
Tipo.	Descarga a barco, <i>tandem</i> .
Sistema de anclaje.	
Permanente.	Sin desconexión.
Tipo anclaje.	Vertical tensionado
Pilotes de succión.	6
Largo de los Pilotes de succión ,m.	122
Diámetro de los Pilotes ,m.	2.5

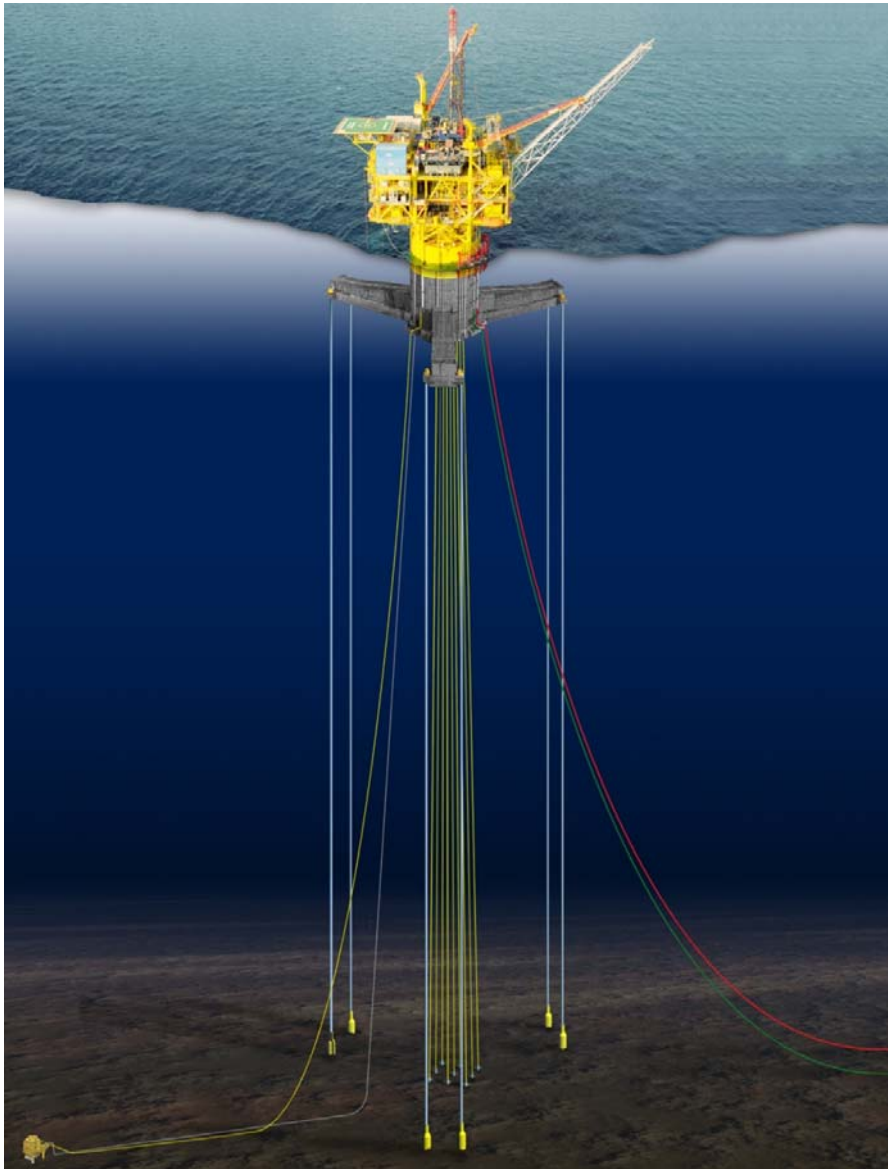


Fig. 3.36. TLP seleccionado.



Capítulo 6.

Conclusiones y recomendaciones



Conclusiones.

- Los parámetros de las condiciones del medio y los aspectos climáticos son determinantes para los criterios de selección, ubicación e instalación de los equipos submarinos y superficiales, así como para las características de operación durante la explotación de campos en aguas profundas.
 - También es importante la planeación de protocolos de prevención para contingencias ambientales que se puedan presentar durante el tiempo de vida de explotación del campo en base a resultados estadísticos que se tengan de la ubicación.
 - Las características de la formación y de los hidrocarburos en general, se definen de acuerdo a los ambientes depósito para cada región.
 - El diseño del aseguramiento de flujo depende principalmente de las variables físicas lecho marino.
 - La adecuada caracterización del fluido de producción nos da como resultado un buen programa de inyección de químicos para la prevención de depósito de parafinas, asfáltenos e hidratos de gas.
 - El aislamiento térmico es la fundamental en el diseño y selección de las estrategias de prevención en el aseguramiento de flujo.
 - Se debe evitar regímenes de flujo que afecten el aseguramiento de flujo.
 - El perfil de producción y los requerimientos de operación nos definen la funcionalidad y tamaño de los equipos submarinos.
 - Las configuraciones estándar de los equipos garantizan mayor flexibilidad que los diseños con requerimientos especiales.
 - El diseño de cada equipo es un traje a la medida para cada campo en particular.
 - La configuración de cables umbilicales cubre los requerimientos mínimos para garantizar la operación de los equipos submarinos y el suministro de servicios.
 - Los módulos de control tiene funciones específicas de funcionalidad y monitoreo para cada equipo.
 - La arquitectura submarina se define por la ubicación de los centros de perforación.
 - Las prueba de confiabilidad y operatividad se realizan para verificar el adecuado comportamiento de operación para la apertura y cierre de válvulas y actuadores.
-
-

-
-
- Las plataformas fijas no tienen casi aplicación en el desarrollo de campos en aguas profundas.
 - Los sistemas de producción flotantes son los más empleados en el desarrollo de campos en aguas profundas por su flexibilidad en cuanto al tirante de agua.
 - La tendencia de los equipos flotantes de producción y almacenamiento es de incluir equipos de perforación en su estructura.
 - Para el caso de México es favorable el empleo de tecnología probada.
 - La selección de la plataforma se rige principalmente por la capacidad de manejo del fluido de producción, el tirante de agua, los tipos de árbol (mojado o seco), tipo y número de *risers* y las condiciones del medio.
 - La selección del sistema de anclaje se realiza en base al tipo de solución flotante de producción y el tipo de suelo marino.
 - El tipo de sistema de exportación se basa en la distancia entre la plataforma de producción y las instalaciones de recepción de la producción.
 - La planeación es estratégica para el desarrollo adecuado de proyectos en aguas profundas.
 - El proceso de planeación define quien, cómo y cuándo se va a realizar las actividades.
 - Un buen proceso de planeación nos lleva a obtener los resultados más apropiados en el desarrollo de campos en aguas profundas.
 - Las soluciones de producción resultaron para todos los casos en equipos flotantes de producción, debido al tipo y número de árboles, al tirante de agua y los gastos de producción.
 - La gran diferencia en la selección del equipo superficial de producción se debe a los rangos de producción tan diferentes en cada caso.
 - El aislamiento térmico se realiza considerando las mismas condiciones para todos los casos.
 - El equipo submarino tiene la misma configuración para todos los casos, solo cambia en tamaño de las tuberías según los gastos de producción.
-
-

- El empleo del árbol submarino horizontal garantiza una mayor facilidad para las operaciones de intervención de pozos.
- La configuración de umbilicales y equipos de control es la misma para los tres casos solo varían en cantidad.
- Este trabajo cumple con su finalidad de dar a conocer las características y elementos que involucra el desarrollo de un campo en aguas profundas, así como también las estrategias y criterios para la selección de todos los equipos en el desarrollo de un caso genérico de aplicación.

Recomendación.

- Los parámetros metaóceánicos son característicos para cada región y se debe obtener las mediciones de estos, correspondientes a la zona y del sitio en particular. Ya que esto afectara en el diseño, ubicación y operación del equipo para la exploración, desarrollo y explotación de los campos.
 - Como ingenieros de diseño debemos de conocer más las características de los parámetros metaóceánicos.
 - Se deben de considerar las condiciones ambientales para el transporte a la locación e instalación de los equipos y línea de producción.
 - Proteger el medio ambiente y la biodiversidad al realizar la cualquier operación de conexión y desconexión de equipos.
 - Es recomendable realizar modelos a escala y simulación para el análisis de fuerzas a los que se someten las instalaciones de producción por efecto de las condiciones ambientales.
 - Las muestras del fluido de producción que se emplean en la caracterización del deben de estar limpias de contaminación y ser representativas del campo.
 - El monitoreo adecuado de las condiciones de operación resulta en una mejor administración para la operación del campo.
 - Realizar un análisis de cada uno de los elementos del sistema submarino para modelar de manera adecuada el comportamiento del transporte de la producción.
 - La estandarización de medidas en los elementos de conexión permite la compatibilidad entre equipos de varios fabricantes.
-
-

-
-
- El empleo de arboles horizontales facilita las operaciones de intervención a pozos.
 - Como ingenieros petroleros se recomienda conocer más sobre los materiales que se emplean en la fabricación de los equipos.
 - Se debe establecer los tiempos de fabricación y entrega de los equipos para evitar retrasos en la instalación.
 - El ingeniero petrolero debe estar más familiarizado con elementos de los sistemas de control.
 - Realizar inspecciones visuales periódicas del estado físico de los equipos y tuberías por medio de ROV.
 - El diseño del aislamiento térmico debe de considerar condiciones de paro programado o no programado.
 - Las configuraciones de arquitectura submarina sencilla han demostrado ser más eficientes para la intervención de pozos.
 - Considerar la programación y modulación del campo en los tiempos de instalación de los equipos submarinos.
 - Hacer un diseño eficiente que no sufra modificaciones durante la fabricación, ya que estas modificaciones pueden elevar considerablemente los costos de los equipos.
 - Las pruebas de confiabilidad y operatividad comprueban y demuestran la adecuada operación de los equipos, por lo que los involucrados en la construcción, ensamble y verificación de los equipos deben realizar y probar para detectar alguna falla antes de ser enviado al proveedor.
 - Considerar para la selección del equipo de producción superficial las capacidades de carga, análisis estructural y peso.
 - Se debe verificar la disponibilidad de los equipos flotantes de producción para considerarlos en algún proyecto.
 - Verificar que el tipo de anclaje de los equipos flotantes no interfiera con los equipos submarinos.
 - Evitar gastos innecesarios por tiempos muertos.
-
-

Conclusiones y recomendaciones

- Acotar metas y alcances del proyecto.
- Evitar penalizaciones por daño ambiental o violación a las regulaciones ambientales locales.
- Delimitar funciones entre las actividades del desarrollo y operación del campo.
- Revisar periódicamente el plan durante la aplicación del proyecto para detectar áreas de oportunidad a tiempo.
- Mantener los estándares de seguridad nacional, local e internacional del personal.
- Establecer alianzas estratégicas con las compañías fabricantes para la capacitación y adiestramiento del personal operador de los equipo.
- Realizar una memoria de experiencias adquiridas durante la aplicación de un proyecto para el desarrollo de futuros proyectos.

Apéndice A. Nomenclatura

Apéndice B. Glosario

Apéndice A. Nomenclatura

3D:	Tercera dimensión.
ALP:	Plataforma de carga articulada, <i>Articulated loading platform.</i>
AMV:	<i>Anulus master valve.</i>
API:	<i>American Petroleum Institute</i>
AWV:	<i>Anulos wing valve.</i>
BEC:	Bombeo eléctrico sumergible.
BN:	Sistema de bombeo de gas o bombeo neumático.
BPD:	Barriles por día.
BTU:	Unidad universal de transferencia de calor.
C:	Centro.
°C:	Grados centígrados.
C1:	Metano.
C2:	Etano.
C3:	Propano.
C4:	Butano.
C5:	Pentano.
C6:	Hexano.
C7:	Heptano.
C8:	Octano.
CAPEX:	<i>Capital expenditures.</i>
CALM:	<i>Catenary Anchor Leg Mooring .</i>
CBM:	<i>Convencional Buoy Mooring.</i>
CIU:	<i>Chemical Injection Unit.</i>
Cm:	Centímetro.
CO2:	Bióxido de carbono.
CVC:	<i>Cameron vertical conector.</i>
CVI:	<i>Chemical injection valve.</i>
DHCL:	<i>Dawn hole chemical line.</i>
DP:	<i>Dynamic Position.</i>
DRILLEX:	<i>Drill expenditures.</i>
EAP:	Envolvente de precipitación de asfaltenos.
ESP:	<i>Electrical semisubmersible pump.</i>
EPU:	<i>Electrical Power Unit.</i>

E.U.:	Estados Unidos.
°F:	Grados Fahrenheit.
FDPSO:	<i>Floating Drilling, Production, Storage and Offloading .</i>
FEED:	<i>Front End Engineering and Design.</i>
FLIV:	<i>Flow line isolation valve.</i>
FLP:	<i>Floating Loading Platform .</i>
FPPs:	<i>Floating Production Platforms .</i>
FPS:	<i>Floating Production System .</i>
FPSO:	<i>Floating Production, Storage and Offloading .</i>
FSO:	<i>Floating Storage and Offloading .</i>
GM:	Golfo de México.
HPU:	<i>Hydraulic Power Unit.</i>
Hrs:	Horas.
IWOCS:	<i>Installation & workover control systems.</i>
K:	Constante de transferencia de calor.
Kg.	Kilogramo.
Km:	Kilometros.
Km²:	Kilometros cuadrados.
kPa:	Kilo pascales.
kW:	Kilo watts.
lb/pg²:	Libras sobre pulgada cuadrada.
LNG:	<i>Liquefied natural gas .</i>
LPG:	<i>Liquefied petroleum gas .</i>
M:	Metros.
M.a.	Millones de años.
MBPD:	Miles de barriles por día.
MCS:	<i>Master control station.</i>
MMPCD:	Millones de pies cúbicos por día.
MMPCSD:	Millones de pies cúbicos estándar por día.
MODU:	<i>Mobile Offshore Drilling Unit.</i>
N:	Newton.
N:	Norte.
N2:	Nitrógeno.
NE:	Noreste.
NO:	Noroeste.

OLT:	<i>Offshore Load Terminals .</i>
OPEX:	<i>Operating expenditures.</i>
ORQ :	<i>Oil Rigs Quality.</i>
P 10:	Percentile 10.
P 50:	Percentile 50.
P 90:	Percentile 90.
Pa:	Pascal.
PEMEX:	Petróleos Mexicanos.
PEP:	PEMEX exploración y producción.
Pg:	Pulgada.
PI:	Pozo inyector.
PLEM:	<i>Pipe line end manifold.</i>
PLET:	<i>Pipe line end termination.</i>
PMV:	<i>Production master valve.</i>
Ppm:	Partes por millón.
PSI:	<i>Pound Square Inch.</i>
PTT:	<i>Pressure and temperature transducer.</i>
PWV:	<i>Production wing valve.</i>
ROV:	<i>Remotely Operated Vehicle.</i>
Rpm:	Revoluciones por minuto.
RTM:	<i>Riser Turret Mooring.</i>
S:	Sur.
SALM:	<i>Single Anchor Leg Mooring.</i>
SE:	Sureste.
Seg:	Segundos.
SDU:	<i>Service distribution unit.</i>
SM:	<i>Spread Mooring.</i>
SPM:	<i>Single Point Mooring.</i>
SSP:	<i>Sevan Stabilized Platform.</i>
STP:	<i>Sumerged Turret Production.</i>
STL:	<i>Sumerged Turret Loading.</i>
SV:	<i>Safety valve.</i>
TLP:	<i>Tension Leg Platform.</i>
TM:	<i>Turret Mooring.</i>
TPC:	Temperatura de precipitación de la cera.
TUTU:	<i>Topside Umbilical Termination Unit.</i>

UTA:	<i>Umbilical Termination Assembly.</i>
US GOM :	<i>United State Gulf of México.</i>
VC:	<i>Vertical conector.</i>
VRU :	<i>Vertical Reference Unit.</i>
WOV:	<i>Workover valve.</i>
WOX:	<i>Crossover valve.</i>
XT:	<i>X-mass tree.</i>

Apéndice B. Glosario

Aguas profundas:	Se consideran mayores a los 500 metros de tirante de agua.
Aguas ultra profundas:	Se consideran mayores a los 1,000 metros de tirante de agua.
American Petroleum Institute:	Instituto Americano del Petróleo. Es una organización cuyos propósitos es el avance en la industria del aceite y el gas a nivel mundial, esto se lleva a cabo con la publicación de especificaciones estándar de amplio alcance, practicas recomendadas, y otros documentos que definen requerimientos y las mejores prácticas de la industria.
Anulus master valve:	Válvula maestra del espacio anular. Válvula que principal que controla el flujo de los fluidos en el espacio anular del pozo, se encuentra ell árbol submarino.
Anulos wing valve:	Válvula lateral del espacio anular. Válvula secundaria que controla el flujo de los fluidos en el espacio anular del pozo.
Bypass:	Conexión Puente. Conexión que comunica dos secciones (cables, tuberías, canales y otros) de manera directa.
CALM:	Es una boya flotante que desempeña una doble función, la primera es mantener anclado al buque en un solo punto y la segunda es transferir fluidos (generalmente

	aceite, gas o ambos productos) aun que el buque se encuentre en la función de movimiento de veleta (<i>weathervane</i>).
<i>Cameron vertical conector:</i>	Conector vertical Cameron. Herramienta empleada para la instalación de conexiones entre equipos submarinos.
<i>Capital expenditures:</i>	Costos de instalación de equipos de producción. Herramienta empleada en la evaluación económica para integrar los costos relacionados con la adquisición e instalación de equipos submarinos de producción.
<i>Chemical Injection Unit:</i>	Unidad de Inyección de Químicos. Bomba que se encarga de suministrar los químicos que son inyectados en los equipos submarinos.
<i>Chemical injection valve:</i>	Válvula de inyección de químicos. Válvula que permite o restringe la inyección de químicos en los equipos submarinos.
<i>Cluster Manifold:</i>	<i>Manifolds</i> agrupados. Tuberías recolectoras de la producción, se emplean para conectar varios pozos a una sola línea de producción.
<i>Crossover valve:</i>	Válvula de paso. Válvula que conecta el espacio anular con la tubería de producción en el árbol submarino.
<i>Daisy Chain:</i>	Modulación campos. Técnica en la cual se programa la instalación de equipos submarinos según se vaya avanzando en el desarrollo del campo.
<i>Dawn hole chemical line:</i>	Línea de químicos del fondo del pozo. Tubería que conduce los químicos inyectados al fluido de producción en el fondo del pozo.
D.P.	Sistema que se utiliza para el mantenimiento de posición de los buques flotantes (Semi-FPSO, FSO), el cual posee propulsores para compensar las fuerzas de los factores ambientales como viento, oleaje y corrientes

	<p>marinas; con este sistema el buque se mantiene controlado de un modo dinámico en una predeterminada ubicación.</p>
<i>Drill expenditures:</i>	<p>Costos de perforación. Herramienta de evaluación económica que se emplea para agrupar los costos de perforación y de intervención a pozos.</p>
Dwt:	<p>Es el peso total de carga como combustible, agua potable, almacenes y tripulación de un buque, que puede transportar cuando esta inmersa su línea de carga (calado).</p>
<i>Electrical semisubmersible pump:</i>	<p>Bombeo eléctrico sumergible. Sistema artificial de producción que se emplea para agregarle energía al fluido para llegar con la presión requerida a la cabeza del pozo.</p>
<i>Electrical Power Unit:</i>	<p>Unidad de Potencia Eléctrica. Generador que se encarga de la energía eléctrica que se le suministra a los equipos submarinos.</p>
FDPSO:	<p>Es un sistema flotante similar al FPSO que además se añade la capacidad de perforar, terminar e intervenir a los pozos.</p>
<i>Flow line isolation valve:</i>	<p>Válvula de aislamiento de línea de flujo. Válvula que restringe el flujo de la producción hacia el estrangulador en el árbol submarino.</p>
FPSO:	<p>Es un sistema flotante de producción que consiste en un buque nuevo o adaptado, que se fija en un sitio predeterminado; es apto para recibir el flujo de los hidrocarburos provenientes de los pozos submarinos, que a su vez es capaz de procesarlos, almacenarlos y exportarlos; el casco proporciona la capacidad de almacenar el aceite producido por las instalaciones ubicadas en la cubierta del barco (<i>topsides</i>). La configuración del anclaje puede ser de dos formas, anclaje extenso (SM) o anclaje en un solo punto (SPM), este último generalmente es con torreta.</p>

Front End Engineering and Design, FEED:	Determinación de la ingeniería y el diseño. Etapa de planeación de la administración integral de campos en la cual se determina de manera conceptual los requerimientos técnicos de los equipos de producción.
Hidrocarburos:	Es el aceite, gas y otros componentes químicos que contienen hidrogeno y átomos de carbono.
Hydraulic Power Unit:	Unidad de Potencia Hidráulica. Bomba que se encarga de abastecer de potencia al fluido empleado para la operación de los equipos submarinos.
Inyección de agua y gas:	Es una técnica que se utiliza para incrementar la recuperación del aceite crudo y mantener la presión del yacimiento durante la vida de producción, esto se lleva a cabo por medio de la inyección de agua o gas para remplazar los volúmenes producidos.
Jumper:	Tubería de conexión submarina. Tubería que se encarga de conducir la producción entre los equipos submarinos.
Lecho marino:	Suelo o superficie del fondo marino.
LNG:	Gas natural (principalmente metano) que es refrigerado a $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$ para alcanzar la fase líquida y que subsecuentemente este volumen se reduce 600 veces. En esta fase se convierte adecuada para la transportación en buques especiales.
LPG:	Es una mezcla de gases butano y propano, separados del flujo de los fluidos de los pozos; esta mezcla puede ser transportada bajo presión o en buques refrigerados (transportadores de LPG).
Manifold:	Múltiple de recolección. Tubería que se encarga de recolectar la producción de varios pozos.

<i>Master Control Station:</i>	Estación de control maestro. Equipo por medio del cual se controlan los equipos submarinos desde la superficie, es utilizado por operadores para el control de los equipos submarinos.
<i>Mudmat:</i>	Árbol de producción submarino para aguas someras. Es un árbol de aplicación simple y sirve para extender los tie-back de producción en aguas someras.
<i>Operating expenditures:</i>	Costos de operación. Herramienta de la evaluación económica que nos permite agrupar los costos de operación del campo.
<i>Pipe in pipe:</i>	Tubería en tubería. Arreglo de tuberías en la cual la tubería exterior sirve como aislante para la tubería interna.
<i>Pipe line end manifold:</i>	Terminación de línea de producción en múltiple de recolección. Equipos submarinos que hace la función de recolectar la producción y mandarla por una línea de producción.
<i>Pipe line end termination:</i>	Terminación de línea de producción. Equipos submarinos que hace la función de recolectar la producción y mandarla por una línea de producción.
<i>Pressure and temperature transducer:</i>	Sensor de presión y temperatura. Sensores instalados en los equipos submarinos para el monitoreo de parámetros fundamentales para la operación del campo.
<i>Production master valve:</i>	Válvula maestra de producción. Válvula que principal que controla el flujo en la tubería de producción, se encuentra en el árbol submarino.
<i>Production wing valve:</i>	Válvula lateral de producción. Válvula que secundaria que controla el flujo en la tubería de producción, se encuentra en el árbol submarino.

Remotley Operated Vehicle:	Vehículo de operación remota. Robot operado a distancia que sirve como interface para la instalación, operación y supervisión de equipos submarinos.
Riser:	Tubería vertical de producción (del lecho marino al equipo superficial de producción). Tubería en diferentes configuraciones que permite llevar el fluido de producción desde el fondo marino a la superficie.
RTM:	Este sistema comprende de un <i>riser</i> con torreta instalado en la proa del buque, incorporando una rápida e independiente desconexión de la columna de <i>riser</i> ; las líneas ancladas en el lecho marino son de tipo catenaria.
Safetiy valve:	Válvula de seguridad. Válvula que cierra de manera automática en caso de contingencia.
Service distribution unit:	Unidad de distribución de servicios. Equipos submarino encargado de distribuir los servicios hidráulicos, eléctricos y químicos a los equipos submarinos de producción.
SALM:	Este sistema de anclaje es empleado por buque tanques, para realizar operaciones de carga y descarga de hidrocarburos; esta configuración es altamente elástica ya que es capaz de operar en ambientes severos.
SCR:	Es una tubería de acero colgada en forma catenaria (tipo curva) de un buque flotante, que su función principal es la transferencia del flujo de hidrocarburos proveniente de los equipos submarinos.
Semisumergible:	Es una unidad flotante que soporta una cubierta en la cual se encuentran las instalaciones de producción, esta se sostiene por medio de columnas que mantiene la flotabilidad y que proporciona un buen manejo de los movimientos ocasionados por

	los factores climáticos; esta es anclada por medio de líneas en forma catenaria aunada con pilotes enterrados en el lecho marino.
Sled:	Trineo o patín. Plataforma en la cual se instalan diversas herramientas o conexiones en el lecho marino.
SPAR:	Este sistema de producción cuenta con un cilindro vertical que le proporciona la flotabilidad y la capacidad de almacenar la producción (aceite) dentro de esta columna; además cuenta con la facultad de adecuar en superficie la terminación de las cabezas de los pozos, ya que en este sistema los árboles secos.
Software:	Programa de computadora.
SPM:	<p>Este sistema de anclaje permite al buque (FPSO/FSO) el <i>weathervane</i> mientras hay una operación de carga o descarga de hidrocarburos. Los dos tipos de SPM son :</p> <ul style="list-style-type: none">• Anclaje en un solo punto con boya o torre de <i>riser</i>, esta configuración es diseñada para cualquier buque tanque exportador y es independiente del buque.• Este sistema consta de una torreta de anclaje, que es incorporada al FSO o FPSO.
SM:	Este sistema de anclaje se utiliza por los FPSO/FSO, en el cual el buque es fijado por 18 líneas de anclaje distribuidas sobre la proa y la popa, para situar los puntos de anclaje en el lecho marino alrededor del buque. Esta configuración se aplica en lugares donde las corrientes, oleaje y vientos son muy moderados.
Swivel:	El <i>swivel</i> es la conexión entre los equipos submarinos y las instalaciones superficiales. Este componente mecánico contiene partes

	<p>fijas y rotatorias, conectadas por cojinetes y un arreglo de sellos, permitiendo el paso de los fluidos entre las partes estacionarias y permitiendo el <i>weathervane</i> en el SPM.</p>
Swivel stac:	<p>Es un arreglo de diversos <i>swivels</i> individuales que se encuentran apilados un encima del otro, permitiendo de esta manera el <i>weathervane</i> del FPSO, para seguir con la transferencia de la producción, fluidos de control, energía entre los <i>risers</i> y las instalaciones de proceso en la cubierta del FPSO.</p>
Template Manifolds:	<p>Manifolds templetos. Estructuras que hacen la función del manifold y a su vez albergan los arboles de producción submarinos y otros equipos de producción.</p>
Tie –back:	<p>Distancia de los cabezales de producción submarinos a los riser que conducen la producción hasta la superficie.</p>
Tirante de agua:	<p>Columna de agua que va del nivel del mar hasta el fondo marino.</p>
TLP:	<p>Es una plataforma flotante de producción que es situada en tres puntos separados, con líneas verticales que son ancladas en el lecho marino. Estas líneas son tensionadas usando la flotabilidad del casco que se encuentra bajo el agua.</p>
Topside:	<p>Superficie.</p>
Topside Umbilical Termination Unit:	<p>Unidad de Terminación Umbilical Superficial. Equipos en el cual se conecta el cable umbilical.</p>
Turret Mooring:	<p>El sistema de torreta se encuentra integrado en el casco del buque, en la mayoría de los casos cerca de la proa, ya sea de forma interna o externa, estas configuraciones permiten el <i>weathervane</i>. Dentro de la torreta se encuentra un <i>swivel</i> de alta presión</p>

<i>Instalation & workover control sistems, IWOCS</i>	<p>(<i>swivel stack</i>) el cual permite el flujo de la producción proveniente de los pozos submarinos.</p> <p>Sistemas de control para instalación e intervención. Equipos auxiliares que se emplean para le control del pozo mientras que se encuentra en mantenimiento o reparación.</p>
<i>Umbilical Termination Assembly:</i>	<p>Conjuntos de terminación umbilical. Equipo submarino donde se conecta el cable umbilical y distribuye los servicios a las SDU's.</p>
<i>Vertical conector</i>	<p>Conexión vertical. Herramienta para la instalación de conexiones de equipos submarinos.</p>
<i>Workover valve</i>	<p>Válvula de intervención. Válvula que aísla la producción el árbol submarino durante la intervención o reparación de un pozo.</p>
<i>x-mass tree</i>	<p>Árbol de producción. Arreglo</p>



Bibliografía



Fig.1.1. Presentación de la SIDOE, "Parámetros metoceanicos de diseño de infraestructura en aguas profundas", 7 abril 2006.

Fig.1.2. <http://sealevel.jpl.nasa.gov/overview/climate-climatic.html>.

Fig.1.3. Presentación de la SIDOE, "Parámetros metoceanicos de diseño de infraestructura en aguas profundas", abril 2006.

Fig.1.4. <http://www.windows.ucar.edu/> at the University Corporation for Atmospheric Research (UCAR).

Fig.1.5. Presentación de la compañía Fugro Global Environmental and Ocean Sciences, GEOS , "Metoocean Measurements for the Deepwater Gulf of Mexico", Chris Yetsko, julio 2007.

Fig.1.6. <http://www.windows.ucar.edu/> at the University Corporation for Atmospheric Research (UCAR).

Fig.1.7. <http://oceancurrents.rsmas.miami.edu/>

Fig.1.8. Presentación de la compañía Fugro Global Environmental and Ocean Sciences, GEOS , "Metoocean Measurements for the Deepwater Gulf of Mexico", Chris Yetsko, julio 2007.

Fig.1.9. Presentación de la SIDOE, "Parámetros metoceanicos de diseño de infraestructura en aguas profundas", abril 2006.

Fig. 1.10. <http://www.vialattea.net/maree/eng/index.htm>

Bibliografía:

- "Introductory Oceanography", Harold V. Thurman, octava edición ,1997.
 - "Oceanografía de mares mexicanos", Yolanda Pica Granados, Ma. Guadalupe Ponce Vélez, Ma. Elena Barrón Echaury, primera edición, 1991.
 - Presentación de la SIDOE, "Parámetros metoceanicos de diseño de infraestructura en aguas profundas", abril 2006.
 - Presentación de la compañía Horizon Marine, "Loop Current and Eddy Monitoring and Forecasting", junio 2007.
 - Presentación de la compañía Fugro Global Environmental and Ocean Sciences, GEOS , "Metoocean Measurements for the Deepwater Gulf of Mexico", Chris Yetsko, julio 2007.
 - "Atlas Oceanográfico Nacional", México Secretaria de Marina , Comisión Intersecretarial de Investigación Oceanográfica,1990.
-
-

1.2. Condiciones del medio en el Golfo de México

Fig. 1.11, Fig. 1.12, Fig. 1.13, Fig. 1.14, Fig.1.15, Fig.1.16, Fig.1.17, Fig.1.19.

“Oceanografía de mares mexicanos”, Yolanda Pica Granados, Ma. Guadalupe Ponce Vélez, Ma. Elena Barrón Echaury, primera edición, 1991.

Bibliografía:

- “Oceanografía de mares mexicanos”, Yolanda Pica Granados, Ma. Guadalupe Ponce Vélez, Ma. Elena Barrón Echaury, primera edición, 1991.

1.3. Condiciones ambientales en el Golfo de México

Fig.1.17

Fig.1.18. http://ciencia.nasa.gov/headlines/y2007/13apr_dustyhurricanes.htm?list339576

Fig.1.20. Presentación de la compañía Fugro Global Environmental and Ocean Sciences, GEOS , “Metocean Measurements for the Deepwater Gulf of Mexico”, Chris Yetsko, julio 2007.

Fig.1.21. <http://huranken.com>

Bibliografía:

- “Oceanografía de mares mexicanos”, Yolanda Pica Granados, Ma. Guadalupe Ponce Vélez, Ma. Elena Barrón Echaury, primera edición, 1991.
- “Introductory Oceanography”, Harold V. Thurman, octava edición ,1997.
- "Wind and Wave Data Analysis for the Aegean Sea - Preliminary Results", The Global Atmosphere and Ocean System, Soukissian, T.H., Prospathopoulos, A.M., Diamanti, C., 2002, vol. 8.
- “Atlas Oceanográfico Nacional”, México Secretaria de Marina , Comisión Intersecretarial de Investigación Oceanográfica,1990.

Aseguramiento de flujo.

Fig. 1.23 <http://www.offshore-technology.com/projects/alvheim/alvheim1.html>

Fig. 1.24. Oilfield Review Spring 2005, Volume 17, Number 1, Subsea Development from Pore to Process.

Fig. 1.25. Oilfield Review Spring 2005, Volume 17, Number 1, Subsea Development from Pore to Process.

Fig. 1.26. Oilfield Review Spring 2005, Volume 17, Number 1, Subsea Development from Pore to Process.

Fig. 1.27. STU System Engineering and Field Development, 2004.

Fig. 1.28 Imagen 3D, Molécula de Asfalto (Cortesía de Prof. J. Murgich).

Fig. 1.29. STU System Engineering and Field Development, 2004.

Fig. 1.30. www.oceanografia.cl/home/noticias/img4.gif (2007).

Fig. 1.31. STU System Engineering and Field Development, 2004.

Fig. 1.32 Oilfield Review Spring 2005, Volume 17, Number 1, Subsea Development from Pore to Process.

Fig. 1.33. STU System Engineering and Field Development, 2004.

Fig. 1.34. FMC Technologies Subsea Equipment, octubre 2006.

Fig. 1.35. Oilfield Review Otoño 2004.

Fig. 1.36. Oilfield Review Otoño 2004.

Fig. 1.37. Oilfield Review Otoño 2004.

Fig. 1.38. Oilfield Review Otoño 2004.

Fig. 1.39. Oilfield Review Otoño 2004.

Fig. 1.40.

Cameron MOSAIC™ Subsea trees.

FMC Technologies, www.fmctechnologies.com, 2007.

Cameron Offshore, www.c-a-m.com, 2007.

STU System Engineering and Field Development, 2004.

<http://www.oceaneering.com/Multiflex.asp?id=705>,

<http://www.oceaneering.com/Multiflex.asp?id=1415>,

<http://www.oceaneering.com/Multiflex.asp?id=1418>,

<http://www.oceaneering.com/Multiflex.asp?id=1417>,

<http://www.oceaneering.com/Multiflex.asp?id=1416>.

STU System Engineering and Field Development, 2004.

FRAMO INGIENEERING AS, Technical Bulletin Framo Subsea Multiphase Booster Pumps, April 2002.

CDS, FMC technologies, Leading in Separation Technology, 2006.

Fig. 1.41. STU System Engineering and Field Development, 2004.

Fig. 1.42. Oilfield Review Spring 2005, Volume 17, Number 1, Subsea Development from Pore to Process.

Fig. 1.43. STU System Engineering and Field Development, 2004.

Fig. 1.44. Oilfield Review Spring 2005, Volume 17, Number 1, Subsea Development from Pore to Process.

Capítulo 2 Equipos submarinos.

Arboles submarinos

Fig. 2.1. FMC Technologies Subsea Equipment, octubre 2006.

Fig. 2.2. <http://www.fmctechnologies.com/Subsea/Products/SubseaSystems/>

Fig. 2.3. Cameron MOSAIC™ Subsea trees.

Fig. 2.4. FMC Technologies Subsea Equipment, octubre 2006. Cameron MOSAIC™ Subsea trees.

Fig. 2.5. STU Subsea trees, 2004.

Fig. 2.6. FMC Technologies Subsea Equipment, 2006.

Fig. 2.7. FMC Technologies Subsea Equipment, octubre 2006. Cameron MOSAIC™ Subsea trees.

Fig. 2.8. http://www.c-a-m.com/content/products/product_detail.cfm?pid=2838.

Fig. 2.9. FMC Technologies Subsea Equipment, octubre 2006.

Manifolds

Fig. 2.10.

STU System Engineering and Field Development, 2004.

Cameron Offshore, www.c-a-m.com, 2007.

STU System Engineering and Field Development, 2004.

Fig. 2.11. STU System Engineering and Field Development, 2004.

Fig. 2.12. Cameron Offshore, www.c-a-m.com, 2007.

Fig. 2.13. FMC Technologies Manifolds & Sleds, octubre 2006.

Fig. 2.14. Cameron, MOSAIC™, Subsea Manifolds.

Fig. 2.15. FMC Technologies Ormen Lange Overview, 2006.

Fig. 2.16. Templete manifold.

Fig. 2.17. STU System Engineering and Field Development, 2004.

Fig. 2.18. Cameron MOSAIC™ Manifolds Production Systems, 2006.

Fig. 2.19. FMC Technologies, Norsk Hydro Ormen Lange, Norway Blocks, 2007.

Fig. 2.20. FMC Technologies, Norsk Hydro Ormen Lange, Norway Blocks, 2007.

Fig. 2.21. 2007.

www.oceaneering.com/Subsea_Products/Pages/FlowConSyst_01.jpg.

www.oceaneering.com/Subsea_Products/Pages/FlowConSyst_03.jpg.

Jumpers

Fig. 2.22. STU System Engineering and Field Development, 2004.

Fig. 2.23. FMC Technologies, www.fmctechnologies.com, 2007.

Fig. 2.24. FMC Technologies, www.fmctechnologies.com, 2007.

Fig. 2.25. Cameron Offshore, www.c-a-m.com, 2007.

ROV

Fig. 2.26. Oceaneering, ROV Magnum 120 hp Overview, 2006.

Fig. 2.27. Oceaneering, ROV Minimum Overview, 2006.

Fig. 2.28. Oceaneering, ROV Maximum Overview, 2006.

Fig. 2.29. Cameron Vertical Connection (CVC) System, 2007.

Fig. 2.30. Oceaneering, ROV Magnum 100 hp Overview, 2006.

Fig. 2.31. Oceaneering, ROV MIMIC Overview, 2006.

Proceso submarino

Fig. 2.32. FRAMO INGIENEERING AS, Technical Bulletin Framo Multiphase Pumps For ExxonMobil's Zafiro Development in Equatorial Ginea, April 2001

Fig. 2.33. http://www.slb.com/content/services/production/subsea/flow_boosting.asp, 2007.

Fig. 2.34. Oilfield Review Spring 2005, Volume 17, Number 1, Subsea Development from Pore to Process.

Fig. 2.35. FRAMO INGIENEERING AS, Technical Bulletin Framo Multiphase Pumps For Offshore and Land Applications, 2006.

Fig. 2.36. FRAMO INGIENEERING AS, Technical Bulletin Framo Subsea Multiphase Booster Pumps, April 2002.

Fig. 2.37. FMC Technologies, New challenges, new solutions, for subsea production systems, 2006.

Fig. 2.38. FMC Technologies, Subsea Processing, 2006.

Fig. 2.39. FMC Technologies, New challenges, new solutions, for subsea production systems, 2006.

Fig. 2.40. CDS, FMC technologies, Leading in Separation Technology, 2006.

Fig. 2.41. CDS, FMC technologies, Leading in Separation Technology, 2006.

Fig. 2.42. CDS, FMC technologies, Leading in Separation Technology, 2006.

Fig. 2.43. CDS, FMC technologies, Leading in Separation Technology, 2006.

Fig. 2.44. CDS, FMC technologies, Leading in Separation Technology, 2006.

Fig. 2.45. CDS, FMC technologies, Leading in Separation Technology, 2006.

Fig. 2.46. CDS, FMC technologies, Leading in Separation Technology, 2006.

Fig. 2.47. CDS, FMC technologies, Leading in Separation Technology, 2006.

Fig. 2.48. [www.c-a-m.com/subseatechnologies/CDS Separation Technologies](http://www.c-a-m.com/subseatechnologies/CDS%20Separation%20Technologies).

Fig. 2.49. CDS, FMC Technologies, Compact subsea separator, 2007.

Fig. 2.50. FMC Technologies, Subsea Processing, 2006.

Fig. 2.51. FRAMO INGIENEERING AS, Technical Bulletin, Boosting, 2006

Fig. 2.52. FRAMO INGIENEERING AS, Technical Bulletin Framo Subsea Multiphase Booster Pumps, April 2002

Fig. 2.53. Fig. 2 FMC Technologies, Subsea Processing, 2006.

Fig. 2.54. FRAMO INGIENEERING AS, Technical Bulletin Framo Multiphase Pumps For Offshore and Land Applications, 2006.

Sistemas de monitoreo y control.

Fig. 2.55 FMC Technologies, Subsea Systems, octubre 2006

Fig. 2.56. http://www.c-a-m.com/content/products/product_detail.cfm?pid=2915

Fig. 2.57. http://www.c-a-m.com/content/products/product_detail.cfm?pid=2941

Fig. 2.58. http://www.c-a-m.com/content/products/product_detail.cfm?pid=2942

Fig. 2.59. <http://www.c-a-m.com/>

Fig. 2.60. <http://www.c-a-m.com/>

Fig. 2.61. <http://www.offshore-technology.com/contractors/cables/nexans/nexans1.html>, (2007)

Fig. 2.62. (2007)

<http://www.oceaneering.com/Multiflex.asp?id=705>

<http://www.oceaneering.com/Multiflex.asp?id=1415>

<http://www.oceaneering.com/Multiflex.asp?id=1418>

<http://www.oceaneering.com/Multiflex.asp?id=1417>

<http://www.oceaneering.com/Multiflex.asp?id=1416>

Fig. 2.63. (2007)

<http://www.oceaneering.com/SFDH.asp?id=713>

http://www.c-a-m.com/content/products/product_detail.cfm?pid=2920

Fig. 2.64. <http://www.oceaneering.com/opg.asp?id=89> (2007).

Fig. 2.65. Cameron MOSAIC™, Subset Equipment, Valvule, 2005.

Fig. 2.66. Cameron MOSAIC™, Cameron Controls, Camcontrol Unit, 2007.

Fig. 2.67. Cameron MOSAIC™, Cameron Controls, Camcontrol Unit, 2007.

Fig. 2.68. Sensa Schlumberger Company, Flow assurance monitoring of flowlines and risers, 2006.

Fig. 2.69. FMC Technologies Subsea Equipment, 2006.

Fig. 2.70. Schlumberger, Subsea Production Assurance Service, 2006.

Fig. 2.71. API Recommended Practice for Design and Operation of Subsea Production Systems, 17A Third Edition, September 2002.

Fig. 2.72. API Recommended Practice for Design and Operation of Subsea Production Systems, 17A Third Edition, September 2002.

Fig. 2.73. API Recommended Practice for Design and Operation of Subsea Production Systems, 17A Third Edition, September 2002.

Fig. 2.74. API Recommended Practice for Design and Operation of Subsea Production Systems, 17A Third Edition, September 2002.

Fig. 2.75. API Recommended Practice for Design and Operation of Subsea Production Systems, 17A Third Edition, September 2002.

Ductos y riser

Fig. 2.76. www.brederoshaw.com.

Fig. 2.77 STU Subsea Umbilical Systems, 2004.

Fig. 2.78. FMC Technologies, Norsk Hydro Ormen Lange, Norway Blocks, 2007.

Fig. 2.79. BrederoShawLimited, Offshore Solutions, 2006.

Fig. 2.80. BrederoShawLimited, Offshore Solutions, 2006.

Fig. 2.81. BrederoShawLimited, Offshore Solutions, 2006.

Fig. 2.82. BrederoShawLimited, Offshore Solutions, 2006.

Fig. 2.83. BrederoShawLimited, Offshore Solutions, 2006.

Fig. 2.84. www2.petrobras.com

Fig. 2.85. Oilfield Review Spring 2005, Volume 17, Number 1, Subsea Development from Pore to Process.

Fig. 2.86. Sensa Schlumberger Company, Flow assurance monitoring of flowlines and risers, 2006.

Fig. 2.87. STU System Engineering and Field Development, 2004.

Fig. 2.88. STU System Engineering and Field Development, 2004.

Fig. 2.89. STU System Engineering and Field Development, 2004.

Fig. 2.90. STU System Engineering and Field Development, 2004.

Arquitectura submarina

Fig. 2.91. Curso PEMEX Poza Rica, presentación Arquitectura Submarina, 2006.

Fig. 2.92 Curso PEMEX Poza Rica, presentación Soluciones Sistemas de Producción, 2006.

Fig. 2.93. Curso PEMEX Poza Rica, presentación Arquitectura Submarina, 2006.

Fig. 2.94. Curso PEMEX Poza Rica, presentación Arquitectura Submarina, 2006.

Fig. 2.95. STU System Engineering and Field Development, 2004.

Fig. 2.96. Reliability Modeling – A Simple But Effective Tool For Early Decision Making, B.O.T, 2004.

Fig. 2.97. Cameron, MOSAIC™, Subsea Manifolds.

Fig. 2.98. Reliability Modeling – A Simple But Effective Tool For Early Decision Making, B.O.T, 2004.

Fig. 2.99. Reliability Modeling – A Simple But Effective Tool For Early Decision Making, B.O.T, 2004.

Fig. 2.100. Cameron, MOSAIC™, Subsea Manifolds.

Fig. 2.101. Reliability Modeling – A Simple But Effective Tool For Early Decision Making, B.O.T, 2004.

Fig. 2.102. Reliability Modeling – A Simple But Effective Tool For Early Decision Making, B.O.T, 2004.

Fig. 2.103. FMC Technologies Ormen Lange Overview, 2006.

Fig. 2.104 Cameron MOSAIC™ Subsea Connections, 2006, Cameron MOSAIC™ Subsea Manifolds, 2006.

Fig. 2.105. Cameron MOSAIC™ Subsea Connections, 2006.

Fig. 2.106. FMC Tecnologias Subsea Equipment, octubre 2006.

Capitulo 3

“3. Tipos de plataformas utilizadas en aguas profundas”:

Referencias y Figuras:

P.Convencionales

Fig.3.1. Plataforma convencional Bullwinkle.

<http://www.offshore-technology.com/projects/bullwinkle/index.html#bullwinkle1>

Fig. 3.2. Componentes principales.

http://www.ukooa.co.uk/issues/decommissioning/images/typical_rig.jpg

Fig.3.3. Subestructura (*Jaket*).

Presentación de la compañía Petrobras “Short-Course Deepwater Offshore Production” Villahermosa, Oct 2005.

Bibliografía:

Deep water petroleum exploration and production a nontechnical guide, William L. Leffler, Richard Pattarozzi, Gordon Sterling, by Pen Well ,2003.

Presentación de la compañía Petrobras "Short-Course Deepwater Offshore Production"
Villahermosa, Oct 2005.

P.Concreto

Fig.3.4. Plataforma de concreto.

Disposal of disused offshore concrete gravity platforms in the OSPAR Maritime Area, reporte
No 338 febrero 2003.

Fig.3.5. Plataforma Gullfaks, de la compañía Statoil.

Presentación de la compañía Petrobras "Short-Course Deepwater Offshore Production"
Villahermosa, Oct 2005.

Fig.3.6. *Risers* instalados en una plataforma de concreto.

- Dr. Techn. Olav Olsen a.s. Factibilidad de construcción de plataformas de concreto para desarrollos costa-afuera de crudo y gas en Venezuela, reporte para PDVSA-INTEVEP, 2005.

Bibliografía:

- Deep water petroleum exploration and production a nontechnical guide, Wiliam L. Leffler, Richard Pattarozzi, Gordon Sterling, by Pen Well ,2003.
- http://www.esru.strath.ac.uk/EandE/Web_sites/98-9/offshore/conc.htm
- Dr. Techn. Olav Olsen a.s. Factibilidad de construcción de plataformas de concreto para desarrollos costa-afuera de crudo y gas en Venezuela, reporte para PDVSA-INTEVEP, 2005.

P.Complacientes

- Deep water petroleum exploration and production a nontechnical guide, Wiliam L. Leffler, Richard Pattarozzi, Gordon Sterling, by Pen Well ,2003.
- http://www.chevron.com/news/archive/texaco_press/2000/pr5_4d.asp

Fig.3.7. Plataforma Baldpate.

Fig.3.8. Estructura tubular de acero (*Jaket*).

- [http://www.offshore-technology.com/projects/baldpate/index.html#baldpate2\(imágenes\)](http://www.offshore-technology.com/projects/baldpate/index.html#baldpate2(imágenes))

Fig.3.9. Plataforma Petronius.

- <http://www.offshore-technology.com/projects/petronius/index.html#petronius>
-
-

Bibliografía:

- Deep water petroleum exploration and production a nontechnical guide, William L. Leffler, Richard Pattarozzi, Gordon Sterling, by Pen Well ,2003.
- http://www.chevron.com/news/archive/texaco_press/2000/pr5_4d.asp

Sistemas flotantes

TLP Convencional

Fig.3.10. TLP.

Fig. 3.11. Componentes de la TLP convencional.

- www.floatec.com
- Deep water petroleum exploration and production a nontechnical guide, William L. Leffler, Richard Pattarozzi, Gordon Sterling, by Pen Well ,2003.
- <http://powerboat.about.com/library/glossary/bldef-hull.htm>

TLP Nueva G.

Fig.3.12. Componentes principales de la *Mini*-TLP.

Map Offshore Matterhorn 2006 Deep water solutions & Records for Concept Selection.

Fig.3.13. Partes de la *mini*-TLP.

Fig.3.14. Componentes del casco.

<http://www.atlantia.com/seastar/>

Fig.3.15. *Mini*-TLP Marco Polo (US GOM).

<http://www.offshore-technology.com/projects/marcopolo/index.html#marcopolo>

Bibliografía:

- Deep water petroleum exploration and production a nontechnical guide, William L. Leffler, Richard Pattarozzi, Gordon Sterling, by Pen Well ,2003.
- Map Offshore Matterhorn Field Development Project Mississippi Canyon 243 July 2004.

SPARS

Fig.3.16. Componentes principales de una plataforma Spar.

Map "2006 Worldwide survey of Spars, DDCVs", Offshore , Mustang.

Fig.3.17. Tipos de Spar.

<http://www.floatec.com/spar.htm>.

Bibliografía:

- Deep water petroleum exploration and production a nontechnical guide, William L. Leffler, Richard Pattarozzi, Gordon Sterling, by Pen Well ,2003.
- <http://www.floatec.com/spar.htm>.
- <http://www.gomr.mms.gov/homepg/offshore/deepwatr/options.html>.

Semisumergible

Fig.3.20. Componentes principales de la semisumergible.

<http://www.atlantia.com/semisub/images/semisubupclose.jpg>.

Fig.3.21. Semisumergible Independence Hub.

Bibliografía:

Article, 2007 Independence Hub *Balanced focused capable*, Anadarko Petroleum Corporation.

- Deep water petroleum exploration and production a nontechnical guide, William L. Leffler, Richard Pattarozzi, Gordon Sterling, by Pen Well ,2003.

FPSO

Fig.3.22. Partes de un FPSO.

<http://www.ukooa.co.uk/issues/fps/faq.htm>

Fig.3.23. Distintos tipos de torretas de anclaje.

<http://www.apl.no/APLWeb/Templates/PictureGallery.aspx?id=525>

<http://www.sbmimodco.com/products/Turret/.aspx>

Fig.3.24. FPSO Xikomba.

<http://www.offshore-technology.com/projects/xikomba/>

Bibliografía :

- Deep water petroleum exploration and production a nontechnical guide, Wiliam L. Leffler, Richard Pattarozzi, Gordon Sterling, by PenWell ,2003.
- UKOOA Oil and Gas fot Britain, a FPSO Design Guidance Notes for UKCS service,march 2002.
- Articulo de OTC 18487 Disconnectable FPSO—Technology To Reduce Risk in GoM ,*Vidar Aanesland, Jens P. Kaalstad, and Arild Bech, APL, and Anders Holm, Nexus Floating Production.*
- <http://www.gomr.mms.gov/homepg/offshore/fps/fps.html>
- <http://www.offshore-technology.com/>
- http://www.offshore-technology.com/projects/terra_nova/
- <http://www.bluewater-offshore.com/products.asp?refID=202&ID=202&contentID=202>
- <http://www.sbmimodco.com>
- <http://www.apl.no/aplweb/templates/newspage.aspx?id=594>
- http://www.sintef.no/content/page1_6526.aspx

FSO

Fig.3.24. FSO.

- <http://www.offshore-technology.com/projects/alba/alba7.html>

Bibliografía:

- <http://www.sbmimodco.com>
- <http://www.apl.no/aplweb/templates/newspage.aspx?id=594>
- http://www.sintef.no/content/page1_6526.aspx
- Deep water petroleum exploration and production a nontechnical guide, Wiliam L. Leffler, Richard Pattarozzi, Gordon Sterling, by PenWell ,2003.

FDPSO

Fig.25 FDPSO.

- http://www.offshore-mag.com/articles/save_screen.cfm?ARTICLE_ID=24624
- <http://www.otc.nfm.no/public/news/5050.pdf>

SSP

Fig.3.27. Plataforma Sevan.

Fig.3.28. Cubierta de la SSP.

Fig.3.29. Partes internas del casco.

Fig.3.30. Sistema de exportación de la SSP.

Fig.3.31. Dispositivos Sevan.

Fig.3.32. SSP Piranema.

Bibliografía:

- Presentación de la compañía Sevan Marine febrero 2007.
- www.sevanmarine.com

“3.3. Mooring”

Fig.3.33. Anclaje extenso.

Fig.3.34. Anclaje extenso de un FPSO.

- Presentación del grupo de capacitación en aguas profundas de la SIDOE, “Soluciones Sistemas de Producción”, febrero 2007.

Fig.3.35. Sistema de anclaje lateral en una TLP.

Fig.3.36.Movimiento de veleta; Fig.3.37.Movimientos en forma de veleta de los diversos sistemas de anclaje de torretas.

- Framo Engineering AS, [Swivel Stack System for floating production](#), 2001.

Fig.3.37.Movimientos en forma de veleta de los diversos sistemas de anclaje de torretas.

Fig.3.38. Torreta interna;Fig.3.39. Torreta interna; Fig.3.40. Torreta externa ;Fig.3.41. Fig.3.41. Secuencia de conexión/desconexión.

<http://www.bluewater-offshore.com/products.asp?refID=202&ID=209&contentID=209>

Fig.3.42. Torreta desconectable tipo boya, submerged turret production.

-
-
- <http://www.apl.no/aplweb/templates/newspage.aspx?id=594>

Fig.3.43.Torreta con *riser*.

- <http://www.sbmimodco.com>

Fig.3.44.Partes externas e internas de la boya; Fig.3.45.Sistema de anclaje tipo CALM.

- Artículo CALM Buoy, de la compañía Bluewater.

Fig.3.46.Sistema CALM con *yoke* fijo.

Fig.3.47. Sistema SALM de *riser* tubular y *yoke*.

Fig.3.48. Sistema SALM de línea de cadena.

- <http://www.sbmimodco.com>

Fig.3.49. Cadena de anclaje.

- Artículo de OTC 18487 Disconnectable FPSO—Technology To Reduce Risk in GoM ,*Vidar Aanesland, Jens P. Kaalstad, and Arild Bech, APL, and Anders Holm, Nexus Floating Production.*

Fig.3.50.Configuraciones de la línea de anclaje de alambre.

Fig.3.51. Configuraciones de boya.

Fig.3.52. Anclas de incrustación y arrastre.

Fig.3.53.Pilotes de succión.

Fig3.54. Instalación del pilote de succión.

Fig.3.55. Ancla de Incrustación por propulsión.

Fig.3.56.Propulsores de una semisumergible.

- <http://www.odfjelldrilling.com>

Fig.3.57. Configuración típica de los propulsores.

Fig.3.58. Elementos principales del posicionamiento dinámico.

Fig.3.59. Diagrama de control del posicionamiento dinámico.

Bibliografía:

Recommended Practice for Design and Analysis of Stationkeeping Systems for Floating Structures, API Recommended practice 2SK, Second edition, December 1996.

<http://www.sbmimodco.com/products/Turret/.aspx>

<http://www.apl.no/aplweb/templates/newspage.aspx?id=594>

Artículo CALM Buoy, de la compañía Bluewater.

“3.4. Sistemas de exportación”

Fig.3.60. Partes internas del *swivel*.

- Framo engineering, [Swivel stack system for floating production](#), 2001.

Fig.3.61. *Swivel* axial.

Fig.3.62. *Swivel* toroidal.

Fig.3.63. *Swivel* apilado de producción.

- Framo Engineering AS, [Swivel stack system for floating production](#), 2001.

Fig.3.64. Sistema de exportación *riser* flexible y tubería de producción.

Fig.3.65. Sistema drag chain.

Fig.3.66. Transferencia de costado en 2D.

- Recommended practice for planning, designing, and constructing floating production systems, API first edition, march 2001.

Fig.3.67. Transferencia de costado 3D.

Fig.3.68. Carrete.

- <http://www.bassioffshore.com/>

Fig.3.69. Transferencia *tandem* por manguera flotante.

- Recommended practice for planning, designing, and constructing floating production systems, API first edition, march 2001.

Fig.3.70. Transferencia *tandem* por manguera sumergida.

- <http://www.apl.no/aplweb/templates/newspage.aspx?id=594>

Fig.3.71. Línea rígida y sistema de conexión *swivel* hacia el buque tanque exportador.

Fig.3.72. Sistemas de descarga superficial tipo *tándem*.

- Recommended practice for planning, designing, and constructing floating production systems , API first edition, march 2001.

Fig.3.73. Manguera del sistema de descarga tipo *tandem*.

- Presentación de la compañía Petrobras “Short-Course Deepwater Offshore Production”
Villahermosa, Oct 2005.

Fig.3.74. Sistema de descarga aislado.

- Recommended practice for planning, designing, and constructing floating production systems , API first edition, march 2001.

Fig.3.75. Partes del sistema CBM.

Fig.3.76. Sistema convencional de boya (CBM).

- Folleto del “sistema de anclaje convencional de boya, CBM”, de la compañía Bluewater.

Fig.3.77. Sistema APL.

- <http://www.apl.no/APLWeb/Templates/PictureGallery.aspx?id=525>

Fig.3.78. Boya tipo STL.

- Artículo de OTC 18487 Disconnectable FPSO—Technology To Reduce Risk in GoM ,*Vidar Aanesland, Jens P. Kaalstad, and Arild Bech, APL, and Anders Holm, Nexus Floating Production.*

Fig.3.79. Buque exportador con sistema STL.

Fig.3.80. Transferencia tipo *tandem* con STL.

- <http://www.apl.no/aplweb/templates/newspage.aspx?id=594>

Fig.3.81. Descarga a la costa.

Fig.3.82. Descarga a la costa de una TLP auxiliada por un FSO.

<http://www.atlantia.com/seastar/>

Fig.3.83. Buque tanque exportador de LNG.

<http://www.singlebuoy.com/HTML/NewTech/LNG.htm>

Bibliografía:

- Recommended Practice for Planning, Designing, and Constructing Floating Production Systems , API FIRST EDITION, MARCH 2001.
- Folleto CBM de la compañía Bluewater.
- Folleto CALM de la compañía Bluewater.
- UKOOA FPSO COMMITTEE Tandem Loading Guidelines , Volume 1, FPSO / Tanker Risk Control During Offtake.
- <http://www.apl.no/APLWeb/Templates/PictureGallery.aspx?id=525>
- <http://www.apl.no/aplweb/templates/newspage.aspx?id=594>
- <http://www.bassioffshore.com/>
- <http://www.atlantia.com/seastar/>

Capítulo 4 Desarrollo de campos.

Fig. 4.1. Offshore magazine, DEEPWATER SOLUTIONS & RECORDS FOR CONCEPT SELECTION, 2007.

Capítulo 5 Caso de estudio.

Fig.5.1. Perfil de vida de un yacimiento de aceite.

Fig.5.3. Localización del yacimiento. <http://earth.google.com/intl/es/>

Fig. 5.4. Curso PEMEX Poza Rica, presentación árboles submarinos, 2006.

Fig. 5.5. FMC Technologies, www.fmctechnologies.com, 2007.

Fig. 5.7. STU System Engineering and Field Development, 2004.

Fig. 5.12. BrederoShawLimited, Offshore Solutions, 2006.

Fig.5.13. Componentes del perfil de producción. Tesis de la Universidad de Upsaliensis, Suecia, "Giant Oil Fields – The Highway to Oil ,Giant Oil Fields and Their Importance for Future Oil Production ", Fredrik Robelius,2007.

Fig.5.14. Construcción del perfil de producción con el programa Excel.

Fig. 5.15. Perfil de producción del caso P10. Programa Excel.

Fig. 2.20. Offshore magazine, DEEPWATER SOLUTIONS & RECORDS FOR CONCEPT SELECTION, 2007

Fig. 2.21. Offshore magazine, DEEPWATER SOLUTIONS & RECORDS FOR CONCEPT SELECTION, 2007

Fig. 2.22. Offshore magazine, DEEPWATER SOLUTIONS & RECORDS FOR CONCEPT SELECTION, 2007

Fig. 2.23. Offshore magazine, DEEPWATER SOLUTIONS & RECORDS FOR CONCEPT SELECTION, 2007

Fig. 2.24. www.atlantia.com/.../scenarios_TLWPwFPSO.jpg, 2007

Fig. 5.30. http://www.atlantia.com/semisub/images/semisub_FPU.jpg, 2007

Fig. 3.36. http://www.atlantia.com/seastar/images/scenarios_wettree.jpg, 2007
