



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“SISTEMAS DE PRODUCCIÓN SUBMARINOS PARA CAMPOS EN
AGUAS PROFUNDAS”**

TESIS PROFESIONAL
PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO
PRESENTA :
PEDRO RUBÉN SÁNCHEZ LOERA
JOSÉ LUIS CABRERA BENÍTEZ



DIRECTOR DE TESIS: M.I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA
MÉXICO D.F., CIUDAD UNIVERSITARIA.

2009

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer a mis padres que me han brindado todas las oportunidades posibles en esta vida, a mi familia que siempre ha estado a mi lado, a todos mis compañeros que han sido más que hermanos en esta etapa de mi vida, a mis amigos que siempre me han aconsejado y guiado en los momentos difíciles, a esas personas especiales en mi vida con las que he compartido tanto, a mis profesores, sinodales y asesores que tanto me han ayudado a crecer, así como a Jazmín y al Dr. Faustino Fuentes Nucamendi, personas sin las cuales esta tesis no hubiera sido posible. A todos
GRACIAS

Pedro Rubén Sánchez Loera.

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar quiero darles las gracias a mis padres José Luis Cabrera Toledo y Guillermina Benítez Ambrosio que sin su amor, comprensión y consejos no podría lograr nada en esta vida y por lo cual los amo con todo mi corazón ellos son mi principal motor en esta vida; a mis hermanas Aranxa del Carmen Cabrera Benítez y Biaani de Belén Cabrera Benítez, a las cuales amo y dedico cada una de las cosas que hago en mi vida. Quiero dar las gracias también a todos y cada uno de los miembros de mi familia, a mis abuelos, tíos, primos, etc. Que sin sus sabios consejos e increíbles experiencias mi vida entera no sería lo que es en estos momentos.

Quiero dar las gracias también a mis amigos, que más que amigos resultaron ser mis hermanos de la universidad y para no dar un orden de aparición los mencionare a todos como el HB-CUA; agregando por supuesto a algunos otros como Christian, Marco (Jefe) y Federico que no formaban parte de manera activa en el equipo pero que en algún momento tuvieron algo que ver. En este apartado tengo que dar dos menciones especiales en primer lugar a Ariadna Grisell Morales Salazar quien me acompañó en momentos difíciles y quien me regalado momentos increíbles en la vida, que estoy seguro que me seguirá regalando; y a mi queridísimo y extrañado amigo Diego Armando Cardozo Ugarte, a quien siempre llevare en mi corazón (Q.E.P.D).

Un agradecimiento especial a mis profesores de la Facultad de Ingeniería, a mis sinodales, a Jazmin y al Dr. Faustino Fuentes Nuncamendi; los primeros por ser parte esencial en mi formación profesional y los dos últimos por su valiosa colaboración en la elaboración de este trabajo de tesis.

En general muchas pero muchísimas gracias a todas las personas que se ha relacionado directa o indirectamente conmigo, sin ellos no sería quien soy ahora.

José Luis Cabrera Benítez

INDICE

INTRODUCCIÓN.

1. SISTEMAS FLOTANTES DE PRODUCCIÓN (FPS)

- 1.1. Spar
 - 1.1.1. Spar clásica.
 - 1.1.2. Truss Spar
 - 1.1.3. Cell spar
- 1.2. Plataforma de piernas tensionadas (TPL)
 - 1.2.1. Plataforma de Piernas Extendidas (ETLP)
- 1.3. Sistemas de producción flotantes semisumergibles (SEMI-FPS)
- 1.4. Sistemas flotantes de producción, almacenamiento y descarga (FPSO)

2. ESTRUCTURA DE INTERFACE ENTRE EL LECHO MARINO Y LA UNIDAD FLOTANTE

- 2.1. Riser tensionado (TTR)
- 2.2. Riser flexible
- 2.3. Riser en Caterina de acero (SCR)
- 2.4. Riser híbrido

3. ARQUITECTURA SUBMARINA

- 3.1. Cabezal submarino
- 3.2. Árbol submarino
 - 3.2.1. Árboles submarinos convencionales/verticales
 - 3.2.2. Árboles submarinos horizontales
 - 3.2.3. Árboles de un solo agujero
 - 3.2.4. Tapa del Árbol
 - 3.2.5. Colgadores de tubería
 - 3.2.6. Tubing spool
 - 3.2.7. Nuevas tecnologías en los arboles de producción submarinos(árboles eléctricos)
- 3.3. Jumper
 - 3.3.1. Herramientas de medición.
 - 3.3.2. Método de instalación “stab and hinge-over”
- 3.4. Manifold
 - 3.4.1. Pipe line end Manifold (PLEM).
 - 3.4.2. Cluster Manifold.
 - 3.4.3. Template Manifold.
 - 3.4.4. ¿Cómo funciona un Manifold?
 - 3.4.5. PIGGING
 - 3.4.6. Componentes
- 3.5. PLET
- 3.6. Líneas de transporte (Flowlines/pipelines)
 - 3.6.1. Ambiente marino.
 - 3.6.2. Tendido de líneas.
 - 3.6.3. Aseguramiento de flujo.
 - 3.6.3.1. Control de hidratos.
 - 3.6.3.1.1. Acciones preventivas.
 - 3.6.3.1.2. Acciones correctivas.
 - 3.6.3.2. Control y predicción de ceras y parafinas.

4. SISTEMA DE ELNACE FONDO-SUPERFICIE.

4.1. Umbilicales.

5. SISTEMAS DE CONTROL.

- 5.1. Sistema de control hidráulico directo
- 5.2. Sistema de control hidráulico pilotado
- 5.3. Sistema de control E-H MUX
- 5.4. Sistema de control eléctrico

6. ACCESORIOS, MEDIDORES Y MONITOREO SUBMARINO.

- 6.1. Detector submarino de diablo
- 6.2. Medidores multifásicos submarinos
 - 6.2.1. Principio de medición
- 6.3. Medidores monofásicos submarinos
- 6.4. Monitor de arena submarino
- 6.5. Medidor submarino de gas húmedo
- 6.6. Sistema de monitoreo submarino para corrosión
- 6.7. Separadores submarinos
 - 6.7.1. Sistema de separación de fondo de pozo
 - 6.7.2. Separación submarina
 - 6.7.2.1. Separación en el fondo del pozo.
 - 6.7.2.2. Separación submarina.

7. PROYECTOS SUBMARINOS DE ALGUNOS CAMPOS ALREDEDOR DEL MUNDO.

- 7.1. América.
 - 7.1.1. Norteamérica.
 - 7.1.2. Brasil.
- 7.2. Europa.
- 7.3. África.
- 7.4. Asia.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

BIBLIOGRAFIA

INTRODUCCIÓN

La industria petrolera en su misión de incorporar reservas continuamente se encuentra explorando nuevos horizontes en busca de nuevos yacimientos y zonas viables a ser explotadas, esto nos ha llevado progresivamente de áreas de fácil acceso como lo son los yacimientos en tierra hasta lo que conocemos actualmente como los yacimientos marinos, entendiéndose por esto ya sean someros o en aguas profundas o ultra profundas dependiendo de quién utilice el termino, pero antes de entrar de lleno al tema se deben de delimitar y definir ciertos conceptos utilizados en este ámbito así como “DESCRIBIR” algunos aspectos históricos y estadísticos que nos han llevado hasta el punto en el que se encuentra la industria petrolera en aguas profundas en la actualidad.

En este trabajo definiremos un campo en aguas profundas como aquel yacimiento de hidrocarburos ubicado costa afuera y que dentro de sus características principales presenta un tirante de agua mayor a los 500 m (se toma como referencia esta profundidad ya que es la que se maneja en México para definir un campo en aguas profundas, dependiendo del país esta profundidad es susceptible a cambiar).

CONTEXTO GLOBAL DE LOS PROYECTOS EN AGUAS PROFUNDAS.

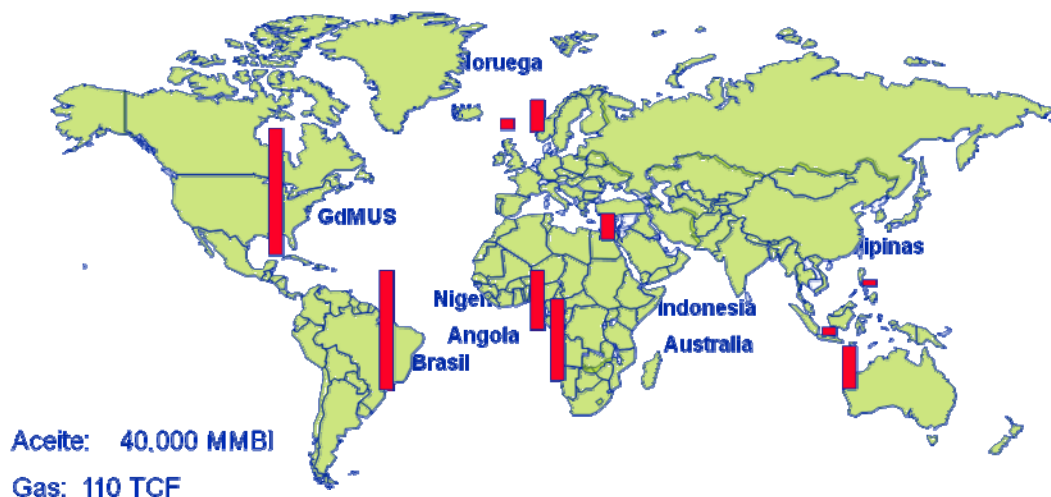
Este tipo de yacimientos se encuentran alrededor de todo el mundo y dependen de un gran esfuerzo, planeación e inversión para poder ser explotados eficientemente, como se muestra en la imagen las reservas de hidrocarburos descubiertos en aguas profundas suman cerca de 40 mil millones de barriles de petróleo crudo, y 110 TCF de gas, estas reservas son aquellas ubicadas en el Golfo de México en la parte de Estados Unidos de América, Brasil, Angola, Nigeria, Australia, Noruega, Egipto, Inglaterra, Indonesia y Filipinas, aunque están concentradas mayormente en lo que se conoce como “los cuatro grandes” en aguas profundas, que son los primeros cuatro países mencionados anteriormente. El Golfo de México en la parte de Estados Unidos así como Brasil cuentan cada uno con reservas en aguas profundas de casi 12,500 MMBPE, Angola cuenta con una reserva de poco mas de 9,000 MMBPE, mientras que Nigeria cuenta con unos 7,000 MMBPE.

Aun teniendo en cuenta que las reservas en aguas profundas de Estados Unidos y Brasil son prácticamente las mismas, se sabe que debido a los tipos de yacimientos existentes en sus respectivas zonas, Estado Unidos tiene en el golfo de México tres veces más campos que Brasil, y cuenta con 524 pozos exploratorios, que es cinco veces más que los que posee Brasil, y corresponden a la mitad de toda la actividad exploratoria en aguas profundas hasta la fecha.

Hablando un poco de lo que concierne a inversión de capital podemos decir que la curva de inversión está declinando, actualmente se encuentra alrededor de los

US\$5,000 millones, estos datos por supuesto refiriéndose a los campos comerciales conocidos, un elemento clave aquí es como está cambiando la geografía, a la fecha, la mayoría de las inversiones se han realizado en el golfo de México y en Brasil. Estas dos naciones siguen siendo de gran importancia en la industria, pero podemos ver como Angola y Nigeria se están volviendo mercados clave para el futuro cercano. Los gastos de capital destinados para desarrollo se calculan a nivel mundial en US\$143,100 millones. Se pronostica que África será el mayor mercado del mundo de tecnología submarina. Creciendo de US\$ 6,000 millones en 2006 a US\$ 12,000 millones en cuatro años. Una mayor producción desde los pozos submarinos a unidades flotantes de producción que la producción de Arabia Saudita o Rusia que será de 9 MMBPD.

Reservas de hidrocarburos en aguas profundas (10 Primeras)



También se espera que Asia y América Latina tengan altos niveles de crecimiento en el uso de esta tecnología. La producción de aguas profundas representará un 40% de la producción en los Estados Unidos para el año de 2010.

¿CUÁLES SON LOS RETOS EN LOS CAMPOS DE AGUAS PROFUNDAS?

¿Cuáles son los retos?, ¿Por qué los campos en aguas profundas son distintos?, para empezar las condiciones en aguas profundas son muy distintas a las que tenemos en superficie, aunado a esto los campos en aguas profundas se encuentran en zonas de difícil acceso a donde una persona no puede acceder y donde todo trabajo se tiene que realizar mediante robots operados remotamente, las intervenciones submarinas, el control de problemas como arenas o formación de

hidratos son procedimientos que se tienen que realizar con una complejidad mayor a la dada en pozos en superficie, la perforación incluso de los mismos se complica bastante dado que la ventana operacional que nos encontramos a estas profundidades es mucho más reducida, requieren de una planeación más extensa y meticulosa dado que no nos podemos dar el lujo de tener fallas o gastos innecesarios durante el desarrollo del campo ya que las inversiones realizadas son muy grandes y el riesgo es alto, lo que resalta la importancia de lograr una buena recuperación de hidrocarburos para de esta manera recuperar la inversión hecha y obtener ganancias.

La situación actual, con respecto a los nuevos yacimientos de hidrocarburos, alrededor del mundo es un mínimo común, las reservas fáciles y accesibles ya han sido descubiertas; el futuro de la incorporación de reservas y el hallazgo de nuevos campos se encuentra en ambientes mucho más severos y de difícil acceso, a profundidades mayores a los 1000 m, con condiciones de alta presión y alta temperatura (HPHT) y con altas concentraciones de ácido sulfhídrico.

Los principales conceptos que se persiguen en el desarrollo de un campo en aguas profundas son los siguientes:

- Maximizar el valor del campo
- Minimizar los costos
- Incrementar la seguridad
- Incrementar la confiabilidad

Los desarrollos en aguas profundas incluyen todos los factores relacionados con yacimientos usualmente considerados en desarrollos en tierra o en aguas someras, tales como:

1. infraestructura existente.
2. Profundidad de agua.
3. Clima.
4. Condiciones del fondo marino.
5. Costos de construcción y desactivación de las estructuras permanentes.
6. Tiempo para iniciar la producción.
7. Confiabilidad del equipo.
8. Accesibilidad a los pozos para futuro monitoreo e intervención.

9. Habilidad para mantener los fluidos fluyendo en las líneas (aseguramiento de flujo).

Aunado a estos aspectos generares se deben considerar que:

1. Se estará trabajando una de las áreas más remotas de la tierra.
2. Se requiere una inversión masiva para echar a andar un proyecto.
3. El empleo de una tecnología de punta es esencial para el éxito.
4. El tamaño del mercado es limitado.

Todos estos aspectos sumados crean una atmosfera en donde el diseño de un sistema de producción, en todas sus partes, debe tener las condiciones óptimas en los aspectos técnicos y económicos que aseguren un ciclo de vida de proyecto en el cual se pueda aprovechar la extracción de hidrocarburos y su transporte hasta la superficie.

Cada día las Aguas profundas se vuelve una industria más complicada, con requerimientos más exigentes y la necesidad de mejores y más complejas tecnologías que aumentan los costos de la renta de los distintos equipos y plataformas que necesitamos hoy en día, un ejemplo de esto lo podemos ver al comparar los costos de hace algunos años al día de hoy, en el 2005 la renta de un barco se ubicaba alrededor de los US\$500,000 DLS por día, mientras que para el 2006 ya había subido a US\$1,000,000 DLS por día, esto en gran medida al aumento en la demanda por estos equipos y a la escasez de los mismos, de esto nos podemos dar cuenta que aunque en general los costos en aguas profundas son altos, el que más nos afecta y se considera uno de los más importantes y con mayor necesidad de reducir es el costo por el tiempo de uso de plataforma, por lo que cualquier servicio que pueda impactar en el tiempo y eficiencia de esta se considera como un valor agregado al costo total. Actualmente aguas profundas a logrado impresionantes hazañas como lo son el terminar pozos a 10,363 m en TVD y de los cuales algunos tienen presiones mayores a los 25,000 Psi.

¿QUÉ ES UN SISTEMA DE PRODUCCION SUBMARINO?

De manera técnica los sistemas de producción submarinas Son instalaciones en donde el petróleo, el gas y el agua fluye desde los yacimientos a cabezales de producción submarinos, luego a un múltiple de conexión y una línea de flujo hasta alcanzar finalmente un conductor vertical (riser) que los conduce a la superficie donde serán procesados. Los sistemas de producción submarina han sido muy convenientes en desarrollos en aguas profundas, donde prevalecen.

Una gran cantidad de aspectos técnicos están asociados con la producción submarina. Tanto la industria como los reguladores han evidenciado que largas

líneas de flujo multifásicas agregan una contra presión extra, reduciendo las tasas de flujo y la recuperación última.

Por ejemplo, operaciones convencionales de producción ocasionan presiones en los cabezales de los pozos de entre 100 y 200 [psi]. Un pozo con cabezal submarino, sin embargo, puede tener presiones de abandono en sus cabezales de 1000 a 2000 [psi] debido a la contrapresión creada por la línea de flujo larga y con flujo multifásico.

De manera más explícita el sistema de producción consiste en lo siguiente: una vez que una bomba eléctrica sumergible en la terminación de los pozos impulsa los fluidos del yacimiento a miles de pies hasta el cabezal del pozo, los árboles submarinos ubicados en el cabezal de los pozos contienen válvulas para controlar la presión y puertos para inyección de químicos; estos árboles submarinos están conectados por secciones de líneas de flujo que transportan los fluidos producidos desde el árbol hasta el múltiple de conexión (Manifold), el cual concentra la producción de los pozos antes de enviarla a través de la línea de flujo a una plataforma o unidad flotante de almacenamiento. La producción de cada pozo es conocida mediante el uso de un medidor de caudal multifásico montado en el múltiple. Una bomba impulsora submarina, localizada a la salida del múltiple, bombea los fluidos producidos a través de la línea de flujo para que luego suban por los conductores verticales (risers) a las plataformas de producción. Un elemento de suma importancia son las líneas umbilicales, que van desde la plataforma hasta unidades de terminales umbilicales submarinas antes de distribuirse hacia cada cabezal de pozo y al múltiple. Las líneas umbilicales suministran la energía eléctrica e hidráulica para los elementos de control ubicados en los cabezales de los pozos y en el múltiple, y sustancias químicas para suprimir la formación de sólidos e hidratos en las líneas de producción. Las líneas umbilicales también transportan señales bidimensionales de control y comunicaciones entre la plataforma y las unidades de producción submarinas.

REQUERIMIENTOS GENERALES PARA UN SISTEMA DE PRODUCCION SUBMARINO.

Debido al costo que representa la renta de equipo necesario para realizar una intervención o una reparación de los componentes involucrados en un sistema de producción submarina, se pone un especial cuidado en la selección e instalación de estos. Todos los equipos que se someterán a presión deberán soportar la más alta presión de operación o de prueba; de esta misma manera el sistema deberá de ser diseñado para facilitar el diagnóstico de fallas sin requerir la recuperación del sistema. No cabe duda que la selección del equipo y el diseño en los sistemas de producción submarina no es nada fácil, pues en esta actividad se mueve una gran cantidad de dinero que, si se da un error en el diseño o en la adquisición de algún equipo repercute directamente en la rentabilidad del proyecto.

BALANCE DE ENERGIA EN UNS SISTEMA DE PRODUCCION SUBMARINO.

Las instalaciones de producción submarina en aguas profundas normalmente requieren el uso de largas líneas de flujo, especialmente cuando se conectan a instalaciones de producción existente que pueden estar localizadas a distancias de hasta 100 Km. Si las instalaciones submarinas no están conectadas a una terminal costa adentro, entonces podemos utilizar instalaciones flotantes de almacenamiento donde se reparte la producción o incluso en barcos con capacidad de procesamiento como los FPSO (Floating Production Storage and Offloading).

Mientras el uso de líneas de flujo permite una mejor economía en el proyecto. También imponen más altas contrapresiones en el pozo. La energía que pudiera ser usada para mejorar el factor de recuperación de un yacimiento es gastada transportando fluidos a través de largas líneas de flujo. Sin embargo, no solo en las líneas de flujo se presentan pérdidas de presión, también en accesorios de la tubería, estranguladores y válvulas se presenta este problema. Algunas de las nuevas técnicas que se están desarrollando para suministrar energía extra al sistema y que nos permita que estas pérdidas tengan un menor impacto en el transporte de hidrocarburos son:

- Bombeo multifásico.
- Separación o reforzamiento de presión en el fondo marino.
- Compresión de gas húmedo.
- Compresión de gas seco.

El empleo de estas técnicas está íntimamente relacionado con las características del yacimiento, las propiedades del fluido y del capital disponible en el proyecto. No obstante el uso de sistemas multifásico para producir y transportar fluidos a grandes distancias, tienden a ser causales de problemas tales como: formación de hidratos, deposición de ceras o parafinas, corrosión y erosión.

Aunque las situaciones mencionadas anteriormente no son exclusivas de los sistemas multifásicos si cabe señalar que las variaciones bruscas de presión y temperatura que se presentan los hacen más comunes y severos. Es por esto que es de vital importancia el concepto de "aseguramiento de flujo", como una medida para el planteamiento de la capacidad de cuantificar los posibles riesgos y la implementación de las suficientes medidas para prevenir incidentes que afecten las operaciones.

El bloqueo de las líneas de flujo a causa de la formación de hidratos, asfaltenos o parafinas es uno de los principales problemas en la operación de un campo en aguas profundas. Existen diversos métodos para la detección de estos bloqueos, están los métodos analíticos, el escaneo de absorción de rayos gamma y la detección de bloqueos con fibra óptica.

BREVE CRONOLOGIA DE LOS SISTEMAS DE PRODUCCION SUBMARINOS

1961.- se tiene el primer tie-back submarino por West Cameron en el bloque 192.

1975.- se da el primer flotador en el mar del norte.

1976.- se da la primera tecnología libre de buzos por EXXON en el Golfo de México.

1986.- se inicia el desarrollo del primer campo gigante en aguas profundas en Brasil.

1990.- se pone en operación la primera bomba multifásica submarina en instalaciones de noruega, a una profundidad de 280m.

1991.- se instala el primer árbol sin líneas guía a 2,366 pies de profundidad por Petrobras en el campo Márlin.

1993.- se instala el primer árbol horizontal en Inglaterra.

1994.-

1997.- se instala el primer cluster a 2,700 metros de profundidad en la plataforma Bullwinkle.

2002.- mayor profundidad alcanzada en aguas profundas de 7,200 pies.

2004.- TLP más profunda, 4700 pies de tirante de agua. Spar a mayor profundidad, 5,610 pies de tirante de agua.

2007.- primer FPSO en el golfo de México por PEMEX.

2008.- offset más largo, 76 millas por Ormen Lange en Noruega.

1. SISTEMAS FLOTANTES DE PRODUCCION (FPS)

Desde mediados del siglo XX, la industria petrolera a nivel mundial se vio en la necesidad de cambiar los ambientes de trabajo en la producción y el manejo de los hidrocarburos; con el nacimiento de la corriente de extracción de aceite y gas en ambientes marinos, en un inicio las estructuras eran fijadas al lecho marino pero esto empezó a cambiar a medida que el desarrollo de los campos era en ambientes más profundos. Con la introducción a tirantes de agua mayores se inicio el concepto de sistemas flotantes de producción (FPS), que se define como estructuras capaces de mantener el grado de estabilidad requerido para los ambientes costas afuera más severas.

Estos sistemas fueron bien recibidos en la industria, debido a la gran flexibilidad que proporcionan para la implementación tanto de arboles mojados o secos, el amplio rango de cargas que se puede tener en la cubierta y su aplicación en cualquier parte del mundo.

Por lo anterior los factores que resaltan en la selección de una unidad flotante se destacan:

- Tirante de agua.
- Susceptibilidad al los movimientos generados por las corrientes marinas y del viento. (pitch, heave, roll, etc.)
- Capacidad de transporte.
- Sistema de amarre.
- Capacidad de almacenamiento.
- La arquitectura submarina.
- Costos.

En la actualidad se están utilizando en todo el mundo 4 estructuras básicas de sistemas flotantes de producción: SPAR, TLP (Plataforma de piernas tensionadas por sus siglas en ingles), SEMI-FPS (sistemas de producción flotantes semisumergibles por sus siglas en ingles) y los sistemas Flotantes de Producción, Almacenamiento y descarga (FPSO por sus siglas en ingles). A continuación describiremos algunos de los aspectos y componentes importantes de cada una de ellas.

1.1. SPAR

La implementación de estas estructuras flotantes se dio por primera vez en el año de 1996, en el campo Neptuno ubicado en la parte norte americana del golfo de México, a una profundidad de 588 m. actualmente en proyecto más profundo realizado con un SPAR estuvo a cargo de la compañía petrolera norte americana SHELL, en el campo perdido ubicado en el golfo de México con un tirante de agua de 2 838 m en el año de 2009.

Los SPAR's frecuentemente son considerados junto con las Plataformas de piernas tensionadas (TLP) como estructuras que ofrecen un movimiento vertical muy pequeño. Sin embargo, las SPARS son diferentes de los sistemas de producción semisumergibles (SEMI-FPS) y a las Plataformas de piernas tensionadas (TLP) en el mecanismo de control de movimiento. Una de las distinciones de el SPAR es que su centro de gravedad esta siempre por debajo del centro de flotación lo cual garantiza un movimiento gravitacional positivo. Lo que hace al SPAR una estructura estable. La estabilidad de la SPAR no está relacionada con el sistema de amarre de la misma, por lo que incluso al estar desconectado el sistema de amarre la estructura no se vuelca.

El cajón submarino (deep draft) es un atributo muy importante y favorable para minimizar el movimiento de HEAVE. Este cajón submarino proporciona una gran estabilidad casi todos los movimientos del oleaje, excepto el generado por grandes tormentas. El periodo natural en los movimientos de HEAVE AND PITCH a los que responde la estructura está por encima de el rango de los periodos de la energía de las olas. Esto permite que se mitigue el impacto que se ejerce sobre el sistema de amarre y el riser, cosa que no ocurre en los sistemas de producción flotantes semisumergibles (SEMI-FPS) y en los sistemas de producción, almacenamiento y descarga (FPSO). El cajón submarino junto con el protector centrador de pozos, reducen significativamente la corriente y carga generada por el oleaje sobre el sistema de riser.

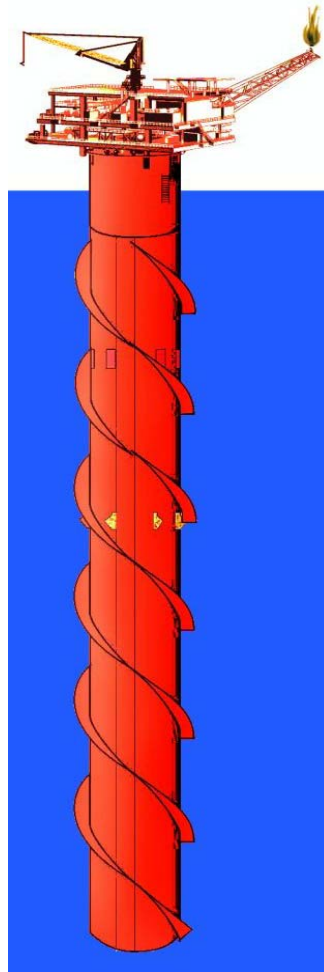
El concepto de estructura SPAR, al igual que todo en la industria petrolera ha tenido una evolución en el transcurso de los años; los principales avances se han dado en el cajón submarino (deep draft), al cual se le han hecho modificaciones para aumentar la estabilidad de la estructura. De acuerdo a esto podemos clasificar su evolución en tres generaciones:

1.1.1. SPAR CLASICA

El concepto de SPAR clásica consiste básicamente en un casco cilindro y largo amarrado de forma vertical al lecho marino por medio de un sistema de cadenas de 6 o de 20 líneas, consta además de una estructura superficial, en donde podemos encontrar tanto los equipos de perforación como los de producción; en este caso las

SPAR's están habilitadas para la instalación de árboles secos por lo cual también cuentan con una bahía de arboles mojados. La estructura SPAR clásica es conocida también como SPAR de primera generación, su desarrollo se origino por la necesidad de construir una estructura que fuese capaz de mantener condiciones de estabilidad en ambientes costa afuera del golfo de México; la construcción de la primera SPAR de este tipo estuvo a cargo de la compañía Keer-Mcgee (campo Neptuno).

En el caso de la primera generación de las SPAR's, el cajón se divide en 3 subestructuras; la sección superior del cilindro es conocida con el nombre de "Hard Tank" (tanque pesado), el cual proporciona el mayor punto de flotabilidad para la estructura; la sección media, que en el caso de la primera generación únicamente puede ser considerada como una sección de interface entre el tanque pesado y el tanque muelle, en algunas fuentes no se consideran como subestructuras y definen a la SPAR clásica como un cajón submarino y las instalaciones superficiales; y por último el "soft tank" (tanque muelle) , contiene un balastro fijo y actúa como un colgador natural para exportar tuberías y líneas de flujo hacia el ambiente influenciado por olas y corrientes.



SPAR Clásica.

1.1.2. TRUSS SPAR

En el 2002, la compañía Kerr-McGee desarrollo la segunda generación de las SPAR's (Truss Spar), para su implementación en los campos Nansen y Boomvang con tirantes de agua mayores a 3000 pies (914 m). En este nuevo diseño se reemplaza la porción inferior del casco cilíndrico con una estructura de amarres cuadrangulares abiertos reduciendo de esta manera el tamaño y el costo de la estructura

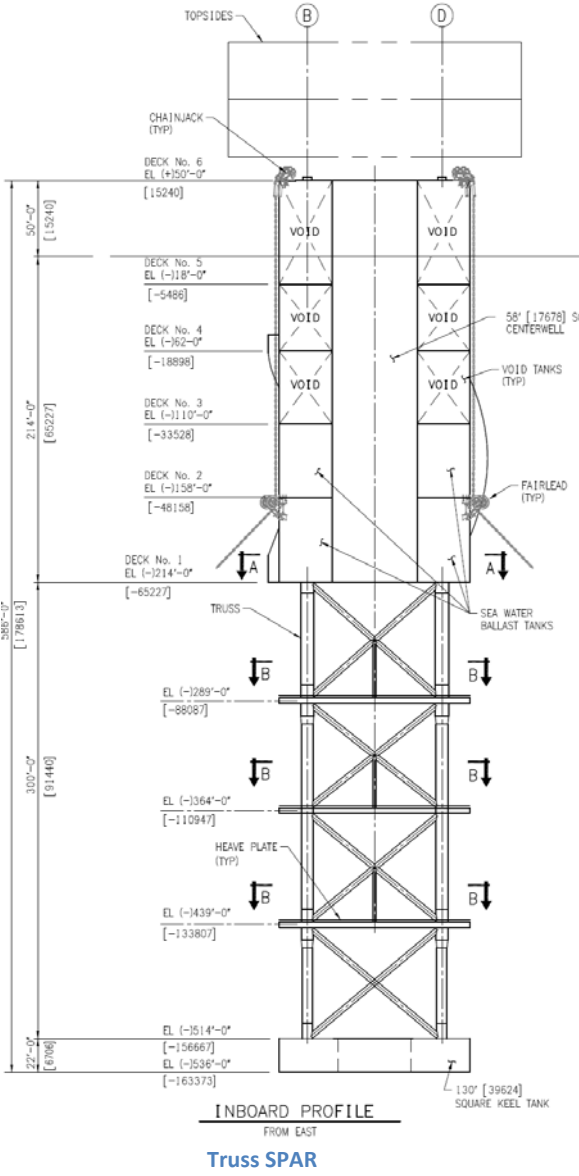
La truss spar al igual que la SPAR clásica se divide en tres distintas secciones. La sección cilíndrica superior, conocida como "hard tank" (tanque pesado) es de una arquitectura similar a la de una SPAR clásica, en algunas ocasiones de menor tamaño; en esta sección se encuentran cubiertas horizontales y mamparas radiales que dividen el espacio de la sección en pequeños tanques y en espacios vacíos. La parte inferior del tanque está configurada para almacenar volúmenes de agua de mar que funciona como contrapeso, el cual puede ser incrementado, disminuido o movido entre tanques cuando el peso en la cubierta superior es cambiado, cuando sufre alguna especie de daño o cuando hay variabilidad en el peso del sistema de risers.

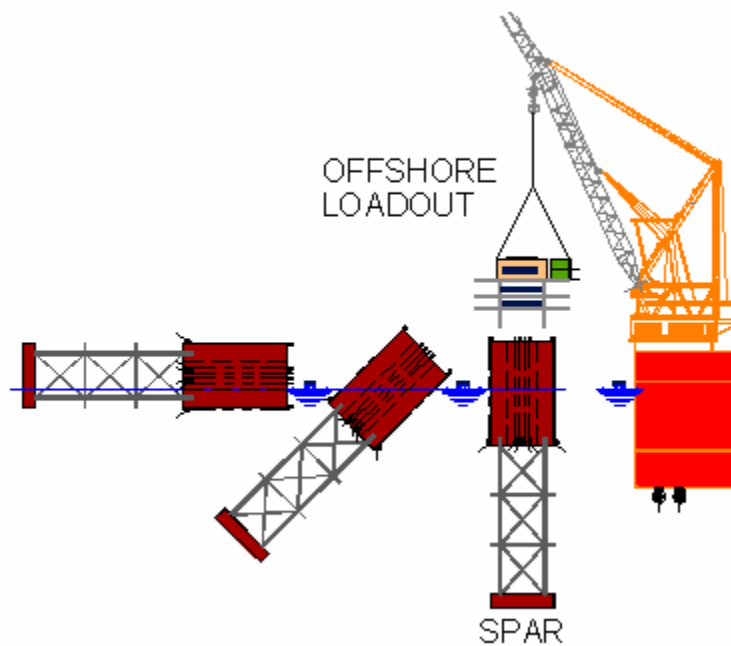
La sección media del casco, es un espacio constituido de miembros tubulares y de estructuras laminares en forma de discos planos conocidos como "discos de levantamiento". Estos discos incrementan la masa en la dirección vertical y por lo tanto incrementan el periodo natural de empuje de el SPAR y llevándolo por encima de los periodos de la energía de oleaje.

La tercera sección del casco es el "tanque de quilla" o el "tanque muelle", el cual está conectado al fondo de la estructura. Este tanque proporciona la flotabilidad mientras que el SPAR es remolcado horizontalmente hasta el lugar donde va a ser instalado. El tanque de quilla o muelle es inundado para dar comienzo al levantamiento de la estructura y, finalmente, recibe las instalaciones de campo, y los contra pesos fijos, el cual es la clave para la incomparable estabilidad del SPAR. Los pórticos para la salida o exportación del riser tipo catenaria de acero estas sobre el perímetro del tanque de quilla o muelle.

El casco del SPAR incluye dos accesos al eje. Estos ejes contienen el balastro y sistema de tubería e instrumentación útil. Estos accesos también permiten un acceso directo al sistema de tubería y a cualquiera de los tanques sin requerimientos de trabajos de pasar a través de un compartimiento intermedio. Solo se necesita que un tanque vacío este abierto a un tiempo. Los accesos al eje están pintados, iluminados y ventilados como es requerido para su acceso.

El sistema de contra peso por agua de mar tiene una bomba centrífuga en el fondo de cada acceso para descargar el agua que origina el contrapeso. El agua es suministrada a los tanques provenientes del agua que llega del manifold.

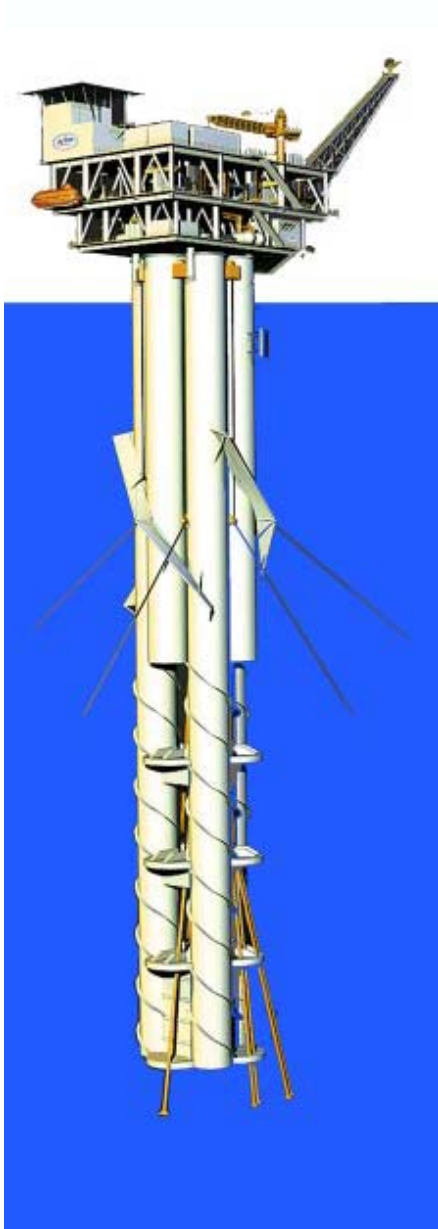




Procedimiento de instalación de un SPAR

1.1.3. CELL SPAR

En el año de 2004, la compañía líder en la construcción y en los avances tecnológicos de las SPAR's, Kerr-McGee, desarrollo la tercera generación de estos sistemas flotantes de producción, algunas de las ventajas que ofrece esta estructura sobre sus predecesoras es su facilidad y flexibilidad para su construcción haciendo que su diseño tenga una mayor eficiencia de costo, proporcionando de esta manera otra opción para reducir el lumbral económico del desarrollo de campos en aguas profundas. La primera estructura de este tipo lleva el nombre RED HAWK, su casco está formado por siete tubos huecos, cada uno con 20 pies (6 m) de diámetro, usados para proporcionar tanto estabilidad como flotabilidad para el personal, el equipo de producción y demás sistemas relacionados.



Cell SPAR



Casco de la cell SPAR Red Hawk

Una de las principales ventajas de las SPAR's sobre otras plataformas flotantes es la reducción de los movimiento de empuje y PITCH. Movimientos bajos en este grado de libertad permite el uso de árboles secos. Los árboles secos ofrecen acceso vertical directo a los pozos desde la cubierta. Lo que permite que los SPARS sean configurados para perforar, reparar, procesar la producción o cualquier combinación de estas actividades. Las SPAR's proporcionan una pobre capacidad de carga de producción relacionada con el concepto de arboles mojados.

A continuación mostramos una tabla que muestra el impacto que tienen los movimientos de corriente sobre el riser de producción:

Movimiento	Surge (plano z,y)	Sway (plano x,z)	Heave (plano x,y)	Roll (eje X)	Pitch (eje y)	Yaw (eje z)
Severidad	Baja	Baja	Media	Baja	Baja	Baja

1.2. TLP (PLATAFORMA DE PIERNAS TENSINADAS)

Una Plataforma de Piernas Tensadas (TLP) es una estructura flotante amarrada verticalmente, elaborada para su uso en amplios rangos de tirante de agua. Son estructuras de concreto o acero, con cierto grado de sumergibilidad, pero con la diferencia que se encuentran atadas por medio de tubos de acero a una base ubicada en el lecho marino. La plataforma está amarrada permanentemente por medio de tendones agrupados en cada una de las esquinas de la estructura. A este grupo de tendones se le conoce como pierna tensora.

La tecnología de plataformas de piernas tensoras (TLP) fue utilizada por primera vez en el año de 1984, en el campo Hutton, ubicado en el mar del norte de la zona británica, y se utilizó con un tirante de agua de aproximadamente 148 m. el record actual para los sistemas de producción flotantes de este tipo es un tirante de agua de 1 425 m, en el campo magnolia, localizado en la parte norte americana del golfo de México

El aspecto principal del TLP (tension leg platform) es asegurarse que los esfuerzos verticales que están actuando sobre la plataforma estén en balance, es decir, las cargas fijas y variables de la plataforma aunada a la tensión de los tendones estén igualadas a su desplazamiento. Debido al bajo movimiento vertical, los cabezales de producción están localizados en la cubierta de producción (conectados directamente a los pozos submarinos por un riser rígido), en vez de estar en el lecho marino) aunque no se puede excluir la opción del uso de tie-back's y arboles mojados. Al igual que las SPAR's, las Plataformas de Piernas Tensoras (TLP) pueden ser utilizadas para la etapa de perforación de los pozos.

Como consecuencia los movimientos verticales de la plataforma son eliminados casi en su totalidad excepto por los movimientos resultantes de la elasticidad de los tendones y el movimiento vertical resultante del movimiento lateral de plataforma ocasionado por el viento, olas y corrientes. Este movimiento es similar a un péndulo invertido excepto por el hecho de que la variación de desplazamiento al jalar el casco hacia abajo está produciendo una fuerza restauradora al movimiento lateral. La tensión en los tendones se ajusta dentro de valores predefinidos, o ventana de operación. Si la carga variable de la plataforma excede estos valores al añadir cargas de riser o de operaciones de perforación o etc., la tensión de los tendones es ajustada por medio de los balastos de la plataforma. Consecuentemente el casco está seccionado en espacios vacíos, maquinaria y balastos.



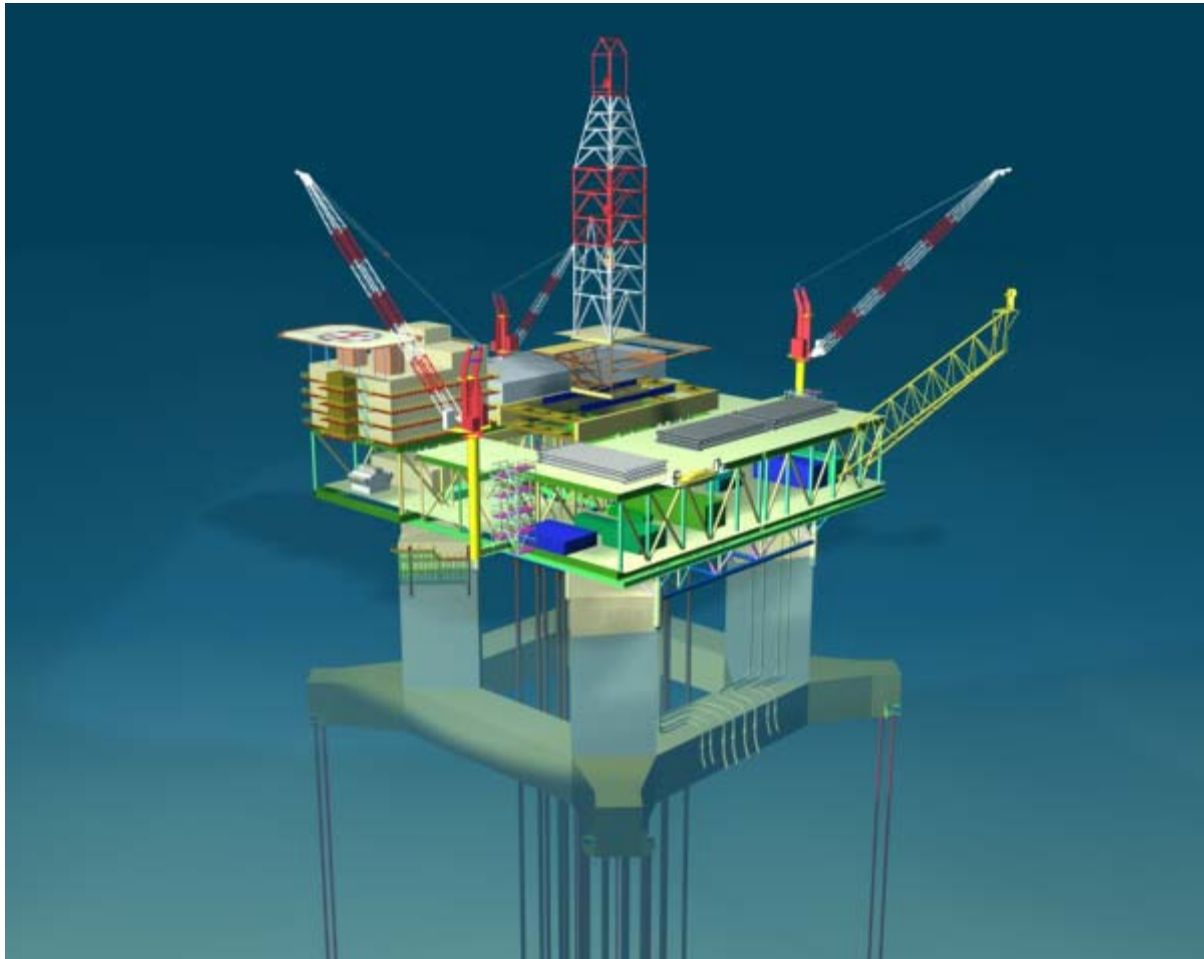
Plataforma de piernas tensoras convencional

1.2.1. PLATAFORMA DE PIERNAS TENSIONADAS EXTENDIDAS (ETLP)

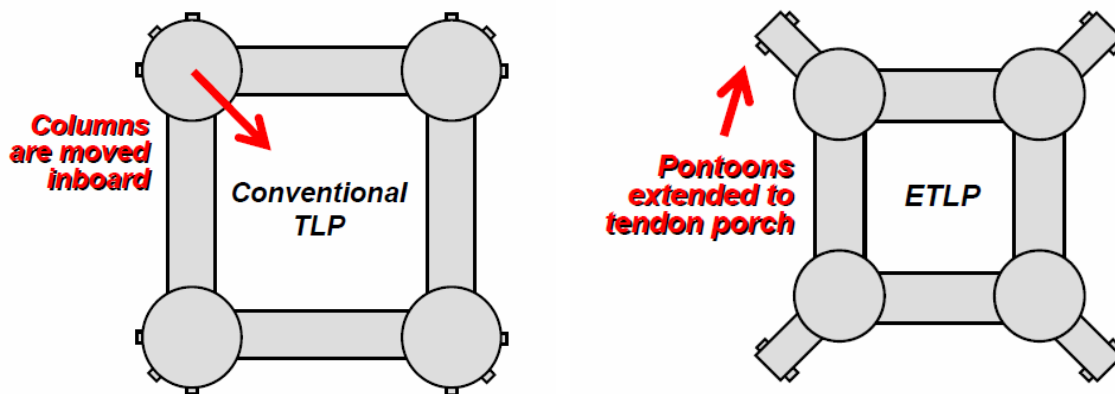
Como una evolución del diseño clásico de una Plataforma de Piernas Tensionadas (TLP), se ha desarrollado la Plataforma de Piernas Tensionadas Extendidas (ETP por sus siglas en inglés); este concepto fue concebido aproximadamente en el año de 1996 y se basó en la corrección de aspectos que había generado una serie de problemas con las TLP's convencionales utilizadas en el golfo de México. Su mayor exponente es la ETLP Magnolia; ubicada en el golfo de México y que en el 2005 se encontraba trabajando en un tirante de agua de 1 432 m, y poseía una capacidad de procesamiento de 50,000 BPD de aceite y 150 MMSCF de gas natural.

La característica distintiva de este tipo de estructura se encuentra en su soporte submarino, a diferencia de la TLP convencional en donde los tendones se encuentran sujetos de la base de las columnas cilíndricas, las ETLP tienen unos pontones extras que salen de las columnas de las cuales se sujetan las líneas tensoras, lo cual permite una expansión en las profundidades de trabajo y en los límites de carga en la cubierta y una mayor estabilidad, así como una reducción en el número de tendones. En estas estructuras se reduce el espaciamiento en los soportes que además reduce el costo de fabricación generando una mayor eficiencia.

Movimiento	Surge (plano z,y)	Sway (plano x,z)	Heave (plano x,y)	Roll (eje X)	Pitch (eje y)	Yaw (eje z)
Severidad	Baja	Baja	Baja	Baja	Baja	Baja



Plataforma de piernas tensadas extendidas (ETLP)



AS DE PRODUCCION FLOTANTES SEMISUMERGIBLES (SEMI-FPS)

Las plataformas semisumergibles originalmente eran destinadas solo a la perforación y en aguas poco profundas, pero en años recientes han sido adaptadas para convertirse en sistemas de producción para rangos mayores de tirantes de agua. Las unidades semisumergibles ofrecen un cierto número de beneficios, incluyendo una gran capacidad de carga, amplitud en los rangos de tirante de agua y la capacidad de ser reubicadas después del abandono de un campo. La primera instalación en ser adaptada para funcionar como un sistema de producción fue la “deep sea pioneer”, ubicada en el campo Argiyll, en la sección inglesa del mar del norte, esto data del año 1975, trabajando en un tirante de agua de aproximadamente 80 m. de acuerdo a los datos actuales, el record para las instalaciones semisumergibles es de la unidad llamada “Independence Hub”; la cual trabajo en el año de 2007 en aguas del golfo de México, con un tirante de agua de 2 414 m, en el campo MC 920.

Un diseño típico de las unidades semisumergibles está compuesto por una estructura superficial soportada por cuatro columnas verticales conectadas al fondo por pontones paralelos o uno en forma de anillo. Una estructura “truss” conecta la parte superior de las columnas y soporta los módulos superficiales. Este arreglo permite un alto grado de flexibilidad en la metodología de fabricación y buenas características de movimiento en operaciones de remolque. Esto no quiere decir que la configuración siempre sea la misma existen SEMI-FPS de 8 columnas y dos flotadores paralelos (Aker H3), algunas que tienen cubiertas triangulares soportadas por tres columnas (Sedco 135), y las llamadas semisumergibles pentagonales con flotadores circulares en cada una de sus columnas.



SEMI-FPS Aker H3

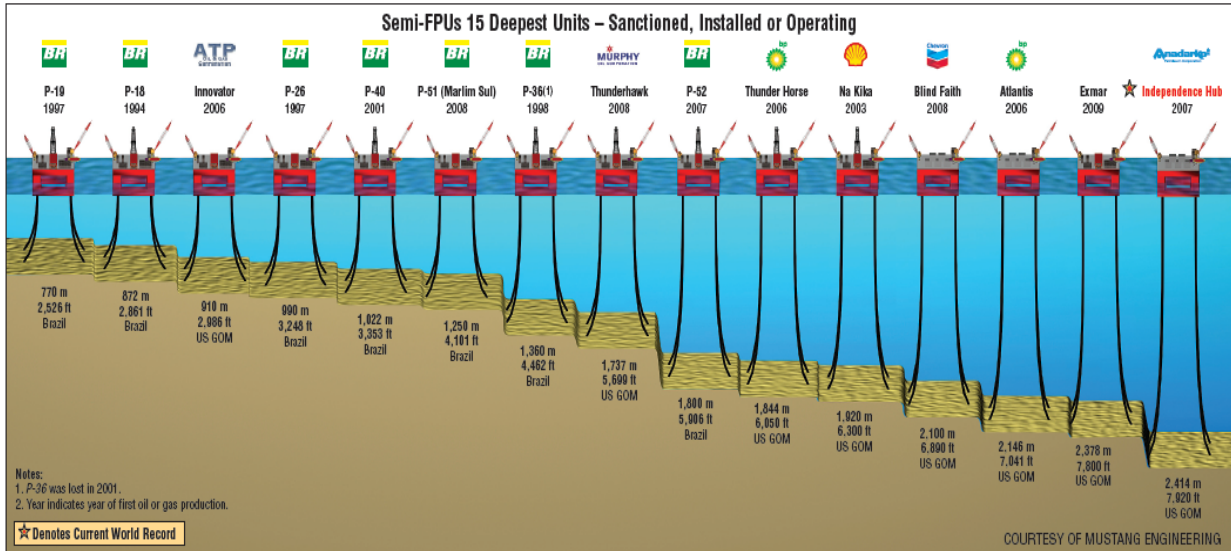


ISEME-FPS Sedco 135

La unidad semisumergible es designada como unidades de columnas estabilizas. Las columnas tienen como su prioridad dar estabilidad de flotación. Algunas de las variables de diseño más importantes son, la dimensión de las columnas y su espaciamiento, el tamaño y radio del pontón, así como su longitud y anchura. En orden para satisfacer los requerimientos de estabilidad y movimiento, encontramos como restricciones los rangos para los parámetros variables y críticos como puede ser el periodo natural de levantamiento (heave). Las columnas están dimensionadas para proporcionar un área de flotación adecuado para soportar todas las condiciones de sobre carga, espaciamiento para soportar el modulo superficial, y sintonizado para un periodo natural de oleaje de por lo menos 20 segundos. Los pontones están dimensionados para proporcionar una adecuada flotabilidad para soportar todas las cargas tanto verticales como de peso, y proporcionar la máxima amortiguación de levantamiento.

La principal desventaja que se puede observar en este equipo es su pobre capacidad de carga y almacenaje para lo cual se necesita un gran tamaño para una gran capacidad de carga.

Movimiento	Surge (plano z,y)	Sway (plano x,z)	Heave (plano x,y)	Roll (eje X)	Pitch (eje y)	Yaw (eje z)
Severidad	Baja	Baja	Media	Baja	Baja	Media



Cronología de las plataformas de piernas tensoras



Unidad Flotante de Producción Semisumergible convencional (FPU's-SEMI)

1.4. SISTEMAS FLOTANTES DE PRODUCCION, ALMACENAJE Y DESCARGA (FPSO)

En la actualidad los lugares de explotación de hidrocarburos se han extendido a lugares donde no existe infraestructura para el transporte de aceite y gas, aunado a que los yacimientos que están siendo explotados son muy pequeños lo que hace que las inversiones que se necesitan para generar una infraestructura nueva en esa zona se económicamente imposible. Existe una solución para este tipo de situaciones que cada vez es más común alrededor del mundo, esa solución son los sistemas flotantes de producción, almacenamiento y descarga (FPSO). Estos sistemas centran su ahorro en el hecho de que no necesitamos el despliegue de grandes distancias de tubería.

Los sistemas flotantes de producción, almacenaje y descarga, es un tipo de sistema de tanque flotante usado en la industria para la recolección y el procesamiento de los fluidos que se están produciendo, para su posterior descarga; posicionado en el fondo marino por medio de unos cables tensores, y en la actualidad con la ayuda del un sistema de posicionamiento dinámico.

La primera unidad de producción flótate de producción, almacenamiento y descarga (FPSO) fue la "Shell Castellon", utilizada en el años de 1977 las aguas del mar mediterráneo, actualmente el record que tienen estas unidades en cuanto a su tirante de agua manejan márgenes de hasta 2 383 m programados para el año de 2010 en el golfo de México. Aunque de manera general se dice que este tipo de sistemas no tiene un límite de profundidad, su limitación está relacionada con el riser que producción con el que se esté trabajando (el único sistema con el que no es compatible es el SCR). El uso de los FPSO en campos costa afuera alrededor del mundo, se ha convertido en una opción para la industria petrolera. El numero de estas unidades de sistemas de producción alcanzo el orden de 107 y 54 buques de almacenamiento alrededor del mundo en el 2005.

Este sistema es el que proporciona la mayor capacidad de manejo de de un campo en aguas profundas si es que no hay ningún tipo de infraestructura existente. Cuenta con 5 componentes principales:

- Estructura flotante. Incluye la maquinaria, equipos, cuartos para trabajadores, servicios de propulsión y servicios auxiliares. En algunos casos estas unidades pueden tener capacidad para almacenar y soporta la producción durante el inicio de la vida del campo y otras ocasiones las unidades son diseñadas solo para producción y descarga.
- Sistema de anclaje. El sistema incluye líneas de anclaje, conectores, pilotes, sistemas de desconexión para el caso en el que se cuente con instalaciones.

- Sistema de producción. Este componente consta de unidades de proceso, sistemas de seguridad y control, equipo auxiliar para el proceso de hidrocarburos líquidos y mezcla de gases, proveniente de los pozos.
- Almacenamiento. Este componente puede ser considerado como parte de la estructura flotante o un sistema separado de la estructura.
- Sistema de exportación/importación. Este sistema es elaborado de tubería rígida o una combinación de rígida y flexible y esta asociada con los componentes de la riser. Para el riser de importación los puntos de conexión son el manifold en el fondo marino y la estructura flotante en una conexión giratoria.

Movimiento	Surge (plano z,y)	Sway (plano x,z)	Heave (plano x,y)	Roll (eje X)	Pitch (eje y)	Yaw (eje z)
Severidad	Medio alta	Medio alta	Alta	Medio alta	Alta	Medio alta



Unidad Flotante de producción, almacenamiento y descarga (FPSO)



|| FPSO Girassol, operando en las costas africanas

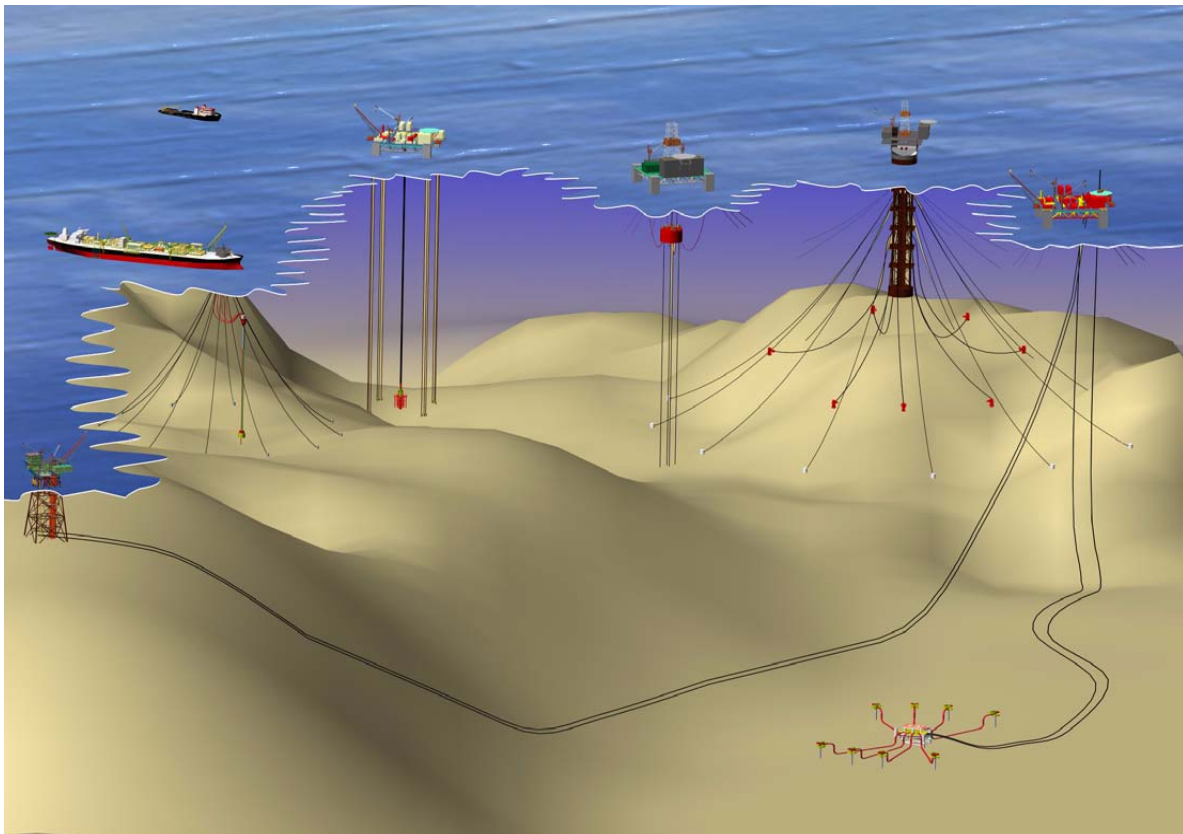


FPSO el señor del mar
(Yúm K'aknáb)

2. ESTRUCTURA DE INTERFACE ENTRE EL LECHO MARINO Y LA UNIDAD FLOTANTE (riser)

El riser es el medio por el cual existe una comunicación entre las instalaciones superficiales y las submarinas por lo que es un punto muy importante en la explotación de los campos en aguas profundas. Los factores que podemos destacar e intervienen en la selección del sistema de riser son: En lo que respecta al ambiente podemos mencionar la profundidad de trabajo, el oleaje y las corrientes submarinas; el tipo de instalación superficial con las que se está trabajando; el tipo de fluido que se está produciendo, así como la temperatura y presión a la que se está trabajando; y por ultimo características del yacimiento, el nivel de consolidación de la formación y la profundidad de este.

Los sistemas para transportar los fluidos están acoplados desde la plataforma hasta el fondo del mar, estas tuberías ascendentes puede ser de distintas formas, las cuales son: riser flexible, rígido, híbridos y en forma de catenaria.



I. El riser se encuentra presente en todos los sistemas flotantes de producción.

2.1. RISER RÍGIDO TENSIONADO (TTR)

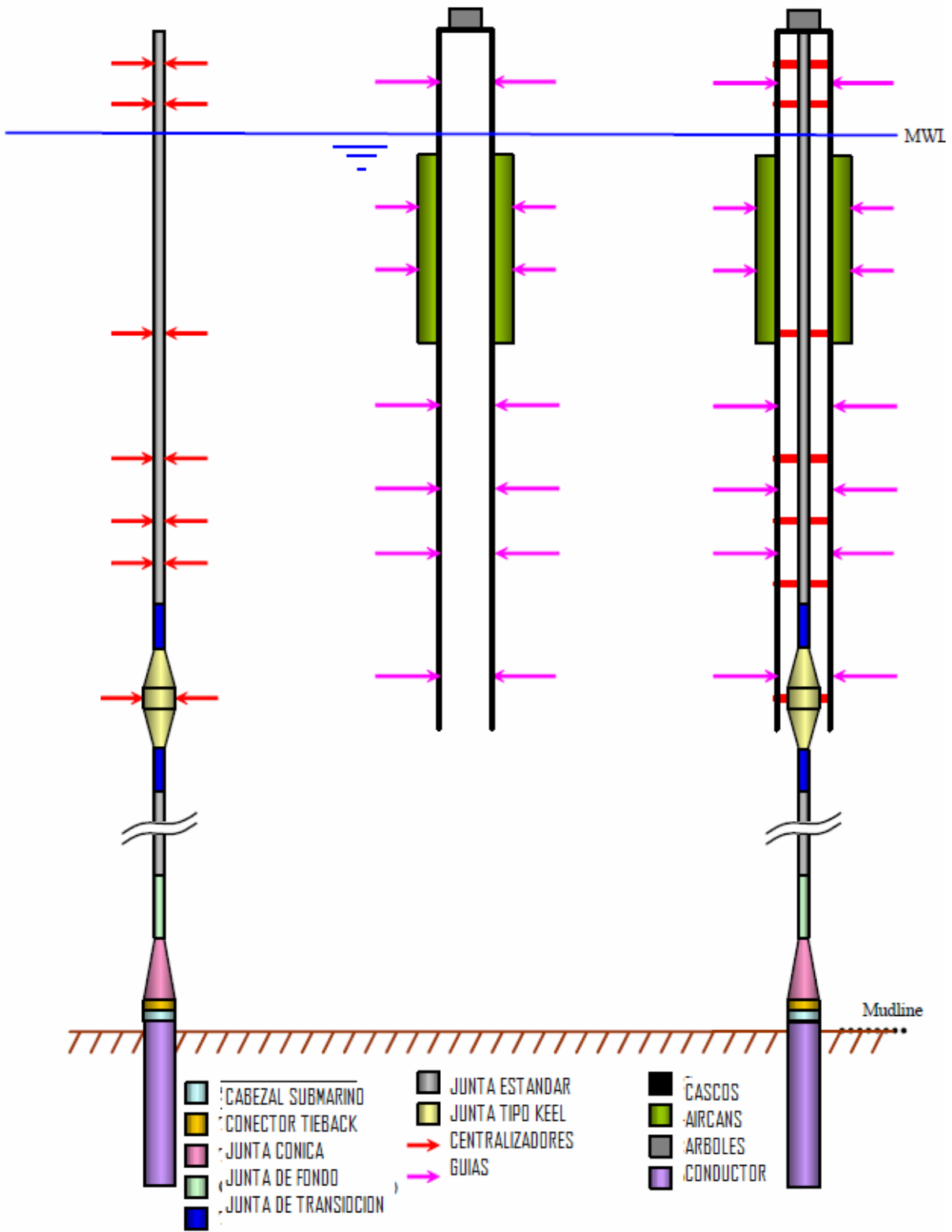
Las primeras instalaciones de producción submarina trabajaron con risers rígidos tensionados, y trabajaban en conjunto con arboles superficiales y en menor medida con submarinos. La implementación de los TTR se remonta al año de 1984 junto con la plataforma de piernas tensoras (TLP) "Hutton" en aguas del mar del norte (reino unido), en un tirante de agua de 150m.

Los riser tensionados tienen dos tipos de arreglos generales; los sistemas de barril sencillo y los sistemas de doble barril. Estos arreglos dependen de una serie de consideraciones, entre las que se incluyen requerimientos de intervención y reparaciones, presión del yacimiento, tirante de agua, el factor económico y claro está la seguridad. El riser de barril sencillo consiste en una tubería de revestimiento sencilla y una tubería de producción interna. Esta configuración tiene el diámetro más pequeño y ofrece la solución más ligera con el costo de capital más bajo. La desventaja de esta configuración es su sencilla configuración, la cual en algunos desarrollos suele ser insuficiente; es por esto que algunos operadores prefieren un riser de doble barril que consiste en dos tuberías de revestimiento concéntricas junto con la tubería de producción. El sistema de doble barril ofrece un mejor comportamiento térmico con respecto al sistema de barril sencillo. Usualmente el riser externo en ambas configuraciones, consta de una junta que se conecta al cabezal submarino mediante una conexión tipo tie-back. Para el caso del sistema de doble barril la tubería de revestimiento interna consta de juntas internas estándar que van desde el tie-back hasta el cabezal superficial.

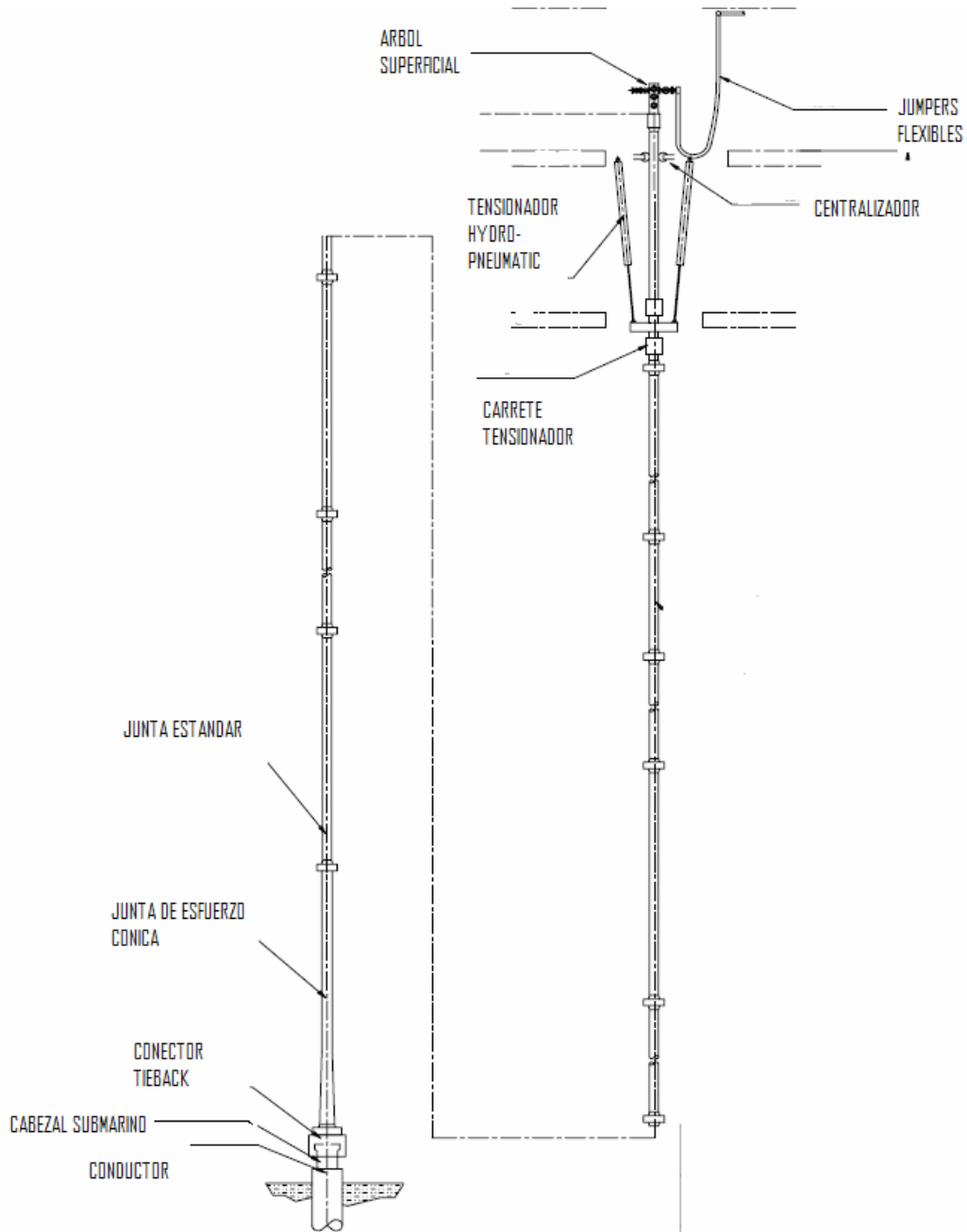
La mayoría de riser de este tipo que se utilizan en las SPAR's se utiliza un sistema que le provea la tensión superior requerida; estos sistemas pueden ser un AIRCAN o un sistema de detención. Para estos sistemas una tubería de detención corre a través del casco del SPAR y también cuenta con unos aircans que proveen la tensión del sistema. Los aircans y el sistema de detención están guiados dentro del casco del SPAR mediante una serie de guías que proveen puntos de detención entre los sistemas mencionados y la embarcación.

En años más recientes, las SPAR's ya no utilizan el sistema de detención junto con AIRCANS, estos han sido reemplazados por tensores hidroneumáticos.

Los parámetros principales asociados a los risers tensores son los asociados directamente a este como lo es el peso del riser; el cual está influenciado directamente tanto a la profundidad de trabajo y las altas presiones de yacimiento. Esta vulnerabilidad con respecto al peso del riser se ve más reflejada en el hecho de que al aumentar el peso se incrementa el tamaño de los "AIRCANS" o los requerimientos de tensión del sistema "HYDRO-PNEUMATIC", según sea el sistema de tensión; que de manera automática impacta en los costos del proyecto.

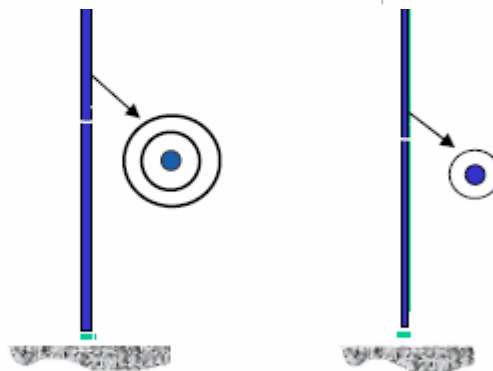


II. Esquema tipo del sistema de riser tensionado en una SPAR



III. Esquema de un riser tensionado en piernas tensoras.

sistema típico de las plataformas de

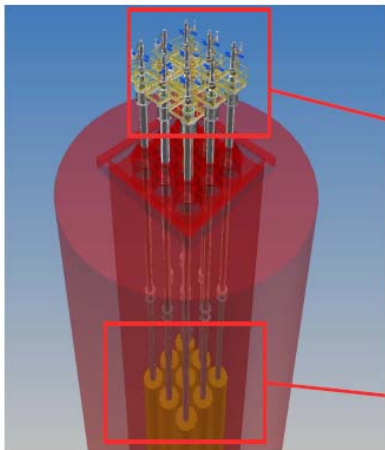


RISER DE DOBLE BARRIL

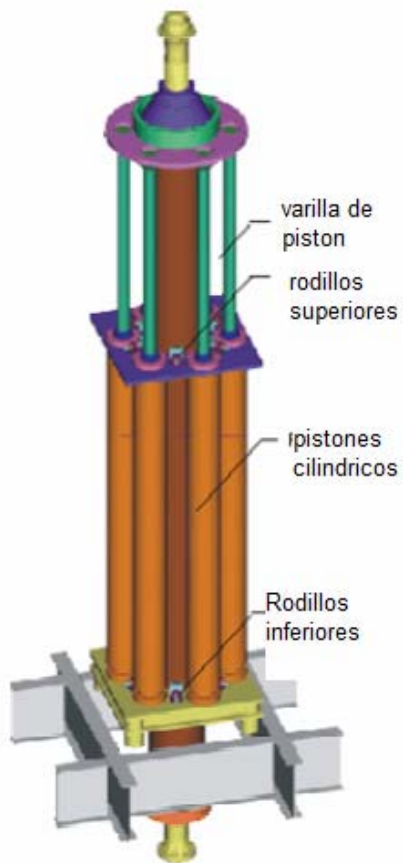
RISER DE UN SOLO BARRIL

IV. Configuraciones de un riser tensionado

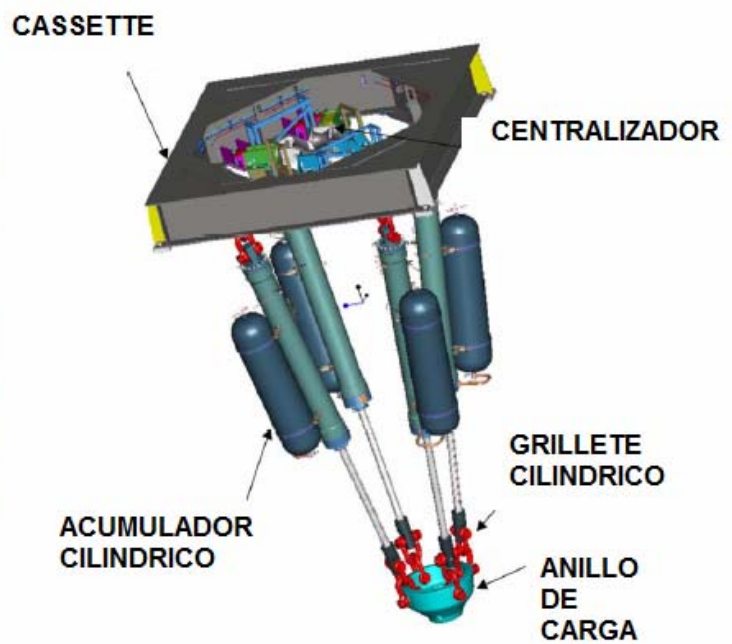
SISTEMA DE TENSION CON AIRCANS



V. Sistema de tensión con AIRCANS.



VI. Sistema de tensores Hidro - neumáticos para las SPAR's



VII. Sistema de tensores Hidro - neumáticos para las TLP's

Los materiales que se utiliza en la fabricación de los risers de doble barril son acero de grados T95 y P110 para la tubería de revestimiento interna y acero grado X80 para la tubería de revestimiento externa.

La principal desventaja se originaba cuando la producción era detenida por problemas ambientales y estos eran retirados. Otra desventaja era que el número de risers que podían ser posicionados en la cubierta estaban limitados debido al complejo sistema de tensores, además de que el impacto que se recibe de los movimientos y esfuerzos a los que esta sometido la unidad flotante que lo sustenta. Una de sus ventajas es que puede facilitar los trabajos de operación desde la superficie.

2.2. RISER FLEXIBLE.

Los materiales que se utilizan para la elaboración de estos risers son principalmente alambres de acero y polímeros. Actualmente los risers flexibles son la solución más común para sistemas de producción flotantes. Los risers flexibles pueden ser colgados en el borde de la cubierta, lo cual permite colocar un gran número de riser y umbilicales, aunque algunas veces los riser son colgados en los flotadores. Las configuraciones utilizadas para estos riser son lazy wave (Ilustración 1.), steep wave (Ilustración 2) y lazy S (Ilustración 3); estas configuraciones dependen en gran medida a la profundidad de trabajo, el grado de movimiento que refleje el tipo de unidad flotante que se esté utilizando, las condiciones del ambiente y restricción de espacio.

Cada capa de un riser flexible es construida de manera independiente, pero diseñada para interactuar con las demás. El número de capas que lo componen varían de cuatro a diecinueve, dependiendo de la aplicación y del tirante de agua, sin embargo un riser flexible típico para la producción de petróleo en aguas profundas tiene las siguientes capas:

- Carcasa interna.- previene el colapso de la capa termoplástica interna en el caso de una caída de presión. La carcasa está compuesta de placas delgadas laminadas en frío enroladas con un ángulo aproximado de 90°.
- Capa termoplástica interna.- esta capa es un componente de sello.
- Armadura de presión (espiral zeta).- la función principal de esta espiral es la de soportar las cargas debidas a la presión interna. Sin embargo, esta capa también proporciona una resistencia contra cargas radiales como la presión externa. La espiral zeta es fabricada con alambre con forma de Z. debido a que la espiral z y la carcasa interna pueden resistir las cargas de presión, estas son denominadas armaduras de presión.
- Capa termoplástica intermedia.- esta capa es utilizada para reducir la fricción entre las capas de resistencia a la presión y la armadura de tensión.
- Armadura de tensión con doble enlace.- estas capas proporcionan resistencias a las cargas axiales y a la torsión. Generalmente, estas capas

son fabricadas de alambres planos de acero con una sección transversal de formas rectangulares y son colocadas en ángulos que varían de 25° a 55°. A estas capas se les aplica una lubricación con el fin de reducir la fricción y su desgaste.

- Capa termoplástica externa.- esta capa protege las capas metálicas contra la corrosión y la abrasión, y también liga las armaduras interiores.

Una de sus principales ventajas es que los riser flexibles pueden permanecer conectados en las condiciones ambientales más severas, por su capacidad para resistir grandes movimientos; además de que tiene una gran flexibilidad en cuanto a la prefabricación, el transporte y la instalación. En contra parte su desventaja es que tiene grandes limitaciones con respecto a los diámetros, presión, temperatura y composición de los fluidos; los procedimientos de diseño con algo complejos; existe un gran riesgo de migración de gas; los costos por material y fabricación son muy altos y es muy sensible a las corrientes marinas.

Lazy Wave

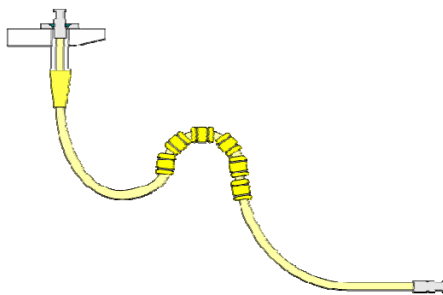


Ilustración IX

Steep Wave

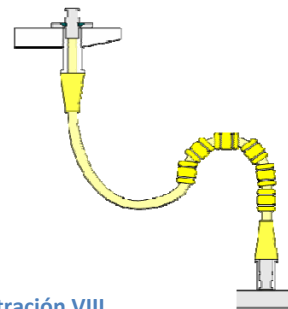


Ilustración VIII

Lazy S

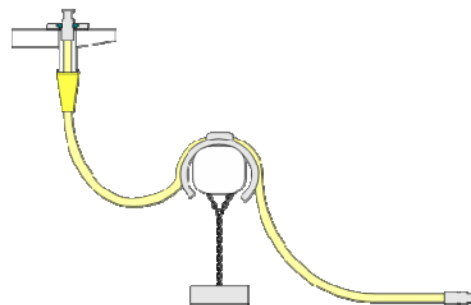


Ilustración X



XI. Configuración interna de riser flexible

2.3. RISER EN CATERINA DE ACERO (SCR)

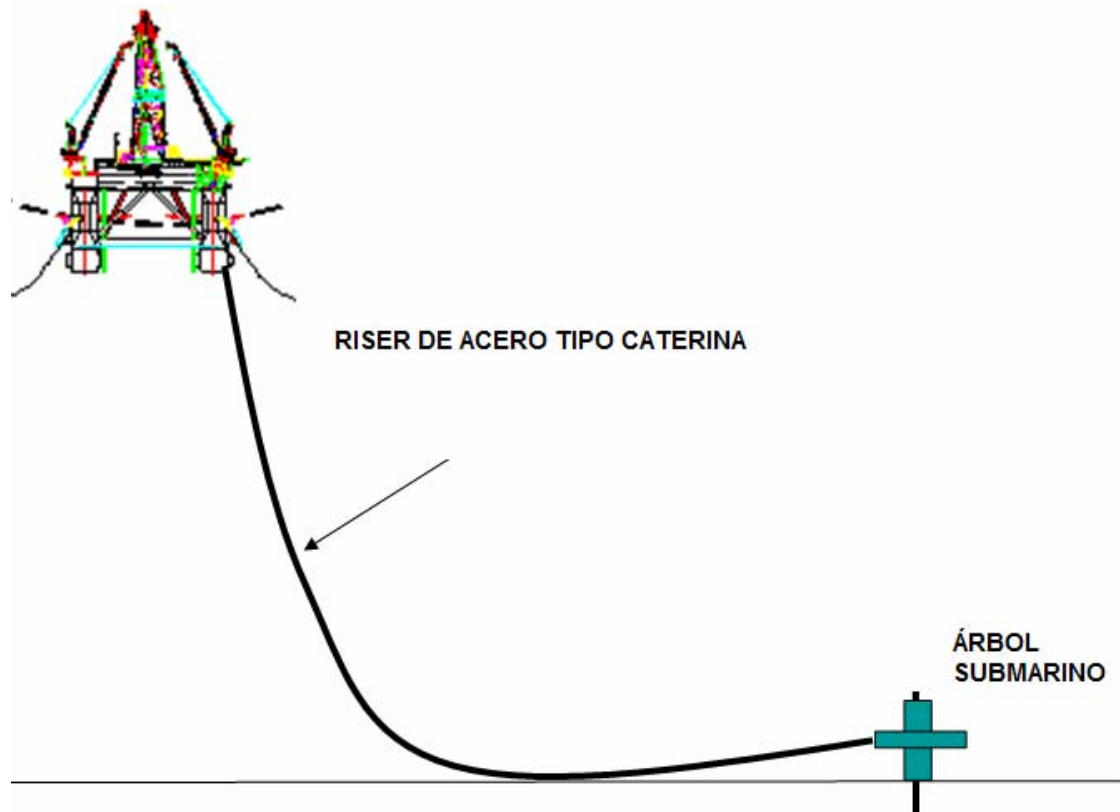
El riser en forma de catenaria de acero, es un sistema relativamente simple, cuando es comparado con los otros; es simplemente una tubería de acero colgada desde la plataforma en forma de catenaria. El riser en forma de Caterina está conectado generalmente a la unidad flotante mediante una junta flexible, una junta de tensión de acero o de titanio para absorber el potencial movimiento angular de la plataforma. La parte final del riser descansa en el lecho marino como una viga. Existen tres configuraciones generales de este sistema de riser: el primero es una tubería sencilla de acero, el segundo es una tubería sencilla de acero con aislamiento húmedo y por último encontramos la tubería de doble barril con aislamiento seco.

Las principales ventajas de este diseño son: su capacidad de vencer cualquier limitación en lo que respecta al diámetro; que a diferencia del sistema rígido tensionado, este queda colgado por su propio peso sin la necesidad de un sistema extra que le proporcione esta tensión; es mucho más condescendiente en el aspecto del movimiento de la unidad flotante que el sistema tensado y lo más importante de entre todos los diseños de riser se considera el más económico. El primer riser de este tipo fue aplicado a instalaciones semisumergibles en el año de 1998 sobre la plataforma Marlin P18 en un tirante de agua de 910 m. Los riser en forma de catenaria son más flexibles cuando son fabricados con más titanio que con acero, debido al bajo módulo de Young. Los sistemas flotantes de producción, almacenamiento y descarga (FPSO), son las unidades hoy en día que más utilizan este tipo de riser.

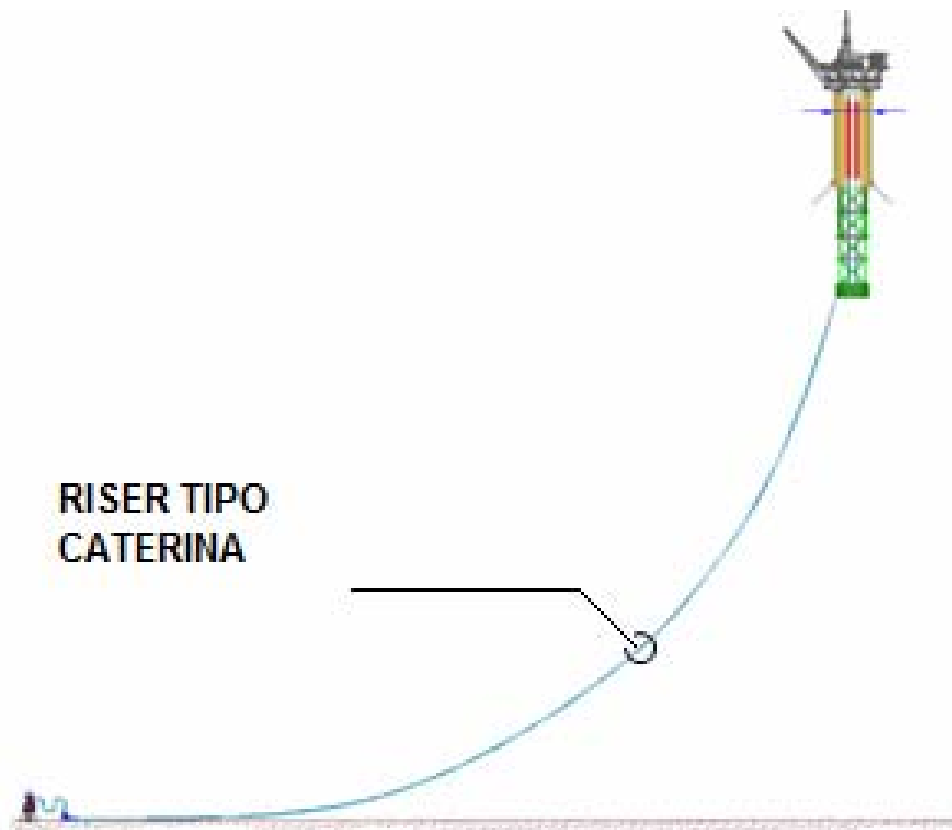
El diseño del riser de acero en forma de Caterina está fuertemente ligado a las características de la unidad flotante, entre las que podemos destacar están las siguientes:

- ❖ La localización del punto de colgamiento alojado en el casco.
- ❖ El diseño de la junta flexible para soportar altas temperaturas.
- ❖ Rigidez del sistema de amarre y su máxima excursión.
- ❖ La serie de movimientos que puede presentar la unidad.
- ❖ Integración de instalaciones extras.

Los materiales típicos que se utilizan en la construcción de estos risers son acero grados X60, X65 o X70.



XII. Riser de acero en Caterina para instalaciones semisumergibles



XIII. Riser de acero en Caterina para una SPAR

2.4. RISER HIBRIDO

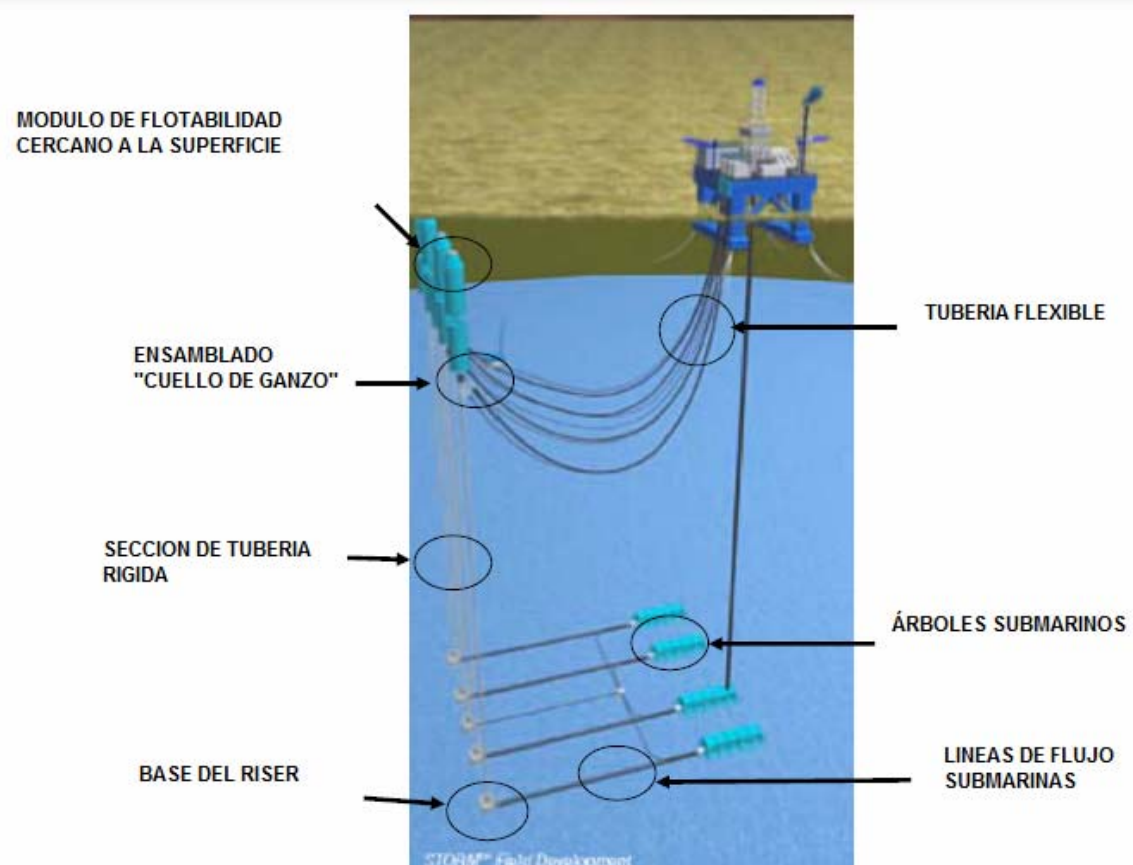
A medida de que la exploración y producción de fluidos se ha movido a aguas más profundas hay una necesidad de desarrollar nuevas técnicas más económicamente viables; una de esas alternativa son los riser híbridos (implementados en gran medida en el oeste de África), que consiste en un conjunto de tuberías de acero verticales soportadas mediante flotadores externos. Jumpers flexibles que fungen como la interface entre la parte superior del riser y la unidad flotante. Se utilizan principalmente en ambientes donde el movimiento de levantamiento es muy severo. El primer riser híbrido fue instalado en 1998 con un tirante de agua de 469 m. la primera generación de risers híbridos, los cuales fueron instalados en el Golfo de México, los cuales fueron diseñados para un gran número de patrones de flujo, debido a esto el diseño era complejo y pesado lo cual hacia la instalación muy costosa.

La segunda generación de riser híbridos, son fabricados en instalaciones costa adentro y colocados mediante remolques. Esta propuesta proporciona una significativa reducción en los costos como resultado de la reducción del peso, simplificación del diseño y reducción del calendario de instalación. Las desventajas de las primeras dos generaciones de risers híbridos son:

- ❖ La complejidad del diseño.
- ❖ El riesgo de instalación.
- ❖ Baja flexibilidad en el desarrollo del campo.
- ❖ Sensibilidad alta a las corrientes marinas.
- ❖ Los costos.
- ❖ La temperatura es una limitante debido al uso de tubería flexible.
- ❖ Necesita de cimientos y ataduras.

La considerada como la tercera generación de risers híbridos ofrece todos los beneficios de las generaciones anteriores, y además tiene un simple diseño en el diseño del racimo de tuberías rígidas, lo cual genera una instalación rápida y económica.

Las ventajas de este tipo de riser en general incluyendo todas sus generaciones son: las tecnologías en las plataformas utilizadas en aguas someras pueden ser utilizadas en aguas profundas, reduce las cargas de fatiga, permite la fácil incorporación de la técnica de bombeo neumático.



XIV. Configuración típica de un sistema de riser híbridos.

La interrelación de los risers con las unidades flotantes de producción se muestra a continuación:

Unidad flotante	TTP	SCR	Riser flexible	Riser híbrido
SPAR	X	X	X	-
TLP	X	X	X	-
SEMI-FSP	-	X	X	X
FPSO	-	ocasionalmente	X	X

3. ARQUITECTURA SUBMARINA

3.1. CABEZAL SUBMARINO

El cabezal submarino de producción es una pieza que está encargada de soportar la TP y proporcionar un sello entre esta y la tubería de revestimiento, además de servir de interface entre el árbol submarino y el pozo.

De entre los principales objetivos que cumple el cabezal se encuentran:

- Contener de manera segura la presión del yacimiento.
- Dar soporte al equipo de preventores durante la perforación.
- Sellar la tubería de revestimiento durante la perforación.
- Dar soporte y sello al árbol submarino.
- En algunos casos dar soporte y sello al colgador de tubería.

Existen dos tipos de conexión para el cabezal:

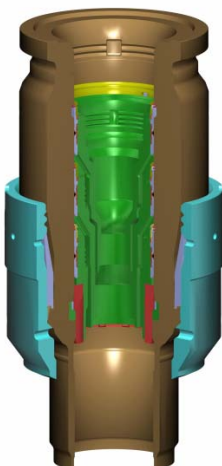
- Conexiones tipo hub.
- Conexiones de mandril.

Usualmente encontramos cabezales con los siguientes diámetros:

- 21-1/4"
- 18-3/4"
- 16-3/4"
- 13-5/8"

Normalmente los rangos de presión que manejan son:

- 15,000 PSI.
- 10,000 PSI.
- 5,000 PSI.



3.2. ÁRBOLES DE PRODUCCIÓN SUBMARINOS

Los árboles de producción submarinos son bloques de válvulas, tuberías, conectores y otros componentes instalados en la cabeza de un pozo para contener al mismo, mediante el entubado de la producción, su revestimiento, y los elementos de sello y aislamiento, así como controlar el flujo en el pozo, esto incluye tanto el flujo que sale del pozo como el flujo que entra a él, sirve de interfaz con la cabeza del pozo, los jumpers y manifolds, y se cuenta con un sistema de control para su operación. Por ejemplo, los árboles se usan típicamente para permitir la producción de hidrocarburos, pero también para inyectar agua o gas al yacimiento para mantenimiento de presión o simplemente como desecho. Los árboles permiten el control de funciones en el fondo del pozo como la operación de válvulas de seguridad, inyección de químicos, rangos de presión y funciones de pozos inteligentes, también nos permiten obtener información del pozo como son temperaturas y presiones, así como proporcionarnos un punto de acceso para realizar operaciones de intervención de pozos. Los árboles submarinos se diferencian de los árboles superficiales principalmente porque los primeros tienen bloques sólidos para cada válvula mientras que los segundos tienen válvulas individuales armadas en un solo conjunto.

Algunos árboles cuentan con estranguladores para permitir operaciones de arranque en pozos de alta presión y para proyectos submarinos donde dos o más pozos están siendo dirigidos a una línea de flujo común. Estos estranguladores son generalmente diseñados para ser recuperados mediante un ROV a excepción del cuerpo de estrangulación principal. Otras funciones en el árbol incluyen el uso de terminales de control para realizar la apertura de válvulas, teniendo sensores de presión y temperatura en el árbol para medir los parámetros de operación del pozo.

La medición submarina es una de las más recientes tecnologías y probablemente una de las más caras. Medir el flujo del fluido de producción es un proceso superficial muy común, mientras que realizar esta operación en las instalaciones submarinas puede resultar mucho más complicado debido al hecho de que el gasto será muy probablemente del tipo multifásico. La medición multifásica debe medir gas, aceite y agua simultáneamente. Una función extra que se debería incluir en un futuro al diseño de los árboles submarinos es el bombeo multifásico para ayudar a reducir los problemas de aseguramiento de flujo.



Árbol de producción submarino

Al momento de escoger un árbol submarino debemos tener en cuenta ciertos aspectos como son:

- Presión del pozo.
- Temperatura.
- Propiedades de los Fluidos.
- Gasto de Producción.
- Diámetro del pozo.
- Gastos de producción.
- Materiales del equipo.
- Aislamiento requerido.
- Requerimientos del estrangulador.
- Tipo de cabezal.
- CAPEX.
- OPEX.
- Profundidad.
- Servicio Corrosivo.
- Cargas externas.
- Conexión a las líneas de descarga.
- Interface ROV.
- Método de instalación.

Algunas cuestiones que también pueden favorecer la decisión de instalar un árbol submarino son la existencia de instalaciones de producción superficiales, un alto CAPEX, un rápido retorno de la inversión, tener un yacimiento fuera del alcance de las plataformas con árboles secos, trabajar en un ambiente con un clima muy hostil, etc.

Los químicos para la mitigación de hidratos, protección contra la corrosión, y la inhibición de ceras y parafinas puede ser inyectada tanto en el árbol como en la tubería de producción en el fondo del pozo si el sistema del árbol está diseñado para estas operaciones. La mayoría de los árboles cuentan con un puerto de inyección de químicos en alguna sección entre el máster de producción y las válvulas piloto de producción. La inyección en el fondo del pozo es un poco menos común que la inyección en el árbol. La mayoría de los puertos de inyección cuentan con válvulas de compuerta operadas hidráulicamente en el árbol para controlar los puertos, pero algunos utilizan una válvula check y una válvula manual de aislamiento o válvula de aguja, la cual tendría que ser manejada por un ROV o un buzo en el caso de que se diera una falla en la línea de inyección en el sistema umbilical.

A continuación describiremos los dos tipos de árboles submarinos que existen:

-Horizontal.

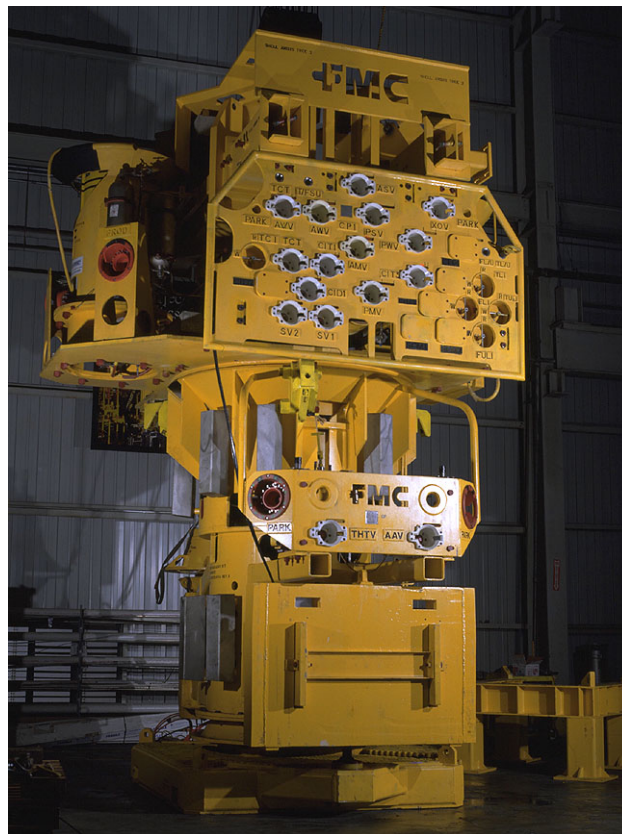
-Convencional/Vertical.

El más antiguo es el árbol vertical o convencional, el más nuevo es el árbol horizontal, de carrete de válvula lateral, el primer árbol horizontal que se instaló en el Golfo de México fue el McGee Ewing del Banco 989 en 1994. Desde entonces muchos sistemas de árboles horizontales se han instalado en el Golfo de México. Los dos tipos de árboles utilizan componentes similares, ya sean válvulas, conectores, tuberías, equipos de intervención, etc., y ninguno de los dos tipos se puede ajustar a todos los posibles escenarios en el mundo, se necesita realizar un estudio del sistema para seleccionar el tipo de árbol que mejor se acomode al proyecto. Un árbol vertical se caracteriza por el hecho de que la trayectoria del flujo a través del colgador de tubería es totalmente vertical, mientras que un árbol horizontal se caracteriza por el hecho de que la trayectoria del flujo realiza un cambio de dirección de 90 grados en el colgador de la tubería previo a entrar a la válvula de producción maestra del árbol.

3.2.1. ARBOLES SUBMARINOS CONVENCIONALES/VERTICAL

Un árbol vertical tiene válvulas compuerta en el agujero vertical del mismo. Las válvulas maestras y válvulas de limpieza se pueden encontrar tanto en el agujero de

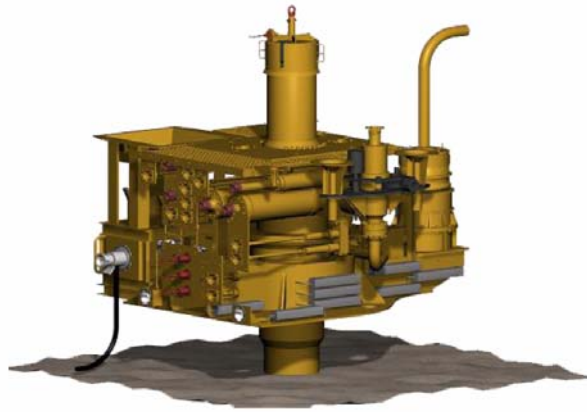
producción o en el espacio anular, asumiendo que se cuenta con un diseño de árbol de doble agujero. El árbol cuenta con una válvula piloto o secundaria de producción y posiblemente también una válvula secundaria para el espacio anular. Algunos diseños de árboles podrían incluir otras válvulas como por ejemplo válvulas crossover, que conectan el espacio anular con la tubería de producción, también puede contar con válvulas de inyección de químicos, válvulas de estrangulamiento, así como válvulas de monitoreo del espacio anular. El árbol convencional se puede instalar ya sea en el cabezal del pozo como tal o en un adaptador para el cabezal del pozo, algunas veces llamado **"TUBING SPOOL"**. Si esta herramienta es utilizada (tubing spool), se instala directamente en el cabezal del pozo y provee dentro de esta una sección en la cual instalar el colgador de tubería. El diseño de este árbol permite que un pozo pueda ser perforado y terminado sin tener que recuperar el sistema de preventores submarinos a la superficie.



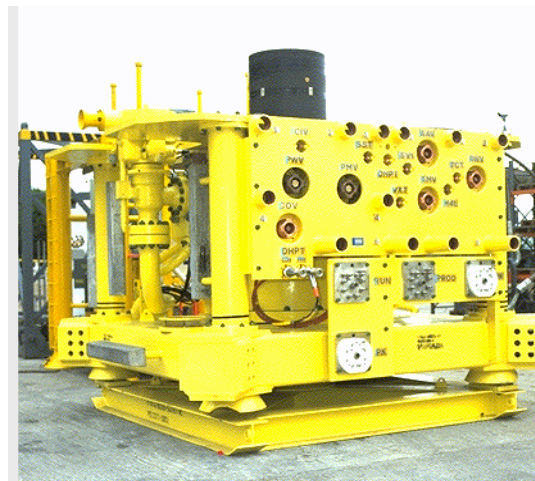
Árbol de producción submarino vertical

Para poder utilizar un árbol vertical es necesario previamente instalar el colgador de la tubería en el cabezal del pozo o en el tubing spool. Estos árboles convencionales usualmente incluyen una tapa del árbol que provee un medio para sellar eficazmente el mandril superior del árbol.

3.2.2. ÁRBOL HORIZONTAL



Una cualidad de los árboles horizontales es que el colgador de la tubería está diseñado para incorporarse en el cuerpo del mismo árbol. Todas las válvulas del árbol se encuentran ubicadas fuera del agujero vertical del árbol submarino. El colgador debe contar con un tapón instalado para sellar el agujero del árbol submarino. Aunado a esto, el árbol debe contar con un diafragma interno de presión para proveer un sello secundario de presión para la producción.

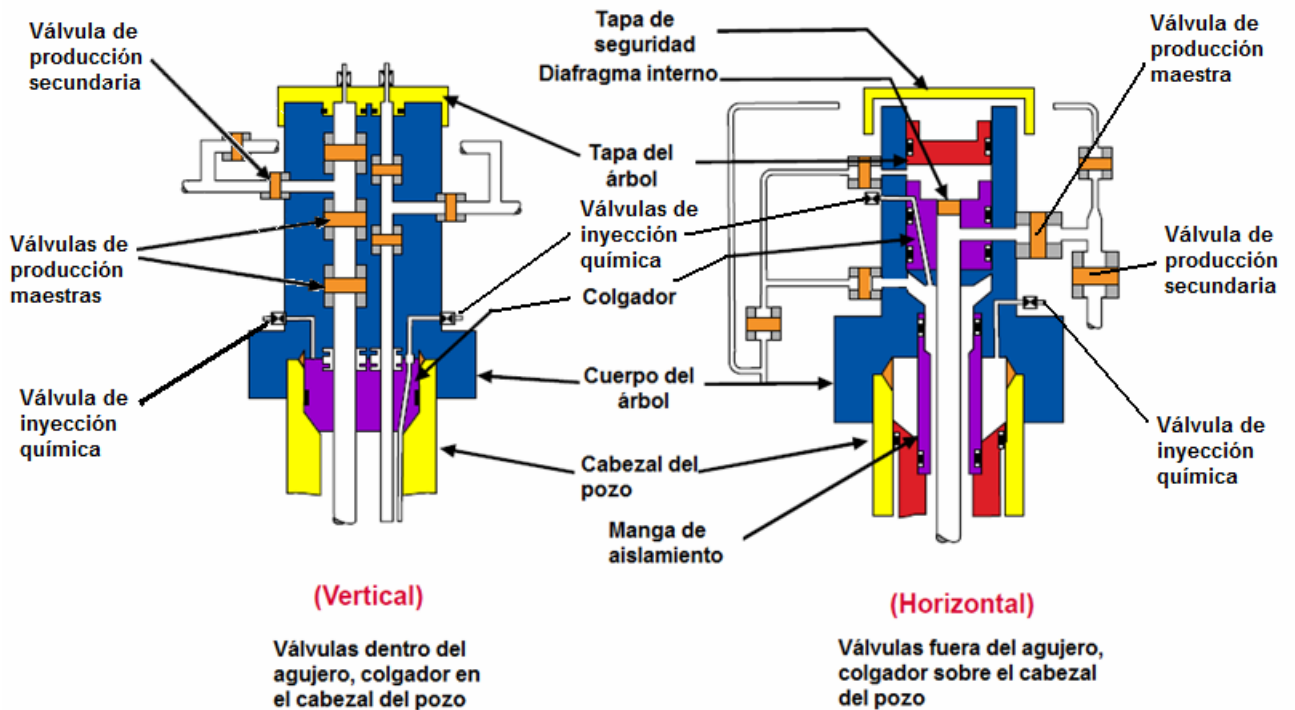


Árbol de producción submarino horizontal.

La mayoría de los árboles horizontales también incluyen una manga de aislamiento ubicada al fondo del árbol, normalmente incluye una hélice de orientación para permitir que el colgador de la tubería se instale en el árbol mediante la alineación de los agujeros de ambos equipos.

Ya que el colgador de la tubería se encuentra instalado en el árbol, este es el primer equipo instalado en el cabezal del pozo. Los BOP de la plataforma se colocan después en el riser de perforación y se instala en la parte superior del árbol.

A continuación presentamos una serie de comparaciones entre los dos tipos de árboles:



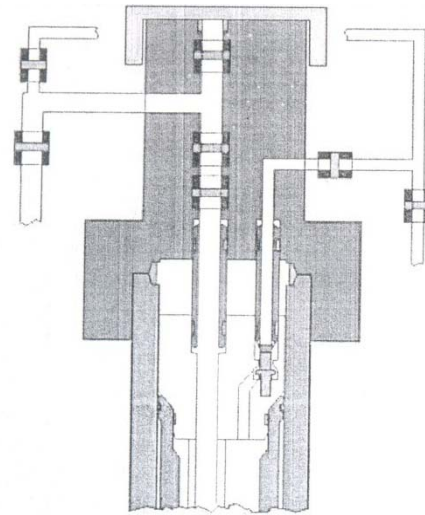
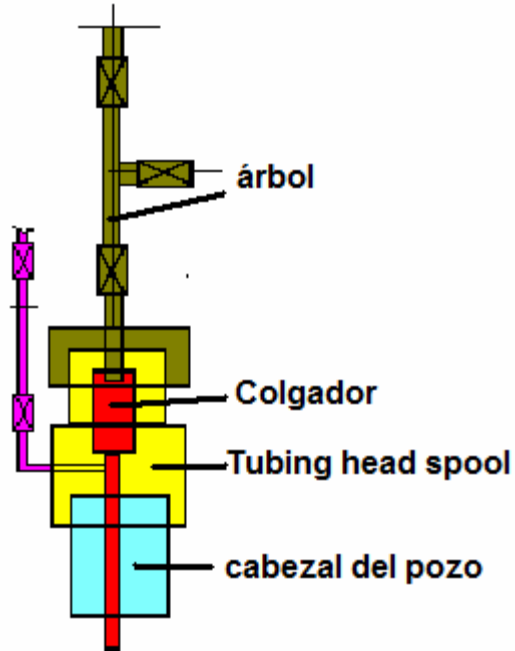
3.2.3. ÁRBOLES DE UN SOLO AGUJERO

Este árbol se deriva de los diseños de árboles para aguas someras, pero adaptados a los cabezales de pozos submarinos, utiliza un diseño de árboles más sencillo que resulta en un sistema más conveniente económicamente hablando, lo que permite al operador una mejor oportunidad para poder desarrollar pozos marginales.



Fotografía de un árbol de un solo agujero.

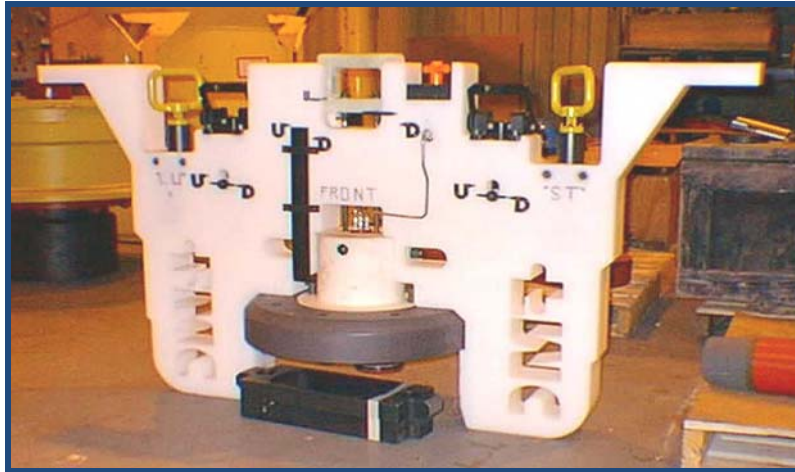
El espacio anular en este árbol es accesado mediante una salida lateral en el tubing spool o mediante una interfaz de tipo válvula check ubicada entre el árbol y el colgador de la tubería. El espacio anular no se extiende verticalmente a través del árbol, lo que nos lleva a utilizar el término “árboles de un solo agujero” o “Monobore trees”.



Esquema de un árbol de un solo agujero.

3.2.4. TAPA DEL ÁRBOL

Para los árboles convencionales, la tapa sirve como una cubierta de sello que bloquea los agujeros de producción y anular (si se cuenta con ambos). También protege el mandril superior del árbol de agentes marinos o de objetos tirados accidentalmente, algunas tapas se utilizan como puentes entre los controles y las funciones del árbol para controlar el sistema.



Tapa de un árbol submarino vertical.

Para los árboles horizontales, se cuenta con tapas internas instaladas en el cuerpo del agujero del árbol, y en el colgador de la tubería de esta manera proporcionando una segunda barrera para el agujero de producción y creando un sello, una tapa externa es usualmente instalada para proteger el mandril superior del árbol.



Tapa de un árbol submarino horizontal.

Algunos nuevos diseños de tapas están siendo fabricados con materiales lo suficientemente ligeros como para que unidades ROV las instalen directamente en el árbol, mientras que las tapas más comunes requieren de una herramienta que corre con la tubería de perforación.

3.2.5. COLGADORES DE TUBERÍA

Los colgadores de tubería son la interface entre el fondo del pozo y el árbol submarino. Entre sus diversas funciones se encuentran:

- Proporcionar un punto de soporte para la tubería de producción.
- Sellar el espacio anular.
- Se ajusta al cabezal del pozo o al cuerpo del árbol submarino para soportar cargas causadas por crecimiento derivado de cambios de presión o temperatura de la tubería de producción.
- Provee un puerto de control de paso para todas las operaciones en el fondo del pozo incluyendo el SCSSV (surface controled subsurface safety valve- una válvula requerida por MMS), inyección de químicos, operaciones en pozos inteligentes y sensores.
- Dirige la producción del pozo hacia el árbol.
- Sirve de punto para la instalación de tapones o sellos para aislar el agujero de producción durante operaciones de instalación o reparación.

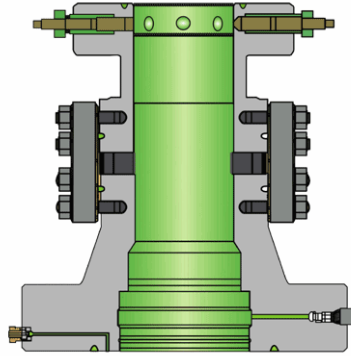


1 Colgador de tubería submarina.

3.2.6. TUBING SPOOLS

Los tubing spools o tubing heads proveen una opción para permitir que árboles convencionales se instalen en cabezales de pozos que sean incompatibles con estos. Se colocan en un cabezal ya existente y permiten de esta manera la

instalación de un colgador de tubería. Interfaces de conexión para las líneas de flujo también se pueden incluir en los tubing spools permitiendo así que el árbol se maneje de manera independiente a las líneas de flujo.



Tubing Spool

3.2.7. NUEVAS TECNOLOGÍAS EN LOS ARBOLES DE PRODUCCIÓN SUBMARINOS(ÁRBOLES ELÉCTRICOS)

La compañía CAMERON sacó recientemente al mercado un nuevo sistema de árbol submarino completamente eléctrico. Utiliza solamente energía eléctrica (Corriente Directa) para operar las diversas válvulas y estranguladores que posee. Este concepto está siendo manejado por esta compañía argumentando que es más confiable y ofrece al operador una manera de reducir los costos del umbilical que se utiliza para controlar el árbol submarino, y esto lo hace al eliminar las funciones hidráulicas que provee de su sección transversal.



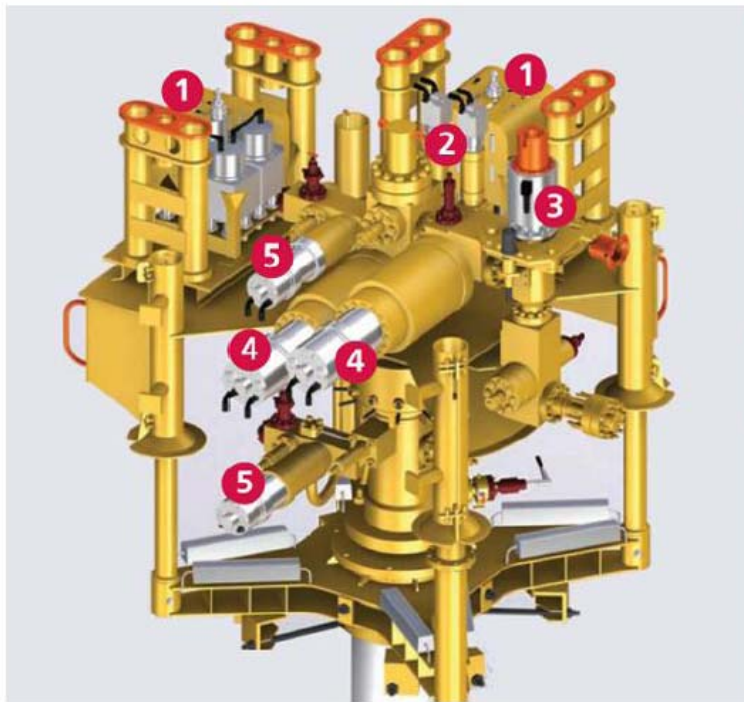
Árbol submarino eléctrico.

Este sistema presenta una serie de ventajas, económicamente brinda ahorros en el OPEX derivados de los fluidos, mejoras en la confiabilidad, menores costos de intervención y una producción total incrementada. Los ahorros en el CAPEX incluyen a los umbilicales, fluidos hidráulicos, instalación y chequeos. Este equipo soporta virtualmente cualquier profundidad y líneas de descarga de más de 100 millas conservando excelentes tiempos de respuesta.

Al eliminar los equipos hidráulicos para la energía y señales, los comandos para el sistema de controles pueden ser enviados en una sucesión rápida y por ende evitando los tiempos de espera necesarios para que se cargue el acumulador. Sin la necesidad de transmitir señales hidráulicas a través del umbilical, la comunicación con el equipo es casi instantánea y el retorno de información referente a las condiciones submarinas se da de la misma manera. Ya que este equipo no depende de mecanismos hidráulicos para su funcionamiento, este sistema ofrece ventajas tanto de seguridad como ambientales, ya que se elimina el riesgo de una fuga del elemento hidráulico en el umbilical, además de que nos ahorra el trabajo de tratamiento y desecho de estos fluidos.

Las principales partes con las que cuenta este equipo son:

- Módulo de control eléctrico submarino.
- Módulo de regulación de energía eléctrica y comunicaciones.
- Válvulas actuadas eléctricamente para la inyección de químicos.
- Válvulas anulares actuadas eléctricamente.
- Válvulas de producción actuadas eléctricamente.
- Estrangulador recuperable submarino actuado eléctricamente.



1 Módulo de control eléctrico submarino

2 Válvulas de inyección química eléctricamente actuadas

3 Estrangulador recuperable submarino actuado eléctricamente

4 Válvulas de producción actuadas eléctricamente

5 Válvulas anulares actuadas eléctricamente

Los módulos de comunicaciones y de regulación de energía eléctrica no se muestran ya que se ubican en el template o manifold.

Debemos tener en cuenta que todos los sistemas de árboles son sometidos a varias pruebas de aceptación de fábrica, pero el operador debería ser precavido y asegurarse de que todos los elementos del sistema de árbol submarino especifiquen su compatibilidad con los demás equipos y sean probados exitosamente para funcionar a la presión y temperatura a la que trabajarán. Incluso si un equipo ya ha sido usado y solamente se le realizó mantenimiento de rutina, lo más prudente es realizar una prueba de operación para asegurarse de que no ha ocurrido ningún daño durante el transporte y manejo del equipo mientras se realizaban los trabajos de mantenimiento.

Aunque normas de trabajo cada vez más estrictas y la necesidad de una estandarización ha llevado a los diseños de árboles submarinos a volverse más parecidos a un producto que nos brinda comodidad, aun son dispositivos altamente complejos, requiriendo un gran entendimiento de lo que nuestro proyecto necesita y cuáles son las posibilidades que nos ofrece el mercado, de manera que obtengamos como resultado un sistema seguro, funcional y al costo más bajo posible.

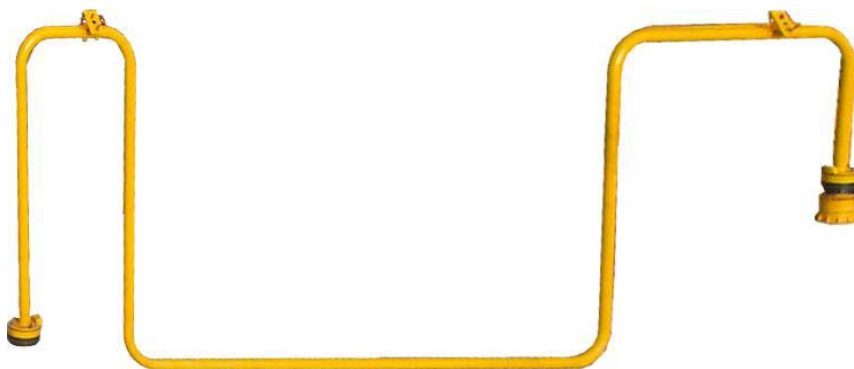
Para algunos operadores los itinerarios o programas son puntos clave si quieren minimizar los costos de desarrollo, con lo que desean realizar las operaciones de terminación lo antes posible una vez hecho un descubrimiento. En estos casos el árbol ya debe de estar listo en el fondo marino y preparado para ser instalado. La compra especulativa de los árboles es casi la única manera de lograr con éxito este tipo de programas o itinerarios, ya que de cualquier otra forma, debido a las

condiciones en que trabaja el mercado, la entrega de un árbol puede tardar hasta 12 meses.

Si los árboles se compran de esta manera entonces es necesario considerar para que operaciones, con que materiales, a que presiones y con qué interfaces se usará el árbol desde antes de iniciar la perforación. Por lo tanto es recomendable sobredimensionar el árbol respecto a la sección de partes de control que se colocarán en el fondo para evitar problemas. Siempre debemos considerar, a la hora de elegir un árbol submarino, no solamente los CAPEX, sino también los OPEX derivados de la instalación así como de aquellos en los que se incurran durante la vida del pozo, como reparaciones e intervenciones.

3.3. JUMPERS

Los jumpers son secciones de tuberías encargadas de conectar distintos componentes del sistema de producción submarino, dependiendo de qué equipos enlazan podemos encontrar well jumpers si conectan al árbol submarino con el Manifold o flowline jumpers si conectan al Manifold con algún PLEM, PLET u otra línea de producción, estos además son capaces de soportar sensores y medidores de flujo para obtener datos acerca de la producción.



Árbol

Manifold

De entre las funciones que realizan los jumpers se encuentran:

- Conectar las tuberías de producción a los manifolds y los manifolds a los árboles.
- Contener las presiones establecidas de operación.
- Controla y se ajusta a la expansión térmica, la contracción y el desalineamiento de los equipos.
- Brindar aislamiento para la prevención de hidratos.

Los jumpers usualmente vienen en diversas formas ya sea para garantizar el aseguramiento de flujo o para facilitar la instalación en lugares donde el terreno no es propicio y se desea evitar algún obstáculo, para esto los podemos encontrar con forma de U invertida, de M, e incluso flexibles por dar algunos ejemplos. Los jumpers diseñados para instalación horizontal eran usualmente tuberías rectas con bridas especiales diseñadas para la instalación con buzos, en años más recientes el diseño de los jumpers ha evolucionado hasta utilizar tubería flexible así como conectores mucho más sofisticados. El diseño más sencillo y económicamente rentable es normalmente aquel que utiliza una tubería rígida y conexiones hub de brida o tipo

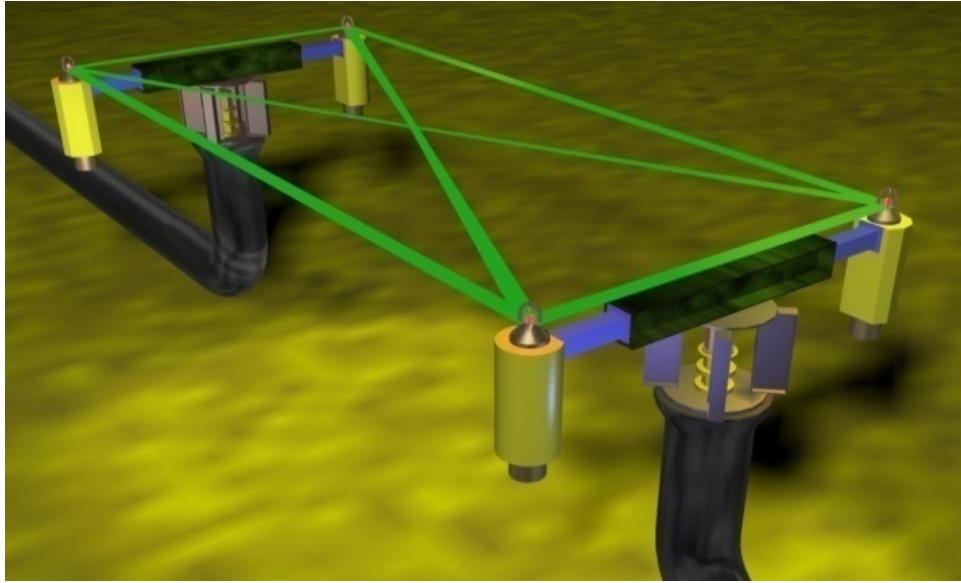
Clamp. El tamaño de los jumpers, tanto en diámetro como en su longitud, solamente se limita por el tamaño del equipo disponible para su instalación y la capacidad de la grúa para manejar el jumper en la superficie. Jumpers más largos normalmente utilizan una barra espaciadora y varios colgadores de soporte para transportar el jumper hasta el suelo marino.

Normalmente los jumpers son totalmente independientes de las condiciones del fondo marino, son recuperables y se ajustan fácilmente a la agenda de trabajo, se pueden instalar desde una plataforma o desde una barcaza para instalación de líneas. Los jumpers diseñados para instalación vertical se han vuelto la norma para la mayoría de las conexiones submarinas, especialmente en el golfo de México. Una de las principales razones de que así sea es la ayuda de la fuerza de gravedad durante la instalación de estos equipos, cualquiera de los conectores previamente descritos se puede instalar de esta manera. Normalmente el jumper se puede diseñar para proporcionar una cierta flexibilidad para corregir errores durante la medición o la fabricación. La vibración inducida por los vórtices y la expansión térmica también debe ser considerada en el diseño, así como con los jumpers horizontales estos también requieren de una barra espaciadora y colgadores para su instalación en el fondo marino, los fabricantes normalmente proporcionan un sistema de aterrizaje suave junto con los jumpers para acomodarse a las condiciones más difíciles que se puedan encontrar en el fondo marino.

Inicialmente la tubería flexible se utilizaba como parte de los jumpers verticales hasta que la industria se acomodó a las técnicas de medición submarina. Usualmente los jumpers flexibles cuentan con cuellos de ganso para dirigir la sección flexible del jumper hacia la conexión del equipo en el fondo marino. Algunos equipos diseñados para evitar el pandeo excesivo de la tubería se utilizan comúnmente, normalmente se debe hacer un dimensionamiento submarino previo a la instalación del jumper flexible debido a que la instalación de estos es más complicada y se necesita de datos más exactos para su operación. Se debe tomar en cuenta que usar tuberías flexibles junto con sus cuellos de ganso puede resultar contraproducente económicamente si se utilizan para secciones muy cortas.

3.3.1. HERRAMIENTAS DE MEDICION

La herramienta de medición referida previamente es un sistema relativamente simple de cables tensionados utilizados para realizar mediciones submarinas entre los puntos de conexión del árbol y la línea de flujo deseados. Esta unidad en particular puede ser operada por un ROV. El sistema está conformado por un perno pasivo de medición y la herramienta activa, un cable se saca desde un torno ubicado en el dispositivo sobre carrete de medición, que cuenta con un contador calibrado.



Herramientas para instalación de jumpers de medición acústica.

Extensores verticales y horizontales se encuentran tanto en el perno como en la herramienta de manera que el cable este extendido para poder proporcionar una compensación debido al ángulo. Normalmente esta herramienta no se utiliza como método absoluto para el diseño de los jumpers, sino para recrear las condiciones submarinas en superficie y una vez que se han replicado las condiciones a las que se encuentran los hubs, se procede a fabricar los jumpers entre ellos. Una nueva tecnología de medición disponible en el mercado para estos trabajos se basa en la medición por medio de la acústica.

3.3.2. MÉTODO DE INSTALACIÓN “STAB AND HINGE-OVER”

Este método para conectar jumpers utiliza el concepto de bajar el conector del jumper hasta una estructura con embudo guía y posteriormente cuando se despliega la línea de flujo o cable de instalación se cambia el conector a una posición horizontal. Una vez que el conector se ha doblado completamente, una conexión autoacoplable se extiende para instalarse en un mandril compatible ya sea en un árbol o un Manifold.



Unida de instalacion de "Stab and Hinge"

Esta técnica puede ser utilizada tanto con líneas de flujo rígidas o flexibles. Siendo esta una instalación de 1er nivel, no necesita el uso de anclajes para el jumper ya que se ancla al momento de acoplarse al embudo guía ubicado en el fondo marino.



Jumper con forma de "U invertida".



Jumper con forma de "M".





Jumper flexible.



Jumper con medidor de flujo integrado.

3.4. MANIFOLDS

Existen básicamente 3 tipos de manifolds submarinos:

- PLEM (Pipeline End Manifold por sus siglas en inglés).
- Cluster.
- Template.

3.4.1. PIPE LINE END MANIFOLD (PLEM).

Un PLEM cuenta con un diseño relativamente simple. Este equipo cuenta con válvulas, tuberías y terminales en un SKID. El PLEM dirige la producción de uno o dos árboles submarinos hacia las instalaciones huésped. Este normalmente se conecta directamente a una línea submarina sin requerir la intervención de un PLET.



Fotografía del PLEM.

3.4.2. CLUSTER MANIFOLD

El Cluster es una estructura única que se encarga de manejar los fluidos de varios árboles submarinos ubicados alrededor de este, y es el sistema que muestra mayor flexibilidad para la operación de recolección de producción.



Fotografía de un "CLUSTER MANIFOLD".

3.4.3. TEMPLATE MANIFOLD

El template es una estructura "drill-through" diseñada para albergar múltiples árboles submarinos que se encuentren en su proximidad. Su uso depende de las características del yacimiento.



Fotografía de un "TEMPLATE MANIFOLD".

Los manifolds son capaces de manejar:

- Producción.
- Inyección de agua.
- Inyección de gas.
- Agua alternando con gas.

Algunas consideraciones que afectan el diseño de los manifolds son:

Barreras.- La filosofía de la doble barrera se usa generalmente en el manejo de los fluidos de producción. Una sola barrera se puede usar para la inyección de agua, mientras que algunos manifolds que manejan inyección de gas tienden a usar la barrera doble.

Clase del Material.- Se debe de prestar especial atención a los materiales utilizados en las tuberías. Estos materiales deben de seleccionarse en base a las características y compatibilidad con los fluidos de producción e inyección para evitar problemas como corrosión.

Aseguramiento de Flujo.- Mantener la producción recibe gran importancia en las tareas realizadas en aguas profundas.

Consideraciones financieras.- El CAPEX varia de un proyecto a otro y el tiempo de retorno de la inversión juega un papel clave en este asunto.

Tiempos de perforación.- estos periodos así como la disponibilidad de equipo son algunas consideraciones de diseño a tomar en cuenta.

Metocéanica.- tanto las corrientes marinas como cualquier otro aspecto meteorológico, incluso la magnitud del tirante de agua influyen en el desarrollo de un campo y, por tanto, en el diseño del Manifold submarino.

Cantidad de pozos.- una baja o alta cantidad de pozos determinarán el número de manifolds o número de puertos (conexiones para pozos) existirán en cada Manifold.



Configuración de desarrollo de un campo en aguas profundas.

3.4.4. ¿CÓMO FUNCIONA UN MANIFOLD?

El Manifold es básicamente un montaje de tuberías con gran cantidad de aperturas para recibir y distribuir fluidos o gas. Un Manifold de producción recibe y redirige los fluidos de producción, como el gas y/o el aceite crudo por lo que juegan un papel clave en el proceso para llevar los hidrocarburos a la superficie. Un Manifold de inyección recibe y distribuye los fluidos de inyección, como pueden ser el agua tratada o algún gas para mantenimiento de presión. En algunos casos los manifolds de inyección pueden alternar su funcionalidad entre manejo de agua y de gas.

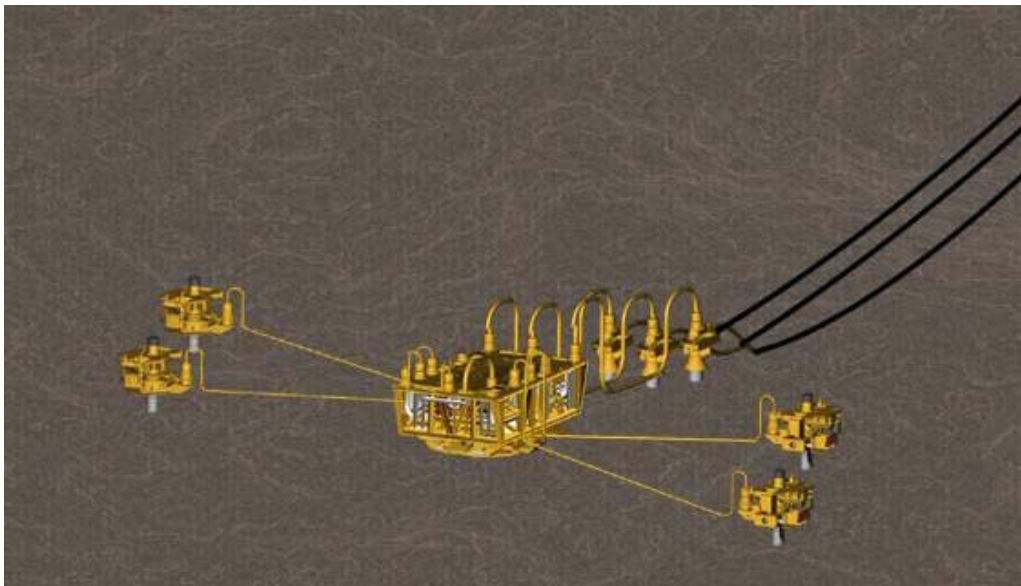
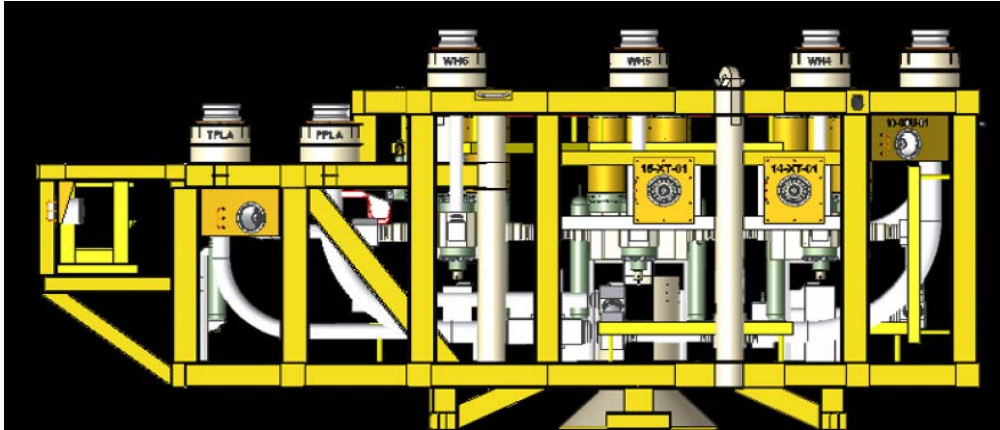


Imagen de un "MANIFOLD" y 4 árboles submarinos de producción.

Los fluidos producidos desde el yacimiento fluyen a través de la tubería de producción en el pozo hasta pasar por el árbol submarino que está encargado de controlar ese pozo. Después la producción fluye a través de un tree-to-manifold jumper, también conocido como "well jumper". Una vez que los fluidos producidos, provenientes de distintos pozos, llegan al Manifold, convergen en un arreglo de tuberías diseñado especialmente y montado dentro de la estructura, los ramales se encargan de dar entrada a la producción y las válvulas dirigen el flujo hacia el cabezal de descarga seleccionado. A partir del Manifold la producción fluye a través de un "flowline jumper" hacia la línea de descarga o hacia las instalaciones huésped en la superficie.



Configuración interna de un "MANIFOLD".

Conforme va pasando la vida del yacimiento, los diversos cabezales (headers) pueden ser configurados individualmente para comportarse como de "alta" o "baja" presión.

El Manifold se puede utilizar para aislar pozos para efecto de realizar operaciones ya sea de reparación o de expansión del campo. Si el operador está expandiendo el campo, el Manifold aísla los pozos existentes cuando nuevos pozos se están perforando y se instalan nuevos árboles. Si el operador necesita intervenir o realizar una reparación a un pozo existente, el Manifold se utiliza para aislar el pozo del resto en el centro de perforación. Mediante el uso de válvulas en el Manifold, el flujo del pozo aislado puede detenerse y/o redireccionarse.

El Manifold de producción también juega un papel importante al momento de realizar pruebas a los pozos, una vez que el centro de perforación está produciendo, el operador puede querer medir el gasto de producción de cada pozo por separado, por lo que nuevamente las válvulas existentes dentro del Manifold se encargan de dirigir el flujo hacia las tuberías y los dispositivos de medición seleccionados. Dependiendo de las características del flujo existen varias maneras para manejar el Manifold y realizar pruebas y mediciones al flujo de la producción.

Algunas maneras en las que se puede realizar esta medición son:

- Equipar al Manifold con un cabezal de prueba separado que contenga un medidor de flujo. Así el operador dirige el gasto del pozo puesto a prueba hacia ese cabezal.
- Colocar un cabezal de prueba separado en el Manifold conectado a una línea dedicada de regreso al huésped.
- Dar a cada pozo su propio medidor de flujo.

3.4.5. PIGGING

Un Manifold de producción juega un papel importante en la limpieza y monitoreo de la condición interna de las tuberías. Un diablo (PIG, Pipeline Instrument Gauge, por sus siglas en inglés) suele correrse a través de las líneas para realizar este monitoreo.

Para hacer posible esta actividad, el Manifold cuenta con tuberías duales y con un bucle de diablo instalado en el mismo.



Fotografía de un MANIFOLD y un BUCLE DE DIABLO.

Cuando se va a realizar la inyección de algún fluido ya sea agua tratada o gas, estos fluyen desde una plataforma o un FPSO a través de las tuberías hasta los manifolds de inyección, los fluidos de inyección fluyen desde el Manifold a través de well jumpers hacia los árboles y después continúan hacia el fondo del pozo. Un arreglo similar de las válvulas y tuberías en el Manifold son las encargadas de posibilitar esta tarea de distribución hacia los diversos pozos.

3.4.6. COMPONENTES

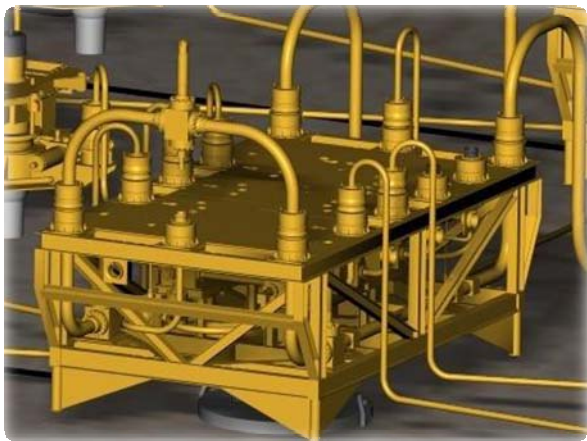
Para que un Manifold pueda funcionar correctamente debe de contar con componentes que puedan controlar y monitorear el gasto, usualmente estos componentes incluyen:

- Base o cimientos.

- El marco estructural.
- El bucle del diablo.
- Puertos.
- Conectores.
- Arreglo de tuberías y cabezales.
- Válvulas y actuadores.
- Instrumentación y medidores de flujo.
- Dispositivos o medios de aislamiento.

A continuación se describen estos componentes:

Base o cimientos.- Todo Manifold necesita de soporte y buena nivelación, esto se logra proporcionándole cimientos o una interface entre la estructura del Manifold y el lecho marino. Dependiendo de las consideraciones de diseño, ubicación, criterios de metocéanica, y otro número de factores, los cimientos pueden ser de 3 tipos: Tapetes de lodo (mud mats), construcción sobre pilotes, y estructuras intermedias.



Bases o cimientos

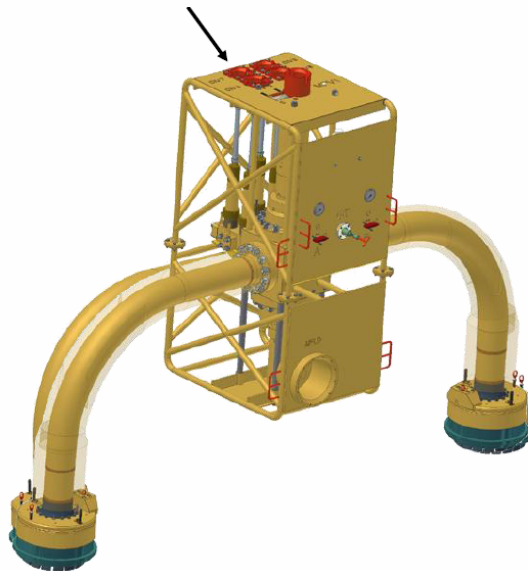
Marco estructural.- el marco estructural de un Manifold submarino se encarga de proteger y brindar soporte al arreglo de tuberías y las válvulas, transmite las cargas de los “tie-ins” a los cimientos y también provee un espacio de protección catódica, y en algunos casos, una superficie sobre la cual montar otros instrumentos y equipos de control.



Marco estructural

Bucle de Diablo.-Los manifolds cuentan con muchas opciones para acomodar los equipos de diablos, en manifolds de producción el bucle de diablo se puede instalar ya sea con o en ausencia de una válvula de bola. La válvula permite que el diablo circule, el bucle también sirve para conectar cabezales dentro del Manifold y pueden ser fijos o recuperables, algunos incluso pueden ubicarse dentro del propio Manifold.

Arreglo de Válvulas



Bucle de diablo

Puertos.- los manifolds cuentan con puertos o hubs para conectarse con líneas de flujo o pozos asociados, cada apertura para pozo tiene un hub dedicado en el

Manifold, todas las líneas de entrada o salida cuentan con hubs, incluso el bucle de diablo.

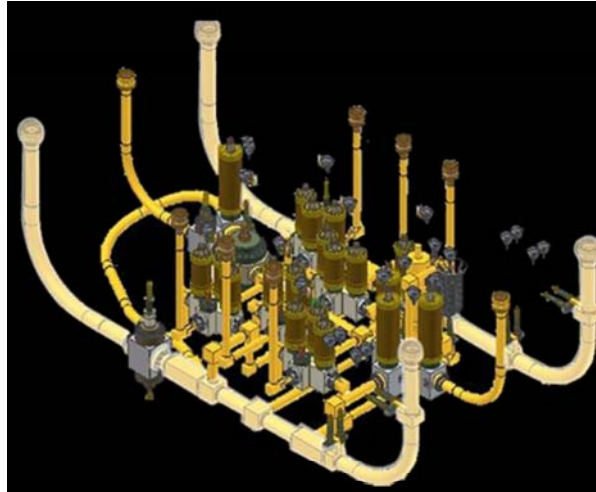


Conectores.- en un Manifold, el conector se empata con el puerto o hub, localizado ya sea en la parte superior o lateral del Manifold.

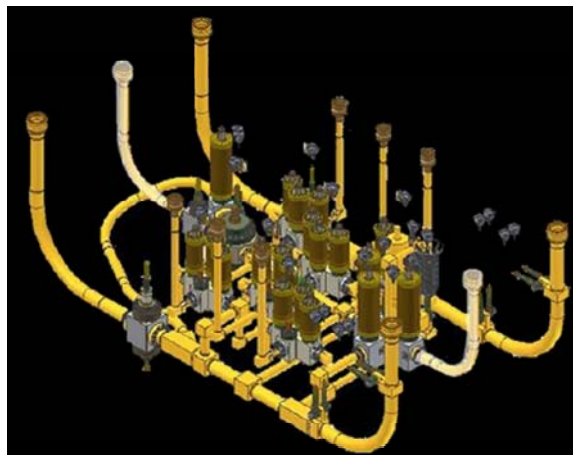


Arreglos de tuberías y cabezales.- La tubería provee un camino por el cual pueden fluir la producción o los fluidos de inyección, debido a las necesidades de cada campo podemos encontrar gran variedad de arreglos diferentes.

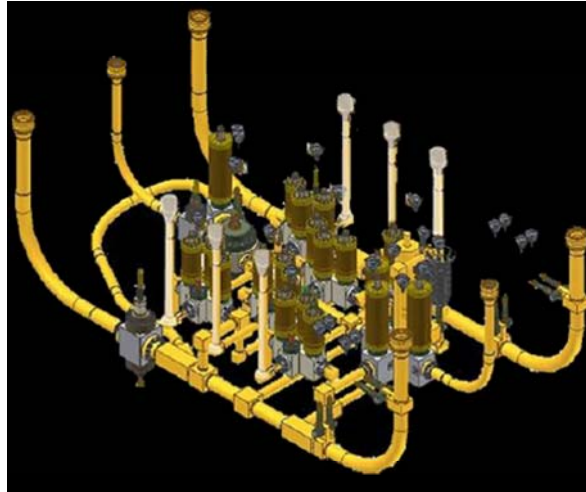
En un Manifold el cabezal es una tubería que conecta a otras tuberías para redirigir el flujo de los fluidos. Los cabezales de tubería pueden ser individuales o dobles, y cada cabezal se conecta a una línea de flujo individual. En la imagen se resaltan los dos cabezales principales.



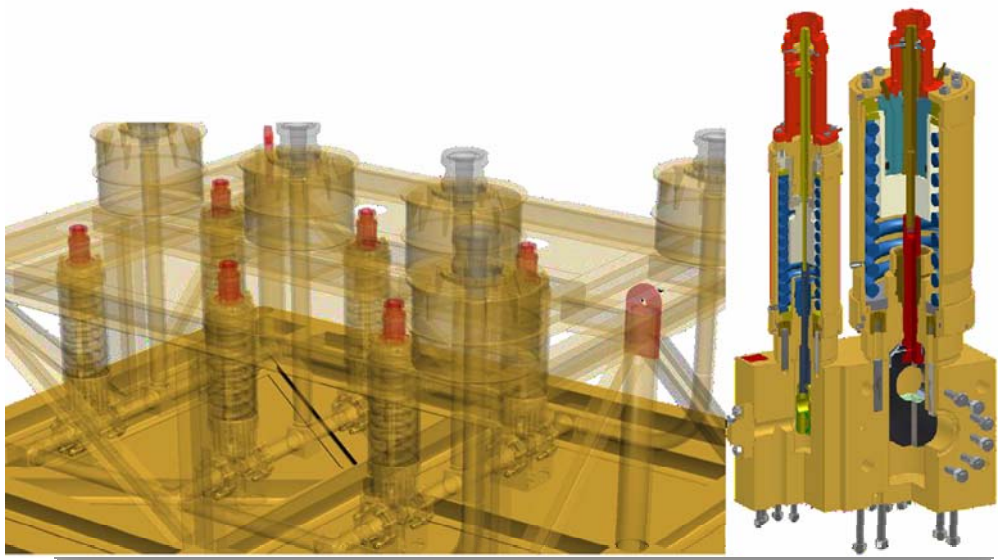
También existen cabezales de prueba, los cuales se pueden incorporar para probar un árbol individual o un cierto grupo de árboles, su circuito principal está diseñado para acomodar equipo para corrida de diablos.



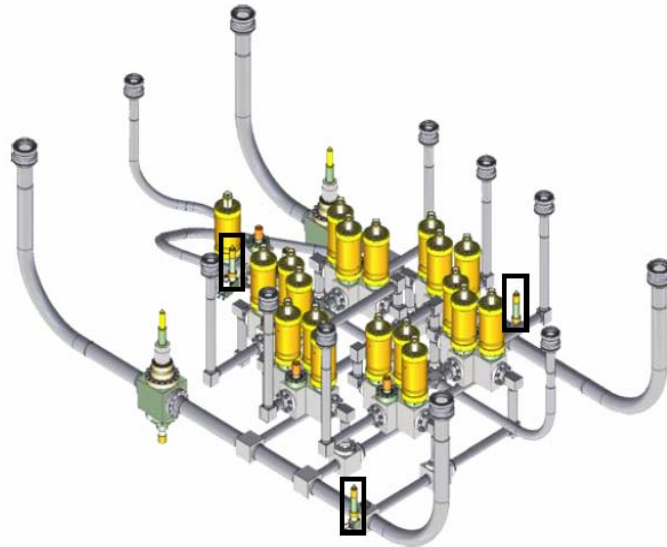
Los cabezales ramificados junto con sus válvulas y tuberías asociadas, dirigen la producción de cada árbol a cualquiera de las dos líneas de flujo principales o hacia el cabezal de prueba.



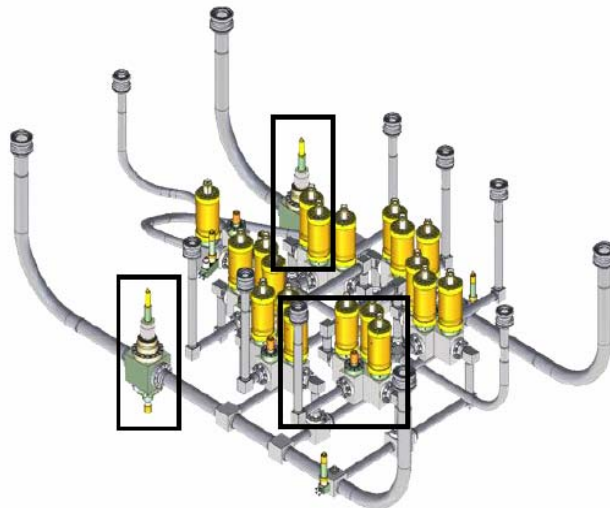
Válvulas y actuadores.- Las válvulas son los componentes que se encargan de direccionar el flujo. Cada válvula necesita de un actuador para realizar su movimiento. El Manifold cuenta con varias de estas válvulas para direccionar y aislar los fluidos de o hacia cada pozo. También pueden dirigir el flujo dentro o fuera de los diversos cabezales con los que cuenta al Manifold de así requerirse y pueden ser activadas manual o hidráulicamente.



Las válvulas para inyección química son controladas por el sistema de control de producción y trabajan con fluidos como pueden ser metanol e inhibidores. Estos químicos ayudan a proteger el equipo contra hidratos, asfaltenos, corrosión, ceras, etc.

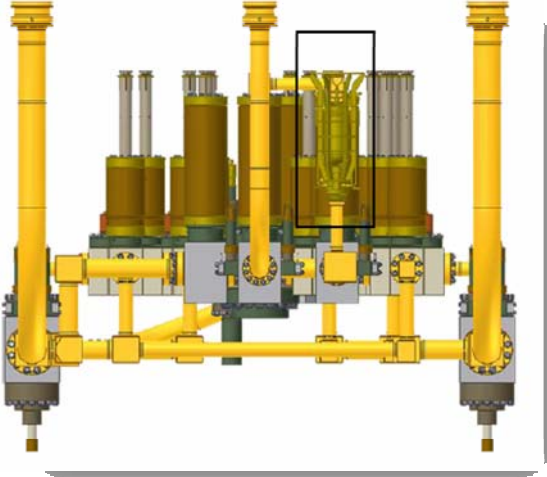


La filosofía de la doble barrera significa que un manifold debe de tener dos válvulas en serie, o una válvula y una tapa. El primer sello usualmente es metal con metal. En la figura de abajo se muestran dos tipos de válvula de aislamiento: 1) válvulas de aislamiento de pozo entre el pozo y el cabezal 2) Válvulas de aislamiento entre el cabezal y la línea de flujo, o entre los dos cabezales.



Instrumentación y medidores de flujo.- los instrumentos ubicados en un Manifold proveen información al operador a través del sistema de control, los manifolds submarinos pueden incorporar una variedad de instrumentos entre los que se incluyen: Transductores de temperatura, transductores de presión, detectores de arena, monitores de corrosión, detectores de Diablos, medidores de flujo, etc. Los medidores de flujo realizan una función vital para determinar el gasto que está

produciendo el campo. Medidores multifásicos se pueden instalar en los manifolds para proveer medición in situ. Un medidor de flujo individual se puede colocar en un cabezal de prueba que permita que múltiples pozos sean medidos. Si la medición requiere ser continua y más precisa se pueden instalar medidores de flujo en cada ramal de pozo.



Medios de aislamiento.- Hay momentos en que necesitamos aislar alguna sección del campo para eso utilizamos estranguladores. Dependiendo del proyecto la decisión en el diseño de estrangulador puede ser el control del gasto de producción en el Manifold en vez de en el árbol.



3.5. PLET

PLET significa Pipe Line End Termination y es un equipo que forma parte del sistema de producción submarino, normalmente sirve como conexión entre las el sistema de producción y la línea o pipeline que distribuye la producción ya sea a superficie o a un punto de interconexión con una red de producción más grande.



3.6. LÍNEAS DE FLUJO (FLOWLINES/PIPELINES)

Ya hemos mencionado los componentes que se encuentran en la arquitectura submarina de los campos en aguas profundas, ahora platicaremos de la última sección, la línea por donde sale la producción del campo hacia instalaciones de recolección en tierra o para juntarse con algún otro complejo submarino. Primero que nada tenemos que definir y saber diferenciar entre FLOWLINE y PIPELINE.

El concepto FLOWLINE se define como el flujo multifásico y a alta presión que viaja desde los árboles submarinos hasta la instalación huésped. En aguas someras la presión del pozo es suficiente para llevar el flujo, pero en aguas profundas y ultra profundas, las bombas submarinas son requeridas para llevar el flujo hasta arriba en las instalaciones. El término PIPELINE se usa para describir la línea de transmisión y las líneas de exportación que acarrearán o transportan tanto el aceite como el gas. Estas líneas son de un diámetro mayor, baja presión, y transportan los productos que ya han pasado a través del equipo de la instalación principal. Las bombas impulsoras y compresores en las instalaciones superficiales son usados para llevar el flujo.

3.6.1. AMBIENTES MARINO.

El tendido de estas líneas en el lecho marino es una operación sumamente costosa, se estima que la inversión es de aproximadamente \$1, 000,000 Dlls/Milla, esto aunado a la temperatura y presión extrema, la dificultad del terreno y la aparición de elementos no deseados en las líneas (hidratos, parafinas, asfáltenos, etc.) hacen que sea un factor de sumo cuidado en la explotación de campos en aguas profundas.

En el fondo marino existen una gran variedad de relieves (acantilados, cañadas profundas, montañas marinas), debajo de las cuales muy probablemente se encuentren yacimientos petroleros, por lo que es indispensable conocer estas superficies. Estas superficies se encuentran en constantes cambios, erosionándose por un lado e incrementándose por otro.

Uno de los problemas que se presentan con mucha frecuencia en las instalaciones de campos en aguas profundas son los temblores submarinos, los cuales causan que la configuración de tendido de las líneas marinas se desacomoden y los fenómenos de colapso, fatiga y deformación en las tuberías sean severos, provocando rupturas. Continuando con los problemas de relieve nos encontramos con el término “volcanes de lodo”, los cuales provocan daños muy costosos en las instalaciones de anclaje de ductos submarinos; el volcanismo de lodo es un fenómeno interesante, ocurrido en las áreas en donde la compresión de las placas tectónicas está asociada con la acumulación de hidrocarburos e estratos del fondo

marino. Sin embargo la presencia de este tipo de volcanes no es una mala señal, también son indicadores de un gran potencial petrolero. Existen diferentes hipótesis para explicar los mecanismos de su formación; la primera teoría explica que la formación de volcanes de lodo se debe al alto diapirismo del lodo donde el suministro del gas u los fluidos de la formación son las fuerzas que condicen a la formación del volcanismo. Otra hipótesis propuesta en 1975, explica que es debido al rápido flujo de los fluidos de los poros a los esquistos plásticos y después escapan por las fracturas y otras condiciones estructurales. Las amenazas que presentan la erupción de los volcanes de lodo son: la expulsión de lodo, emisión de gases tóxico y combustión espontanea de gas; lo cual se presenta como un gran riesgo para los ductos submarinos de transporte, en los arboles submarinos y en los mecanismos de amarre de alguna sistema flotante de producción que este cercano a estos lugares.

3.6.2. TENDIDO DE LAS LINEAS.

Las técnicas para la instalación de líneas submarinas han sido desarrolladas desde mediados del siglo pasado. La técnica fundamental para el tendido de líneas en aguas profundas consiste en tender la línea a través de rampas verticales y/o horizontales. Posicionadas en la borda de barcas, estas técnicas son conocidas como tendido J (J-Lay) y tendido S (S-Lay). Para la metodología de tendido tipo J, la línea se mantiene en la posición angular óptima y colgada bajo una fuerte fuerza de tensión predeterminada mientras se acuesta en el fondo marino. La configuración del espacio vertical permite la integración de tuberías. Este método se utiliza para profundidades mayores a 500 m, ya que la fatiga y la deformación de las tuberías a profundidades menores pueden provocar el colapso o el rompimiento. Esto es debido a los esfuerzos provocados por la posición J del tendido, en donde es rápido y se necesitaría mucho tiempo en enroscar la línea siguiente, provocando que la tubería colgada y sostenida en el fondo marino, cause elongaciones por el halado del barco y romper o salir de la ruta de tendido.

El utilizar esta metodología, permite que la tubería sea tendida en una configuración más natural; que la fatiga de la tubería pueda ser mantenida sin considerar los límites lineales elásticos; la tensión más baja requerida para el tendido, resultando en una tensión reducida en el fondo y así una anchura de la tubería libre; la embarcación es libre de escoger una posición optima de navegación para minimizar las condiciones ambientales (corrientes, remolinos, etc.).

Este sistema se diseño para tuberías rígidas de diámetros externos de 4 a 32 pulgadas y paredes gruesas, prefabricadas en tierra. Las operaciones de halar, reacciones de los metales con el agua, el estrés y la posición del punto de aterrizaje de las tuberías deben ser monitoreadas en tiempo real, debido a la precisión que se tiene que tener y que impactan directamente en los costos de operación del

proyecto. Los niveles de fatiga de la tubería son calculados y comparados, con las simulaciones realizadas durante el diseño para evitar cualquier problema, reajustando parámetros utilizados en la simulación que se basa en los principios del elemento finito e incremento tridimensional.

La metodología tipo tendido S por lo contrario, es utilizada para tendido de las tuberías a profundidades someras de hasta 500 m. las embarcaciones que se encargan de este tendido, están enfocadas a tender líneas en pendientes inclinadas y difíciles. Los diámetros que manejan son menores al del tendido J debido al tamaño de las embarcaciones.

La seguridad y el soporte del posicionamiento dinámico de las embarcaciones durante la operación de tendido de las líneas, es uno de los puntos más cruciales para la determinación del tendido y acostamiento de las líneas en el fondo marino. La tensión y la elongación deben ser calculadas utilizando márgenes de seguridad, debido a que en aguas profundas las olas y el constante flujo de corrientes marinas hacen de esta operación un riesgo.

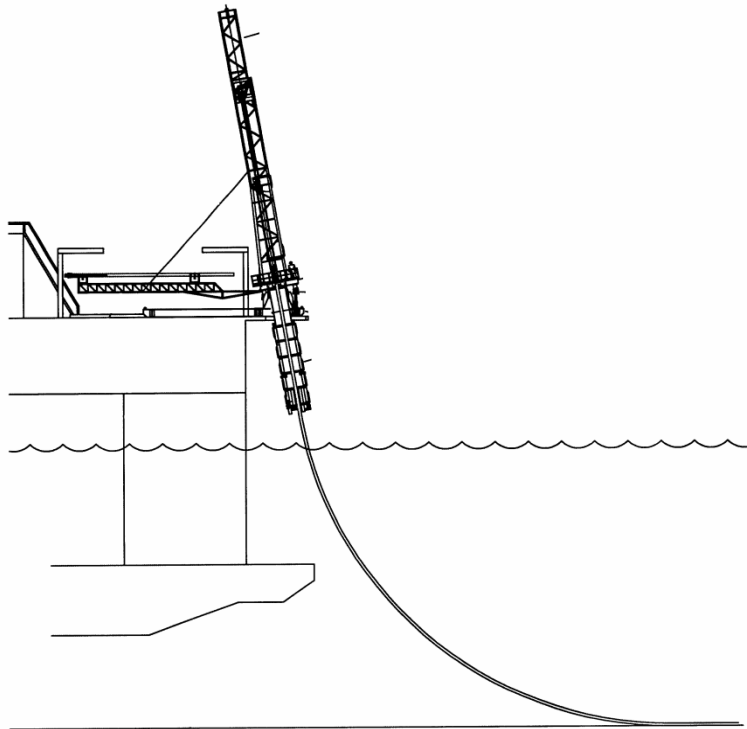
Durante las operaciones del tendido de líneas pueden ocurrir situaciones de emergencia como son:

- ◆ Daño en las tuberías.
- ◆ Inundación de las tuberías.
- ◆ Incumplimiento de la tensión de la tubería por parte del fabricante.
- ◆ Efectos de inestabilidad axial de a tubería debido a las pendientes marinas.

Todos estos problemas están asociados con un mal manejo del posicionamiento dinámico de las embarcaciones que realizan la operación y con el mal cálculo de presión al colapso, tensión y elongación de la tubería.



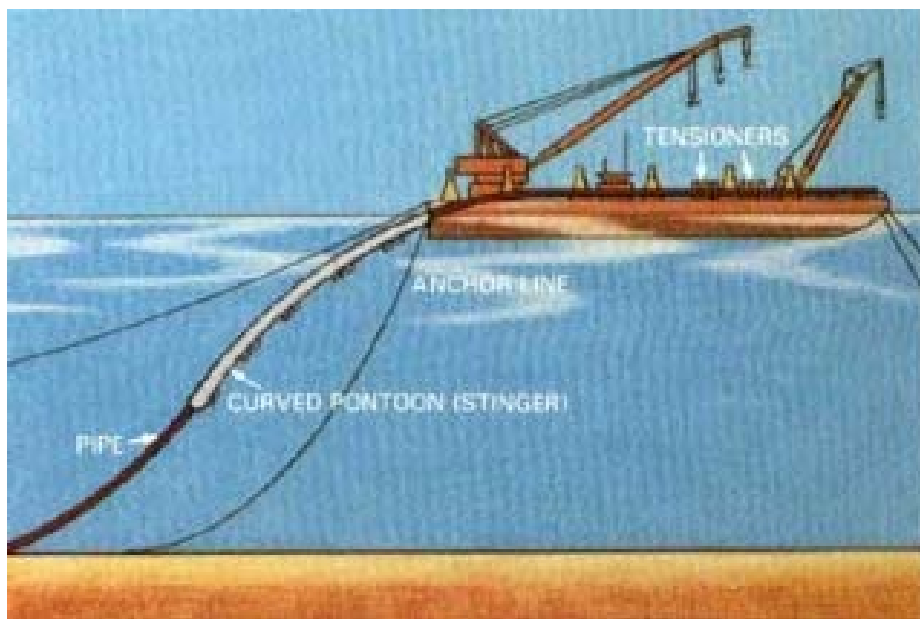
II. Barco de tendido de línea tipo "J".



III. Esquema del tendido de línea tipo "J".



IV. Barco utilizado en el tendido de línea tipo "S".



V. Esquema del tendido de línea tipo "S".

3.6.3. ASEGURAMIENTO DE FLUJO

El termino aseguramiento de flujo, tiene su origen en la década de los 80's del siglo pasado, y se origino por la necesidad de poner un mayor énfasis en el control del flujo multifásico generado en las corrientes de producción de hidrocarburos, no solo en el desarrollo submarino en aguas profundas si no también en las líneas de flujo de todos los campos petroleros. Existen varias definiciones para el término aseguramiento de flujo; una de ellas nos dice que el aseguramiento de flujo es el conjunto de estrategias fiables que nos permita asegurar el transporte de los fluidos producidos desde el yacimiento hasta la planta de procesamiento de una manera flexible y operacional y económicamente efectiva, garantizando un impacto ambiental mínimo.

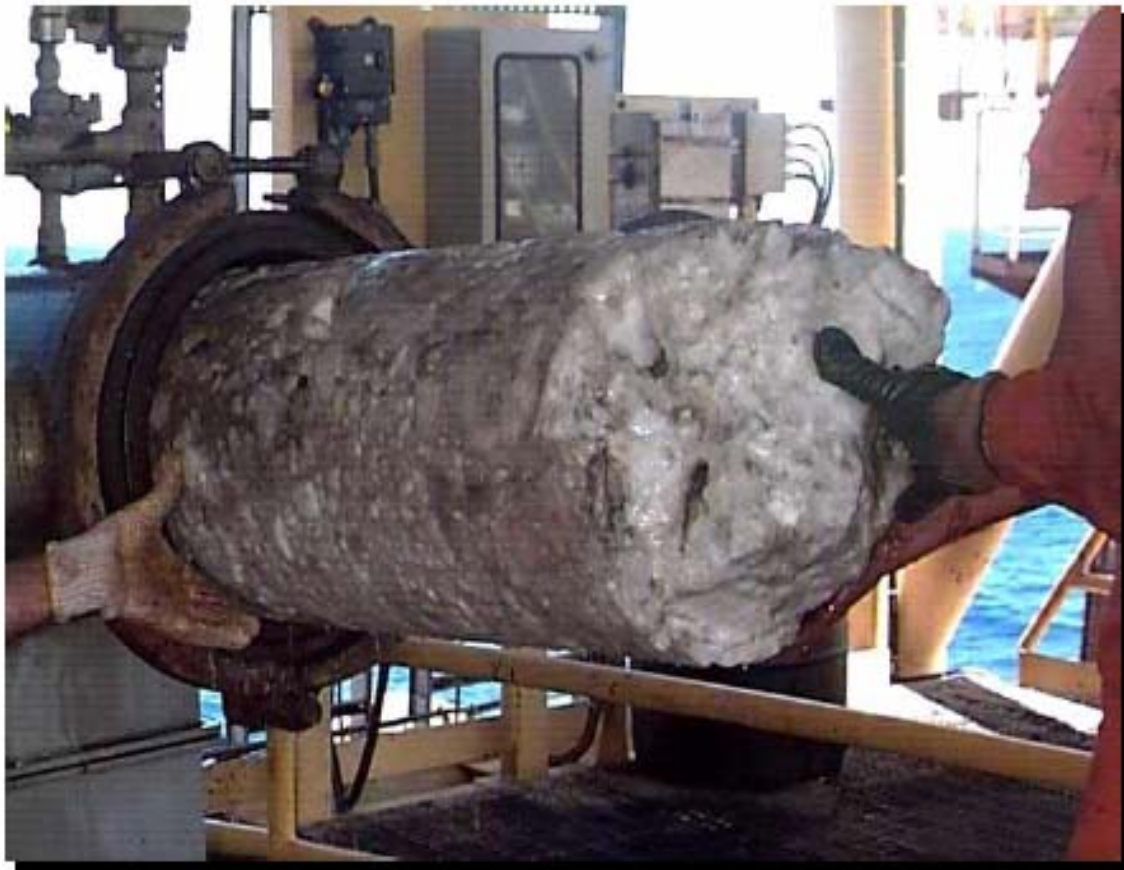
Una definición más simplificada es; el aseguramiento de flujo son todas las cuestiones importantes para el mantenimiento del flujo de aceite y gas desde el yacimiento hasta las instalaciones de recepción.

Algunas de las consideraciones para un programa efectivo de aseguramiento de flujo son: características del yacimiento, propiedades y comportamiento de los fluidos producidos, diámetros de tubería de producción, líneas de flujo y risers, gastos de producción (máximo y mínimo), capital y costo de operación.

3.6.3.1. CONTROL DE HIDRATOS

Los hidratos tienen su origen debido a que los hidrocarburos que contienen gas, crudo o condensados y agua se enfriaran a las temperaturas del fondo marino en largas líneas de flujo e inevitablemente alcanzaran condiciones de presión y temperatura cercanas o en la envolvente de formación de hidratos. Estos hidratos son cristales, que si se presentan son generadores de bloqueo de tuberías lo que resulta en una serie de complicaciones

Aun si durante la explotación del yacimiento el sistema pudiera ser operado fuera de la envolvente de formación de hidratos, lo que resulta muy difícil, habrá momentos en paros y arranques cuando los hidratos no pueden ser ignorados. Es por esto que existen dos opciones para sobre llevar la presencia de este indeseable compañero de la producción y se pueden clasifican en acciones preventivas y acciones correctivas.



VI. Fotografía de un hidrato en líneas submarinas

3.6.3.1.1. ACCIONES PREVENTIVAS

Las primeras son acciones que se realizan para evitar en la medida de lo posible la formación de hidratos. El método preferido de esta opción es evitar la operación en la envoltura de formación de hidratos. Sin embargo existen algunos otros métodos.

- **AISLAMIENTO Y RETENCION DE CALOR.**-El aislamiento térmico es otro de los métodos de las acciones preventivas y puede ser usado para preservar el calor y así mantener temperaturas operativas fuera de la región de hidratos. Sin embargo, mientras esta técnica puede ser efectiva para líneas de flujo cortas, será inadecuada para líneas de flujo significativamente largas. Uno de los sistemas que emplean esta técnica es el conocido como “tubería en tubería”, que consiste en hacer pasar una tubería por dentro del cuerpo de otra con un diámetro mayor, las cuales están aisladas en la parte intermedia o anular por materiales tales como gas inerte o lechos de silicatos. Pero aun con un aislamiento excelente, el sistema se debe probar durante los periodos de paros y arranques, ya que los tiempos para la formación de hidratos, son influenciados por las propiedades del aislamiento y también por la topografía

de la línea de flujo. Otra de las grandes desventajas de estos sistemas son sus elevados costos.

- **INHIBIDORES TERMODINÁMICO.**- Una nueva generación de inhibidores de hidratos ha sido desarrollada, estos compuestos ofrecen significativas ventajas en costo y uso para desarrollo submarino; estos inhibidores pueden ser clasificados en:
 - *Inhibidores cinéticos para suprimir nucleación.*- Estos inhibidores trabajan extendiendo la región meta estable permitiendo operaciones en la envoltura de formación de hidratos. Solo pueden suprimir la nucleación y no prevenirla por lo tanto después de determinado tiempo, los hidratos se forman eventualmente; por esta razón no pueden ser usados durante un periodo extendido de paro.
 - *Modificadores del crecimiento de cristales (previenen la aglomeración).*- Estos compuestos permiten la nucleación de los hidratos, pero controlan el subsiguiente crecimiento de cristales actuando en la superficie de los mismos; los cristales de hidratos son dispersados en el flujo previniendo la aglomeración y deposición.
 - *Aditivos emulsificadores para dispersar la fase de agua.*- Estos aditivos dispersan la fase de agua a través del sistema multifásico limitando el tamaño de las gotas y previniendo la aglomeración de hidratos.

Hay que tener una consideración con estos inhibidores y es que su uso no cubre condiciones extremas; ya que los yacimientos en ambientes con temperaturas por debajo del congelamiento necesitaran anticongelantes aun si los hidratos no constituyen un problema.

3.6.3.1.2. ACCIONES CORRECTIVAS

Son técnicas que se aplican cuando ya existe la presencia de bloqueos causados por hidratos y entre las que se destacan están:

- **CALENTAMIENTO Y/O USO DE ALCOHOLES.**- Este método será efectivo solo si los alcoholes y el sistema de calentamiento está en sitios y son difíciles o imposible de aplicar después que el bloqueo ha ocurrido.
- **REMOCIÓN CONTROLADA POR PRESIÓN.**- La remoción es posible reduciendo la presión en ambos extremos y propiciando condiciones fuera de la envoltura de formación de hidratos. Para escenarios de aguas profundas, debido al cabezal hidrostático, puede que no sea posible la reducción de la presión así operacionalmente puede que sea posible solo despresurizar un solo lado, esto puede ser peligroso ya que los hidratos pudieran liberarse y viajar a alta velocidad hacia el extremo abierto.

- RASPATUBOS.- El uso de estos instrumentos es un proceso de limpieza de la línea, las ventajas que se destacan de este tipo de técnicas correctivas con respecto de las anteriores son: la remoción de sólidos se realiza de manera controlada, es una tecnología madura y además con los nuevos Raspatubos inteligentes se pueden detectar fugas y algunos otros defectos de la tubería. Sin embargo también existe una serie de desventajas; son herramientas propensas a atascarse, y en cuanto se corren algunas tuberías necesitan estar fuera de servicio. Hay dos variaciones de Raspatubos, los raspadores de viaje en un sentido y los raspadores de ida y vuelta.
- *Raspatubos de viaje en un solo sentido.*- Cuando las condiciones se identifican en avance, la práctica típica de la industria es instalar líneas de flujo duales para establecer un viaje de ida y vuelta en la trayectoria del Raspatubos desde la superficie al fondo marino. Otra opción es el colocar un impulsor en el fondo marino para enviar el Raspatubos a la superficie y de esta manera evitar una intervención o una segunda línea para el regreso del Raspatubos. Esta metodología reduce sustancialmente los gastos del proyecto asociados con la instalación de una segunda línea y a la interrupción de la operación.
- *Raspatubos con viajes de ida y retorno.*- Los Raspatubos con ida y retorno requieren 2 líneas de flujo para que la operación sea viable. Esto puede verse como una desventaja, sin embargo, con 2, líneas de flujo de diámetro reducido en lugar de una línea de gran diámetro, puede servir para reducir lo problemas ocasionados por el flujo bache. Esta es una técnica madura y probada para remover bloqueos y ha sido utilizado exitosamente en todo tipo de líneas costa afuera para remover bloqueos.

3.6.3.2. CONTROL Y PREDICCIÓN DE CERAS Y PARAFINAS

Las ceras son una gran cantidad de componentes parafínicos de alto peso molecular principalmente solubles en la fase líquida de crudos y condensados. Cuando el fluido se enfría, cada componente de las ceras llega a ser menos soluble hasta que los componentes de mayor peso molecular se solidifican. Esta cristalización inicial es conocida como punto nube. Las tres métodos actualmente disponibles para tratar las deposiciones de ceras son:

1. Térmicos.- este método mantiene a los fluidos fluyendo sobre la temperatura de formación de ceras. Como en los hidratos, este método resulta limitado para líneas de flujo de largas distancias. El método térmico implica el uso de aislamiento para prevenir la pérdida de calor.
2. Mecánica.- estos mecanismos son utilizados para raspar las ceras de las líneas. Los sistemas típicos incluyen raspadores de alambres y Raspatubos.

Sin embargo, dependiendo de la magnitud del problema, la frecuencia de intervención puede no ser económicamente viable. Este caso es más común en sistemas de producción submarinos.

3. Químicos.- existen inhibidores disponibles que pueden modificar la tasa de deposición de ceras y la reología del fluido. Cuando se usan para modificar la viscosidad, estos aditivos se llaman “reductor del punto de escurrimiento”. Los aditivos que modifican los cristales de ceras también pueden ser usados para reducir la tasa de ceras solidas en la superficie, llamándoles inhibidores de ceras o de deposición.



4. SISTEMA DE ENLACE FONDO-SUPERFICIE.

4.1. UMBILICALES

Los umbilicales son los componentes de control que permiten una interconexión entre la superficie y el equipo submarino, se encargan de proporcionar fluidos de control, químicos, energía eléctrica y señales desde superficie para controlar los dispositivos instalados en el fondo marino.

Un umbilical está formado usualmente por los siguientes componentes:

1. Tubo de acero.
2. Manga termoplástica.
3. Cable eléctrico.
4. Cable de fibra óptica.

El tubo de acero es un componente del umbilical utilizado en las tareas para aguas profundas con altas presiones. Se le puede encontrar en diversos materiales como acero super inoxidable dúplex, nítrónico revestido de zinc 19D, acero inoxidable 316L, además de que se encuentra disponible en rangos de presión que van de los 3,000 a los 15,000 PSI.

El tubo de acero provee el conducto por el cual se transfiere el fluido de control hidráulico y los químicos para la inyección.

Para umbilicales muy largos los tubos de acero no pueden ser fabricados en longitudes continuas. El soldado de los tubos de acero se requiere para empalmar los largos tramos de tubería juntos durante el proceso de fabricación. Todas las soldaduras se prueban con un método no destructivo, al momento de procesar un tubo de acero para umbilicales es necesario tener disponible equipos de rayos x y soldadura ya sean contratados o propios de la empresa.

La manga termoplástica se conforma por tres capas distintas:

1. El tubo central.- también se le conoce como liner de la manga y provee de un conducto para el paso del fluido. La calidad de este tubo es crítica para el desempeño de la manga. Este se fabrica usualmente con nylon utilizando una técnica de extrusión.
2. Capas para la contención de la presión.- estas proveen características óptimas de expansión volumétrica y torsional a la manga termoplástica. Se fabrican normalmente con fibra aramídica. La fibra textil aramídica, utilizada en forma de trenza, se aplica al tubo central utilizando trenzadoras textiles de alta calidad.
3. Funda exterior.- esta provee protección mecánica a las capas de trenzado. Normalmente se fabrica con nylon usando una técnica de extrusión, en la

funda exterior se encuentra información importante como el tamaño de la manga y rango de presión, información del material de fabricación así como el número de contrato.

Un cable eléctrico está conformado por cables trenzados de cobre, aislamiento para los cables conductores, una capa de ajuste, un cableado doble, triple o cuádruple con relleno central de ser necesario y la funda del cable junto con un revestimiento, la correcta terminación de los cables eléctricos para los conectores eléctricos submarinos es de suma importancia, siempre que sea posible el diseño del cable debería proveer al menos tres superficies de sello en la interfaz de la conexión. Existen tres tipos distintos de cable eléctrico que se utilizan en los umbilicales para el control de la producción:

- Dobles.
- Triples.
- Cuádruples.

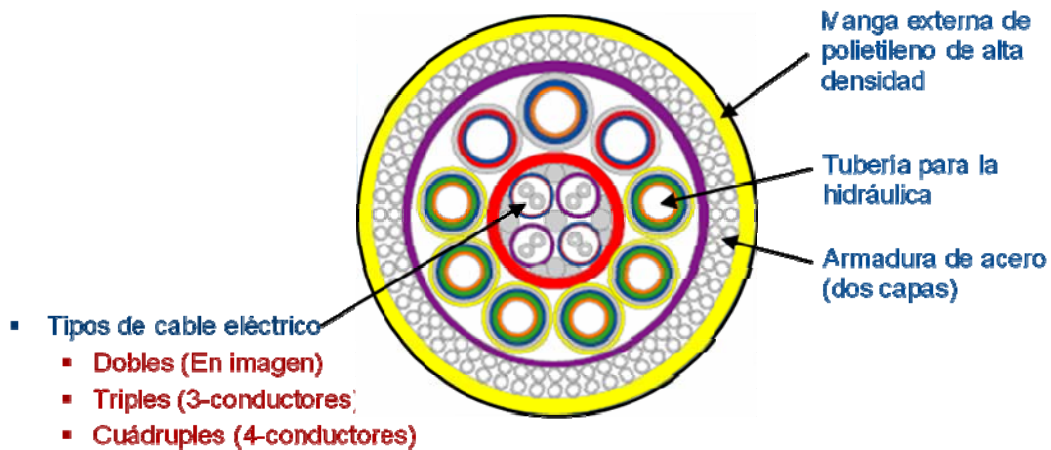
El requerimiento del revestimiento y protección es especificado normalmente por el fabricante de los controles y se basa en la funcionalidad del circuito, usualmente solo los circuitos encargados de leer las señales necesitan revestimiento y protección. Algunas de las funciones del cable eléctrico incluyen: proporcionar energía eléctrica para las operaciones de control, permitir la lectura de información para los transductores de presión y temperatura o los indicadores de posición de las válvulas.

El cable de fibra óptica se fabrica a partir de sílice y normalmente lo encontramos de dos tipos:

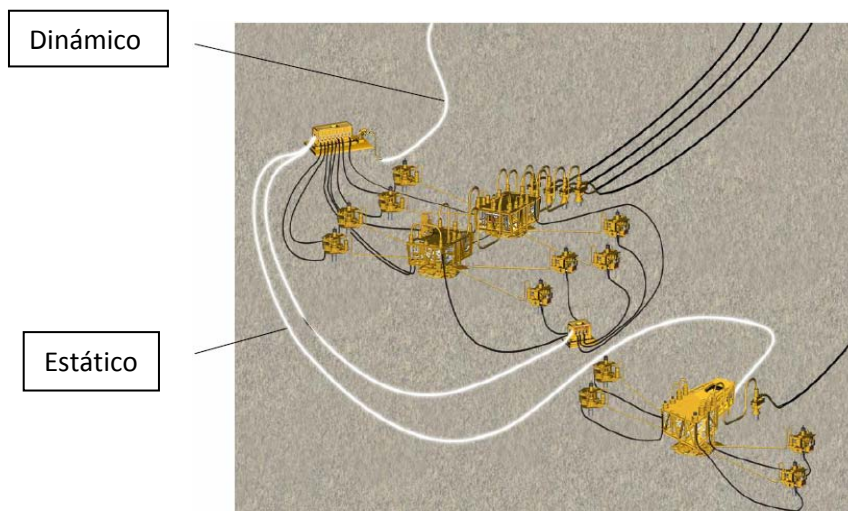
- Modo sencillo.
- Modo múltiple.

Las fibras se encuentran contenidas en un tubo metálico hermético, usualmente de acero inoxidable o de cobre. El tubo metálico se suelda con un laser y se rellena con un compuesto que absorbe el hidrógeno y bloquea el agua. Una funda interna de polietileno se extrude sobre el tubo metálico, una armadura de alambres de acero galvanizado se aplica sobre la funda interna para brindar protección mecánica y alivio de tensión, una manga externa de polietileno se extrude sobre la armadura de alambres de acero.

El cable de fibra óptica puede contener de una a setenta y dos fibras individuales. Cada una de las fibras posee un color único y totalmente identificable. La fibra óptica se incluye en el umbilical para permitir y mejorar la transmisión de datos. Los cables de fibra óptica se utilizan para la comunicación cuando se combinan con cables eléctricos de alto voltaje debido a que son inmunes a la interferencia eléctrica. La fibra óptica también puede servir para medir la presión, tensión y temperatura.



Los umbilicales se pueden clasificar en dinámicos o estáticos según sea su ubicación en el sistema de producción, si son los que conectan la terminal superficial del umbilical con la terminal submarina del umbilical se llamarán dinámicos, si por el contrario conectan a la terminal submarina de control con los distintos equipos como son los manifolds entonces se llamarán estáticos.

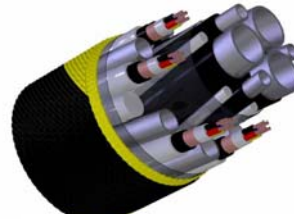


De acuerdo a su construcción podemos encontrar cuatro tipos de umbilicales:

- De tubo de Acero sin armadura.
- De tubo de Acero con armadura.
- Termoplástico con Armadura.
- "Híbrido" con Armadura.



2 Umbilical termoplástico.

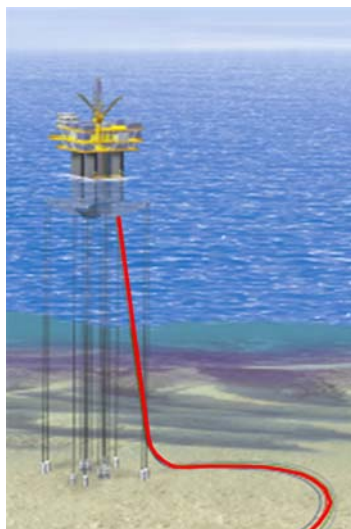


1 Umbilical de tubo de acero.

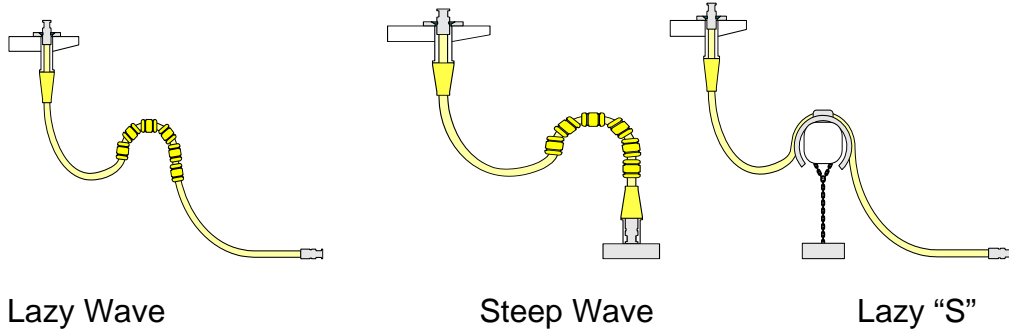
Cualquiera de estos puede ser diseñado para ser tan sencillo o complejo como se requiera basado en los requerimientos de un proyecto dado, algunas de las consideraciones que se deben de tomar en cuenta para realizar este diseño son:

- La distancia de la conexión y la profundidad del agua.
- El número de funciones a controlar.
- Tener conocimiento de si su aplicación será dinámica o estática.
- Los materiales de construcción para la línea de flujo.
- Los químicos a utilizar para inyecciones, así como el gasto y presión que estas inyecciones manejarán.
- El tamaño del cable eléctrico dependiendo de la energía requerida y la transmisión de la señal.
- Las fibras ópticas dependiendo de los requerimientos de datos líneas de flujo o cables eléctricos de repuesto.
- Consideraciones para la instalación de los umbilicales.

Los umbilicales para su instalación entre la superficie y el fondo marino son tratados como un riser flexible, por ejemplo con el método catenario simple él umbilical cuelga por su propio peso y no requiere de ninguna tensión o flotabilidad adicional.



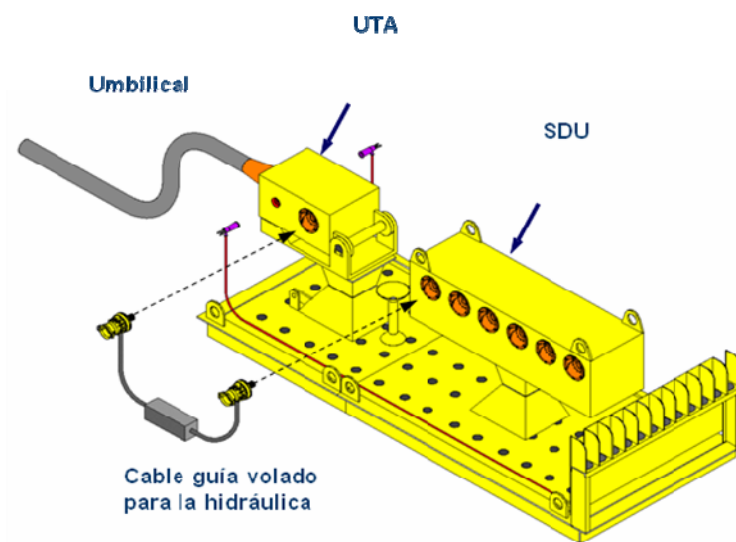
Algunas de las configuraciones en las que se puede desplegar el umbilical son:



Algunas de las consideraciones que se toman en cuenta para escoger uno u otro diseño son:

- Profundidad del agua.
- Movimiento de buque.
- Condiciones ambientales.
- Restricciones espaciales
- Golpeteo del Riser.

En el fondo marino los umbilicales se conectan a las Unidades de Distribución Submarina (SDU) por medio del montaje para la terminación del umbilical (UTA), y utilizando un cable guía volado para la hidráulica. El SDU separa y redirige los fluidos proporcionados a través del umbilical hacia los diversos pozos, también simplifica la instalación del umbilical gracias al tamaño reducido del UTA.

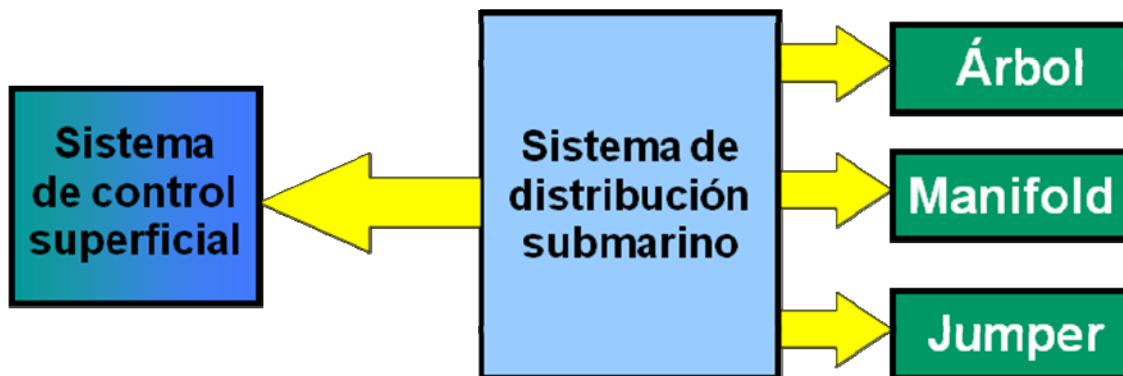


5. SISTEMAS DE CONTROL

El sistema de control para un yacimiento submarino en aguas profundas se encarga de permitir la operación de los equipos instalados en el suelo marino, provee el fluido de control presurizado, los químicos, la energía eléctrica, recibe y almacena la información de operación recibida desde el equipo submarino y mantiene una conexión permanente con el sistema de seguridad de las instalaciones.

Un sistema de control consiste básicamente de tres secciones:

1. El equipo superficial, el cual está encargado de servir como una interface entre el operador y las máquinas.
2. El sistema de distribución submarino se encarga de crear un vínculo para la comunicación entre la superficie y el fondo marino.
3. El equipo submarino provee control y monitoreo a las operaciones y sistemas submarinos.



Existen diversos tipos de sistemas de control, a continuación se mencionan los principales:

- Hidráulico directo.- en este tipo de sistema de control, la operación y manejo del fluido hidráulico de control para cada función se realiza directamente desde la superficie.
- Hidráulico piloteado.- en este sistema se controla un fluido hidráulico que opera una válvula intermedia, la cual restringe el paso del fluido de control específico para cada función. Además se cuenta con acumuladores submarinos utilizados para la operación de diversas funciones.
- E-H MUX.- en este sistema se utiliza al umbilical como una conexión para la comunicación entre procesador y procesador para enviar y recibir información del equipo submarino. En este también se utilizan acumuladores submarinos para la operación de diversas funciones.

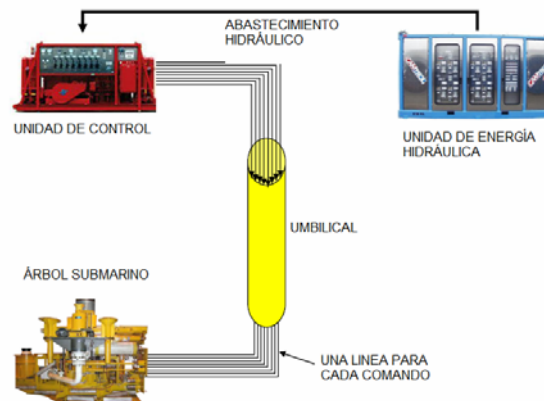
- Eléctrico.- en este sistema se utiliza al umbilical como una conexión para la comunicación entre procesador y procesador para enviar y recibir información del equipo submarino. También se utiliza la energía eléctrica proporcionada por el umbilical para alimentar al convertidor DC para la operación de las válvulas en el fondo marino.

Algunos de los factores típicos que afectan la selección de un sistema de control son:

- La distancia del yacimiento a las instalaciones superficiales.
- La configuración en la que se está desarrollando el campo.
- El número y tipo de los pozos submarinos.
- La profundidad del pozo/columna hidrostática.
- Presión y temperatura de operación.
- Expansiones y conexiones futuras debido al crecimiento del campo.
- Infraestructura submarina ya existente.
- Herramientas disponibles.
- Filosofía de mantenimiento.
- Necesidad de fiabilidad en el equipo, disponibilidad y facilidad de reparación y mantenimiento.

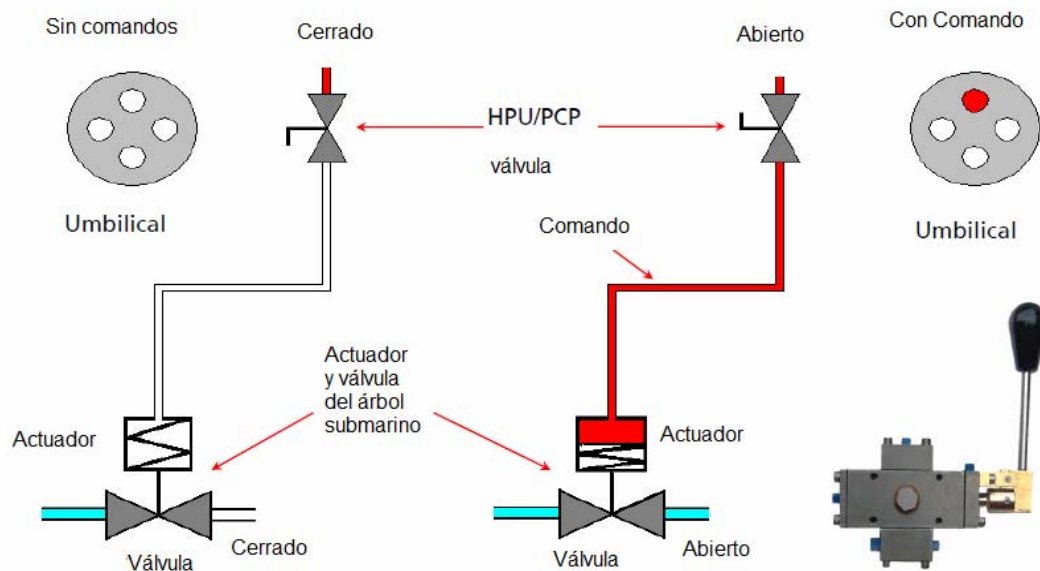
5.1. SISTEMA DE CONTROL HIDRÁULICO DIRECTO

Este es un sistema simple, en donde el panel de control en superficie contiene los controles para cada actuador submarino. Líneas de abastecimiento de presión dedicadas son requeridas para cada función submarina que desee ser operada, realizándose esto desde la unidad de energía hidráulica superficial, es más que nada una solución óptima para aguas poco profundas y pozos simples.



En el diagrama que se muestra a continuación se muestra de manera simple el funcionamiento de este tipo de sistema de control donde en la primera imagen el

sistema está cerrado ya que no se ha enviado comando alguno y en la segunda imagen se ve cómo funciona el sistema una vez dada una orden, donde el fluido de control se acciona directamente desde la superficie y genera una presión hasta activar el actuador lo que abre la válvula ubicada en el árbol submarino.



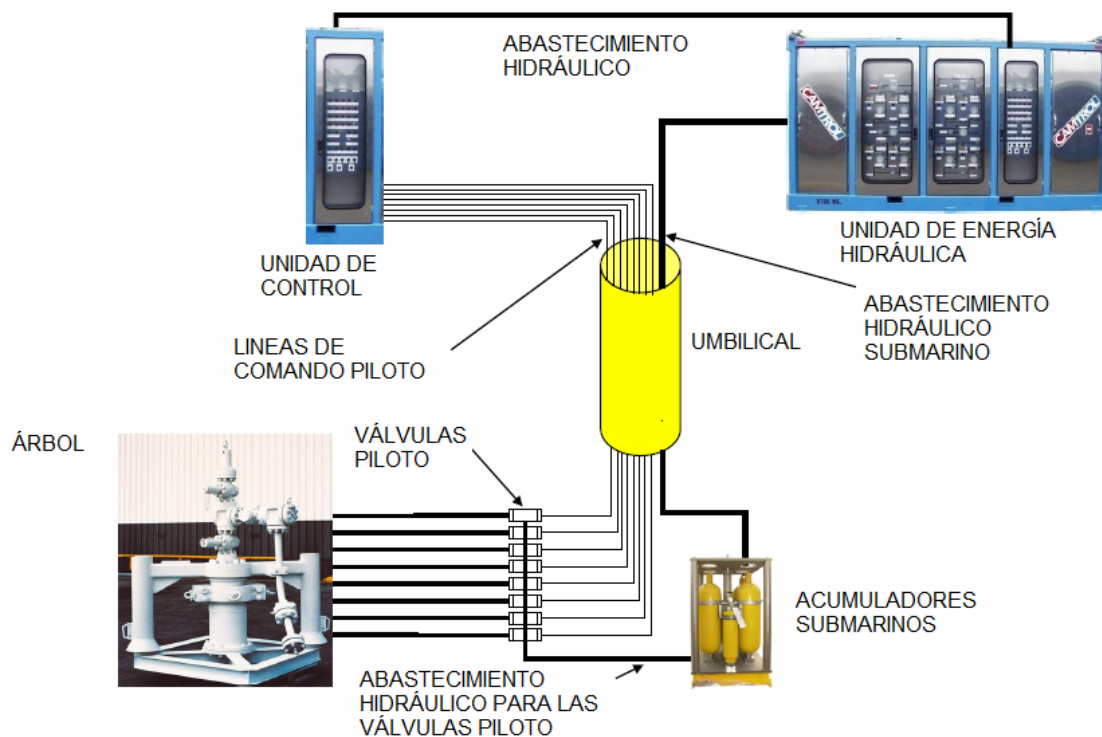
Algunas de las características típicas de este tipo de sistema de control son el contar con relativamente pocos componentes, tiene una teoría simple de operación y es altamente confiable.

Como información extra podemos decir que es un equipo de bajo costo, que cuenta con pocos elementos submarino, y que tiene una interface para ROV o buzos muy sencilla, además de que no requiere de un mantenimiento especializado.

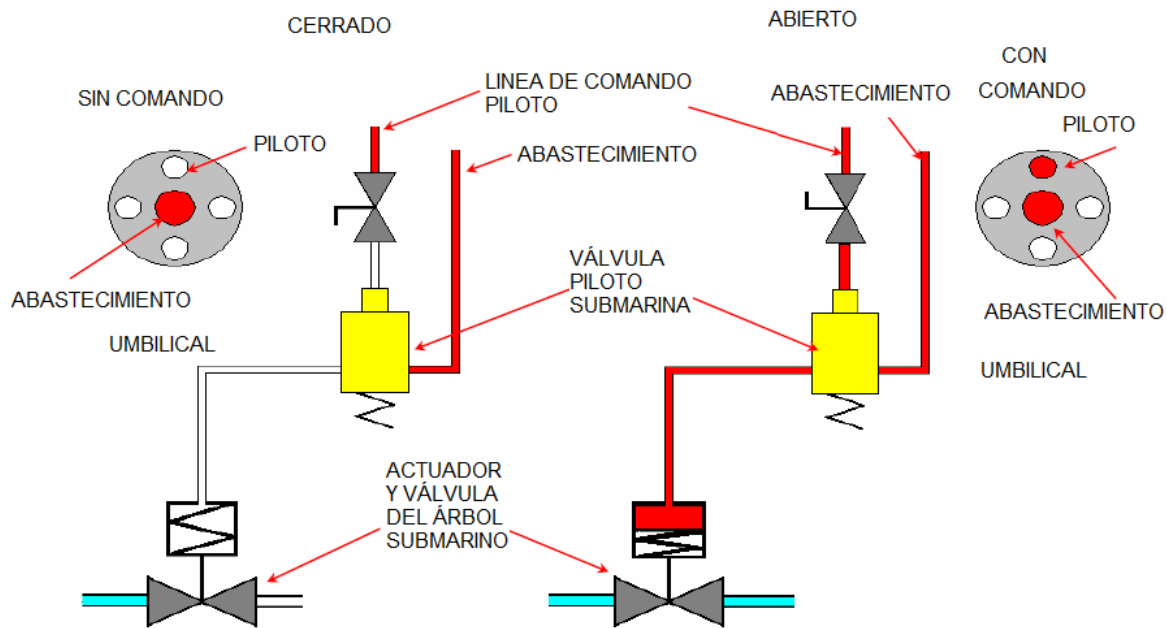
Algunas de las desventajas que conllevan el uso de este equipo son una vaga respuesta del sistema, una flexibilidad operacional limitada, además de que la distancia del campo a las instalaciones superficiales y simplicidad o complejidad del umbilical serán el factor más importante en cuanto a los costos.

5.2. SISTEMA DE CONTROL HIDRÁULICO PILOTEADO

En este sistema de control el fluido hidráulico dedicado a la operación de los actuadores se distribuye a través de una sola línea. La señal para la operación de las válvulas se envía a través de pequeñas líneas hidráulicas piloto. Un módulo de control submarino alberga las válvulas piloto operadas hidráulicamente, en este sistema al presurizar la línea de abastecimiento se permite la operación de los actuadores, y de la misma forma al aliviar la presión de esas líneas se libera o ventila el actuador. Este tipo de sistemas mejora el tiempo de respuesta, pero requiere de una línea piloto para cada válvula.



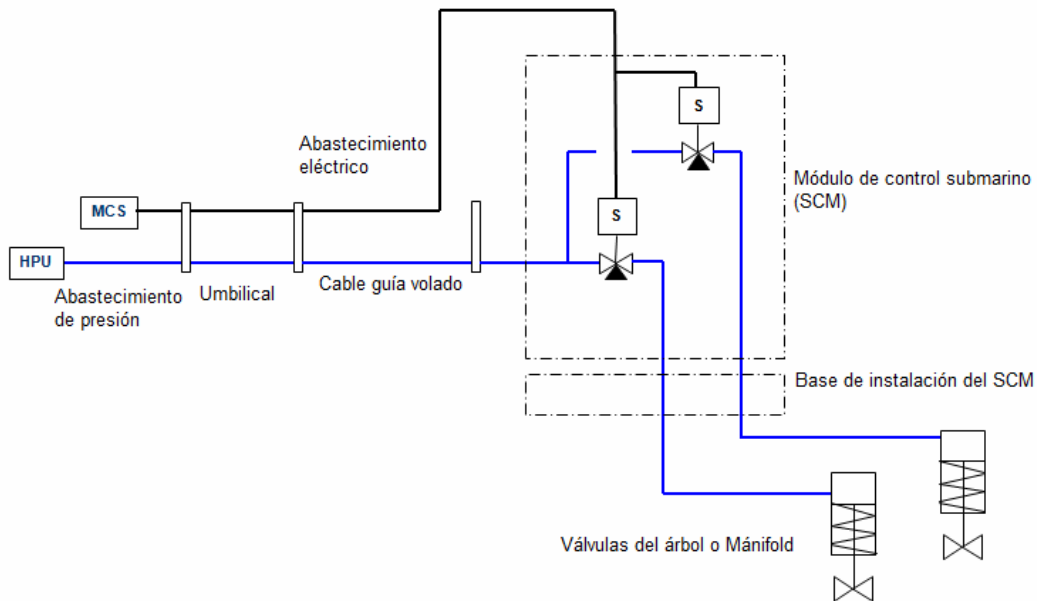
En el siguiente diagrama podemos observar su funcionamiento, cuando la línea piloto se encuentra cerrada y no hay ningún comando ejecutándose, la válvula submarina piloto para un comando específico se encuentra cerrada por lo que el fluido hidráulico proveniente de los acumuladores submarinos no puede pasar, y la válvula en el árbol se encuentra cerrada, una vez que se da la orden de abrir la válvula, se acciona la línea piloto, lo que permite la apertura de la válvula piloto submarina y con esto el paso del fluido en la línea de abastecimiento que acciona al actuador dedicado a la acción deseada y con esto la apertura de su respectiva válvula.



5.3. SISTEMAS DE CONTROL ELECTRO-HIDRÁULICO MÚLTIPLE (E-H MUX)

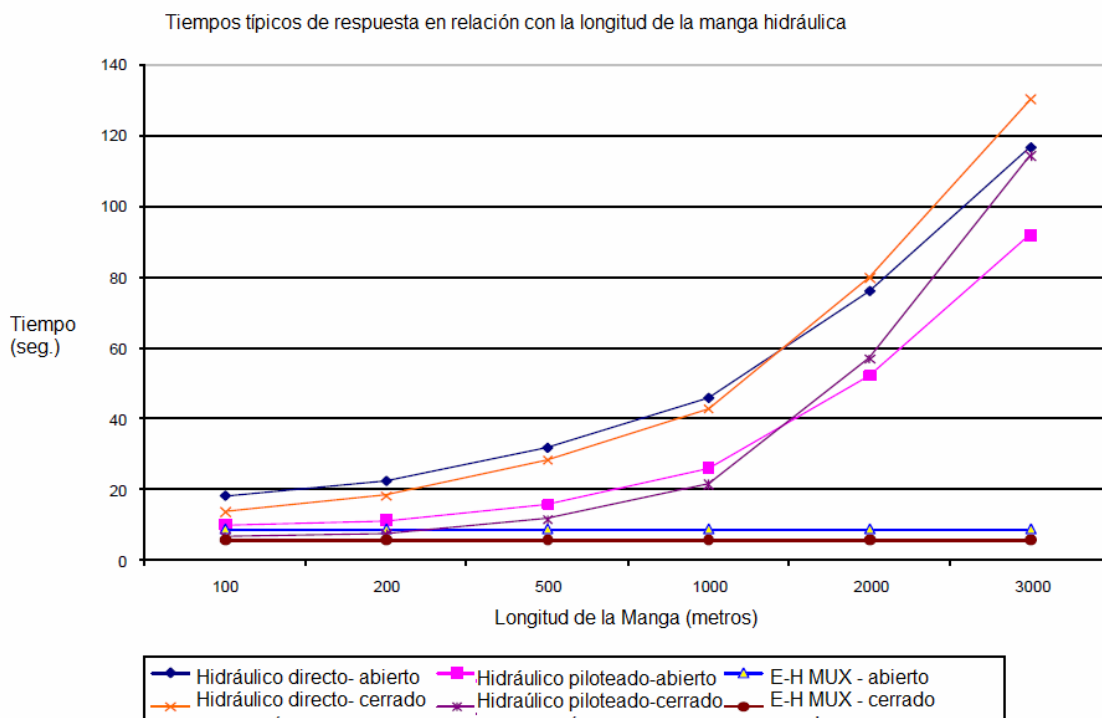
Los sistemas de control mostrados previamente se basaban en el uso de la hidráulica tanto para la fuerza de acción en los actuadores como para el envío de la señal del comando, en cambio, el E-H MUX aunque si utiliza la hidráulica como fuerza de acción en los actuadores, cambia el modo de envío de la señal de hidráulico a eléctrico, cambiando las válvulas tradicionales por válvulas operadas eléctricamente. Para la recepción y envío de información de procesador a procesador entre los equipos de la superficie y el fondo marino se utiliza al umbilical, además se cuenta con acumuladores submarinos para las distintas operaciones disponibles.

Podemos decir que algunas de las ventajas de este sistema son un funcionamiento más eficaz que los sistemas directos o piloteados, poder ventilar de manera instantánea las válvulas de los árboles submarinos, obtener una sección transversal del umbilical reducida debido al ahorro de espacio derivado de la ausencia de las líneas piloto, además de que los abastecimientos hidráulicos y eléctricos comunes son distribuidos dentro del módulo de control submarino.



Como se muestra en el diagrama ya no se requiere de líneas piloto para accionar las válvulas pues este proceso se realiza de manera eléctrica y la única hidráulica necesaria es la que se aplica para abrir o cerrar las válvulas del árbol o Manifold.

A continuación presentamos una gráfica que nos muestra la relación entre el tiempo de respuesta que nos otorgan estos distintos sistemas en relación con la longitud de la manga o línea hidráulica que estemos utilizando:

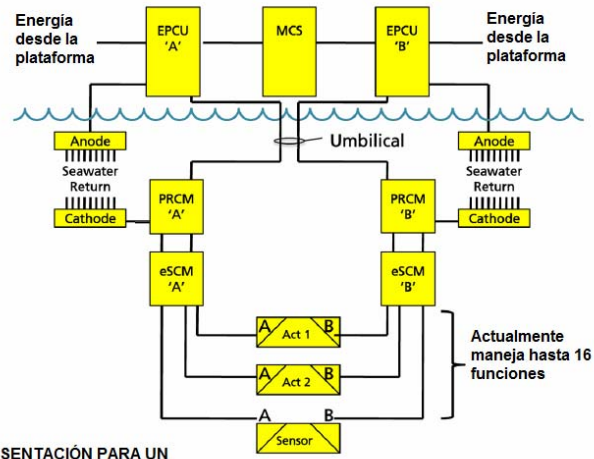


5.4. SISTEMA DE CONTROL ELÉCTRICO

La compañía CAMERON ha diseñado un sistema de árbol submarino que en conjunto con sus sistemas de control, permite realizar operaciones submarinas mediante el uso de válvulas eléctricas volviendo obsoletas las líneas piloto y de abastecimiento hidráulico por lo que ya no se encuentran en el equipo válvulas activadas hidráulicamente y de esta manera se obtiene un ahorro general en la energía. La ventaja de este equipo reside en que al eliminar la necesidad de energía hidráulica para accionar las válvulas se elimina también gran parte de la complejidad en los equipos submarinos por lo que se simplifica su diseño y de esta manera se reducen costos, riesgos y mantenimiento, en el siguiente diagrama podemos observar los componentes de un sistema de control tradicional que se eliminan al no necesitar de un abastecimiento hidráulico y los componentes que se benefician simplificándose con este nuevo sistema de control:



Al tener un sistema de control completamente eléctrico se logra un mejor tiempo de respuesta ante los comandos que se envían al equipo submarino, se obtiene una mayor confiabilidad y esto nos permite realizar un trabajo más eficiente durante el manejo de la producción. A continuación se muestra el diagrama típico para un sistema de control eléctrico actuando sobre un árbol submarino:



*REPRESENTACIÓN PARA UN ÁRBOL

Actualmente maneja hasta 16 funciones

6. ACCESORIOS, MEDIDORES Y MONITORES SUBMARINOS

En la industria uno de los retos más importantes referente a pozos submarinos es la falta de información del yacimiento, comparada con los campos en tierra. Para esto existen algunos dispositivos en la industria que permiten superar este tipo de problemas significativamente, gracias a esto la reducción de costos y la optimización asociada al constante monitoreo de los pozos es fantástica, comparadas con la instalación de líneas de prueba submarina o intervención del pozo. A continuación presentamos algunos de estos dispositivos.

6.1. DETECTOR SUBMARINO DE DIABLOS

El detector submarino de diablos es un dispositivo inteligente no intrusivo que utiliza la energía acústica generada por los diablos viajeros para calcular el paso de los mismos en las líneas de flujo de aceite, gas o flujo multifásico. Este dispositivo se caracteriza por tener una alta sensibilidad, por ser un dispositivo compacto, además de que su instalación es muy sencilla y una vez en su lugar consume muy poca energía. A continuación se presentan algunas de sus ventajas:

- Son bidireccionales.
- Poseen una tecnología acústica pasiva.
- Suprimen los ruidos externos.
- Alta sensibilidad direccional.
- Tienen un diseño compacto y robusto.
- Libres de mantenimiento.
- Trabajan a profundidades de hasta 3000 m.
- Todo el procesamiento de señales así como el cálculo de arena se realiza en el detector, solo la información procesada necesita ser enviada a la superficie.
- Posee comunicación en dos vías.
- Es capaz de descargar nuevo software, configuraciones y calibraciones.



Este equipo se instala en la parte externa de la tubería de producción submarina. Los detectores se pueden recuperar mediante el uso de un ROV, ya que van montados en abrazaderas modificadas y preinstaladas con embudos guía. Estos equipos son capaces de almacenar información por 9 días o más si se configura de esa manera, no requiere de un ancho de banda muy grande ya que la transferencia de información al MCS no implica gran cantidad de datos, lo que también significa que no se requiere de un software o "caja negra" en la superficie, la información pasa directamente al MCS o su equivalente, aun así se puede solicitar este equipo

con un software compatible con Windows para su monitoreo, calibración, registro de eventos, modificar la manera en que se presenta la información así como seleccionar las unidades en las que llega esta.



6.2. MEDIDOR MULTIFASICO SUBMARINO.

Estos medidores submarinos son utilizados para determinar la producción de aceite máxima así como la capacidad de manejo de gas máxima, ya sea mediante pruebas rápidas periódicas o por un monitoreo continuo, de esta manera la producción general del campo se puede optimizar y al mismo tiempo acelerar.

Los medidores multifásicos presentarán gastos exactos de gas, aceite y agua, además de que algunos modelos ya son capaces de proporcionar información importante del desarrollo de la conificación de gas, el avance del agua en el yacimiento, condiciones de flujo en el yacimiento, etc.

Hoy en día, los medidores multifásicos son capaces de ofrecer menores costos, mejor conveniencia y mejor precisión a largo plazo como base para el manejo de la producción.



Algunas de las características que poseen estos equipos son constar de materiales adecuados para procesar fluidos y agua de mar, teniendo instrumentos y equipo electrónico protegido y diseñado para uso submarino, poseen confiables sistemas de sello para poder procesar bien los fluidos y el agua de mar, además de que cuentan con un canister submarino recuperable conveniente para intervenciones con ROV sin el uso de una herramienta de intervención. La sección estacionaria de entrada/salida de medición está equipada con pestañas compactas o con conexiones por soldadura en el cuello opcionales. Solo los componentes con riesgo insignificante de falla son instalados en la parte estacionaria.

6.2.1. PRINCIPIO DE MEDICION

Una correlación-cruzada/vénturi para ritmo de flujo y mediciones fraccionarias usando impedancia eléctrica en combinación con medidores de densidad de rayos gamma de única-energía han probado ser exitosos en la medición debido a su robustez inherente y su incomparable exactitud a la hora de realizar mediciones. Estos equipos pueden manejar gastos con velocidades desde 1.5 m/s hasta 35 m/s, tienen una incertidumbre típica al realizar mediciones de más menos 4% rel. para el ritmo de gasto de líquido, más menos 8% rel. para el ritmo de gasto del gas y más menos 3% abs. para el gasto de agua, pueden trabajar a profundidades de hasta 3000 m, diseñados para presiones de hasta 10,000 psi y temperaturas de operación de 302 °F (150°C).

Una característica extra que se puede ver en algunos modelos es que tengan la posibilidad de presentarse además como un estrangulador más en la línea de producción, donde el concepto básico del medidor multifásico se conserva, pero carece de un canister recuperable. Esta versión se instala directamente en el ensamblado de la tubería o módulo, y es instalado o recuperado como parte de todo el montaje.

6.3. MEDIDOR MONOFASICO SUBMARINO

Este dispositivo es un instrumento compacto anexo a la tubería utilizado para medir los ritmos de flujo de una sola fase ya sea esta un fluido o gas de manera continua. Las mediciones se realizan con tecnología que implica el uso de altamente precisos transductores de cristal de cuarzo para determinar tanto la presión diferencial como la absoluta a través de un vénturi. Esta tecnología permite un alto nivel de precisión y confiabilidad al tiempo que le permite al medidor soportar todas las presiones tanto operacionales como de prueba. Los parámetros de salida de la medición son ritmos de flujo, presiones diferenciales, presiones de proceso y temperaturas. Algunos equipos ya cuentan con una unidad de compensación de presión que permite una

interfaz con los conectores de los ROV, lo que facilita la instalación en profundidades de hasta 10,000 pies.



Este dispositivo suelen manejar diámetros pequeños de tubería que varían de las 2" a las 8", soportan presiones de operación de 690 Bar, y temperaturas de operación de entre -5 y 70 °C, están diseñados para tener un periodo de vida de aproximadamente 25 años dependiendo de su uso y desgaste, además de que pueden ir instalados ya sea de manera vertical u horizontal.

6.4. MONITOR DE ARENA SUBMARINO

Este es un dispositivo inteligente que utiliza la energía acústica generada por las partículas de arena para calcular la producción de arena en la línea de producción, además ayuda al operador a optimizar la producción mientras se evita la erosión de válvulas, de equipos instalados en la tubería de producción así como las mismas tuberías.

Algunas de las ventajas que presentan estos dispositivos son:

- Tecnología acústica pasiva.
- Equipos libres de mantenimiento.
- Bajo consumo de energía.
- Comunicación de dos vías.
- Cuenta con pruebas para detectar errores de funcionalidad.



Estos equipos tienen una precisión de hasta el 95% dependiendo de los regímenes de flujo y el nivel de calibración, tiene una calibración mejor que el 1% (lo que significa que la señal del sensor leerá los mismos valores con una desviación menor

al 1% usando un generador de ruido fijo), es capaz de trabajar con un ritmo de flujo mínimo de hasta 1 m/s, y el tamaño de las partículas que puede detectar en líquido son aquellas mayores a 25 nanómetros y en gas mayores a 15 nanómetros, esto dependiendo de el ritmo de flujo, la viscosidad, etc.



6.5. MEDIDOR SUBMARINO PARA GAS HUMEDO

Todas las partes en contacto con el proceso son pasivas o componentes de muy alta confiabilidad y los elementos electrónicos se encuentran apartados de las altas temperaturas del proceso en un canister aparte. La medición con estos equipos en cada pozo puede permitir recolectar la producción inmediatamente corriente debajo de manera que la necesidad de tener un mayor tendido de tuberías y válvulas se vea reducida. La información en tiempo real de producción de agua en cada cabeza de pozo es especialmente valiosa en proyectos submarinos donde los costos de intervención son muy altos.

Estos medidores determinan los ritmos de flujo de agua en tiempo real, así como gas y condensados, proveyendo a los operadores con información vital para optimizar el yacimiento y los procesos de administración del mismo. Gracias a los diseños compactos de estos, su poco peso así como mínimo consumo de energía permiten su fácil integración a los sistemas submarinos. Debido a la alta confiabilidad que poseen estos equipos solamente requieren un mantenimiento mínimo.



Los medidores para gas húmedo utilizan tecnología de microondas la cual permite tener una sensibilidad incomparable ante los cambios en los niveles de agua y salinidad. Las mediciones de la fracción de agua se obtienen al determinar las propiedades dieléctricas del fluido con poca incertidumbre y alta sensibilidad. De estas mediciones la fracción de hidrocarburos y agua se calculan, los gastos se determinan al medir diferenciales de presión utilizando un cono-V. La presión y la temperatura se determinan utilizando transmisores dedicados a esas tareas. Son capaces de trabajar con gastos que oscilan entre los 5 y los 40 m/s, soportan presiones de operación de 10,000 psi y temperaturas de 302 °F (150 °C).

6.6. SISTEMA DE MONITOREO SUBMARINO PARA CORROSION

Este sistema no intrusivo sirve para monitorear los cambios en la pared de la tubería en una sección relativamente amplia de la misma. Al inducir una corriente eléctrica en secciones estratégicamente seleccionadas de la tubería, este dispositivo realiza una medición inicial del voltaje y monitorea los cambios en los patrones del campo eléctrico, que son comparados contra la medición inicial para inferir cambios estructurales en el área monitoreada y dar avisos tempranos de advertencia ante el más mínimo indicio de pérdida de metal. Funciona mediante la instalación de pins o electrodos distribuidos sobre el área que se desea monitorear, con una distancia típica entre cada pin de 2 a 3 veces el espesor de la pared de la tubería. Estos dispositivos están bien adaptados para monitorear la corrosión interna general, la corrosión de los WELDS, así como la corrosión específicamente ubicada en alguna sección de la tubería, también son capaces de detectar agrietamiento, contribuyendo en gran medida al servicio de mantenimiento y reparación durante la vida útil de las tuberías submarinas.



El sistema presenta impresiones de las gráficas indicando la severidad y ubicación de la corrosión, y calcula los ritmos y tendencias de corrosión.

6.7. SEPARADORES SUBMARINOS

La parte de separación de fluidos siempre ha sido un problema en el desarrollo de los campos petroleros, y en el caso de los pozos en aguas profundas no es la

excepción. En el área de desarrollo de los campos en aguas profundas existen básicamente dos mecanismos de separación que se destacan de entre los demás por su desarrollo y por lo resultado que ha arrojado a través de los años de aplicación de estos.

6.7.1. SEPARADORES DE FONDO DE POZO (sistema de separación y re-inyección de aceite/agua en fondo de pozo)

La nueva tecnología de manejo de agua que prevé la separación del aceite y el agua en el fondo del pozo conlleva a la producción de corrientes concentradas de aceite a la superficie mientras se inyecta continuamente agua e una zona de disposición localizada de manera accesible desde el mismo fondo del pozo. La separación de fondo de pozo se lleva a cabo principalmente mediante los principios de gravedad y el efecto hidrociclónico.

El uso de la tecnología de separación de fondo de pozo exige un control y monitoreo constante en parámetros como el caudal de superficie, el corte de agua, velocidad de bombeo, presión y tasa de inyección, así como la calidad del agua de inyección. Las ventajas de instalar un sistema de monitoreo con los separadores de aceite y agua en el fondo de los pozos son:

- Conocimiento de los cambios en la zona de inyección mediante el monitoreo, durante el periodo de producción, de la presión de inyección y la tasa inyectada.
- Conocimiento de los cambios en la zona de producción mediante el monitoreo de la presión de fondo fluyendo y el corte de agua.
- Aseguramiento de separación óptima.
- Monitoreo de la calidad de agua inyectada para registrar cambios en inyectividad.

En aplicaciones de producción submarina, existen una serie de problemas a los que hay que enfrentarse entre los que podemos destacar se encuentran:

- La producción de arenas, la cual crea problemas en los equipos instalados en el fondo del pozo.
- En los sistemas submarinos se desea simplicidad. Un separador de fondo de pozo incrementa la complejidad con requerimientos extras en energía y líneas.
- Los costos de intervención son extremadamente altos.

El costo de estos sistemas depende de su capacidad, requerimientos de presión, profundidad del pozo, etc. Sin embargo, aún ahora, ya que estos sistemas son relativamente nuevos, la economía de escala no ha llegado a ser evidente. De esta manera, un análisis de costo detallado considerando un cierto periodo de tiempo

debe ser desarrollado para evaluar esta opción. Estos separadores de aceite/agua tienen un margen de manejo de gas de entre el 10% - 15%.

Hay una gran variedad de sistemas de separación en fondo de pozo en uso actualmente, incluyendo sistemas para separación gas-líquido, líquido-sólido, líquido-líquido. Los hidrociclones son ampliamente usados para la separación aceite/agua en la superficie y en el subsuelo. Debido a su alta eficiencia, el contenido de aceite en el agua puede llegar a 200 ppm.

En lo que respecta al mecanismo de funcionamiento hidrociclónico, se puede mencionar 2 configuraciones básicas. En primer lugar están los hidrociclones estáticos convencionales; es un hidrociclón tubular sencillo que puede operarse en un rango de 500-200 bpd, con una caída de presión entre 50 - 200 [psi] entre la entrada del líquido y la salida del agua. La máxima profundidad a la que esta configuración es operable es de 3 658 m, son para el uso de pozos de 9.625", se recomienda un separador de 7.625" con hasta 10 hidrociclones tubulares y una capacidad de 7 500 – 20 000 bpd.

La otra configuración utilizada es la de hidrociclones estáticos con BCP's; estos sistemas pueden manejar entre 500 – 2000 bpd, en cualquier caso, pueden ser de uno de los dos tipos siguientes:

Sistemas de impulso antes del separador.- Aquí los fluidos producidos entran en la bomba antes de entrar al separador. La bomba es dimensionada para disponer el agua en la zona de inyección prevista mientras el aceite residual puede ser bombeado a la superficie si no tiene suficiente presión para hacerlo por sí mismo. De esta manera pudiera existir una segunda bomba para esta tarea.

La desventaja de este tipo de arreglos son los riesgos de separación pobre debido a la formación de pequeñas gotas de petróleo causadas por la bomba de alimentación.

Sistema de impulso posterior al separador.- Aquí los fluidos producidos entran al separador primero y luego son bombeados. Si el aceite tiene una presión insuficiente para alcanzar la superficie, se puede emplear otra bomba.

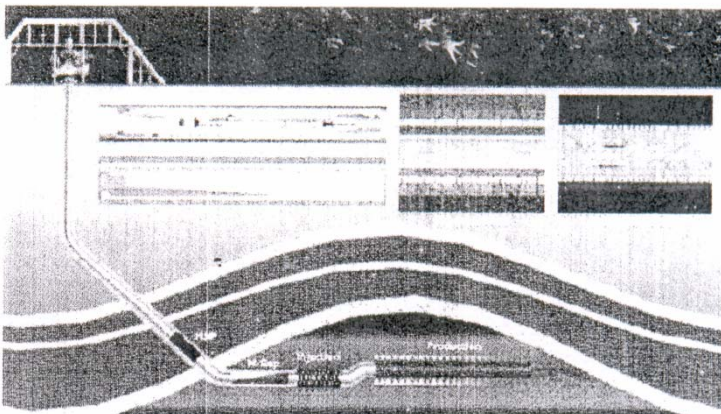
En el mecanismo basado en los principios de gravedad, el proceso de separación de aceite y agua se simplifica al emplear una sección horizontal de la perforación del pozo como separador (pozos horizontales). Las condiciones en este caso (propiedades de los fluidos, presión y temperatura) son ideales para la separación. Bajo estas condiciones, la separación del fluido ocurre en segundos en lugar de los minutos requeridos si la separación se realizara en la superficie. El aceite producido tiene menos de 0.5 % de corte de agua y el agua separada tiene menos de 500 ppm de aceite, por lo que puede ser re-inyectada en los flancos del yacimiento para procedimientos de mantenimiento de presión.

Los fluidos del yacimiento se pasan a través de un separador horizontal donde el crudo y el gas se separan del agua. El agua separada se re-inyecta; esta re-

inyección se logra usando una bomba hidráulica sumergible movida por fluidos transportados desde la superficie a través de la sección anular. Las principales ventajas de los separadores de fondo de pozo que funcionan por segregación gravitacional es que a diferencia de los hidrociclones tienen un mayor rango de manejo de gas, además de que son más compactos y vienen en paquetes que permiten la intervención del pozo sin requerir el jalado del separador o de la bomba.



Separador ciclónico de crudo-agua para fondo de pozo.



Sistema de separación de fondo para pozos horizontales

6.7.2. SEPARACIÓN SUBMARINA

La separación submarina de gas y de líquido es una de las alternativas al bombeo multifásico con el fin de extender la distancia de transporte de la producción. Los desarrollos costa afuera de reservas de gas y aceite cada vez se mueven más a aguas más profundas, lo que hace que la economía de muchos de estos campos no justifica la implementación de algún tipo de estructura flotante de producción.

Los separadores submarinos serán significativamente útiles solo después que un alto porcentaje de las reservas recuperables hayan sido extraídas. El separador debe ser diseñado inicialmente para manejar el caudal máximo de hidrocarburos y agua.

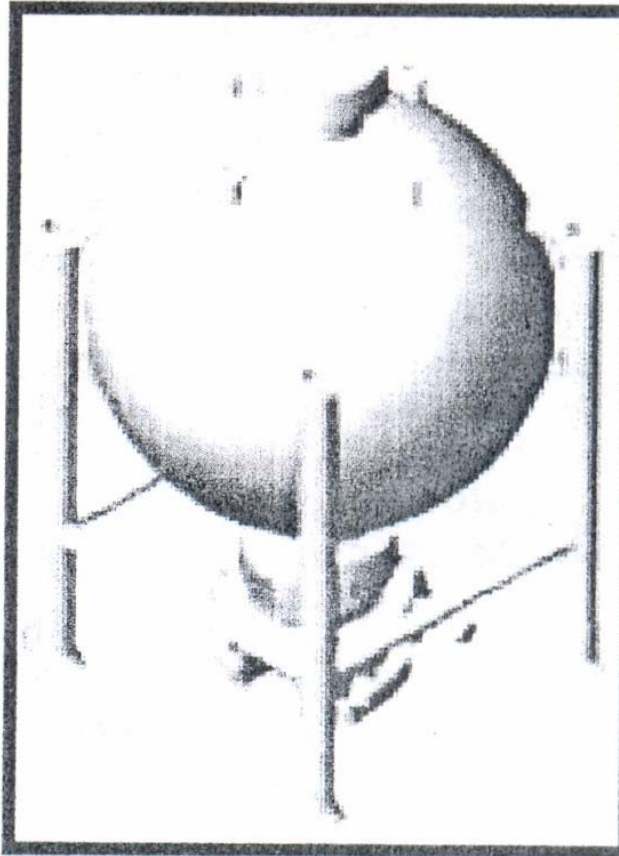
La separación submarina de gas y de líquido tiene algunos beneficios, si se combina con bombeo de la fase líquida a una línea y el flujo de gas natural, en un separador vertical. En las líneas de gas se produce una baja caída de presión, lo que puede permitir la eliminación de compresores en la superficie. Debido a la baja velocidad del gas la probabilidad de erosión en los separadores verticales es muy baja, además de que se reduce el riesgo de hidratos debido a la posibilidad de descompresión del separador y de la línea de flujo en aguas profundas a través de separador vertical de gas.

EQUIPOS REQUERIDOS PARA LA SEPARACION SUBMARINA

Algunas de las unidades para el esquema de separación submarina de gas-líquido y bombeo son las siguientes:

Separador gravitacional submarino.

- Para esta unidad los caudales de líquidos manejables son cercanos a 8000 bpd.
- Los diseños no son muy costosos, aunque resultan un poco robustos son capaces de manejar la mayoría de las situaciones.
- Para sistemas sometidos a presiones altas y utilizados en aguas profundas los equipos de soporte de presión se vuelven muy costosos.
- La producción de arenas disminuye la capacidad de estas unidades y disminuye el tiempo de residencia, reduciendo también la eficiencia.



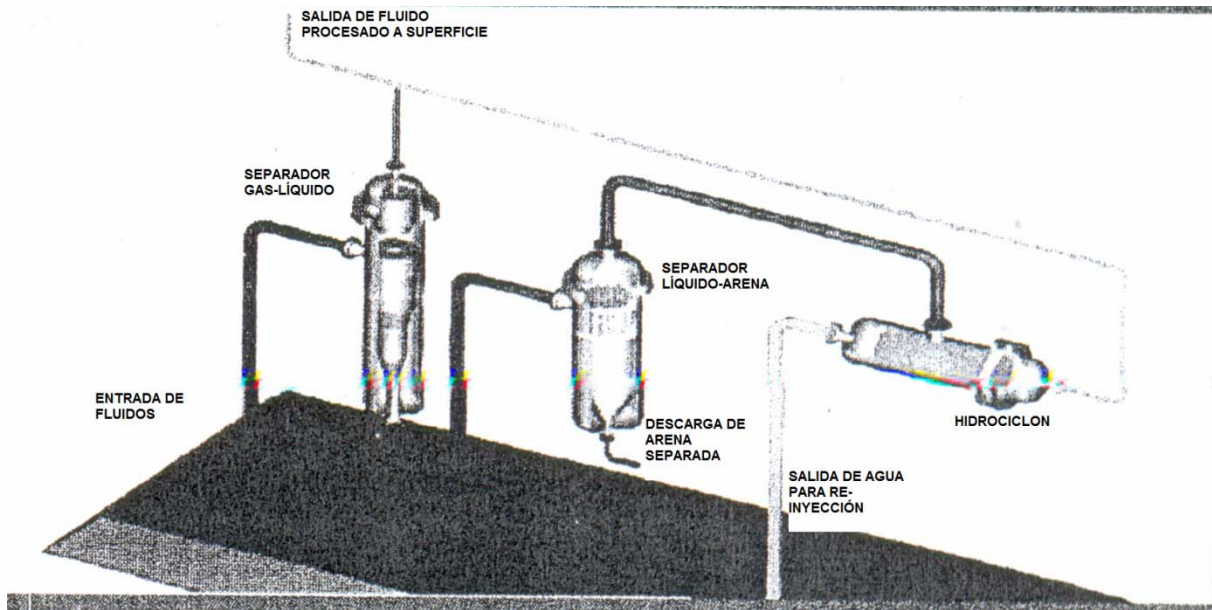
Separador gravitacional submarino.

Separador submarino compacto.

Algunos de los separadores basados en efectos ciclónicos actualmente disponibles en el mercado son capaces de manejar separación sólido-gas, líquido-líquido, sólido-líquido y gas-líquido. El esquema de separación basado en efectos ciclónicos pueden contar con una serie de unidades para separa sólidos y fluidos y luego fluidos en corrientes separadas.

Algunas de sus características son las siguientes:

- Son de tamaño pequeño, compactos y se forman en línea.
- Cuentan con la posibilidad de manejar múltiples etapas.
- Su rango de presiones es bastante amplio.
- Bajas caídas de presión.
- No cuenta con partes móviles, son fáciles de fabricar y son insensibles al movimiento.



Tren de separación compacta submarina.

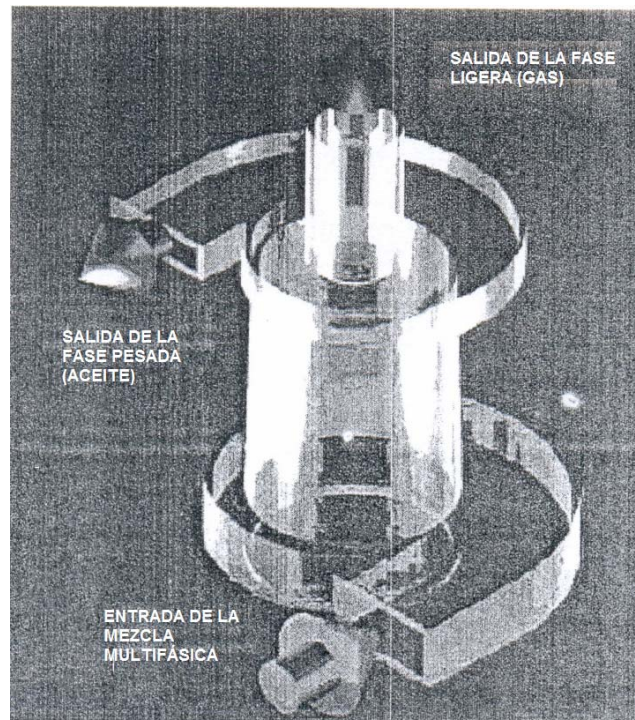


Ilustración de separador compacto

Coalescedores electrostáticos.

Los coalescedores electrostáticos son equipos usados para mejorar la separación de agua-aceite mediante la coalescencia de gotas de agua suspendidas en el aceite facilitando la separación en un separador ubicado aguas abajo. Mientras más grandes sean las gotas de agua en el aceite, más rápido es el proceso de decantación y estratificación en separadores ciclónicos compactos.

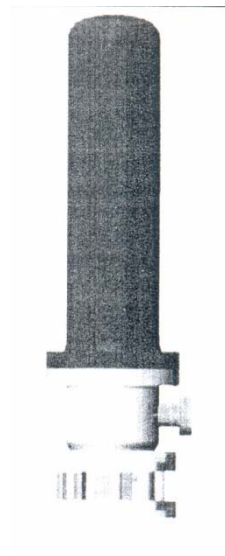
Ya han sido operadas algunas instalaciones en campo de coalescedores electrostáticos, un ejemplo es en la unidad flotante de producción, almacenamiento y descarga (FPSO) "Petrojar1", que se encuentra operando desde Julio de 2002.

Algunas de las ventajas de estos equipos son:

- No incorporan partes móviles.
- Son pequeños y pueden ser agregados a instalaciones ya existentes.
- Con estas unidades es posible producir crudo con talidad suficiente como para ser enviado a las refinerías si se combina con una separación ciclónica.
- La eficiencia en la remoción de agua que ocurre en estos equipos ayuda al aseguramiento de flujo en las líneas ya que queda prácticamente eliminada y este es un componente primordial para la formación de hidratos.

Desventajas:

- El requisito de energía eléctrica para la operación constituye el uso de una fuente dedicada de energía y una línea umbilical para suministrar energía al coalescedor. Esto incrementa la complejidad del sistema.
- En caso de una falla en estas unidades, los parámetros de operación deberán ser modificados para manejar el mayor contenido de agua. Esto podría representar un plan de emergencia para la mitigación de hidratos y corrosión.



Coalescedor electrostático.

Sistema de separación y bombeo en espacio anular vertical (VASPS).

Este es un sistema de separación submarino donde los fluidos producidos desde el pozo entran tangencialmente en una perforación inactiva con un diámetro de 26" y 60 m de profundidad localizado lo más cercano posible del pozo productor.

La corriente multifásica es forzada a una circulación helicoidal hacia la parte interior del separador de manera que las fuerzas centrífugas causan la separación de gas y

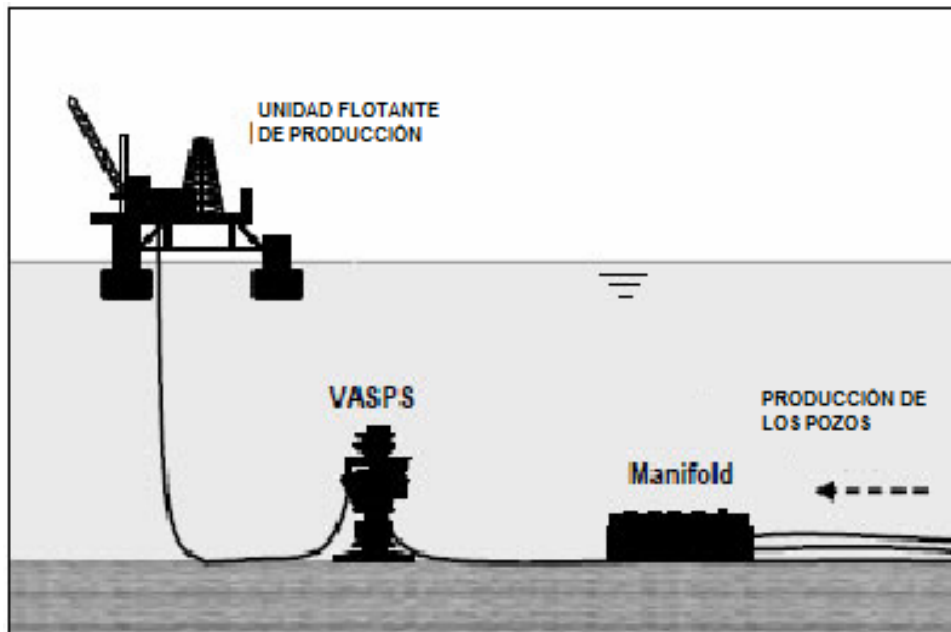
líquido. El gas separado fluye por diferencia de presión a una plataforma y el crudo es acumulado en el fondo y posteriormente bombeado mediante una bomba convencional.

Ventajas del sistema VASPS:

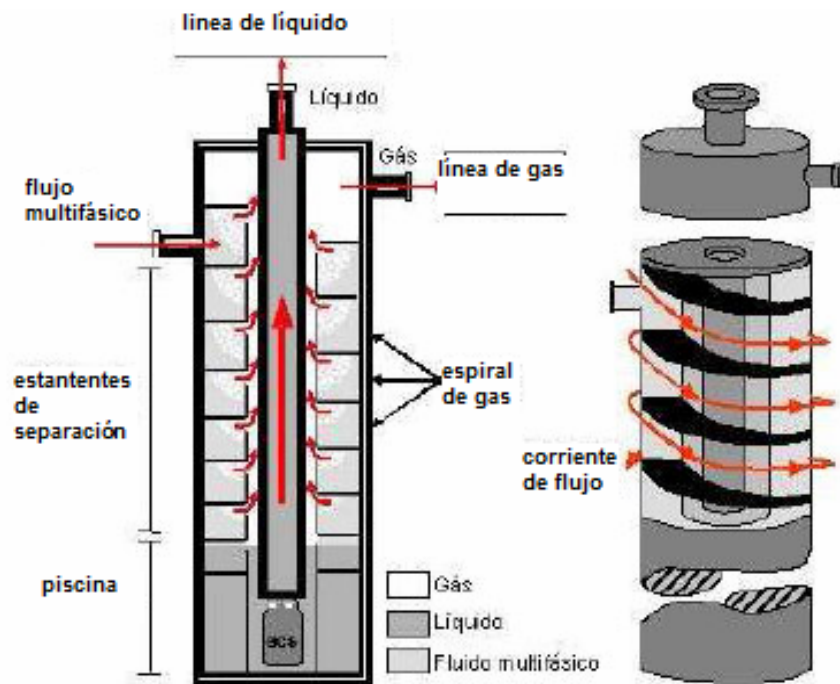
- La contrapresión en el cabezal del pozo es reducida, dependiendo de la proximidad entre el separador y pozo productor.
- El sistema permite intervenciones ya que los principales componentes de la separación y bombeo están directamente debajo de las instalaciones superficiales.
- Los requerimientos de energía son reducidos, por lo que no hay necesidad de umbilicales adicionales.
- El desembolso de capital es también reducido ya que solo se requiere, una línea desde el pozo al separador que puede coincidir con la base.

Por último cabe señalar que la separación submarina y el reforzamiento de presión (bombeo, compresión) ofrecen beneficios y puede ayudar a la producción en etapas tempranas del desarrollo, lo que puede contribuir a reducir los costos de operación, y ayudar a alcanzar los escenarios de recuperación última más tempranos. Otros beneficios de la separación submarina incluyen reducción de la susceptibilidad a la formación de hidratos y a la reducción del uso de inhibidores de hidratos; además, de que con el reforzamiento de presión se genera una mayor y más rápida recuperación de fluidos.

Sin embargo, ya con todo lo mencionado anteriormente, los operadores tienen alguna resistencia a usar tecnologías de procesamiento submarino, ya que estas no han sido probadas en ambientes submarinos muy severos; además de que en estos equipos los requerimientos de energía de los equipos de reforzamiento de presión son valores extras a los cuales se les tiene que buscar una solución.



Representación del sistema VASPS.



Esquema interno del sistema VASPS.

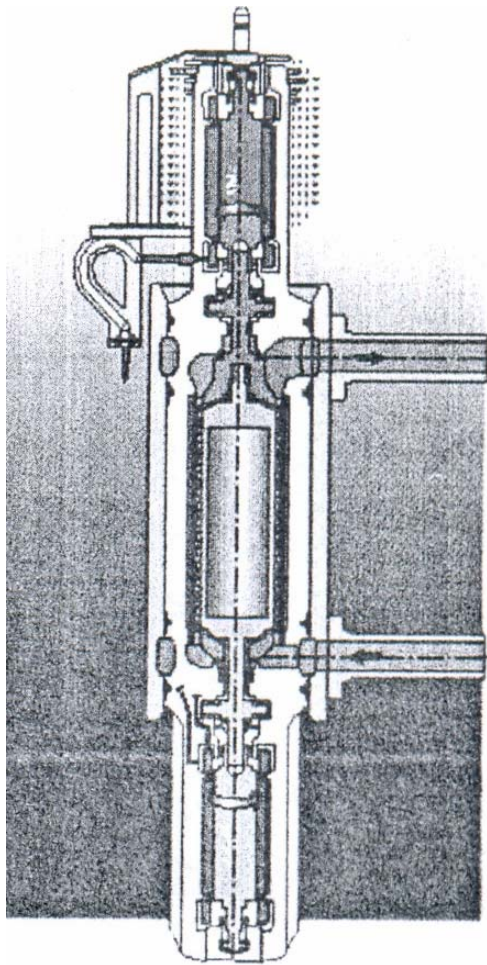
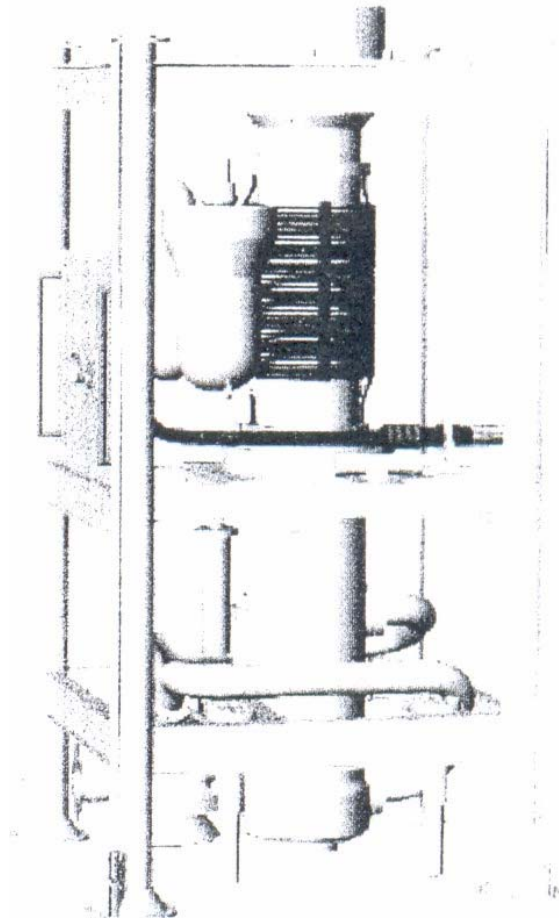
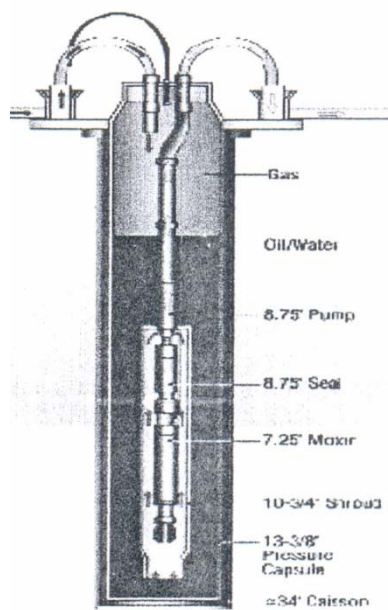


Diagrama de un compresor de gas húmedo.



Reforzador submarino de líquido



Unidad BES's

7. PROYECTOS SUBMARINOS DE ALGUNOS CAMPOS ALREDEDOR DEL MUNDO.

7.1. AMÉRICA.

7.1.1. NORTE AMERICA.

La principal zona de trabajo en la parte norte del continente es el golfo de México, donde se presenta la variación más amplia de profundidades marinas con respecto a cualquier otra región del mundo (se mueve en un rango de 80 m hasta los 2 600 m). La terminación de pozos en el golfo de México abarca un rango muy amplio de presiones a las cuales se someten los equipos. En los inicios de la industria, en el área de aguas profundas, la mayoría de los árboles submarinos fueron diseñados para soportar hasta 5 000 [psi]. A medida que los pozos se fueron perforando más profundos, se hizo más común el diseño de sistemas que soportaran los 10 000 [psi].

Sin embargo, en la actualidad un número creciente de proyectos requieren de equipos que soporten presiones de hasta 15 000 [psi]; un ejemplo de estos proyectos son el BP thunder horse, Shell llano y el Shell princess. En los siguientes subtemas detallaremos algunos de los proyectos destacados en aguas profundas en la zona de norte América, así como algunas características.

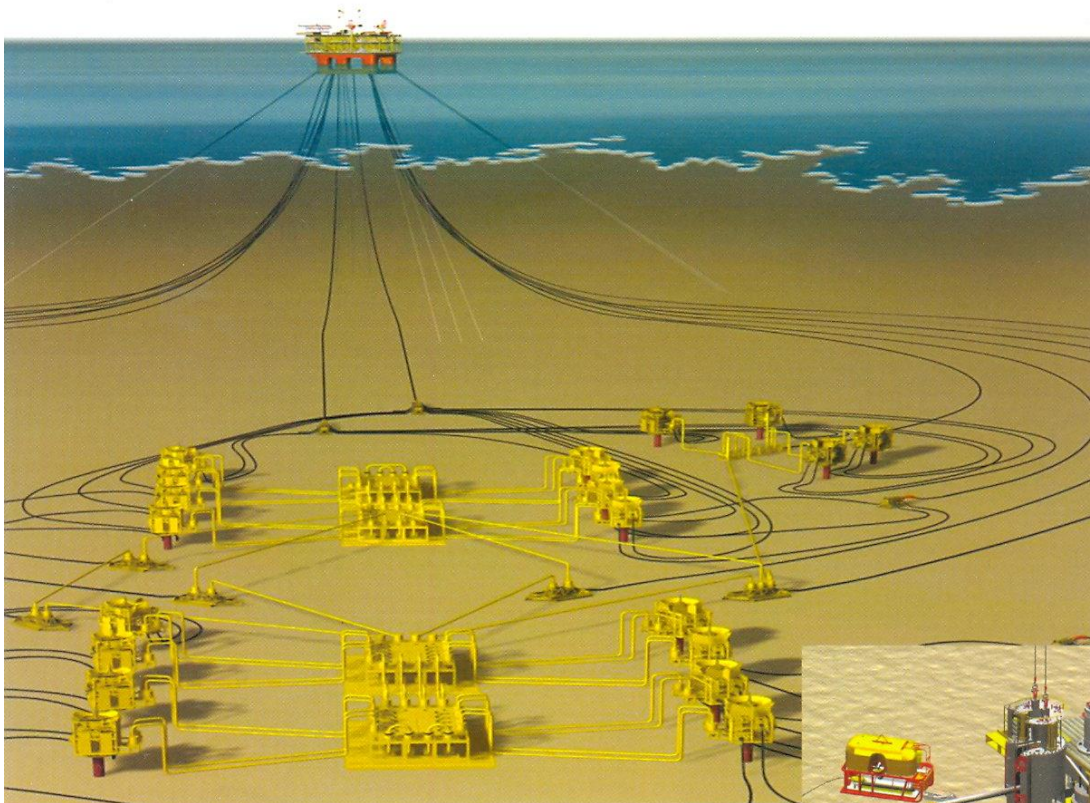
1.- PRIMER PROYECTO A NIVEL MUNDIAL QUE UTILIZA EL SISTEMA DE AGUA CALIENTE PARA LA REMEDIACION DE HIDRATOS.

Este proyecto se puso en marcha en el año de 2002 y se finalizó en su tercera fase en el año de 2005. Se ubica en el campo Atlantis en el golfo de México en los bloques GC 679, 678 y 743, con un tirante de agua de 2 060 m. El campo es productor de aceite y gas natural, y se localiza a unos 240 Km de la costa sur de la ciudad de New Orleans. Se estima que este campo cuenta con una reserva de aproximadamente 575 MMboe, lo cual lo convierte en el tercer campo más grande descubierto en el golfo de México.

Para su producción el campo cuenta con una unidad flotante del tipo FPS-SEMI, el sistema submarino cuenta con veintidós (22) árboles submarinos de tipo horizontal (5" X 2", operado a 10 000 [psi]), cuenta con manifolds de producción de cuatro (4) cabezas, el cual cuenta con un buque de diablo recuperable, PLET's y jumpers convencionales, todo esto controlado mediante un sistema de control eléctrico-hidráulico múltiple (EHMUX), el cual incluye un sistema de control de instalación y

reparación (IWOCS) y el sistema de remediación de hidratos con agua caliente (HWHR).

Además de lo anteriormente mencionado, utiliza un riser de acero tipo Caterina (SCR). El aceite y gas producidos son transportados por medio de un oleoducto de 24" y un gasoducto de 16". Las instalaciones de producción fueron diseñadas para el manejo de una producción de 150 000 bpd de aceite crudo, 75 000 bpd de agua y 180 MMSCF/D de gas natural.



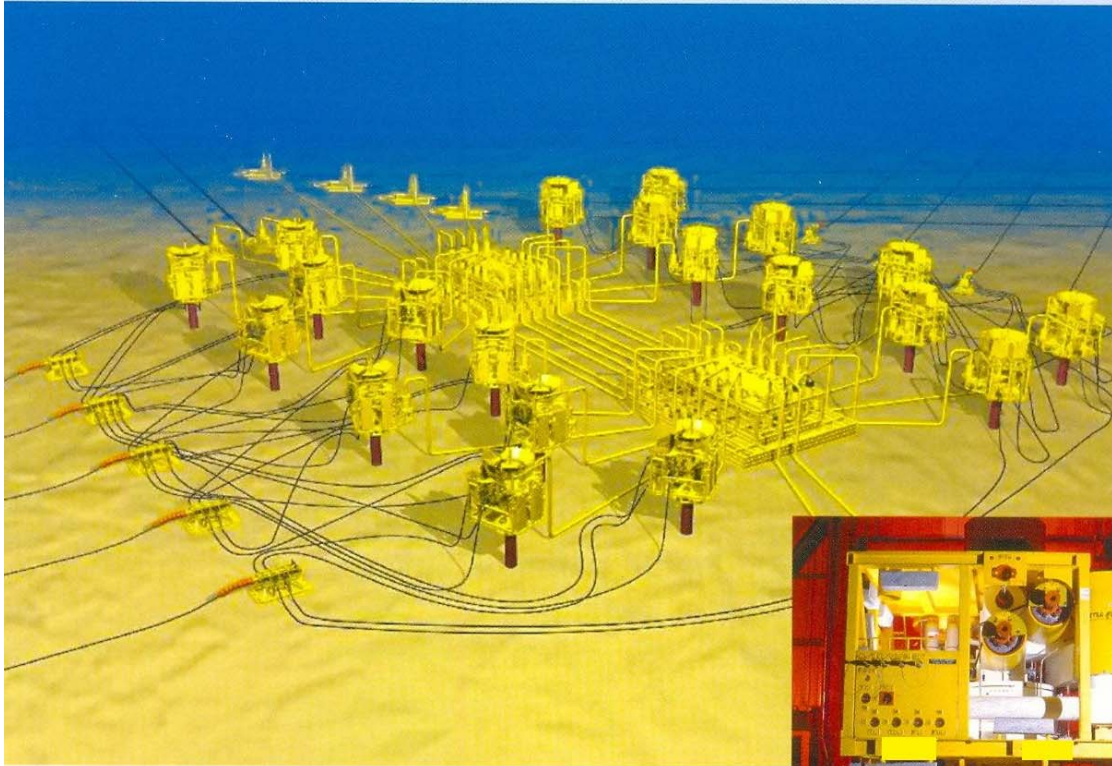
Campo Atlantis - sistema de remediación de hidratos con agua caliente



2.- PRIMER PROYECTO SUBMARINO QUE TRABAJA A CONDICIONES DE PRESION Y TEMPERATURA MUY ALTAS.

Este proyecto se desarrollo entre los años de 2001-2005, en el campo Thunder Horse, localizado en el golfo de México a unos 150 Km del sur de las costas de New Orleans, en los Estados Unidos de Norteamérica; con un tirante de agua de 1920 m. Las instalaciones de producción con las que cuenta son, una unida FPS-SEMI con una capacidad de procesamiento de 250 000 bpd de aceite y 200 MMpc/día de gas natural.

Cuenta con diecinueve (19) árboles submarinos verticales que están diseñados para que trabajen a presiones de hasta 15 000 [psi] y temperaturas de 180 °C; cuenta con dos (2) manifolds de cuatro (4) cabezales y dos (2) manifolds de diez (10) entradas, un total de cuarenta (40) líneas de flujo y jumpers, 30 PLET's y un sistema de risers de reparaciones.



Desarrollo Thunder Horse - Equipos que trabajan a 15 000 [psi].



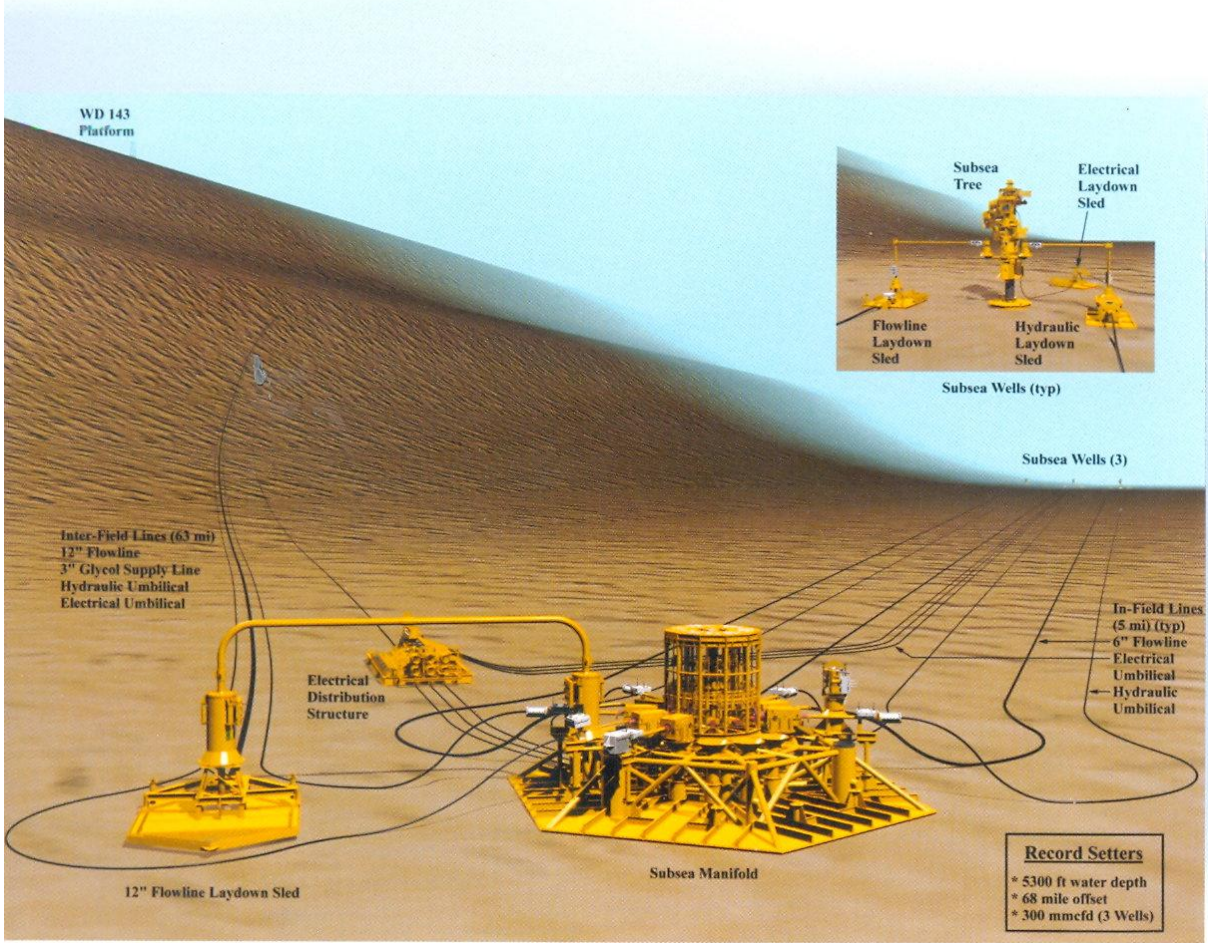
3.- DESARROLLO DEL PROYECTO DE PRODUCCION SUBMARINA CON LA CONEXIÓN TIEBACK MÁS LARGA.

Este proyecto se desarrollo entre los años de 1997 y 2002, en el campo de gas natural conocido con el nombre de "Mensa" localizado en el golfo de México, a unos 225 Km de las costas de New Orleans, en los Estados Unidos de Norteamérica; con un tirante de agua de 1 610 m.

El proyecto cuenta con cuatro (4) árboles submarinos verticales con presión de operación de 10 000[psi], un manifold de 6" de diámetro que soporta presiones de hasta 10 000[psi]; cuenta con una conexión tipo Tie-back de 8 Km que va desde los árboles submarinos hasta el manifold de recolección y otra conexión tipo tie-back de 102 km que va desde el manifold hasta la plataforma de producción de aguas

someras que lleva por nombre "The west Delta 143"; todo esto mediante un sistema de control electro-hidráulico múltiple.

El gas es procesado y es mezclado con otras corrientes de gas; la corriente nueva es transportada a las instalaciones consta adentro por medio de ductos. El proyecto inicio en el año de 1997; inicialmente con cuatro (4) pozos productores, para el año 2003 se introdujo un árbol de producción más.

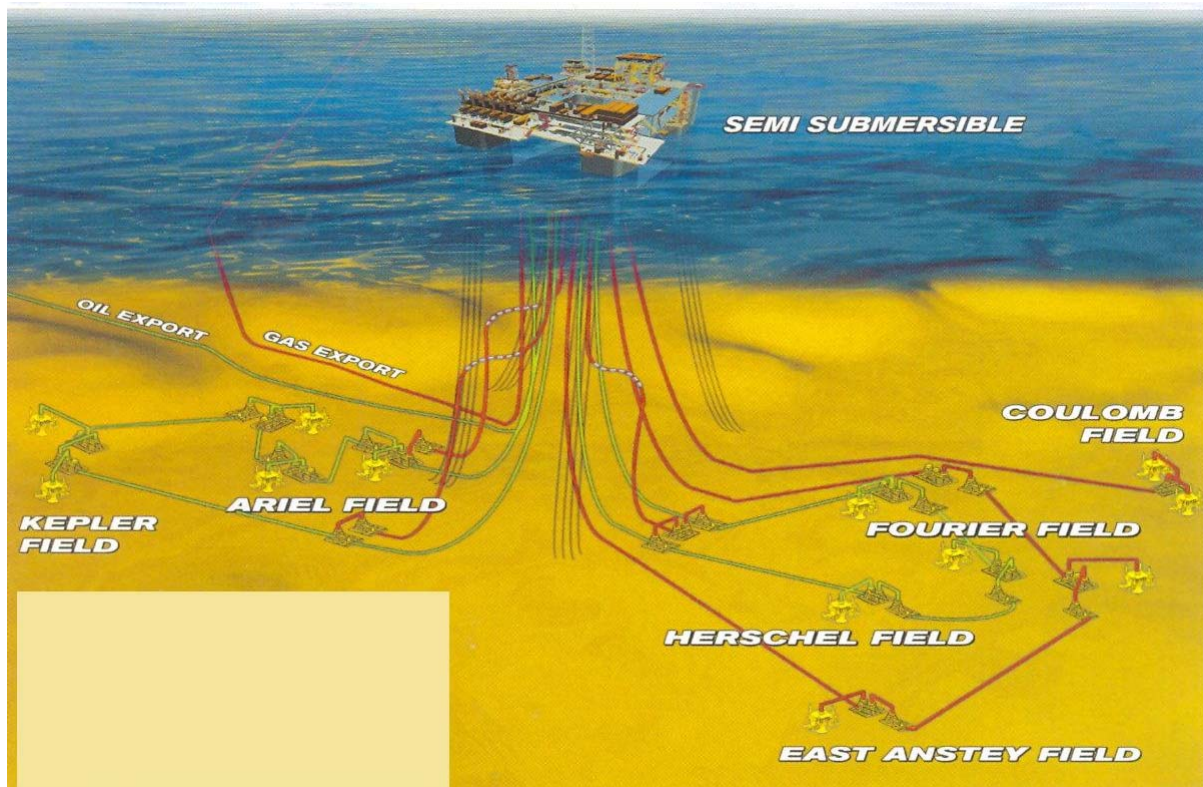


Proyecto Shell Mensa - conexión Tie-back de 110 Km.

4.- DESARROLLO SUBMARINO MULTI CAMPO MÁS PROFUNDO.

El desarrollo Na-kika, en el área del cañón del Mississippi del golfo de México, es el proyecto más grande y novedoso donde hay un desarrollo simultáneo de 6 campos independientes que, de manera individual no serían económicamente explotables. Los campos que incluyen este proyecto son: Kepler, Ariel, Fourier, Herschel, East Anstey y Coulomb, los cuales manejan un tirante de agua que va de los 1 770 m hasta los 2 300 m.

Desarrollo multicampo



7.1.2. BRASIL.

Los proyectos submarinos en Brasil están concentrados en 5 principales cuencas: Campos, Ceara-Portiguar, Espirito Santo, Sontos y Segipe-Alaguas, donde la de mayor actividad es la cuenca de Campos. La cuenca de campos se distingue por que se encuentra localizada mar adentro cerca de la ciudad de Rio de Janeiro. Esta cuenca tiene algunos de los campos petroleros más importantes de Brasil, entre los que podemos destacar a Albacora, Barracuda, Caratinga, Bijupira Salema, Marlim, Marimba y Roncador.

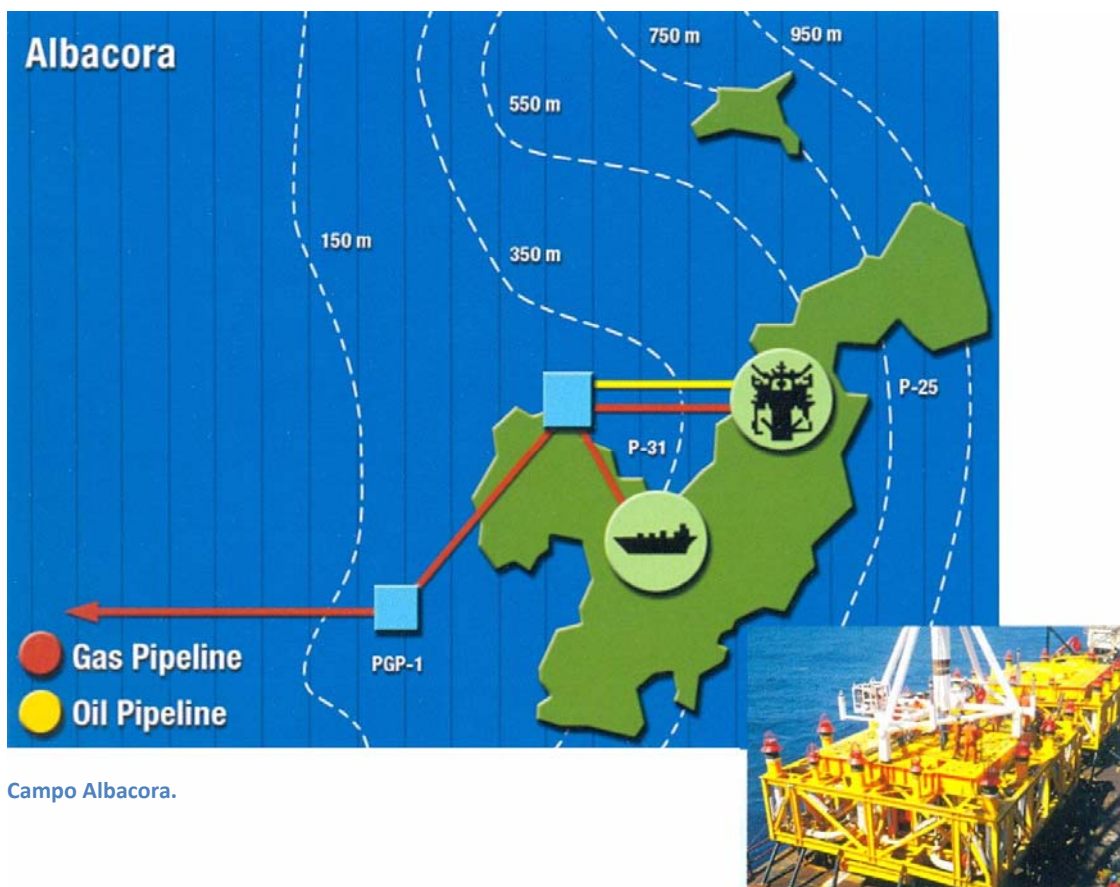
Brasil ha sido un pionero en la tecnología submarina para la producción de gas y aceite desde la década de los 70's del siglo pasado. En 1980 el campo Bonito, con un tirante de agua de 189 m, inicio el camino y la innovación de Brasil en la

producción de sistemas submarinos en aguas profundas. De manera similar, mencionaremos algunos proyectos en aguas profundas de aguas brasileñas.

1.- CAMPO ALBACORA (Petrobras).

El campo Albacora fue el primer campo gigante en desarrollarse en aguas profundas, fue descubierto en el año de 1984. En la cuenca de campos. Está compuesto por 65 pozos, dos unidades flotantes de producción, por un lado una plataforma semisumergibles (FPS-SEMI) y por el otro una unidad flotante de producción, almacenamiento y descarga (FPSO), siete (7) manifolds, seis (6) de producción de aceite, y uno de inyección de agua; la producción inicial de este campo fue de 150 000 bpd de aceite y 90 MMpc/día de gas natural.

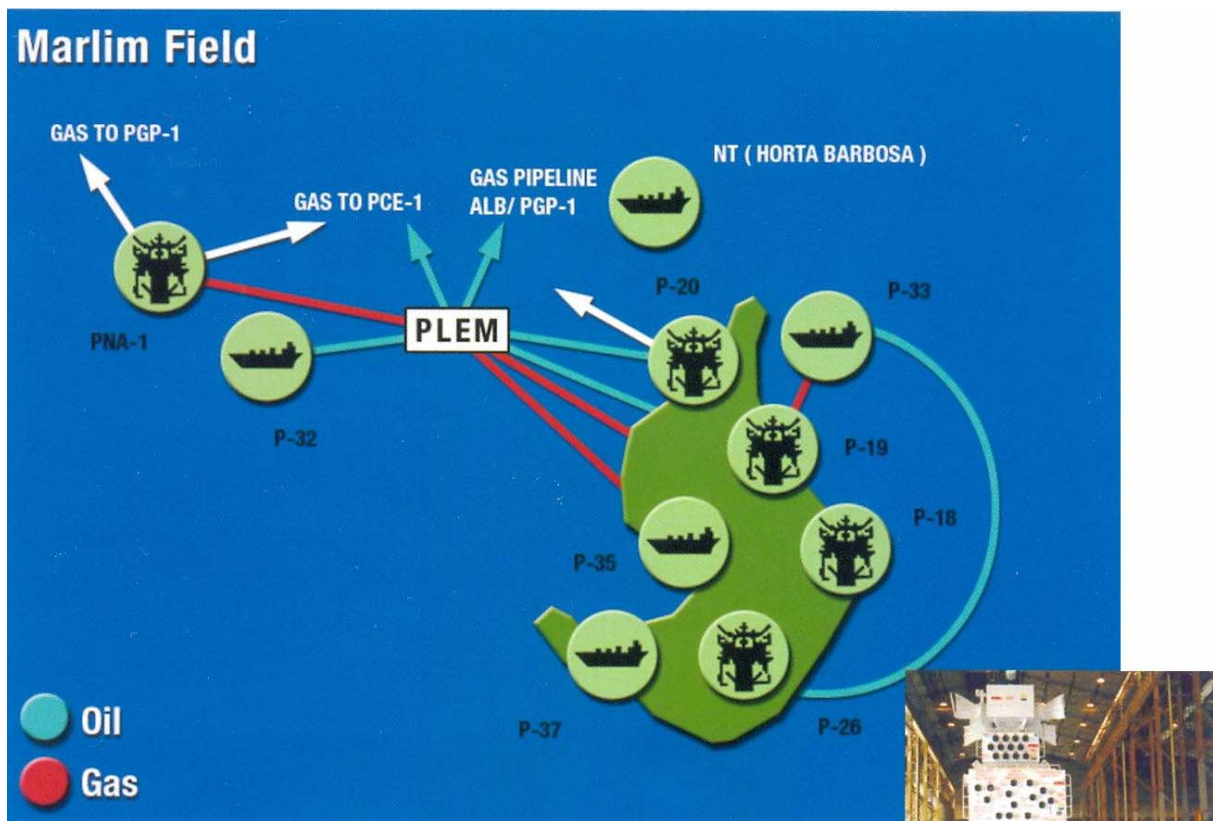
La unidad FPS-SEMI cuenta con una planta de procesamiento con capacidad de 100 000 bpd y 115 MMpc/día; hay catorce (14) pozos productores conectados directamente a la unidad y dieciséis (16) pozos conectados a dos (2) manifolds de recolección. La unidad FPSO cuenta con una planta de procesamiento con una capacidad de 200 000 bpd y 130 MMpc/día de gas natural. La planta de esta unidad procesa el aceite producido en la unidad FPS-SEMI y el aceite producido de veintiocho (28) pozos productores conectado a cuatro (4) manifolds.



Campo Albacora.

2.- DESARROLLO SUBMARINO MAS LARGO (Petrobras).

Este desarrollo se encuentra en el campo Marlim, localizado al noreste de la cuenca de Campos, aproximadamente a 110 Km de Rio de Janeiro, abarcando un área de 130 Km², con tirantes de agua promedio de 1000 m. Cuenta con un total de 129 árboles submarinos (86 pozos productores, 46 pozos inyectoros de agua, incluyendo 38 pozos horizontales), dos (2) manifolds múltiples de inyección de gas submarinos, cuatro (4) módulos de control submarinos, dieciséis Plet's, y ocho (8) unidades flotantes de producción.



1. Campo Marlim.



7.2. EUROPA.

YACIMIENTO GOLIAT, NORUEGA

El campo Goliat se encuentra en producción bajo la licencia 229, en el mar de Barents, se prestó atención a este campo desde 1997, y se empezó a trabajar en él para incrementar el interés en el área como una región de producción de aceite y gas.

El pozo descubridor se perforó en el año 2000 y en la actualidad existen cinco pozos perforados. Las licencias del PL229 en porcentaje se encuentran de la siguiente manera: Eni Norge (operador) con el 65%, StatoilHydro con el 20%, y Det Norske Oljeselskap con el 15%.



El concepto del FPSO Goliat.

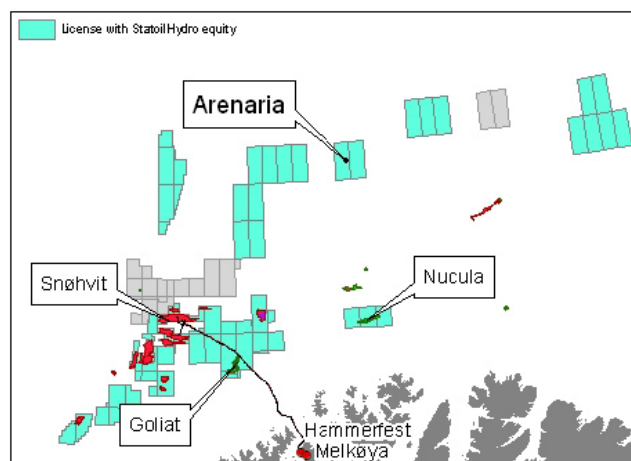
Goliat cuenta con dos yacimientos principales separados, el Kobbe y el Realgrunnen. Ambos yacimientos contienen aceite con su casquete de gas. El Realgrunnen se encuentra a unos 1000 m bajo el nivel del mar, mientras que el Kobbe se encuentra 1800 m por debajo de este último. También vale la pena mencionar que se han encontrado yacimientos menores de aceite en las formaciones Snadd y Klappmyss.

Los yacimientos se caracterizan por tener baja presión, 1784 lb/pg² para el Realgrunnen y 2784 lb/pg² para el Kobbe. Esto representa retos potenciales para el aseguramiento de flujo. El gas se inyecta al yacimiento Kobbe o se transporta a Melkoya. Se espera que el volumen máximo de producción de gas y reinyección sea de 1.3 MMMm³/año y ocurrirá después de un año de iniciada la producción. Se espera que Goliat permanezca en producción por un periodo de 10 a 15 años. Eni tiene dos estrategias de desarrollo potenciales, y está en tratos con Sevan Marine y Aker Engineering and Technology para realizar un trabajo preliminar para un FPSO para Goliat, Después del cual Eni evaluará las soluciones propuestas. La

recomendación se basará en diversos criterios incluido entre ellos el ambiente (buscando el menor consumo de energía y posible abastecimiento eléctrico desde tierra firme).

Goliat será equipado con una turbina de gas con recuperación y reciclado de calor para proveer el calor necesario para los diversos procesos. El cable eléctrico proveniente de la costa será sobredimensionado para permitir un incremento en el abastecimiento eléctrico de ser necesario.

Debe existir un nivel de riesgo muy bajo para el ambiente y económico en el caso de que exista un derrame accidental, además las soluciones tecnológicas deben de ser diseñadas para trabajar bajo condiciones de hielo y oscuridad.



Campos en el área del mar de Barents.

Los trabajos de diseño para los templates de producción y la instalación de los jumpers, liners y flowlines ya se están llevando a cabo. Las propuestas de desarrollo se presentarán ante el parlamento noruego en el 2009.

PROYECTO DE AGUAS PROFUNDAS KRISTIN, MAR NORUEGO, NORUEGA

Kristin se localiza en la sección suroeste área HaltenBank, en el mar noruego. Se inició su producción el 3 de noviembre del 2005 y en la actualidad cuenta con 12 pozos productores, produce alrededor de 10 millones de metros cúbicos de gas diariamente (junio del 2008).



Mapa del área Haltenbank, mostrando la ubicación de Kristin.

El principal operador de Kristin es Statoil, fue descubierto en 1997 y se ubica a 20 km al suroeste del campo Asgard's Smorbukk. Es posible que Kristin conformara el centro de otros descubrimientos cercanos, como Ragnfrid, Lavrans y Erlend.

Kristin tiene reservas de 35.4 MMMSCM de gas, 8.5 MM de toneladas de NGL y 40.4 MMSCM de condensado. El yacimiento se encuentra casi a 5000 m debajo del lecho marino. La presión de **13051 lb/pg²** y la temperatura de 170 °C en este yacimiento son mayores a las de cualquier campo desarrollado en las costas noruegas. Kristin será explotado con doce pozos productores submarinos.

El esquema de desarrollo preferido para este campo consiste en usar una instalación de producción flotante que cuenta con una capacidad de producción diaria de 125,000 bpd de condensados y 13 MMSCMG/d. En este escenario, el gas enriquecido puede ser manejado a través de la línea de transporte de Asgard hasta la terminal en tierra (Kollsnes / Karsto) para la separación del NGL.



Esquema del posible escenario de desarrollo de Kristin.

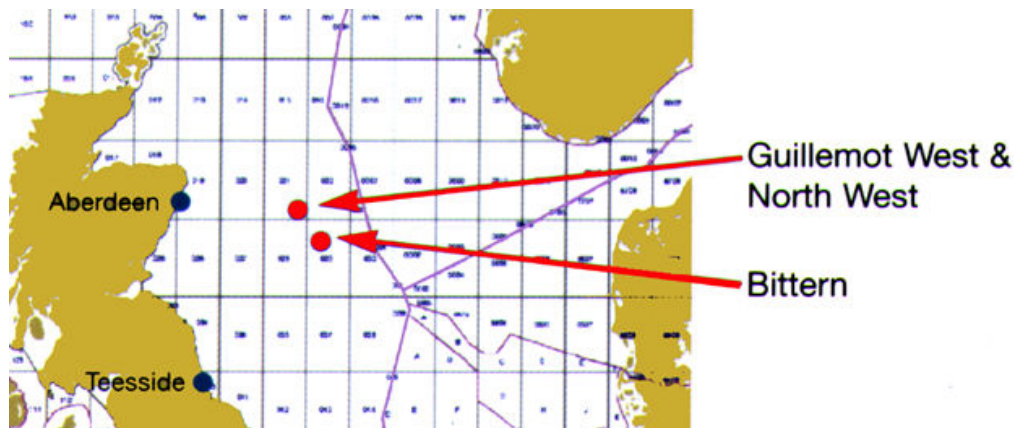
La fracción de condensados podría después ser transportada al navío de almacenamiento C de Asgard y, desde ahí, ser cargado en los tanques de enlace junto con el condensado producido en Asgard. Statoil ha utilizado el Ártico transoceánico para perforar 5 km al oeste de Kristin, para probar la existencia de gas y condensado en la parte norte de la estructura Erlend, ya que una mínima concentración de gas se localizó en la sección sur. Statoil también perforó en el prospecto-M, 12 km al norte de Kristin utilizando la plataforma Scarabeo 5. Con un objetivo en una estructura separada en la licencia 134 B, su propósito era si existía presencia de gas y condensados en la zona.



Imagen de la plataforma Scarabeo 5.

TRITÓN, MAR DEL NORTE CENTRAL, REINO UNIDO

Los tres campos Tritón se encuentran en el mar del norte, a 190 km al este de Aberdeen. Están siendo desarrollados mediante el uso de un FPSO, localizado aproximadamente a 20 km del campo Bittern y a 12 km del campo Guillemot West, conectado a estos por medio de una serie de pipelines y manifolds.



Los campos de Tritón se encuentran en el mar del Norte, a 190 Km de Aberdeen.

Las instalaciones comprenden a seis estructuras submarinas, estas incluyen a cuatro manifolds de producción, una válvula de aislamiento submarino, y un PLEM en el punto de entrada de la línea de gas de Fulmar. Estas instalaciones se conectan al FPSO por medio de una serie de nueve pipelines, resultando en más de 160 km de tuberías.

El campo Bittern está siendo desarrollado por un mínimo de 6 pozos submarinos, de los cuales cuatro son productores y dos son inyectores de agua. Los pozos están conectados a dos manifolds de siete entradas los cuales se conectan al FPSO por medio de dos líneas de producción de 10 pg y una línea de prueba/producción de 8 pg. La cual está aislada para prevenir la formación de ceras.

El campo Guillemot west está siendo desarrollado por cuatro pozos submarinos, tres son horizontales y productores de aceite, mientras que el cuarto será productor de gas. Los pozos se conectan a dos manifolds de seis entradas, conectados al FPSO por dos líneas de producción de 12 pg que también se encuentran aislados para prevenir la formación de ceras utilizando un sistema de tubería en tubería y una línea de bombeo neumático de 4 pg. Las líneas suman una longitud total de más de 12 km. El campo Guillemot North West está siendo desarrollado con por lo menos un pozo horizontal productor de aceite, utilizando la infraestructura del campo Guillemot West.

Los fluidos del yacimiento se procesan en el FPSO para permitir que el crudo estabilizado sea exportado por los buques, el gas es exportado y utilizado como combustible en el FPSO, la quema de producción no debería de darse en circunstancias normales, aunque cantidades limitadas de gas serán quemadas durante el comisionamiento y las fases de inicio subsecuentes.

El FPSO –un buque de doble casco- será ubicado en el bloque 21/30, aproximadamente 190 km al este de Aberdeen, entre los dos campos. Este FPSO fue construido en Korea y modificado en el embarcadero Sembawang, en Singapur. Llegó a Teeside en diciembre de 1998. El navío tiene una longitud de total de 224 m, y una anchura de 42 m, con una profundidad de 21.3 m. Pesa 105,000 toneladas y puede almacenar 630,000 bpd (el equivalente a seis días de producción trabajando a toda potencia) y puede albergar a 80 personas. El tiempo de vida del FPSO es de aproximadamente 20 años. La producción entra al FPSO por medio de nueve risers flexibles y dos umbilicales, ya se le han instalado 15 entradas para risers, por lo que risers adicionales se pueden añadir en el futuro.

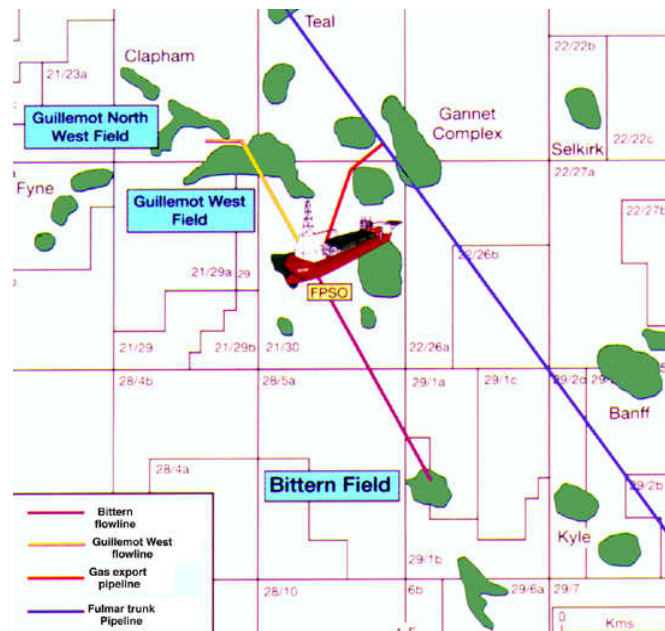


FPSO para los campos de Tritón.

La producción promedio diaria es de 60,000 bpd y de 70 MMSCFG/d para Bittern, de 28,000 bpd y 50 MMSCFG/d para Guillemot West. En cuanto a Guillemot Nort-West su producción es de 4,000 bpd y de 10 MMSCFG/d. el FPSO puede procesar 105,000 bpd de aceite crudo ya estabilizado, usando tres etapas de separación, con un deshidratador y un separador de prueba para realizar el “well testing”(prueba de producción-presión).

Su sistema de gas puede abastecer 140 MMSCFG/d a 2500 psi, el cual se seca y acondiciona para cumplir con los requerimientos de la tubería. En sistema consiste

de dos trenes de compresión de gas principales al 50% y un compresor de gas flash al 100%. La deshidratación del gas utiliza un sistema de glicol. Los sistemas para el manejo del agua pueden procesar 100,000 barriles de agua al día hasta con una eficiencia de 30 partes por millón o menos, utilizando hidrociclones. Para la inyección de agua, el FPSO puede producir 125,000 barriles de agua cada día con una presión de 2470 lb/pg^2 , y filtrado a 80 micrones. Esta cantidad de agua se bombea por una bomba al 100%.

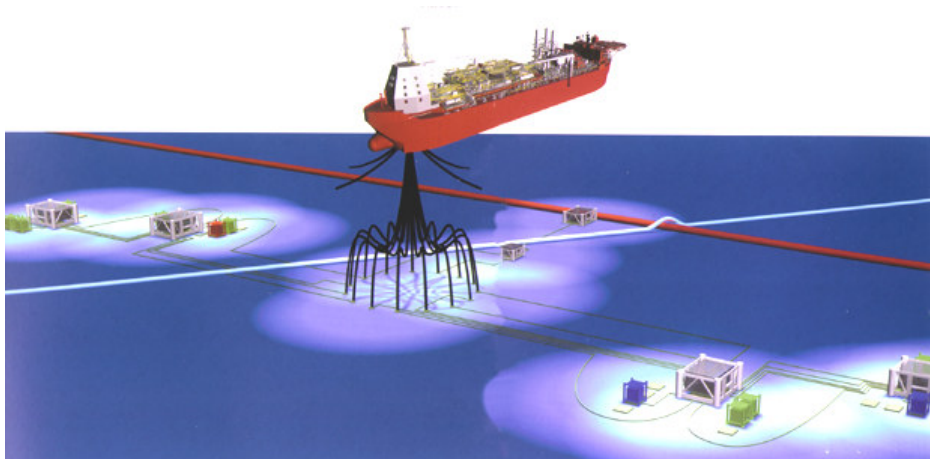


Mapa de Tritón en relación con los campos de los alrededores.

La generación de energía se lleva a cabo mediante dos turbinas de gas con doble alimentación de combustible modelo LM6000 (con un rango de 42 MW ISO). El aceite será exportado por un buque tanque y el gas producido de estos campos se exportará vía la línea de gas Fulmar hasta St. Fergus. Una línea de apoyo de 10 pg y 12 km de longitud aproximadamente se utilizará para llevar el gas desde el FPSO hasta en entronque con la línea de gas Fulmar.



FPSO de doble casco - Tritón 1.



Esquema de desarrollo del campo, mostrando la posición del FPSO sobre dos Clusters.

7.3. ÁFRICA.

En el llamado continente negro, actualmente se encuentran instalados un número cercano de 230 sistemas de producción submarinos. La mayoría de los proyectos submarinos en África están concentrados en la costa oeste del continente. Los prospectos más destacados están en las cercanías de los países de Nigeria y Angola; países como Congo, Egipto, Guinea Ecuatorial, Libia, Mauritania y Sudáfrica también muestran esbozos de actividad petrolera submarina.

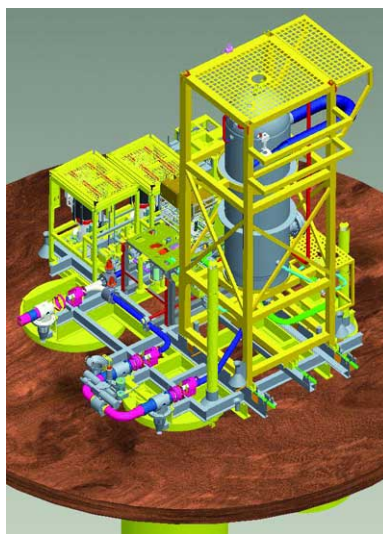
A finales de la década de los 90's del siglo pasado, la mayoría de los desarrollos en África eran proyectos pequeños conectados a plataformas fijas en profundidades de agua no mayores a los 200 m, con presiones en los pozos de 5 000 psi. Al igual que en todo el mundo, con el crecimiento y avances tecnológicos, los proyectos y las operaciones en aguas más profundas se pudieron hacer realidad (Girassol, Zafiro, campo Baobab). Actualmente el record de profundidad en el continente africano es de 1 540 m.

Algunos de los proyectos destacados de los últimos años son los siguientes:

DESARROLLO DEL CAMPO PAZFLOR, ANGOLA

El campo Pazflor se ubica en la región de aguas profundas costa afuera de Angola en el bloque 17, exactamente a 150 km de la costa de Angola y 40 km al noreste de Dalia. Y los tirantes de agua en esa zona varían desde los 600 a los 1200 m.

El desarrollo del campo se extiende por más de 600 km² con un eje de norte a sur de más de 30 km. Pazflor incluye los campos Perpetua, Acacia, Zinia y Hortensia, que yacen en la porción este del bloque 17.



Unidad de separación submarina.

El desarrollo del campo se está llevando a cabo por Total E&P de Angola, una subsidiaria totalmente propiedad de Total, con el 40% de los intereses del campo. Trabaja en sociedad con Statoilhydro (23.33%), Esso Exploration Angola (bloque 17) Ltd(20%) y con BP Exploration (Angola) Ltd (16.67).

El proyecto planea llevar a cabo la producción de hidrocarburos en dos yacimientos ubicados en estructuras independientes. Los yacimientos del Oligoceno se encuentran en tirantes de agua de 1000 a 1200 m, almacenan aceite ligero de alrededor de 35 a 38 °API y se producirán mediante un riser que contendrá un sistema de bombeo neumático. Los yacimientos del Mioceno, en tirantes de agua de 600 a 900 m, contienen crudo pesado de 17 a 22 °API, que serán recuperados usando equipo de separación submarina de dos fases así como una bomba para líquidos.



El esquema de desarrollo completo actualmente contempla 49 pozos submarinos conectados mediante equipos de producción submarina, líneas de inyección y risers a un FPSO anclado. El sistema de control superficial está diseñado para acomodar 21 pozos extras así como una cuarta unidad de separación submarina.

FMC entregará 49 árboles submarinos (25 de producción, 22 de inyección de agua, y dos de inyección de gas) y 49 cabezales, aunado a esto, la compañía también proveerá tres sistemas de Manifold de 4 entradas cada uno, un sistema de control de producción y un umbilical de distribución, sistemas de conexión para las líneas de exportación de gas, herramientas para los ROV así como asesoría local para la instalación y actividades de arranque. Las entregas se realizarán en un periodo de múltiples años que se espera comiencen en el 2009.

Existirán tres sistemas de separación submarina en este proyecto fabricados por FMC debido al éxito que esta compañía tuvo en el proyecto de Tordis. Una

diferencia entre los dos proyectos es que los módulos de separación serán verticales y no horizontales, lo que hará que se obtenga un “**footprint**” menor.

Total le dio los contratos de ingeniería, mantenimiento y construcción para los amarres del buque, su casco y estructura a Daewoo Shipbuilding and Marine Engineering (DSME). En retorno, Daewoo le dio a KBR el contrato para proveer la ingeniería superficial, mantenimiento así como los servicios de diseño de interface para el FPSO.

Pazflor utilizará un FPSO construido para este propósito con un peso total de 35,494 toneladas, está diseñado para soportar una capacidad de procesamiento de 200,000 bpd de aceite, 150 MMSCFG/d, y una capacidad de almacenamiento de cerca de 1.9 MMBlo.

DSME construirá el buque en su patio de fabricación ubicado en Corea del Norte. Se espera que tenga un periodo de vida útil de aproximadamente 20 años, y su diseño permitirá albergar a 220 personas entre personal de operación y mantenimiento.

Total cedió un contrato de \$1.1 MMM de dólares para trabajo submarino a un consorcio de Technip con Acergy. Technip es responsable de la ingeniería, mantenimiento, fabricación e instalación de más de 80 km de líneas rígidas de producción e inyección de agua, de los risers flexibles así como los risers con equipo de producción integrada, más la ingeniería, mantenimiento y fabricación de más de 60 km de umbilicales.

La instalación de los equipos está programada para el año 2010 mediante DEEP BLUE y DEEP PIONEER de Technip. Acergy será responsable de la ingeniería, mantenimiento, fabricación, e instalación de 55 km de líneas de inyección de agua, inyección de gas, así como líneas de exportación de gas, umbilicales, y 20 jumpers rígidos, más la instalación de todos los manifolds, y tres unidades de separación submarina con líneas umbilicales de conexión al FPSO.



DEEP BLUE, una de las barcasas de instalación de Technip.



DEEP PIONEER, otra de las barcasas de instalación de Technip.

La perforación está programada para iniciar en el año 2009 y se espera estar produciendo el primer barril de crudo para el año 2011.

- ENI (AGIP) AQUILA

Se destaca por ser la primera terminación submarina inteligente en el año de 1996, el campo Eni Aquila fue descubierto en el año de 1981 a aproximadamente 45 Km de Bríndisi, en el canal de Otranto, en un tirante de agua de 850 m. Aunque este proyecto no se desarrollo propiamente en el continente africano si se considera que si lo fue en las aguas perteneciente de este.

El campo antes mencionado se consideraba como un proyecto económicamente no viable, hasta que una prueba de producción exitosa en el pozo Aquila #2; lo que permitió hacer un estudio de reservas y estipularlas en aproximadamente 20 MMBlo. El campo cuenta con un pico de producción de 17000 bpd de aceite crudo, originado por dos pozos submarinos horizontales y procesados mediante una unidad flotante de producción, almacenamiento y descarga (FPSO). Cada pozo está conectado mediante un Tie-back a la unidad flotante de producción, almacenamiento y descarga (FPSO), la cual se encuentra amarrada de manera permanente, por medio de un riser de producción de 6" de diámetro, un riser de bombeo neumático de 2 ½" y un umbilical electro-hidráulico múltiple de control. El sistema de terminación usa de manera permanente sensores de fondo y es operada vía remota de una red de control desde la superficie.

La principal innovación de ese proyecto fue que en él se realizó la primera terminación inteligente en un pozo, y no porque así se hubiera planeado sino por la combinación de profundidad del agua, localización remota y la dificultad de las condiciones climáticas fue lo que no permitió la implementación de tecnología de desarrollo de campos convencional.

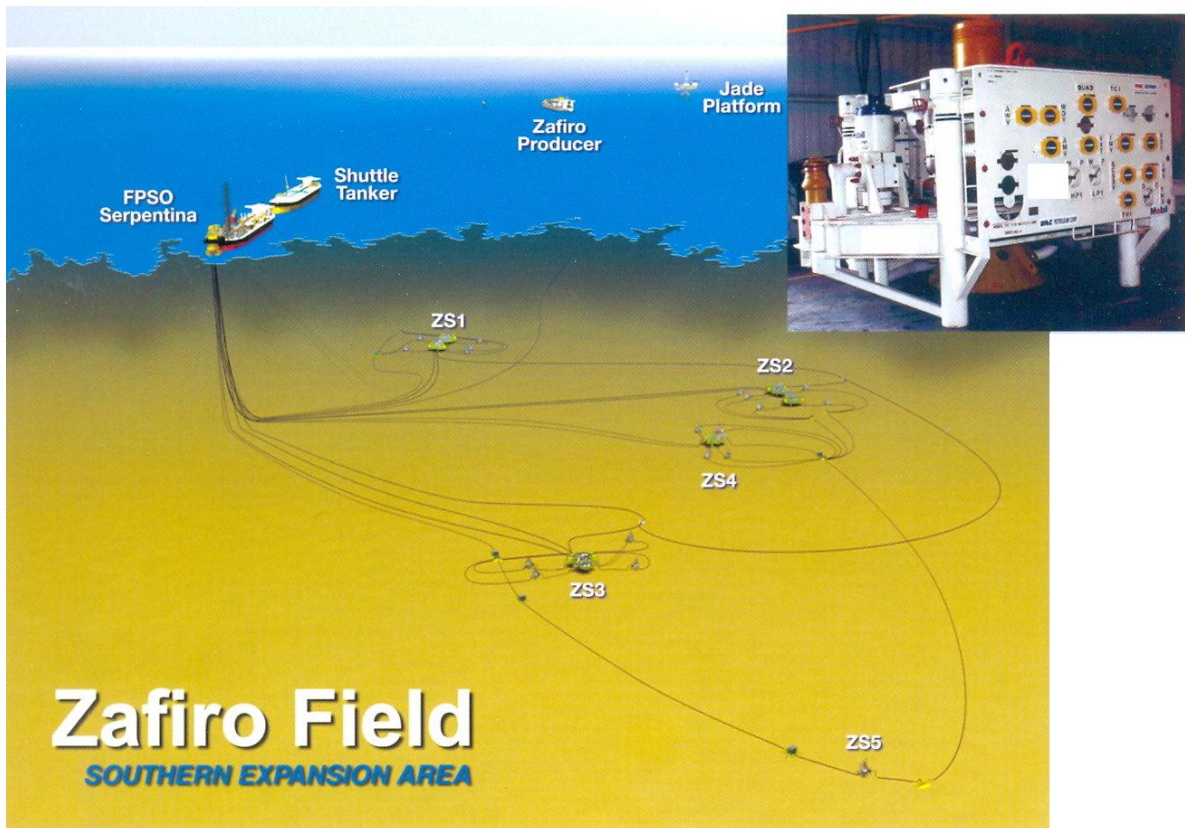


Primera terminación submarina inteligente

- CAMPO ZAFIRO

El campo zafiro fue descubierto en el año de 1995, se localiza en el bloque B a aproximadamente 65 Km del noroeste de Guinea Ecuatorial, con profundidades que van desde los 425 m hasta los 850 m. la producción de este campo se inicio en el año de 1996, con instalaciones de producción que iban desde plataformas fijas, FPS-SEMI, FPSO y pozos submarinos.

En el año de 2002 se inicio con el desarrollo de la parte más profunda del campo Zafiro (Exxon-Mobile). El sistema submarino está compuesto por diecinueve (19) árboles submarinos, de los cuales catorce (14) son árboles verticales y cinco (5) son horizontales que trabajan a presiones de hasta 5 000 [psi], cuenta con cinco (5) manifolds de recolección, un manifold de inyección de agua.

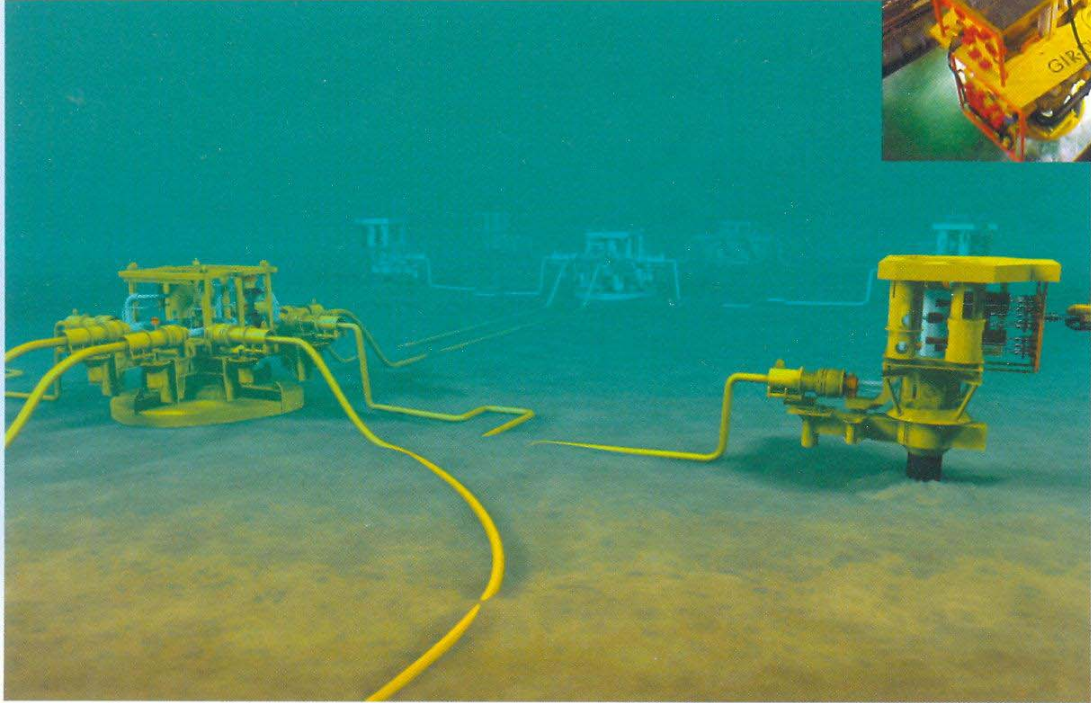


Campo Zafiro.

- CAMPO GIRASSOL

El campo Girassol se desarrollo entre los años de 1999 al 2002; este campo se localiza en las costas de Angola, al oeste de África, en el bloque 17, en profundidades de 1 320 m. Los hidrocarburos son producidos mediante un sistema de producción submarino hacia una unidad flotante de producción, almacenamiento y descarga (FPSO). El sistema de producción submarina de este campo cuenta con cuarenta y cinco (45) árboles submarinos verticales que operan hasta los 5 000 [psi], once (11) manifolds de producción, dos (2) sistemas de reparación e instalación y un sistema de control de producción superficial, que incluye una unidad de poder hidráulica, una unidad submarina de poder y comunicación y una unidad de control submarina.

Girassol representa uno de los desarrollos de campo más ambiciosos con un alto grado de innovación tecnológica en una nueva área geográfica, donde se harán grandes inversiones y procedimientos nunca antes utilizados. El proyecto representa el primer paso para el prototipo industrial de una serie de desarrollos más grandes en el bloque 17 en las aguas del Angola.



Campo Girassol.

7.4. ASIA

Campo Malampaya, mar del sur de China, Filipinas

El campo Malampaya se ubica a 80 km de la costa de la isla Palawan, en la República de Filipinas, en agosto de 1998, Shell Philippines Exploration BV le otorgó a Brown & Root un contrato de US\$432 millones para el diseño, mantenimiento, fabricación, instalación y comisión.

La plataforma consiste de una cubierta, soportada por una subestructura de gravedad concreta (CGS). El gas procesado se comprimirá y exportará mediante una línea de 504 km a las instalaciones en tierra firme de Batangas en la isla Luzon, en las Filipinas.

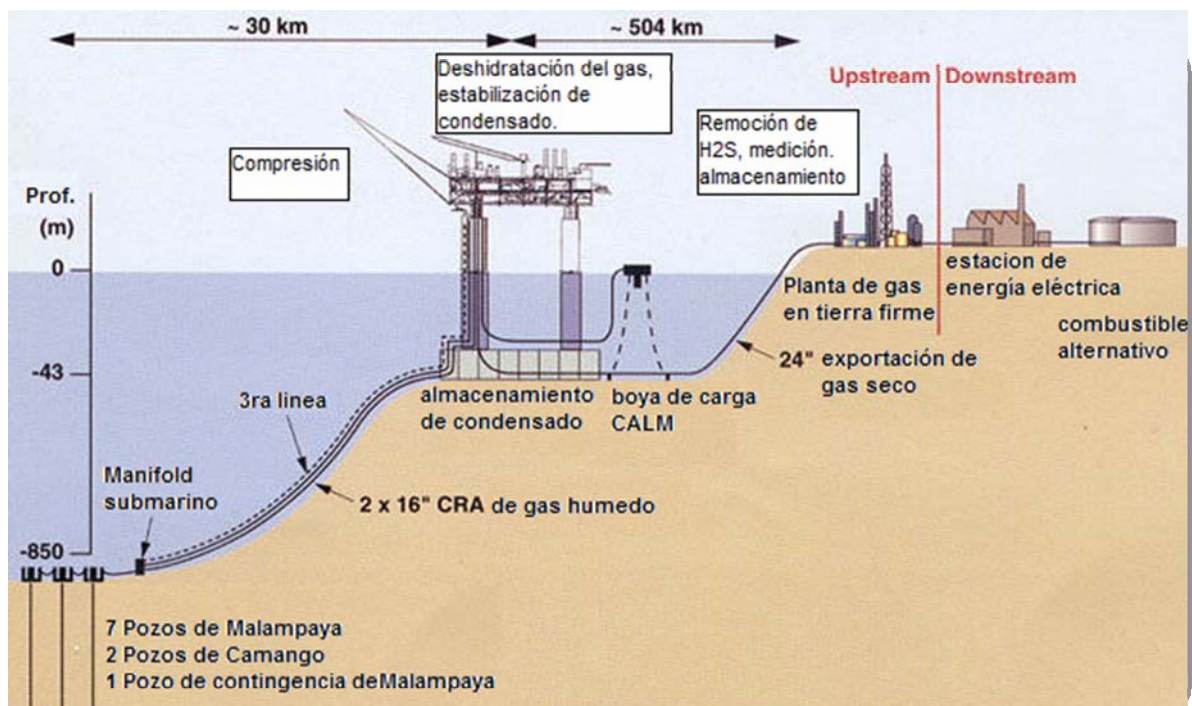
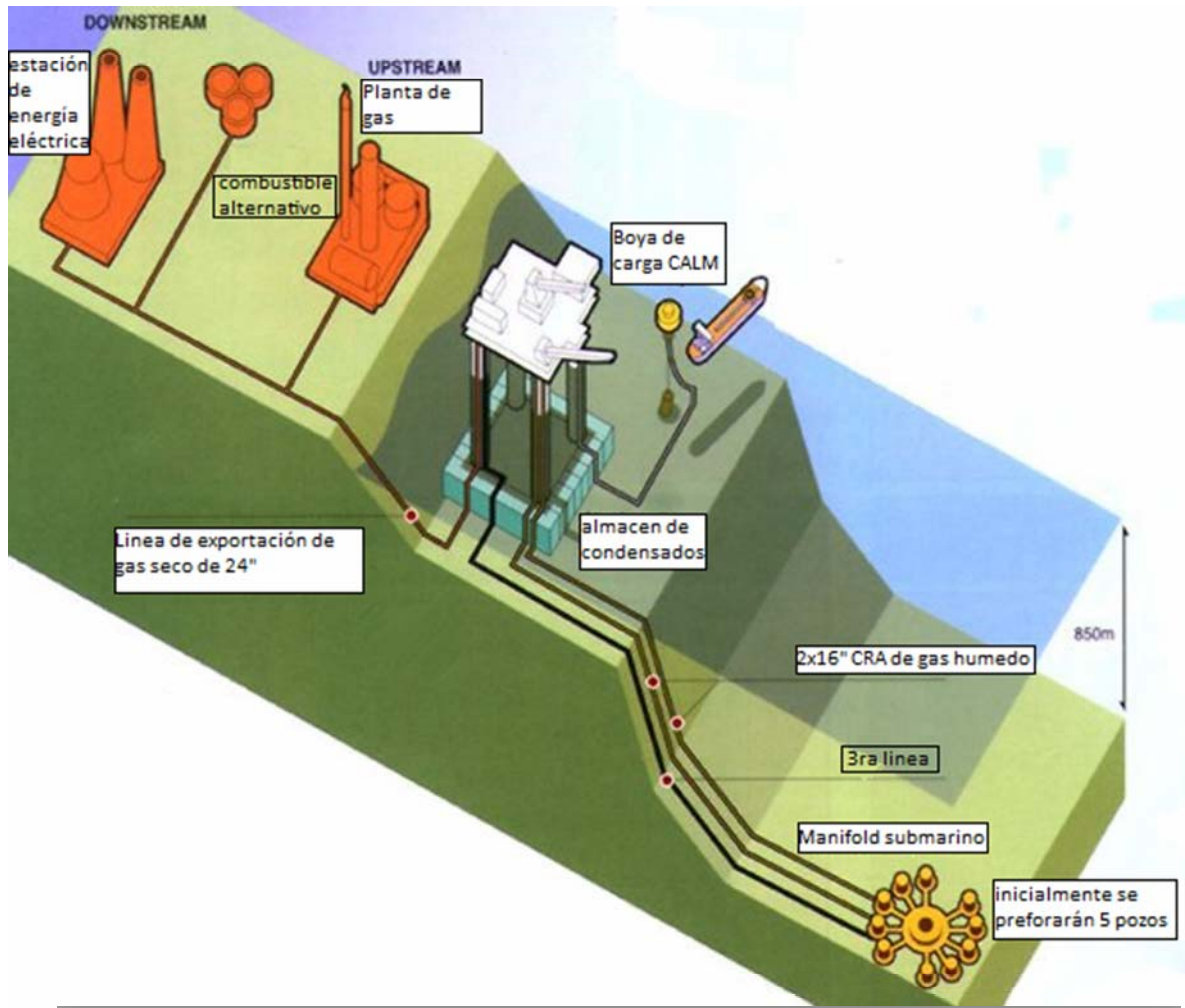


Diagrama de desarrollo del campo Malampaya

El condensado se estabilizará en la superficie, será almacenado en el CGS y después se exportará a un buque tanque, mediante un sistema de amarre por anclaje tipo catenaria, ubicado a 3 km de la plataforma. La capacidad de diseño del CGS integrado y de la cubierta es de 508 MMSCFG y 32,800 Bl de condensado estabilizado por día.



Esquema del complejo Malampaya

La plataforma está ubicada en un tirante de agua de 43 m y los pozos submarinos se encuentran a profundidades de 850 m.

Instalaciones de Superficie

Las instalaciones superficiales consisten de una cubierta de tres pisos, junto con un módulo de habitaciones capaces de alojar hasta 44 personas.



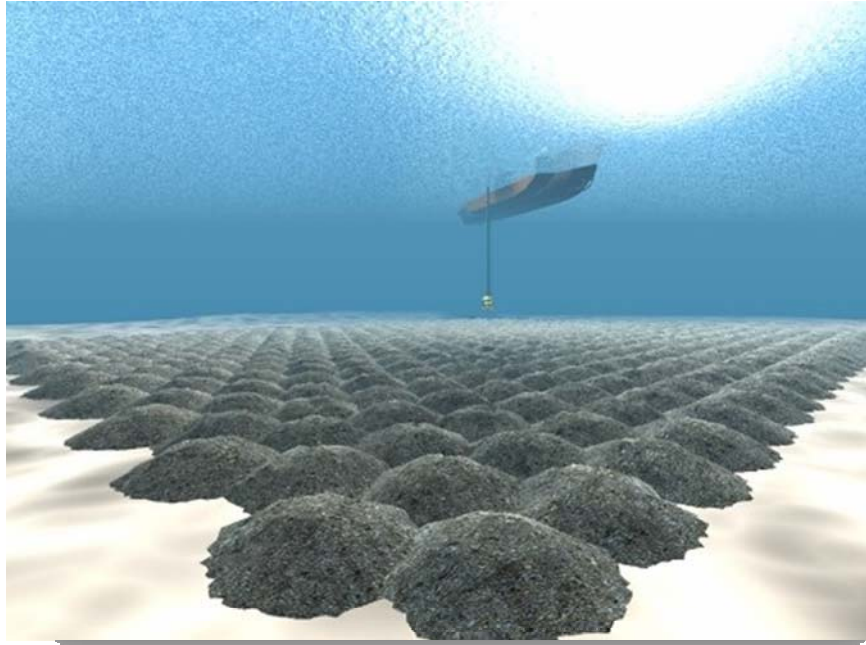
Instalación de la cubierta de la plataforma Malampaya

Estas instalaciones miden 40 x 90 m en planta y alcanzan 25 m, desde la base de la cubierta hasta el helipuerto. La cubierta inferior contiene las bombas principales, las presas y la sección de trabajo. La cubierta media, también conocida como cubierta de producción, contiene el equipo de separación y el módulo de control eléctrico. El equipo en la cubierta superior incluye dos compresores de gas para exportación, tres turbinas de gas generadoras de energía y una grúa.

CGS

El CGS consiste de un bloque rectangular, que mide 112 x 70 m en planta y que tiene 16 m de altura. Tiene cuatro astas que se extienden 15 m sobre el nivel del mar, para proveer soporte a la cubierta, con un peso operacional de 13000 Toneladas. Además de proveer este soporte, el CGS se utiliza para almacenar de manera temporal hasta 385000 Bl de condensado, producido de los pozos submarinos ubicados 30 km mar adentro. En total, el CGS utilizará alrededor de 66000 toneladas de concreto, 7100 toneladas de acero reforzado y 600 toneladas de varillas pre-tensadas de acero.

Este CGS será ubicado en sobre cimientos prefabricados para corregir las deformidades características del suelo marino, esto involucrará colocar 17000 toneladas de roca, en 361 montículos, en el fondo marino. Para permitir el acceso al mar abierto se ha dragado un canal de 150 m de ancho y 12 m de profundidad.



Para asegurar un terreno parejo se colocaron 361 montículos de roca

Después de la instalación 3000 toneladas de roca se colocaron al rededor de las esquinas del CGS para protegerlo contra el desgaste y 75000 toneladas de mineral de hierro se colocó en las celdas abiertas.

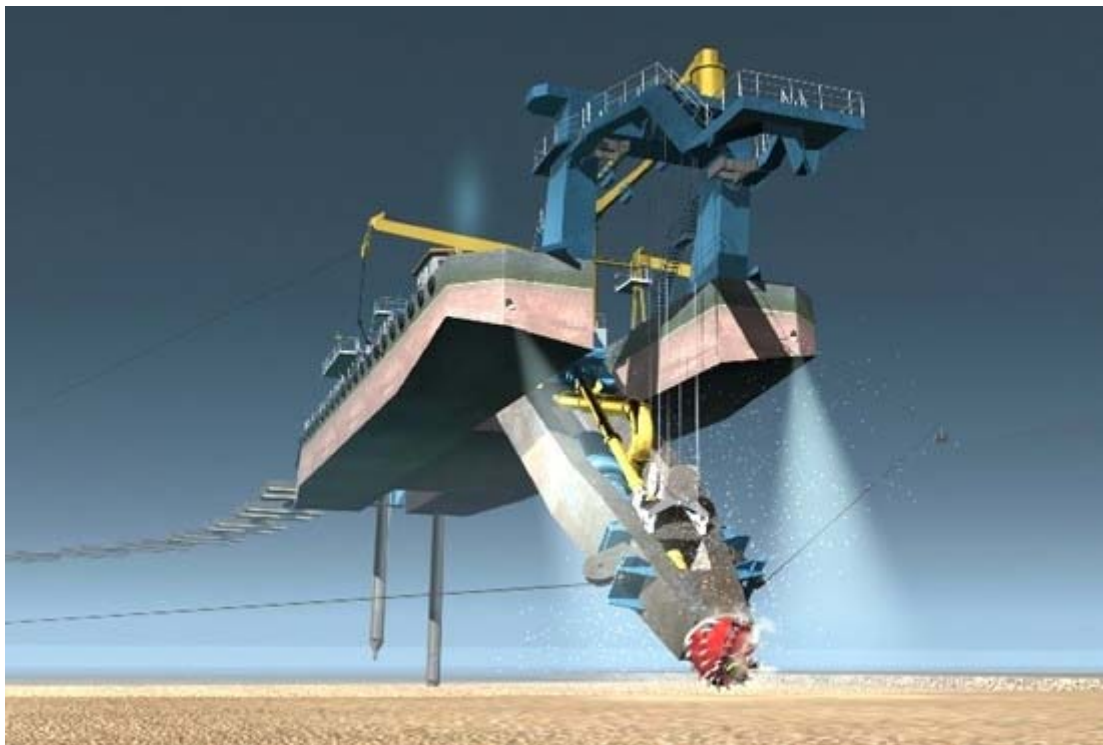
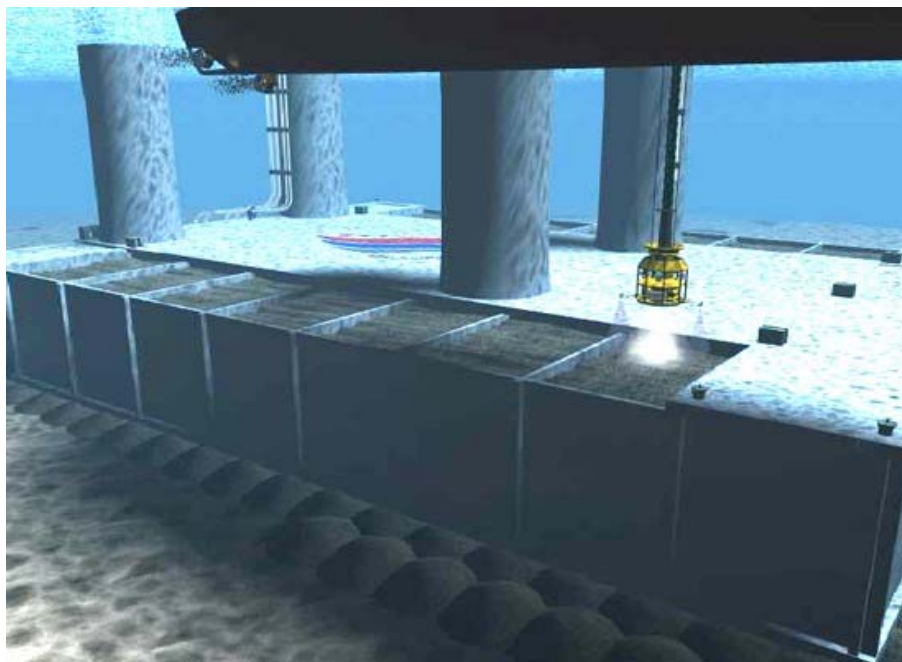
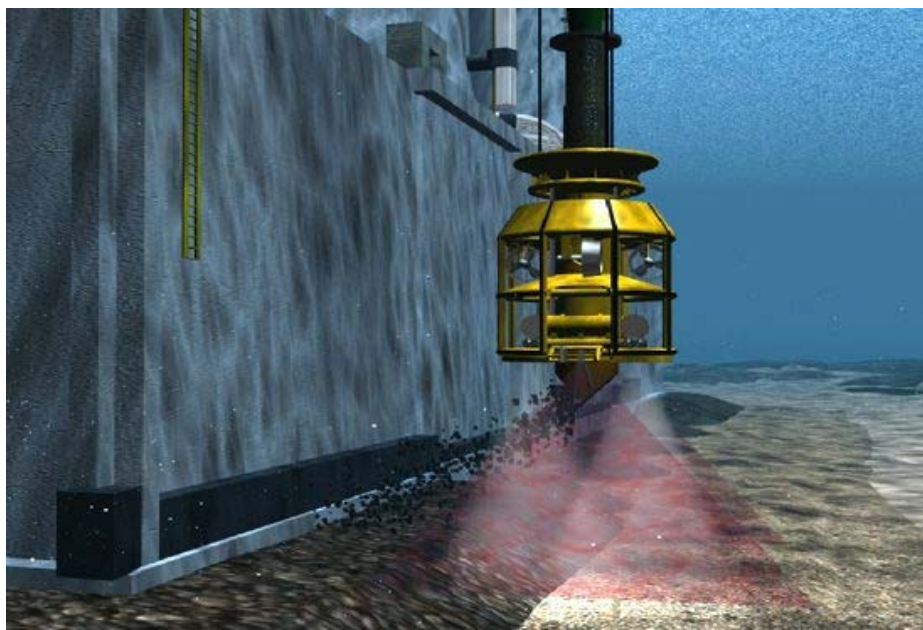


Imagen del dragado del canal de 150 m de ancho y 12 m de profundidad



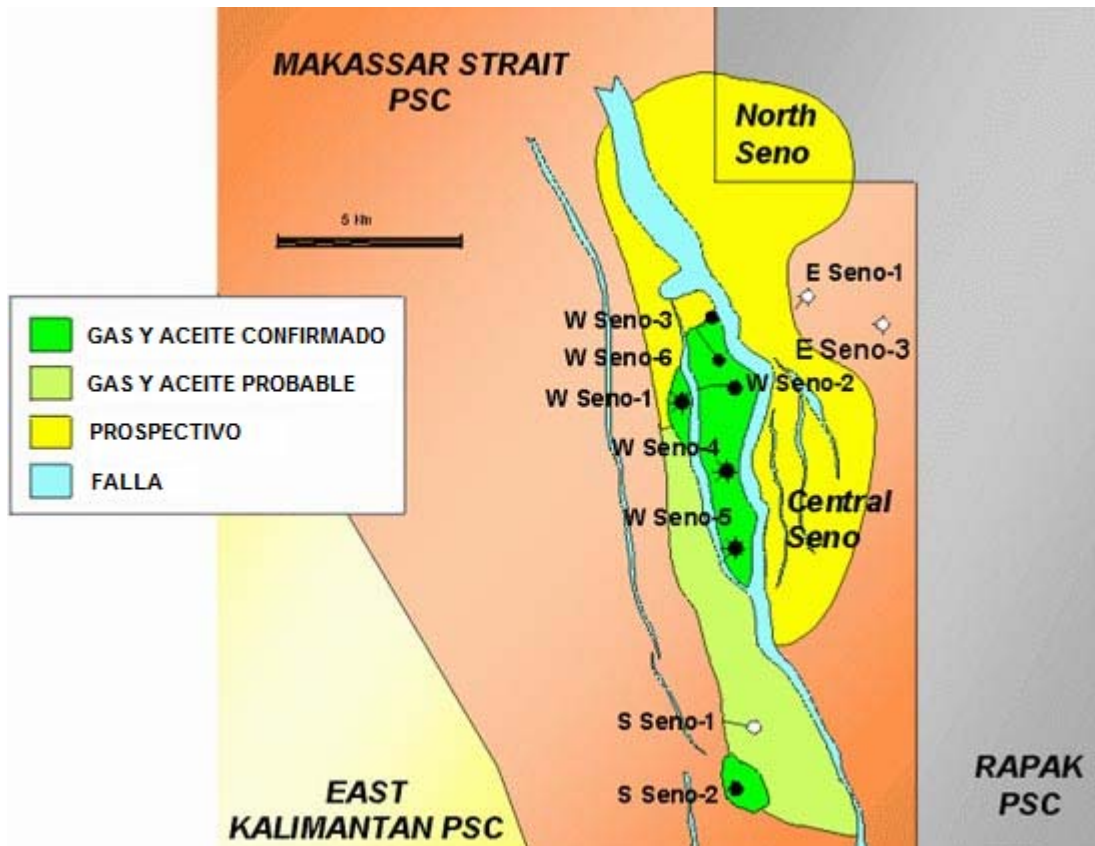
75000 toneladas de mineral de hierro se colocó en las celdas abiertas.



Instalación de 3000 toneladas de roca al rededor de las esquinas del CGS para protegerlo contra el desgaste

WEST SENO, DESARROLLO EN AGUAS PROFUNDAS DEL ESTRECHO DE MAKASSAR, INDONESIA

Ubicado a profundidades de 2400 a 3400 ft, el campo West Seno es el primero en ser desarrollado en aguas profundas en Indonesia, está localizado en el estrecho de Makassar, en la falda continental del delta norte Mahakam y a 50 km del campo Attaka, este campo es operado por Unocal.



Primer desarrollo de un campo en aguas profundas en Indonesia

Las arenas del yacimiento se depositaron en el mioceno. La estructura consiste de un anticlinal con fallas orientado de norte a sur con caídas en cuatro direcciones separado por las fallas en dos secciones principales. Los yacimientos tienen porosidades de hasta 30% y permeabilidades de 10 mD y hasta 1000 mD.

Basándose en sísmica en 3D y por pozos cercanos, el campo West Seno fue descubierto en 1998 por el pozo West Seno 2 que encontró un intervalo productor de 205 ft de espesor. A este le siguió el pozo West Seno 1, que encontró intervalos de 270 ft de aceite y de 103 ft de gas. West Seno 5 (60 ft de aceite y 141 ft de gas) se perforó para explorar la sección sur mientras que West Seno 3 (24 ft de aceite y 39 ft de gas) exploró la sección de caída norte. El pozo West Seno 7 (163 ft de aceite) se perforó a 2 km de West Seno 1. El pozo West Seno 8 (127 ft de aceite y 97 ft de gas) se perforó en 1999.

El campo está siendo producido por dos plataformas de piernas tensionadas y una unidad de producción flotante, conectada a dos líneas de producción de exportación a las instalaciones ubicadas en tierra firme.

TLP

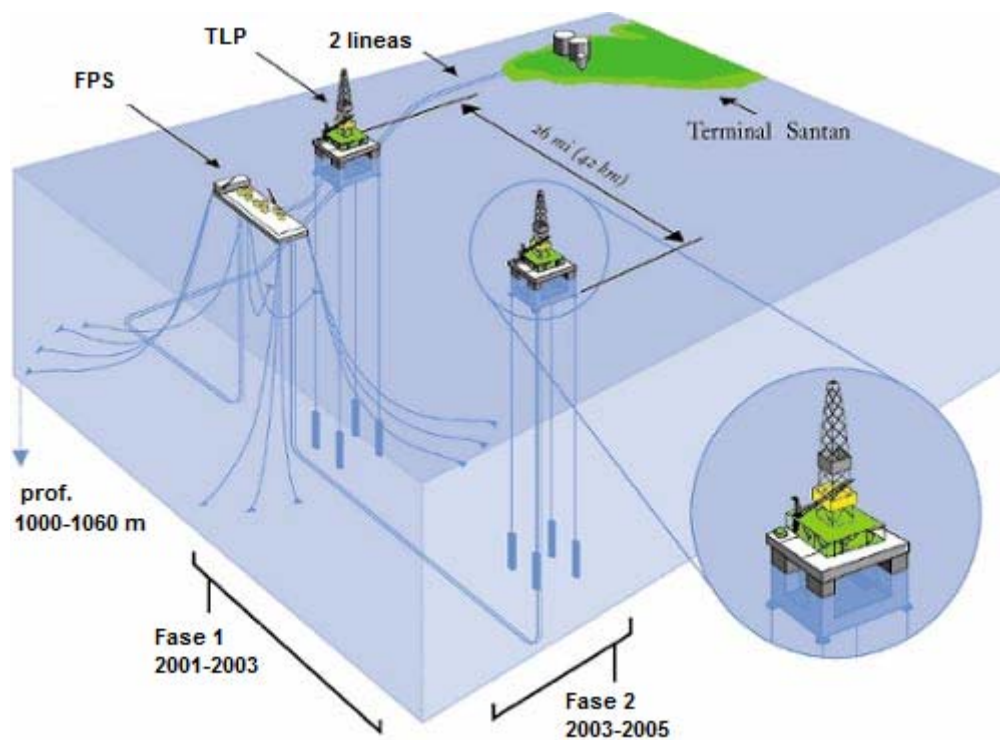
La primera TLP, la "TLP A", se instaló en febrero del 2003. Los planes de perforación requerían que se pusiera en marcha la perforación de 28 pozos que serían terminados para finales del 2004. El peso de la TLP y el casco es de 1700 toneladas y 4800 toneladas respectivamente.



TLP A

Esta TLP fue testigo de la primera aplicación de nuevas características de diseño incluyendo tensores modificados para los risers de producción, así como un riser de producción para perforación con la mayoría de sus conexiones hiladas y emparejadas que realiza operaciones de perforación con gran sensibilidad.

Los tendones de la TLP miden 3200 ft de largo y están hechos de 18 segmentos de 165 ft cada uno, usando los segmentos superior e inferior para anclarlo a la barcaza y al fondo marino. Los tendones tienen un diámetro de 26 pg y un espesor de pared de 1.036 pg.



Plan de desarrollo para el campo West Seno

La segunda TLP, "TLP B", se instaló en el 2005, a tres millas de la TLP A, y será el centro de un programa de perforación de 20 pozos preparados para perforarse en el 2006. Esta TLP tendrá una capacidad para manejar hasta 24 pozos.

UNIDAD DE PRODUCCIÓN FLOTANTE

Esta FPS, ubicada a 500 m de la TLP A, es una barcaza amarrada en un tirante de agua de 975 m, alberga las instalaciones de producción y los cuartos del personal. Tiene una capacidad de diseño de 60000 bpd de aceite, 150 MMSCF/d de gas y 40000 bpd de agua.



FPS ubicado a 500 m de la TLP A

Un máximo de 50000 SCF/d de gas del gas producido puede ser reinyectado para mantenimiento de presión del yacimiento. Los fluidos producidos llegan al FPS por medio de líneas flexibles. El casco del FPS pesa 6500 toneladas y las instalaciones superiores 1900 toneladas para un peso total de 8400 toneladas.

PRODUCCIÓN Y LÍNEAS DE FLUJO

La fase 1 de producción empezó en agosto del 2003, alcanzando ritmos de producción de 40000 bpd, que se esperaba aumentara a 80000 bpd después de la fase 2. Las corrientes de aceite y gas se exportan mediante una línea de 12 pg de diámetro a la terminal Santan ubicada aproximadamente a 64 km de distancia. El aceite se mide con un sistema de medición de transferencia de custodia y se almacena en tanques ya existentes. El gas se mide y entrega en una línea para transporte a las instalaciones Bontang de LNG.



La barcaza "The Allseas Lorelay"

La barcaza "The AllSeas Lorelay" se seleccionó para realizar las instalaciones submarinas. Instaló las líneas a 1060 m de profundidad en la ubicación del FPS. La línea de flujo desde la costa hasta el final del riser de acero tipo Caterina mide un total de 59 km. Estas líneas se instalaron individualmente. Al final de cada línea se colocaron 1.52 m de juntas flexibles, con bucles de aprisionamiento instalados cada 10 juntas en profundidades mayores a 343 m.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

El desarrollo de los campos en aguas profundas aunado con la implementación de los sistemas de producción submarinos, son un conjunto de acciones que no tienen un lineamiento rígido a seguir, esto es, que a pesar de las similitudes que puedan existir entre un campo y otro, siempre se tiene que hacer una evaluación de las características del terreno, el medio, la metocánica y un sinnúmero de factores que vuelven a cada campo singular y único.

Como hemos podido apreciar a lo largo de los capítulos anteriores la cantidad de equipos, dispositivos, herramientas, sistemas y accesorios necesarios y disponibles para llevar a cabo la exitosa producción de los hidrocarburos ubicados en los yacimientos en aguas profundas es extensa y a medida que la industria se va topando con condiciones más inhóspitas y adversas esta cantidad incrementa esperando abarcar todas estas nuevas necesidades y siempre buscando la manera de realizar el trabajo de manera más eficiente, más segura, y más barata.

Realizar el diseño de un sistema integral de producción conlleva un gran esfuerzo de un equipo de personas cuyo objetivo se puede simplificar en maximizar la producción, hacerlo al menor costo, de manera segura y con el menor impacto ambiental posible. Muchas veces este diseño se ve forzado a cambiar antes de volverse realidad debido a que es muy difícil que las características exactas que se requieren en un equipo específico que forma parte de nuestro sistema de producción ideal se encuentren en el mercado y es mucho más común que adecuemos el sistema a las condiciones más cercanas de los productos que ofrecen las compañías fabricantes en la industria, ya que aun cuando es posible realizar ordenes de equipos con características específicas esto representa una inversión mucho mayor para la compañía encargada de administrar y producir el yacimiento.

Si queremos sacar provecho a nuestro yacimiento debemos conocer a fondo todas las herramientas que están disponibles en el mercado para hacer de un proyecto un éxito y es por eso que se abarcaron los principales equipos y dispositivos en esta tesis, con lo que cualquier persona, después de haberla leído puede tener una idea general de lo que un yacimiento en aguas profundas necesita para ponerse en producción y de esta manera estar mejor capacitado a la hora de escoger entre los distintos modelos existentes para que estos cubran los requerimientos del campo y las posibles condiciones futuras en caso de que se tenga planeado expandir el sistema para aumentar la producción o cambiar la función de los pozos con los que se cuenta

En lo que concierne a nuestro país, el cual no cuenta con prácticamente nada de experiencia en el desarrollo de campos en aguas profundas y por lo tanto en la implementación de sistemas de producción submarinos, es de futura utilidad la implementación de análisis de correlación entre los campos de nuestra sección del golfo de México y la parte norteamericana. Aunque, como se ha mencionado anteriormente, ningún proyecto en aguas profundas es igual a otro, algunas

condiciones metoceanicas, geológicas y por lo tanto de composición de fluidos, hacen que podamos voltear y observar algunas de las estrategias y características de instalación que se están o se han utilizado.

Es importante recalcar que aunque el desarrollo de tecnología para su implementación en los campos en aguas profundas a nivel mundial ha crecido de manera exponencial en los últimos años, esta no es la última y definitiva pues esta seguirá creciendo con la finalidad de resolver los problemas que todavía se presentan en los sistemas de producción. Un ejemplo de esto es que actualmente la mayoría de las instancias que se involucran en el desarrollo de equipos complementarios para los sistemas de producción submarinos, se encuentran trabajando principalmente en la separación desde el lecho marino, debido a la aparición de campos de nivel de producción muy altos en donde la composición de los fluidos provocan un incremento en los problemas de manejo y aseguramiento de flujo, lo cual hace que los proyectos se vuelvan económicamente inviables.

El manejo y aseguramiento de flujo se destaca por ser uno de los aspectos donde más cuidado se tiene que tener, es por esto que es recomendable hacer un estudio del tipo de fluido y de las propiedades de este para saber la manera más apropiada de tratarle y de esta manera evitar la presencia de hidratos, parafinas o asfáltenos, o en dado caso la manera de corregir su presencia sin que los costos sean significativos e impacten en la economía del proyecto.

Un sistema de producción submarino se tiene que analizar de manera integral, no podemos tomar una decisión de cuál es nuestra mejor opción en uno de los componentes sin tomar en cuenta a todos los demás; el tipo de unidad flotante de producción se elige en función del número de árboles, del tipo y número de manifolds, de la infraestructura marina (líneas submarinas) y del los volúmenes de hidrocarburos. Y de la misma manera cada uno de ellos se relaciona con el anterior; por lo que podemos concluir que existen varios arreglos que pueden satisfacer las necesidades técnicas de un campo pero tenemos que realizar un análisis económico para ver cual representa la menor inversión y que cumpla satisfactoriamente las necesidades.

BIBLIOGRAFIA

Introducción

- Presentación de la compañía Schlumberger, “Deep Water Technology and Practices Impacts Economics and Technical risk”, García Chris, 2009.
- Presentación de la compañía Technip, “DEEP WATER FACILITIES WORKSHOP-INTRODUCTION”, 2005.
- Presentación de la compañía WOOD MACKENZIE, “Global Deep Water Review”, junio de 2002.

Capítulo 1

- Presentación de la compañía Technip, “Front End Planning and concept Selection”, septiembre 2005.
- Presentación de la compañía Technip, “Deepwater Technology Workshop Floater Technology”, Joe Gebara, 2005.
- Presentación de la compañía J. Ray McDermott, “Deepwater Development Concept to Implementation”, septiembre 2007.
- Presentación de la compañía FloaTEC, “ETLP Presentation”.
- Presentación de la compañía J. Ray McDermott, “Deepwater Development Concept to Implementation-SPAR INSTALLATION”, septiembre 2007.
- Presentación de la compañía FloaTEC, “SPAR versus ETLP”.
- Presentación de la compañía FloaTEC, “Introduction to Floating Systems”, septiembre 2007.
- <http://www.floatec.com/spar.htm>.
- <http://www.floatec.com/tlp.htm>
- <http://www.floatec.com/semi.htm>
- Poster con información técnica de la compañía FloaTEC y colaboración de la revista Offshore Magazine, “2009 DEEPWATER SOLUTION & RECORDS FOR CONCEPT SELECTION”.
- Poster con información técnica de la compañía Technip y colaboración de la revista Offshore Magazine, “2006 WORLDWIRE SURVEY OF SPARS”, noviembre de 2006.

- Seminario de la compañía Bredero Shaw, “the global leader in pipe coating solutions”.

Capítulo 2

- Presentación de la compañía Technip, “Riser Systems”, Wald Glenn, septiembre 2005.
- Artículo técnico, “Design and optimization of Top Tension Risers for ultra deep water”, Walter David, Thomas David, Hatton Stephen, 2004.
- Artículo técnico, “Third Generation deepwater Hybrid riser”, Hatton Stephen, Lim Frank, 1999.
- Presentación de las compañías FloaTEC, J. Ray Mcdermott, Mentor subsea, “Subsea Production Equipment – part 3”, septiembre de 2007.
- Seminario de la compañía Bredero Shaw, “the global leader in pipe coating solutions”.
- <http://www.sintef.no/Home/Marine/MARINTEK/MARINTEKs-activities-in-the-petroleum-sector/Flexible-risers-and-umbilicals/>

Capítulo 3

- Presentación de la compañía CAMERON, “ Tree Systems”, abril 2009.
- Presentación de la compañía TechNip, “Subsea Production Sistem”, Upchurch John, septiembre 2005.
- Presentación de la compañía Technip, “Deepwater Flowline Capabilities Presentation”.
- Presentación de la compañía J. Ray McDermott, “Subsea Production Equipment-part 1”, septiembre 2007.
- Presentación de la compañía CAMERON, “ Emerging Technology”, abril 2009.
- <http://www.fmctechnologies.com/Subsea/Products/SubseaSystems/SubseaProductionSystems.aspx>
- Presentación de la compañía CAMERON, “Manifolds”, abril 2009.

- <http://www.fmctechnologies.com/Subsea/Products/SubseaSystems/Manifolds.aspx>
- Presentación de la compañía CAMERON, “Flowline and Connector Systems”, abril 2009.
- http://www.gepower.com/businesses/ge_oilandgas/en/prod_serv/systems/subsea_production/subsea_manifold.htm
- Manual técnico del seminario “subsea Tieback” de la compañía OCEANEERING”.
- Seminario de la compañía Bredero Shaw, “the global leader in pipe coating solutions”.

Capitulo 4

- Presentación de la compañía TechNip, “Subsea Production Sistem”, Upchurch John, septiembre 2005.
- <http://www.fmctechnologies.com/Subsea/Products/SubseaSystems/ControlSystems/ControlUmbilicals.aspx>
- Presentación de la compañía CAMERON, “Umbilicals and Subsea Control Equipment”, abril 2009.

Capitulo 5

- Presentación de la compañía CAMERON, “Subsea Control Module”, abril 2009.
- Presentación de la compañía CAMERON, “Umbilicals and Subsea Control Equipment”, abril 2009.
- Presentación de la compañía J. Ray McDermott, “Subsea Production Equipment-part 2”, septiembre 2007.
- Presentación de la compañía CAMERON, “Production Control SisteMS”, abril 2009.

Capitulo 6

- <http://www.roxar.com/subseapig/>
- <http://www.roxar.com/category.php?categoryID=2343>
- <http://www.roxar.com/subseamultiphase/>

- <http://www.roxar.com/subseasand/>
- <http://www.roxar.com/subseawetgas/>
- <http://www.roxar.com/article.php?articleID=4455>
- Manual de la compañía NEXT, “Tecnología de producción en aguas profundas”, Enero 2008.

Capitulo 7

- Compendio de proyectos de la compañía FMC Energy Systems, “Global Subsea Projects”, 2004.
- <http://www.offshore-technology.com/projects/goliat/>
- <http://www.offshore-technology.com/projects/kristin/>
- <http://www.offshore-technology.com/projects/triton/>
- <http://www.offshore-technology.com/projects/pazflorangola/>
- <http://www.offshore-technology.com/projects/malampaya/>
- http://www.offshore-technology.com/projects/west_seno/