



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES CUAUTITLAN

**"SISTEMAS DE EXPLOTACION DE
HIDROCARBUROS EN AGUAS PROFUNDAS
PARA LA SONDA DE CAMPECHE"**

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERA QUIMICA
P R E S E N T A :
MARIA GABRIELA RAMIREZ VILLARREAL

ASESORES: ING. ARIEL SAMUEL BAUTISTA SALGADO
ING. GERARDO F. ESPINOZA RABANAL

CUAUTITLAN IZCALLI, ESTADO DE MEXICO.

1997

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



ESTADOS UNIDOS MEXICANOS
 INSTITUTO NACIONAL DE ESTUDIOS SUPERIORES CUAUTITLAN

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES CUAUTITLAN
 UNIDAD DE LA ADMINISTRACION ESCOLAR
 DEPARTAMENTO DE EXAMENES PROFESIONALES

U. N. A. M.
 FACULTAD DE ESTUDIOS
 SUPERIORES CUAUTITLAN



Departamento de
 Exámenes Profesionales

ASUNTO: VOTOS APROBATORIOS

DR. JAIME KELLER TORRES
 DIRECTOR DE LA FES-CUAUTITLAN
 P R E S E N T E .

AT'N: Ing. Rafael Rodríguez Ceballos
 Jefe del Departamento de Exámenes
 Profesionales de la F.E.S. - C.

Con base en el art. 28 del Reglamento General de Exámenes, nos permitimos comunicar a usted que revisamos la TESIS:

"Sistemas de Explotación de Hidrocarburos
en Aguas Profundas para la Sonda de Campeche"

que presenta la pasante: María Gabriela Ramírez Villarreal
 con número de cuenta: 8958696-3 para obtener el TITULO de:
Ingeniera Química

Considerando que dicha tesis reúne los requisitos necesarios para ser discutida en el EXAMEN PROFESIONAL correspondiente, otorgamos nuestro VOTO APROBATORIO.

A T E N T A M E N T E .
 "POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
 Cuautitlan Izcalli, Edo. de Mex., a 17 de Septiembre de 1997

PRESIDENTE	<u>I.Q.I. Alvaro Leo Ramírez</u>	
VOCAL	<u>I.Q. Ariel Samuel Bautista Salgado</u>	
SECRETARIO	<u>M. en C. Eligio P. Rivero Martínez</u>	
PRIMER SUPLENTE	<u>M. en C. Ricardo P. Hernández García</u>	
SEGUNDO SUPLENTE	<u>I.Q. Gilberto A. Amaya Ventura</u>	

- Este trabajo quiero dedicartelo especialmente a Ti, por ser de mis amigos EL MEJOR, por que me has acompañado en los momentos buenos y en los menos fáciles, por estar conmigo a lo largo de mis estudios, sobre todo en alcanzar esta meta, ya que eres el único que sabe realmente todo lo que tuve que pasar para realizar y terminar esta tesis. Quiero agradecerte que siempre me hayas brindado los medios para salir adelante, por tus palabras de aliento, tu comprensión y por no dejarme sola cuando más te he necesitado, por la presencia de mis amigos y seres queridos, ya que han sido una pieza clave para que funcione todo esto. Además de la amistad de Lupita y Daniel.

Comparto contigo esta gran alegría, y gracias Papa Dios por creer en mí, por apoyarme en mis proyectos y por el amor que a cada paso me demuestras "

Con cariño y respeto: Gaby

A MIS PAPAS:

Maric'el y Roberto, por su cariño y dedicación, por enseñarme las cosas esenciales y trascendentes de la vida, por el apoyo, consejos y comprensión que me han brindado siempre.

A MIS HERMANOS:

Verónica y Roberto Carlos, por compartir conmigo el trabajo y la alegría de las metas alcanzadas. Espero pronto ver realizados sus sueños.

A MIS MAESTROS:

Por contribuir en mi formación y aprendizaje.

Profra. Ma. Herminia Nieves J., por tu paciencia, enseñanza, motivación y por todo el cariño y confianza que siempre me brindaste. Por significar tanto para mí, gracias, siempre te recordaré.

Ing. Ariel Bautista Salgado, gracias por su paciencia, enseñanza, interés en la realización de esta tesis.

Así como a los miembros del jurado por sus comentarios y aportaciones para el mejoramiento de esta tesis.

AGRADECIMIENTOS

A mi familia de **Maran - Atha**, por su apoyo, comprensión y el cariño que me han dado. Por estar siempre unidos en el trabajo, diversión, llanto y alegría, por ser uno en Xto.

A mis amigos, compañeros y alumnos de **EEVANT**.

Gracias a todos mis amigos, por que a través del tiempo y la distancia se conserva esa amistad sincera e incondicional, por compartir con ustedes momentos de alegría, tristeza, trabajo, caídas, proyectos, ilusiones, etc., especialmente a: Pau, Hilda, Betty, Martha, Patty, Tere Ayala, Angel, Coque, Edmund, Eve, Fer, Paco y René.

De igual forma a: Charly Mijail, Enedina M. José Juan, José T. San Miguel, Juan CarlosV., July, Lupita, Mago, Malena, Norma, Susy y Victor.

A mis amigos y compañeros de la **16 ava generación de Ingeniería Química**, gracias por los momentos compartidos.

Gracias al **Ing. César Balderas Naranjo** y al **Ing. Gerardo Espinoza Rabanal**, por ayudarme a realizar mi sueño, por compartir conmigo sus conocimientos y por su gran amistad.

ÍNDICE DE CONTENIDO

" SISTEMAS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS EN AGUAS PROFUNDAS PARA LA SONDA DE CAMPECHE "

	Página
OBJETIVO	1
ALCANCE	2
I.- INTRODUCCIÓN	4
II.- PANORAMA GENERAL SOBRE LA EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS EN AGUAS PROFUNDAS.	
2.1- Antecedentes.	8
2.2- Panorama General.	15
2.2.1- Unidad de Terminación de Pozo o Terminación Submarina.	20
2.2.2- Unidad de Producción y/o Carga.	20
2.2.3- Unidad de Transporte.	22
2.3- Sistemas de Explotación en Aguas Profundas.	22
2.3.1- En Superficie.	22
2.3.1.1- Sistemas de Explotación Flotantes.	23
2.3.1.2- Sistemas de Explotación Fijos.	27
2.3.2- Submarinos.	38
2.3.2.1- Instalaciones Sumergidas.	38
2.3.2.2- Instalaciones en Superficie.	38
2.4- Componentes de un Sistema de Explotación en Aguas Profundas.	39
2.4.1- Risers.	39
2.4.2- Árboles.	39
2.4.3- Manifolds.	40
2.4.4- Cabezal de Pozo.	42
III.- PLANTILLAS	
3.1- Función de las Plantillas Submarinas.	44
3.2- Tipos y Características de Plantillas Submarinas.	44
3.2.1- Por su Arreglo.	44
3.2.2- Por su Servicio.	48
3.3- Posibles Configuraciones.	50
3.4- Factores de Selección.	56
3.5- Consideraciones de Diseño de la Plantilla.	56
3.6- Instalación de la Plantilla.	79
3.7- Posicionamiento de la Plantilla.	82

IV.- PROCESOS DE SEPARACIÓN Y SISTEMAS DE BOMBEO SUBMARINOS.

4.1- Introducción.	88
4.2- Sistemas de Separación Submarina.	91
4.2.1- Sistemas de Separación Submarina en Desarrollo.	92
4.2.1.1- Factores a Considerar para el Desarrollo de la Unidad Piloto (SSPU).	92
4.2.2.1- Sistema AKER BOOSTER.	108
4.2.3.1- Concepto VASPS.	114
4.3- Sistemas de Bombeo Submarino.	125
4.3.1- Objetivos y Requerimientos a Cubrir por las Bombas Multifásicas.	125
4.3.2- Tipos y Características.	129
4.3.3- Criterio de Selección.	139
4.3.4- Prototipos.	140

V.- EQUIPOS DE EXPLOTACIÓN Y TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS EN AGUAS PROFUNDAS.

5.1- Cabeza de pozo.	147
5.1.1- Tamaños de Cabeza de Pozo.	148
5.1.2- Tipos de Cabeza de Pozo.	148
5.1.3- Componentes y Funcionamiento.	151
5.1.4- Arreglo de la Cabeza de Pozo.	161
5.1.5- Consideraciones de Diseño del Sistema de Cabeza de Pozo Submarino.	161
5.1.6- Tipo de Selección.	166
5.1.7- Materiales de Fabricación.	168
5.1.8- Componentes de la Terminación de la Cabeza de Pozo.	168
5.2- Árboles.	174
5.2.1- Funciones del Árbol.	174
5.2.2- Tipos de Árboles.	175
5.2.3- Componentes del Árbol.	184
5.2.4- Consideraciones de Diseño del Árbol.	192
5.2.5- Operación y Mantenimiento del Árbol.	198
5.2.6- Árboles de Inyección de Agua.	200
5.2.7- Árboles Satélite.	200
5.2.8- Selección del Árbol.	204
5.3- Manifolds.	208
5.3.1- Requerimiento Funcional del Manifold.	208
5.3.2- Arreglo de Manifolds.	210
5.3.3- Consideraciones de Diseño para el Manifold.	215
5.4- Riser.	223
5.4.1- Consideraciones Funcionales y Operacionales.	223
5.4.2- Tipos de Riser.	223
5.4.3- Componentes del Riser.	231
5.4.4- Criterio de Diseño del Riser.	237

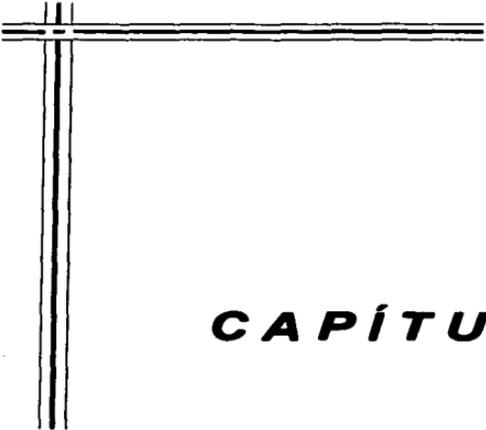
5.4.5- Inspección y Mantenimiento.	238
5.4.6- Selección del Sistema de Riser.	238
5.4.7- Procedimiento de Instalación/Recuperación.	240
5.4.8- Comparación entre Sistema de Riser Rígido y Flexible.	241
5.5- Tubería Submarina.	243
5.5.1- Tipos de tubería.	243
5.5.2- Componentes de la Tubería.	246
5.5.3- Consideraciones para el Diseño de la Tubería.	248
5.5.4- Instalación de la Tubería.	259
VI.-SISTEMAS DE CONTROL.	
6.1- Generalidades.	267
6.2- Descripción del Sistema.	268
6.3- Consideraciones Funcionales.	268
6.4- Tipos de Sistema de Control.	271
6.5- Monitoreo de Sistema de Control y Adquisición de Datos.	283
6.6- Componentes del Sistema de Control Submarino.	289
6.7- Sistema de Control Superficial.	299
6.8- Consideraciones de Diseño.	304
VII.-RECOMENDACIONES PARA LA SELECCIÓN Y APLICACIÓN DE UN SISTEMA DE EXPLOTACIÓN SUBMARINO.	
7.1.- Principales Factores a considerar en la Selección de un Sistema de Explotación de Crudo Costa Fuera en Aguas Profundas.	308
7.2.- Recomendaciones para la Aplicación en la Sonda de Campeche.	312
GLOSARIO.	321
BIBLIOGRAFÍA.	325
CONCLUSIONES.	333

OBJETIVOS

- **Analizar el equipo utilizado en los Sistemas de Explotación de Hidrocarburos en Aguas Profundas existentes en el mundo.**
- **Comparar modificaciones o diferencias con relación al equipo utilizado actualmente en México.**
- **Dar algunas recomendaciones para elegir el Sistema más adecuado a las necesidades de México.**

A L C A N C E

Con la realización de este trabajo se pretende en primera instancia dar un panorama general de lo que es la Explotación de Hidrocarburos en Aguas Profundas, para posteriormente realizar un análisis breve del equipo utilizado en estos Sistemas y finalmente dar algunas recomendaciones prácticas para la instalación de un Sistema de Aguas Profundas en México (Sonda de Campeche).

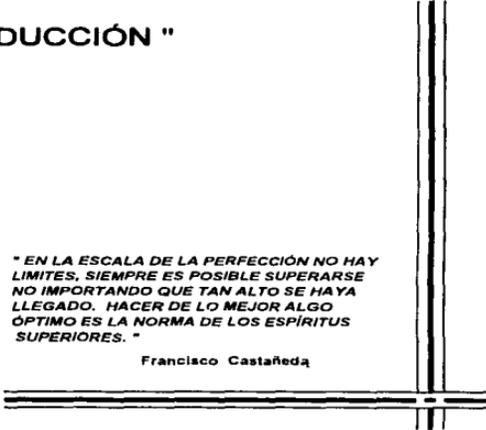


CAPÍTULO I

" INTRODUCCIÓN "

***" EN LA ESCALA DE LA PERFECCIÓN NO HAY
LIMITES, SIEMPRE ES POSIBLE SUPERARSE
NO IMPORTANDO QUÉ TAN ALTO SE HAYA
LLEGADO. HACER DE LO MEJOR ALGO
ÓPTIMO ES LA NORMA DE LOS ESPÍRITUS
SUPERIORES. "***

Francisco Castañeda



INTRODUCCION

Actualmente se han obtenido adelantos dentro de la explotación y producción de hidrocarburos, debido a la gran demanda que tienen mundialmente, siendo el petróleo uno de los elementos más importantes dentro de la vida del hombre, tanto por sus derivados petroquímicos como por su importancia como energético.

México (PEMEX) ayudado por empresas extranjeras ha realizado varios estudios de exploración, en aguas de gran profundidad en la Sonda de Campeche, y se han encontrado reservas de crudo importantes en una profundidad de alrededor de 1 000 metros.

Diseñar, construir e instalar un Sistema de Explotación y Producción en Aguas Profundas (de 200 metros de profundidad en adelante), requiere más tiempo, dinero y esfuerzo que instalar un Sistema Semisumergible o Flotante, por lo que es importante para México analizar los tres Sistemas existentes en el mundo (Mar del Norte, Louisiana y Brasil), su tecnología, características, infraestructura, etc., para que conforme a nuestras necesidades y recursos podamos implementar un Sistema de Explotación similar en México; ya que los Sistemas que tiene México actualmente son en Aguas Someras (profundidad menor a 200 metros); y en base a esta investigación documental, realizar una evaluación para elegir el Sistema más adecuado a los requerimientos que México presenta.

Cabe mencionar que Brasil es el País de Latinoamérica que produce petróleo en Aguas más Profundas, debido a las necesidades que tiene de recursos energéticos y a las malas condiciones que su suelo marino presenta, y que lo ha obligado a crear su propia

tecnología y mejoraría. En los últimos años Brasil ha sentado pautas en la instalación de Sistemas de Explotación y Producción, y es probable que pronto rompa su propia marca.

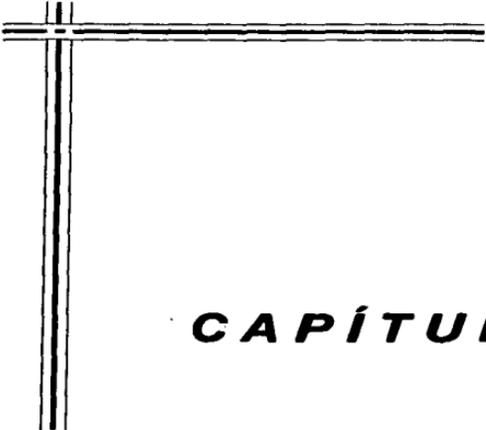
En el Mar del Norte, se han tenido también grandes adelantos en tecnología, y actualmente se están probando algunos proyectos de explotación y producción marina sin asistencia de buzos.

El presente trabajo describe inicialmente las actividades de exploración, explotación y producción marina, así como los sistemas que se utilizan dentro de la explotación; los antecedentes en cuanto a lo que se ha realizado y lo que se pretende desarrollar a futuro; un panorama general de los Sistemas de Explotación; la descripción y análisis del equipo que se usa (plataformas: características, clasificación según su material, servicio, etc), así como otros equipos utilizados dentro de los Sistemas de Explotación Marina como son las plantillas submarinas, cabezas de pozo, árboles, manifolds, risers, tubería submarina, y equipo que todavía está a prueba (bombas multifásicas y separadores), pero que en poco tiempo al implementarse en los desarrollos de campos traerán grandes beneficios. Además se dan varias alternativas de sistemas de control para estos equipos. Se estudian también los factores principales de diseño de ellos, así como los factores que se deben considerar en la selección de un Sistema de Explotación de crudo costafuera, los cuales constituyen los criterios que nos permiten evaluarlos. Finalmente, en base a la información recopilada se hizo un estudio y se seleccionó el Sistema más adecuado a las necesidades de México (Sonda de Campeche), dando algunas sugerencias y recomendaciones en cuanto al arreglo que pudiera tener el equipo.

Este estudio tiene gran importancia ya que ayudará a visualizar nuevos campos dentro de la explotación y producción petrolera en México, al empezar a considerar Sistemas de este tipo a mayores profundidades. Ayuda también en el estudio de los equipos

utilizados, su funcionamiento, y posibles adaptaciones o modificaciones que se pudieran hacer a los existentes en México, lo cual representará un gran avance tanto tecnológico, como industrial, económico, etc. Además de dar pauta para realizar un estudio más detallado de cada uno de los equipos.

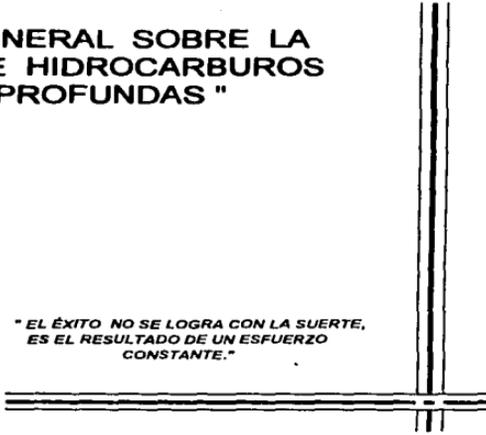
Para que el estudio no pierda su contexto, se elaboró un glosario que permite familiarizarse con los términos utilizados.



CAPÍTULO II

**" PANORAMA GENERAL SOBRE LA
EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS
EN AGUAS PROFUNDAS "**

**" EL ÉXITO NO SE LOGRA CON LA SUERTE,
ES EL RESULTADO DE UN ESFUERZO
CONSTANTE."**



2.1 ANTECEDENTES

Debido al rápido agotamiento de las reservas de crudo y gas, los países se han visto en la necesidad de introducirse en desarrollos de nuevos proyectos costa fuera.

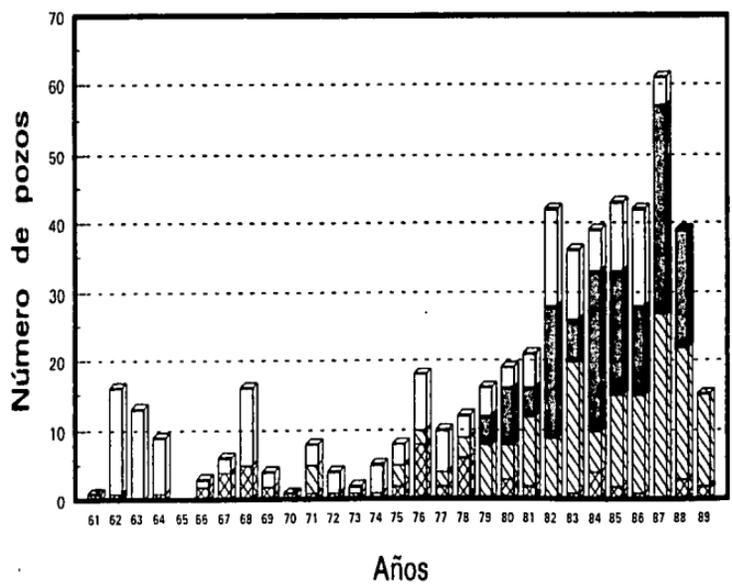
El primer pozo submarino lo terminó Shell en 1961, siendo una sola estación a 17 metros de profundidad. Desde entonces se han incrementado estos desarrollos, siendo el Mar del Norte y Brasil los representantes de las áreas de mayor desarrollo submarino. En la figura 2.1 se puede apreciar el auge que han adquirido en los últimos años las terminaciones submarinas. (18)

Actualmente existen cerca de 570 pozos con terminación submarina, de los cuales 450 están en actividad. De ellos, 300 son productores de crudo, 80 productores de gas y 70 inyectores.

Cada día la Tecnología avanza hacia Aguas más Profundas, siendo Brasil el país que instaló el primer pozo de más de 300 metros de profundidad (Pirauna), terminado en 1984. Brasil es actualmente quien encabeza el récord de profundidad con el Campo Marlim, el cual tiene un rango de profundidad de 400 a 2 000 metros y con el pozo Marlim 4 se ha alcanzado una profundidad de 1 027 metros de tirante de agua. Con la instalación de 19 Sistemas Flotantes, se planea el desarrollo de Campos a una profundidad de 1 200, 1 500 y 2 000 metros, con la aplicación de tecnología de innovación como el sistema de bombeo multifásico submarino adicionado al sistema de explotación flotante. (15) (17) (22)

En cuanto al mar del Norte, el Campo Ekofisk fue descubierto en 1971 en el sector de Noruega, y la primera Producción Permanente Submarina fue el Campo Argyll en el sector del Reino Unido en 1975. Actualmente el Campo Snorre está utilizando lo más avanzado en Tecnología Submarina. (18)

TERMINACIONES SUBMARINAS POR AÑO



- ☒ Golfo de México
- ☒ Brasil
- ☒ Mar del Norte
- ☐ Otras Areas

FES - CUAUTILÁN	U N A M
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
TERMINACIONES SUBMARINAS	
POR AÑO	

FIG. 2.1

Desde 1970 Brasil (Petrobras) ha estado ayudando a Estados Unidos a realizar exploraciones en el Golfo de México, y a la fecha se cuenta con 50 bloques.⁽¹⁶⁾ El estudio hecho por un superintendente para Estados Unidos, desarrollará 10 de 18 Campos descubiertos entre 1990 y 1995, los cuales estarán conformados por sistemas semisumergibles y se desarrollarán en un lapso de 2 años por campo. ⁽²⁷⁾

Para el futuro se planea el desarrollo de varios Campos en el mundo entre los cuales se encuentran los yacimientos de la Sonda de Campeche en México (Como se aprecia en la figura 2.2); la demanda de Sistemas de Explotación Submarino día con día se está incrementando, y se tienen planes de desarrollo en Sudamérica, Oeste de Africa, la parte del Pacífico de Asia y la India, con un total de 7 sistemas semisumergibles. El modelo empleado sin niveles de cambio para Exploración en Aguas Profundas en los próximos cinco años, puede utilizarse en todos los climas, por ser muy conservador. Los logros recientes animan a las Compañías Operadoras a arriesgarse en las empresas de Aguas Profundas. ^{(15) (16) (24) (26)}

El costo depende del tamaño y localización del Campo, de la posibilidad de utilizar sistemas de exportación existentes y de la necesidad de proveer almacenamiento para el crudo. En Noviembre de 1986 el costo estimado de construcción para producción (en el Mar del Norte) fue de \$18/bbl. En los años siguientes se construyeron desarrollos económicamente razonables con un costo de \$ 15 a \$5 /bbl. ^{(14) (24)}

Los gastos se dividen en dos: El gasto de capital (CAPEX) y el gasto de operación (OPEX). Con respecto al gasto de capital (CAPEX) para el desarrollo de métodos de producción flotante en los campos de crudo del Mar del Norte tiene un rango de \$120 millones a 1 760 billones U.S. para los Campos existentes. Con el desarrollo de Campos pequeños (marginales), es probable que el gasto de capital entre en el rango de \$80 a \$480 millones de U.S.

En cuanto al gasto de operación (OPEX), requiere más atención el diseño y selección de todos los sistemas submarinos, particularmente el de control y el de monitoreo. Esto requiere un cálculo completo de la vida de operación del Campo propuesto, junto con un análisis de componentes confiables. El mantenimiento submarino debe ser considerado



en el diseño inicial. El gasto de operación anual en estas unidades de producción flotante es aproximadamente el 10% del gasto del capital del Campo. (14) (24)
En Noruega se tienen 195 pozos submarinos con un costo de \$6 a 8 billones U.S.

Brasil, por su necesidad de ir a mayores profundidades y como tiene poco presupuesto, ha tenido que reducir el costo inicial. Ellos utilizan sistemas de producción flotante, ya que es la mejor solución inmediata por su costo bajo, costo efectivo y desarrollo confiable para campos de Aguas Profundas. (18)

La selección de un Sistema Submarino va directamente relacionada con la dimensión, la capacidad para extraer el crudo del campo y la profundidad a la que se vaya a trabajar, ya que a una profundidad debajo de 180 metros todavía es aceptado el trabajo de buzos, pero existen actividades a realizar a una profundidad de 360 metros ó más (por ejemplo: mantenimiento, reparación). Debido a los costos, seguridad, y el bienestar de los buzos, se normatizó que a profundidades mayores de 300 metros, los Sistemas Submarinos deben de ser sin asistencia de buzos. En la figura 2.3 vemos los tipos de Sistemas Submarinos existentes.

La explotación marina que se ha utilizado en México ha sido en Aguas Someras, conociendo a estas como las aguas que se encuentran a una profundidad menor a los 200 metros.

En las últimas décadas al realizarse estudios de exploración a mayores profundidades, se han encontrado reservas de hidrocarburos de gran magnitud en el Golfo de México (Sonda de Campeche), por lo que se decidió implementar una nueva tecnología y modificar la existente, con el fin de tener Sistemas tanto de Explotación como de Producción que se pudieran aplicar en Aguas Profundas, es decir, en aguas que sobrepasan los 200 metros de profundidad. Ver figura 2.4.

Para realizar una buena selección del Sistema Submarino se necesitan analizar las bases para la explotación de un Campo y los equipos que implican estos Sistemas, por lo que a continuación se dará un panorama general de las actividades iniciales en la explotación de un yacimiento.

**TIPOS DE
SISTEMAS
SUBMARINOS**

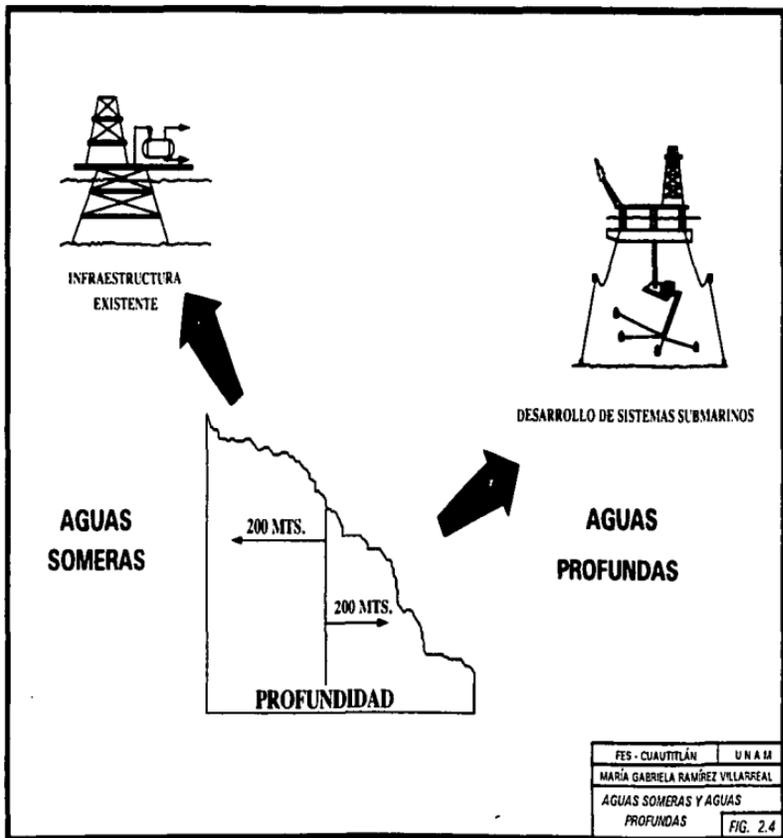
**SIMPLE
< 300 m
DE TIRANTE
DE AGUA**

**ASISTIDO CON
BUZOS
180 - 300 m
DE TIRANTE
DE AGUA**

**SIN BUZOS
300 - 3 000 m
DE TIRANTE
DE AGUA**

**SIN CUA SE
EMPLEA EN
PLATAFORMAS
CON POSICIONAMIENTO
DINAMICO.**

FES - CUAUTTLÁN	U N A M
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
TIPOS DE SISTEMAS SUBMARINOS	
	FIG. 2.3



2.2 PANORAMA GENERAL

La actividad de la industria petrolera inicia con la exploración, que es el conjunto de tareas de campo y oficina cuyo objetivo consiste en descubrir nuevos depósitos de hidrocarburos (yacimientos), o nuevas extensiones de los existentes. (2) (12)

Los métodos geofísicos de exploración son técnicas que pueden determinar las condiciones de las capas profundas del subsuelo mediante la medición de las propiedades físicas de las rocas, que se hace desde la superficie o bien dentro de los pozos que se perforan.

La exploración petrolera en nuestros días puede dividirse en varias etapas:

- a) Trabajos de reconocimiento.
- b) Trabajos de detalle.
- c) Estudios para la localización de pozos exploratorios.
- d) Análisis de los resultados obtenidos para programar la perforación de nuevos pozos.

En los trabajos de reconocimiento se estudian las condiciones geológicas de un área, para estimar las posibilidades de que existan hidrocarburos en el subsuelo. (2)

Los trabajos de detalle se realizan en áreas seleccionadas tratando de definir los lugares donde las capas del subsuelo presenten características apropiadas para la acumulación de petróleo.

La información obtenida se analiza para decidir los sitios donde deben perforarse los pozos exploratorios. Durante la perforación de estos pozos, geólogos y paleontólogos estudian las muestras de rocas cortadas por el pozo, haciendo periódicamente mediciones geofísicas dentro del mismo pozo. Los resultados de estos estudios definen las capas de subsuelo que contienen hidrocarburos y de los cuales puede extraerse petróleo. No obstante lo minucioso de estos métodos, no siempre conducen al hallazgo del yacimiento, a pesar de existir condiciones propicias. Y en caso de encontrarlo no se sabe con certeza que magnitud tiene el yacimiento, ya que esta reserva media probable

se calcula en base al área explorada y la profundidad en donde se detecta petróleo.
(2) (12)

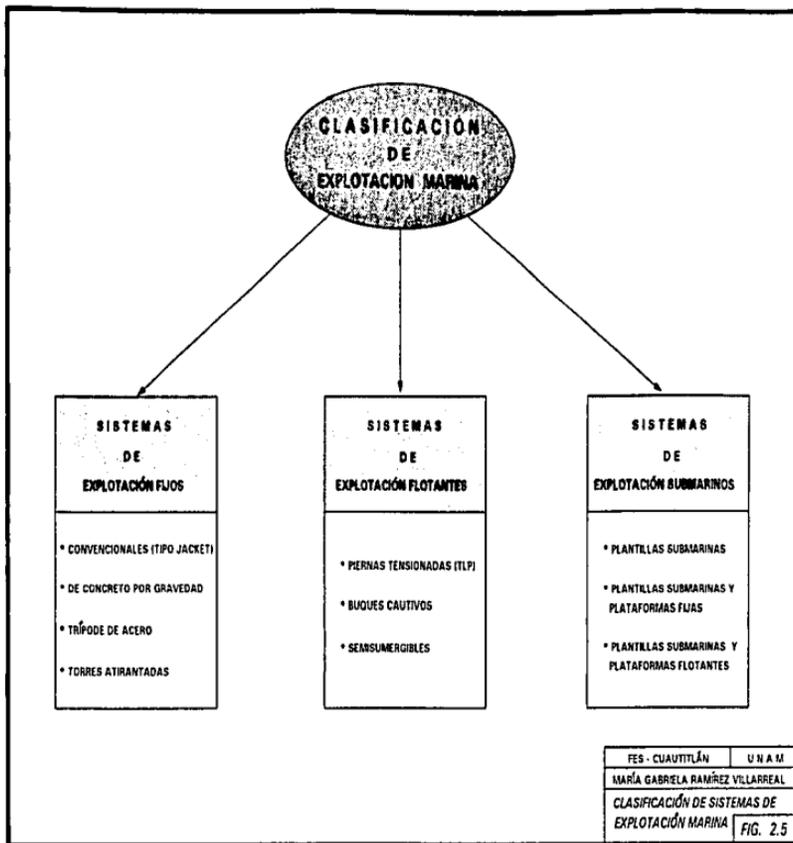
Con base en los descubrimientos logrados por los trabajos de exploración y una vez confirmada la existencia de un pozo petrolero se inicia la explotación marina.

La explotación marina se define como el conjunto de equipos necesarios para producir, procesar y transportar hidrocarburos que se encuentran bajo el fecho o suelo marino. (2)
La clasificación de los Sistemas de Explotación se pueden apreciar en la figura 2.5.

En primera instancia se utiliza un Sistema de explotación flotante con el equipo necesario de perforación, terminación, transporte, etc. Estas dos operaciones de exploración y explotación se aplica en Aguas Someras y Aguas Profundas. A esta etapa se le llama explotación temprana o marginal.

Para la instalación de un Sistema de Explotación Fijo se requiere haber realizado una serie de estudios que aseguren la rentabilidad y el tiempo de vida de ese yacimiento. Considerando que un pozo productor convencionalmente genera de 13 000 a 15 000 BPD de mezcla crudo-gas, se puede deducir en términos generales que para yacimientos cuyo orden de producción es inferior a los 100 000 BLS (con 4 a 8 pozos), no es recomendable un Sistema muy costoso de explotación si el yacimiento es pequeño y no se tienen planes de aumentar el número de pozos, por lo que un Sistema Flotante sería lo más conveniente, ya que soporta el equipo necesario para la explotación de estos campos marginales.

Para yacimientos cuyas dimensiones y pronósticos de producción ameritan una expansión debido a que su aprovechamiento es mayor a 100 000 BPD de crudo y no mayor a los 160 MBPD al inicio, se recomiendan los Sistemas Flotantes más grandes para la producción temprana, y a medida que se va expandiendo la explotación del yacimiento alcanzará capacidades más altas (superiores a los 200 000 BPD, con 10 a 15 o más pozos y con la ayuda de varias Plantillas). En estos casos es viable la inversión de un Sistema de Producción Fijo que soporte los equipos de capacidades altas siempre y cuando los estudios geofísicos previos hagan posible la instalación de la subestructura.



En caso de ser rentable el Sistema Fijo, el uso de un Sistema Flotante en la Explotación temprana, proporcionará los recursos necesarios para la instalación del Sistema Fijo, estableciendo con este Sistema una Explotación Permanente. Desde la Ingeniería preliminar de construcción e instalación, hasta la explotación de hidrocarburos para este tipo de estructuras, generalmente lleva un tiempo de 4 a 5 años.

En caso de no ser rentable se seguirá utilizando un sistema de explotación flotante y al término de vida del yacimiento se desmonta el equipo y se puede utilizar en la explotación de otro yacimiento, no siendo así en la instalación de un sistema de explotación fijo, el cual implicaría un mayor costo en equipo e instalación. (1)

El Sistema de Explotación flotante reduce el período de construcción e instalación de 4 ó 5 años a 2.5 ó 3 años. Siendo una excelente opción en la Explotación de Campos de vida corta o Campos pequeños (marginales).

La tecnología de los Sistemas Submarinos está dando las bases con las cuales el futuro desarrollo de campos pequeños, será más económica. La tecnología submarina comprende terminación de un sólo pozo, terminación de multipozos a través de plantillas, sistemas de inyección de gas y agua, manifolding y mezclado.

Por la necesidad de desarrollar estos campos, los ingenieros marinos han diseñado el equipo y unidades de proceso necesarias, tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

- * Tiempo corto de canalización.
- * Diseños simples y componentes confiables.
- * Facilidad de instalación y mantenimiento.
- * Costos bajos.
- * Adaptación a un rango de requerimientos de producción.
- * Vida de campo mínima de 5 a 11 años.
- * Recuperación del Sistema. (29) (30)

En la Tabla 2.1 se muestran diferentes instalaciones desarrolladas en el mundo con sus características más relevantes a niveles intermedios y profundos. (1)

El diseño de un sistema de explotación marino, está basado en la especificación de las características de tres subsistemas:

CAMPO	LOCALIZACIÓN	OPERADOR	SISTEMAS UTILIZADOS	RESERVA DE AGUA (m)	No. DE POZOS	DE CRUDO (BOPD)	DE GAS (m ³ /D)	ALMACENAMIENTO BARRILES
Casablanca	España	Eniepas	Semi-adaptada/S.S.	161	2	20 000		
Enchove	Brasil	Petrobras	Semi-adaptada/S.S./Plat. Fija	118 - 209	12	40 000		
Garoupinha	Brasil	Petrobras	Semi-adaptada/S.S.	120	3	10 000		
S. Pampo	Brasil	Petrobras	Semi-adaptada/S.S./Plat. Fija	113 - 125	3	50 000		
Buchan	Reino Unido	B. P.	Semi-adaptada/S.S.	117	8	72 000		
Linguado	Brasil	Petrobras	Semi-adaptada/S.S.	96 - 168	11	32 000	700 000	
Bicudo	Brasil	Petrobras	Semi-adaptada/S.S.	138 - 209	8	30 000		
Corvina	Brasil	Petrobras	Semi-adaptada/S.S.	225 - 265	7	40 000	400 000	
Pirauña	Brasil	Petrobras	Semi-adaptada/S.S.	230 - 492	11	28 000	290 000	
Tinha	Brasil	Petrobras	Semi-adaptada/S.S.	99 - 111	5	19 000		
Parati	Brasil	Petrobras	Semi-adaptada/S.S.	96 - 117	6	20 000		
Viola	Brasil	Petrobras	Semi-adaptada/S.S.	125	7	9 000	255 000	
Morela	Brasil	Petrobras	Semi-adaptada/S.S.	113 - 120	6	5 000	45 000	
Birch	Reino Unido	Occidental	Semi-adaptada/S.S./CALM	128	8	12 500		
Balmoral	Reino Unido	Sun Oil	Semi-nueva/S.S.	143	13	60 000		
G. Canyon	Golfo de Méx.	Placid	Semi-adaptada/S.S.	600	24	15 000		
Ivanhoe	Reino Unido	Amerada	Semi-adaptada/S.S.	125	8	50 000		
Emerald	Reino Unido	Sovereign	Semi-adaptada/S.S.	150				
Márm	Brasil	Petrobras	Semi-nueva/S.S./CALM	400 - 1 800	118	350 000	5 000 000	
Castellon	España	Shell	FPSO/SALS	117	2	20 000		350 000
Garoupa	Brasil	Petrobras	FPSO/SALMS-Yoke/Plat.Fija	118	6	50 000		350 000
Hondo	U.S.A.	Exxon	FPSO/SALMS-Yoke	151		37 000		250 000
Tazerka	Tunez	Shell	FPSO/SALS	145	8	30 000		
Jabiru	Australia	B.H.P.P.	FPSO/Torre desconectable	119	2	27 000		1 000 000
Petrojarf	Noruega	F.N.H.	FPSO/Torre y Posición Dinámica	118	1	30 000		190 000
Albacora	Brasil	Petrobras	FPSO/CALM-Yoke/Semi-adapt./S.S.	238 - 1 200	116	110 000	1 600 000	
S. Cyrus	Reino Unido	B.P.	FPSO/Posición Dinámica	112	3	15 000		300 000
Challis	Australia	B.H.P.P.	FPSO/SALMS-Yoke	110				
Huirihou	China	ACT	FPSO/Torre desconectable	116				
Badejo	Brasil	Petrobras	JACK UP-adaptada/S.S.	94	8	7 000	160 000	
Brae	Reino Unido	Norsk Hyd	Plat. concreto	136	40	80 000	1 000 000	
Vesleknkk	Noruega	Statoil	Plat. Fija semi-adaptada	174	18	65 000	1 500 000	
G. Canyon	Golfo de Méx.	Texaco	Plat. Fija	150	5	10 000	1 700 000	
Goodwyn	Australia	Woodside	Plat. Fija	131	30	80 000	25 600 000	
G. Canyon	Golfo de Méx.	Shell	Plat. Fija	412	60	50 000	2 600 000	
Oseberg	Noruega	Norsk Hyd	Plat.concreto/Plat. Fija/S.S.	105 - 110	56	340 000		
Brae	Reino Unido	Marathon	Plat. Fija	128		75 000	11 300 000	
Vega	Italia	Selm	Plat. Fija/FPSO/SALMS-Yoke	117		75 000		
Leno	U.S.A.		Torre Guiada	305	58	25 000	1 416 000	
Hutton	Reino Unido	Amoco	Plat. Fija/TLP/S.S.	143	24	100 000	998 000	

FES - CUAUTITLÁN U N A M
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL
INSTALACIONES MUNDIALES Y SUS

2.2.1 UNIDAD DE TERMINACIÓN DEL POZO O TERMINACIÓN SUBMARINA.

Es el equipo que se encuentra en contacto directo con el pozo de producción en el lecho marino. Sus componentes incluyen:

- El soporte de la sarta de producción y cubierta de la sarta de producción.
- El sistema de control.
- Y dependiendo del número de pozos, la plantilla y el múltiple submarino.(1)

El soporte de la sarta de producción y la cubierta del cabezal del pozo, soportan el peso de la sarta en la línea de los lodos y conecta y sella el árbol. Actualmente se han desarrollado métodos y procedimientos para instalar soportes montados desde unidades de perforación flotantes, o soportes montados desde unidades de perforación-auto-elevables.(1)

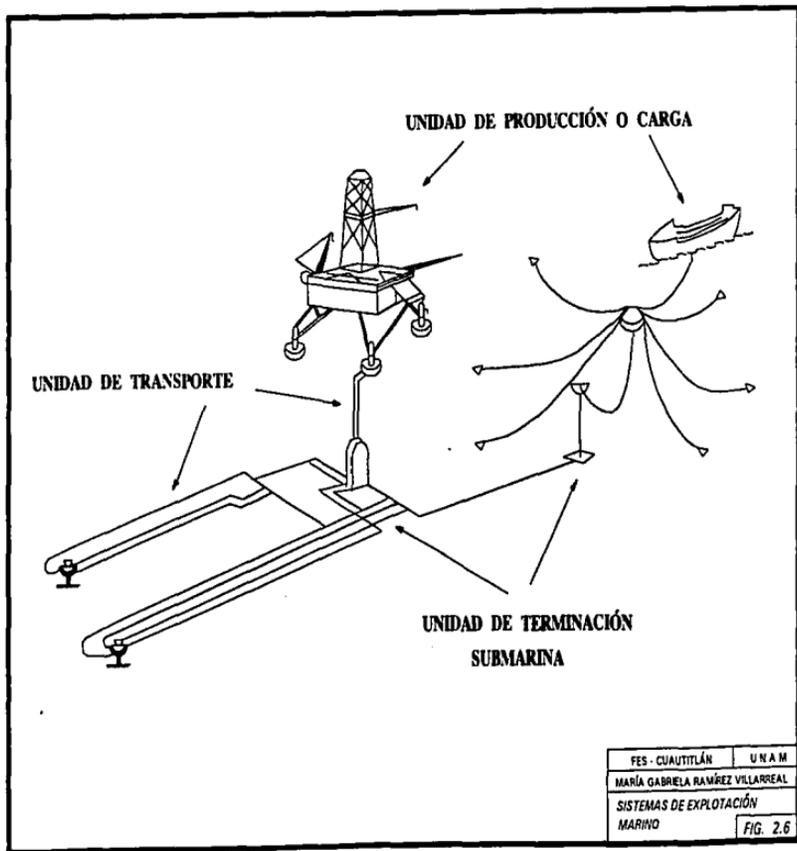
Los sistemas de perforación flotantes, requieren una base guía en el fondo (cubierta del cabezal del pozo) para alinear y colocar la columna del preventor de reventones. Si se define el pozo como productor se instalará el árbol en esa misma cubierta.(4)

Esto lo podemos apreciar en la figura 2.6.

2.2.2 UNIDAD DE PRODUCCIÓN Y/O CARGA:

Es la unidad que se encuentra en contacto directo con la parte superior del conductor ascendente. Como se ve en la figura 2.6.

En la unidad de producción se realizan operaciones simples de procesos, tales como separación, estabilización, deshidratación, etc., para permitir el transporte de hidrocarburos a terminales de carga (plataforma de almacenamiento) o estaciones en tierra. Actualmente dentro de la nueva tecnología en Aguas Profundas para producción, se está probando la utilización de separadores submarinos, ya que es más viable procesar el crudo submarinamente y enviarlo a tierra ya procesado; en caso de no poder procesarlo submarinamente se envía a plataforma o a estaciones en tierra, por medio de una bomba multifásica. (1) Se hablará con más detalle de esta tecnología en el Capítulo IV.



PES - CUAUTITLÁN	U N A M
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
SISTEMAS DE EXPLOTACIÓN MARINO	
	FIG. 2.6

2.2.3 UNIDAD DE TRANSPORTE:

Está formada por tres tipos de tuberías:

- La primera un conductor ascendente que interconecta la unidad de terminación submarina con la unidad de producción y/o carga que tiene como función transportar el fluido entre dos subsistemas.
- El segundo tipo incluye aquellas tuberías que transportan hidrocarburos sobre el lecho marino hasta la unidad de producción y/o carga localizada en agua de profundidad moderada.
- El tercer tipo corresponde a las tuberías que se interconectan en el cabezal de terminación del pozo con el múltiple submarino y son denominadas líneas de flujo.

Las líneas de transporte son importantes para llevar el petróleo hasta lugares donde existen instalaciones a menores profundidades que pueden ser de carga o producción. (1)
Ver figura 2.6.

2.3 SISTEMAS DE EXPLOTACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS

Por el tirante de agua que se maneja dentro de los Sistemas de Aguas Profundas y la presión a estas profundidades, es difícil que los buzos puedan trabajar en ellas, por lo que la tecnología que se ha desarrollado tiene dos opciones: explotar el crudo y enviarlo a la superficie (tierra o un sistema flotante o fijo) para su producción, mientras que la segunda opción es la explotación y producción en sistemas submarinos y enviarlo a la superficie para su almacenamiento.

A continuación se describirán los Sistemas en superficie y submarinos.

2.3.1 EN SUPERFICIE

Nos referiremos a los Sistemas marinos que mantienen sus servicios arriba del nivel del mar, siendo los principales los flotantes y los fijos.

2.3.1.1 Sistemas de Explotación Flotantes

Las características principales de este tipo de sistemas es que flotan y se encuentran adheridos al suelo marino por cables (a tensión o en catenaria) y normalmente están asociados a árboles submarinos de producción. (32)

Los sistemas de explotación flotante, han sido desarrollados durante varios años como alternativas técnica y económicamente viables para sustituir estructuras fijas profundas. Son particularmente aplicables para reservas pequeñas. (1)

Generalmente cada sistema comprende cinco elementos: una estructura flotante, la cual soporta todo el equipo de producción y servicios; un sistema de amarre para posicionar la plataforma sobre la estación; un sistema de conductores, para transmisión de los productos del pozo entre el lecho marino y la plataforma; un sistema submarino para terminación y control de pozos; y una estación de servicios para el envío del crudo a la costa. (1)

Existen tres tipos básicos de sistemas de producción flotante, los cuales serán descritos a continuación:

2.3.1.1.1 Plataforma semisumergible.

Una plataforma semisumergible es una estructura móvil que por sus características de operación es la opción más viable para un sistema de producción flotante. Ver figura 2.7(a).

Este tipo de plataforma es aplicable a los sistemas de producción temprana y generalmente se diseñan para la perforación de pozos y posteriormente para la producción; también cuando las operaciones son difíciles, sobre todo cuando la profundidad del tirante marino es grande y en severas condiciones de mar y viento.

Entre otras de sus ventajas tenemos que tiene mayor estabilidad, principalmente contra movimientos de balanceo, ofreciendo mayor seguridad. (1)

Sus elementos principales son:

- Pozos y equipo de perforación.
- Líneas de flujo submarino y líneas de carga.
- Sistemas de "riser".
- Equipo semisumergible con separadores, bombas, medidores y equipo auxiliar de producción.
- Boya y amarre de sistema de tanque de carga.

Este tipo de plataformas presenta algunas limitantes:

- La carga útil que puede llevar un sistema semisumergible sobre la cubierta, ya que a veces no es suficiente para los equipos pesados de procesamiento.
- Otra limitante es el sistema de anclado para grandes profundidades. Esta limitación puede eliminarse usando posicionamiento dinámico.⁽¹⁾

2.3.1.1.2 Sistema de Buque Cautivo (FPSO).

Estos sistemas también tienen aplicación en los campos de producción temprana, normalmente se usan para perforación, pero en la actualidad, en algunos casos, se están acondicionando para producción. Ver figura 2.7 (b).

Los componentes principales de un buque cautivo son:

- Columna estabilizadora semisumergible diseñada específicamente para los requerimientos de producción junto con su reserva en la cubierta de carga.
- Sistema de exportación de gas.
- Sistema de inyección de agua.
- Sección de almacenamiento.

2.3.1.1.3 Plataformas ancladas verticalmente (TLP).

Las plataformas ancladas verticalmente, o de piernas tensionadas (conocidas como TLP por las siglas en inglés), son estructuras flotantes que están fijas al lecho marino por

medio de cables a tensión. La plataforma es semejante a un sistema semisumergible con gran capacidad de carga útil y puede ser utilizada para desarrollar y explorar los campos de crudo y gas costa fuera. (1) (13) Ver figura 2.7 (c).

El Campo Hutton localizado en el Mar del Norte fue el primero en el mundo en instalar una Plataforma TLP para su aplicación comercial.

Las TLP constan de cuatro elementos básicos:

1) La estructura de la cubierta.- consiste de un solo muelle integrado con un mezzanine, llevando todos los procesos y equipo utilizado de más en módulos externos, para equipo de perforación, generación de energía, alojamiento, helipuerto y quemadores.

2) Estructura del casco.- Consiste de 6 columnas de estructura semisumergible, la cual provee el boyeo y contiene un Sistema de balasto para mantener la disposición de la Plataforma.

3) Sistema de amarras.- Contiene 16 ataduras tubulares de acero en posición vertical, funcionando desde los compartimentos de amarras en la corteza hacia los pilotes, cimentando la Plantilla al lecho marino.

El sistema de amarras es diseñado para habilitar las piernas y removerlas individualmente para su inspección y mantenimiento sin influir en la operación.

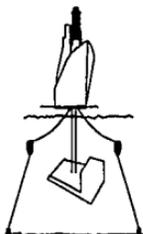
4) Plantilla de pozo.- Se realizan ranuras y se habilitan los pozos de producción para ser perforados antes de la instalación de la TLP.

Las TLP tienen dos grandes ventajas económicas que las hace atractivas para Aguas Profundas:

1) Su costo es prácticamente independiente de la profundidad.

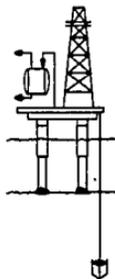
2) La plataforma es reutilizable, por lo que su costo se puede compensar al ser usada en varios campos. (1) (13)

Otro aspecto importante es que este tipo de estructuras casi no se mueven verticalmente, por lo que los cabezales y árboles de navidad de los pozos pueden estar en la cubierta. Esto hace que la operación y mantenimiento de los pozos sea más fácil y que existan menos posibilidades de interrupciones en la producción.



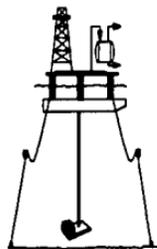
a)

**BUQUE - CAUTIVO
(FPSO)**



c)

**PIERNAS TENSIONADAS
(TLP)**



b)

SEMISUMERGIBLE

FES - CUAUTLÁN	UNAM
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
SISTEMAS DE EXPLOTACIÓN FLOTANTES	
	FIG. 2.7

Adicionalmente las TLP presentan otras ventajas como son:

- Pocos trabajos fuera de la costa, ya que toda la construcción se hace en un dique o en patios de fabricación. Por esta razón hay una mínima dependencia de las condiciones ambientales durante la fabricación e instalación del sistema.
- La producción puede comenzar casi inmediatamente a la instalación de la TLP, (si la perforación de los pozos se han hecho previamente).
- La sensibilidad ante cargas de sismo es mínima.
- La inspección de casi todo el sistema puede hacerse desde adentro.

2.3.1.2 Sistemas de Explotación Fijos

Los sistemas de explotación fijos, se caracterizan por encontrarse asentados sobre el lecho marino y consisten de estructuras metálicas y/o de concreto, que se extienden hasta la superficie. Estas estructuras (Plataformas) son estables con relación al fondo marino (1).

Debido a la extensa variedad de modelos existentes, las plataformas marinas o Sistemas Fijos, se clasifican en base a diferentes criterios, tales como: su material de construcción, su servicio y de acuerdo a su posición. (2) (4)

2.3.1.2.1 Clasificación de acuerdo a su material

Actualmente se construyen de concreto, de estructura metálica (Tipo Jacket), o bien una combinación de ellas (Híbridos). Algunos ejemplos de Plataformas serían: Plataforma tipo Jacket de acero, Plataforma de concreto por gravedad, Trípode de acero, Torres atirantadas, etc. (1) (2)

A continuación se describen algunos tipos de plataformas:

2.3.1.2.1 Plataforma Convencional o tipo Jacket.

Esta estructura es el tipo convencional que se utiliza tanto para la perforación como para producción y procesamiento de gas o de crudo. En ella se pueden perforar desde 10 a 60 pozos.⁽¹⁾

Consiste en una estructura metálica de forma piramidal sujeta permanentemente al fondo marino, usualmente con pilotes hincados por dentro de las patas de la estructura a través de los sedimentos del fondo y están diseñadas para resistir las cargas de oleaje y viento por su propia rigidez. ⁽¹⁾ El arreglo de la subestructura varía según la profundidad, las dimensiones de la cubierta y las cargas permanentes y accidentales. Las plataformas convencionales de acero suelen tener cuatro, ocho o doce patas cilíndricas que se apoyan sobre los pilotes. Estas patas se conectan mediante elementos tubulares que las afianzan entre sí y forman un marco rígido. Estos elementos cilíndricos aumentan la resistencia de la estructura al oleaje y a las corrientes submarinas. ⁽³⁾ Ver figura 2.8 (a).

Las cubiertas típicas de las plataformas de perforación generalmente tienen dos niveles y están formadas por marcos con base en traveses soldados de alma llena. Este arreglo ofrece mayor espacio para instalar equipo y tuberías. Las dimensiones de las plataformas de perforación de doce pozos varían entre 40 y 50 metros de longitud y entre 20 y 25 metros de ancho.

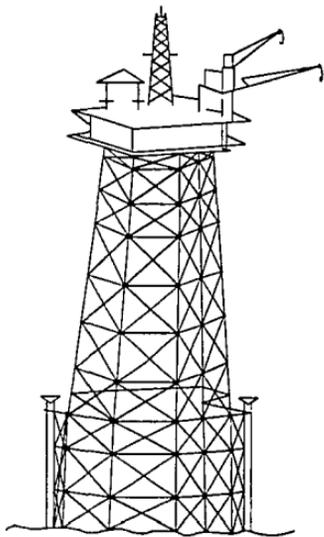
Cada plataforma tiene uno o dos embarcaderos, defensas contra choque de barcos o barcasas, protectores de tubería de vigas de deslizamiento a lo largo de dos soportes sobre los que se apoya la subestructura durante su fabricación.⁽⁴⁾ (b) (13)

2.3.1.2.2 Plataforma de Concreto por Gravedad.

Se caracterizan fundamentalmente por resistir las fuerzas que provocan el volteo y deslizamiento merced, y es muy superior a las de acero en profundidades similares. Los elementos principales de estas plataformas son:

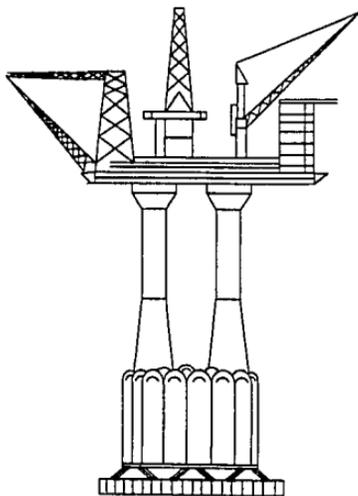
a) Pedestal de estructura celular.

Es la cimentación de la plataforma, la cual transmite los esfuerzos que le son aplicados hacia el suelo. Las celdas desempeñan el papel de flotador,



a)

PLATAFORMA TIPO JACKET



b)

PLATAFORMA DE CONCRETO

FES - CUAUTITLÁN	U N A M
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
PLATAFORMAS TIPO JACKET Y DE CONCRETO	
FIG. 2.8	

permitiendo ser transportadas verticalmente y además se utilizan para almacenamiento del hidrocarburo extraído o de varios servicios auxiliares.

b) Estructura vertical.

Proporciona el soporte de la cubierta, sobre el cual se colocarán los equipos.

Permite el acceso del personal, tubería o bien al equipo de perforación.

c) Cubierta de concreto.

Su objetivo es recibir el equipo de explotación, sondeo, producción, tratamiento, habitacional, etc.⁽⁹⁾

Podemos ver esto en la figura 2.8 (b).

Esta plataforma maneja de 50 a 60 pozos y se utiliza para perforación y producción. Actualmente se emplea para producción permanente, además de ser utilizada en perforación y transporte de gas-aceite. ⁽¹⁾ Para una plataforma de 12 pozos, las dimensiones de la base de cimentación es de aproximadamente 60 x 60 x 7 metros. La separación entre las traveses de la retícula es de 5 metros, más o menos. Las paredes exteriores de la base son cilíndricas, pues resisten mejor las presiones que prevalecen en el fondo marino. ⁽⁴⁾ ⁽⁸⁾

La cubierta de una plataforma de estas características, tiene aproximadamente 45 metros de longitud, 32 metros de ancho y 3 metros de altura y está constituida por una retícula de traveses preesforzadas, dispuestas octagonalmente para transmitir la carga a las columnas por medio de bloques cilíndricos.

En el extremo de cada columna se sujetan 60 cables, los cuales se anclan a los respectivos bloques deslizantes de la cubierta para el izaje de ésta.⁽⁹⁾ ⁽¹⁰⁾ ⁽¹³⁾

2.3.1.2.1.3 Tripode de Acero.

Es una evolución del concepto de plataformas convencionales, que busca optimizar la cantidad de acero que se emplea en las plataformas fijas. Ver figura 2.9 (a).

Es una torre de tres piernas: una columna central y dos inclinadas que convergen en un nodo bajo el agua. Tiene algunos elementos diagonales entre las tres columnas que sirven para disminuir el período fundamental de la estructura.

Este diseño presenta un buen comportamiento en el sitio y presenta un ahorro considerable en la cantidad de acero requerido para una plataforma fija.⁽²⁾

Sin embargo, presenta los siguientes problemas:

- 1.- Fatiga en el nodo, por los altos esfuerzos a que estaría sujeto y el gran número de ciclos a que se ve sometido, el nodo es muy susceptible al daño por fatiga.
- 2.- Los miembros de la estructura están formados por tubos de gran diámetro y de espesor muy grande, con los que no se tienen experiencia de construcción y son muy difíciles de soldar.
- 3.- El problema de conexión entre los pilotes y la estructura no ha sido resuelto totalmente.^{(4) (13)}

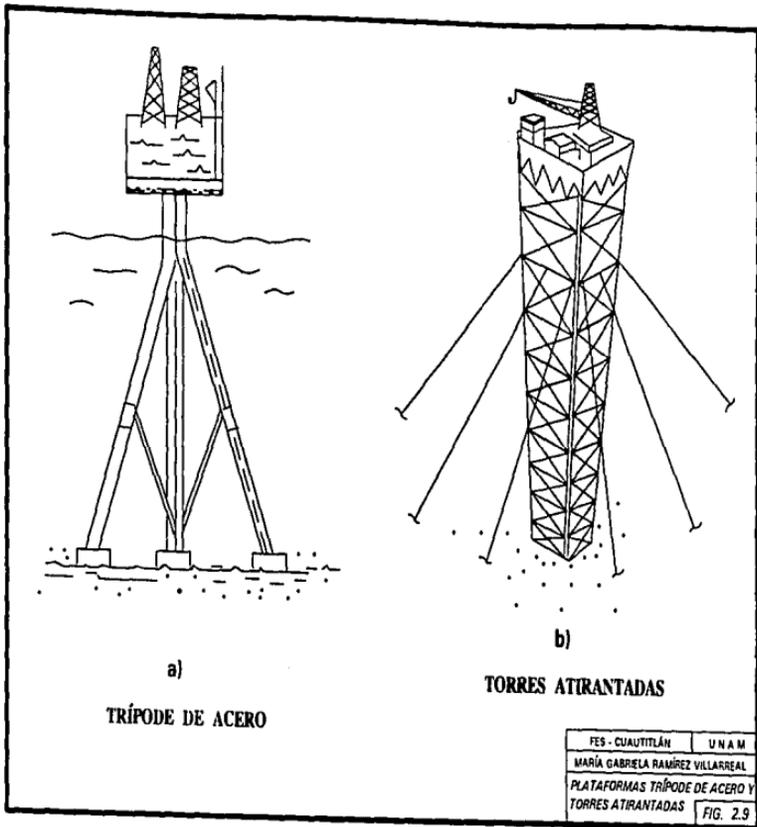
2.3.1.2.1.4 Torres Atirantadas.

Las torres atirantadas son una alternativa de los jackets convencionales que pueden resistir las fuerzas del oleaje con mucho menor peso estructural, son aplicables a profundidades de 300 metros en adelante.⁽¹⁾

Están formadas por una estructura de acero de piernas rectas (y no con pendientes como los jackets) y un sistema de cables o tirantes en la parte superior de la torre que se anclan en el fondo marino. ⁽¹⁾ Ver figura 2.9 (b).

Los cables incrementan el período fundamental de la estructura, lo que reduce la posibilidad de resonancia y su respuesta dinámica con el oleaje.

La subestructura soporta las cargas verticales, y las horizontales son resistidas por los tirantes y las fuerzas de inercia. Este sistema permite que la capacidad de carga útil de la cubierta sea semejante a la de una plataforma fija convencional, con la ventaja de tener mucho menor peso estructural.^{(1) (2) (13)}



2.3.1.2.2 Clasificación de acuerdo a su servicio

También se pueden clasificar de acuerdo al servicio que prestan, siendo las más importantes:

2.3.1.2.2.1 Plataforma de Perforación.

En la fase inicial de la explotación de un yacimiento, este tipo de unidades son las que participan en mayor número; con ellas se realiza la perforación de los pozos, ya sea exploratorios o de producción. (2)

Aloja el equipo mediante el cual se perfora el pozo y tiene también como función colocar la tubería que permitirá explotarlo y el cabezal donde se instalará más tarde la plataforma de producción. (4)

Este tipo de plataforma dispone de 12 conductores de 30 pulgadas de diámetro, hincados a 60 metros aproximadamente por debajo del lecho marino, así como de un equipo compuesto por varios paquetes de perforación. Existen plataformas tetrápodos con 4 conductores y octápodos con 8 conductores. (4)

La cubierta consta de dos niveles, uno de producción a 16 metros sobre el nivel del mar y otro de perforación a 22 metros sobre el nivel del mar. Esta cubierta es soportada por ocho columnas, y se construye con travesaños armados de placas, que unidas a la columna, forman marcos rígidos para disponer de mayor espacio, facilitando la instalación del equipo y el movimiento de tuberías, simplificando su fabricación y colocación. (4)
Aquí se localizan: el equipo de perforación, los tanques de lodo, la maquinaria y el paquete habitacional.

Cuando se encuentra debidamente instalada la subestructura, se procede a marcar sobre la cubierta las zonas donde van a estar localizados los seis paquetes de perforación, mismas que deberán colocarse en tres niveles: inferior, intermedio y superior, sobre la cubierta. Los paquetes se transportan por medio de un chalán, y para su colocación se utiliza un barco grúa. (4)

Una vez instalados los paquetes de perforación, un grupo de técnicos efectúa las interconexiones mecánicas, eléctricas, tuberías, instrumentación, pintura y armado de la torre de perforación.

El peso estimado de una plataforma de este tipo es de 3 000 toneladas, el cual incluye subestructura, pilotes y superestructura, sin el equipo de perforación. (2) (4) (13)

2.3.1.2.2 Plataforma de Producción.

El objetivo de una plataforma de producción es separar de la corriente del pozo el crudo, el gas y el agua (y algunos sólidos en suspensión); transportando el crudo y gas independientes a una estación en el mar o en la costa. El crudo pasa por los módulos adecuados, para recibir algún tratamiento si éstos lo requieren, para después distribuirse a los centros de consumo, plantas o complejos petroquímicos. El gas de recuperación de vapores se reincorpora a la corriente de alta presión, la cual se envía a la plataforma de compresión vecina. (2)

Se clasifican en dos tipos: producción "Permanente", las cuales tienen equipo de deshidratación primaria de crudo, y las de producción "Temporal" que son aquellas que no tienen deshidratación de crudo.

La plataforma de producción está compuesta por:

- * Una subestructura metálica de ocho columnas, fabricada en cuatro o cinco niveles, según la profundidad de instalación. Y doce columnas para producción permanente.
- * Una superestructura que consta de dos niveles, soportada por ocho columnas directamente acopladas a la subestructura. Las cubiertas se construyen con viguetas de acero tipo "T", apoyadas sobre marcos rígidos hechos de placas y unidos estructuralmente a las columnas.

Su peso estimado es de 3 600 toneladas, e incluye además de subestructura, pilotes y superestructura, el trípode, el quemador y los puentes.

La plataforma de producción tiene acceso por puentes de enlace, tanto con la plataforma de perforación vecina como la plataforma de enlace. (3) (4) (13)

2.3.1.2.2.3 Plataforma de Enlace.

Para manejar la producción de un complejo de plataformas, es necesario instalar alguna Plataforma de enlace, en la que se construyen los cabezales de recepción y envío de aceite crudo y gas. (4)

A dicha plataforma llegan las líneas que recolectan la mezcla de crudo y gas de las plataformas de perforación y distribuyen esta mezcla a las plataformas de producción para su procesamiento. La Plataforma de enlace también une las líneas que recolectan el crudo con los oleoductos que lo transportan a tierra. A bordo de estas plataformas, se cuenta con instalaciones para lanzar y recibir esferas o tapones conocidos como "diablos", para limpiar el interior de las líneas. (4) (13)

2.3.1.2.2.4 Plataforma Habitacional.

Está diseñada para otorgar la asistencia habitacional que requieren los trabajadores de los diferentes complejos de producción de crudo y gas.

Esta plataforma puede albergar de 45 a 127 personas, pueden constar de cuatro u ocho columnas dependiendo del número de personas, (tetrapódo para menos de 100 personas y octápodo para más de 150 personas). Esta plataforma cuenta con helipuerto, sistemas de radiocomunicaciones, sistema contra incendio, potabilización de agua, planta de tratamiento de aguas negras, cocina, comedores, salas de recreación, biblioteca, plantas generadoras de energía eléctrica, clínica, gimnasio, etc. (4) (13)

2.3.1.2.2.5 Plataforma de Rebombeo.

La función específica de este tipo de plataformas, colocadas en el punto medio entre las de enlace y tierra, es aumentar la presión y capacidad de transporte del crudo.

Se dispone en ellas: de ocho turbinas de gas para accionar las bombas y tres generadores con una capacidad de 550 KWA cada uno, suficientes para satisfacer sus necesidades de energía eléctrica. (4) (13)

2.3.1.2.2.6 Plataforma de Almacenamiento de Diesel.

Se encuentra anexa a la estación de rebombeo y es la encargada de suministrar el combustible diesel para el consumo de las turbobombas. Cuenta con cinco tanques de almacenamiento de diesel con una capacidad de aproximadamente 499 870 lb cada uno. (4) (13)

2.3.1.2.2.7 Plataforma de Compresión de Gas.

Normalmente se requiere instalar una plataforma de compresión de gas para transportar el gas a las instalaciones de procesamiento, con el fin de aumentar la eficiencia en la transportación. Se logra esto suministrando al gas la presión necesaria para su transporte. También si por las características del gas se requiere deshidratarlo y endulzarlo, en esta plataforma se instalarán módulos de deshidratación y endulzamiento. (2)

Para comprimir el gas amargo se cuenta en cada plataforma con 4 módulos de compresión, siendo la capacidad total de compresión de aproximadamente 360 millones de pies cúbicos por plataforma. (4)

Los módulos de compresión permiten el transporte de gas natural para su consumo en tierra, de esta forma se aprovecha el 98% de gas natural y se evita quemarlo a la atmósfera. (4)

Los condensados obtenidos en los separadores de los módulos de compresión retornan a la plataforma de separación de crudo y gas. En el primero y segundo separadores se obtiene agua amarga aceitosa, la cual se envía a tratamiento para eliminar el aceite y los gases ácidos que contiene, antes de desaguarlo al mar. (4)

El gas obtenido se divide en dos corrientes; una de ellas se remite a endulzamiento para eliminar el contenido de gases ácidos y utilizarse posteriormente como combustible en la misma plataforma de compresión; la otra parte es dirigida al gasoducto de la plataforma de enlace para su envío final a tierra. (4) (13)

2.3.1.2.2.8 Plataforma de Inyección de Agua o Gas.

En la larga vida de producción de un pozo, la extracción del hidrocarburo es cada vez más difícil.

Una manera de recuperación de hidrocarburos es por medio de la inyección de agua o gas al pozo productor. (2) (11)

Estos métodos se utilizan una vez que se agotó o es poca la energía natural del yacimiento, estos métodos entran dentro de la recuperación secundaria ya que al inyectar estos fluidos se incrementa la presión interna del yacimiento y así la recuperación de crudo.

En el caso de la inyección de agua, ésta deberá cubrir ciertas características: debe ser agua limpia, libre de bacterias, con un pH neutro ($\text{pH}=7$), baja en contenido de sales, de calcio, y sin Oxígeno. El equipo necesario para cubrir con estos requisitos es: bombas de captación, filtros cama, desareador, y bombas de inyección, así como la inyección de agentes químicos como: inhibidor de corrosión, antiespumante, barredor de Oxígeno, inhibidor de incrustaciones, aglomeradores, etc. con la finalidad de acondicionar el agua que se va a inyectar a los pozos. Por cada barril de crudo eliminado, deberá de inyectarse una cantidad proporcional de agua para mantener la presión.

Para la inyección de gas (también conocido como gas de bombeo neumático), se requiere acondicionar para que sea un gas seco, dulce, y de alta presión. Para esto se utiliza un separador de condensados, una deshidratadora, una endulzadora y un compresor de gas.

2.3.1.2.2.9 Plataforma Múltiple.

En esta plataforma se localizan varios módulos que prestan servicios diferentes, por ejemplo: Producción- Compresión- Habitacional. (2)

2.3.2 SUBMARINOS

La principal característica de estos Sistemas es que mantiene sus servicios bajo el nivel del mar, ya sea asentados en el lecho marino o a lo largo del tirante de agua. Dentro de los principales sistemas encontramos las instalaciones sumergidas y las instalaciones en superficie.

2.3.2.1 Instalaciones Sumergidas

En cuanto a estas instalaciones la principal es la Plantilla Submarina, que se encuentra asentada en el lecho marino con varios compartimentos para tener las funciones de: Almacenamiento, Producción, Compresión de gas, entre otros. Con respecto a su uso existen dos opciones:

1.- Que la Plantilla Submarina sea de recolección y almacenamiento, del crudo extraído de los pozos satélites a su alrededor (Con un área de 5 Km de radio del centro), y por medio de un Riser se envía éste crudo a la superficie para su procesamiento. En esta primera opción la ayuda de las bombas multifásicas es necesaria, ya que se maneja un producto de varias fases y se necesita de estaciones de rebombeo para su envío porque algunas veces, las terminales de carga más cercanas se encuentran a varios kilómetros de distancia.

2.- En la segunda opción la Plantilla no solo recolecta y almacena el crudo, sino también existe en ella la producción, compresión de gas, etc.; ya procesados los hidrocarburos se envían a la superficie para su almacenamiento y distribución. Entre la nueva tecnología (aún en prueba), se encuentran los separadores submarinos, que dentro del desarrollo submarino se considera un gran cambio técnico y económico, ya que por la necesidad que se tiene de procesar submarinamente el crudo y enviarlo para su distribución, el uso de los separadores submarinos es una alternativa viable. (5) (6) (7) (23) (25)

2.3.2.2 Instalaciones en Superficie

Estas instalaciones superficiales para Aguas Profundas son exactamente los mismos Sistemas Flotantes y Fijos, que se utilizan para Aguas Someras, con los mismos servicios y funciones. (21)

2.4 COMPONENTES DE UN SISTEMA DE EXPLOTACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS

La mayoría de estos componentes se encuentran funcionando submarinamente. A continuación se describirán de forma general cada uno de ellos.

2.4.1 RISER

El conductor ascendente (Riser), interconecta la unidad de terminación submarina con la unidad de producción y/o carga. Provee la tubería para el transporte de hidrocarburos o inyección de fluidos entre estas dos Unidades. El riser puede también dar el soporte a las líneas auxiliares y umbilicales de control. Este tipo de conductor puede ser flexible, rígido o una combinación de ellos. En México casi todos los risers son rígidos ya que las profundidades no son muy grandes, pero en un sistema de mayor profundidad, es conveniente que sea flexible para que no haya fallas, ni fracturas en el conductor, por las condiciones marinas (corrientes submarinas, vientos, oleaje, etc.) que algunas veces son muy drásticas. (1) (9) Ver figura 2.10.

El diseño para la superficie del riser depende del tipo de arreglo de los conductos de producción usados y del sistema empleado para la producción.

2.4.2 ÁRBOL

Es el conjunto de válvulas que permiten el control de flujo de aceite y del gas después que un pozo ha sido perforado y completado. Existen varios tipos, el más común es el árbol mojado cuyas componentes están expuestas al ambiente marino. Los árboles mojados pueden ser instalados y operados con o sin ayuda de buzos. Este tipo de árboles se usan en los sistemas de México. Ver figura 2.10.

Los árboles secos tienen sus componentes encerrados a una presión atmosférica, lo cual permite que el mantenimiento pueda llevarse a cabo por un hombre trabajando en ambiente a presión atmosférica. Por lo que se necesita un vehículo sumergible de entrada para transferir el personal desde la superficie a la cámara del cabezal del pozo.

Este tipo de árboles se utilizan más en Aguas Profundas, ya que a profundidades muy grandes, se vuelve imposible el acceso de los buzos a los componentes, y para realizar la inspección y mantenimiento, es necesario tener las condiciones adecuadas, logrando estas por medio de la cápsula a una atmósfera. (1) (5) (7)

Las funciones del árbol se controlan generalmente desde la superficie durante la instalación y rehabilitación, también puede controlarse remotamente desde una estación en tierra o montada en la plataforma durante la producción y el mantenimiento de los tubos. (1)

La terminación de los pozos y el árbol de navidad se encuentran en el fondo del mar.

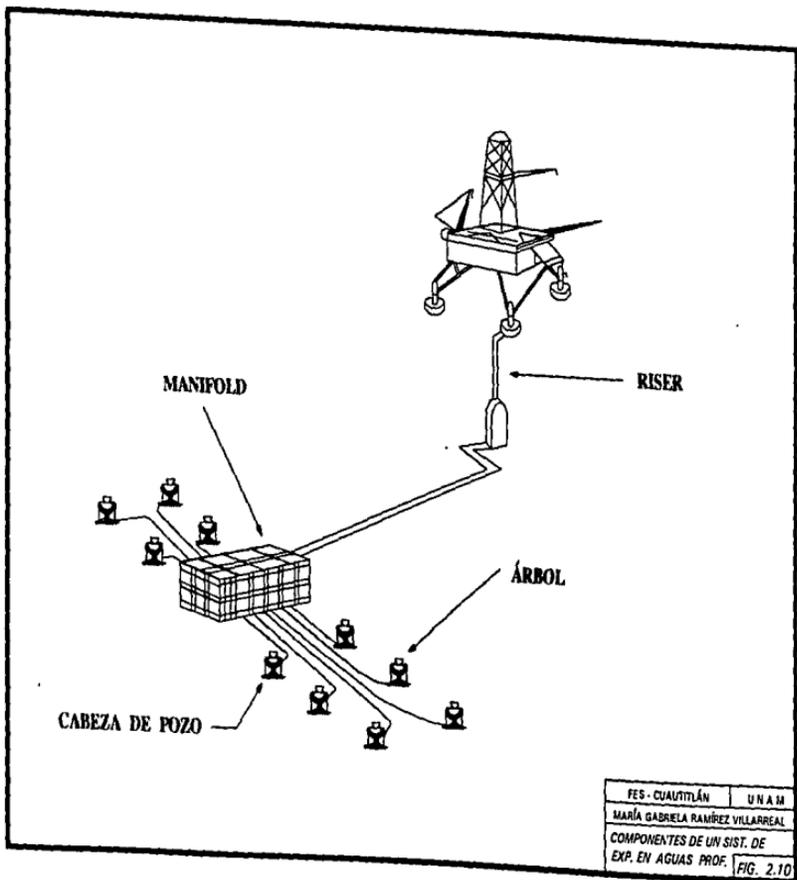
2.4.3 MANIFOLD

Es un Sistema de tuberías y equipo asociado que se utiliza para reunir los fluidos producidos o para distribuir los fluidos inyectados. Un Sistema de Manifold puede también servir para la prueba de pozo y servicio de pozo.

El equipo asociado puede incluir válvulas, conectores para tuberías e interfase del árbol y obturadores para control de flujo. El Sistema de Manifold puede también incluir equipos de Sistema de control como el Sistema de distribución para funciones hidráulicas y eléctricas, así como proveer conexiones de interfase para módulos de control. Todo o parte del manifold puede estar integrado a la Plantilla o puede ser instalado separadamente en una fecha posterior si se desea. Ver figura 2.10.

La tubería del manifold está conectada a cualquiera de los diez compartimentos del pozo:

- 1) Cualquiera de las tres líneas del cabezal, dos de producción y una de inyección de agua.
- 2) Dos de servicio de cabezal. La tubería provee: servicio a través de la línea de flujo de todos los pozos, espacio para mantenimiento para el ROMV (vehículo de mantenimiento operado a control remoto), circulando a la capacidad máxima del pozo; dos cabezales de crudo hacia la sección de producción en el próximo campo y para proveer de diferentes

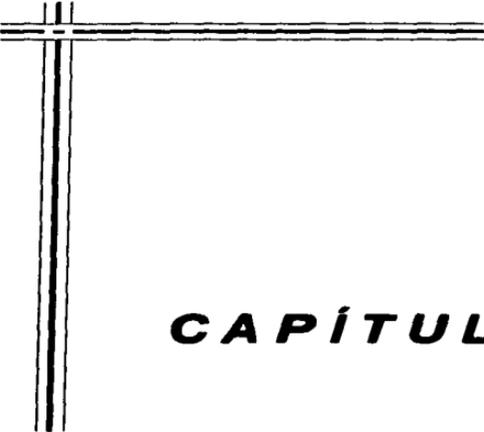


capacidades de pozo con una mezcla del pozo primario/secundario; distribución para la inyección de agua; y máxima circulación de la tubería. (6) (10) (11)

La estructura de soporte de manifold incorpora un factor importante en la cubierta, el cual sirve para proteger más el manifold de la caída de objetos. Cada cubierta está diseñada para resistir un impacto vertical capturándola a cierta distancia anticipada al pozo. La cubierta en el compartimento del pozo también colecta la pérdida de hidrocarburos; y con señales en monitores adentro de la cubierta se visualiza la pérdida de crudo. (7) (10)

2.4.4 CABEZA DE POZO

El Sistema de Cabeza de pozo es un conjunto de válvulas y tuberías que igual que el árbol controlan el flujo de crudo y gas, y la presión de los mismos. La cabeza de pozo está relacionada con el árbol que se vaya a utilizar. En la cabeza de pozo se encuentra la válvula de cierre de pozo. Este Sistema de cabeza de pozo está relacionado también con el de Perforación y Sistema de lodo y cementado. Ver figura 2.10. Estos equipos se verán más detalladamente en el Capítulo V.

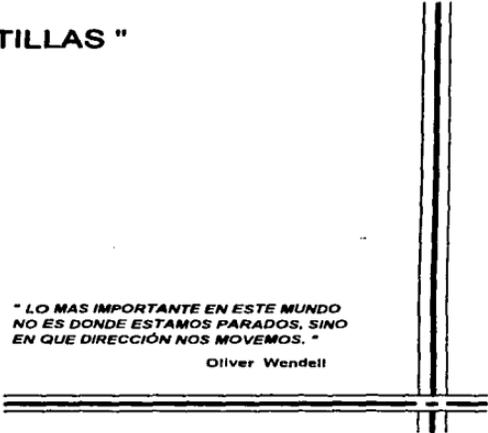


CAPÍTULO III

" PLANTILLAS "

***" LO MAS IMPORTANTE EN ESTE MUNDO
NO ES DONDE ESTAMOS PARADOS, SINO
EN QUE DIRECCIÓN NOS MOVEMOS. "***

Oliver Wendell



3.1 FUNCIÓN DE LAS PLANTILLAS SUBMARINAS.

La Plantilla es una estructura simple de acero constituida por cilindros de acero tubular y láminas. Se fija con pilotes al lecho marino y tiene como función proveer una guía para perforación y/o servir de soporte para otros equipos, estableciendo una cimentación por medio de pilotes o de una base por gravedad. Una Plantilla generalmente se usa para varios grupos de pozos submarinos en un solo lugar del lecho marino y su uso elimina la posible desalineación entre los pozos de perforación de la Plantilla submarina y la estructura de la Plataforma o equipo Flotante. También simplifica las conexiones relacionadas con las terminaciones de pozos.

3.2 TIPOS Y CARACTERÍSTICAS DE PLANTILLAS SUBMARINAS.

Se prefiere que el grupo de pozos submarinos esté arreglado de acuerdo a un diseño geométrico, para cumplir los requerimientos de compatibilidad del Sistema, facilidad de interconexión, mantenimiento y geometría total. Los dos métodos de espaciamiento de pozos o diseño de la Plantilla por su arreglo son: unitizada o modular; y de acuerdo a su servicio pueden ser: Pozos a distancia/Plantilla Tieback, Plantilla multipozo/Manifold, Plantilla/Manifold, Plantilla Soporte del Riser. A continuación se explicarán más detalladamente cada uno de estos tipos de Plantillas de acuerdo a su arreglo y la clasificación por el servicio que prestan.

3.2.1 POR SU ARREGLO.

Para seleccionar el tipo de Plantilla a utilizar, deben considerarse varios factores entre ellos la magnitud del Campo y si se planea una futura expansión del desarrollo, esto influye considerablemente en las características que deberá tener la Plantilla.

3.2.1.1 Plantilla Unitizada.

Esta Plantilla es una estructura única de acero soldada, la cual comprenderá la mayor parte de ranuras de pozo (hasta la fecha 24 como máximo), cada una con conductor de pozo submarino. La estructura también puede incluir postes guía para posicionar: el preventor de reventones (BOP), la terminación del árbol, interconexión de tubería de trabajo, mezclador de cabezales y líneas de control; puede constar también de una estructura adicional para proteger al equipo de la caída de objetos o daños por equipo de pesca, etc.

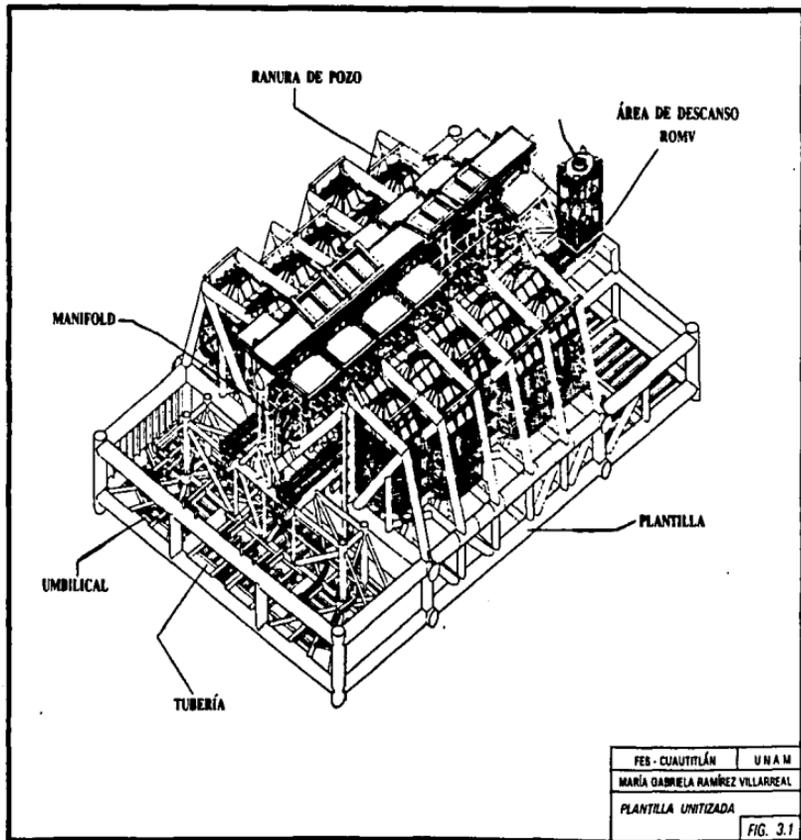
Los tamaños de la Plantilla Unitizada tienen un rango de 15 m x 15 m y hasta alrededor de 60 m x 45 m, con un peso superior a 2 200 toneladas, dependiendo del servicio (perforación y/o producción) y número de pozos. (14) (19) (24)

La figura 3.1 muestra un diseño de este tipo.

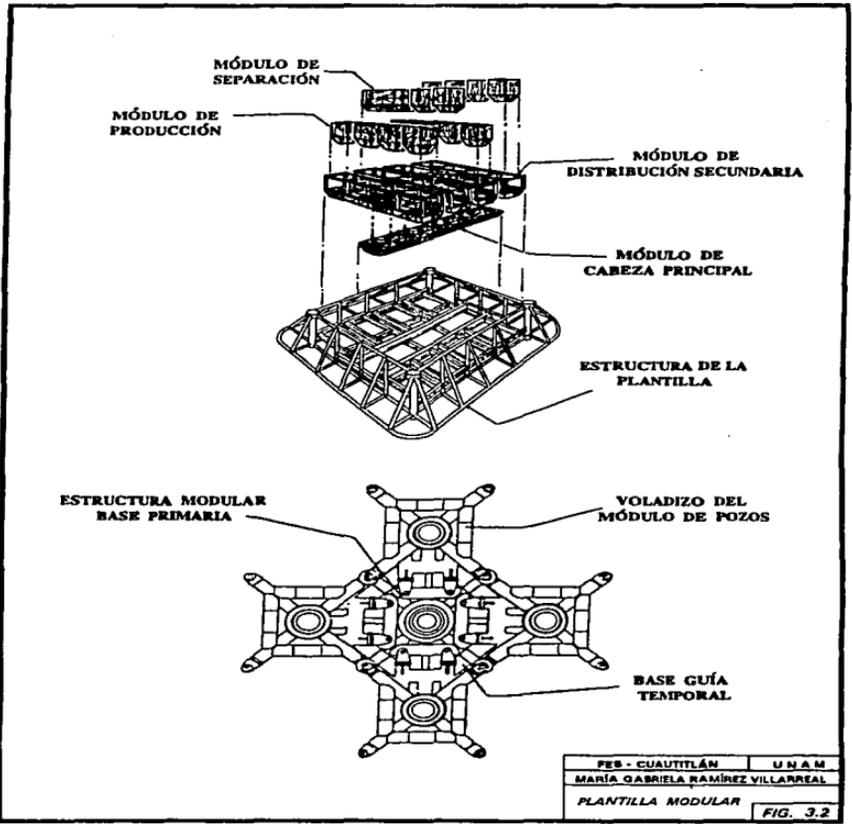
3.2.1.2 Plantilla Modular.

Un objetivo de la Plantilla Modular es proveer un sistema que pueda ser instalado a través de una piletta de descarga abierta con un equipo de perforación flotante. Un módulo de base primaria es descendido y piloteado hacia el lecho marino, siendo instalados también 1 ó 2 conductores de pozo de 30 in. Previo a esto se pueden perforar algunos pozos adicionales, deben añadirse ranuras extras, y algunos módulos especiales pueden ser descendidos en la terminal de la tubería de perforación y sujetarse al módulo base. La Plantilla Modular es recomendada para sistemas de perforación con líneas guía y para aplicarlo en programas de perforación donde se requiere flexibilidad. El Sistema de Plantilla Modular emplea una estructura más pequeña que la Plantilla Unitizada (aproximadamente 7m x 7m) y consiste de varios módulos interconectados. Ver figura 3.2.

Las Plantillas Modulares son generalmente seleccionadas para usarse cuando el número de pozos perforados no está establecido o cuando se empieza la perforación. El uso de Plantillas Modulares requiere un menor capital de inversión para determinar las características del yacimiento, mientras se demuestra la capacidad del Campo para



FEB - CUAUTLÁN	U N A M
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
PLANTILLA UNITIZADA	
FIG. 3.1	



PES - CUAUTILÁN	UNAM
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
PLANTILLA MODULAR	FIG. 3.2

expandir el Sistema como se desee. El Sistema de Plantilla Modular da al operador la opción de seleccionar cualquier programa de desarrollo Tieback o producción submarina.

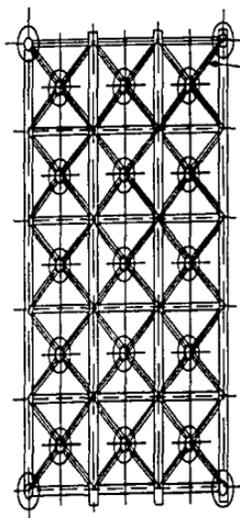
Una estructura base primaria modular también puede tomar el lugar de una base guía permanente estándar y permite al operador indicar las ranuras de pozo adicionales. Posibilita también la producción desde cualquier Tieback o Sistema de producción submarino. Esto es posible debido a que la estructura base primaria modular es diseñada con suficiente flexibilidad para aceptar una estructura de tubería recuperable para producción submarina, u otras estructuras periféricas requeridas para un sistema submarino.

En adición a los módulos de pozos y los módulos de pilotes voladizos usados en un sistema Tieback, la estructura base de una Plantilla puede acomodar módulos para producción submarina. Para un Sistema multipozo se usa una combinación de pozos y módulos completos. Es necesario nivelar la estructura base modular primaria desde la forma cónica del anillo de aterrizaje de la base guía temporal y la base de la estructura base primaria. La nivelación de la estructura base modular primaria tiene una función de perforación. Una perforación vertical y una cementación apropiada del conductor de 30 in son esenciales para el uso exitoso del Sistema de Plantilla Modular. (14) (19)

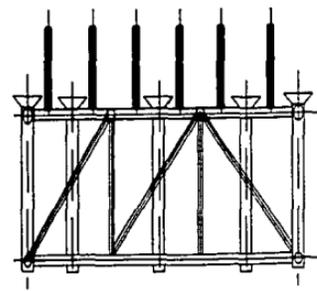
3.2.2 POR SU SERVICIO.

Otro factor importante para la selección de la Plantilla es determinar el servicio para el cual se va a instalar esta Plantilla y de acuerdo a esto tendrá características específicas para su uso.

3.2.2.1 Pozos a distancia/Plantilla Tieback.- Una Plantilla multipozo es utilizada como una guía de perforación para pre-perforar pozos, previo a la instalación de una unidad de proceso en superficie (Ver fig. 3.3). Es un arreglo abierto que permite a los pozos que se encuentran a cierta distancia llegar a la Unidad de Producción, permitiendo también adicionar módulos. Los pozos son generalmente Tieback para la unidad de proceso en superficie durante la terminación, aunque también pueden ser terminados submarinamente con el apoyo de un riser individual hacia la superficie. (14)



POSTE GUÍA RECEPTOR
DEL ÁRBOL XMAS
(SI SE REQUIERE)



ELEVACIÓN

FES - CUAUTILÁN	U N A M
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
POZOS A DISTANCIA/PLANTILLA	
TIEBACK	FIG. 3.3

3.2.2.2 Plantilla Multipozo/Manifold- Es una Plantilla con varios pozos perforados a través de la misma Plantilla y soporta un sistema de manifold. Este tipo de Plantilla es ilustrado en la figura 3.4.

3.2.2.3 Plantilla/Manifold- Es una Plantilla que sirve de soporte a un manifold, y por medio de este manifold se extrae la producción o se inyectan fluidos. Esta Plantilla debe ser similar a la fig.3.4 con el pozo y omitiendo las guías de perforación. (14)

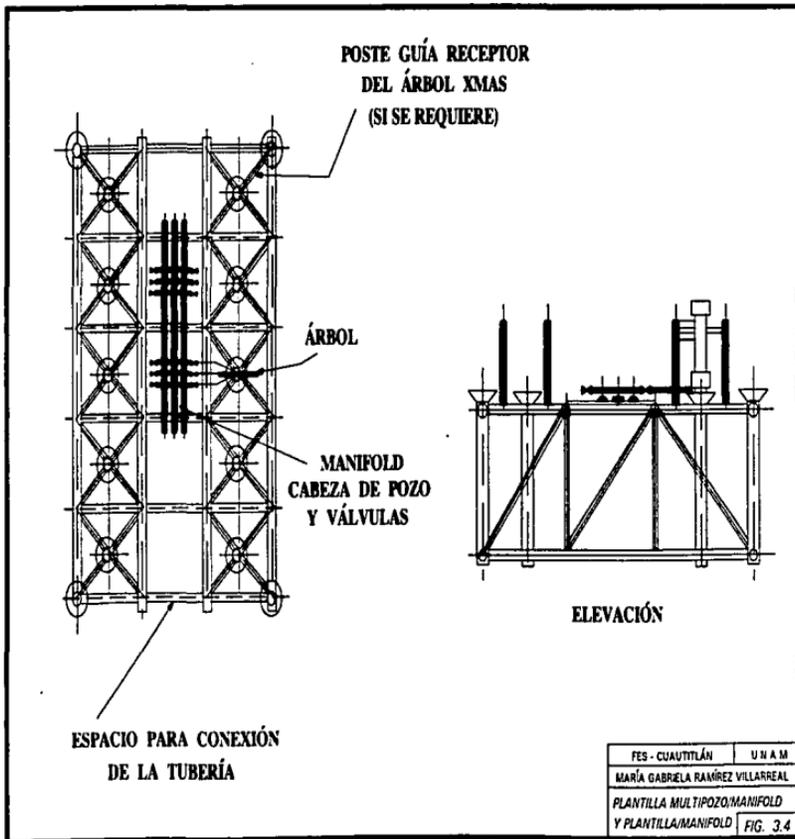
3.2.2.4 Plantilla Soporte del Riser- Es una Plantilla que soporta un riser de producción marino o carga terminal durante la vida de servicio del Campo. Ver figura 3.5. El uso de una estructura guía puede dar la dirección prevista del área para la instalación de la base del Riser y reducir así cargas en componentes de la Plantilla. Este tipo de Plantilla puede también incluir una conexión de tubería, una combinación de Plantilla con pozos, manifold y soporte del riser de producción. (14) (15)

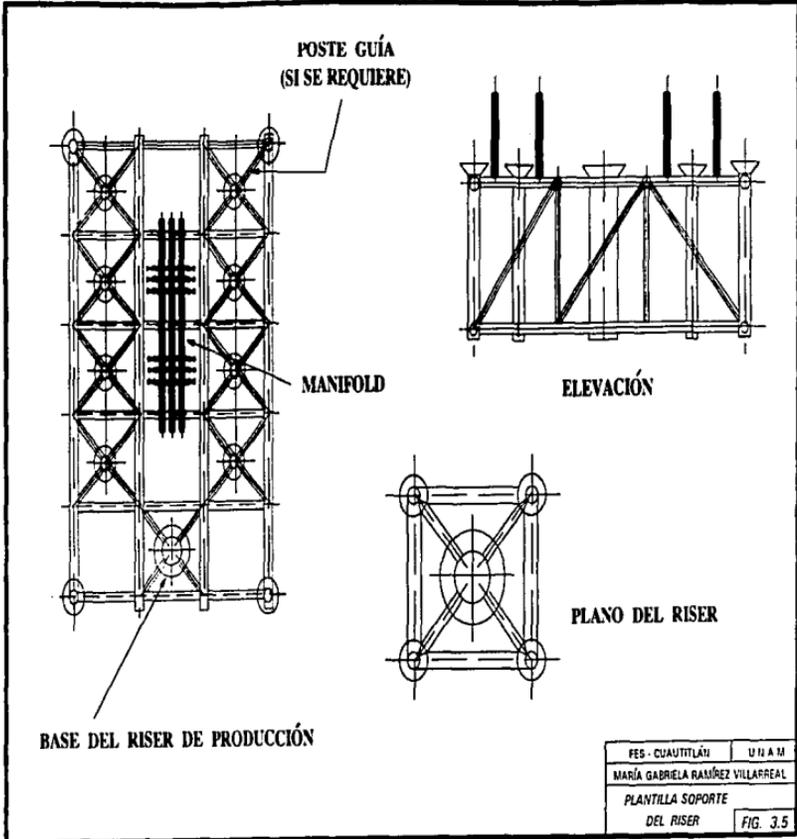
3.3 POSIBLES CONFIGURACIONES.

Generalmente para la Plantilla se selecciona un espaciamiento entre los pozos, que permita al Sistema de cabeza de pozo manejar 10 000 psi para poder usarse sin interferir con el pozo adyacente. Los pozos de la Plantilla pueden ser arreglados linealmente, en multihileras lineales o en configuración circular.

El objetivo es encontrar la configuración que minimice las dimensiones de la Plantilla y su peso, mientras proporciona suficiente espacio para manifolds, separadores, módulos de control submarino, base del riser, y para la instalación de otros componentes modulares.

Existen varias configuraciones para una Plantilla de 10/11 ranuras con tres pilotes solamente. A continuación se explicarán estas configuraciones.





PES - CUAUTTLÁN	U N A M
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
PLANTILLA SOPORTE DEL RISER	
	FIG. 3.5

3.3.1 CONFIGURACIÓN CUADRADA.

Es una Plantilla de forma cuadrada, arreglada en dos hileras de pozos, con manifolds, separador y espacio entre la base del riser y cada lado del área entre pozos.

Esta Plantilla es una estructura compacta con un acceso suficiente para supervisar desde un sistema semisumergible (Plataforma de Perforación - Producción Flotante). Como se aprecia en la figura 3.6 (a). (14)

3.3.2 CONFIGURACIÓN CIRCULAR.

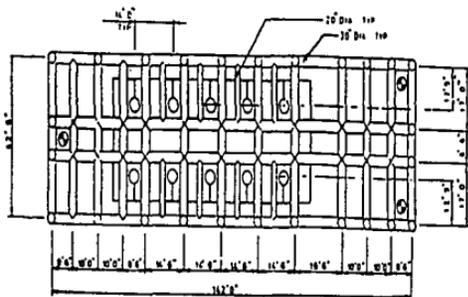
Formado por un arreglo circular/radial donde los manifolds están situados en el centro y con un espacio adecuado entre la tubería. Tres pilotes son suficientes para que la estructura esté balanceada. Es interesante notar que una configuración similar pueda ser usada para la base de una Columna Articulada, con el reforzamiento necesario para sostener la articulación universal y pilotes adicionales. (14) Ver figura 3.6 (b).

3.3.3 CONFIGURACIÓN RECTANGULAR EXTENDIDA.

Tiene forma de rectángulo extendido, arreglado en dos hileras de pozos. Esta es una estructura más simple que los esquemas de la Configuración cuadrada o la Circular, pero tiene limitantes de acceso para la perforación desde un semisumergible, donde se requiere darle compensación por estabilidad en el momento de la perforación. Esta configuración se puede apreciar en la figura 3.7 (c). (14)

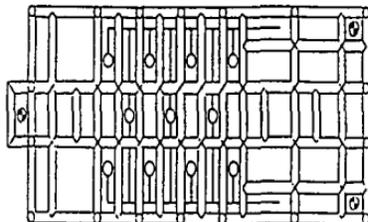
3.3.4 CONFIGURACIÓN RECTANGULAR COMPACTA.

Consiste de un arreglo rectangular más compacto en tres hileras de pozos, la Plantilla es de una estructura más pesada que la Configuración Rectangular Extendida, pero esto ofrece un acceso apropiado desde un semisumergible. Tiene suficiente espacio para la tubería, manifolds, separadores y módulos de control. Esta Plantilla también ofrece un gran espacio para conexiones de tubería hacia las líneas de flujo y tubería de exportación, etc. Ver figura 3.7 (d). (14)



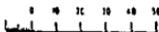
(c)

CONFIGURACIÓN RECTANGULAR EXTENDIDA



(d)

CONFIGURACIÓN RECTANGULAR COMPACTA



ESCALA EN PIES

FES - CUAUTILÁN	U.H.A.M.
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
CONFIGURACIÓN RECTANGULAR EXTENDIDA Y COMPACTA	
FIG. 3.7	

3.4 FACTORES DE SELECCIÓN.

Los principales factores para seleccionar una Plantilla son los siguientes:

- Número de pozos y distancia entre ellos.
- Mezcla de varios pozos.
- Magnitud del Campo.
- Profundidad (para saber si el trabajo se realizará con asistencia de buzos o sin ellos.)
- Tipo de mantenimiento

3.5 CONSIDERACIONES DE DISEÑO DE LA PLANTILLA.

Principalmente se consideran los requerimientos del cliente, y para dar una respuesta apropiada, en los siguientes puntos se citarán algunos aspectos a considerarse para un diseño con espaciamiento regular.

3.5.1 FACTORES QUE INFLUYEN EN EL ARREGLO.

Se comentarán enseguida los factores más importantes a considerar para cubrir las necesidades del cliente y que se encuentran plasmadas en las bases de usuario como son: la producción general del yacimiento, condiciones de explotación (presión, temperatura, flujo, etc.), Requerimientos de diseño como son: las normatividades a cubrir, condiciones climatológicas, factores de servicios y localización, requerimientos específicos de servicios auxiliares y de mantenimiento, entre otros.

3.5.1.1 Soporte para el conductor de 30 in.

La estructura de la Plantilla da espacio y soporta el conductor de 30 in con recubrimiento, así como también soporta el montaje para la perforación y los árboles. Este soporte puede tener un espacio adecuado para el preventor de reventones (BOP), siendo localizado sobre un pozo para sobretrabajo con árboles situados en espacios

adyacentes. Un espaciamiento entre centro de pozos de 14 ft se establece como la dimensión óptima. (19)

3.5.1.2 Espacio para sobretabajo de perforación.

Es necesario proporcionar un espacio adecuado para la perforación y el sobretabajo por si resulta una Plantilla más grande que el tamaño mínimo estimado. Si se compara el costo de la estructura que se tuviera que adicionar a la Plantilla ya instalada, sería más costoso por haber economizado en el tiempo de construcción de la perforación y aumentaría el tiempo extra requerido para técnicas de perforación especial.

3.5.1.3 Manifolds y tuberías.

La Plantilla puede acomodar manifolds y tubería. Esta tubería no será vulnerable a daños durante el transporte para su posicionamiento, instalación y operación. Los daños por la caída de objetos durante la operación pueden ser minimizados al colocar encima de la estructura de la Plantilla una protección. La tubería se diseñará con un mínimo de válvulas y bridas para limitar los puntos de fuga. (10) (19) (33)

3.5.1.4 Facilidad de fabricación.

La estructura de la Plantilla debe ser fácil de fabricar e instalar. Las vigas de sección I son más fáciles y más baratas de montar que los tubos, excepto en las Plantillas sin boyas que limitan las opciones de instalación.

3.5.1.5 Protección y Carga.

La Plantilla debe dar protección a los árboles, manifolds, separadores, tubería, válvulas etc., contra un posible daño por la caída de objetos, arrastre de anclas, barcos pesqueros, etc. La estructura deberá ser suficientemente fuerte para resistir las cargas

causadas por lo siguiente y ser capaz de transferir estas cargas de diseño hacia el lecho marino.

- Arrastre de anclas y barcos pesqueros.
- Elevación en aire (peso en seco).
- Cargas operacionales de los risers y perforación, montaje incluyendo el riser de sobretrabajo.
- Carga del ancla arrastrando una línea de flujo satélite.
- Cargas de la tubería.
- Expansión del conductor.
- Cargas de conexión del Manifold.
- Cargas de mantenimiento.
- Cargas sísmicas.
- Cargas Térmicas.
- Cargas de transporte. ^{(10) (14) (19) (33) (34)}

En la figura 3.8 se muestran algunas cargas a la que se ve sujeta la Plantilla.

3.5.1.6 Protección de corrosión.

La protección contra la corrosión de la Plantilla es una importante consideración de diseño. Consideraciones especiales adicionales para la Plantilla incluyen posicionamiento de ánodos de sacrificio y la capacidad posible de reemplazo.

3.5.1.7 Estructura en dos filas.

La estructura de la Plantilla puede ser sencilla o en dos hileras. El tipo de dos hileras se prefiere por las siguientes razones:

- Provee gran rigidez bajo todas las condiciones de carga.
- Facilita tener conexiones más fuertes entre la Plantilla y los pilotes de soporte y el espacio entre pozos.
- Da una mejor protección a la tubería de la Plantilla.

CARGAS DE PERFORACIÓN

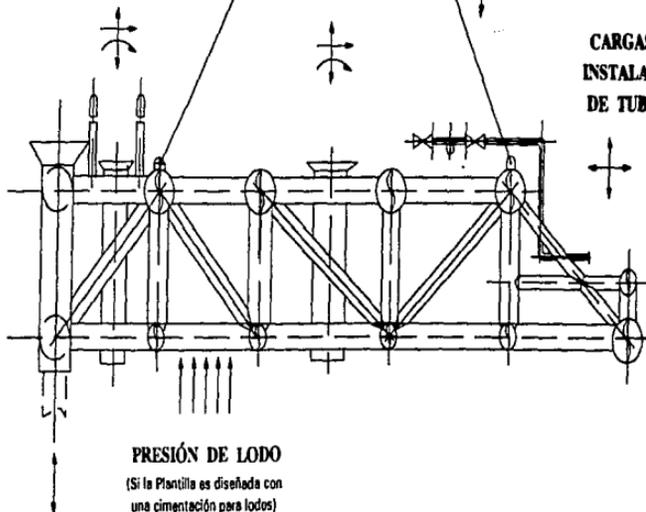
CARGAS DE INSTALACIÓN

(Cargas de elevación y lanzamiento si es aplicable)

CARGAS DE TUBERÍA

(Gravitacional, presión y térmica)

CARGAS DE INSTALACIÓN DE TUBERÍA



CARGAS DEL PILOTE

FES - CUAUTTLÁN	U N A M
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
CARGAS SOBRE LA PLANTILLA	
	FIG. 3.8

Sobre la estructura de dos hileras se recomienda una barrera tubular protectora, alrededor del perímetro de la estructura de la Plantilla con una altura de 4.8 a 6 metros. Adicionalmente se provee una protección, en relación al boyeo del carril superior para que dé estabilidad a la Plantilla en el descenso al ser sumergida y en la instalación.

3.5.1.8 Abandono.

Si se planea recuperar la Plantilla, el sistema de transporte (debalasto, acceso, etc.) debe considerarse como parte del diseño original. En algunas ocasiones el empleo de abandono puede ser una alternativa conveniente. En la mayoría de los casos la Plantilla Unitizada se abandona, ya que es difícil de recuperar por sus dimensiones y peso, en cambio la Plantilla Modular se desensambla y se reutiliza en otro Campo.

3.5.2 TIPO DE ESTRUCTURA METÁLICA PARA CONSTRUCCIÓN.

En seguida se comparan dos Sistemas tubulares para el diseño de la estructura de la Plantilla, tomando en cuenta sus características y señalando las ventajas y desventajas de cada uno.

La estructura puede ser diseñada con Vigas de Sección I o Miembros Tubulares.

3.5.2.1 Ventajas del diseño tubular sobre las Vigas de Sección I.

Las Secciones tubulares son generalmente preferidas por que ellas dan el boyeo, el cual incrementa el número de opciones de instalación.

Si se establece como requisito el boyeo antes del diseño y fabricación, la instalación será levantada desde un sistema semisumergible fuerte. Se puede economizar el costo haciendo la sustitución de Secciones I por miembros tubulares.

3.5.2.2 Instalación y boyeo.

Cuando se seleccione el diseño con Secciones I, la parte superior de la barrera se mantendrá como un miembro tubular por estabilidad durante la instalación.

Adicionalmente, los tanques de boyeo pueden considerarse para soportar la Viga de Sección I de la Plantilla que no tiene boyeo. Sin embargo, la experiencia demuestra que el peso y el costo de estos tanques pueden compensar el peso y economizar el costo al utilizar la Sección I. (14)

3.5.2.3 Comparación de peso y costos.

El análisis estructural de la Plantilla indica que los esfuerzos son dominados por los efectos de flexión antes que por cargas axiales. Los momentos de flexión son principalmente normales a la viga, por lo que las Secciones I son más eficientes a la flexión que las secciones tubulares. El uso de Secciones I son consideradas como el esquema de estructura más ligera.

Estimaciones comparativas de peso para diseño tubular y Sección I también muestran que el segundo es casi 13 a 15 % más ligero. Es también importante notar que el costo de fabricación para Secciones I puede ser menos caro por un porcentaje similar.

Recientemente se está tendiendo a incorporar algún Sistema de protección externa por pesca/ancaje en toda la Plantilla. El perfil tubular ofrece una dificultad en la forma y es adaptado frecuentemente para el armazón exterior de la Plantilla con limitadas Secciones I para el área interna. (14)

3.5.3 FACTORES PARA EL DISEÑO DEL PAQUETE DE PLANTILLAS MULTITIPOZO.

En el caso de tener operando varios pozos se puede instalar un paquete de Plantillas para una mejor atención y manejo de los pozos y de los productos de extracción del yacimiento. En seguida se analizarán varios factores a considerar para el diseño de este paquete de Plantillas.

3.5.3.1 Integración de la parte superior y la Unidad de Proceso submarina.

Varios estudios están siendo conducidos hacia el desarrollo de Sistemas de Plantillas multipozo submarinas, para operar en conjunto con ambas Unidades de proceso Flotante y Fija. Se concentra la atención en la necesidad de integrar el diseño de equipo submarino y el mantenimiento asociado con la intervención de vehículos y herramientas. El análisis aplicado para las tareas de intervención de mantenimiento submarino, junto con el espacio de acomodo y la necesidad de la carga de compensación no da siempre la optimización del soporte para la Unidad de proceso de la parte superior, esto impone una Unidad de Proceso de Producción Flotante. Cuando se implementa un campo dedicado a soportar la Unidad de Proceso superficial, éstos factores no necesitan ser evaluados extensivamente. Sin embargo, en desarrollos de Campos para los cuales las Unidades de Proceso dedicadas no pueden ser justificadas económicamente o de otra forma, el impacto de los requerimientos de intervención para el mantenimiento submarino puede tener un efecto dominante en Unidades de Proceso de Producción Flotante, y generalmente en el último análisis para economizar en el desarrollo del campo. (14) (15)

3.5.3.2 Acceso al Paquete.

El diseño de equipo submarino para producción de hidrocarburos en aguas profundas, es dominado por la necesidad de alcanzar la mayor confiabilidad junto con la facilidad para conducir las operaciones de intervención de mantenimiento submarino.

Para alcanzar la máxima confiabilidad del equipo se sigue de cerca la filosofía de simplicidad en el diseño, poner a prueba el equipo para el campo y minimizar potencialmente el origen de las averías conocidas, como son los sellos y componentes activos. La capacidad de mantenimiento, o restauración de algún componente submarino equipo en particular o para un predeterminado estado operacional efectivo depende de:

- Selección efectiva de sistemas de intervención para la realización de todas las actividades necesarias de mantenimiento submarino.
- Diseño y arreglo de la instalación del equipo submarino.

* Tiempo efectivo de administración o planeación del mantenimiento o reparación del equipo.

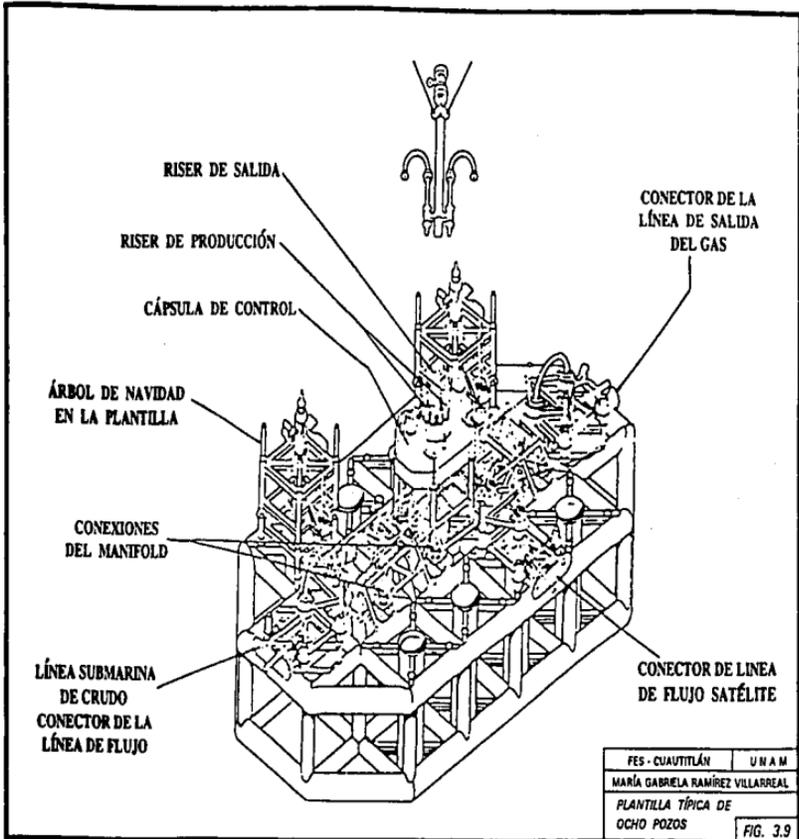
* Costo de mantenimiento o restauración del equipo submarino para todo el rango operacional.

Los sistemas de Plantillas submarinas multipozo estaban siendo fabricados en varias formas. Desarrollos recientes demuestran que el éxito de la confiabilidad máxima y el mantenimiento de los componentes de la Plantilla y del equipo puede conseguirse más rápido por modularización o por paquete; cada paquete se diseña para instalación y recuperación por técnicas convencionales. En el caso del mal funcionamiento de un componente dentro de un paquete, la Unidad completa debe ser aislada y restaurada en la superficie, y sustituida por una nueva o reacondicionar la Unidad. La filosofía de reparación del equipo por lo tanto, es que específicamente no se maneje la reparación in-situ, ya que ella minimiza la necesidad de operaciones de intervención submarina compleja. Esto también da lugar a la intervención de la Plantilla submarina. Los requerimientos son limitados para la tarea relativamente elemental de observación general, inspección y la posible manipulación simple.

3.5.3.3 Plantilla típica de ocho pozos.

El diseño típico para una Plantilla de ocho pozos contiene el servicio de línea de cable para la Plantilla, y la incorporación de un riser de producción, esto se muestra en la figura 3.9.

En el caso de paquetes basados en la inserción de componentes tipo, la inserción de válvulas o montaje de obturadores pueden ser comprendidas y arregladas en módulos, en tal caso ya sea la Unidad completa o componentes individuales dentro del módulo pueden ser recuperados y reemplazados. Esta propuesta da un elemento adicional de flexibilidad pero a expensas de incrementar el peso y tamaño total del módulo, debido a la necesidad de dar acceso a los componentes individuales. (14) (19)



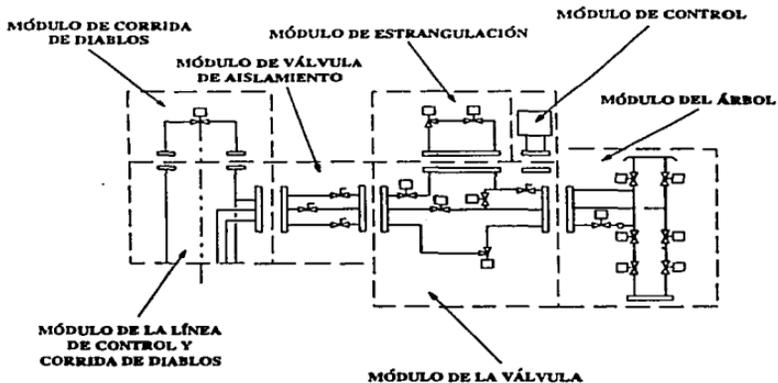
3.5.3.4 Ventajas y Desventajas del Paquete.

La determinación de las ventajas en las interfases del paquete, depende ampliamente de los requerimientos funcionales y confiabilidad de los componentes, junto con el tamaño y peso de la Unidad completa. Por ejemplo, los componentes con mayor tendencia a fallar necesitan reemplazo frecuente, estos son operados regularmente y en sí la complejidad del diseño no prueba el Campo completamente. El agrupar estos componentes resulta más beneficioso, por facilitar y agilizar el reemplazamiento y para minimizar la ruptura de otros sistemas de Plantillas.

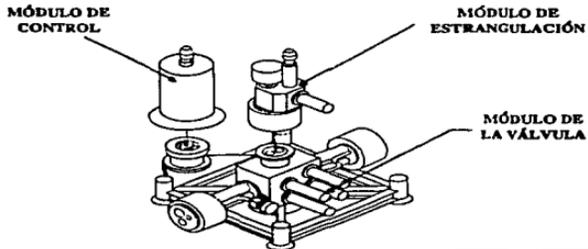
El paquete de válvulas se muestra en la figura 3.10 y es un ejemplo típico de esta propuesta de diseño. Aquí el obturador de producción y las válvulas de aleta de producción del árbol de Navidad son agrupados dentro de una sola unidad, para facilitar la intervención de mantenimiento en estos componentes. Similarmenete el módulo de control es independientemente recuperado. Este módulo puede ser removido y reemplazado sin alterar otro equipo instalado en la Plantilla.

El paquete del equipo por lo tanto, tiene algunas ventajas significativas. Este diseño sin embargo tiene acceso, para controlar algunas desventajas inherentes incluyendo las siguientes:

- * El tamaño total de la Plantilla puede incrementarse considerablemente, especialmente cuando se requieren varios módulos. Este tamaño puede reducirse si se instalan módulos apilados verticalmente, pero el acceso del sistema de intervención se complica y los procedimientos de reemplazamiento de componentes también.
- * Debe proveerse una flexibilidad adecuada para facilitar todas las conexiones necesarias para la tubería de trabajo en cada interfase de los módulos. El tramo de tubería libre puede dar la flexibilidad requerida, pero esta imposición significante en el diseño y arreglo del módulo puede restringir el acceso para inspección o actividades de intervención de mantenimiento no planeado.
- * El tamaño y peso físico del paquete es también grande para facilitar la recuperación por vehículos operados remotamente los cuales también tienen la capacidad de recuperar componentes individuales por medio de técnicas de cable



ARREGLO GENERAL DEL PAQUETE DE VÁLVULAS



FES - CUAUTILÁN	U.N.A.M.
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
PAQUETE DE VÁLVULAS	
	FIG. 3.10

superficial. Las Unidades deben por lo tanto ser arregladas para instalación y recuperación por medio de arreglos de postes guía. Pero el acceso para inspección, o actividades de intervención de mantenimiento no planeado, será limitada por esta provisión estructural.

3.5.3.5 Requerimientos para intervención de mantenimiento.

Los requerimientos para la intervención de mantenimiento deben ser establecidos previamente para lograr grandes niveles de producción desde el equipo de terminación submarina en aguas profundas. En general dependen de la extensa y efectiva aplicación de la operación remota, y de la eficiencia de la aplicación las técnicas sin buzos para mantener el equipo en el estado operacional deseado.

Se deben detallar los cálculos de los requerimientos para el mantenimiento preventivo submarino, y programarse en función de las fases de operación costafuera, teniendo mayores y significantes beneficios económicos al proveer una Unidad de Proceso de Producción Flotante, desde el trabajo de armar la torre y preferentemente una Unidad de Proceso de sobretabajo completa.

Para alcanzar la optimización de la Unidad de Proceso de Producción Flotante, se debe garantizar la integración de estudios a estos diseños de equipo submarino y los requerimientos de soporte de mantenimiento en la parte superior deben ser evaluados completamente.

Entre los requerimientos de intervención para un sistema submarino modularizado será básicamente incluida la inspección o módulo de reposición. Se requerirá la instalación y recuperación de módulos incorporados dentro de la Plantilla. Estos módulos incluyen:

- * Árbol de Navidad.
- * Módulo de control.
- * Módulo de válvulas.
- * Módulo de obturadores.
- * Módulo de aislamiento.
- * Módulo de corrida de diablos.
- * Inserción de válvula.

- * Módulo de sello-conexión de línea de flujo.
- * Módulo de Manifold.

3.5.3.6 Dimensiones típicas.

Las dimensiones típicas y pesos de estos módulos y componentes de inserción se dan a continuación:

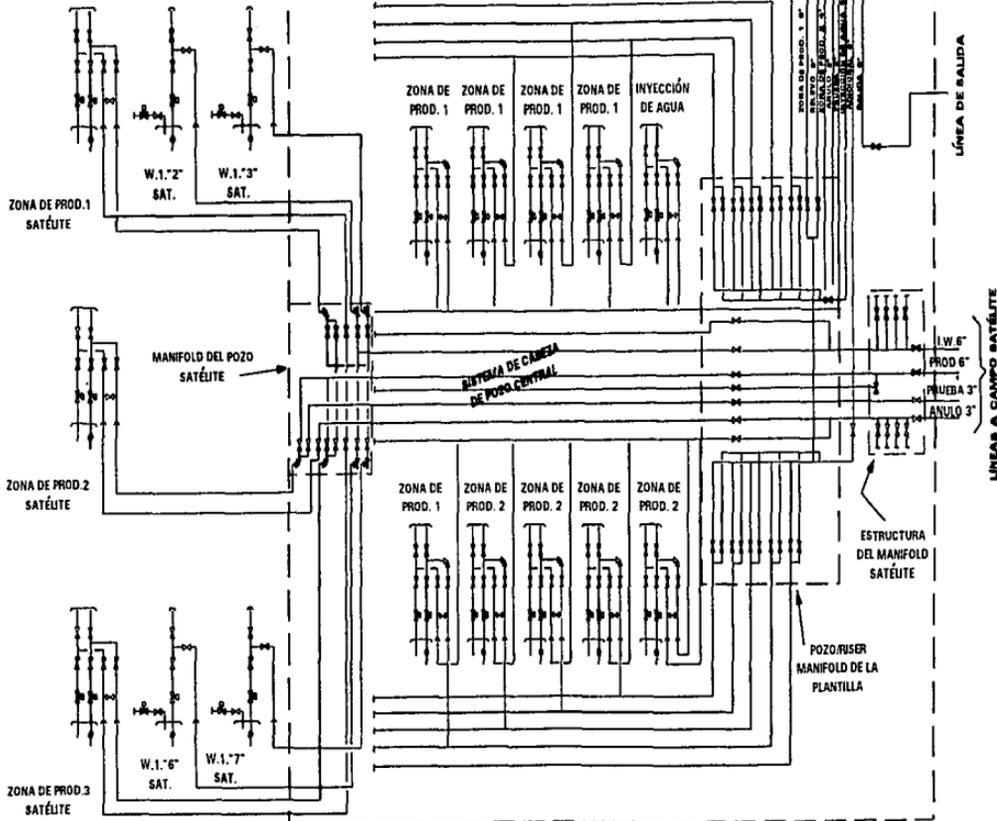
Equipo	Tamaño total largo x ancho x alto (metros)	Peso (Kg)
Árbol de Navidad	5.2 x 2.6 x 5.0	15 000
Módulo de válvula	4.0 x 3.6 x 2.3	6 000
Módulo de obturador	1.3 x 1.8 x 1.40	2 000
Módulo de aislamiento	2.3 x 2.6 x 3.0	3 000
Módulo de control	1.0 x 1.0 x 2.0	2 000
Módulo lanzador de diablos	4.5 x 2.0 x 2.0	7 500
Módulo de corrida de diablos y control de línea	21.0 x 2.0 x 1.5	18 000
Válvula de inserción	0.6 x 0.6 x 1.2	450
Módulo de conexión de línea de flujo (Tubería 8")	2.4 x 2.2 x 3.6	14 693
Riser - Manifold	6.5 x 6.5 x 5.0	70 000
Manifold para inyección de agua	5.0 x 5.0 x 4.5	60 000

3.5.4 TUBERÍA DE LA PLANTILLA.

La figura 3.11 muestra un esquema típico para 10 pozos arreglados en dos hileras con 3 manifolds y las líneas de conexión hacia el sistema de riser.

Los pozos de la Plantilla son arreglados en dos hileras juntas para mantener esencialmente una Plantilla lineal con espacio entre los pozos. El manifold del pozo

PIANTILLA



LA PIANILLA CONTIENE:

- 7 POZOS SATÉLITE
- UN CAMPO SATÉLITE
- 10 POZOS EN LA PIANILLA

- 3 MANIFOLDS Y UN SISTEMA DE RISER
- UNA SALIDA/SISTEMA DE EXPORTACIÓN

FES - CUAUTILÁN	U N A M
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
ESQUEMA DE LA TUBERÍA	
DEL MANIFOLD	
CIC 2.11	

satélite y el manifold de la Plantilla satélite están localizados en terminales opuestas. Con respecto al manifold del riser es adyacente al manifold de la Plantilla satélite. La tubería de la Plantilla - pozo está localizada en las dos orillas de los espacios entre columnas a lo largo del perímetro. (14)

La tubería para los pozos de la Plantilla está arreglada en cinco grupos de cabezales (producción 1, producción 2, inyección de agua, pozo de prueba y acceso anular (Ver figura 3.12), esta tubería conecta los pozos al manifold del riser. Las válvulas de compuerta manuales aislan cada árbol desde los cabezales. Estas válvulas tendrán el montaje de compuerta y sello los cuales son reemplazados por buzos, sin remoción del cuerpo de la válvula. Se da una flexibilidad en el diseño del pozo con la finalidad de que primordialmente los espacios entre pozos sean entubados para permitir la producción desde la zona 1. Adicionalmente cuatro de estos espacios entre pozos son entubados así que ellos pueden alternativamente producir desde la zona 2 de producción. Estos espacios entre columnas son localizados fuera de la Plantilla aprovechando que se conoce la posición del yacimiento. Los otros espacios entre pozos pueden ser adicionalmente entubados para usarse como inyectores de agua. (14) (33)

El grupo de cabezales se encuentra localizado bajo la instalación superior de la tubería principal (Ver figura 3.13), como protección contra la caída de objetos, y las desviaciones longitudinales se implementan como protección adicional.

Los cinco cabezales son arreglados en dos filas con un espacio libre apropiado desde la línea de lodo para evitar el revestimiento por reducción o la cementación para facilitar la inspección de los buzos, con el objeto de facilitar las pruebas que se deben hacer a las secciones de tubería para ser reemplazadas. Las conexiones por abrazaderas se arreglan en la sección de cada pozo de manera que el cabezal puede ser desconectado. Los cabezales se soldan a la misma construcción. (14)

En las cabezas de pozo, las líneas de flujo de la Plantilla están ajustadas con barras macho para conectar las líneas de flujo del árbol. Las conexiones con abrazaderas se colocan bajo las barras para permitir el reemplazamiento de la línea de flujo de la Plantilla o de la barra macho. Las barras están cubiertas por una protección temporal la cual es soportada en la parte externa por dos postes guía del árbol.

**TUBERÍAS
EN LA
PLANTILLA
SUBMARINA**

**PARA CADA
POZO SATÉLITE
(3 - 10 in)**

**INYECCIÓN DE GAS
(2 - 3 in)**

**INYECCIÓN DE AGUA
(6 - 8 in)**

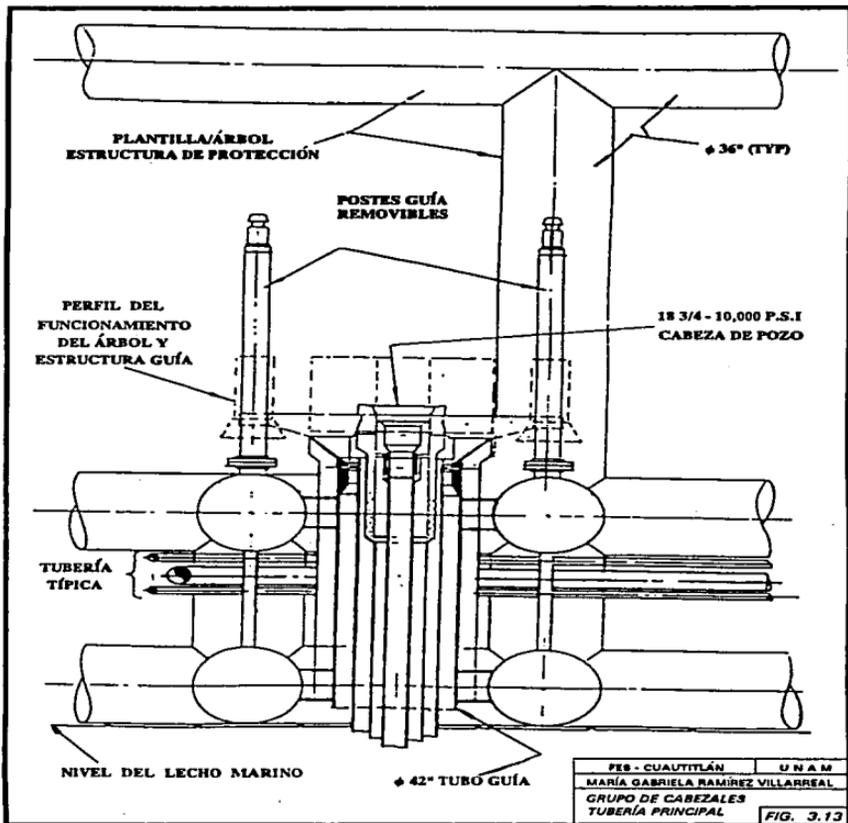
**EXPORTACIÓN DE
CRUDO (10 - 16 in)**

**EXPORTACIÓN DE
GAS (10 - 16 in)**

**INYECCIÓN DE
QUÍMICOS**

**MONITOREO DEL
ANULO**

FES - CUAUTITLÁN	U N A M
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
TUBERÍA DE LA	
PLANTILLA	FIG. 3.12



Las conexiones de la tubería en los manifolds están hechas con bobinas de saltador instalados por buzos. Las conexiones en cada terminal de la tubería del saltador está hecha con bridas de cuello soldado que resisten 5 000 psi. La brida está posicionada de tal forma que se da un espacio adecuado para el acceso de buzos para realizar la conexión.

Las secciones de tubería del saltador se diseñan para aceptar, por alguna carencia, un ajuste entre el manifold y las bridas de la tubería de la Plantilla. Esto se consigue al dar la desalineación de la brida en cada terminal. Sin embargo, las posiciones de la brida de la tubería en ambas Plantillas y el manifold deben fabricarse para tolerar el estrechamiento así que el tiempo de instalación se minimiza para los buzos.

Los soportes de la tubería son arreglados en suficientes intervalos cerrados para evitar posible vibración. Algunas veces, los soportes limitan la flexibilidad de las tuberías en las conexiones del saltador durante la instalación de los saltadores.

En la orilla de la Plantilla, se encuentran las líneas de flujo de la Plantilla que van hacia los pozos y las Plantillas satélite, si alguno está provisto con brida tiene un apoyo reforzado en la estructura principal. Los travesaños de la abrazadera son capaces de resistir cargas horizontales arriba de 200 toneladas y son diseñadas para prevenir posibles averías, la tubería y estructuras de la Plantilla dificultará el anclaje por las líneas de flujo instalado en el lecho marino. Las bridas son posicionadas para dar un acceso adecuado a los buzos hacia las conexiones. (14)

3.5.4.1 Pilotes de conexión.

Las condiciones de terreno del lecho marino tienen una influencia crítica en el diseño y en la instalación de la estructura de la Plantilla. La investigación del terreno debe contribuir para confirmar el manejo conveniente de los pilotes. La profundidad de penetración de los pilotes debe ser determinada por la capa de fricción entre el pilote y el terreno, la cual está relacionada con la resistencia del terreno. El tamaño de los pilotes sin embargo, está dominada ampliamente por las características de deformación del terreno en la parte superior de la terminal de los pilotes bajo las cargas horizontales. Las cargas de la cadena del ancla deforman horizontalmente el terreno y ocasionan

movimientos de flexión severos en los pilotes. La investigación del terreno dará datos, los cuales son necesarios para revisar si son adecuados los pilotes propuestos.

El faldón del piloteo o tubos guía se mantienen dentro de la cerca de protección en la esquina de la terminal del riser y el tercero está localizado fuera del tablero en la terminal opuesta. Un espacio libre adecuado se provee para un martillo submarino. Se implementan dos postes guía para cada pilote.

La investigación del terreno establece la permisibilidad del comportamiento de la presión submarina para el diseño de detalle del relleno de nivelación. Esto también dará un estimado para decidir si se necesita de un perímetro de margen de acero.

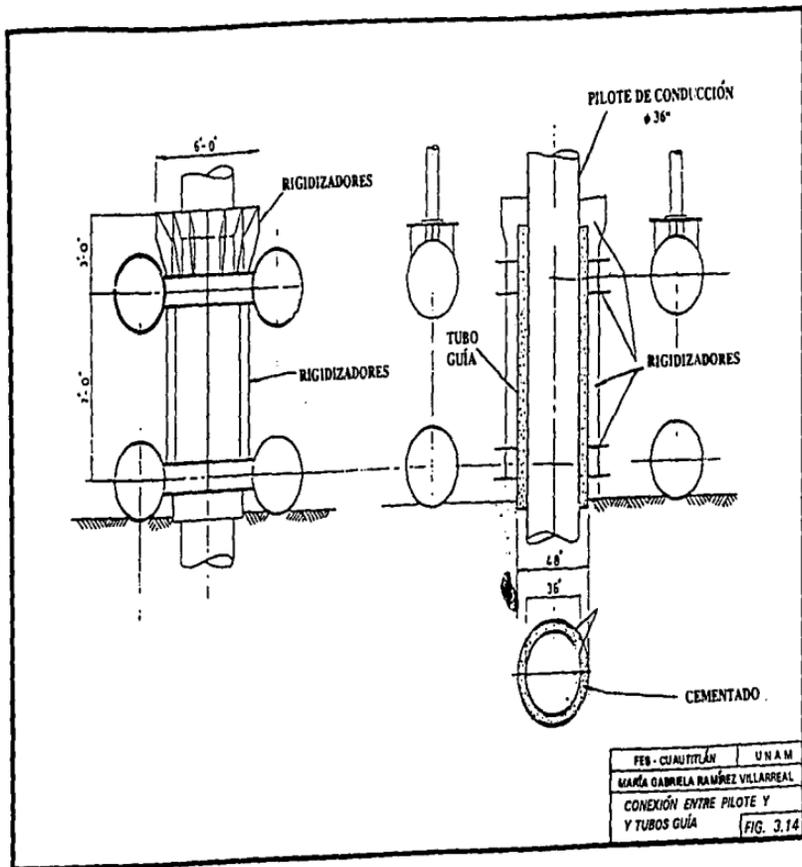
Los pilotes son manejados para una profundidad de 16 a 30 mts bajo la línea de lodos a través de tubos guía de 48 in de diámetro.

Se establece la conexión entre el pilote y los tubos guía. El esfuerzo cortante sobre el sistema de izaje se provee tanto para el pilote y como para el tubo guía y así reducir las fuerzas de unión en un nivel aceptable. El mismo principio de conexión se usa si los pilotes son guiados o perforados y cementados. Para pilotes de perforación, se necesitará una entrada en el tubo guía para soportar el pilote antes de establecerlo. El arreglo es similar al de los tubos guía en pozo, el cual soporta el conductor con revestimiento. Ver figura 3.14.

Para la conexión Pilote/Plantilla cementado, se prefiere una conexión mecánica porque ésta puede absorber la tolerancia disponible producida por una desalineación vertical de los pilotes y por variación en la profundidad de penetración. Un nuevo sistema de conexión mecánica por BUE Hydra-Lok es ahora de utilidad. Esto fue usado dos veces en Plantillas durante 1984, por BP y Sun Oil, con éxitos considerables. (14)

3.5.4.2 Conexiones convencionales de Pilotes.

La producción costafuera de crudo y gas requiere extensas instalaciones en el lecho marino sobre el yacimiento. Esto incluye estructuras tales como Plantillas, Jackets, Unidades de proceso de producción flotante y cabezas de pozo satélite. Cada estructura



FEB - CUAUTITLÁN	U N A M
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
CONEXIÓN ENTRE PILOTE Y TUBOS GUÍA	
	FIG. 3.14

requiere una cimentación substancial y esto comúnmente proporciona la conducción de los pilotes tubulares profundos hacia el lecho marino a través de pilotes montados estructuralmente guiados y con faldón. Esta operación se lleva a cabo con la ayuda de martillos neumáticos submarinos montados en la parte superior de cada pilote en construcción.

El método cementado requiere el uso de paquetes para aislar la cavidad. Los paquetes requieren tubería de operación para inflar, y la tubería de operación adicional es requerida para dirigir el cemento hasta la cavidad. Obviamente, en el caso de las Plantillas esta tubería de operación puede ser instalada durante la fabricación. Esto es sin embargo una investigación substancialmente por etapas; desde un sistema sin buzo cada pilote generalmente necesita dos líneas cementadas, dos paquetes de líneas y los paquetes necesarios. (14)

Uno de los problemas en las instalaciones submarinas con estructuras que no están fijas a la superficie, es que se deja temporalmente alguna tubería fuera de operación y generalmente se requiere involucrar a los buzos para hacer las conexiones necesarias para un servicio de manifold apropiado. El costo completo de una instalación así es grande y puede demorar la operación.

A continuación se describe un sistema de conexión entre la estructura y los pilotes.

3.5.4.3 Sistema Hydra - Lok.

Una compañía ha desarrollado un sistema de conexión de pilotes/estructura llamado Hydra-lok. El principio del sistema tiene beneficios sobre otras técnicas, ya que permite la eliminación total del gran costo de capital del equipo en la estructura junto con la eliminación total de buzos durante la instalación submarina. El proceso es simple y es ejecutado por la organización y operación de herramientas desde la superficie. El equipo instalado que no es tan costoso puede quedarse en el mar después de la terminación y la herramienta es totalmente reusable, haciendo la técnica de un costo efectivo.

Experiencias pasadas con conexiones han establecido un arreglo básico en la conexión de una estructura de pilotes. Las cargas ganadas por los pilotes son transferidas hacia la estructura a través de un faldón. Este puede ser una parte integral de la estructura, por

ejemplo estar sujeto a la pierna del jacket, o puede estar sujeto a esfuerzos cortantes sobre el sistema de izaje. Es prudente seguir esta práctica para la conexión Hydra - lok. Un arreglo típico y secuencia de operación se muestra en la figura 3.15. El arreglo general es muy similar al caso cementado, aunque la longitud total será reducida substancialmente.

Una conexión Hydra - Lok consiste de una o más regiones donde el pilote está siendo introducido dentro de la realización de ranuras en el faldón. El número de perforaciones requerido depende de las dimensiones del pilote y la carga impuesta. Generalmente son requeridas de una a cuatro perforaciones. Un pilote de 36 in a lo largo de un jacket produce una conexión máxima de 10 ft de longitud. El proceso completo se realiza en una sola operación creando una construcción rápida de grandes fuerzas de interferencia con la conexión adecuada. (14)

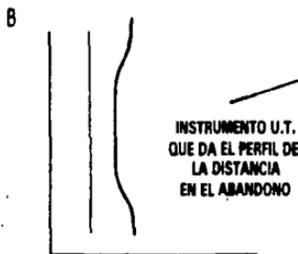
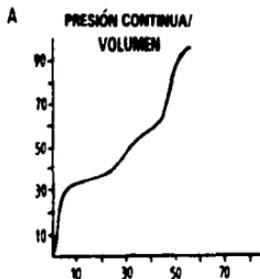
3.5.4.3.1 Abastecimiento de energía hidráulica.

La energía hidráulica y el circuito de control operan con el suministro de agua fresca distribuida desde un tanque abastecedor de almacenamiento en la cabina de control. Este se conecta a un suministro externo localizado convenientemente. El circuito incluye una bomba dual para proveer respaldo si se requiere una capacidad adicional. Las bombas se manejan con un bajo suministro de presión de aire, dando una salida hidráulica de 10 000 a 12 500 psi respectivamente, con un flujo de un galón/minuto. Ya que se involucran librajes hidráulicos pequeños la perforación de 1/4 in para la manguera de alta energía son completamente aceptables para el sistema y requerimientos del umbilical. Un sistema de calefacción de aire fue introducido para evitar alguna posible congelación del aire a la salida de la bomba, un problema común con estas bombas se da cuando son operadas durante períodos muy prolongados. (14)

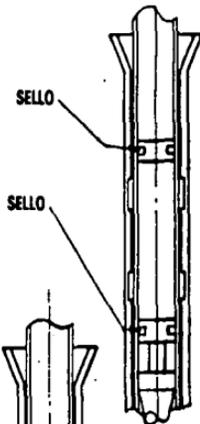
3.5.4.3.2 Monitoreo de energía hidráulica.

Un requerimiento para el método de monitoreo de presión contra volumen de agua de distribución, es instalar un conjunto de contadores de pistón que estén capacitados para proveer a las bombas con una indicación exacta de la distribución total en un tiempo

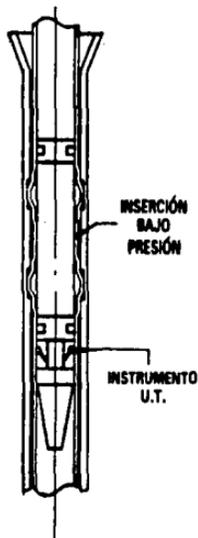
**CURVA DEL PERFIL DE RESULTADOS
DE LA MEDICIÓN DE PRESIÓN**



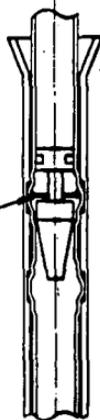
1.- LISTO PARA CERRAR



2.- CERRADO



3.-



**INSTRUMENTO U.T.
QUE DA EL PERFIL DE
LA DISTANCIA
EN EL ABANDONO**

**LA MEDIDA DE LA DISTANCIA
SE CAPTURA EN LA
COMPUTADORA PARA QUE DE
LOS DETALLES DE DEFORMACIÓN**

FEB - CUAUTITLÁN	U N A M
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VILLANREAL	
SISTEMA	
HYDRA - LOK	

FIG. 3.15

determinado. La presión es indicada por la presión respectiva del manómetro. Una válvula de alivio y una Unidad de Proceso de Presión se incorporan en los circuitos de la cabina de control. Se proveen terminaciones hidráulicas convenientes para la conexión del umbilical y para tener un suministro terminal dentro de la cabina.

3.6 INSTALACIÓN DE LA PLANTILLA.

Es de gran importancia saber la forma de instalar la Plantilla, independientemente de su diseño. A continuación se analizan algunos factores importantes a considerarse al instalar una Plantilla.

3.6.1 RANGOS PARA MÉTODOS DE INSTALACIÓN.

La Plantilla debe ser diseñada adaptándose a un rango de opciones de instalación. Aunque la nave semisumergible de elevación pesada puede usarse rápidamente, el programa de instalación no dependerá de las ventajas de este tipo de naves. (14) Debe considerarse también el equipo de perforación. Los requerimientos pueden incluir todos o algunos de los siguientes puntos:

- Carga.
- Transporte para montaje.
- Capacidad de lanzamiento.
- Balasto/Sistema de inundación.
- Capacidad de posicionamiento.
- Sistema de Nivelado. (15)

Ya fabricada la Plantilla puede ser lanzada y remolcada hacia la posición o puede ser transportada al lugar en la cubierta de un barco u otra nave. El barco de transportación se prefiere si es más ligero y seguro para remolcar la estructura de boyeo. También se elimina la posibilidad de avería a la tubería y a otros componentes durante el remolque. El transporte por barco se considera más conveniente que el método de autoimpulso en naves ordenadas, porque los barcos son menos costosos y proporcionan más

**ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA**

beneficios. Además, teniendo un proyecto poco profundo, el barco incrementa la accesibilidad hacia el patio de fabricación. Finalmente, si la Plantilla está siendo lanzada por deslizamiento fuera de la nave rígida, esto se puede realizar desde un barco.

Inicialmente el tiempo de fabricación no puede ser establecido si la instalación va a ser por medio de un sistema semisumergible por elevación pesada o por un barco con capacidad de grúa adecuada para una elevación en seco, fijando un exceso de 1 000 toneladas. Por eso, para admitir estas opciones y para lanzamiento desde un barco, la Plantilla debe ser diseñada para tener un buen boyeo y estabilidad cuando esté flotando o sea sumergida. La Figura 3.16 muestra los tres pasos clave para una operación delicada como esta.

3.6.2 BARCO DE LANZAMIENTO.

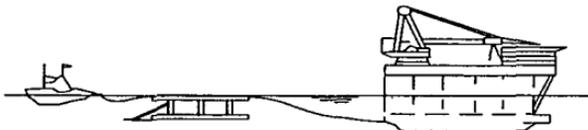
Si la Plantilla se lanza desde un barco, entonces debe ser de balasto, de manera que pueda hacerse descender directamente a su posición por un barco grúa, o alternativamente, lanzarla, arrastrarla y descenderla por medio de una nave de perforación semisumergible. En estos casos, algunos boyeos deben conservarse para minimizar la capacidad requerida de la grúa empleada y para facilitar las operaciones de nivelación que puedan ser requeridas. Es conveniente el peso sumergido de 50 a 100 toneladas. La mayoría de los miembros tubulares de la estructura no serán inundados y se dejan permanentemente sellados. Por eso en el análisis estructural se incluyen las cargas debidas a la presión hidrostática. Al sumergir la capa tubular más baja, la estabilidad sumergida se maximiza, impidiendo que el plano de la plantilla se descompense al ser descendida durante su instalación. (14)

3.6.3 TOLERANCIA DEL NIVELADO DEL LECHO MARINO.

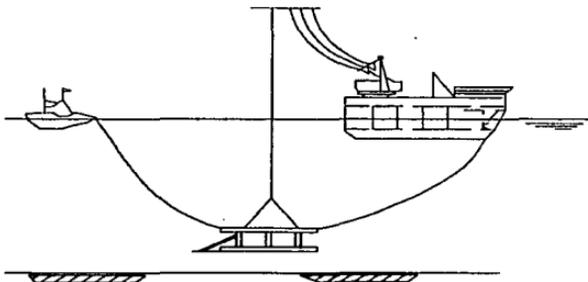
Una vez en el lecho marino, puede necesitarse nivelar la Plantilla, aunque esto probablemente no se considere. La Plantilla debe ser nivelada aproximadamente $\pm 5^\circ$ para operaciones de perforación. El examen de batimetría indicará si el lecho marino está nivelado o no, y el tipo de tolerancia que debe considerarse. Sin embargo, pueden encontrarse irregularidades locales del lecho marino. (14)



ANTES DEL LANZAMIENTO



DESPUÉS DEL LANZAMIENTO



DURANTE EL POSICIONAMIENTO

FES - CUAUTITLÁN	UNAM
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
INSTALACIÓN DE LA PLANTILLA	FIG. 3.16

3.6.4 TÉCNICAS DE NIVELADO DEL LECHO MARINO.

Si es necesaria la nivelación, puede llevarse a cabo ya sea con nivelado por relleno o por pilotes. El nivelado por relleno es recomendado cuando se requiere un detalle no tan especial en la cabeza de los pilotes. La investigación del terreno indicará el comportamiento de la presión permitida para el diseño de nivelación por relleno. Si el terreno del lecho marino es poco resistente, entonces el peso de la Plantilla sumergida puede reducirse al controlar el balasto. También, se puede introducir un faldón de acero en el perímetro para limitar la colocación y para prevenir la estrechez del terreno exterior. Sin embargo, es posible que la nivelación por relleno no sea conveniente por la profundidad del todo local.

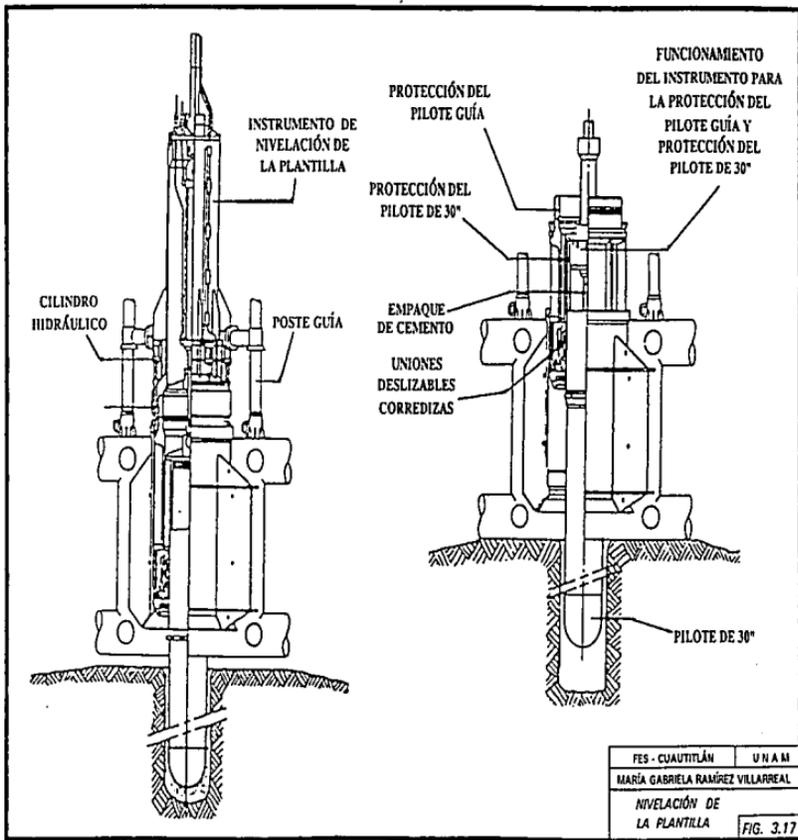
La nivelación por pilotes puede realizarse hidráulica o mecánicamente. El único sistema verificado es el Vetco hidráulico, que es un aparato de nivelación por deslizamiento. (Para más detalles referirse a la figura 3.17). Sin embargo éste es costoso. Algunos métodos alternativos son inseguros y están basados en los principios de prueba de pozo. Se está desarrollando la incorporación de gatos hidráulicos y pueden ser usados como estudio.

Los gatos hidráulicos son recomendados para la nivelación por relleno desde entonces este método es seguro y apropiado por requerir menos tiempo que con el uso de gatos mecánicos. Los gatos pueden ser accionados por un buzo desde un panel de control montado en la Plantilla.

Si la Plantilla es diseñada para una posible instalación desde un barco de trabajo, entonces se pueden utilizar pilotes como guía. Sin embargo, si se decide durante la fabricación que un semisumergible de perforación será usado para la instalación, entonces puede estudiarse la sustitución de los pilotes perforados y cementados. (14)

3.7 POSICIONAMIENTO DE LA PLANTILLA.

El equipo de posicionamiento especial es requerido para lograr, por ejemplo, el nivel de seguridad y exactitud del anclaje demandado por la Plataforma de piernas tensionadas (TLP) en Conoco. La Plataforma de Sun Oil Balmoral fue posicionada con la asistencia



FES - CUAUTILÁN	U N A M
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
NIVELACIÓN DE LA PLANTILLA	
	FIG. 3.17

de un sistema de instrumentos submarinos autónomos el cual usa tanto medición acústica como telemétricos. El sistema se llama "Micro - Nav".

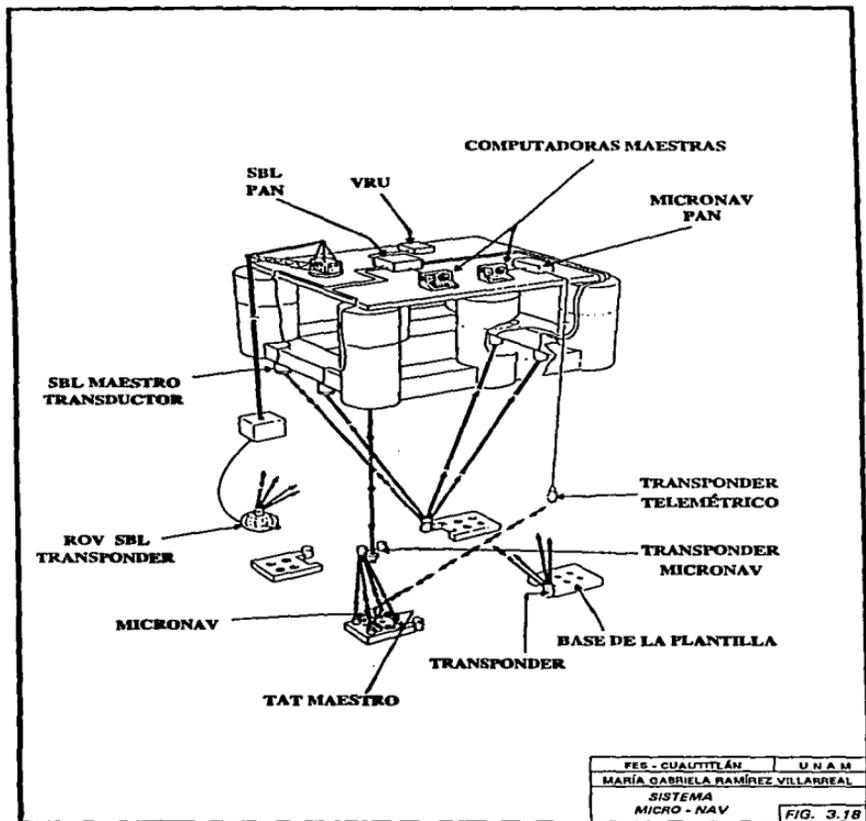
3.7.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA MICRO - NAV.

El Sistema Micro - Nav incluye un microprocesador basado en una Unidad de control y un telemétrico con sensores internos para el desarrollo, el terreno, la profundidad y temperatura del agua. Primero los sensores externos son cuatro unidades de transponder/transductor remoto montados en puntos convenientes de la estructura, posicionándolos para formar un Sistema acústico, de base de línea corta. Otros sensores externos incluyen un altímetro para medir la altitud de la acústica sobre la parte superior del mar, posición de los sensores, y un giro de brújula dirigida al norte. En la figura 3.18 se muestra el Sistema Micro - Nav.

En operación, el Sistema mide la distancia precisa entre el aparato transponder en una estructura fija y más abajo de la estructura existente. Esta provee una triple dimensión de la descripción de la posición y orientación con gran exactitud.

Cuando el posicionamiento es de una sola estructura o la primera de un grupo de estructuras, el sistema es utilizado en conjunto con el equipo de radio de navegación para establecer coordenadas absolutas. Para este tipo de operación, Micro - Nav está capacitada hacia la estructura existente inferior y funciones como un sistema invertido de base de línea corta con cuatro transponders externos unidos hacia arriba con los transductores en la nave organizada.

Para posicionamiento secundario de estructuras adicionales, el Sistema puede ser instalado tanto en la estructura de referencia como en una estructura existente más abajo para dar grandes niveles de exactitud. Otra aplicación incluye un nivel de sentido para exactitud de un minuto de arco checando las dimensiones de estructuras complejas, monitoreando los periodos prolongados de colocación, cargas o potencial de corrosión, el control de las válvulas de la tubería y precisión en la medición de las piezas de la bobina. (14)



3.7.2 DETALLES DE TOLERANCIA.

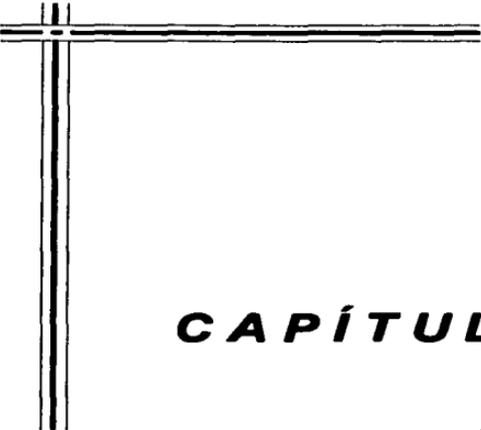
Conoco tiene especificada la tolerancia para la posición final, orientación y el nivel de las cuatro bases de fundación después del análisis hidrodinámico de la TLP. La interpretación más rigurosa de sus requerimientos dictan las siguientes exactitudes:

- * Posición de ± 40 mm.
- * Orientación de $\pm 0.7^\circ$.
- * Nivelación de $\pm 0.2^\circ$.
- * Altitud relativa de ± 50 mm.

Se checa la dimensión final indicada y se comprueba que fueron conocidos todos los requerimientos de tolerancia. La distancia crítica entre los centros de las dos líneas unidas a los centros de la diagonal opuesta fundada fue calculada como: 14 mm, ± 33 mm con 95 % de seguridad ó ± 50 mm con 99.7 % de seguridad. (14)

3.7.3 MÉTODO PARA LOGRAR EL POSICIONAMIENTO.

Para llevar a cabo el posicionamiento, el Sistema Micro - Nav instaló en los cimientos de las Plantillas existentes, cuatro transponders posicionados en la estructura así como para dar una clara visión para la localización de los transponders en las cuatro esquinas del pozo central de la Plantilla. La medición de rangos redundantes entre el múltiplo de transductor y transponders en las dos estructuras, junto con la medición de la posición y altitud, profundidad de sensores en la cimentación, proveyendo la introducción de una computadora para analizar tridimensionalmente la posición relativa y compensar parámetros críticos. Comprometer finalmente la estructura guía y bases de fundación fue solamente realizado después de confirmar con el Vehículo Operado a Control Remoto (ROV). (14)

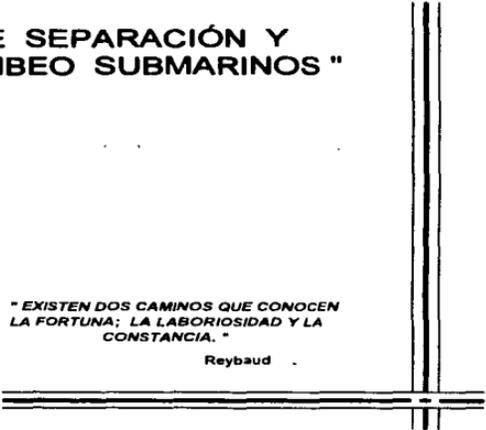


CAPÍTULO IV

" PROCESOS DE SEPARACIÓN Y SISTEMAS DE BOMBEO SUBMARINOS "

**" EXISTEN DOS CAMINOS QUE CONOCEN
LA FORTUNA; LA LABORIOSIDAD Y LA
CONSTANCIA. "**

Reybaud



4.1 INTRODUCCIÓN

Debido a los problemas (alta viscosidad, patrón de flujo, grandes distancias entre el pozo y Sistemas de Producción, incremento de la presión, etc) que se presentan para enviar el crudo sin procesar directamente desde un pozo a una Unidad de Producción y/o carga Flotante o a un Sistema Fijo, se está probando dentro de la nueva tecnología para Aguas Profundas, la utilización de separadores submarinos, siendo más viable procesar el crudo en instalaciones sumergidas y ya procesado enviarlo a tierra, o en caso de que no se puedan procesar estos hidrocarburos en el lecho marino, por medio de una bomba multifásica se enviaría directamente desde un pozo a una plataforma o a estaciones en tierra para su procesamiento. Con el uso de esta nueva tecnología se mejora significativamente la economía y el desarrollo de un Campo. Y ofrece ventajas sobre otros métodos para compensar la presión de la corriente del pozo, tales como el de gas de elevación neumática y el bombeo en la parte inferior. Estos dos métodos dan grandes beneficios para producción a control remoto en distancias muy grandes y particularmente en aguas de gran profundidad. (35) (36)

Los hidrocarburos pueden transportarse por la línea de producción hasta la unidad de proceso de las siguientes formas:

- * Utilizando la energía natural del yacimiento (presión). Donde en la mayoría de los casos se requerirá algún tipo de transporte multifásico (oleogasoductos), para la mezcla de gas, crudo, agua, etc.

- * Por medio de energía de inyección hacia la parte más baja de la corriente del pozo. Lo cual puede realizarse por métodos de gas de elevación neumática; ubicando unidades de bombeo multifásico en la cabeza de pozo o con sistemas de separación y bombeo; y especialmente, en las bases del riser por medio de inyección de gas o uso de bombas.

Tanto el bombeo multifásico como la separación submarina están en etapa de desarrollo, probando diferentes prototipos. Una unidad de separación está siendo instalada en el Hamilton Bros, del Campo Argyll en el Mar del Norte.

La figura 4.1 (a) muestra el concepto donde el fluido es separado en sus fases: líquido y gas. Para la transportación de dichas fases es necesario un compresor para el gas y una bomba para el crudo y el agua. El agua es separada del aceite y es bombeada hacia el mar. El equipo para la realización de tal proceso está localizado en Plataforma. Algunos desarrollos de proyectos, son dirigidos hacia procesos con equipo simple ubicado en camas de agua. Este concepto evita problemas de flujo multifásico a costa del costo del demás equipo. (n)

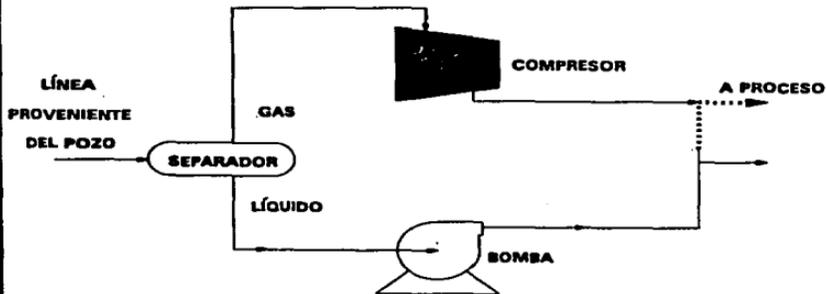
El proyecto POSEIDÓN (figura 4.1 (b)) utiliza una bomba multifásica que incrementa la presión con el fin de mandar el crudo y el gas a través de una sola tubería (oleogasoducto), hacia su destino. Este concepto, por lo tanto, minimiza el equipo, pero ha tenido que vencer los problemas que causa un flujo multifásico en una tubería. (n)

Recientemente el bombeo multifásico ha atraído mucho interés con los prototipos existentes y los que se empiezan a construir y probar. La investigación y las actividades de desarrollo en esta área conducen a algunos prototipos de bombas que ya están siendo instaladas en costa y costafuera, como son los siguientes casos:

- La primera bomba multifásica del mundo para trabajar costafuera fue implementada por Shell/Petronas en el Bokor "B" plataforma de Sarawak, en Malasia en Agosto de 1989.
- Shell hizo funcionar una bomba de tornillo de flujo multifásico, operada a control remoto en una plataforma costafuera en Indonesia.
- BP operó una bomba de flujo multifásico en una de las plataformas Forties.

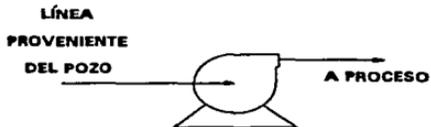
(a)

PROCESO CONVENCIONAL



(b)

BOMBEO MULTIFÁSICO



FES - CUAUTILÁN	U N A M
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
PROCESO CONVENCIONAL /	
BOMBEO MULTIFÁSICO	FIG. 4.1

- Total/Statoll aplicó en la fase final de la prueba de POSEIDON, una bomba de flujo multifásico en la costa de Túnez. Una versión industrial de esta bomba se ha adquirido para instalarse en el Campo Gulfaks.

- Norske Shell instaló la primera bomba multifásica del campo Draugen. (25)

A continuación se explicará en primera instancia las principales características en el diseño de Sistemas de Separación submarina, y posteriormente se analizarán los tipos de bombas multifásicas que han destacado en su funcionamiento.

4.2 SISTEMAS DE SEPARACIÓN SUBMARINA.

Los principales objetivos de los sistemas de separación submarina son entre otros:

- * Demostrar que los fluidos de los pozos pueden ser procesados en el lecho marino para producir un crudo conveniente y ser cargado directamente hasta un buque tanque.
- * Que sea técnica y comercialmente factible.
- * Posibilitar el desarrollo de campos pequeños de crudo que no pueden manejarse económicamente por otros métodos. Es preferible que estos campos tengan menos de 30 millones de barriles de reservas recuperables, que no exceda los 20 000 b/día, es rentable si tiene de 2 a 4 pozos, que tengan de 60 a 185 m de tirante de agua y de 10 a 15 Km de una plataforma existente. (27) (28)
- * Eliminar el problema asociado con equipo de gran tamaño.

Los Separadores se clasifican como de dos fases si separan gas de la corriente total de líquido, y de tres fases si también separan la corriente líquida en sus componentes crudo y agua.

En la propuesta del Sistema de separación gas-líquido las tres fases que lo constituyen usan las técnicas de una sola fase, combinada con el monitoreo de agua en crudo. Ejemplo de estos proyectos son el proyecto NEL, el proyecto Texaco y también varios proyectos de elevación (Kvaerner, Aker). (39)

4.2.1 SISTEMAS DE SEPARACIÓN SUBMARINA EN DESARROLLO.

Existen diferentes proyectos que se han probado, entre ellos una Unidad piloto instalada en el Campo Hamilton Argyll, en el Mar del Norte (SSPU = Unidad Piloto de Separación Submarina). Otro Sistema también instalado en el Mar del Norte es el Aker Booster, y por último un Sistema llamado VASPS (Sistema de Separación y Bombeo Anular Vertical), entre otros. En los siguientes puntos se analizarán las características más importantes de estos Sistemas y algunos factores considerados en su diseño.

4.2.1.1 Factores a considerar para el desarrollo de la Unidad Piloto (SSPU).

Estas consideraciones se dividieron en dos fases. En la primera fase se tomó en cuenta lo siguiente:

- Estudio de factibilidad y mercado.

Se realizó una evaluación de la factibilidad técnica de la separación submarina y almacenamiento, y se comparó este estudio con otros métodos existentes considerados para el desarrollo de campos pequeños. (39)

- Diseño conceptual.

Este diseño conceptual de la unidad puede ser instalado por un operador en un campo de vida corta, desarrollar el campo provechosamente y subsecuentemente desplazarlo hacia otro campo. El diseño conceptual incluye modelo de prueba además de un análisis de parafinas, emulsiones, arena y requerimientos de prueba de pozo. (39)

En la segunda fase se analizó lo siguiente:

* Unidad piloto.

Esta fase cubre el diseño de detalle, fabricación, instalación y prueba de una unidad piloto a 5 000 b/d en Hamilton's del campo Argyll en el mar del Norte. La unidad fue instalada durante el verano de 1988 y se tuvo a prueba seis meses. (35)

La Unidad en el lecho marino está diseñada para realizar la doble función de separación y almacenamiento.

La separación se lleva a cabo en un proceso de dos etapas para optimizar la recuperación de crudo. El almacenamiento es suficiente para permitir al buque tanque utilizado ir a descargar y regresar a la unidad sin la necesidad de cerrar alguno de los pozos.

El quemador y las boyas de carga son solamente unidades de proceso superficiales.

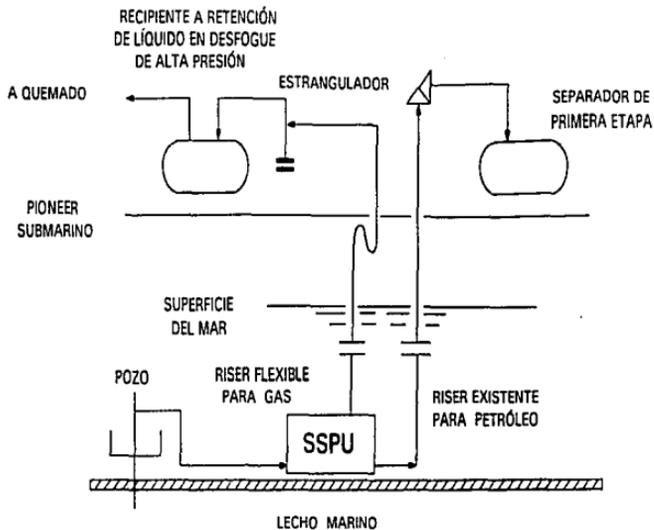
La Unidad Piloto toma el flujo de un solo pozo teniendo las siguientes características:

- * Velocidad de flujo: 5 000 bpd (líquidos densos)
- * Agua de acompañamiento: 80 %
- * Relación de gas - aceite: 400 SCF/bbl

La Unidad Piloto se enlaza a Unidades de Proceso existentes como se ilustra en la figura 4.2. Los fluidos del pozo son llevados a la Unidad, la cual se considera como un módulo. Los productos líquidos salen por un riser existente, mientras que el gas es quemado al instalar un riser flexible. (37)

4.2.1.2 Diseño del Proceso de la Unidad Piloto (SSPU).

Se consideraron principalmente dos factores importantes para el diseño de esta Unidad Piloto, y son: la separación y el almacenamiento. En seguida se analizarán cada uno de ellos.



FES - CUAUTITLÁN	U N A M
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
ENLACE DEL SSPU CON UNIDADES DE PROCESO EXISTENTES	
FIG. 4.2	

4.2.1.2.1 Separación.

El sistema de separación es de dos etapas. La segunda etapa opera a 1.2 bares y provee y estabiliza únicamente crudo para cargarlo directamente hasta el buque tanque de descarga. La presión de la Unidad de la primera etapa puede optimizarse, dependiendo de las características del crudo, y se seleccionaron 25 bares para maximizar la recuperación del crudo.

La primera etapa es operada como un separador a dos fases, con apoyo en el control de presión, como se puede apreciar en la figura 4.3. El gas separado pasa en su totalidad a la segunda etapa de la Unidad antes de iniciar el quemado. La primera etapa de la unidad se localizó directamente sobre la segunda etapa para permitir la separación de líquidos y sólidos por la ruta más corta hacia la trampa de arena. (25)

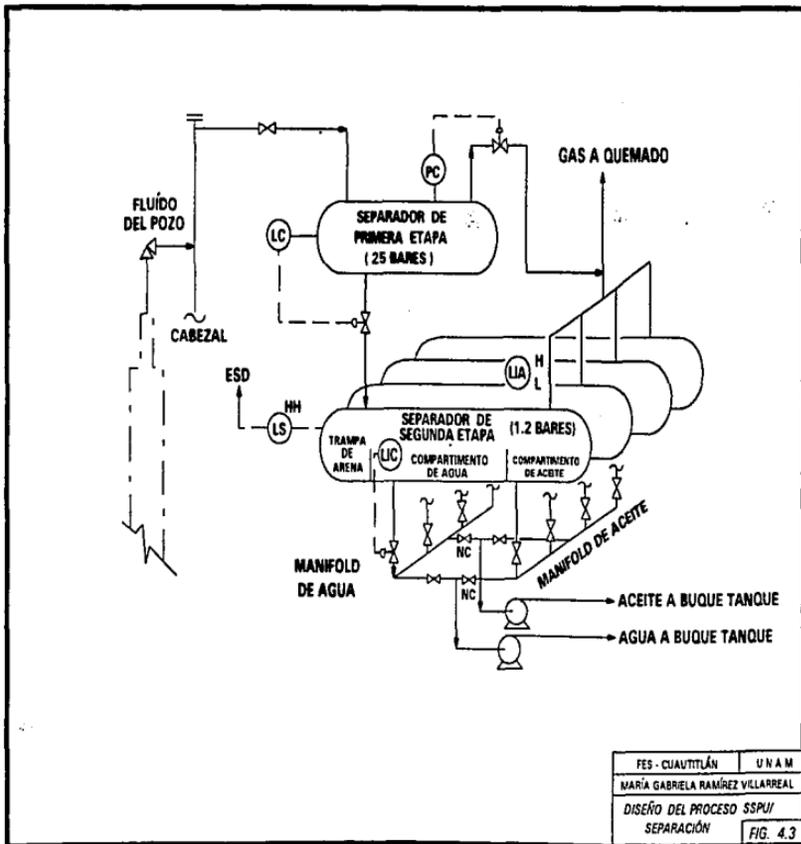
La segunda etapa es operada como un separador de tres fases. Se compone de tres compartimentos:

- * Trampa de arena.- dimensionada para coleccionar toda la arena producida a lo largo de la vida del campo.

- * Compartimento de agua.- para separar el crudo del agua.

- * Compartimento de crudo.- para coleccionar el crudo producido el cual sobrepasa la esclusa.

Las salidas del gas separado de la segunda etapa es por medio de un riser flexible y es quemado. El agua y crudo producidos son bombeados vía risers de separación hacia el buque tanque. El agua de producción se almacenará por separado o se tratará y descargará al mar. (25)



4.2.1.2.2 Almacenamiento.

El almacenamiento se requiere para utilizar el buque tanque en conjunto con el sistema de separación submarina. Esto permite a los pozos continuar produciendo mientras el buque tanque está en una estación fuera descargando. Ver figura 4.4.

Cuando el buque tanque se mueve hacia la estación lejos del Campo, la velocidad de producción del pozo se reduce al 50%. Se proveerá el almacenamiento suficiente para permitir al buque tanque 3.5 días para viajar hacia el puerto y regresar. (35)

El sistema de almacenamiento debe operarse en una secuencia de tres fases desde la producción inicial hasta el abandono.

* **Producción Temprana:** Durante esta fase el agua puede ser almacenada únicamente en el separador de la **segunda fase**. Esto permite que los otros recipientes se dediquen al almacenamiento de crudo. (35)

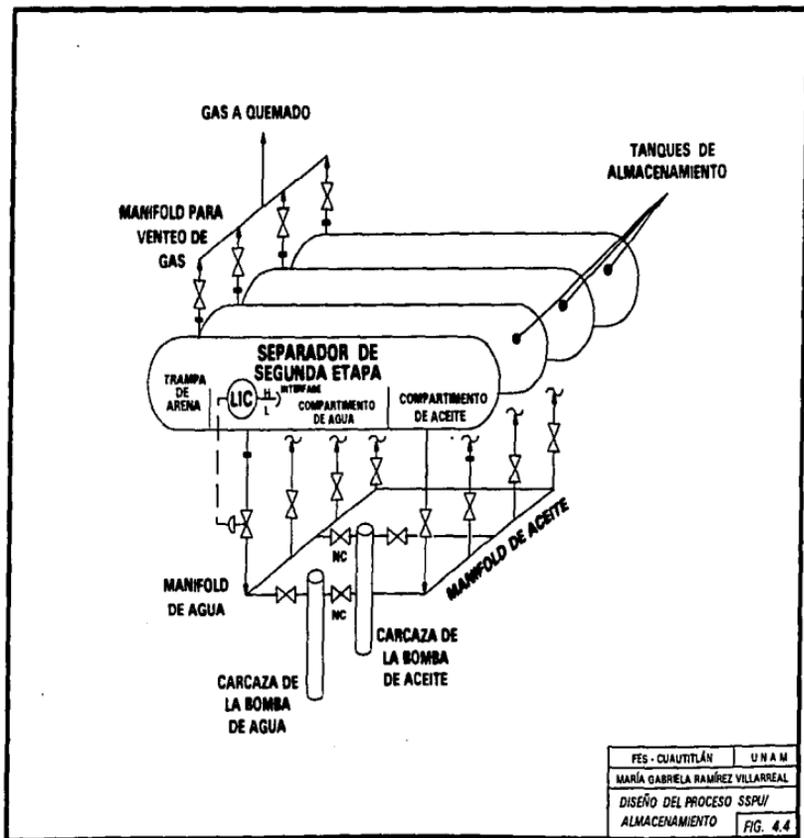
* **Producción Término Medio:** En esta fase el agua puede exceder la capacidad del separador, por lo que un recipiente de almacenamiento puede dedicarse al agua y los otros dos al crudo. (35)

* **Producción Avanzada:** En esta fase dos recipientes de almacenamiento se usan para el agua y uno para el crudo producido. (35)

La capacidad de producción total será reducida como los movimientos del sistema desde producción temprana a término medio. Esto es debido a que inmediatamente después la eficiencia del almacenamiento de transición es baja, ya que solamente dos tanques de almacenamiento pueden ser usados para crudo.

Otros factores clave del diseño de la Unidad Piloto son:

- La Unidad fue diseñada con una estructura con base por gravedad, requiriendo el mínimo de preparación del lecho marino para la instalación. (37)



FES - CUAUTILÁN	U N A M
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
DISEÑO DEL PROCESO SSPU/	
ALMACENAMIENTO	FIG. 4.4

- La bomba utilizada para elevar los productos líquidos es de bajo NPSH requerido, este tipo no contiene sellos mecánicos. Emplea productos para enfriamiento/lubricación. (37)
- La cápsula de control y la bomba fueron diseñadas para ser recuperadas y su instalación fue seguida de la instalación de la separación de patín por un tanque sumergible pequeño.
- Las válvulas seleccionadas para el control del crudo y agua de cada tanque será operada por buzos una o dos veces durante la vida del Campo. Las válvulas de bola son propuestas para ser removidas en maniobras submarinas.
- Los recipientes de proceso se pueden aislar, para garantizar la temperatura deseada para verter el producto. (35) (37)

4.2.1.3 Especificación.

La especificación del equipo y de la estructura es la siguiente:

Base por gravedad de acero de la Unidad con un peso total (en aire)	56 Toneladas
Dimensiones Totales	7 m x 5 m x 5 m
Profundidad de operación (asistido con buzos) en el Mar del Norte	76 m (Campo Argyll)
Capacidad de producción máxima	5 000 bbls/día
Capacidades de los tanque y tiempos de residencia:	
Etapas de alta presión (parte superior) 3.5 m ³ , tiempo de residencia	3 minutos
Tanque de almacenamiento/Separador de baja presión 10.6 m ³ , tiempo de residencia	14 minutos (cada uno)
Tiempo de residencia total a través de la Unidad completa	31 minutos

(35)

4.2.1.4 Arreglo de la Unidad.

La Unidad en el lecho marino consiste de cuatro recipientes cilíndricos a presión con pared de acero, montado con pilotes o con base de gravedad, dependiendo de las condiciones del lecho marino. (35)

El recipiente más pequeño con riser es la etapa de separación de presión más alta y el recipiente que está directamente abajo es la etapa de baja presión. Ver figura 4.5. Este recipiente incluye esclusa para proveer una trampa de arena y para separar aceite y agua producida. El almacenamiento se suplementa por otros tres recipientes de construcción idéntica, pero sin la esclusa interna para la trampa de arena. (35)

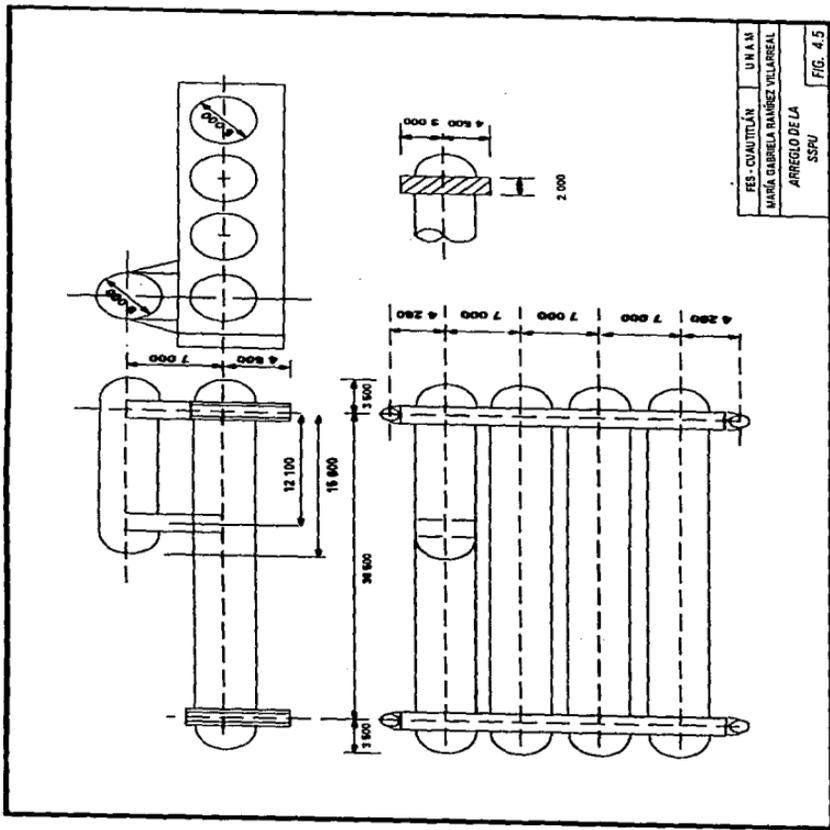
Las unidades superficiales comprenden un quemador flotante y un CALM (Anclaje en forma de Catenaria) boya de cargamento con ventaja comercial. Pero son conectados por risers flexibles hacia la unidad del lecho marino. (35)

4.2.1.5 Principio de funcionamiento de la Unidad Piloto (SSPU).

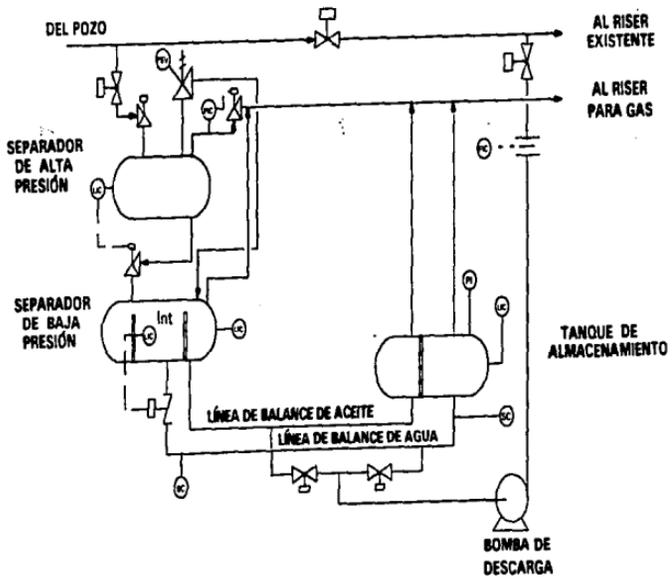
La figura 4.6 muestra como se configura la Unidad Piloto.

Esta consiste de tres tanques: El separador de Alta Presión (un separador de dos fases), el separador de Baja Presión (un separador de tres fases) y un tanque de almacenamiento. Los fluidos del pozo pueden ser enviados por puente a la unidad o pueden ser procesados de la siguiente forma:

- * Los fluidos que provienen del pozo, primero pasan por una válvula check para ir hacia el separador de Alta Presión donde se lleva a cabo la separación gas/líquido y se realiza bajo presión. Se adicionan inmediatamente desemulsificadores químicos corriente abajo de la válvula check. (37)
- * Crudo y agua pasan hacia el separador de Baja Presión donde son posteriormente desgasificados a presión atmosférica para producir solamente crudo. El separador de Baja Presión incluye una pequeña trampa de arena, un



FES - CONSULTA N°	U N A M
MARIA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
ARREGLO DE LA	
SSPV	FIG. 4.5



FES - CUAUITLÁN	U N A M
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
FUNCIONAMIENTO DE LA SSPU	
	FIG. 4.6

compartimento de separación de crudo/agua y un compartimento para almacenamiento de crudo.

* Separados crudo y agua entonces pasan por gravedad hacia el tanque de almacenamiento el cual está dividido en dos compartimentos separados completamente en un solo tanque.

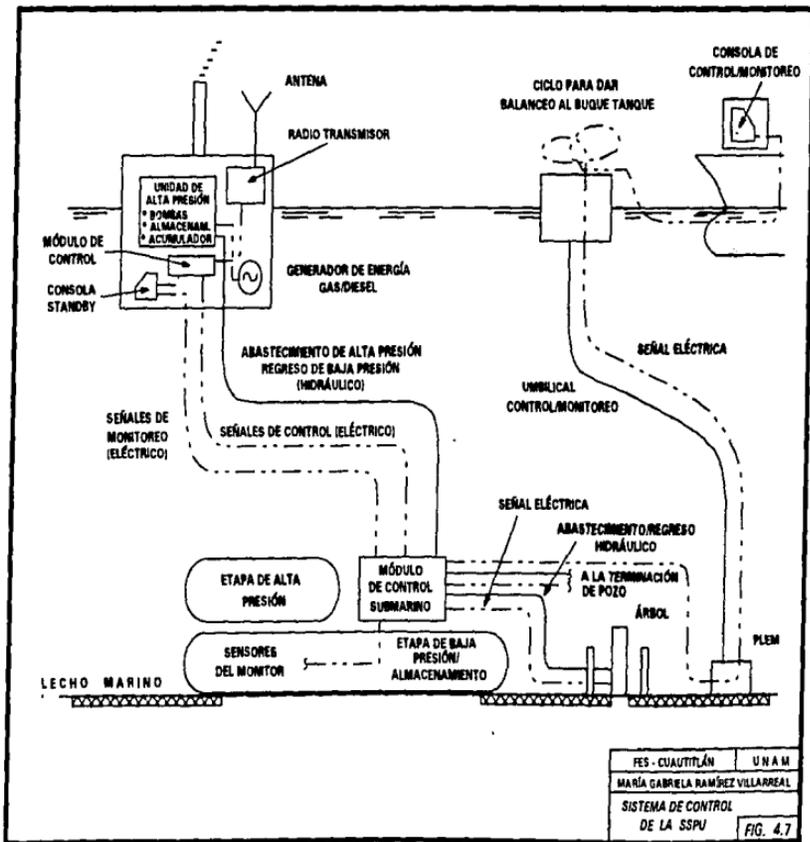
* Teniendo los productos desgasificados a presión atmosférica se elevan a 100 m y entonces se descargan hacia el sistema de separación submarino Pioneer. Este se lleva a cabo usando una sola bomba la cual descarga los productos en lotes. Esta operación se lleva a cabo automáticamente por el sistema de control (37)

4.2.1.6 Sistema de Control.

El sistema de control de la Unidad Piloto puede ser un circuito cerrado con operación hidráulica y/o eléctrica de las válvulas. Se ilustra en la figura 4.7 Esencialmente comprende los siguientes componentes:

- Elementos sensibles: detectores de nivel y transductores de presión.
- Inteligencia: Controlador lógico programable (PLC).
- Actuador: Válvulas de funcionamiento hidráulico.
- Elementos de control: Válvula tipo check operada hidráulicamente.
- Servicios: Instrumento de energía eléctrica, energía hidráulica, enlace de comunicación. Todos suministrados en un sólo umbilical de control. (37)

El sistema de control contiene muchas características únicas pero la más importante de estas, es que los actuadores tienen en el fecho marino todos los elementos de control como el ciclo de sensores, inteligencia, mecanismo de control, etc. Estos permiten al sistema realizar un control modulado y le dan facilidad de uso. (37)



PES - CUAUTILÁN	U N A M
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
SISTEMA DE CONTROL DE LA SSPU	
	FIG. 4.7

Este Sistema de Control también fue diseñado para ser de operación y mantenimiento confiable. Se seleccionó como criterio confiable un Sistema con 99 % de utilidad con un período de operación de dos años.

La mayor innovación que incluye el sistema de control es una válvula modulada bajo el nivel del mar. Esta controla la presión del separador de Alta Presión y lo lleva a cabo por el uso de un actuador hidráulico. (37)

Este Sistema consiste de una unidad de energía hidráulica y reservas en la boya de quemado, con un umbilical hacia un módulo de control submarino seco. El módulo contiene las válvulas que modulan y controlan la presión que necesitan mantenerse a ciertos niveles en los tanques.

Se envía una señal por medio del umbilical desde la línea de exportación hacia la consola principal del tanque. Cuando el tanque está fuera de la estación se mantiene un enlace por radio entre la boya del quemado y una estación en costa con cierta limitación, pero con un control adecuado de la producción junto con la unidad de proceso de paro de emergencia. (35)

La dirección de las señales son desde sensores de nivel nucleónico y sensores de presión, siendo procesadas por un controlador lógico programable (PLC) en la cápsula de control con una atmósfera inerte seca. La salida del PLC son las válvulas de servicio dentro de la cápsula, desde las cuales operan líneas hidráulicas externas de modulación y válvulas de control dentro y fuera del aislamiento, bypass, válvulas de relevo, etc.. Se monitorea desde la superficie vía un umbilical, incorporando fibra óptica para los datos. (35)

El umbilical está conformado por lo siguiente:

- Cable de fibra óptica duplex para transmisión de datos entre la PC submarina y el Pioneer submarino;
- Un par de resortes respaldando la fibra óptica;
- Cinco núcleos de cable eléctrico de los cuales dos son extra;

* Cinco mangueras hidráulicas de 3 500 psi de las cuales dos están dedicadas a aumentar la alimentación para la energía de presión, dos que regresan a la presión de alta, y una que mantiene el ingreso/descarga en la unidad de control.

Se provee una línea de inyección química separada del cable de energía para la bomba.

(35)

4.2.1.7 Construcción.

La mayoría del contrato de construcción consiste de la fabricación y montaje del tanque y estructura de la base por gravedad.

Este contrato lo realizó un fabricante Escocés con un programa reducido que se llevó a cabo en 4 meses.

La lección aprendida en esta fase de trabajo de construcción es la importancia de adherir las especificaciones de Ingeniería durante esta actividad.

La construcción estuvo **apegada a las especificaciones**. Debido al descenso de la temperatura de la lámina de acero inoxidable aislada, se substituyó por una lámina de acero al carbón especificada originalmente. Una vez que la Unidad Piloto fue situada en el lecho marino, una larga celda galvánica se montó entre esta lámina y la parte general del separador la cual fue de acero al carbón. (37)

4.2.1.8 Instalación.

La instalación de la Unidad Piloto se realizó en tres fases:

- Base por gravedad/tanques.
- Cápsula de control.
- Bomba.

La base por gravedad fue instalada usando una DSV (Embarcación del Sistema de Perforación) trabajando en conjunto con el Pioneer Submarino. Posteriormente se instaló la Unidad Piloto y enseguida la cápsula de control usando dos postes guía incluidos para este propósito. (37)

El umbilical de control es un tubo rígido que contienen los cables que se direccionan hacia la cápsula. En primera instancia se instala el umbilical y posteriormente por medio de un riel se introducen los cables a su interior desde el arreglo del Pioneer submarino. La cápsula fue instalada vía la pileta de descarga del Pioneer submarino usando el montacargas y aprovechando la ventaja del arreglo en este tanque. Todo el proceso se completó exitosamente en 24 horas. (37)

A la instalación de la bomba le siguió la de la cápsula. La bomba fue instalada vía la pileta de descarga del Pioneer submarino usando dos postes guía situado en la Unidad Piloto de la estructura principal. (37)

4.2.1.9 Comparación del costo con una FPS (Sistema de Plataforma Flotante).

Para ser aceptada la Unidad Piloto (SSPU) debe demostrar costos más bajos que la alternativa más simple.

En términos de costos de operación la Unidad Piloto (SSPU) tiene ventaja para empezar una Unidad con control no especificado y manejo de la Unidad con un equipo pequeño operando en el buque tanque, y soportado por los servicios del buque tanque e infraestructura. La ausencia de un equipo costafuera especial, asociado con soporte de personal, transportación, acomodo y la seguridad del mando de unidades de proceso de una instalación permanente puede ahorrar en el orden de £ 10 millones/año.

La Unidad Piloto está siendo terminada con un costo de aproximadamente £ 2 millones.

(38)

4.2.2.1 Sistema AKER BOOSTER.

Otro Sistema es el Aker Booster que puede dividirse en dos grupos:

- Sistemas de separación con o sin presión de empuje.
- Sistemas con ayuda de bombeo multifásico.

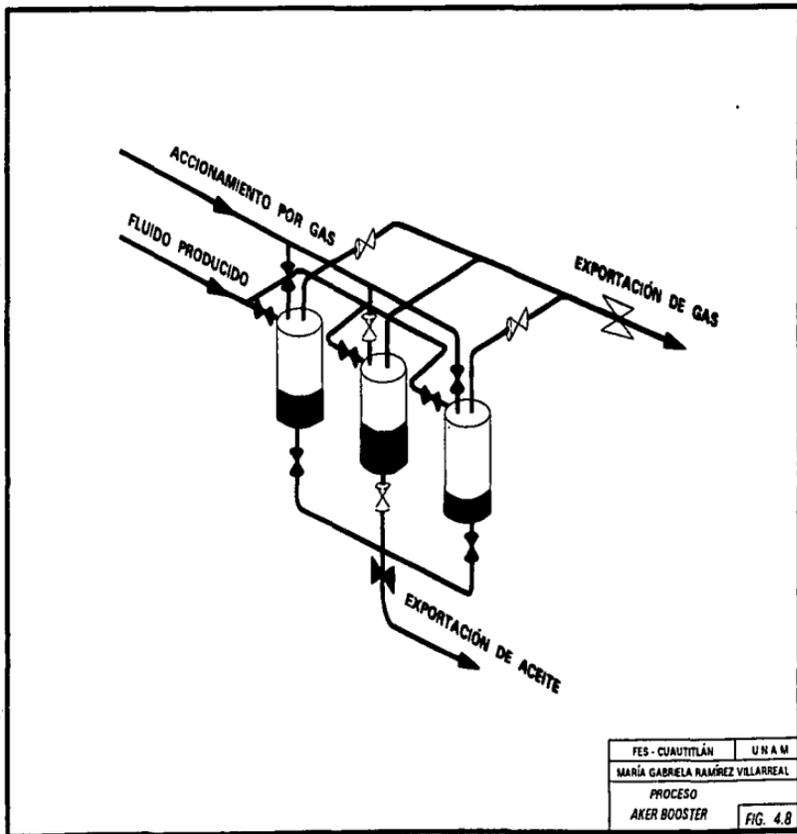
El Sistema se basa en el uso de gas a alta presión como la fuente de energía para aumentar la salida del líquido desde un sistema de separación submarino.

El sistema consiste de tres tanques de operación en un ciclo, el cual provee un cabezal de pozo constante con presión de apoyo y un flujo relativamente uniforme hacia las tuberías de exportación.

La ventaja típica del flujo a presión de la cabeza de pozo, es que el gas puede transportarse desde un sistema de separación simple a distancias superiores a 70 Kms con tamaños de tubería razonablemente económico y el líquido a una distancia superior a los 35 Kms.

El Sistema Aker Booster evita los problemas asociados con maquinaria de rotación submarina por usar gas de alta presión como fuente de energía. Este Sistema consiste de tres tanques los cuales operan cíclicamente como separadores y la acción directa del gas como impulsor de las bombas. La presión de salida del gas es solamente menos guiada que la presión del flujo de la cabeza de pozo, mientras se determina la presión de salida del líquido por el impulso de la presión del gas. La difusión del gas hacia el líquido durante el estado de compensación es insignificante. Ver figura 4.8.

Generalmente la fase líquida se descarga hacia la tubería en aproximadamente el doble de la presión de estabilización. Esto combinado con la inevitable caída de temperatura en la tubería, significa que el desarrollo de flujo multifásico no ocurre o es insignificante.



4.2.2.2. Descripción del proceso.

El Sistema Aker Booster es una combinación de separador y una bomba de impulso de gas de acción directa. Tres tanques de presión idéntica operan cíclicamente en tres diferentes formas para suministrar una pulsación libre de flujo dentro y fuera del Sistema.

Las tres diferentes formas son:

- Llenado y separación, donde el recipiente básicamente opera como un separador normal operando a un flujo debajo de la presión de la cabeza de pozo.
- Compresión y transporte, donde el impulso de la presión alta del gas se usa para descargar la fase líquida desde el tanque previamente lleno.
- Descompresión donde el gas es descargado desde el tanque casi vacío hasta la tubería de gas.

Las válvulas de control en varias líneas son reguladas para nivelar la variación de flujo entre los tanques.

El ciclo es regulado para minimizar la vibración en la entrada de la línea y así evitar disturbios en la tubería de producción, al provocar la formación de patrones de flujo indeseados. Las líneas de exportación (particularmente la línea de gas) son menos críticas en cuanto a la vibración debido a su volumen, y en el caso de la línea de gas por ser un fluido compresible.

La máxima distancia de transporte económicamente viable usando el Aker Booster está determinado por lo siguiente:

- El flujo impulsado por la presión del gas en la entrada del sistema, el cual determina la presión de exportación del líquido.
- La presión del flujo de la cabeza de pozo (presión efectiva de entrada al Sistema) la cual determina la presión de exportación del gas, como la línea de gas en la cual la descarga de los separadores debe estar con una presión baja.

4.2.2.3 Parámetros.

Otros parámetros tales como composición del fluido, tubería aislada, presión mínima de recepción de gas, etc., también tiene un impacto en la distancia de transporte económicamente viable.

Estudios realizados por ingenieros de Aker indican una distancia límite de alrededor de 70 Kms, determinado para tubería económica.

Una velocidad de producción máxima por día basado en tanques de presión de tamaño y peso aceptable, es de alrededor de 30, 000 B/d por prueba.

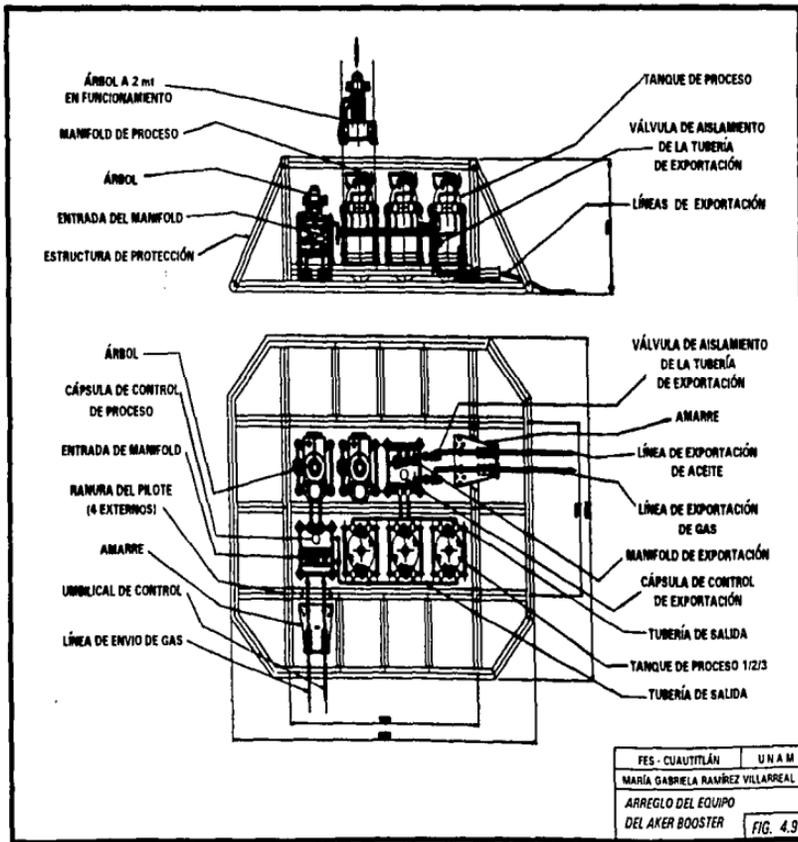
4.2.2.4 Descripción del Sistema.

El Sistema Booster consiste de los siguientes elementos:

- * Tres tanques a presión terminado con válvulas de control, válvulas de bloqueo e instrumentación.
- * Un soporte de acero y estructura de protección el cual puede también darse con una plantilla de pozo.
- * Un manifold a la entrada, el cual puede incluir una válvula check si se requiere.
- * Un manifold de exportación el cual incluye los obturadores de gas y crudo de exportación, y que se usan para regular la descarga desde el tanque.
- * Un sistema de control electrohidráulico multiplexado, similar a un sistema de control de producción submarino normal.
- * Proveer la activación y conexión de líneas de flujo, umbilicales y líneas de exportación. (a)

El arreglo de este equipo se puede apreciar en la figura 4.9.

Los tanques a presión son cilindros verticales configurados por su función como separadores, con bombas impulsadas por gas. La selección de material depende de las propiedades del fluido producido, pero generalmente puede ser de acero al carbón con un revestimiento resistente a la corrosión interna (generalmente la selección del material



es para la parte superior del separador). Cada uno de los tanques está asociado con válvulas de control y la instrumentación es configurada para ser instalada sin buzos y recuperada como un solo módulo con la ayuda de cables guía. (36)

La configuración de los manifolds de entrada y salida en el Sistema Aker Booster puede ser modular y configurada para ser instalados sin buzos y recuperados por medio de un sistema de cables guía. (36)

El Sistema de activación y conexión para líneas de flujo, tuberías y umbilicales es de tecnología convencional. Las válvulas de proceso y sensores son localizados sobre los tanques. (36)

El soporte de acero y la estructura de protección pueden contener ranuras de pozo si se requiere y es básicamente un sistema de producción submarino convencional con una estructura de protección. (36)

La velocidad de producción máxima por día es alrededor de 30 000 B/d por serie de proceso, considerando el peso máximo del módulo de tanques a presión, el cual puede recuperarse por un barco grúa con pileta de inmersión, (DSV) o similar, teniendo equipo de compensación de elevación (alrededor de 60 toneladas). (36)

4.2.2.5 Sistema de Control.

El Sistema de control tiene el hardware básicamente similar a un sistema de control de producción normal, pero comprende algunos componentes extras asociados con el posicionamiento de la válvula de control y monitoreo de nivel. Un sistema lógico programable (PLC) forma parte del equipo instalado en la parte superior y comunicada de una manera convencional. La energía hidráulica se suministra vía el umbilical de control o desde un paquete de energía submarina, dependiendo de los requerimientos en el umbilical y la energía. (36)

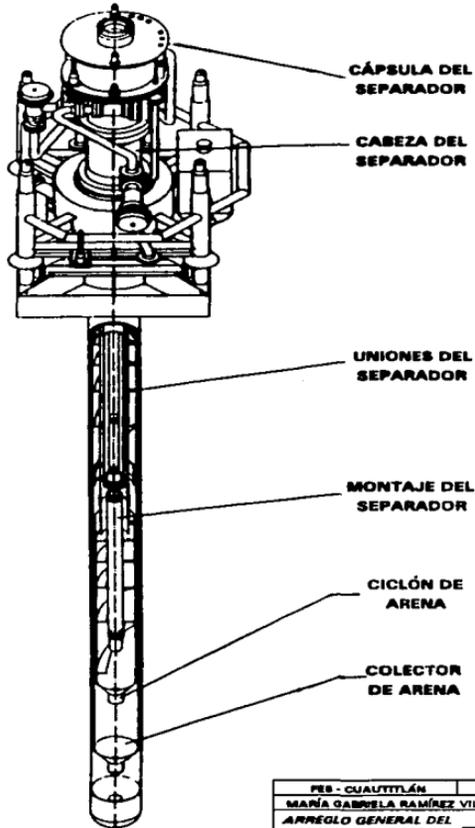
4.2.3.1 Concepto VASPS.

Otra alternativa es el Concepto VASPS (Sistema de Separación y Bombeo Anular Vertical) que tiene características únicas, la más significativa es la geometría total del Sistema, que permite integrar el separador y la bomba e instalar un conductor convencional de 30" en un pozo artificial. El arreglo general para el sistema propuesto se presenta en la figura 4.10.

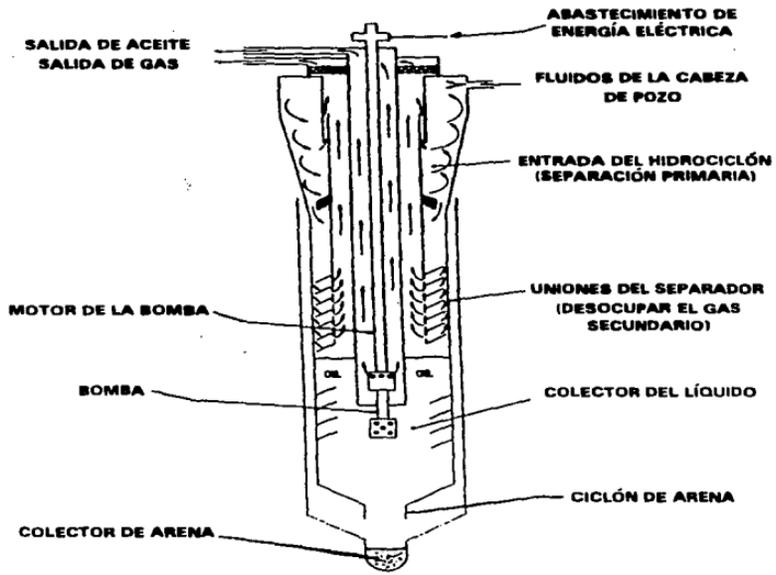
El Concepto involucra la separación de gas y líquido en o cerca de la cabeza de pozo; con los líquidos se inicia el bombeo en una sola fase hacia tierra o hacia una unidad de producción alejada. El sistema propuesto utiliza pozos estándar, cabeza de pozo y base gúla con una bomba sumergible convencional empleada para liberar la fase líquida desde la envoltura del colector hacia una tubería dedicada a líquidos. El gas es separado y producido a través de una tubería aparte bajo la presión de la cabeza de pozo. El equipo sobre la cabeza de pozo comprende un separador principal y un arreglo de la válvula de control. De esto resulta una ventaja significativa por permitir a la Unidad VASPS ocupar un sólo espacio entre pozos en una Plantilla multipozo o ser instalada en un arreglo satélite.

El concepto VASPS es aprobado por ser el único en combinar la funcionalidad de un separador submarino y una bomba, integrados con un medidor de flujo multifásico. El separador líquido/gas es nuevo, utiliza fuerza centrífuga para alcanzar un alto grado de separación en una configuración compacta. Esto permite un separador con capacidades arriba de 30 000 bbl/día para instalarse dentro de un conductor de pozo estándar de 30", sujeto al lecho marino. Se presenta un esquema del proceso en la figura 4.11. Principalmente la separación gas/líquido se realiza por medio de un hidrociclón a la entrada. Los líquidos separados se envían a un separador con juntas en espiral, el cual realiza una separación secundaria y descarga hacia un colector de líquido. Una bomba convencional se instaló en el colector del líquido, el cual también incorpora un ciclón de arena para la eliminación de sólidos.

La configuración del sistema hardware hace uso máximo de los componentes existentes de la cabeza de pozo y puede ser instalado en un espacio de pozo estándar usando



PES - CUAUTILÁN	U N A M
MAÑÁ GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
ARREGLO GENERAL DEL	
CONCEPTO VASPS	FIG. 4.10



PES - CUAUTTLÁN	U N A M
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
ESQUEMA DEL PROCESO DEL CONCEPTO VASPS	
	FIG. 4.11

tecnología de perforación convencional. El costo de instalación esperado es suficientemente bajo como para hacer factible instalar una Unidad VASPS por pozo, con consecuentes beneficios en términos de flexibilidad operacional y disponibilidad del Sistema.

4.2.3.1.1 .Requerimientos del Sistema de Producción.

Las investigaciones indican que este sistema puede producir más reservas marginales sobre distancias de 50 a 100 Km hacia una Unidad de Producción lejana, mientras evita los problemas operacionales asociados con: hidratos, prueba de pozo, monitoreo e inestabilidad de flujo y flujo pistón.

4.2.3.1.2 Confiabilidad del Equipo.

El Concepto VASPS está concentrado en la simplicidad del diseño y el uso de equipo submarino probado.

Dondequiera que el equipo existente sea utilizado no requiere modificarse, aunque sea un medioambiente muy diferente. También se utiliza la tecnología de perforación existente para la instalación y mantenimiento, así como el uso de componentes de cabeza de pozo. Los requerimientos de energía de la bomba son moderados (en el rango de 50 a 100 Kw), y esto junto con el control del medioambiente en operación, debe resultar una confiabilidad razonable. El concepto está acoplado con la simplicidad total del diseño y tiene beneficios considerables en términos de confiabilidad y ventajas del Sistema.

4.2.3.1.3 Aplicaciones propuestas del VASPS.

El Concepto VASPS propuesto combina la funcionalidad de un Sistema de separación submarina a control remoto y bombeo con un Sistema medidor multifásico. La

configuración básica puede ser adaptada rápidamente para varias aplicaciones específicas como son las siguientes:

4.2.3.1.3.1 Producción submarina a control remoto.

La aplicación principal de la configuración actual es como un Sistema de Producción submarina a control remoto utilizando una unidad por pozo. (Ver figura 4.12). La configuración básica utiliza técnicas convencionales asistidas por buzos para procedimientos de instalación y mantenimiento. También se propone una configuración "sin buzos" para aplicarse en Aguas Profundas. (33)

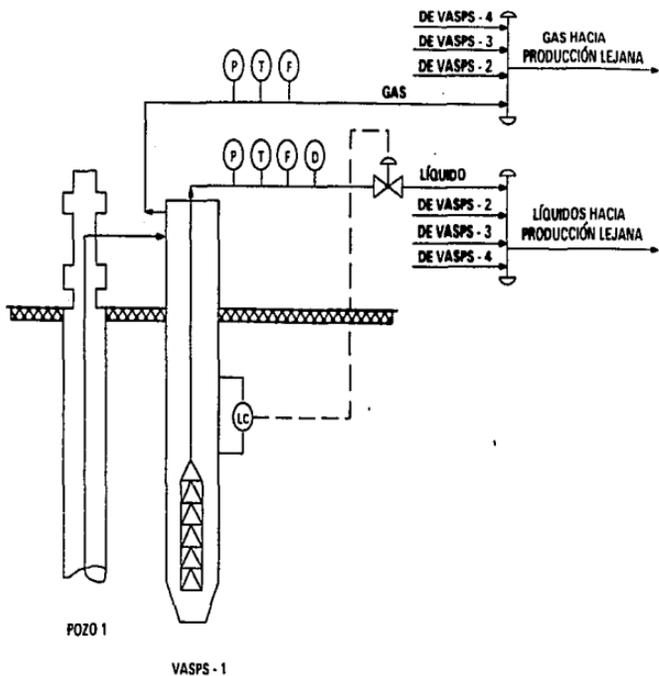
4.2.3.1.3.2 Sitios ambientalmente sensibles.

El uso del VASPS como un mecanismo de Producción a control remoto no se limita a aplicaciones submarinas. El sistema tiene aplicación potencial donde quiera que haya complicaciones para unidades de proceso cerca de la cabeza de pozo. La configuración mostrada en la figura 4.12 puede adaptarse fácilmente a una terminación tipo carcaza donde la Unidad de terminación puede establecerse debajo del suelo (o al nivel de la líneas de todos). Esto puede ser atractivo en lugares ambientalmente sensibles. (33)

Una configuración tipo carcaza puede ser atractiva en aplicaciones submarinas, donde se tenga un riesgo signficante de daño externo, por ejemplo en aguas poco profundas donde se tiene gran actividad de embarcaciones o en regiones árticas donde existe el riesgo de un iceberg. (33)

4.2.3.1.3.3 Producción submarina Localizada - Prueba de pozo extendida.

La configuración estándar puede adaptarse para proveer una separación en dos etapas con estabilización de crudo y agua, medidos y bombeados hacia un tanquero con amarras y/o Unidad de almacenamiento. El gas asociado puede desviarse a un sistema



FES - CUAUTITLÁN	U N A M
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
PRODUCCIÓN SUBMARINA A	
CONTROL REMOTO	VASPS
	FIG. 4.12

de quemado. Este tipo de configuración puede ser conveniente para la "prueba de pozo extendida" en la evaluación de Campos marginales. Una configuración típica se presenta en la figura 4.13. Note que el separador de alta presión podría no requerir una bomba. (38)

4.2.3.1.3.4 Medidor de flujo multifásico.

La configuración estándar VASPS puede adaptarse para servicio como un medidor de flujo multifásico submarino por reemplazar la bomba de producción de líquido con una Unidad pequeña y una mezcla conveniente. La configuración de medición multifásica típica se presenta en la figura 4.14.

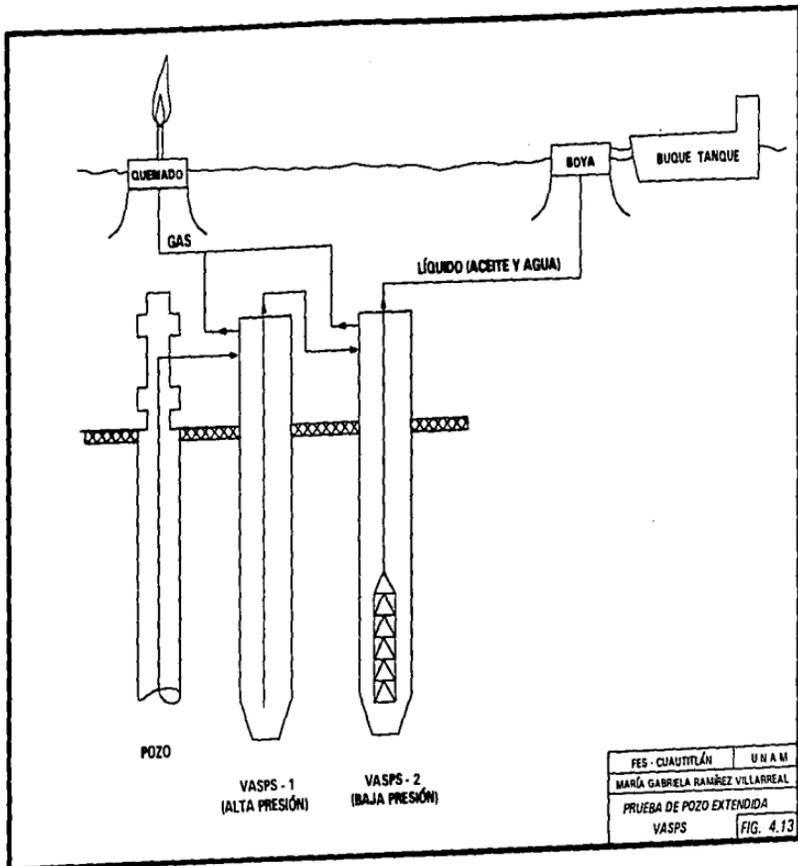
4.2.3.1.3.5 Separador de prueba.

La Unidad tipo VASPS puede también utilizarse como una alternativa compacta y eficiente para plataformas convencionales, basadas en separadores de prueba y un equipo de perforación para prueba de pozo, etc.

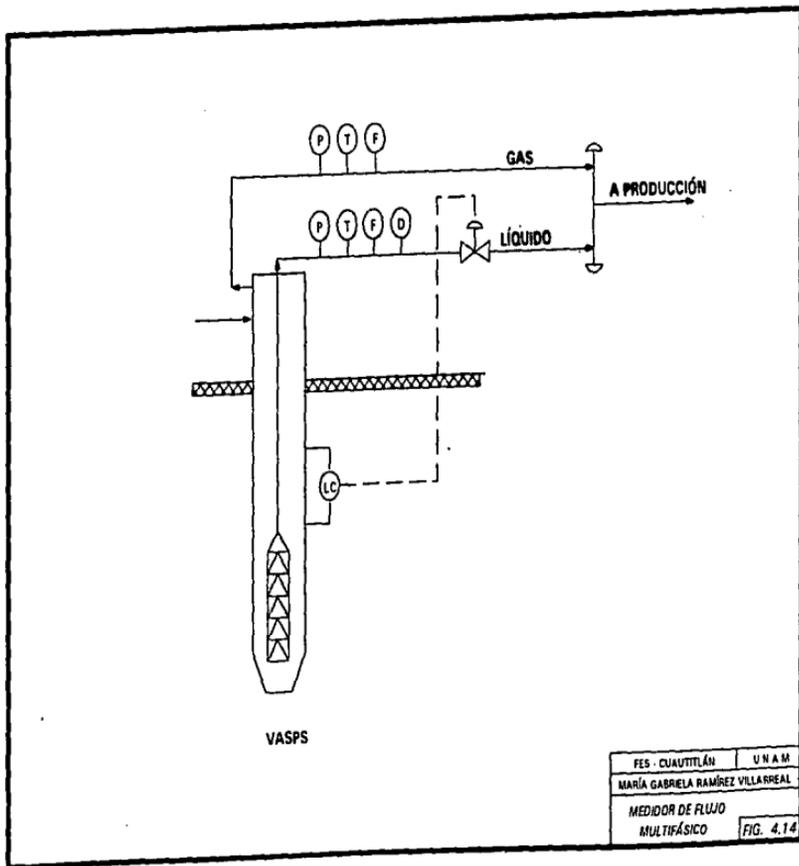
Esto puede proporcionar beneficios a sistemas de producción flotante y equipos de perforación donde el movimiento del Sistema Flotante tiene un efecto detrimental en la eficiencia de un separador convencional. El separador VASPS cuenta principalmente con fuerzas centrífugas mejor inducidas que las fuerzas gravitacionales y no debe afectar el movimiento del tanque. El arreglo del separador de prueba debe ser similar a la configuración del medidor multifásico como se presenta en la figura 4.14. (38)

4.2.3.1.3.6 Separación de tres fases.

La configuración básica del VASPS involucra dos fases de separación (gas/líquido) y las aplicaciones previas requieren poca o ninguna modificación en esta configuración estándar. Un posible desarrollo futuro puede extender la Unidad VASPS para dar una



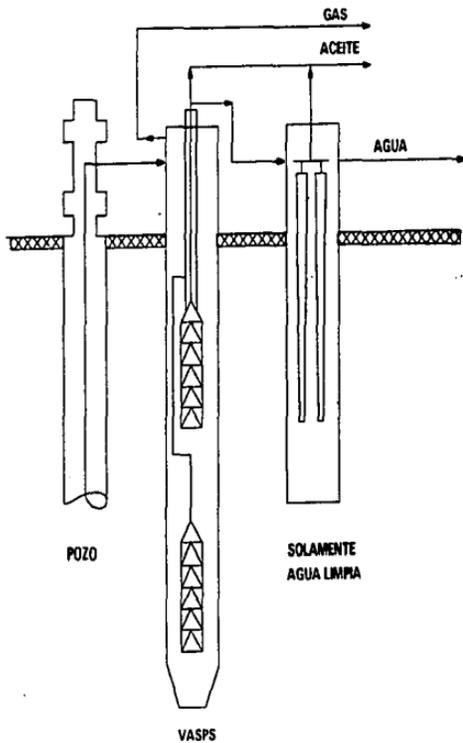
FES - CUAUTILÁN	U N A M
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
PRUEBA DE POZO EXTENDIDA	
VASPS	FIG. 4.13



VASPS

FES - CUAUTTLÁN	UNAM
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
MEDIDOR DE FLUJO MULTIFÁSICO	
	FIG. 4.14

separación primaria de crudo/agua en la relación más baja de la Unidad y utilizar la separación de crudo y agua por bombas, para producir por separado la corriente de productos. El agua producida puede pasar opcionalmente a un mecanismo de ciclón secundario para su limpieza final. Una configuración posible se presenta en la figura 4.15, la cual puede requerir un significativo desarrollo adicional. (3)



FES - CUAUTLÁN	U N A M
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
SEPARADOR DE TRES FASES	
VASPS	FIG. 4.15

4.3 SISTEMAS DE BOMBEO SUBMARINO.

A continuación se analizarán las bombas multifásicas que actualmente están a prueba, sus objetivos, tipos y características, criterio de selección, así como el desarrollo y experiencia que se ha tenido con estos Sistemas.

4.3.1 OBJETIVOS Y REQUERIMIENTOS A CUBRIR POR LAS BOMBAS MULTIFÁSICAS.

Las bombas fueron diseñadas para satisfacer ciertos objetivos, el principal es hacer producir aquellos Campos petroleros costa fuera que por los medios convencionales puedan estar fuera del alcance económico, tales Campos serían aquellos que contaran con las siguientes características:

- * Alejados de cualquier instalación existente (300 Km desde la costa o Plataforma).
- * Localizados en zonas muy profundas (600 m y más).
- * Relaciones gas - líquido a las condiciones de cabeza de pozo, superiores a $8 \text{ m}^3 / \text{m}^3$.

En cuanto a la Bomba podemos mencionar como objetivos principales:

- * Que la capacidad de flujo de la bomba sea de 100 000 bb/día en promedio.
- * Tener gran capacidad en la velocidad del flujo sin la desventaja de una enorme máquina, y debe consistir de un simple y confiable concepto mecánico que favorezca la aplicación en condiciones marinas.
- * Facilidad de mantenimiento, opciones mecánicas simples para el soporte y sello.
- * El diseño también especifica el espacio libre entre las partes móviles y las fijas de la bomba, este es un riesgo que puede extenderse por el efecto abrasivo del efuyente de crudo.
- * Capacidad para enfrentarse a problemas causados por la existencia de partículas sólidas en el efuyente.
- * Sabiendo que la estación puede sufrir un paro imprevisto, la bomba debe ser capaz de crear en el fluido una pérdida de presión y no parar de golpe el flujo.

- * Capacidad de aceptar flujo pistón en caso de tener puro gas (como sería el caso de condiciones cambiantes a flujo pistón durante el paro y arranque de la operación).
- * Trabajar "en seco" durante largos períodos, sin que tenga consecuencias negativas para los componentes mecánicos.
- * Debe tener la capacidad y eficiencia en caso de tener relaciones de gas - líquido, desde puro líquido hasta puro gas, ácido y abrasivos y flujo slug severo.
- * Debe ser un Sistema completamente abierto adaptando el pozo a efluentes densos y variación brusca de régimen de flujo.
- * El tamaño y el peso deben ser pequeños, con el fin de lograr una fácil adaptación en módulos submarinos.
- * Instalación de equipo de producción ligero para demandas de producción temprana.
- * Reducción de los costos.
- * Incrementar la recuperación total, con la posibilidad de presión de flujo de cabeza de pozo baja de 5 a 10 bar, (particularmente apreciable para campos marinos profundos).
- * Incremento de presión entre 20 a 50 bar.
- * Aumento total de la seguridad y protección del medio ambiente.
- * Hacer útil el gas asociado.
- * La posibilidad de diseñar instalaciones evolutivas relaciones de producción progresiva o programa de inversión.
- * Un tiempo promedio de dos años en condiciones de funcionamiento submarino.

(42) (43) (46) (48) (49) (50).

Entre los requerimientos básicos tenemos que los componentes de la bomba deben resistir las condiciones clásicas de los efluentes producidos:

- Temperatura superior a 130 °C.
- Mezclas de hidrocarburos con agua salada.
- Posibles cantidades de ácido sulfhídrico y dióxido de carbono y cantidades de arena estimadas por arriba de los 200 g/m³.

Y además esta tecnología debe ser capaz de realizar las siguientes funciones:

- Que no tenga limitaciones en los niveles de producción.
- Que pueda bombear y transportar toda la corriente del pozo.
- Que tenga la capacidad de resistir severas condiciones de trabajo submarino durante largos períodos de tiempo, sin ninguna asistencia de buzos.

El flujo multifásico casi siempre ha sido asociado con la producción de crudo y gas. Sin embargo, en años recientes se ha estado explorando el transporte multifásico y tecnología multifásica como un camino para obtener un costo más efectivo en concepto de desarrollo de Campo. (54)

La tecnología de flujo multifásico se define como métodos, equipo y experiencias relacionadas con la producción y transporte de fluidos de hidrocarburos con gas; el crudo y la fase acuosa son separadas, procesándolos para estabilizar los productos en una sola fase. Cabe mencionar que la tecnología de flujo multifásico no es una tecnología de separación; el promover el desarrollo y adaptación de métodos y equipos a una tecnología de producción de petróleo convencional, resulta atractiva para un servicio donde está presente más de un fluido. (55)

En los últimos cinco o diez años, varios proyectos en el Mar del Norte han estado aplicando esta tecnología, y muchos más proyectos con el concepto de definición o fase de ingeniería se materializará en un futuro cercano. Statoil operará un amplio rango de tecnología multifásica basado en unidades de proceso de producción, y por varios años sistemáticamente ha coleccionado experiencias para operar la instalación submarina Tommeliten Gamma y el satélite submarino Gullfaks. (56)

Cuando las cabezas de pozo son localizadas en la superficie, las técnicas multifásicas pueden prolongar la vida de pozos ligeros sin la necesidad de adicionar investigaciones al estado de separación de baja presión y líneas de presión baja. (42)

Esta tecnología puede reducir el peso del equipo en la parte superior, y por lo tanto el tamaño de la plataforma. Se requiere solamente una tubería y se reducen así los costos de desarrollo y el número de personal necesario a bordo, instructivo de seguridad y bajos

costos de operación. Teóricamente se puede incrementar el rango actual de las TLP's y plataformas completas, llegando a una profundidad arriba de los 1 200 m , por reducir el peso del equipo en la parte superior. (42)

La técnica multifásica ya estaba siendo empleada para enlazar pozos periféricos fuera de servicio hacia el centro del proceso principal. El flujo multifásico en líneas largas, por ejemplo, genera un número de fenómenos desconocidos para líneas de una sola fase. Inicialmente estudios conceptuales indicaron la necesidad de una propuesta teórica para la mayoría de los problemas. (42)

Cuatro áreas principales son dirigidas por R&D. La primera es el comportamiento complejo asociado con flujo multifásico para un pozo, adaptando el diseño de línea multifásica para evitar riesgos y operar con seguridad. (42)

En la Segunda puede requerirse un sistema de apoyo multifásico, ofreciendo confiabilidad y eficiencia, para la composición del efluente o modelo de flujo. La tercer área fue la motorización para la energía de la bomba; finalmente la cuarta es la transmisión de energía sobre distancias grandes, y subsecuentemente el control remoto. (42)

Considerando la utilidad de la tecnología, el bombeo multifásico tiene beneficios económicos en costa y costa fuera si el flujo de los pozos hacia la superficie y la fracción del volumen de gas es menor de 90 %. (40)

Las bombas sumergibles eléctricas (ESP) son el medio más eficiente para suministrar energía adicional hacia el sistema de producción. Si la confiabilidad fue adicionalmente mejorada entonces los sistemas ESP pueden tener un aumento de ventajas y permitir mejoras económicas. (40)

Las condiciones económicas que prevalecen incrementan la necesidad de los operadores para desarrollar campos marginales y de aguas profundas. Consecuentemente la introducción de nuevos procesos submarinos y alternativas de transportación se están acelerando. Muchos campos marginales pueden desarrollarse económicamente usando Tiebacks hacia plataformas existentes, donde el volumen de

separación de crudo y unidades de proceso pueden accionarse. La producción submarina remota también es particularmente atractiva para el desarrollo de yacimientos localizados en aguas profundas donde la tecnología de producción convencional no es muy apropiada tanto técnica como económicamente. (38)

La incorporación de varias alternativas de terminaciones submarinas son útiles para el desarrollo de campos marginales. Los yacimientos cerrados hacia plataformas existentes están desarrollándose tradicionalmente por pozos satélites simples o plantillas de pozos con manifolds y líneas de flujo. Desafortunadamente se requieren soluciones más complejas para condiciones particulares de yacimientos, y/o como el incremento de la distancia entre el Campo marginal y plataforma huésped. Las tres alternativas comunes normalmente propuestas para los desarrollos más alejados son las líneas multifásicas con aislamiento, bombas multifásicas y separación submarina con bombeo. (38)

4.3.2 TIPOS Y CARACTERÍSTICAS.

Las tecnologías existentes fueron analizadas con el fin de comparartas y concluir cual de ellas ofrecía las mejores ventajas con respecto a los requerimientos antes presentados. Las mejores tecnologías seleccionadas para estudiarse fueron:

- 1.- Bomba de doble tornillo.
- 2.- Bomba rotodinámica.

A continuación se explican las características y principio de funcionamiento de cada una de ellas.

4.3.2.1 Bomba Rotodinámica.

El principio rotodinámico por sus características y soporte ofreció al proyecto POSEIDÓN posibilidades de perfeccionamiento y acondicionamiento a los requerimientos de dicho proyecto. Considerando el conocimiento de los parámetros de diseño, dicha bomba ofreció un aceptable incremento de presión, rango de flujos altos y baja sensibilidad para

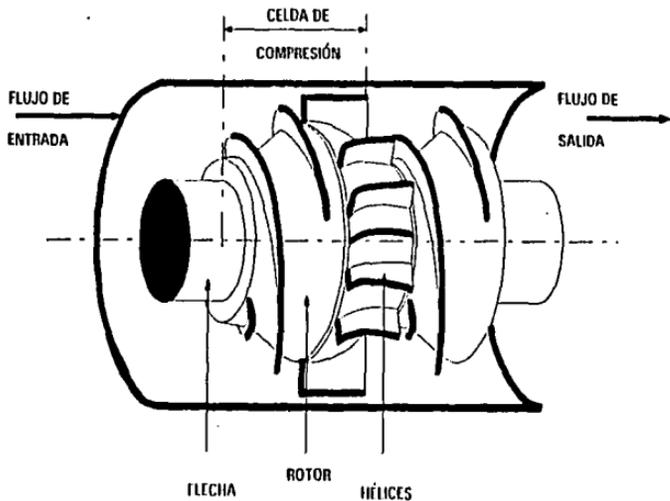
partículas de arena. Dichas características dieron a la bomba rotodinámica una especial consideración para la creación del primer prototipo de la bomba multifásica. Adicionalmente, la simplicidad mecánica y la fabricación compacta hicieron de esta bomba una bomba marina con grandes ventajas.

La tecnología básica de las bombas rotodinámicas, fue estudiada y patentada por IFP (Instituto Francés del Petróleo) y STATOIL; quienes pusieron a prueba una bomba rotodinámica en Indonesia en el año de 1982 con la capacidad de manejar una fracción de gas de alrededor del 30% y una capacidad de 15 000 b/día. El diseño de las celdas de compresión fue llamado "la primera generación de hidráulicos", y se consideró que daba la pauta para el progreso en el manejo de fracciones de gas elevadas.

En el principio rotodinámico, de las bombas helicoaxiales, la compresión no se genera como una compresión volumétrica, sino por una transferencia de energía. Cuando la succión termina, el fluido es acelerado en una celda de compresión, por medio de hélices impulsoras que transmiten la energía-velocidad hacia las partículas. Por medio de un impulsor-rectificador en dicha centrifugación, la energía cinética se convierte en presión. Cada celda o etapa de compresión está compuesta por un impulsor rectificador. Ver figura 4.16.

La bomba consta de una serie de celdas de compresión montadas en una flecha. El incremento de presión será, por lo tanto, función del número de pasos de compresión; y la razón de flujo, función del diámetro de la celda de compresión. Desde el punto de vista de la termodinámica, cada celda debe ser diferente, para realizar el cambio de la densidad del fluido, para lograr el incremento de presión y así disminuir la fracción de gas en cada paso. Pero desde el punto de vista técnico, el mejor diseño de celdas de compresión es aquel que logra promediar los parámetros: flujo, presión y gravedad específica, con el fin de estandarizar la fabricación de las celdas; las bombas diseñadas en el presente, tiene por lo tanto dos o tres celdas de compresión idénticas.

Este principio de compresión es parecido a las bombas rotodinámicas clásicas, pero con el mejoramiento para la aceptación de mezclas líquido-gas. Normalmente el impulso genera una buena separación del sistema, debido a que solamente las partículas del



FES CUAUTILÁN	UNAM
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
BOMBA ROTODINÁMICA	
FIG. 4.16	

líquido son centrifugadas; ya que hacerlo con el gas es imposible. Las celdas geométricas diseñadas por POSEIDÓN están compuestas por un impulsor-rectificador los cuales combinados con el perfil de los canales rotodinámicos previenen la separación y mantienen la homogeneidad de las fases del fluido. De uno a otro paso se lleva a cabo una reducción en la razón de volumen de flujo, al igual que se crea un incremento de presión y la fracción de gas se reduce con la compresión del fluido a dos fases.

Una posible desventaja del principio de la bomba rotodinámica podría ser, que el incremento de presión es una función directa de la gravedad específica de la mezcla.

Otro problema lo ocasionan las variaciones bruscas de la composición del fluido, durante un flujo pistón, dando como resultado severas variaciones en la flecha con posibles desviaciones de torque. Aunque la bomba tolera variaciones en la composición de flujo, las mejores condiciones de trabajo, para la bomba, se crean en estado estacionario. La resolución a dicho problema es otro próspero resultado del diseño hidráulico: *el efecto dampening*. Este efecto minimiza las consecuencias de un posible comportamiento tipo pistón. Para tal fin se diseñó y desarrolló un tanque buffer que genera el efecto dampening homogeneizando así, la mezcla bombeada, y como consecuencia se mantiene régimen de flujo estacionario. (48) (49) (50)

Debido a las desventajas y problemas operacionales que presenta esta bomba rotodinámica no resultó factible el realizar más pruebas y desarrollarla, se optó por la bomba de doble tornillo que se presenta a continuación.

4.3.2.2 Bomba de doble tornillo.

La bomba de doble tornillo de desplazamiento positivo confirma la promesa inicial de proveer una herramienta flexible y universalmente aplicable capaz de reunir las demandas de productores de crudo, bajo una variedad de condiciones de campo y características de pozos de producción. (44)

La bomba de doble tornillo tiene la característica de que es una bomba de desplazamiento positivo, donde el fluido es atrapado entre dos tornillos y acoplado a la

salida de la bomba por la rotación combinada de los tornillos que son accionados por la transmisión. (44) En la figura 4.17 se muestra un esquema de este tipo de bomba.

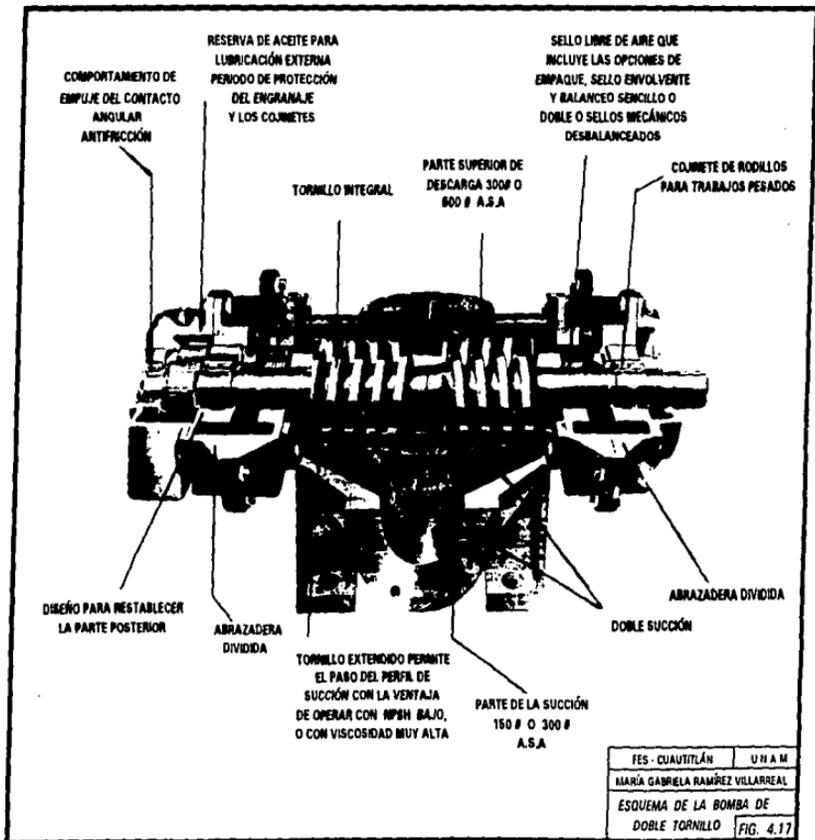
Su principio de funcionamiento consiste de un tornillo que funciona como el rotor, con una sección circular, y gira dentro de un estator de la misma forma. Para crear un volumen entre el estator y el rotor, este último ejecuta un movimiento planetario. Ver figura 4.18 (46)

El rotor gira sobre su propio eje (Cr), mientras rota alrededor del eje del estator (Cst). Esto traduce un movimiento lineal alternado del área (Sr) del rotor, a lo largo de su eje. Los puntos de contacto P1 y P2, continuamente cambian su posición, induciendo la fricción con el estator. El fluido se mueve axialmente de un extremo a otro. (46) (53) (54)

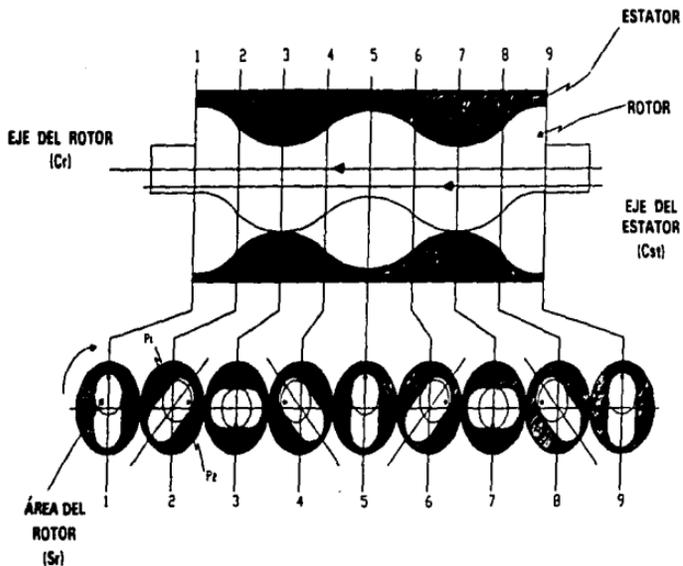
La bomba de doble tornillo tiene un mecanismo de doble succión. Con una configuración de flujo estándar, el líquido entra a la cámara de succión dividida en la terminal del cuerpo donde entra al paso del tornillo. La acción del bombeo continuo acaba en cavitación, reemplazado con el manejo del fluido existente continua a lo largo de la flecha en rotación hacia el centro de descarga. El engranaje de los dos tornillos promueve la rotación del fluido atrapado y genera las fuerzas para moverlo en dirección axial hacia la cámara de descarga. El tornillo de la bomba es diseñado con una descripción específica y espacio libre para obtener recirculación interna baja y máxima eficiencia hidráulica. El estímulo del mecanismo transmite energía hacia la flecha manteniendo espacios libres y evitando el contacto metal-metal entre los tornillos. (45)

La base de diseño da la facilidad de incorporar un fluido lubricante de sello, cuyo flujo (un bajo porcentaje respecto al de producción), puede ser utilizado para enfriamiento del gas durante la compresión, además de su uso como sellado interno del equipo, esto permite manejar el 100% del gas en la tubería de succión sin ningún arreglo de recirculación especial.

La bomba de doble tornillo es capaz de producir un alto diferencial de presión (arriba de los 60 bares), pero su limitación principal consiste en la incapacidad de trabajar con regímenes de flujo cambiantes. Para dicha bomba, el que se presente flujo pistón en el



FES - CUAUTITLÁN	U N A M
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
ESQUEMA DE LA BOMBA DE DOBLE TORNILLO	
FIG. 4.17	



FES - CUAUHTLÁN	U N A M
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO	
	FIG. 4.18

fluido constituido por gas al 100% se traduce simplemente en una gran dificultad de manejo. (44)

4.3.2.2.1 Comportamiento externo y características del mecanismo de la bomba de doble Tornillo.

El comportamiento externo y el ciclo del mecanismo de bombeo se definen por separado del tipo de crudo. Esto permite que la bomba maneje fluidos con pocas propiedades lubricantes, crudo combustible con bajo contenido de sulfuro, polímeros y abrasivos.

El Bombeo con parejas de tornillos opuestos en una flecha en común, balancea las fuerzas hidráulicas axiales dentro de la perforación de la bomba y asegura una vida más larga.

El cromo platinado de la cavidad de la bomba incrementa la resistencia a la abrasión, minimiza las fisuras, y prolonga la vida de la envoltura y el tornillo.

El diseño de doble succión contribuye a los requerimientos de un bajo NPSH y balancea las cargas hidráulicas.

La variación en la selección de espaciado del arreglo de tornillos permisibles del perfil óptimo del tornillo para la capacidad del sistema y requerimientos de presión, se usan velocidades estándar. La velocidad que puede alcanzar el tornillo se encuentra en el rango de 1 000 a 2 500 RPM. Se debe poner atención en la dimensión económica en equipo original y costos de operación anual.

El diseño de sellado es versátil, se acomoda al método tradicional o a especializados. Tiene ventajas el sello mecánico sencillo o doble.

El mecanismo estándar reduce el desgaste de partes internas por transmitir la energía al fluido y evitar el contacto metal-metal entre los tornillos.

Se da la opción de una envoltura completa para vapor o transferencia de calor de líquidos manteniendo la distribución de calor uniforme en todo el cuerpo de la bomba.

El paquete para temperaturas altas, incluye un serpentín de enfriamiento, sellos resistentes para crudo a alta temperatura, paquete de sellos especiales o mecánicos, y modificar el espacio libre interno para manejo de fluidos a 850 °F. (45)

Presenta adaptabilidad para las variaciones en la densidad del fluido.

Permite alcanzar capacidades de hasta 2 000 GPM. (46)

Las bombas de doble tornillo pueden modificarse o ser diseñadas especialmente para los requerimientos del cliente. El diseño especial puede ser para una instalación vertical, cargamento, multifase, transferencia de químicos y circulación del reactor. (45)

4.3.2.2 Materiales de Construcción para la bomba de doble tornillo.

Se deben analizar los componentes químicos del crudo, ya que por medio de este estudio se podrá elegir de una forma más adecuada el tipo de material a utilizarse y sobretodo para los equipos que están en contacto directo con el crudo.

De una forma general podemos decir que los componentes químicos del petróleo son: hidrocarburos, compuestos oxigenados, sulfurados y nitrogenados, sustancias resinosas y asfálticas, y compuestos metálicos como: Vanadio, Níquel (en mayor cantidad) y Hierro, Zinc y Cobre entre otros; también lo acompañan arcillas, arenas y compuestos similares incorporados al petróleo durante su paso por los estratos petrolíferos.

Los Cloruros pueden reaccionar con el agua produciendo ácido clorhídrico corrosivo (igual que el ácido sulfhídrico), mientras que la arena y otras sustancias en suspensión pueden ocasionar perforaciones en el equipo. (2) (17)

El porcentaje de estos componentes dependerá del tipo de crudo que se maneje, (y que en grandes profundidades tenderá a ser un crudo pesado).

En un ejemplo de un crudo probable en las costas de México (tipo Maya), se tienen los siguientes datos:

Recuperado % Vol. (Destilación Hampa)		50
Nitrógeno Total (ppm)		3 778
Azufre Total (% peso)		2.8
NaCl (lb/1 000 b)		3.0
P. Parafina Total (% peso)		2.8
Carbón Ramsbottom (% peso)		10.3
Agua (% Vol.)		Hueñas
Agua y Sedimento (% Vol.)		0.2
Acidez (mg KOH/g)		0.2
Cenizas (% peso)		0.11
H ₂ S (ppm)		286
Aceite (% peso)		63.3
Resinas (% peso)		7.4
Metales (ppm)	Fierro	4.4
	Cobre	0.3
	Niquel	52.9
	Vanadio	286
	Zinc	8.7

(57)

Se ha tratado de utilizar materiales que resistan la corrosión por dióxido de carbono y el material a utilizar es el acero al carbón, y para ayudar a prevenir la corrosión se utiliza el efecto de inhibición con glicol, el cual se puede inyectar para suprimir la formación de hidratos. (58)

Los materiales estándar son hierro colado y hierro dúctil, y acero fundido. Las bombas tienen también ventajas en bronce y aleación elevada de Niquel como son el 304 y 316 de acero inoxidable.

Los elementos de rotación pueden utilizar instrumentos de acero, y otros aleaciones especiales. Todas las partes húmedas pueden ser construidas por una aleación alta para asegurar la vida larga del bombeo y libre de contaminación del producto.

El rotor puede ser fabricado de inconel, y puede estar recubierto o reforzado de acero inoxidable.

Las superficies de fricción del cojinete puede fabricarse de Carburo de Silicio.

El estator puede ser hecho de material plástico extruido (de alta compresión), con dureza shore, en el rango de 65 a 68.

(Se recomiendan estos materiales para el rotor y el estator por ser resistentes a la agresividad química)

En cuanto a los componentes fijos, pueden fabricarse de acero inoxidable.

4.3.3 CRITERIOS DE SELECCIÓN.

Para seleccionar una bomba multifásica, se requiere conocer la siguiente información:

- Ámbito de aplicación: Terrestre, Costa fuera o Submarina.
- Si es para aplicación Submarina, que tirante de agua tiene.
- Presión de succión.
- Presión de descarga.
- Flujo.
- Relación gas/líquido en la succión.
- Densidad, viscosidad y temperatura del fluido a la succión.
- Cantidad de sólidos en suspensión a la succión. (**)

Enseguida se darán algunos prototipos de bombas multifásicas, y las condiciones a las que operan.

4.3.4 PROTOTIPOS.

Al término de esta Sección se da una tabla con los resultados de las pruebas para los diferentes Prototipos.

Los tres proyectos principales están situados en Europa. Se propuso el desarrollo de una bomba capaz de manejar el inevitable flujo slug y a menudo la naturaleza de alta corrosividad de la corriente del pozo. El último es un parque submarino completo, y es el caso del proyecto Poseidón Francés/Noruego con bombas multifásicas situadas en la cabeza de pozo en el lecho marino. Sin embargo, la bomba desarrollada por el Instituto Francés de Petróleo (IFP) como parte de Poseidón y las bombas de esclusa de bombeo submarino están en una fase temprana de desarrollo y son inapropiados para producir un sistema operacional completo dentro de los próximos cuatro o cinco años. (40)

La primera bomba multifásica costa fuera del mundo fue abastecida por Shell/Petronas para usarse en la Plataforma Bokor "B" en Sarawak, Malasia, recibiendo el fluido de seis pozos, los cuales están conectados directamente a un manifold; la bomba descarga a un tanque separador con propósitos de medir el flujo. Maneja 94% de RGA y un gasto de 630 m³/hr (2 772 GPM), con una presión diferencial de 2 800 KPa (406 Psi), la bomba es accionada por una turbina de gas Caterpillar de 844 Hp, en el rango de 1 800 - 3 000 RPM. La bomba ha trabajado adecuadamente con un máximo contenido de arena de 43 mg/lt con partículas entre 75 y 150 micras. (44) (45)

Se ha ido progresando en el bombeo de doble tornillo incrementando las pruebas de los prototipos en ensayo en campo con pozos activos, operando desde la prueba inicial en 1968-1971.

El progreso en el manejo del gas refleja los requerimientos de las bombas percibidos por la industria petrolera.

La máxima presión diferencial es de 40 bares, considerando los límites viables de volumen constante, las bombas operan con una fracción de volumen de gas (GVF) superior a 90% en la etapa actual de desarrollo.

a) Al inicio de 1987, una bomba pequeña multifásica de doble tornillo (prototipo MP5) se abasteció por Saga Petroleum para un ciclo de prueba multifásico en el Framo AS Works en Noruega. SINTEF, el Instituto Hidráulico de Noruega fue el responsable de los resultados y análisis de las pruebas.

Los resultados de la prueba fueron que la bomba logró un GVF máximo de 98.84% con aproximadamente de 2 000 KPa (290 psi) de presión diferencial, con una presión de succión de 230 KPa absolutos (22.4 psi), manejando entre 45 y 50 m³/h (198 - 220 GPM) [6 790 - 6 857 BPD], involucrando parafínicos, nitrógeno y propano. (44) (46)

b) También en 1987 otro Prototipo industrial llamado P300 se probó, primero en un Campo artificial de Túnez, bajo las condiciones actuales de alimentación. La Unidad prototipo tiene las siguientes especificaciones:

- Razón de flujo de 25 000 a 40 000 bb/día.
- Presión de entrada de 10 a 40 bares.
- Relación gas-líquido 10-20 bares en presión de succión.
- Incremento de presión de 20 bares a una relación gas-líquido de 10.
- Rotación máxima de 6 600 RPM.

El material de fabricación fue de acero duplex Uranus 55, el cual resultó ser el más adecuado de acuerdo al tipo de flujo, además de ofrecer alta resistencia a la corrosión, erosión y al ataque químico.

La estructura mecánica permite un rango de presión de 5 000 psi para la caja de la bomba, consta de una flecha isoestática y subcrítica, dos sellos sencillos y uno mecánico: cojinetes hidrodinámicos lubricados independientemente para prevenir posible funcionamiento en seco.

La flecha rotor de 1.8 m de longitud se adaptó con dos series de etapas de compresión de diferentes dimensiones. La primera consta de 8 celdas impulsoras de 250 mm, y la segunda de 5 celdas impulsoras de 232 mm.

Este prototipo se diseñó para una aplicación submarina, y se logró una versión de 2.4 x 0.5 m. La bomba trabajó con una velocidad de 0 a 3 000 RPM, produciendo una fuerza de 500 Kw. (33) (40)

c) Durante la segunda mitad de 1987 una bomba similar a MP5 se probó en Nuovo Pignone en Italia. La bomba se utilizó con un GVF (fracción de volumen de gas) superior a 90% y produjo resultados similares. Esto condujo al diseño y construcción de una bomba de mayor capacidad. Se probó durante seis meses manejando gas-crudo y nitrógeno a 3 750 KPa (554 psi) de presión diferencial, succionando a 500 KPa (22.5 psi), manejando entre 20 y 30 m³/h (80 - 132 GPM). (44) (46)

d) La bomba MP10 para Nuovo Pignone/Agip en materiales convencionales, se instaló al inicio de 1988 y se sometió a prueba seis meses con 4 000 KPa. Los logros impulsaron una reconstrucción de la unidad en materiales resistentes para crudo amargo y arena, para la prueba adicional en una aplicación de pozo activo en Trecate al Norte de Italia. (44)

La bomba está operando exitosamente desde que se autorizó en Octubre de 1989. Estos períodos de prueba se extendieron hasta finales de Noviembre de 1990 para un total de alrededor de 7 000 horas funcionando.

e) En Agosto de 1989 se armó la bomba MP40 y recibe fluidos desde seis pozos, los cuales se conectaron directamente hacia la succión del manifold y descarga para una línea submarina vía un separador. El separador se incorpora principalmente con el propósito de medir el flujo, se provee un sistema de control de presión para habilitar la bomba y operar con una presión diferencial alta. Durante la prueba inicial la bomba tuvo un GVF máximo de 97.4% sin recirculación, el pozo se garantizó arriba del 94% y fue limitado solamente por prevalecer las condiciones de pozo y restringir la proporción de flujo líquido.

Shell requirió que se disminuyera la presión de la cabeza de pozo desde 800/880 KPa hasta 400 KPa con una garantía mínima de 170 KPa. De hecho la bomba fue operada exitosamente bajo 100 KPa. La capacidad de control de la presión de la cabeza de pozo es importante en el incremento de producción de crudo. Las indicaciones iniciales para la medida es que es posible un incremento en la producción de crudo de 10 - 15% por reducir la presión de la cabeza de pozo a 50%.

La prueba de campo de enlace incluye una línea para recirculación del líquido hacia la succión de la bomba desde la salida del separador para habilitar el control de cierre del GVF. (44)

La bomba MP40 maneja el volumen de entrada total superior a 630 m³/h y una presión diferencial superior a 2 800 kPa. La bomba se maneja por un motor de gas Caterpillar de 630 KW vía un embrague e incremento de velocidad de la unidad de suministro la cual da un rango de velocidad de 1 800 - 3 000 rpm.

El rendimiento de la bomba se garantizó por mantenerse más de un año de operación con un contenido de arena máximo de 43 mg/l de crudo y un tamaño de partícula de 75 a 150 micras. Pruebas de localización intermedia indican que no están siendo medidos por daños en la fabricación a pesar de haber desconectado brevemente por arena la cual generó arriba de diez veces de especificación máxima de contenido de arena.

f) La tercer bomba multifásica abastecida para la aplicación de un pozo activo está instalada en la plataforma BP Forties Bravo en el Mar del Norte. La bomba fue autorizada en Julio de 1990 usando un experimento de 10 000 horas con hidrocarburos.

BP tiene un equipo riguroso operando con condiciones de volumen a la entrada de 730 - 800 m³/h necesitando el funcionamiento de la unidad en 3 200 rpm, aproximadamente 8% sobre la velocidad del diseño. Esta maneja un mínimo de 90% de GVF (fracción de volumen de gas), con un contenido de arena de 215 mg/l de líquido y una presión diferencial de 1 000 - 3 000 KPa. La unidad se maneja con una velocidad variable de 500 KW con motor eléctrico con un rango de velocidad de 1 500 - 3 200 rpm.

En la siguiente tabla se comparan los aspectos más importantes de los prototipos probados en Sistemas submarinos:

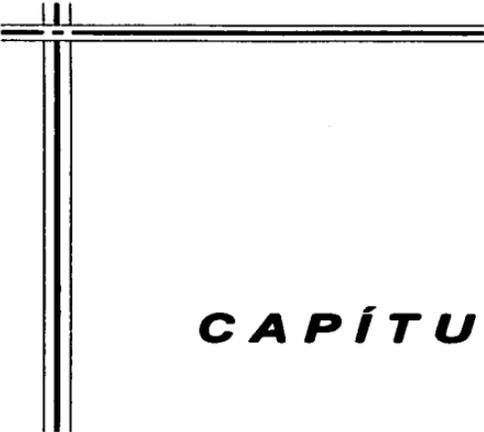
Prototipo	% GVF	Gasto	Presión diferencial	Presión de Succión
Bomba de Bokor "B"	94	630 m ³ /hr 2 772 GPM	2 800 KPa 406 Psi	
MP5	98.84	45 - 50 m ³ /hr 198- 220 GPM	2 000 KPa 290 Psi	230 KPa 22.4 Psi
P300		2 500 - 40 000 bb/día 10 - 40 bares	5 000 psi	10 - 20 bares
MP5	90	20 - 30 m ³ /hr 80 130 GPM	3 750 KPa 554 Psi	500 KPa 22.5 Psi
MP10			4 000 Psi	
MP40	97.4	630 m ³ /hr	> 2 800 KPa	170 - 400 KPa
BP	90	730 - 800 m ³ /hr	1 000 - 3 000 KPa	

MSP identificó tres áreas en las cuales desarrollos adicionales de la bomba de doble tornillo puede dar más beneficios en la producción de crudo y gas.

- * Manejo de gas en grandes relaciones.
- * Mejorar la eficiencia de la bomba.
- * Favorecer la aplicación de la bomba en condiciones marinas.

Las Compañías operadoras han tenido una lenta aceptación de esta tecnología nueva, lo que ha orillado a recurrir a recursos externos o uniones, para poder avanzar en estos desarrollos.

Los sistemas multifásicos regularmente demuestran potencialmente el uso de una bomba que maneje rangos de mezclas multifásicas desde 100% agua hasta 99% de gas (aire/agua), sin recirculación externa. Se sigue avanzando en el desarrollo de estos equipos, esperando que pronto sea una realidad en los Campos Petroleros.

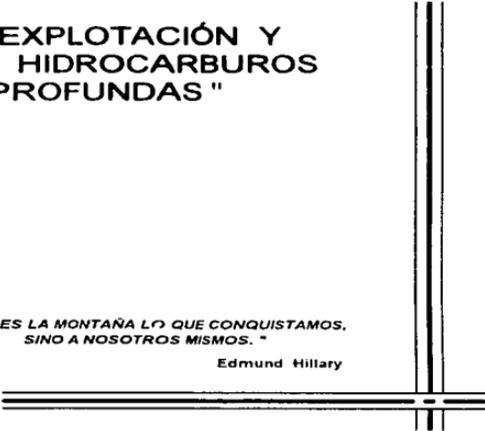


CAPÍTULO V

**" EQUIPOS DE EXPLOTACIÓN Y
TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS
EN AGUAS PROFUNDAS "**

**" NO ES LA MONTAÑA LO QUE CONQUISTAMOS,
SINO A NOSOTROS MISMOS. "**

Edmund Hillary



En este capítulo se analizarán los equipos utilizados en la explotación: la cabeza de pozo que va muy relacionado con el árbol ya que este arreglo de válvulas permitirá el control de la salida de crudo del pozo, para posteriormente recolectar el flujo de varios pozos, y por medio de un manifold mezclar estos flujos y mandarlos a un sistema de producción y/o carga flotante o en tierra por medio de un riser.

Se presenta a continuación el equipo que interacciona primero con el crudo.

5.1 CABEZA DE POZO

La cabeza de pozo toma parte de la terminación submarina, y su selección durante el diseño no siempre puede elegirse libremente, sobre todo cuando un Campo tiene un número de pozos de exploración fuera de servicio y son propicios para convertirse en productores. Estas demandas deciden si se perfora o se convierten los pozos en un perfil de cabeza de pozo común.

Estas aplicaciones en particular se han implementado en un número reducido de Campos del Mar del Norte en la zona Meridional, para convertir los sistemas de líneas de lado que se encontraban fuera de servicio en terminaciones submarinas.

La selección de la cabeza de pozo puede tener la influencia de varios factores y no solamente por ser el Sistema técnicamente más conveniente, así que el proyecto debe realizarse sobre la economía y demandas del programa. (14)

La cabeza de pozo soporta y sella la sarta de la cubierta, así como también soporta el preventor de reventones (BOP), al conducto durante la perforación y después a la terminación del árbol. Los requerimientos funcionales son similares a los del equipo superficial, pero el diseño es muy diferente porque es necesario fabricar un amarre de la cubierta, sellando y operando las terminaciones a control remoto desde la superficie. (15)

5.1.1 TAMAÑOS DE CABEZA DE POZO

Los sistemas de cabeza de pozo marinos generalmente existen en cuatro tamaños básicos: 21 1/4 , 18 3/4 , 16 3/4 y 13 5/8 in. El tamaño de 13 5/8 in se usa solamente en una configuración de doble conducto (Ver figura 5.1). El Sistema de Cabeza de pozo es diseñado para una de las tres presiones de trabajo (15 000, 10 000 o 5 000 psi), pueden trabajar bajo el nivel del mar como el equipo de cabeza de pozo que trabaja en tierra, por ejemplo:

- Suspensión de la sarta tubular.
- Paquete exterior anular.
- Sujeto al equipo de control (árbol de Navidad).

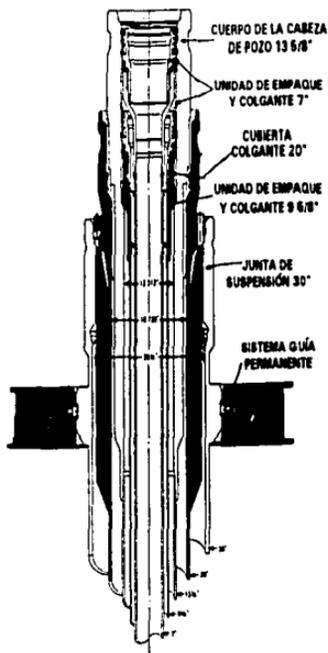
Adicionalmente, el Sistema de cabeza de pozo debe ser de instalación sencilla y venir en paquetes estandarizados por ingeniería. Este dará la garantía de disposición del mismo equipo, manteniendo la base de servicio del fabricante. (14)

5.1.2 TIPOS DE CABEZA DE POZO.

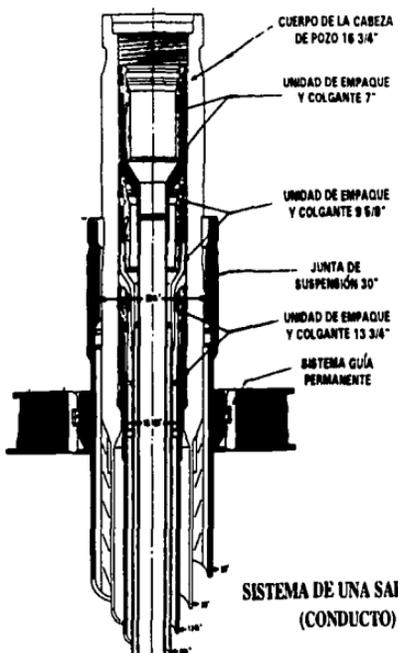
Las tres cabezas de pozo más utilizadas se muestran en la figura 5.2, donde se ilustra el perfil de conexión que utiliza cada fabricante. El orificio interno en cada una de las cabezas de pozo muestra la propuesta para las cubiertas enlazadas colgadas hacia el interior de la cabeza de pozo.

Muchos operadores prefieren tener las cubiertas colgantes enlazadas hacia la perforación, esto garantiza que el conducto ascendente sea correcto. Fuera del registro individual de cada sarta, la localización final de la tubería colgante es desconocida hasta que se pone en marcha un bloque de impresión. Sobre la preferencia del operador debe seguir una regla, como la existencia de ciertas ventajas con la eliminación del riesgo de lanzamiento hacia las ranuras cerradas que no tienen un perfil preferencial. (14)

El tipo de preferencia puede tener influencia por el número de requerimientos, para terminar la envoltura programada, y por esta razón un incremento en el número de envolturas colgantes está funcionando con su paquete externo proporcionando una

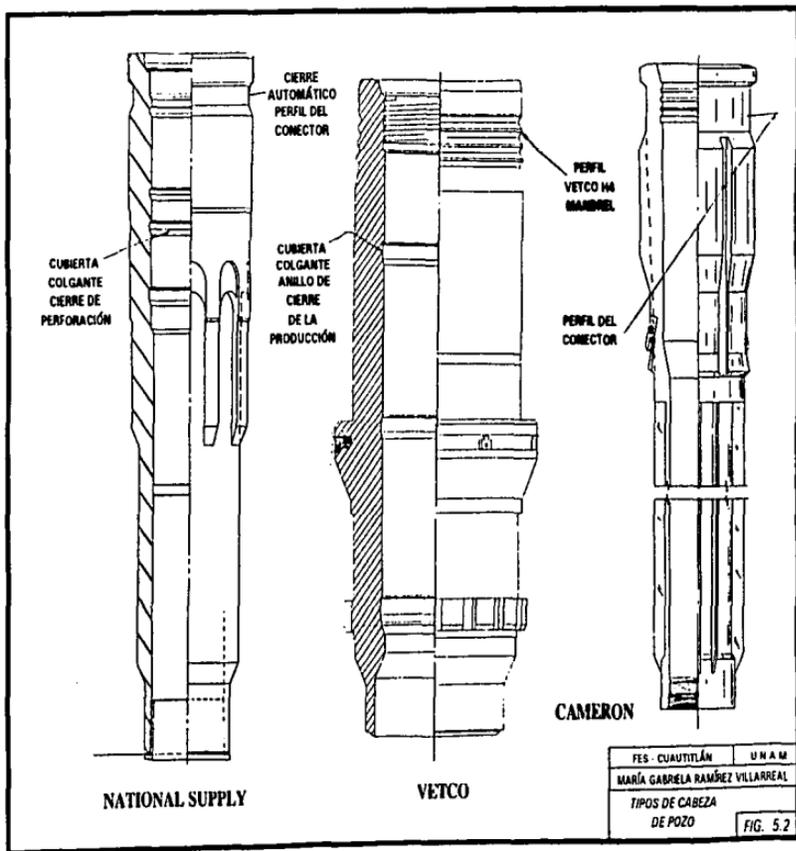


**SISTEMA DE DOS SARTAS
(CONDUCTO)**



**SISTEMA DE UNA SARTA
(CONDUCTO)**

FES - CUAUTITLÁN	U H A M
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
CABEZA DE POZO DE UNO Y DOS CONDUCTOS	FIG. 5.1



instalación por prueba y error. Aquí, los operadores pueden preferir el reaseguramiento para tener solamente un paquete externo y para recuperarlo en caso de dañarse el sello, de preferencia para el funcionamiento de la herramienta de reparación especial y el paquete externo.

Los requerimientos básicos para un sistema de cabeza de pozo son: que deben ser compatibles con el servicio del equipo en el contrato a bordo, y que es conveniente usar un sólo tamaño de preventor de reventones (BOP). En segunda, lo que el operador prefiera se respeta, considerando el enlazamiento colgante, paquete externo y un número aceptable de errores para completar un programa. (14)

5.1.3 COMPONENTES Y FUNCIONAMIENTO.

Un Sistema de Cabeza de Pozo submarino generalmente incluye:
(Ver figura 5.3)

- * Una base guía temporal la cual sujeta los cables de Línea guía al buque tanque de perforación permitiendo la reentrada submarina hacia el pozo y previendo una guía para componentes subsecuentes;
- * Un conductor dentro de una protección, el cual está sujeto a la cubierta del conductor y da el punto de instalación para la base guía permanente así como un área de amarre para la protección de la cabeza de pozo;
- * Una base guía permanente la cual provee una guía positiva para el conducto del preventor de reventones (BOP) durante la perforación y para el árbol submarino durante la terminación;
- * Una protección de la Cabeza de Pozo, la cual provee un área de amarre para la sarta subsecuente de cubierta y un perfil para sujetarlo al conducto del BOP o del árbol submarino; y
- * La cubierta colgante y el montaje del sello, el cual se encuentra en la parte exterior de la sarta de la cubierta y un sello que funciona como una envoltura adicional. (15)

A continuación se analizarán más detalladamente estos componentes



PUNTO DE ARRANQUE
DEL INSTRUMENTO
DE LA BASE GUÍA
TEMPORAL



PROTECCIÓN
DEL PUNTO DE
ARRANQUE DEL
INSTRUMENTO
DE 30°



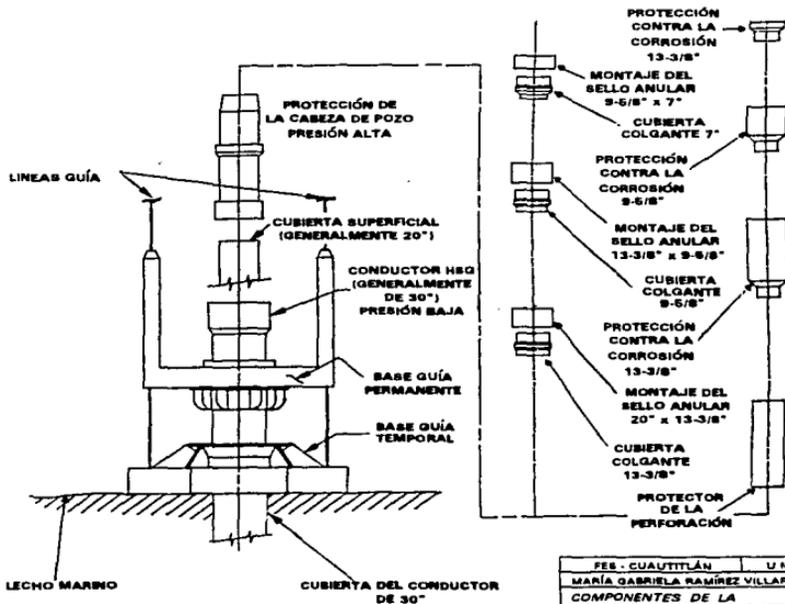
PROTECCIÓN
DEL PUNTO DE
ARRANQUE DEL
INSTRUMENTO
DE PRESIÓN
ALTA



CUBIERTA
COLGANTE
PUNTO DE ARRANQUE
DEL INSTRUMENTO
(TUBERÍA DE
PERFORACIÓN
O PERFORACIÓN
COMPLETA)



INSTRUMENTO
DE PRUEBA



5.1.3.1 Guía.

Se puede guiar el equipo al fondo del oceano desde un Sistema flotante por dos métodos: el uso de un cable como línea guía o técnicas de reentrada sin líneas guía.

El método con líneas guía usa cables tensionados, el montaje se realiza con la ayuda de un faldón para orientar y guiar el equipo desde el Sistema flotante hasta el lecho marino.

El método sin líneas guía generalmente usa un posicionamiento dinámico con un sistema de referencia para indicar la posición relativa entre el punto de aterrizaje en tierra y el equipo submarino.

El equipo submarino es movido, normalmente por el movimiento del barco, el equipo es posicionado sobre el punto de aterrizaje, es descendido y se lleva a su posición final mecánicamente. (19)

5.1.3.2 Base Guía Temporal.

La Base Guía Temporal provee una plantilla guía para realizar la perforación de conducción y posicionar el tubo conductor.

Esto compensa el mal alineamiento por las condiciones irregulares del lecho marino, y proporciona una base soporte para la base guía permanente. También se establece el punto de anclaje inicial para la línea guía. (19)

Las líneas guía son instaladas en la superficie antes de que funcione la base guía y pueden ser recuperados después de su funcionamiento. (14)

Este detalle particular del equipo da el reaseguramiento de que la cabeza de pozo mantiene una predeterminada elevación desde el lecho marino. Los ingenieros marinos deben determinar las características del lecho marino, la utilidad de los reportes del terreno y asegurarse que el lecho marino es capaz de soportar el peso de la base. (14)

5.1.3.3 Base Guía Permanente.

La Base Guía Permanente proporciona la entrada al pozo antes de la instalación del preventor de reventones (BOP) y también da guía para el funcionamiento del conducto del preventor de reventones (BOP) submarino o del árbol. Se establece un soporte estructural y un alineamiento final para el sistema de cabeza de pozo, y provee una entrada y cierre debajo de la protección del conductor. Opcionalmente, este puede incluir la recuperación y soportar las reacciones de cargas de líneas de flujo.

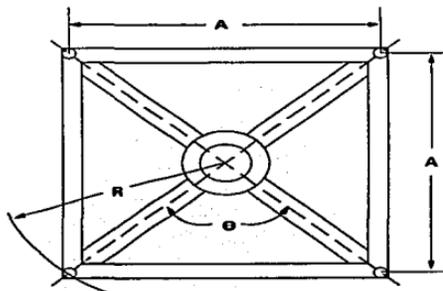
Las dimensiones de la base guía permanente estándar para un sistema de líneas guía se muestra en la figura 5.4. La base guía permanente frecuentemente se instala en la parte superior de la cabeza de pozo y está de 6 a 10 pies sobre el lecho marino. Esta elevación permite realizar la perforación y regresar el cemento para derramarlo sobre el fondo del oceano sin interferir con la guía e instalación del equipo submarino. (19)

5.1.3.4 Protección del conductor.

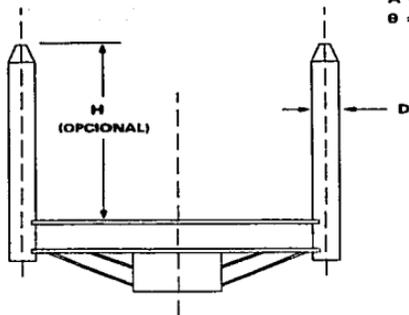
La protección del conductor se encuentra sujeta a la parte superior de la cubierta para formar la base de un pozo submarino. La extensión de un espacio adecuado y sección de pared puede usarse bajo la protección del conductor.

Generalmente la protección tiene un medio para sujetar la base guía permanente la cual evita la rotación de ésta con respecto a la protección.

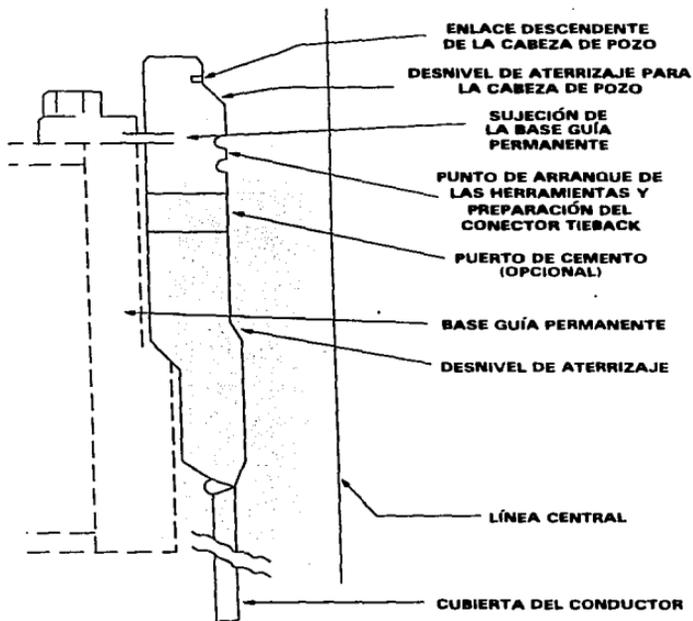
Una descripción típica de la protección del conductor se muestra en la figura 5.5. El perfil interno de la protección del conductor incluye un desnivel adecuado del aterrizaje para soportar la protección de la cabeza de pozo y las cargas impuestas durante la operación de perforación. La preparación de funcionamiento de las herramientas debe ser parte del perfil interno de la protección. El camino de regreso del cemento puede ser incorporado en el montaje de la protección del conductor/base guía permanente para permitir el regreso del cemento y del todo, y direccionarlos debajo de la base guía permanente. (19)



$D = 8 - 5/8"$
 $R = 6$ PIES
 $A = 8.485$ PIES
 $\theta = 90^\circ$



FES - CUAUTITLÁN	U N A M
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
BASE GUÍA PERMANENTE	
	FIG. 5.4



PES - CUAUTTLÁN	UNAM
MARIA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
PROTECCIÓN DEL CONDUCTOR	
	FIG. 5.5

5.1.3.5 Protección de la cabeza de pozo.

La protección de la cabeza de pozo lleva internamente la protección del conductor. Esta protección suministra integramente la presión para el pozo, suspende la superficie y la subsecuente sarta de envolturas y las reacciones de cargas externas. El conducto del preventor de reventones (BOP) o del árbol se sujeta a la parte superior de la protección de la cabeza de pozo usando un conector compatible con esta.

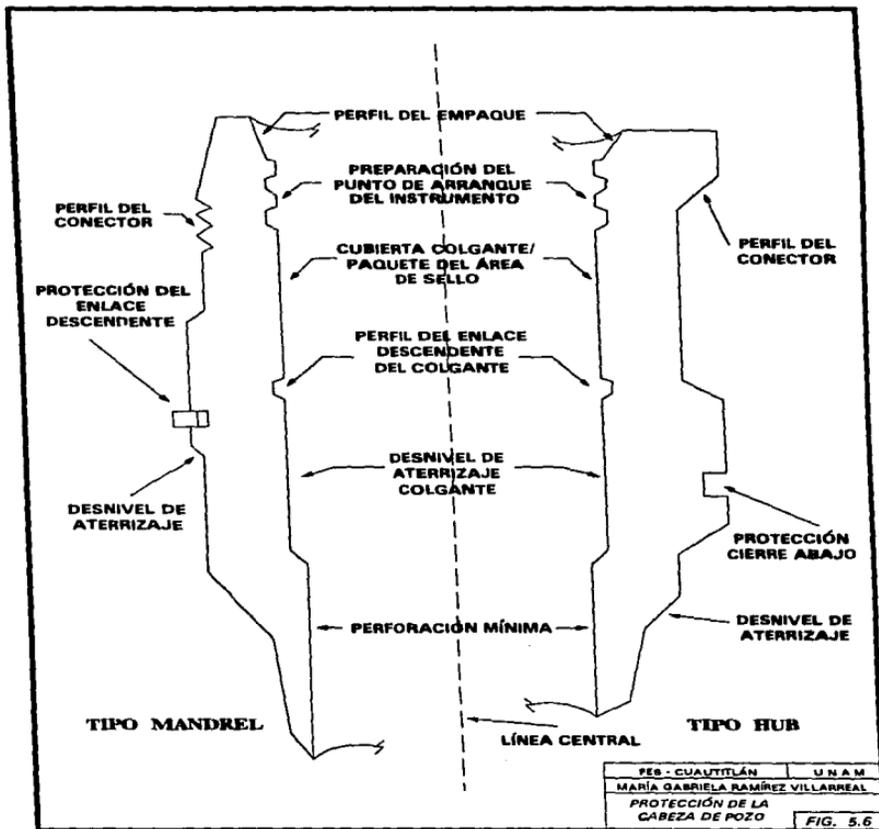
En la tabla 5.1 se dan los tamaños más comunes de este Sistema. La figura 5.6 muestra dos perfiles de una protección de cabeza de pozo típico. (19)

TABLA 5.1
SISTEMAS DE CABEZA DE POZO
TIPOS Y TAMAÑOS NOMINALES

SISTEMA NOMINAL DE DISEÑO	CONFIGURACIÓN DE LA SARTA DEL BOP	PROTECCIÓN DE PRESIÓN ALTA DE TRABAJO
18 3/4 - 10 M	SOLO	10 000
18 3/4 - 15 M	SOLO	15 000
18 3/4 - 5 M	SOLO	5 000
18 3/4 - 10 M	SOLO	10 000
21 1/4 - 2 M x 13 5/8 - 10M	DUAL	10 000
21 1/4 - 5 M x 13 5/8 - 15M	DUAL	15 000
18 3/4 - 5 M x 13 5/8 - 15M	DUAL	15 000
18 3/4 - 10 M x 11 - 15M	DUAL	15 000

5.1.3.6 Cubierta colgante y montaje del Sello Anular.

Como se muestra en la figura 5.3, se instala una cubierta colgante submarina en la parte superior de cada sarta de cubiertas y soporta la sarta cuando lleva la protección de la cabeza de pozo.



El montaje del Sello Anular provee el aislamiento entre cada una de las cubiertas colgantes y la protección de la cabeza de pozo. (19)

El tipo de paquete que se usa varía desde un sello metal a metal a un simple anillo elastomérico, incluyendo el sello de mezcla elastómero - metal. (14)

5.1.3.7 Cubierta colgante.

La cubierta colgante submarina está configurada para funcionar a través del riser de perforación y el conducto del preventor de reventones (BOP), llevando la cabeza de pozo submarina y soportando las cargas requeridas de la cubierta. Ella debe proveer el montaje del sello anular, soportando las cargas generadas por la presión de prueba del preventor de reventones (BOP) sobre la cubierta colgante y recibiendo la sarta de la próxima cubierta. (19)

La cubierta colgante submarina tiene un perfil para acomodar la herramienta en funcionamiento y mantendrá o excederá el límite del diámetro de la cubierta estando suspendida. Se incluye un desnivel para transferir las cargas de la cubierta y la carga de la presión de prueba hacia la protección de la cabeza de pozo.

Se recomienda un mecanismo de cierre abajo para prevenir el movimiento de la cubierta colgante, debido a la expansión térmica o a la presión anular cuando el pozo está en producción. Un área para flujo externo permite el regreso de lodo durante las operaciones de cementado colgante y es diseñado para minimizar la caída de presión mientras pasa un tamaño de partícula tan grande como sea posible. La parte inferior de la cubierta colgante es donde se conecta la cubierta previa. Una unión de cubierta debe instalarse en el taller colgante. Esto reduce el riesgo de daño durante el manejo. (19)

5.1.3.8 Cápsula Protectora.

La función de la Cápsula protectora es proteger la cabeza de pozo submarina de la contaminación por coral, desarrollo marino y corrosión. Estas cápsulas generalmente no son a presión y cierran hacia el perfil externo de la protección de la cabeza de pozo. Si

una cápsula está a presión se prevé que su fabricación sea para sensibilidad y alivio de la presión. La cápsula sólo se instala antes de abandonar temporalmente un pozo. (19)

5.1.3.9 Montaje de los Sellos Anulares.

La presión de trabajo del sello en el montaje del sello anular, está por encima de la presión de formación para la vida del pozo. Los sellos pueden funcionar simultáneamente con la cubierta colgante submarina o por separado. El montaje del sello anular es accionado por varios métodos, incluyendo el torque, peso y presión hidráulica. (19)

5.1.3.10 Funcionamiento y Recuperación de herramientas.

Para la cubierta colgante y el montaje del sello anular, el funcionamiento y recuperación de herramientas se usa para el montaje de cubiertas submarinas más bajas y/o sellos hasta la protección de la cabeza de pozo submarina. Para el funcionamiento de la cubierta, ésta consta de una tubería sellada para desplazar el cemento hacia abajo de la sarta y pasa a través del Sistema colgante submarino apoyando al anular. Cuando los sellos se encuentran en operación, las herramientas realizan el montaje del sello anular entre la cubierta colgante y la protección de la cabeza de pozo, y permite la prueba del sello para una presión de trabajo a una velocidad total. El funcionamiento de todas las herramientas debe ser compatible con la carga de tensión en la sarta, prácticas de cementado y rango de presión interna para la sarta de cubierta estando en operación. (19)

5.1.3.11 Protectores de perforación y Medida del gasto de consumo.

Se debe proveer una protección para la perforación, para todos los sellos anulares superficiales dentro de la protección de la cabeza de pozo, antes de que sea instalada la cubierta colgante. Después entra en funcionamiento la cubierta colgante, con un tamaño correspondiente a la medida de consumo, se instala para proteger la permanencia del sello anular superficial y la previa instalación del sello anular y cubierta colgante (Ver figura 5.3). Los protectores de perforación y medidores de consumo son capaces de

moderarse o cerrarse en el lugar. Generalmente ellos no se encuentran a presión con mecanismos encerrados y no tienen un rango de presión específico. Sin embargo el medidor de consumo puede ser diseñado para reaccionar con la presión de prueba del conducto del preventor de reventones.

La herramienta de prueba del preventor de reventones submarino (BOP) requiere verificar periódicamente la presión integral de su conductor. (19)

5.1.4 ARREGLO DE LA CABEZA DE POZO.

El cuerpo de la cabeza de pozo provee un método colgante de una sarta de cubierta interna de 20 in y una unión de suspensión de 30 in, también un lugar para suspender otra sarta de cubiertas, y protección para alta presión cuando se conecta el conducto del preventor de reventones (BOP).

El cuerpo de la cabeza de pozo incorpora un centro macho con un sello removible, y generalmente un diámetro grande. Consta también de áreas de puerto de flujo para que regrese el cemento y de segmentos para cerrar el cuerpo de la cabeza de pozo con una unión de suspensión de 30 in, una extensión para el cuerpo de la cabeza de pozo que consiste de una cubierta con un diámetro de 20 in con un extremo soldado. Normalmente al preparar la terminación se provee sujetar la sarta de cubierta de 20 in. (14)

5.1.5 CONSIDERACIONES DE DISEÑO DEL SISTEMA DE CABEZA DE POZO SUBMARINO

A continuación se estudiarán algunos de los factores más importantes a considerarse en el diseño de un Sistema de Cabeza de Pozo.

5.1.5.1 Integridad estructural.

El sistema de cabeza de pozo es la base estructural para una terminación submarina. Este debe transferir las cargas aplicadas hacia la sarta de cubiertas y hacia el suelo. Dependiendo de la configuración del Sistema de Producción, las condiciones del medio

ambiente y del terreno, las cargas aplicadas hacia el Sistema de cabeza de pozo pueden variar significativamente. La integridad estructural debe evaluarse para condiciones de carga máxima considerando toda la perforación y operaciones de producción. (19)

5.1.5.2 Investigación geotécnica.

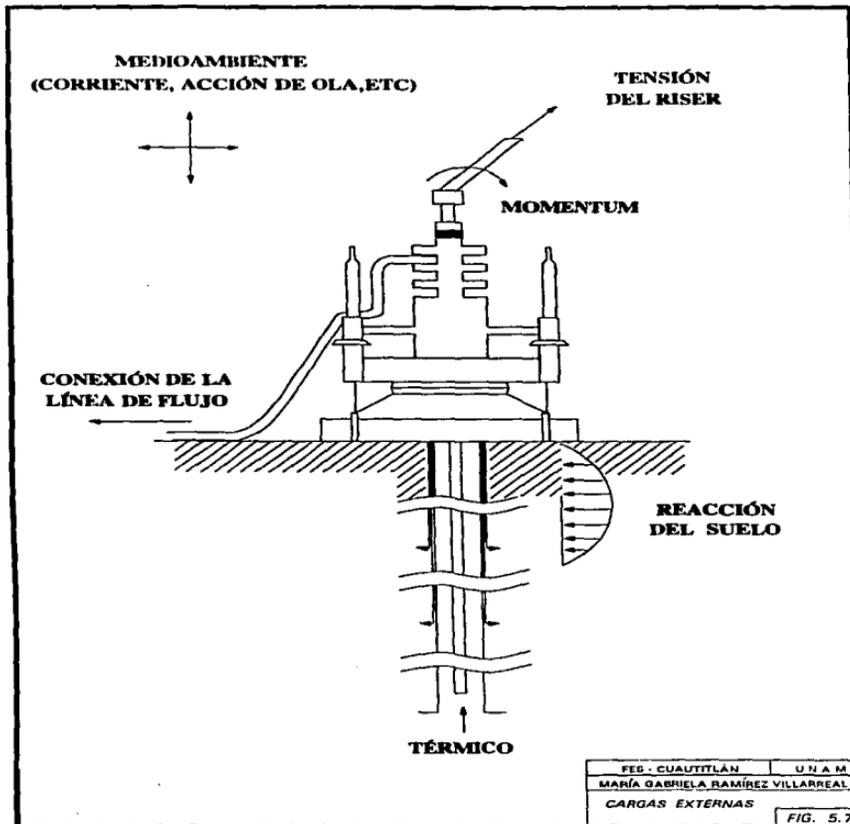
El tener este dato es muy útil, se debe examinar el riesgo en poca profundidad y/o perforando el suelo puede dar datos acerca del lecho marino. Si un pozo planeado se encuentra en un área que está sujeta a movimientos masivos del suelo, se puede requerir una perforación especial del lecho marino, para calcular la magnitud del georriesgo. El API RP 2A proporciona más información de técnicas de muestreo de suelo. (18)

5.1.5.3 Cargas Externas.

Las cargas en un sistema de cabeza de pozo submarino puede incluir componentes de cargas muertas, tensión del riser, cargas de activación - cierre de las líneas de flujo, aumento de temperatura, y acción ambiental directa. Las condiciones de cargas típicas se muestran en la figura 5.7.

Las cargas más grandes son generalmente las que aplica el Riser. La tensión de la parte superior del riser actúa a través de un ángulo de tensión inducida, momento de doblez, y esfuerzo cortante. Incrementando la elevación del equipo submarino se incrementa este momento de doblez. Estas cargas deben ser determinadas al realizar un análisis del riser. Este tipo de análisis es especialmente importante para los sistemas de perforación flotante. Se puede requerir un análisis de fatiga cuando existen condiciones de carga variable (como es la vibración del riser debido a la corriente alta).

Las cargas activas de la línea de flujo pueden inducir un esfuerzo significante y momentos de doblez en la cabeza de pozo. Se debe dar cierta consideración a los efectos del incremento de temperatura en la parte tubular del pozo y sujeción de líneas de flujo.



Aunque una terminación submarina es generalmente protegida de efectos de tormenta superficiales puede estar sujeto a algunas cargas ambientales directas, estas pueden incluir corriente, efecto de ola, terremotos, hielo, y movimientos del suelo. La caída de objetos y cargas de obstáculo por anclas o pesca puede implicar algunas aplicaciones específicas. (19)

5.1.5.4 Análisis Estructural.

Los datos del lecho marino, cargas externas y reacciones del suelo se usan para dirigir un análisis estructural del Sistema de Cabeza de Pozo submarino. Esta evaluación estructural garantiza que todos los componentes, así como los cimientos, conservan su integridad estructural bajo todas las situaciones de carga (perforación, terminación operación, y mantenimiento).

El API RP 2A (Sección 2.6) contiene una discusión de métodos útiles para este tipo de análisis de estructura - suelo. (19)

5.1.5.5 Rango de presión.

Los Sistemas de Cabeza de Pozo submarino son diseñados para una presión de trabajo específica máxima. El diseño de la protección de la cabeza de pozo submarina es tal que el conducto del preventor de reventones (BOP) o el árbol sujeta directamente a la cubierta. Por lo tanto la cubierta debe ser diseñada para la presión máxima anticipada a la vida del pozo, incluyendo la presión de cierre y la presión durante el abatimiento del pozo, simulación u operaciones de inyección.

El ambiente del equipo se debe considerar cuando se determinan los rangos de presión. En situaciones de aguas profundas, la cabeza hidrostática o agua en la parte externa del equipo puede ser tal que la presión diferencial del equipo debe resistir, y es substancialmente menos que la fuerza existente en condiciones superficiales. Los sistemas de cabeza de pozo submarino generalmente se fabrican en un rango de presión de operación de 5 000, 10 000 y 15 000 psi. (19)

5.1.5.6 Tamaño y compatibilidad.

Los Sistemas de Cabeza de pozo submarina no están actualmente estandarizados y generalmente los componentes no son intercambiables entre fabricantes. El tamaño de una cabeza de pozo con protección debe ser compatible con el tamaño del BOP y el número y tamaño de la sarta de envolturas subsiguientes incluyen la cubierta de producción y la tubería colgante.

La parte superior del perfil de la cubierta de la cabeza de pozo debe cambiar con el conector del BOP hidráulico. Todos los montajes funcionan dentro o fuera de la perforación del pozo y debe configurarse para permitir el paso nivelado a través del riser y el BOP. ⁽¹⁹⁾

5.1.5.7 Servicio.

El Sistema de Cabeza de Pozo debe ser compatible con el tipo de servicio anticipado después de la terminación de un pozo submarino. Debe considerarse la temperatura del fluido producido y la presencia del dióxido de carbono, ácido sulfhídrico y clorhídrico; el cual puede contribuir a la pérdida de peso por corrosión o avería por rompimiento debido a la tensión.

Los empaques de material metálico deben estar de acuerdo con los requerimientos que se dan en el API Spec. 6A. La ranura del empaque o perfil debe prepararse para resistir la corrosión con una aleación que se especifica en el API Spec. 6A. Una consideración especial se debe dar para sellos hechos con elastómeros u otros materiales y que son utilizados en el Sistema de Cabeza de Pozo.

La selección de materiales y realización de procesos para dar una protección de corrosión conveniente debe hacerse antes de perforar el pozo, para asegurar que son utilizados los componentes apropiados. La información adicional para el diseño de los componentes en un medio de ácido sulfhídrico se establece en el NACE MR 01-75. ⁽¹⁹⁾

5.1.5.8 Requerimientos del funcionamiento de las herramientas.

En adición a los requerimientos específicos para este trabajo, el diseño del funcionamiento de cada herramienta deben mantener estos puntos básicos:

- * Adecuada área de flujo alrededor o a través de la herramienta.
- * Suficiente espacio en el diámetro externo para prevenir que se cuelgue en una cavidad de la ramificación del BOP.
- * Resistencia para perforar lodo.
- * Conexiones desniveladas para herramientas que requieran rotación.
- * Funcionamiento con protección para sellos localizados en el diámetro exterior.
- * Capacidad de desmontar y reparar el equipo. (19)

5.1.5.9 Terminación de pozos exploratorios.

En algunos casos, las terminaciones submarinas se realizan en pozos ya perforados como pozos de evaluación extendida. El Sistema de Cabeza de pozo debe inspeccionarse para revisar los daños ocurridos desde que en pozo se suspendió. Algunas áreas en particular se deben investigar antes de tomar la decisión para completar los pozos exploratorios. Estas áreas son:

- * Ampliación de la cabeza de pozo sobre líneas de lodo.
- * Colocación de cubiertas colgantes dentro de la protección de la cabeza de pozo.
- * Seguridad de que el montaje del sello de la cubierta colgante está siendo correctamente colocado y probado.
- * Condiciones de la base guía permanente.
- * Condiciones del perfil del pasador y área de sello de la protección.
- * Revisión detallada de la historia del pozo para determinar otras áreas donde probablemente se presenten problemas. (19)

5.1.6 TIPO DE SELECCIÓN.

Antes de que el árbol se diseñe, es importante conocer el plan de la configuración planeada del sistema de cabeza de pozo submarina. En todo caso el árbol se lleva en un sistema de uno o dos conductores (Ver figura 5.1), con un mayor impacto en el arreglo

de los componentes del árbol como la estructura de trabajo, válvulas de ala, conexiones de línea de flujo, y la interconexión de la tubería de trabajo en la plantilla. Generalmente se acepta que los árboles de producción se construyan para cualquier aplicación, aunque existen varias diferencias, tales como:

- * Sistema con Cabeza de pozo dual, la interfase árbol/Plantilla requiere extensiones debido a la adición de conductos ascendentes amplios: esta extensión puede ser en el árbol, en la tubería de la Plantilla, o en ambos.
- * Los Sistemas de Cabeza de pozo simples 16 ³/₄ ó 18 ¹/₄ in pueden aceptar generalmente un diámetro externo más grande de la sarta de terminación (con acceso vertical libre), que los Sistemas de Cabeza de pozo dual de 13 ⁵/₈.
- * Los arreglos con equipo BOP para el Sistema de Cabeza de pozo dual puede ser menos útil en el futuro debido a una tendencia para convertir más equipo hacia un Sistema de un solo conducto. (14)

El uso del Sistema de dos conductos puede incrementar la elevación del árbol sobre la Plantilla, como 30 in. Por lo tanto, es prudente el uso de un Sistema de un solo conducto para reducir el peso de una terminación total de la Plantilla. (14)

El Sistema de Cabeza de pozo de un sólo conducto generalmente usa o 16 ³/₄ ó 18 ¹/₄ in de Cabezal para el servicio de Presión alta, mientras un Sistema dual usa primero un 21 ¹/₄ ó 20 ³/₄ in para Cabeza de pozo de baja presión y una Cabeza de pozo para alta presión de 13 ⁵/₈ in. El tamaño de la perforación generalmente no es un factor limitante, como la mayoría de los perfiles de perforación de 3 in x 2 in ó 4 in x 2 in ajustando adecuadamente la parte interior del tamaño de Cabeza de pozo.

Una desventaja clave del Sistema de doble conducto es el requerimiento de dos risers de diferente tamaño, dos conductos de diferente tamaño, punto de arranque de las herramientas de diferente tamaño, y requiere almacenamiento adicional en el tanque cuando el Sistema completo se empieza a usar. Los Sistemas de doble conducto también se destinan dos veces para el manejo de equipo pesado, con el doble de riesgo de avería y/o caída de objetos. (14)

El Sistema de Cabeza de pozo dual es una generación más fácil que el equipo actual de alta presión de un solo conducto. La tendencia común para equipo de perforación hasta la fecha, utiliza Sistemas BOP con 16 3/4 ó 18 1/4 in y equipo de 10 000 o incluso 15 000 psi. Por esta razón, el equipo de perforación flotante con Sistemas de Cabeza de pozo de un sólo conducto puede tener ventajas en un futuro cercano y el Sistema de Cabeza de pozo dual se vuelve obsoleto.

La principal ventaja con un Sistema dual, es la importancia de minimizar costos, tiempo, equipo, espacio, etc. cuando se maneja el equipo BOP, y una ligera disminución del árbol puede usarse porque la conexión es más pequeña. Normalmente el Sistema de conducto más pequeño se prefiere por sus ventajas, ya que resulta más corto y más simple el diseño del árbol, y la facilidad de manejar las operaciones requeridas para el funcionamiento y recuperación de un sólo conducto. La selección del Sistema en todo caso sería usar uno de 16 3/4 ó 18 3/4 in, una opción exclusiva para el operador basándose en la economía, perforación y requerimientos de terminación junto con las ventajas del tanque/BOP. (14)

5.1.7 MATERIALES DE FABRICACIÓN.

La cabeza de pozo marina se fabrica de una pieza de fundición. Los materiales que se usan normalmente se encuentran en el ANSI 4140 ó 4130, ASTM A668 (Clase K), ó EN19 (709M40).

La fundición está tratada por calor (como los otros componentes expuestos a fluidos de hidrocarburos) para adaptar el servicio a ácido sulfhídrico. (14)

5.1.8 COMPONENTES DE LA TERMINACIÓN DE LA CABEZA DE POZO.

Después de adaptar la cabeza de pozo se instala el sistema de perforación de la línea de lodo, se debe establecer la perforación del pozo de reentrada con un riser de alta presión hacia el sistema de BOP superficial.

La cubierta colgante Tieback se instala y se monta, y se prueba el sello anular. Entonces se puede instalar la tubería colgante en la cabeza de pozo submarina o carrete de tubería colgante.

Los tapones se mantienen en la tubería colgante, el BOP y el riser se remueven y se instala el árbol submarino en la cabeza de pozo.

Los componentes más importantes de la terminación submarina son: el riser, el árbol superficial, el carrete de tubería colgante, tubería colgante/árbol, sistema híbrido de línea de lodo. (19)

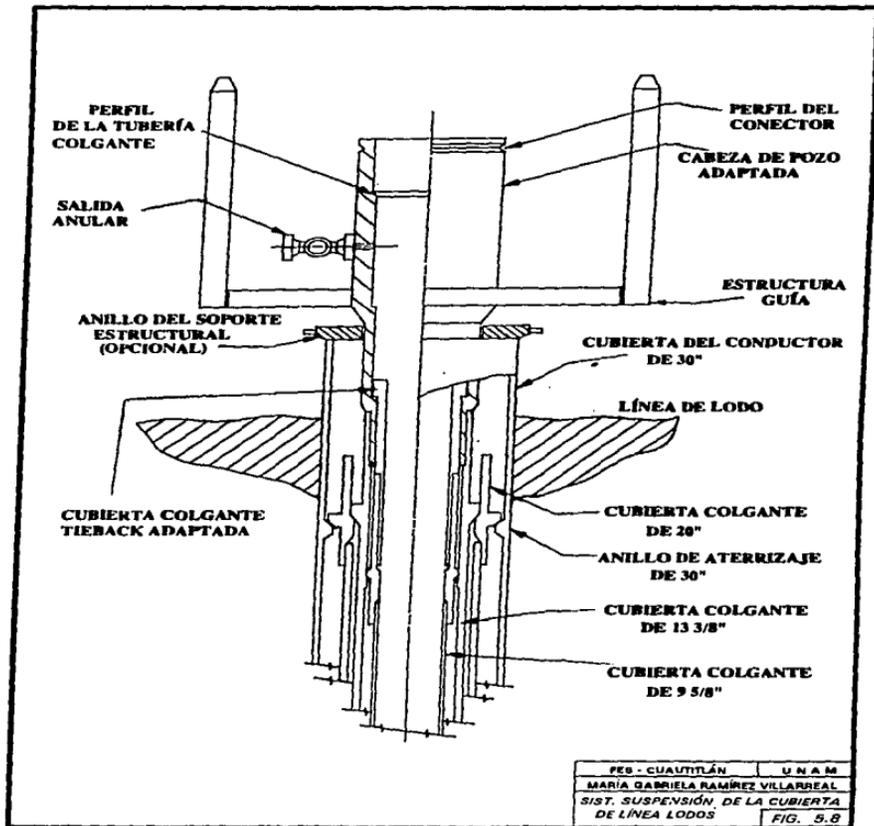
De todos los componentes de una terminación submarina para la producción o la perforación de un pozo, el conector hidráulico marino es el más complejo y crítico. El conector no solo ofrece un método confiable de conectar a control remoto la sarta del BOP a la cabeza de pozo o el paquete de riser marino más abajo del BOP; adicionalmente, el conector forma parte de la unidad del árbol submarino y se utiliza para conectar el árbol a la cabeza de pozo. El conector hidráulico sujeta el sistema de riser rígido al manifold submarino. (10) (14)

5.1.8.1 Descripción del Sistema de Suspensión de la Cubierta de la línea de lodos.

El Sistema de suspensión de la cubierta de línea de lodos es diseñado para usar equipo de perforación soportado en la parte superior. El Sistema provee un punto de suspensión cerca de la línea de lodos, para soportar el peso de la sarta de cubiertas dentro de la perforación del pozo. Cada uno de los conductos individuales y la sarta de la cubierta con su respectivo anular son sujetos a la superficie donde están terminadas en un equipo de cabeza de pozo convencional con un BOP superficial. (ver figura 5.8) (19)

5.1.8.2 Componentes y funciones del Sistema de Suspensión de la Cubierta de la línea de lodos.

A continuación se explicarán los principales componentes y funciones del Sistema de Suspensión de la cubierta de la línea de lodos, que es una parte muy importante en la terminación submarina.



5.1.8.2.1 Conductor.

La tubería del conductor proporciona principalmente la guía y centralización para la sarta de la cubierta y provee un soporte estructural para las cargas del BOP y fuerzas externas. Este centraliza la primera cubierta de línea de lodo colgante y provee lodo y cemento por un puente. Las conexiones del conductor provee un medio para conectar o desconectar el riser durante la perforación y operaciones de terminación. (19)

5.1.8.2.2 Cubierta Colgante de Línea de Lodos.

La Cubierta Colgante de la línea de lodos soporta el peso de la cubierta de la sarta y es una parte de ella y de todos los subsiguientes colgantes. Ella proporciona acceso para la perforación de la próxima sarta de cubiertas. Provee un perfil interno y en su parte externa de un acceso anular, que incluye un método de sujeción para el funcionamiento de los accesorios, cápsula contra la corrosión, y adaptaciones para la terminación. (19)

5.1.8.2.3 Funcionamiento de la Cubierta Colgante/accesorio Tieback.

La cubierta colgante provee un sello de presión entre la sarta del riser y la cubierta colgante para un cementado subsiguiente y operaciones de perforación.

Los accesorios Tieback dan un método para reconexión de la sarta del riser hacia una cubierta colgante previamente instalada para contener la presión del pozo. (19)

5.1.8.2.4 Cápsula Protectora.

La Cápsula Protectora puede instalarse para un abandono temporal del pozo o durante la interrupción en un programa de terminación. Como ya se mencionó, estas cápsulas protegen al Sistema de Cubierta Colgante de Línea de lodo de la contaminación por coral, desarrollo marino y corrosión. (19)

5.1.8.2.5 Riser de Perforación/Preventor de Reventones (BOP).

Un Sistema de línea de lodos-riser de perforación consiste de una sarta de cubiertas concéntrica que está amarrada a la cubierta colgante de la línea de lodos vía el funcionamiento o accesorios Tieback y proveen un punto de conexión en la superficie para la sarta del BOP. (19)

5.1.8.3 Componentes que se pueden adaptar al Sistema de Suspensión de la Cubierta de la Línea de lodos.

*** Sistema Guía Submarino:**

La función de este Sistema es dar alineamiento y orientación para instalar los componentes submarinos Tieback, adaptar la cabeza de pozo, árbol submarino, funcionamiento de las herramientas y equipo de reentrada.

*** Cabeza de pozo:**

Al adaptar la cabeza de pozo, generalmente se provee en recepción para la tubería colgante submarina y un perfil de cierre para el árbol submarino. Para adaptarlo se puede requerir un Sistema Guía sujeto a un punto.

*** Cubierta Colgante Tieback:**

Su función es darle una estructura y sello en la interfase entre la cubierta colgante de la línea de lodo adyacente y la cabeza de pozo. Y esta cubierta puede ser integral a la cabeza de pozo.

*** Montaje del sello anular:**

Este sello se instala durante el alijamiento de la terminación submarina de la cubierta anular.

*** Montaje de la Cubierta Colgante:**

Este mecanismo previene el movimiento de la cubierta debido a la presión anular o expansión térmica durante la producción. (19)

5.1.8.4 Consideraciones de Diseño del Riser de reparación y terminación.

Las consideraciones específicas de diseño para la terminación y reparación del riser incluye: resistencia de la conexión, profundidad del agua, presión de la tubería/rango, diámetro interno, configuración de la tubería/espaciamiento, restricciones de la línea de alambre, otras necesidades dimensionales, requerimientos de la línea de control o umbilical, condiciones de vida de operación y tiempo de operación.

El diseño de la terminación del riser es análoga al diseño de la tubería de la perforación descendente, si es para usarse solamente dentro del riser marino y la sarta del preventor de reventones (BOP) o tubería del conector jackup. Una reparación del riser, o una terminación para utilizarse en mar abierto, debe ser diseñado adicionalmente con la debida consideración para factores de cargas ambientales. Esta debe incluir el movimiento del Sistema superficial (si es flotante), acción de ola y corriente. (19)

5.2 ÁRBOLES.

Es el conjunto de válvulas que permiten el control de flujo del aceite y del gas después que un pozo ha sido perforado y completado, para inyectar fluidos al pozo, para interrumpir o dirigir el flujo cuando el pozo está operando o por razones de seguridad. Su fabricación al igual que un árbol superficial debe diseñarse para control remoto y para servicio submarino.

El primer árbol submarino fue configurado con válvulas apiladas y algunas de éstas todavía se usan. Como la profundidad del agua y los requerimientos de reparación se incrementaron, así la estructura del árbol se sujetó al incremento de cargas. Esto condujo al primer árbol compuesto por un bloque de válvulas y el Sistema de cabeza de pozo marino. Subsecuentemente se ha ido desarrollando y la complejidad del árbol varía, cada uno con sus propias características.

El equipo que se requiere para terminar un pozo submarino de producción o inyección incluye un Sistema de tubería colgante y un árbol. El Sistema de tubería colgante soporta la tubería interior de la cabeza de pozo y los sellos exteriores de la tubería/cubierta anular de producción. (19) (33)

La terminación de los pozos y el árbol de navidad se encuentran en el fondo del mar. Los árboles de navidad pueden ser satélites o montados en una Plataforma.

5.2.1 FUNCIONES DEL ÁRBOL.

Las funciones del árbol se controlan generalmente desde la superficie durante la instalación y rehabilitación, también pueden controlarse a control remoto desde una estación en tierra o montada en la plataforma durante la producción y el mantenimiento de los tubos. (14)

Las principales funciones del árbol son:

- Cerrar la producción de la cabeza de pozo.
- Facilitar la inyección de químicos en el barrenado producción.

- Monitorear la presión en la parte anular y en la perforación de producción.
- Proporcionar una trayectoria de circulación entre la parte anular y la perforación de producción.
- Facilidad de mantenimiento en la parte descendente.
- Facilitar el agotamiento del pozo. (19)

5.2.2. TIPOS DE ÁRBOLES.

Se tienen diferentes formas de clasificar los tipos de árboles que existen, y esto es considerando algunos aspectos como: el medio en el que operan (húmedos y secos), si el servicio o mantenimiento al pozo es por acceso horizontal a través de la línea de flujo (TFL), o por un acceso vertical directo por medio de una línea de alambre o tubería en serpiente. Y otro aspecto a considerar es que si se utiliza una línea guía para el posicionamiento del árbol y la profundidad a la que va a trabajar.

Considerando el medio en el que operan, el más común es el árbol mojado cuyas componentes están expuestas al ambiente marino. Los árboles mojados pueden ser instalados y operados con o sin ayuda de buzos. Este tipo de árboles se usan en los sistemas de México.

Los árboles secos tienen sus componentes encerradas a una atmósfera de presión, esto permite que el mantenimiento pueda llevarse a cabo por un hombre trabajando en ambiente de presión normal, por lo que necesita un vehículo sumergible de entrada para transferir el personal desde la superficie a la cámara del cabezal del pozo. Este tipo de árboles se utilizan más en Aguas Profundas, ya que a profundidades muy grandes, se vuelve imposible el acceso de los buzos a los componentes, y para realizar la inspección y mantenimiento, es necesario tener las condiciones adecuadas, logrando estas por medio de la cápsula a una presión atmosférica. (1) (5) (7) (14)

En cuanto al servicio que se le da al pozo tenemos dos tipos de árboles: El árbol (TFL) que proporciona el servicio al pozo a través de la línea de flujo, este árbol puede ser diseñado para usarse con una bomba sumergida y con instrumentos para el mantenimiento de la perforación de pozo.

Los árboles que no dan el servicio al pozo por medio de la línea de flujo (no TFL), requieren operar por medio de una línea de alambre o una tubería en serpentín. Cualquiera de los dos tipos de árboles (TFL o no TFL), pueden diseñarse para un mantenimiento con la intervención de buzos o sin ellos. (19)

Un árbol submarino no TFL se muestra en la figura 5.9. Un árbol diseñado para servicio TFL se muestra en las figuras. 5.10 y 5.11.

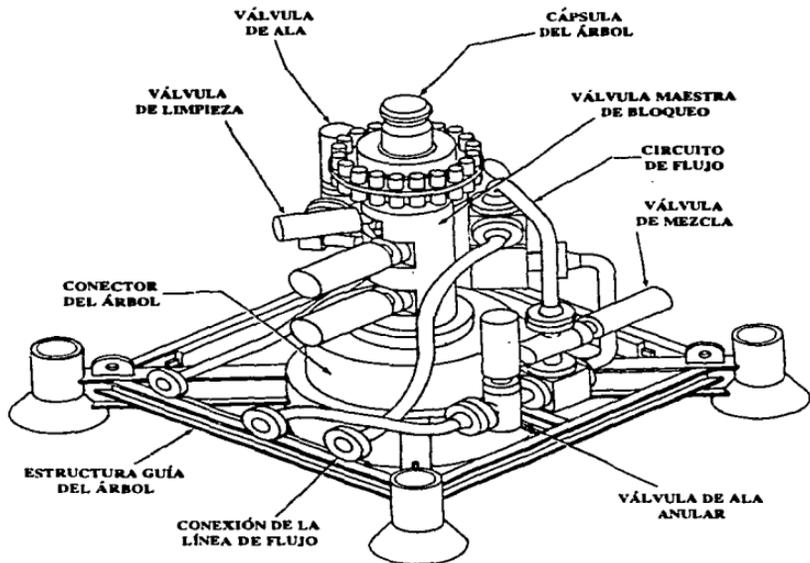
Otra consideración es si son asistidos con buzos o sin buzos, y si utilizan líneas guía o no, y estos tipos son: simples, asistidos con buzos, asistido sin buzos y el árbol sin líneas guía, enseguida se explican estos estilos.

El estilo Simple opera desde una plataforma Jackup en un tirante de agua de 30 - 92 metros (100 a 300 ft), es compatible con todos los sistemas de línea de lodo, puede ser asistido con buzos para adaptar la línea de lodo, las conexiones de líneas de lodo, los controles de producción y de trabajo de limpieza. Puede tener como equipo opcional el sistema de línea guía dual. El código de diseño es el API - 17A. (59) Ver figura 5.12.

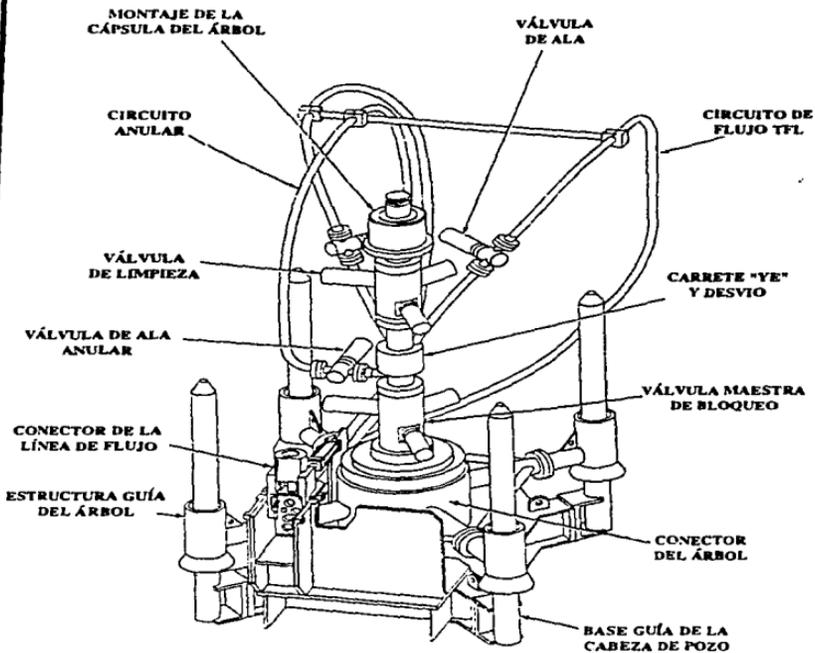
Con respecto al estilo asistido con buzos opera desde una plataforma flotante con un tirante de agua de 61 - 213 metros (200 a 700 ft). Tiene intervención de buzos a la conexión de línea de flujo y control de producción y para los demás componentes se utiliza un ROV (vehículo operado a control remoto), su fabricación es bajo el código API - 17D. (59) Ver figura 5.13.

El estilo asistido sin buzo opera desde una plataforma flotante a una profundidad de 183 a 915 metros (600 a 3 000 ft), las operaciones de intervención son por medio de un ROV (vehículo operado a control remoto), todos los sellos son metálicos y el código de diseño es el API - 17A. (59) Ver figura 5.14.

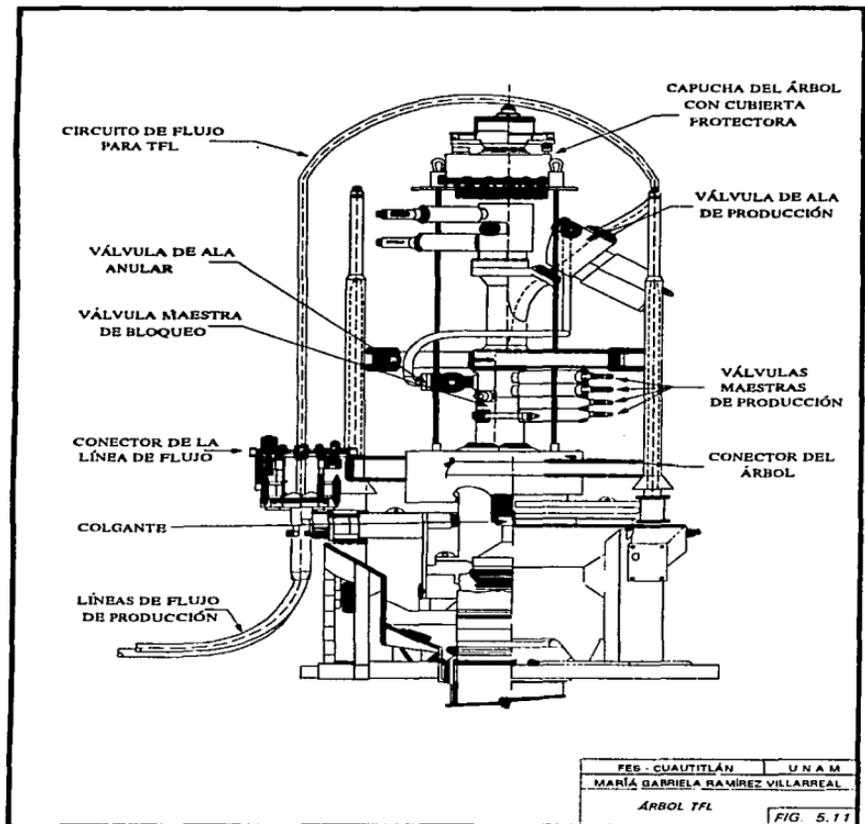
En cuanto al estilo sin líneas guía se puede decir que opera desde una plataforma flotante con posicionamiento dinámico, a una profundidad de 762 - 1 524 metros (2 500 a 5 000 ft). Las conexiones de línea de flujo son sin la asistencia de buzos, todos los sellos son metal a metal, y la intervención es por medio de un ROV (vehículo operado a control remoto). El código de diseño es el API - 17D. (59) Ver figura 5.15.

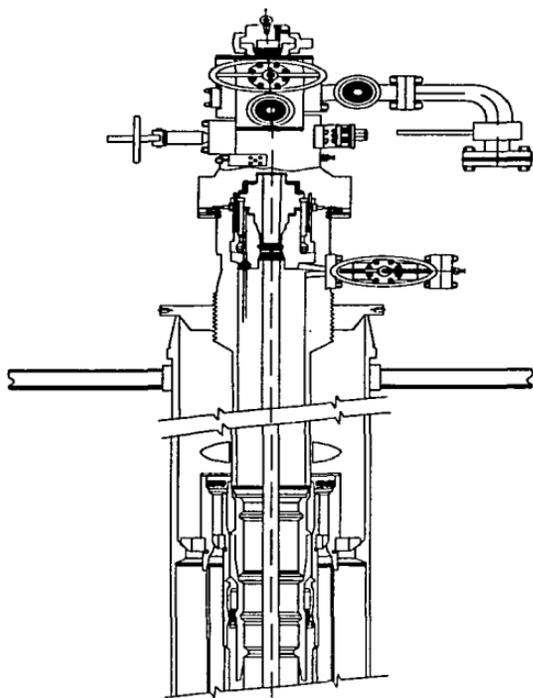


PES. CUAUTILÁN	U N A M
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
ÁRBOL	
NO - TFL	FIG. 5.9

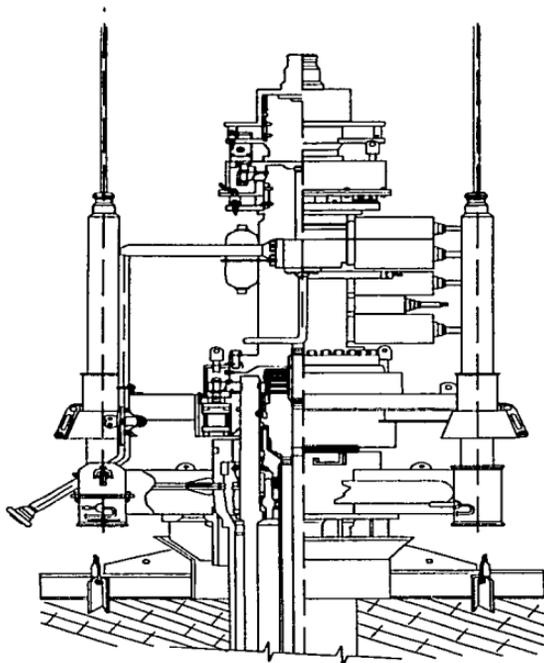


FES - CUAUTITLÁN	U N A M
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
ÁRBOL TFL	
FIG. 5.10	

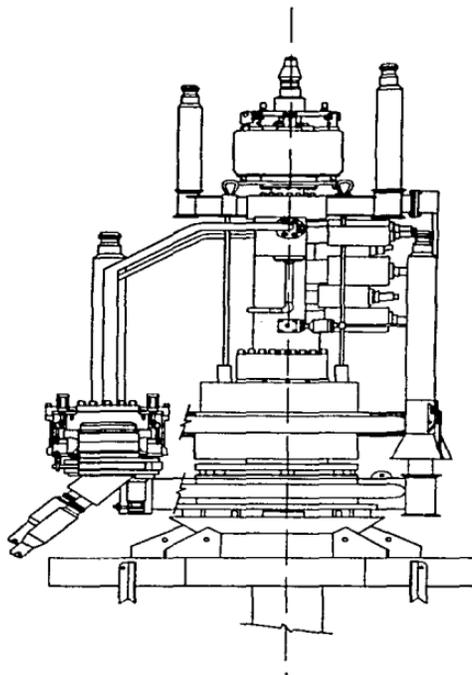




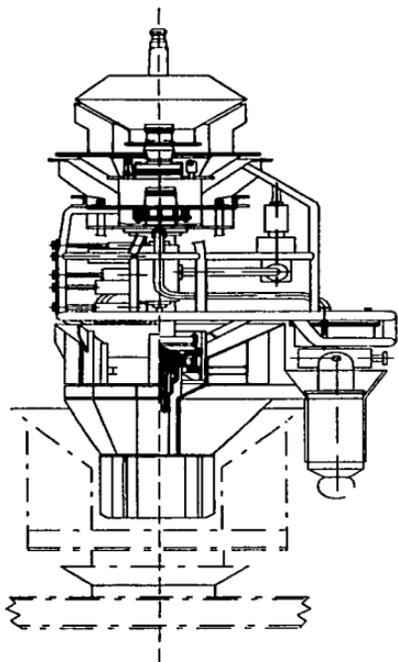
FES. CUAUTITLAN	U. N. A. M.
MARIA GABRIELA RAMIREZ VILLARREAL	
ARBOL TIPO SIMPLE	
	FIG. 5.12



FEG - CUAUTILAN	U N A M
MARIA GABRIELA RAMIREZ VILLARREAL	
ARBOL TIPO	
ASISTIDO CON BUZO	FIG. 5.13



FES. CUAUTITLAN	U N A M
MARIA GABRIELA RAMIREZ VILLARREAL	
ARBOL TIPO	
ASISTIDO SIN BUZO	FIG. 5.14



FED - CUAUTITLAN	U N A M
MARIA GABRIELA RAMIREZ VILLARREAL	
ARBOL TIPO	
SIN LINEAS GUIA	FIG. 5.15

La terminación de los pozos y el árbol de navidad se encuentran en el fondo del mar. El flujo cerrado entre la salida de los árboles y las conexiones de manifold asignados para cada línea de flujo, tiene una válvula de paso incluida para facilitar el cierre del flujo que circula en la columna de la plataforma, se pueden instalar tapones en el soporte de la tubería.⁽⁵⁾

5.2.3 COMPONENTES DEL ÁRBOL.

Un árbol típico consta principalmente de los siguientes componentes:

*** Conexión de cabeza de pozo:**

El conector mecánico o hidráulico (Ver figura 5.16) da la conexión de sellado entre la perforación de producción y la parte anular en el árbol de navidad y en la cabeza de pozo.

*** Válvula de obturación:**

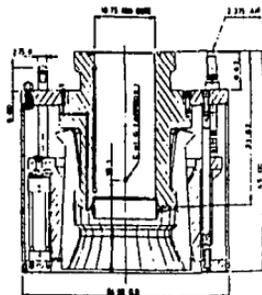
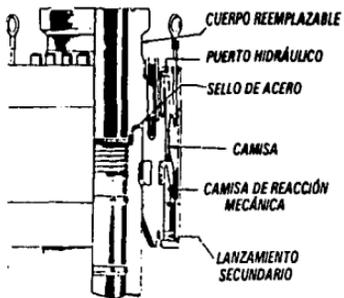
Una válvula de obturación o monoobturador (Ver figura 5.17), contiene una separación de la válvula maestra manual y/o automática para la producción y perforación anular, así como también proporciona el acceso a perforaciones para la intervención de líneas de alambre e inyección química. El árbol también debe contener una válvula de aleta de producción y obturador.

La válvula de obturación puede sujetarse con tornillos, o fabricarse como parte de la conexión de la cabeza de pozo. En la parte superior ésta tiene una preparación mandrel para la cápsula del árbol y el funcionamiento de la herramienta/reentrada. Esta también puede ser una parte integral de la válvula de obturación.

*** Cápsula del árbol:**

Es una cápsula mecánica o hidráulica que protege la válvula de obstrucción mandrel por coral y corrosión y algunas veces se manejan saltadores de presión secundaria. Las líneas de control del árbol de navidad pueden tener su recorrido a través de la cápsula, esto habilita el control de la funciones del árbol para un trabajo de limpieza. Esto también se obtiene por medio de un control separado y una cápsula.⁽¹⁹⁾

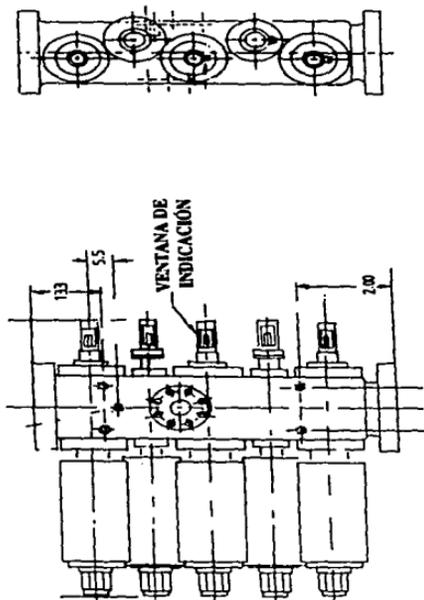
A continuación se analizarán más detalladamente cada componente del árbol:



**CONECTOR HIDRÁULICO
 POR NATIONAL**

CONECTOR POR CAMERON

FES - CUAUTITLÁN	U N A M
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
CONECTORES DE CABEZA DE POZO	
	FIG. 5.16



FES. CUATITLÁN	DINAM
MARCA GABRIELA RAMÍREZ VELÁZQUEZ	
VÁLVULAS DE	
REGULADO	
FIG. 5.17	

5.2.3.1 Conector del árbol.

El conector del árbol debe dar una conexión mecánica y presión entre el montaje del árbol y la cabeza de pozo. El conector debe ser compatible con el perfil de unión y la preparación del sello en la cabeza de pozo. Existen básicamente dos configuraciones de conectores: hidráulico y manual. Estos pueden ser instalados con asistencia de buzos o sin buzos. (19)

5.2.3.2 Extensión submarina del árbol de perforación.

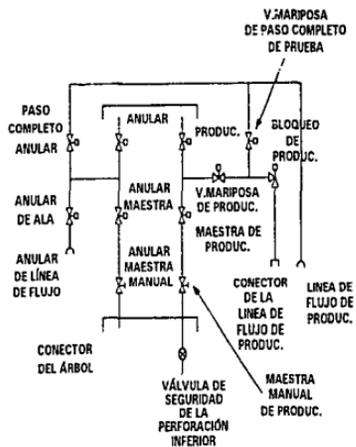
La extensión submarina hace una conexión entre la tubería colgante y el árbol. Ellos proveen la comunicación para la tubería y la perforación anular, la válvula de seguridad de las líneas de control descendente, y el mecanismo de monitoreo de la parte inferior. (19)

5.2.3.3. Válvulas del árbol.

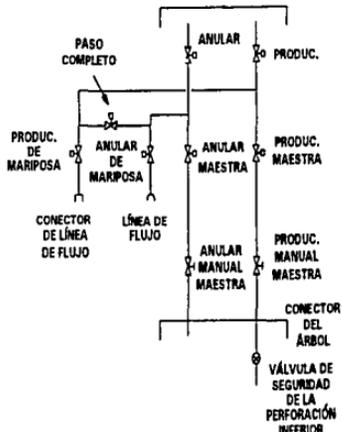
El árbol consiste de válvulas maestras, válvulas de mariposa, válvulas de limpieza y válvulas de paso completo para la tubería y la perforación anular. El arreglo y tipo de estas válvulas dependen de la aplicación propuesta.

Las válvulas pueden tener patines, abrazadera en el centro, o soldado al final de las conexiones, o pueden ser construidas como una válvula de obturación simple. (19)

El arreglo general de las válvulas para árboles submarinos se muestra en las figuras 5.18 y 5.19. Estos esquemas están previstos para prueba/abatimiento, instalación de estrangulación, mezcla anular y monitor anular. La confiabilidad y seguridad del árbol está en función del número de fugas en la trayectoria (y la supresión de la válvula maestra más baja considerando por Shell, Arco y Sun Oil, entre otros). (14)

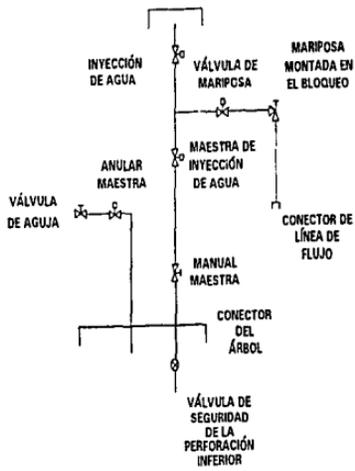


ÁRBOL DE LA PLANTILLA
DE PRODUCCIÓN

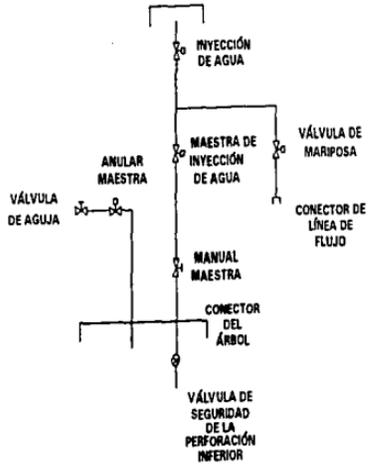


ÁRBOL DE PRODUCCIÓN
SATELITE

FES - CUAUTITLÁN	U N A M
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
VÁLVULAS DEL ÁRBOL	
FIG. 5.18	



ÁRBOL DE INYECCIÓN DE AGUA EN LA PLANTILLA



ÁRBOL DE INYECCIÓN DE AGUA SATELITE

PES - CUAUTITLÁN	U N A M
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VILARREAL	
VÁLVULAS DEL ÁRBOL	
	FIG. 5.19

5.2.3.4 Carrete de "ye".

El carrete "ye" utilizado en árboles TFL, proveen una trayectoria de transición entre las líneas de flujo y las perforaciones del árbol por medio de instrumentos en la línea de flujo. Estas se encuentran localizadas entre las válvulas maestras y las válvulas de limpieza y de mariposa. El desvío dentro del carrete "ye" se puede instalar manualmente mientras la instalación/trabajo de limpieza del riser está en posición, operado hidráulica o eléctricamente, o detenida hacia la última posición que se usa para entrar a la perforación de pozo. (19)

5.2.3.5 Sello submarino.

El sello submarino es usado para aislar perforaciones individuales dentro de las conexiones de ensamble al árbol. (19)

5.2.3.6 Ciclo del árbol.

Estos anillos dan las trayectorias del fluido entre las perforaciones del árbol y el punto de conexión de la línea de flujo. Cuando se usa para aplicaciones TFL deben construirse con un radio grande, para acomodar los instrumentos de bombeo. (19)

5.2.3.7 Terminación superior del árbol.

La parte superior del árbol debe estar provista con una conexión para permitir el acceso vertical a través del árbol y manejo durante la operación. El área de sello individual debe aislarse de la perforación. La conexión superior del árbol debe resistir la instalación, el servicio de pozo, o cargas de trabajo de limpieza de un riser de reparación y línea de alambre del preventor de reventones (BOP). Estos componentes pueden contener un área para el mecanismo de retención de presión para los buzos, tales como el obturador y las conexiones de interfase para líneas de control hidráulico.

5.2.3.8 Cápsula del árbol.

La cápsula del árbol previene la vegetación marina en el área de conexión superior del árbol y sellando la perforación, y puede ser con la presión contenida o no conteniendo la presión. Las cápsulas que contienen la presión proveen un medio ambiente adicional al sello superior, las válvulas de limpieza y/o obturador de líneas de alambre y debe contener una precaución para el monitoreo y para una trampa de alivio de presión antes de la remoción. La cápsula del árbol puede combinarse con los componentes de control para formar una parte del sistema de control del árbol. (19)

5.2.3.9 Conexión de la línea de flujo.

Las juntas de conexión de la línea de flujo se unen a la tubería integral del árbol con la línea de flujo submarina. (19)

Operacionalmente, el método más atractivo es el conector hidráulico accionado a control remoto. El uso de saltadores de árbol de carrete flexible puede considerarse si se da el espacio.

La conexión de las líneas de flujo a la tubería de trabajo de la Plantilla debe estar sujeta a una apreciación para alcanzar el método más conveniente y consistente con el diseño estructural de la Plantilla y su arreglo. (14)

5.2.3.10 Sistema de control.

Este sistema generalmente consiste de articulaciones hidráulicas o electrohidráulicas hacia el árbol. Estas se utilizan para operar válvulas o conectores y monitorear las condiciones del pozo. (19)

5.2.3.11 Dirección de equipo.

Los métodos de línea guía o sin línea guía pueden usarse para árboles submarinos. Algunos sistemas pueden requerir una alineación más precisa que los que se dan por líneas guía.

Los medios mecánicos secundarios pueden usarse en estos casos. (19)

5.2.3.12 Funcionamiento de las herramientas del árbol.

El funcionamiento de las herramientas del árbol debe resistir toda la carga de la instalación. Las herramientas tienen un mecanismo hidráulico o mecánico que están sujetas a la parte superior del árbol. Estas forman la parte más baja de la terminación o riser de trabajo o tubería de perforación la cual actúa como guía de la sarta para el árbol. Generalmente el funcionamiento de la herramienta incluye un medio de comunicación hidráulico con las funciones de control del conector de la cabeza de pozo del árbol, válvulas y conector de línea de flujo. (19)

5.2.4 CONSIDERACIONES DE DISEÑO DEL ÁRBOL.

La vida del pozo submarino debe establecerse con los datos iniciales, permitiendo seleccionar los materiales adecuados y los sistemas de protección contra la corrosión. La configuración física del diseño del árbol debe hacerse conforme a la simplicidad de los requerimientos. En la práctica es conveniente el uso de tubería estándar y evitar el uso de la doble compensación en carretes de tubería y facilidad de reemplazo. Estos aspectos deben considerarse al evaluar el arreglo de la tubería del árbol. (14)

El uso de estranguladores submarinos en el árbol, dificulta la configuración. Pero el uso de configuraciones compatibles, el cambio de obturador puede simplificarse si el árbol necesita ser reconfigurado para adicionarse con gas de elevación.

En un intento por reducir el número de tubería y proveer una configuración menos desordenada se utilizaron las tees de obturación y las válvulas de ala. Incluso todas las válvulas auxiliares dentro de un bloque compuesto, es una característica de la mayoría de los equipos abastecedores. Sin embargo, esto debe evitarse en desarrollos marginales o pequeños, por dos razones:

- * La complejidad de fabricación se incrementa en gran proporción durante la producción y se retarda la obtención de un reemplazamiento.
- * Daño para extraer asientos internos, o arreglo de válvulas fijas durante el servicio o reparación superficial del bloque completo, aunque el daño puede ser de menor naturaleza.

Mientras este acceso es perfectamente aceptado para el desarrollo de Campos grandes con un programa de desarrollo largo, este puede presentar algunas dificultades para el proyecto más pequeño con un itinerario ajustado. (14)

Los siguientes tópicos necesitan una consideración especial en el diseño de un árbol submarino:

5.2.4.1 Rango de presión.

Un perfil completo de la presión máxima y mínima esperada se deben trazar para la perforación de pozo, anular, servicio de perforación (si se usa), y líneas hidráulicas. Se debe considerar la presión del flujo, la presión encerrada, inyección, y/o presión de abatimiento del pozo. Adicionalmente debe considerarse la presión máxima de servicio para un árbol TFL y la presión máxima de control para la SCSSV (Válvula subsuperficial de control submarino). La información de la presión debe evaluarse en conjunto con las cargas externas que son suplentes en el sistema para la operación particular que tiene un lugar de ingreso. (15)

Todos los componentes y conexiones deben tener una presión mínima, relación consistente con el sistema. El carrete "ye" debe relacionarse para la misma presión como para los otros componentes del árbol. El enlace del árbol debe conformarse para el mismo rango de presión como la línea de flujo, si ellos están en el tablero de la válvula de ala, o en el tablero de los componentes del árbol. El funcionamiento de las herramientas del árbol deben tener un rango de presión igual o más grande que la inferior del árbol o la instalación del riser. Debe realizarse la prueba de control de los componentes, la prueba de presión a través de válvulas y obturadores, y la prueba de gas, requerida para el uso de árboles con servicio de gas. (16)

5.2.4.2 Servicio.

Los componentes del árbol deben evaluarse en base a la compatibilidad del fluido. Debe hacerse un examen cuidadoso del tipo de fluido potencial y componentes, considerando las condiciones equivalentes, presión total y parcial, y rangos de temperatura.

Componentes tales como Acido Sulhídrico o Dióxido de Carbono deben ser tratados con el uso de prácticas industriales estándar y líneas guía.

La extensión submarina del árbol de perforación y sellos deben recibir atención particular en este punto. (19)

5.2.4.3 Profundidad del agua.

Debe considerarse la profundidad del agua de la instalación, así como especificar y diseñar adecuadamente el mecanismo hidráulico y compensación de presión. Este proyecto incluye (pero no está limitado): sistema de control, funcionamiento de los accesorios, y el operador de la válvula hidráulica. Deben considerarse los efectos en los rangos de presión de los componentes.

5.2.4.4 Tipo de arreglo.

Todo el árbol y el tamaño de las herramientas en funcionamiento y el modelo debe ser compatible con el espacio manejado para el tanque, estando abierto a las necesidades. Estas deberían ser evaluadas inicialmente en el diseño. El uso de un casco soportado o un recipiente flotante determinará la tensión y capacidad de flexión requerida del árbol durante el trabajo de limpieza a través del árbol. (14)

5.2.4.5 Cargas externas.

Los casos de carga externa son dos principalmente, y otras cargas ambientales que un árbol submarino y los conectores superiores e inferiores pueden estar sujetos. La primera es la instalación, la cual incluye pero no está limitada a las cargas del riser y las cargas de la conexión de la línea de flujo. El segundo caso de carga externa es una situación de sobretabajo donde una línea de alambre del preventor de reventones (BOP) y riser de reparación puede usarse.

Las cargas para cada caso deben estar condicionadas como es la tensión máxima, flexión y torsión con puntos de reacción.

La dificultad de las cargas impuestas en el árbol y/o las líneas de flujo pueden también estar involucradas. Si las cargas son tales que el daño sea inevitable, entonces el punto de falla y la reacción de las funciones del árbol después del daño debe ser considerado. Cuando el circuito de flujo es conectado para contener la presión de los miembros tales como el cuerpo de la válvula, las cargas externas, en adición a las cargas de presión máxima, deben considerarse para actuar en las válvulas.

5.2.4.6 Configuración de válvulas del árbol.

El arreglo de las válvulas del árbol depende del servicio deseado. La trayectoria del fluido debe ser estudiada para asegurar la flexibilidad operacional necesaria, incluyendo la compatibilidad con los accesorios de la perforación descendente, obturador, operaciones de línea de alambre, y equipo del TFL. Adicionalmente, la trayectoria del fluido debe examinarse para la colección del fluido potencial y erosión. (19)

El árbol en la forma más simple es un conducto de válvulas con una válvula inferior para cerrar la línea de hidrocarburos, esta válvula es conocida como "válvula maestra". Montada directamente sobre la válvula maestra está un árbol con una válvula de compuerta, donde la ramificación horizontal se utiliza para la descarga de hidrocarburos. La válvula de compuerta se usa más frecuentemente. La válvula montada sobre el árbol y en línea con la válvula maestra da un medio de limpieza total al árbol para proporcionar la salida y consecuentemente es referido para la válvula de limpieza. (14)

La composición de la válvula de bloqueo, debe ser considerada cuando la instalación y trabajo de limpieza vayan a ser desde un sistema flotante. Esta propuesta tiene cargas externas más grandes con capacidad de transporte, pocas conexiones y más compacto. Como mínimo una válvula maestra por perforación debe tener una válvula de cierre - por falla. Deberá considerarse un buzo/ROV (vehículo operado a control remoto) para supervisar las válvulas hidráulicas que son críticas en operaciones de abatimiento de pozo. (18)

En operación normal, un mínimo de dos presiones conteniendo barrera son recomendadas entre la perforación de pozo y la tubería de la salida del árbol. Este puede ser obturado, con válvulas manuales o válvulas hidráulicas, pero las válvulas de

seguridad de la perforación descendente no se incluyen. Si el árbol tiene manifold en la Plantilla, entonces esta deberá contener la presión con obturador en la tubería del manifold para aislar el árbol. El obturador puede servir como una de las dos barreras con más atención dando el árbol suficiente exactitud al manifold para ser considerado un montaje integral. (19)

5.2.4.7 Tamaño de perforación.

La perforación de producción o inyección debe ser compatible con el programa de la tubería y debe tener acceso vertical para la instalación y eliminación del obturador y para operaciones de trabajo de limpieza. La dirección del flujo, el tipo de fluido, tipo y tamaño de partículas suspendidas y velocidad de flujo también deben considerarse.

En el caso del árbol TFL, el carrete "ye" debe diseñarse para el paso de accesorios TFL de acuerdo con el API RP 6G.

La perforación anular puede ser tanto de acceso vertical desde la conexión superior del árbol a la perforación de la tubería colgante o esta puede tener acceso solamente para monitoreo de presión e inyección. Si la inyección de un fluido (hacia el anular) puede realizarse, entonces la configuración de la trayectoria debe ser diseñada para evitar la erosión. (19)

5.2.4.8 Conexión de la línea de flujo.

El método y tipo de conexión de línea de flujo influye en la transmisión y reacción de cargas que pueden ser impartidas hacia el árbol.

El conector de la línea de flujo debe ser diseñado para el mismo rango de presión como la línea de flujo, cuando está montado en un tablero lejano de la válvula de ala. Si se usa con un árbol TFL, la perforación de la conexión de la línea de flujo debe ser diseñada de acuerdo con el API RP 6G.

5.2.4.9 Intervención submarina.

El tipo de instalación, ya sea asistido con buzo o sin buzo, y con operaciones de apoyo deberá manejarse con el método seleccionado y en caso de falla es importante establecer la forma de reparación. Si se va a usar un ROV (vehículo operado a control remoto), deberán considerarse las capacidades y los tipos de ROV. En lo concerniente con un ROV especial debe incluir: acceso, puntos de dique/reacción, energía mecánica o hidráulica requerida, capacidad del ROV para soportar la carga, y el diseño de accesorios para servicio especial. (19)

5.2.4.10 Control del árbol.

En el diseño debe considerarse la carga externa y disposición para la interfase con el árbol.

Todas las funciones hidráulicas necesarias para la operación del árbol deben controlarse desde la estación a control remoto. Si se usa una cápsula para control del árbol, se puede montar en algún lugar del árbol que proporcione acceso y protección. Si se utilizan los cables verticales hidráulicos y eléctricos, deben dispersarse para minimizar daños. El peso y localización de la cápsula del sistema de control de producción debe considerarse en orden para conseguir una posición vertical del árbol durante la operación. (19)

Las funciones de control hidráulico del conector del árbol debe ser accesibles desde el sistema de control de producción o inyección. El sistema debe diseñarse para tolerar una pérdida de presión en el control hidráulico y válvulas de cierre contra falla debe usarse para aislar el pozo. (19)

5.2.4.11 Tubería, conexiones, anillo de ranura y obturador.

La perforación vertical del árbol debe ser compatible con las herramientas descendentes, obturador, válvulas recuperables de líneas de alambre, u otras operaciones en la parte

inferior. El funcionamiento de la tubería debe examinarse, para puntos de acumulación de fluido y erosión, y hacer una elección adecuada para corrosión/erosión. (19)

En aplicaciones submarinas se usan generalmente conexiones especiales o patentadas. Protección de corrosión o incrustación en sellos superficiales, empaques y todo el tornillo debe estar de acuerdo con el API Spec 6A. (19)

5.2.5 OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL ÁRBOL.

La operación y mantenimiento de los árboles de la Plantilla es similar al árbol satélite, es simple y evita el uso excesivo y alterar las válvulas del árbol. La operación general debe asegurar que el árbol tenga cerrada la válvula de ata para cumplir el objetivo.

Solamente cuando el pozo tiene cerrada la válvula por largo tiempo o cuando se mueve la estación con el sistema de producción flotante la válvula maestra entra en operación.

Considerando que el diseño del árbol es simple y la construcción es convencional, no se requiere un programa de mantenimiento intenso para los árboles. Este se rige por recuperación del molino de los árboles después de 20 años de operación. Se puede requerir muy poco el cambio de sellos para obtener unos años de seguridad adicional, el servicio confiable de estos árboles. Desde entonces muchos materiales y componentes han avanzado reasegurando la tendencia de los operadores. (19)

Cuando los árboles requieren mantenimiento, deben llevarse fuera cuando son recuperables para repararse en la superficie. (Para reparar los componentes en el mismo lugar, el control de la tubería no es recomendable). El mantenimiento de los árboles debe programarse cuando la mayoría del trabajo de limpieza del pozo se realiza, para llevarlo a cabo generalmente se necesita la recuperación del árbol.

La rutina de inspección visual por buzos o ROV (vehículos operados a control remoto) se requiere solamente con la presión funcional y de prueba. Lo ideal es hacer esto en los periodos de trabajo de limpieza, si esto coincide con los requerimientos de prueba anual.

Los componentes submarinos como las válvulas y estranguladores, pueden ser enlazados integralmente con la producción y perforaciones anulares del árbol, debe ser reparado, reemplazado o darle servicio en la superficie. Las reparaciones por los buzos deben realizarse solamente en equipos que no sean críticos para repararse de presión integra del árbol (por ejemplo de conexiones del sistema de control).

Sin embargo, el acceso debe proveer el trabajo de los buzos en componentes los cuales pueden fallar y poner en riesgo la operación de recuperación del árbol. Los estranguladores submarinos pueden fabricarse para que los buzos lo remuevan, con reemplazamiento por un patín. Este procedimiento puede usarse si se prevee la erosión del cuerpo del estrangulador.

Debe planearse un mantenimiento periódico para todos los componentes del árbol, una vez que el árbol se recupera a la superficie. La única excepción puede ser la inspección de los buzos a los torques del tornillo y un examen visual de las fugas hidráulicas.

Operaciones de limpieza y reemplazamiento del árbol deben planearse para periodos óptimos, condiciones de tiempo de verano.

Se debe dar un tiempo considerable para la suspensión del trabajo de limpieza para prevenir un clima difícil. Un mantenimiento especial para árboles satélite deben conducir un sistema de soporte de buceo (DSV). Debe conducirse una inspección periódica, la cual pueden llevarse en unas bases anuales o dictaminadas por cuerpos de reglamentación u operaciones. (19)

El mantenimiento extraordinario de sistemas submarinos requiere instrumentos y unidades de proceso, teniendo ventaja por el efecto inmediato de recuperación y reparación de la mayoría de los componentes. Este requiere lo siguiente:

- * Un equipo adecuado de taller de trabajo con herramientas, espacio de trabajo, prevee la necesidad para reparar válvulas, estranguladores y otros componentes. Esta área también debe incluir espacio para prueba e inspeccionar componentes y módulos de control.

- * Un acceso restringido al área de almacenamiento adyacente para el taller de trabajo con suficiente espacio para almacenamiento y acceso para manejar todas las reservas en tablero.
- * La Unidad de proceso debe localizarse adyacente a la pleta de descarga del Sistema. El taller de trabajo debe tener acceso al área de la pleta de descarga y al área de almacenamiento debe contar con una grúa para manejar componentes grandes.
- * Para facilitar la mayoría de reparaciones de los árboles submarinos y manifolds, la capacidad de la grúa debe ser suficiente para manejar estos componentes entre la pleta de descarga y un tanque abastecedor. (19)

5.2.6 ÁRBOLES DE INYECCIÓN DE AGUA.

Estos árboles están sujetos a un servicio razonablemente duro y es prudente asegurar que la válvula de compensación es conveniente para servicio con ácido sulfhídrico, aún cuando el crudo de producción se designa como dulce.

Adicionalmente, los requerimientos del espesor de la pared deben especificarse para los circuitos del flujo del árbol, mejorando los efectos de la velocidad de erosión más grande asociada con la reinyección de agua de los árboles. (19)

5.2.7 ÁRBOLES SATÉLITE.

En cuanto a los árboles de producción e inyección de agua podemos decir que los árboles de producción satélite difieren de los árboles localizados en una Plantilla en varias cosas, la diferencia principal es la necesidad de aterrizar en una base guía permanente y dar los medios para una interfase satisfactoria con las líneas de flujo dentro del campo. Adicionalmente la propuesta operacional, es más atractiva en campos marginales para proveer una recuperación a control remoto de los árboles satélite, para reducir el tiempo transcurrido por un sistema de servicio en tareas de limpieza y reemplazamiento del árbol.

Aunque estos requieren un árbol más complejo en términos de alineamiento de las líneas de flujo e interfases de trabajo de limpieza a control remoto, la configuración de la tubería actual y la válvula de mezcla acondicionada puede ser de una naturaleza básica. Esto es especialmente cierto si el árbol produce en la base del manifold o en manifolds soportados en la Plantilla. La mezcla del flujo en un desarrollo de campo puede ser controlada desde un árbol satélite, por usar un estrangulador montado en el árbol, esto sin embargo, lleva a poder considerar los componentes submarinos más ligeros y lejanos del área de trabajo principal. El uso de estranguladores en el Mar del Norte por lo tanto se reduce a manifolds satélite mayores que el árbol mismo. (14)

El acceso vertical puede ser con una sarta o con sargas múltiples de tubería y una conexión de línea de flujo de tipo híbrida.

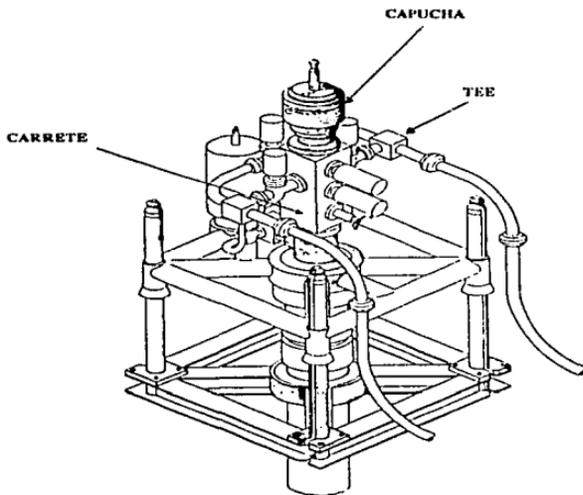
El montaje de una sola sarta con acceso vertical a la sarta de la tubería se muestra en la figura 5.20. Este árbol tiene una línea de monitoreo anular y una línea de producción, cada una con una tee ramificada para la válvula de ala. Las válvulas de ala se conectan a una mezcladora. Este arreglo permite la producción llevando abajo ambas líneas, (producción y anular) con reducción de la presión. Adicionalmente el cruce puede facilitar el uso de una esfera de corrida de diablos en ambas líneas. (14)

El diseño con sarta de tubería múltiple se puede apreciar en la figura 5.21. Este árbol tiene un arreglo de la válvula de bloqueo con una válvula maestra inferior actuada manualmente, y si se desea se puede suplir por una válvula de seguridad contra falla operada hidráulicamente, como son la válvula maestra superior y la válvula de limpieza. La terminal más baja de la válvula de bloqueo está sujeta al conector y la parte superior termina en el centro de la reentrada el cual es el puerto para permitir el acceso vertical a la perforación del tubo. Este también provee un punto de sujeción para los BOP's, riser de trabajo de limpieza o una cápsula de corrosión de baja o alta presión. (14)

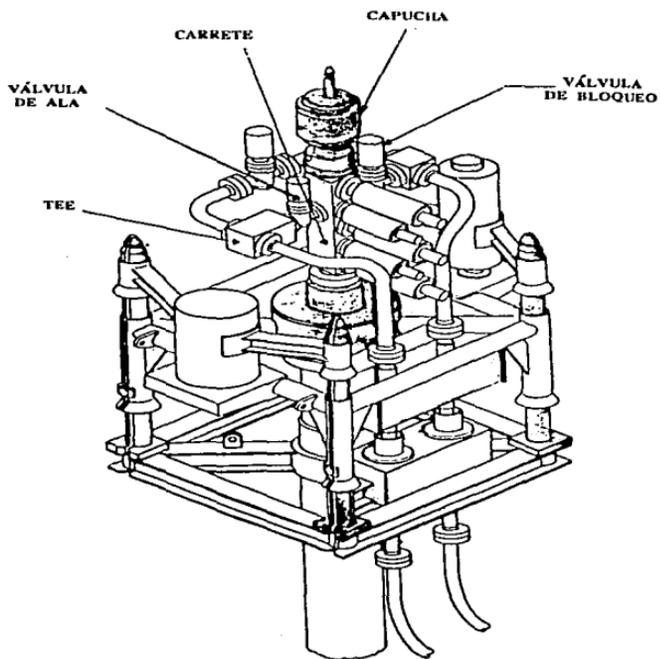
El árbol es mezclado con dos líneas de flujo, válvulas de ala y válvulas de paso completo y todo está actuado hidráulicamente con seguridad contra falla.

Árboles satélite con circuitos de flujo para accesorios TFL.

Como una tercera alternativa del árbol satélite, es que incorpora un circuito de flujo para permitir el uso de un TFL o herramientas para una bomba sumergidas como se ve en la



FEB - CHIAUTILÁN	U N A M
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
ÁRBOL DE UNA SARTA CON	
ACCESO VERTICAL	FIG. 5.20



PER - GUAYTILÁN	U N A M
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
ÁRBOL CON SARTA DE TUBERÍA	
MÚLTIPLE	FIG. 5.21

figura 5.22. Generalmente el circuito de flujo entra al árbol a través de un carrete de buceo. Este carrete se provee para la inserción o remoción para un instrumento para cambiar la trayectoria del flujo interno del vertical a la línea de flujo de 5 pies de radio del circuito de flujo. El arreglo del árbol muestra una sarta de tubería con una válvula maestra hidráulica con seguridad contra falla, carrete de desvío, válvulas de limpieza hidráulicas con seguridad contra falla y un centro de reentrada.

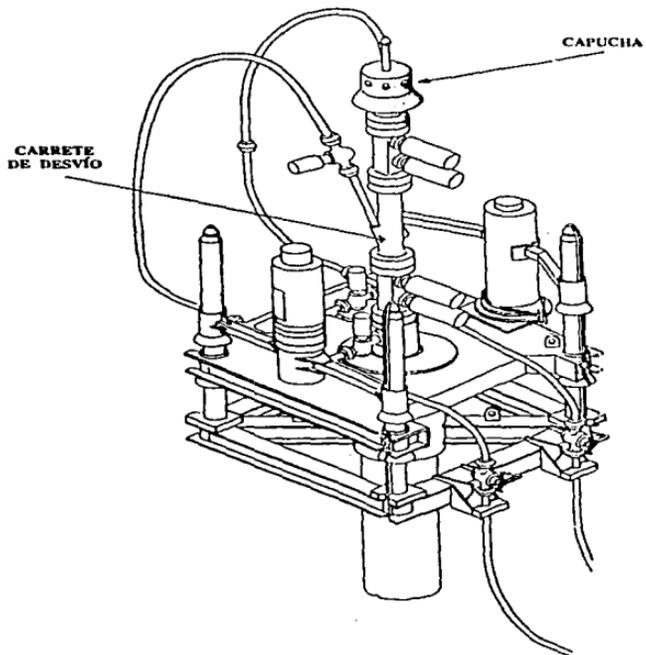
Los árboles de inyección de agua satélites no difieren mucho de los árboles montados en una Plantilla. Difieren en los requerimientos para un monitor anular en la línea de flujo. (14)

5.2.8 SELECCIÓN DEL ÁRBOL.

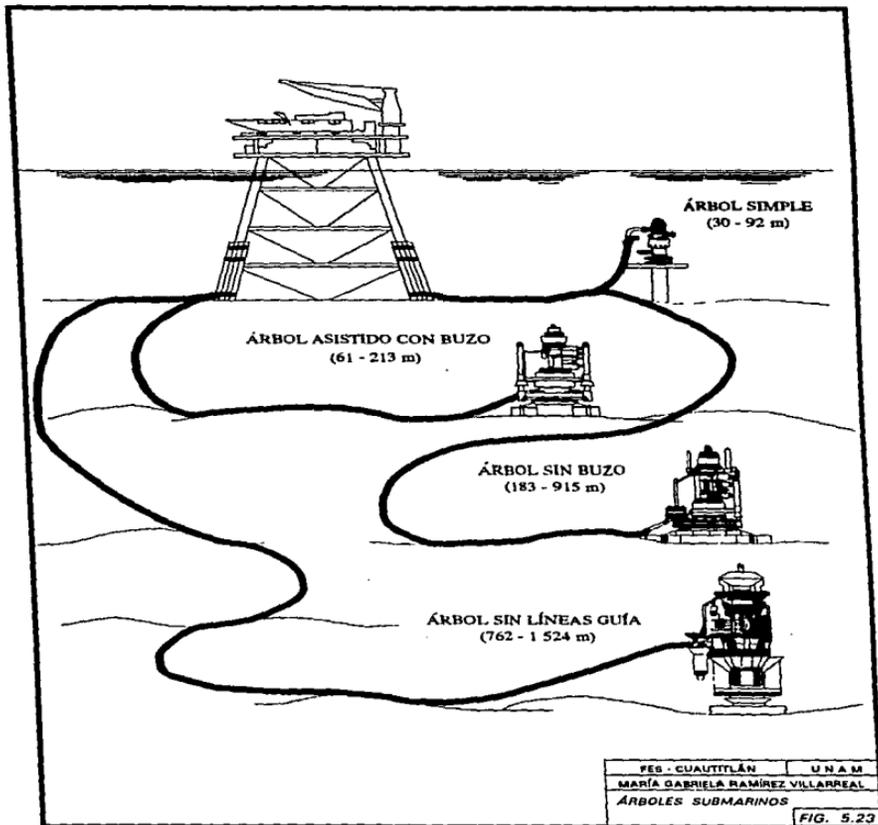
Para hacer una selección adecuada del árbol, se deben considerar varios aspectos importantes: la profundidad a la que va a operar el árbol, dependiendo de ésta se determina el estilo de árbol (si es asistido con buzos o sin ellos, o si se utilizan las líneas guía o no) Ver figura 5.23.

También debe considerarse la forma de instalación, las conexiones para la cabeza de pozo y las líneas de flujo, el control a utilizar.

En la tabla 5.2 se dan algunas sugerencias para seleccionar un árbol, pero el operador tendrá la última palabra



RES - CUAUTILÁN	U N A M
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
ÁRBOL CON CIRCUITO DE FLUJO	
PARA TFL	FIG. 5.22



ESTILO	TRANTE DE AGUA (M)	INSTALACIÓN	CONEXIÓN DE LÍNEA DE FLUJO	CONECTOR DE CABEZALES	VÁLVULAS	CONTROL DE INTERFASE TRABAJO DE LIMPIEZA	CONTROL DE INTERFASE DE PRODUCCIÓN	RISER DE TRABAJO DE LIMPIEZA	CAPUCHA
SIMPLE	30 - 92	JACK - UP O PLATAFORMA FLOTANTE	MANUAL CON BUZO	MANUAL O HIDRÁULICO	MANUAL O HIDRÁULICA	BUZO	BUZO	UN ORIFICO	MANUAL CON BUZO
ASISTIDO CON BUZO	61 - 213	JACK - UP O PLATAFORMA FLOTANTE	HIDRÁULICA CON INSTALACIÓN POR BUZO	HIDRÁULICO O ACTUADO A CONTROL REMOTO	MANUAL O HIDRÁULICA	CON BUZO O ACCESO VERTICAL	BUZO	UN ORIFICO U ORIFICIOS MÚLTIPLES	HIDRÁULICA CON BUZO
ASISTIDO SIN BUZO	183 - 915	PLATAFORMA FLOTANTE	HIDRÁULICA, MAGNÉTICA O CABLEADA	HIDRÁULICO O ACTUADO A CONTROL REMOTO	HIDRÁULICA	ACCESO VERTICAL	REMOTO O DE CONSTITUCIÓN SUPERFICIAL	ORIFIOS MÚLTIPLES	HIDRÁULICA SIN BUZO
SIN LÍNEAS GUA	MAYOR DE 762	PLATAFORMA FLOTANTE DINÁMICAMENTE POSICIONADA	HIDRÁULICA, MAGNÉTICA O CABLEADA	HIDRÁULICO O ACTUADO A CONTROL REMOTO	HIDRÁULICA	ACCESO VERTICAL	REMOTO O DE CONSTITUCIÓN SUPERFICIAL	ORIFIOS MÚLTIPLES	HIDRÁULICA SIN BUZO

FES - CUAUTITLÁN	U N A M
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
SELECCIÓN DEL ÁRBOL	
TABLA 5.2	

5.3 MANIFOLDS

Es un sistema de tubería y equipos asociados que se utiliza para recolectar los fluidos producidos o para distribuir fluidos inyectados. Un Sistema de Manifold puede también servir para la prueba y servicio de pozo, si la capacidad TFL (a través de la línea de flujo) está incluida junto con el monitoreo anular y capacidad de purga. (19)

El equipo asociado puede incluir válvulas, conectores para tubería e interfaces del árbol, obturadores para control de flujo y un desvío TFL. El Sistema de manifold puede también incluir equipo de sistema de control, tales como un sistema de distribución para funciones hidráulicas y eléctricas, así como proveer conexiones de interfase para módulos de control. Todo o parte del manifold puede ser integral con la Plantilla o puede instalarse por separado en una fecha posterior si se desea. La figura 5.24 ilustra un esquema típico de manifold. Otros cabezales pueden incluir inyección química, elevación neumática por gas y líneas de control de pozo. (19)

5.3.1 REQUERIMIENTO FUNCIONAL DEL MANIFOLD.

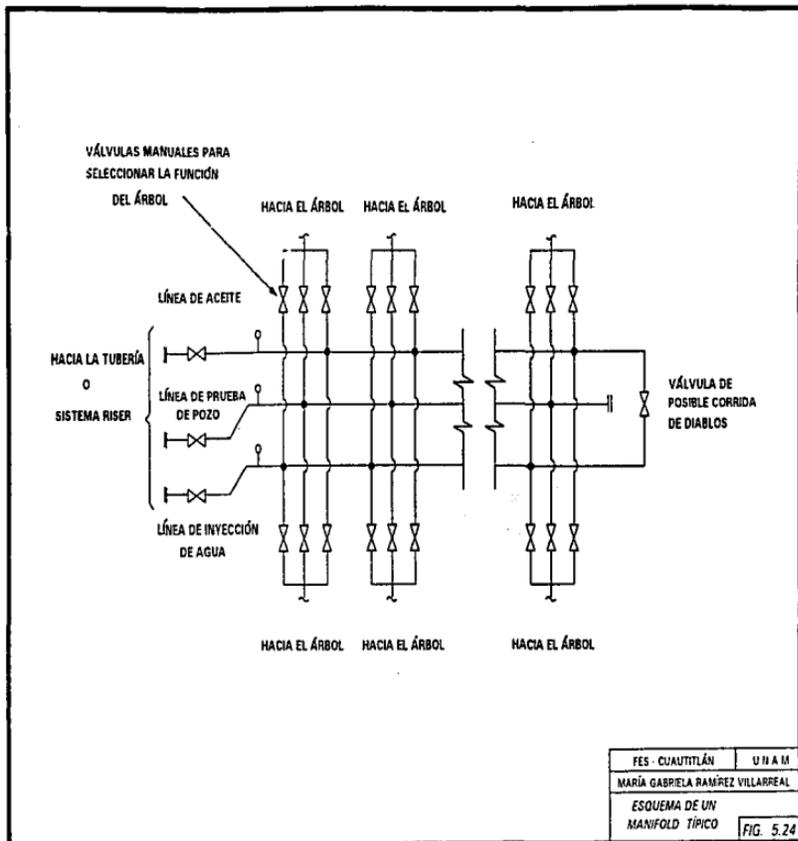
El Sistema de manifold puede proporcionar algunos de los siguientes requerimientos funcionales. No todas estas capacidades son requeridas para todos los sistemas de Manifold.

5.3.1.1 Recolección / Distribución de fluidos.

El manifold debe proveer suficiente tubería, válvulas y controles de flujo con seguridad, para reunir los fluidos producidos o distribuir los fluidos inyectados, como gas, agua o químicos. (19)

5.3.1.2 Prueba de pozo.

El manifold puede proporcionar la prueba de pozo individual.



5.3.1.3 Corrida de diablos.

El manifold debe proveer la válvula apropiada y considerar el tamaño de la perforación de la línea, para permitir corrida de diablos por la tubería (para su limpieza) y la mezcla apropiada de los cabezales. (19)

5.3.1.4 Conexión del árbol de Navidad.

Si los pozos van a ser terminados en la Plantilla, el manifold provee de conexión para el árbol de navidad. (19)

5.3.1.5 Interfase del Sistema de control.

El manifold proporciona el soporte y equipo de protección necesario para las operaciones de control y monitoreo de producción/inyección. Este también puede incluir un sistema de distribución para suministro hidráulico y/o eléctrico para el Sistema de control. (19)

5.3.1.6 Interfase Tubería/Umbilical.

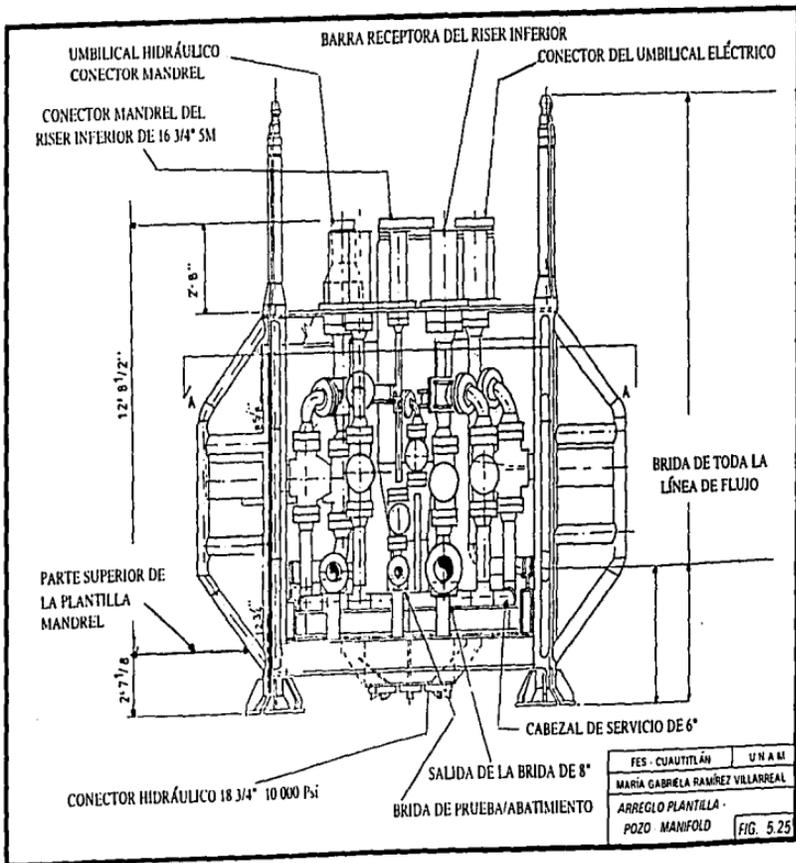
El manifold deberá proveer de conexión para tuberías y umbilicales de control. Generalmente da suficiente flexibilidad para hacer y romper estas conexiones. (19) Ver figura 5.25.

5.3.1.7 Capacidad del TFL (a través de la líneas de flujo).

Si el Sistema es diseñado para la capacidad del TFL, el manifold proveerá la tubería y pozo desviado para soportar la capacidad. (19)

5.3.2 ARREGLO DE MANIFOLDS.

Existen diferentes arreglos para los manifolds, los hay muy sencillos con únicamente una línea colectora, hasta estructuras complejas con varias líneas y diferentes servicios. Cuando se cuenta con varios pozos, es conveniente reducir el número de risers



requeridos para un mejor manejo, esta reducción ayuda a disminuir el número de ensambles de líneas, y que sea más sencillo, además de reducir los costos de construcción y operación. Para disminuir el número de risers, es necesario mezclar la producción de cada uno de los pozos en un cabezal común localizado dentro de la estructura del manifold. Para realizar dicho mezclado los manifolds requieren de un arreglo especial de válvulas. La configuración seleccionada determina el tamaño del manifold y también la cantidad y tamaño de la tubería de la Plantilla. (14)

La filosofía de diseño del manifold debe tomar en cuenta que el arreglo de la tubería sea sencillo, que contenga el mínimo número de válvulas y la facilidad para el mantenimiento del sistema. También debe considerar que la reparación de una válvula no provoque el paro de todo el campo. (14)

En términos generales un manifold requiere de un cabezal de producción común y que cada línea que converge a él esté provista de un bloqueo. Se requieren líneas y válvulas adicionales si se desea incluir instalaciones para la prueba de pozo, inyección de químicos e inyección de fluidos. (14)

Los conectores de la tubería del manifold, se encuentran en:

- 1) Los tres cabezales principales, dos de producción y uno de inyección de agua,
- 2) dos de servicio de cabezales.

La tubería proporciona: Servicio TFL (a través de la líneas de flujo) a todos los pozos; espacio para mantenimiento por medio del ROV (vehículo operado a control remoto); capacidad de circulación completa del pozo; dos cabezales de aceite para parte de la producción de la vida temprana del campo y para proveer diferentes capacidades de pozo con mezcla de pozos primarios/secundarios; distribución de inyección de agua; y circulación de corrida de diablos. (10) (33)

La estructura del Manifold ayuda a protegerlo de la caída de objetos. Las cubiertas de los pozos colectan pérdidas de hidrocarburos y la presencia de monitoreo interno indica la fuga de aceite. (10) (33)

La selección del arreglo dependerá del servicio que vaya a prestar, el número de pozos a los que va a dar servicio y la localización de éstos, si se encuentra cerca una instalación ya existente, como será la exportación del crudo, etc., la determinación de como quedará el arreglo depende del cliente.

Para garantizar un Sistema. (independientemente del tamaño del campo) se puede utilizar un solo sistema o se pueden requerir tres tareas principales de separación con módulos de manifold recuperable:

- 1.- Plantilla/Riser de producción y control.
- 2.- Producción satélite/inyección de agua.
- 3.- Reserva lejana.

Enseguida se dan algunos ejemplos de como puede ser el arreglo del manifold.

• La Plantilla - Pozo - Manifold.-

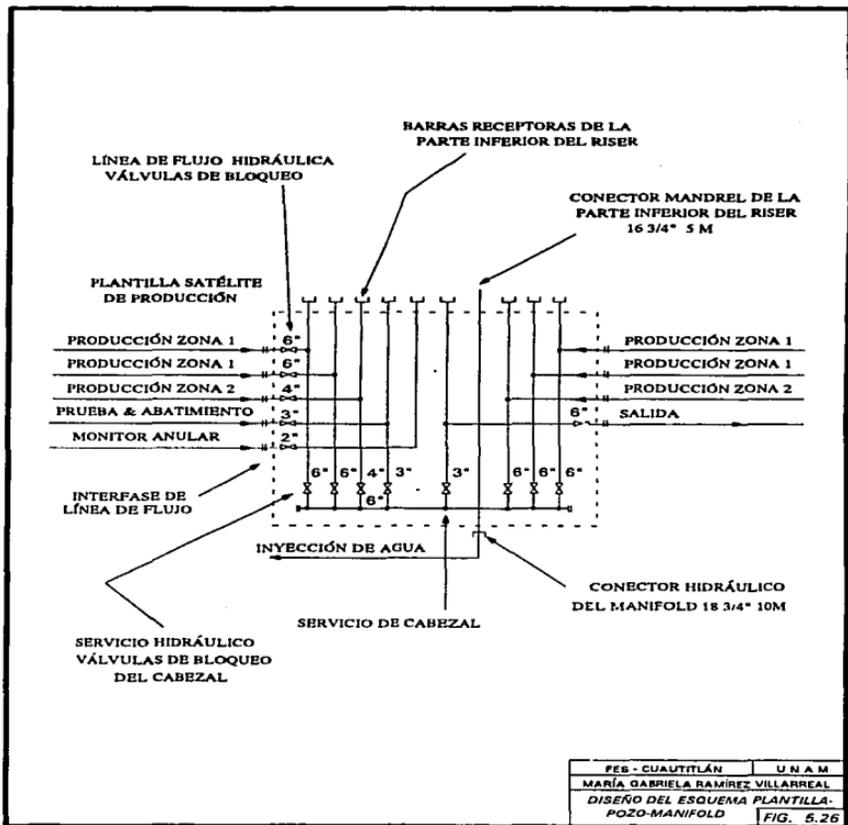
Este arreglo se puede apreciar en la figura 5.25, es la Unidad principal de control de flujo submarino. La figura 5.26 muestra el diseño de este esquema de manifold. Este reúne el aceite de las reservas de los pozos satélites en una Plantilla.

El crudo pasa a través de la tubería de proceso del manifold y las válvulas de control y se dirige al riser apropiado. También el agua de inyección pasa a través del manifold se distribuye al pozo satélite, manifold y al manifold de reserva satélite.

El manifold ilustrado está conectado a nueve líneas de flujo de la Plantilla y también para el montaje del riser de producción inferior, utilizando un sistema de riser rígido.

El principal requerimiento de este manifold es que el aceite producido de cada reserva no se mezcla submarinamente. Esto no significa que cada pozo tiene una línea de flujo por separado hacia el manifold y un riser a la superficie.

Toda la reserva de los pozos de la zona 2 se bloquean submarinamente y se mezclan hacia un cabezal de tubería de la Plantilla separado.



*** Pozo satélite - Manifold.-**

El pozo satélite - Manifold controla la reserva de producción de los pozos satélite. El propósito principal de este manifold es proporcionar un espacio para obturadores, válvulas de aislamiento, y para conectar varios pozos a la tubería de la Plantilla en un punto guarda espacio. (Estos pozos satélites incluyen cuatro inyectores de agua, tres productores y una ranura para fluidos producidos). La figura 5.27 muestra la funcionalidad del manifold. Ambas líneas de zona 1 y zona 2 son conectadas hacia un cabezal apropiado de la Plantilla y tiene una válvula idéntica y una corrida de diablos lógica. (14) (00) (01)

*** Reserva satélite - Manifold.-**

La reserva satélite - Manifold que muestra la figura 5.28, controla el flujo de fluidos y la reserva de pozos lejanos. El diseño del manifold se muestra esquemáticamente en la figura 5.27 junto con los cabezales y válvulas de aislamiento necesarias para producir y realiza otra rutina de operaciones de campo (como puede ser inyección de agua ó gas para recuperación secundaria). (14) (00)

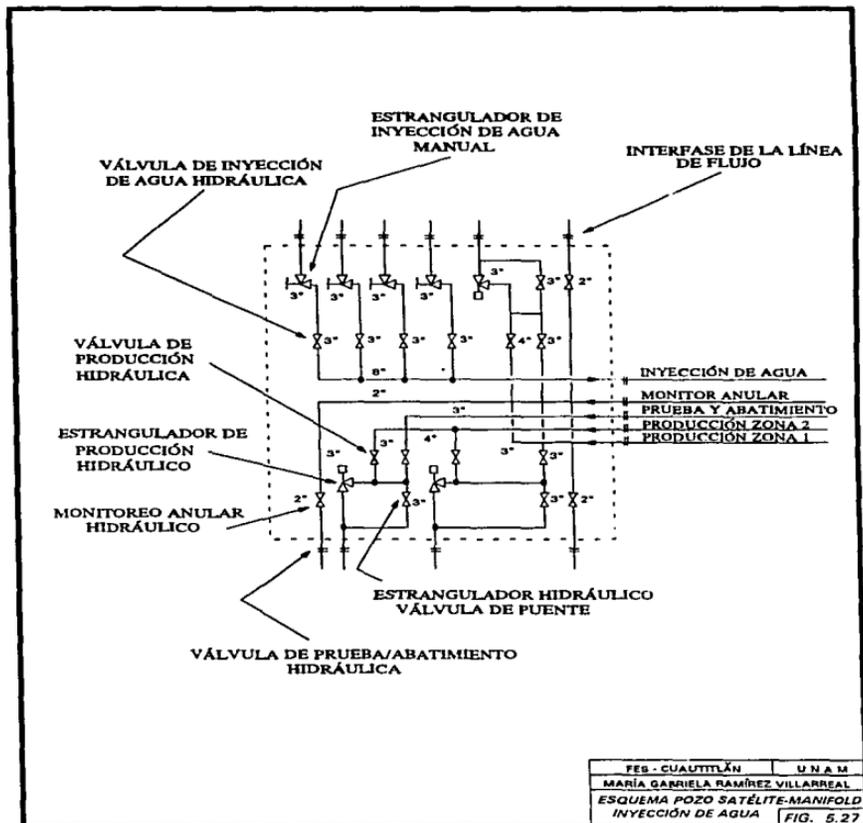
5.3.3 CONSIDERACIONES DE DISEÑO PARA EL MANIFOLD.

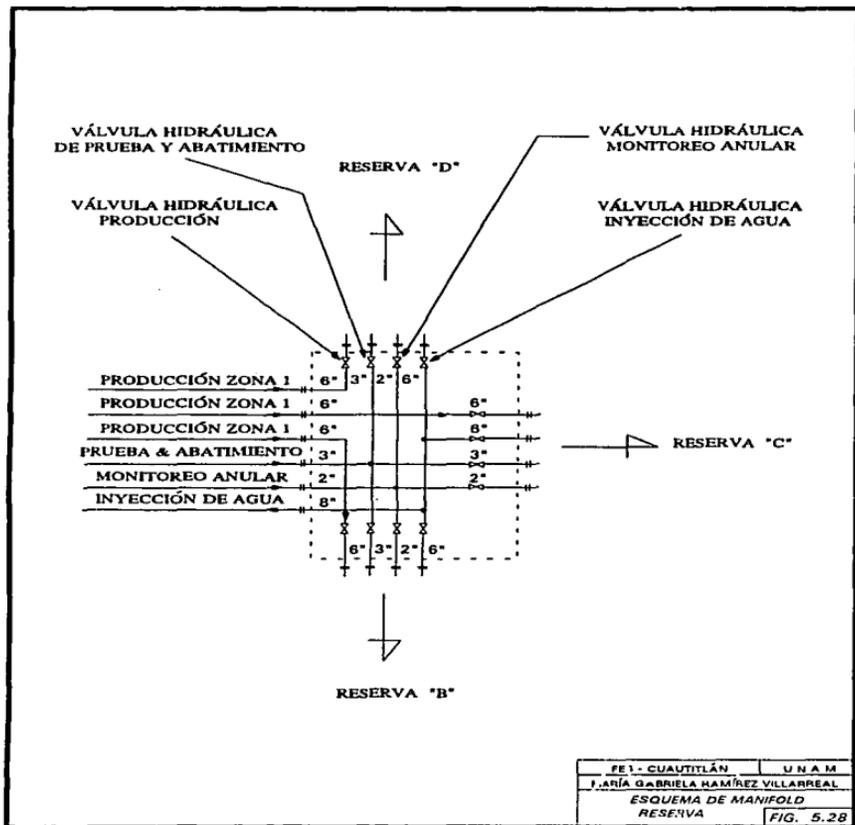
Enseguida se dan algunos factores importantes que se deben considerar al diseñar un Sistema de Manifold.

5.3.3.1 Características del fluido.

Se debe contar con las características de los fluidos antes del diseño del manifold. Estos fluidos incluyen: hidrocarburos producidos (líquidos y gases), inyección de agua y gases, e inyección de químicos. Las características generales del diseño para estos fluidos incluyen:

- Punto de derrame.
- Presión.
- Temperatura.
- Composición química.





- Viscosidad.
- Relación gas / crudo / agua.
- Arena /parafinas / hidratos.
- Corrosividad. (10)

5.3.3.2 Válvulas del Manifold.

Uno de los requerimientos de diseño de los sistemas submarinos es localizar todas las válvulas que operan a control remoto dentro de estructuras recuperables o módulos dentro del manifold.

Los tipos de válvulas que pueden emplearse son las válvulas de bola y las de compuerta. Se prefieren las válvulas de compuerta debido a que durante mucho tiempo se han empleado con buenos resultados en instalaciones submarinas. Tanto la válvula como el actuador han estado en desarrollo, mejorando su diseño debido a las experiencias que se han tenido con instalaciones en Campo. Las válvulas de bola también tienen sus aplicaciones; sin embargo, sus actuadores submarinos no están tan desarrollados como en las de compuerta. (14)

Las válvulas de compuerta están disponibles en tamaño hasta de 6 3/8" y las de bola hasta de 30". Generalmente se usan las válvulas de compuerta para los tamaños pequeños (hasta donde existen) y para mayores se usan las de bola. El API 6A da las especificaciones correspondientes para las válvulas.

Las válvulas de compuerta submarinas se encuentran en diseños de 3 000, 5 000 y 10 000 psi de presión de trabajo. (14)

La compuerta y el asiento son los componentes más críticos de la válvula, por tanto resulta conveniente que estén ensamblados de tal manera que resulte fácil desmontarlos para su mantenimiento, una construcción tipo cartucho facilita este cambio. (14)

5.3.3.3 Tubería del Manifold.

El tamaño (diámetro, espesor de pared, etc.) de la tubería de producción se puede determinar anticipadamente por la velocidad de flujo, corrosión permisible y presión del pozo para líneas individuales y/o flujos combinados. Esta consideración planea la inyección de agua/gas, elevación neumática por gas y operación TFL. Se deben considerar las velocidades de los fluidos para el dimensionamiento de la tubería reduciendo la caída de presión y el control del flujo que induce la erosión. Se toma en cuenta la corrosión interna asignada en determinado espesor de pared requerido con una condición de flujo máxima. La presión hidrostática externa puede estimarse cuando se determine el rango de presión. Para el diseño de la tubería se considera la presión hidrostática máxima externa (océano). (19)

El Sistema de tubería puede requerirse para líquidos, sedimentos, o transporte de parafinas de la tubería y Sistema de Manifold. El diseño de la tubería debe considerar lo siguiente:

- Tamaño de la tubería.
- Radio del codo.
- Saliente interna.
- Tipo de válvula.
- Lanzador/Receptor del diablo.
- Determinación de la localización del diablo.
- Procedimiento de la corrida de diablos. (19)

5.3.3.4 Conexiones de la Tubería del Manifold.

Las conexiones de la tubería en el Sistema de manifold debe proveer la presión integral para los fluidos internos, facilidad de instalación y habilitar algún mantenimiento requerido. Las características del Sello de las líneas de proceso del manifold se determinan por las características físicas y químicas del fluido corrosivo interno, así como de su capacidad para resistir el medio ambiente interno y externo. (19)

Cuando se hace el arreglo de tuberías debe tomarse en cuenta la interconexiones entre ellas, las cuales son útiles cuando se desea reemplazar una válvula y minimizar los

problemas de ensamble. Se especifican ciertos arreglos típicos para facilitar el mantenimiento y operación. Ver figura 5.24.

Los tipos principales de conexión son: bridas roscadas, bridas de cuello soldable, bridas de conexión rápida y abrazaderas. Es recomendable consultar el API tipo 6B y 6BX y el ANSI B16.5 para diseñar la conexión. (14)

5.3.3.5 Interfase del Sistema de Control.

El diseño del Sistema de Manifold debe adaptar el sistema de control seleccionado. El Sistema de distribución hidráulico y/o eléctrico puede ser una parte integral del diseño del manifold. (19)

5.3.3.6 Soportes y Conexiones de Tubería.

Las conexiones de tubería deberán posicionarse en línea con respecto a la tubería anticipada del corredor de entrada. (19)

Y estas conexiones pueden realizarse a control remoto o mediante buzos.

Estas conexiones deben proporcionar un sello confiable en el Sistema de suministro, compensación para pequeños desajustes, resistencia a daños que pueden sufrir por manipulación, y minimizar los costos de instalación. (14)

Los tres métodos de conexión probados en Campo son:

- 1).- Piezas prefabricadas, instaladas por buzos.
- 2).- Conexiones macho/hembra.
- 3).- Conectores hidráulicos de calibre pequeño. (14)

Los conectores hidráulicos han sido usados exitosamente en Sistemas submarinos. En las líneas satélite invariablemente se usan conectores actuados hidráulicamente a control remoto. Ver figura 5.29.

BRIDA API
CONEXIÓN DE LA
PARTE SUPERIOR

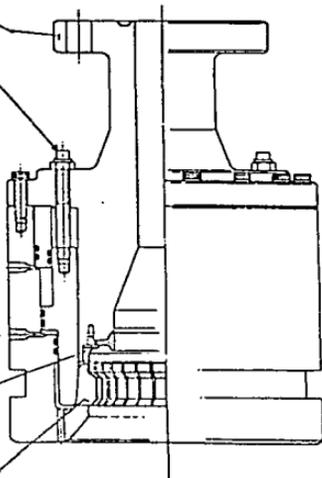
CONTROL MECÁNICO
Y VARILLA INDICADORA

CERRADO

ABIERTO

METAL GRAYLOC
ANILLO DE SELLO

ANILLO ABIERTO



FEB - CUAUTTLÁN	U N A M
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
CONECTOR HIDRÁULICO	

FIG. 5.29

Para la planeación inicial debe considerarse lo siguiente:

- Tipo de tubería.
- Número de líneas.
- Espacio requerido.
- Método de instalación.
- Tamaño de la conexión sobre el lecho marino.
- Flexibilidad de la tubería para operaciones de conexión. (19)

5.3.3.7 Cargas de expansión Térmica.

La persona encargada de diseñar el manifold debe considerar las cargas inducidas en el sistema de la tubería como un resultado de la expansión térmica (al haber contacto de la tubería fría y el flujo con una temperatura de 60 °C ó más). Si estos movimientos están forzando, pueden desarrollarse cargas muy grandes en el soporte de la tubería, resultando un gran esfuerzo en la tubería del manifold. Estos esfuerzos pueden considerarse en el diseño para que los soportes de la tubería permitan el movimiento de la tubería cuando ocurra la expansión térmica. (19)

5.4 RISER

El conductor ascendente (Riser), interconecta la unidad de terminación submarina con la unidad de producción y/o carga. Este tipo de conductor puede ser flexible o rígido. En México casi todos los risers son rígidos ya que las profundidades no son muy grandes, pero en un sistema de mayor profundidad, es conveniente que sea flexible para que no haya fallas, ni fracturas en el conductor, por las condiciones marinas (corrientes, etc.) que algunas veces son muy drásticas.⁽¹⁹⁾ Ver figura 5.30.

5.4.1 CONSIDERACIONES FUNCIONALES Y OPERACIONALES.

La función de un Riser de producción submarina es proveer la tubería para el transporte de hidrocarburos o inyección de fluidos entre el equipo del lecho marino o unidad de terminación submarina y la unidad de producción y/o carga (Ver figura 5.30). El Riser puede también dar el soporte a las líneas auxiliares y umbilicales de control. ⁽¹⁹⁾

Cada línea de Riser es diseñada para satisfacer ciertos requerimientos con una estimación completa, presión, corrosión, erosión, temperatura y tiempo de mantenimiento integral. Las consideraciones operacionales incluyen el manejo del sistema de Riser durante condiciones extremas de lluvia, falla de amarras, choque marino, resistencia de la interfase entre las líneas y la protección del Riser contra cargas externas. El proyecto para inspección, mantenimiento y reparación a largo plazo puede influir en el diseño del sistema de Riser. Actividades operacionales tales como corrida de diábolos a través de varias líneas de flujo y proveer el desplazamiento de hidrocarburos más importantes hacia el Riser, así como su desconexión, influyen en el diseño del Riser de producción.

⁽¹⁹⁾

5.4.2 TIPOS DE RISER.

El Riser de producción deriva en tres tipos de diseño: Riser de tubería rígida, Riser de tubería flexible y combinaciones de tubería rígida y flexible.

TENSIONADORES DEL
RISER 8 - 100 KIP

MONTAJE DEL RISER
SUPERIOR

JUNTA DEL RISER
DE 20"

LÍNEA DE AGUA

LÍNEAS DE
AMARRE

JUNTAS DEL RISER

MONTAJE DEL
INFERIOR

MANIFOLD

PLANTILLA

LÍNEA DE LODOS

FES - CUAUTITLÁN	U N A 14
MARÍA GABRIELA BATAÑES VILLARREAL	
ARREGLO GENERAL DEL RISER	
	FIG. 5.30

5.4.2.1 Riser de tubería Rígida.

Un Riser de tubería rígida consta de secciones de tubería individual unidas para obtener el número de líneas y la longitud del Riser deseadas. Los Risers de tubería rígida requieren tensión para prevenir que se doble y permitir que resista las cargas laterales. Los Risers de tubería rígida pueden construirse en forma integral o no integral, con el arreglo de las líneas internas o externas de la estructura principal. (14) (19) (ver figura 5.31)

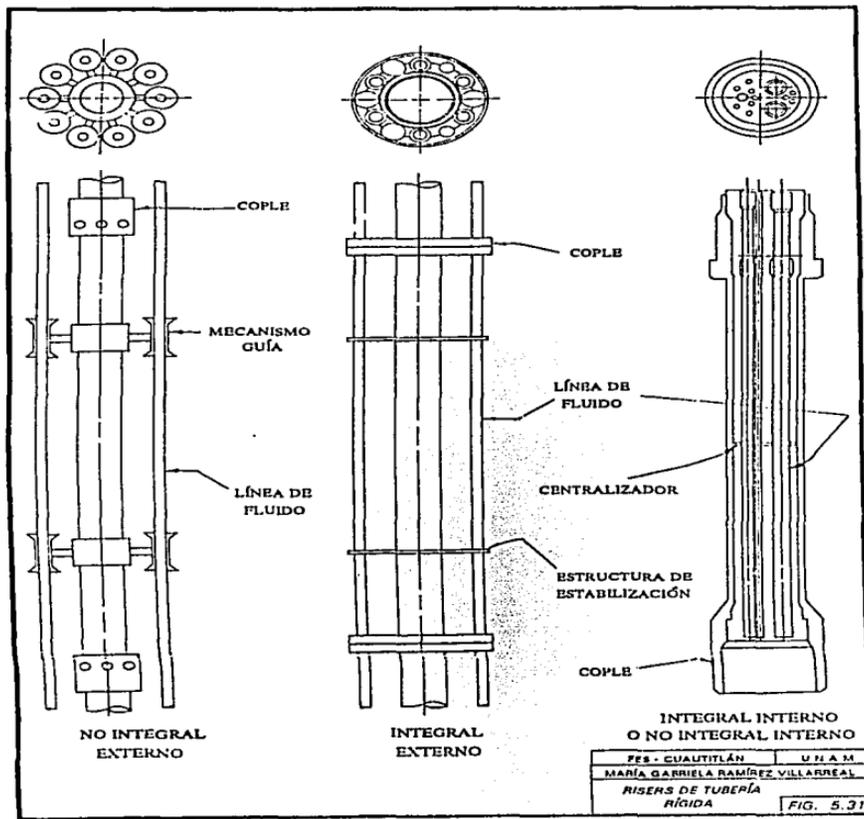
El diseño del Riser rígido integral comprende una tubería estructural para soportar el transporte del flujo. El riser generalmente se fabrica en longitudes de 15 metros (50ft) con conectores mecánicos en ambas terminales de la tubería estructural. Cuando el conector se construye, toda la trayectoria tubular se construye simultáneamente también. Los Risers de perforación común utilizan el concepto de diseño integral.

El diseño del Riser rígido no integral consiste de un soporte de tubería estructural central con un conducto guía espaciado verticalmente u otros medios de guía tubular. Las líneas de flujo tubulares funcionan individualmente bajo el riser a través del conducto y sujeto a la Plantilla o manifold. La tubería estructural debe instalarse y tensionarse antes de que funcione la línea de flujo tubular. Este concepto se está empleando exitosamente en el Mar del Norte en los Campos Buchan y Argyll, como se muestran en las figuras 5.32 y 5.33.

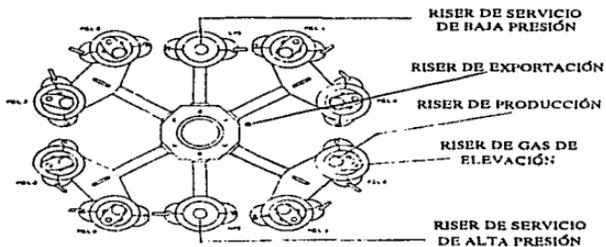
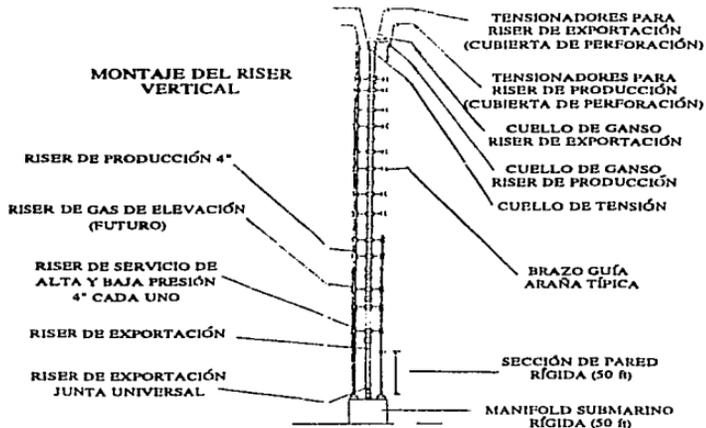
5.4.2.2 Riser de tubería flexible.

La tubería flexible se caracteriza por la construcción en capas de diferentes materiales, los cuales permiten una larga amplitud de deflexión sin efectos adversos en la tubería. Este producto puede ser construido y ensamblado en una sola pieza o varias piezas unidas por conectores.

Los Risers flexibles adaptan diferentes formas por la adición de longitud de tubería. Esta adición de tubería se puede utilizar en diferentes diseños de acuerdo a las condiciones del medio ambiente, la carga a la cual está sujeto, el movimiento relativo y posición de la

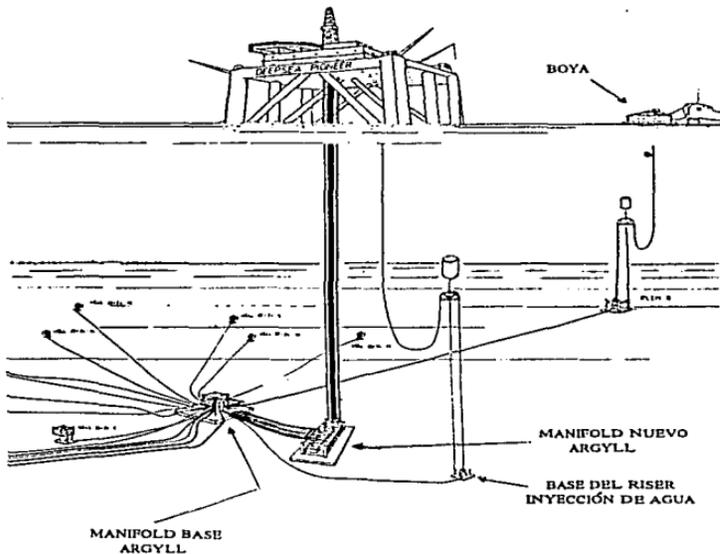


MONTAJE DEL RISER VERTICAL



FES - CUAUTILÁN	U I I A M
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
RISER DEL CAMPO BUCHAN	
	FIG. 5.32

FPP DE ARGYLL



FES - CUAUTITLÁN	U N A M
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
RISER RÍGIDO NO INTEGRAL	
	FIG. 5.3.3

FPP (Plataforma de Producción Flotante) con respecto al punto de conexión en el lecho marino. (14) (19)

Las principales configuraciones del riser flexible se muestran en la figura 5.34. En primer lugar tenemos el Riser "Free Hanging", la forma con que se adapta este Riser es en una catenaria desde la unidad de producción flotante hasta el lecho marino.

El Riser "Lazy S" funciona en una configuración de doble catenaria desde la unidad de producción hasta el lecho marino, teniendo en medio del agua un platillo de tubería, soportado por una boya subsuperficial. La boya subsuperficial se mantiene en posición por una cadena o cable, sujeto a una ancla pesada, posicionada en el lecho marino.

El Riser "Steep S" es similar al "Lazy S", excepto que la sección más baja de la tubería flexible entre la boya y la base del Riser se usa como un miembro de tensión. La base del Riser reemplaza el ancla de peso completo. (14) (19)

El diseño del riser "Lazy Wave" y "Steep Wave" usa una distribución de pequeños módulos de boyas a lo largo de una sección del Riser para sustituir el platillo de tubería y la boya subsuperficial.

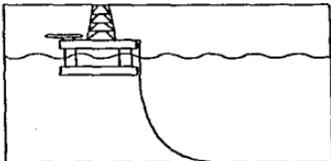
Los factores generales que influyen en la selección de un Riser flexible son:

- * Profundidad.
- * Condiciones Ambientales.
- * Localización de los pozos.
- * Tipo de embarcación (Buque, TLP, Sumisumergible, etc.).

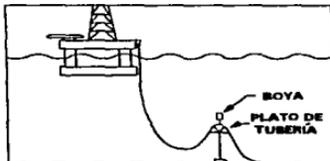
Siendo el diseño "Free Hanging (S)" el más sencillo para aplicaciones en aguas someras y condiciones ambientales poco adversas, y los diseños "Lazy Wave" y "Steep Wave" los que se pueden aplicar en Aguas Profundas (450 a 800 metros aproximadamente) y en condiciones ambientales más difíciles, ya que la distribución de las pequeñas boyas dan más estabilidad y seguridad a la tubería.

Como con el montaje del Riser rígido, el Riser de tubería flexible instalado en alguna de las configuraciones descritas, puede ser individual, o múltiple en tamaño y arreglo similar o diferente, y puede ser integral (también llamado multibore), o no integral (bundled). (14) (19)

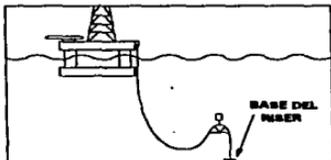
BÁSICAS



" FREE HANGING (S) "

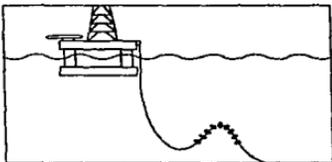


" LAZY - S "

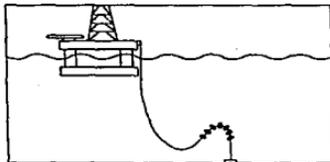


" STEEP - S "

NUEVAS



" LAZY WAVE "



" STEEP WAVE "

FES - CUAUTITLÁN	UNAM
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
CONFIGURACIONES DE RISERS DE	
TUBERÍA FLEXIBLE	FIG. 5.34

5.4.2.3 Riser de tubería Rígido - Flexible.

Un tercer tipo de Riser de producción, utiliza tecnología de tubería rígida para una parte del Riser y tubería flexible para el resto. El diseño generalmente tiene una sección menor hecha de tubería rígida y una sección mayor hecha de tubería flexible. La sección menor de tubería rígida es tensionada por una boya subsuperficial y la sección de tubería flexible funciona en una catenaria desde la boya subsuperficial a la FPP (Plataforma de Producción Flotante). La variedad en el diseño depende de la configuración que se le da a estos dos tipos de Riser. (14) (19)

5.4.3 COMPONENTES DEL RISER.

Para el Riser de tubería rígida sus componentes son los siguientes:

5.4.3.1 Sistema de Tensionamiento y compensación de movimiento.

Este Sistema provee la tensión axial constante para soportar y estabilizar el riser mientras la FPP (Plataforma de Producción Flotante), se mueve verticalmente y/o lateralmente con ola y corrientes. Generalmente, las Unidades tensionadoras neumáticas o hidroneumáticas utilizan un pistón múltiple y el arreglo cilíndrico opera en conjunto con los acumuladores de presión de gas controlado. Otro aspecto a considerar en la selección de este componente es que está relacionada con la capacidad de reemplazo del equipo, menor fricción y sistema dinámico. (19)

5.4.3.2 Coplees del Riser.

Conectan al Riser con las líneas de flujo y los elementos estructurales en la interfase entre las uniones del riser. Generalmente el mecanismo incluye rosca y sujeción. La unión del riser debe tener una fuerza igual o mayor que los elementos conectados. (19)

5.4.3.3 Mecanismo de control de momentum.

Este mecanismo se usa para minimizar el esfuerzo de flexión o para controlar la curvatura. Mecanismos como la unión de bola y las juntas flexibles elastoméricas reducen el esfuerzo de flexión inducido por movimientos angulares relativos a lo largo del riser. (19)

5.4.3.4 Conectores.

Los conectores se utilizan para sujetar el riser a la terminación submarina y de continuidad estructural e integridad contra esfuerzos de presión.

Los conectores consisten de una mitad pasiva (generalmente un centro macho o mandrel) y una mitad activa (generalmente un mecanismo conector femenino).

El elemento activo generalmente se sujeta al riser así que éste puede ser recuperado. Los conectores pueden actuar hidráulica o mecánicamente. (19)

El conector de la parte inferior del Riser, es capaz de manejar la máxima tensión y momentum de flexión dado por el Riser. A través del conector pasa la inyección de agua hacia el manifold para distribución en varios pozos de inyección. (14)

5.4.3.5 Estructura estabilizada y equipo guía.

Las estructuras estabilizadas con limitación lateral y líneas de flujo individual, deben diseñarse para acomodar las cargas estáticas y dinámicas. Se deben incluir sus efectos en el análisis del riser.

El equipo guía se usa para dirigir y orientar el riser hacia el equipo del lecho marino. Las consideraciones de diseño incluyen: medio ambiente para operaciones de instalación y recuperación; tamaño, peso y características de arrastre del equipo para su funcionamiento; y su proximidad con otros equipos y estructuras. (19)

5.4.3.6 Mecanismo de boyeo.

El boyeo en forma de módulos de espuma o flotadores con aire subsuperficiales, pueden adicionarse al riser para reducir la tensión en la parte superior. Puede actuar también como aislante para reducir la pérdida de calor de las líneas de producción. (19)

5.4.3.7 Líneas auxiliares y Sistemas de Control.

Los servicios se dan por líneas auxiliares incluyendo:

- Control y monitoreo (pilote/eléctrico) de señal para el equipo submarino e instrumentación incluyendo funciones del riser y otras funciones submarinas.
- Abastecimiento de energía (hidráulica/ eléctrica) para equipo submarino.
- Abastecimiento de aire para el proyecto de boyeo del riser. (19)

5.4.3.8 Métodos de supresión de vibración.

Es un equipo que suprime la vibración hidrodinámica y en algunos casos puede también reducir el arrastre generado por el transporte de los fluidos dentro del riser.

La susceptibilidad del riser para tal vibración depende de la coincidencia de la frecuencia natural estructural y la frecuencia de la FPP actuando sobre la extensión más cercana a la superficie del riser. (19)

5.4.3.9 Transición en la interfase de la Tubería.

La terminal más baja del riser de producción incluye medios para el puerto de la trayectoria de flujo a través o alrededor del conector estructural del Riser y en la tubería de la Plantilla.

La base del riser, conectores y trayectoria de flujo debe acomodar las cargas extremas y ángulos predichos por el análisis del Riser.

Las conexiones de la terminal de la parte superior generalmente son flexibles enlazando el riser a la Unidad de proceso montada en la cubierta.

Esta tubería flexible debe incorporar suficiente movimiento para acoplarse a los movimientos extremos de la FPP, en niveles de tormenta severos. (19)

Los componentes del Riser de tubería flexible son:

5.4.3.10 Adecuada terminación de la tubería Flexible.

Cada terminal de un segmento de tubería flexible es completado con un ajuste de dicha terminal. La integridad estructural contra esfuerzos de presión y la capacidad de carga producida de dicho ajuste debe ser más grande que el de la tubería.

El ajuste de la terminal es completado por: brida, abrazadera, mendrel u otro sistema de conexión.

El criterio de diseño incluye la capacidad para resistir la presión interna y externa y soportar la tensión y el momentum producido. (19)

5.4.3.11 Rigidizadores de dobléz.

Funciona para atar los elementos instalados sobre la tubería flexible y mantener esta curvatura dentro de los límites recomendados. (19)

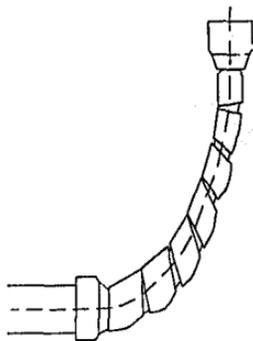
5.4.3.12 Límites de dobléz.

Este generalmente pretende proteger el riser en la instalación y/o rango de cargas estáticas que son impuestas por la FPP (Plataforma de Producción Flotante) por los movimientos continuos. Este consiste de un mecanismo externo el cual limita el radio de curvatura de la tubería flexible. Generalmente se utilizan dos Sistemas: boquilla de campana y un mecanismo tipo vertebrado, hecho de una serie de elementos anulares interconectados. (19) Ver figura 5.35.

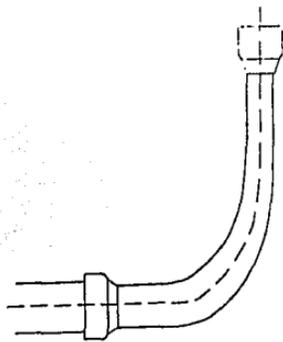
5.4.3.13 Mecanismo de boyeo.

El boyeo se adiciona al Sistema de riser flexible en orden para reducir las cargas en la parte superior y permite grandes excursiones de la FPP (Plataforma de Producción Flotante).

Las fuerzas de boyeo son transmitidas al riser a través de un Platillo de tubería o por módulos de boyeo distribuidos discretamente y sujetos directamente al riser. (19) Ver figura 5.34.



TIPO VERTEBRADO



BOQUILLA DE CAMPANA

FES CUAUTILÁN	UNAM
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
LÍMITES DE DOBLEZ	FIG. 5.35

5.4.3.14 Platillo de tubería.

Proporciona soporte intermedio para la tubería flexible entre el lecho marino y la FPP (Plataforma de Producción Flotante), y puede también restringir la curvatura de la tubería. El riser está sujeto al platillo de tubería para prevenir deslizamiento. (19) Ver figura 5.34.

5.4.3.15 Base del Riser.

La base del Riser ancla la tubería flexible o soporta el boyeo en el lecho marino para controlar el movimiento. La base del Riser puede ser de peso completo o una estructura apilada. El riser de tubería flexible puede conectarse a una unidad de producción submarina en la base del riser o continuar hacia otra posición. (19) Ver figura 5.34.

5.4.3.16 Sistema de desconexión de Emergencia.

Este Sistema puede usarse para enlazar el Sistema de Riser a la FPP (Plataforma de Producción Flotante). Ambas divisiones del Sistema de desconexión puede equiparse con un mecanismo de prevención de derrame el cual puede ser activado antes de la desconexión. Esta desconexión generalmente opera hidráulicamente. (19)

5.4.3.17 Sellos.

Como todos los componentes del riser tienen algunas estipulación de sellar para mantener la presión y para aislar el fluido interno del medio ambiente, para aislar los sistemas accionados hidráulica o eléctricamente, y/o para proteger contra la contaminación. El proyecto de sellado es más crítico cuando la presión diferencial es grande y cuando hay movimientos superficiales. Las especificaciones deben cubrir la presión diferencial requerida, la clase de fluidos que pueden estar en contacto con el sello, temperatura del fluido, y el ciclo de vida requerido si este tiene movimientos superficiales. Se recomienda un prototipo de pruebas bajo las condiciones de diseño. (19)

5.4.4 CRITERIO DE DISEÑO DEL RISER.

El diseño del sistema de riser de producción requiere la definición de las funciones de producción (trayectoria de flujo), propiedades de fluidos en las líneas, las cargas del medio ambiente que van a ser impuestas al riser y los movimientos del equipo al cual el riser se va a conectar. Cargas resultantes, fuerzas, momentum y desplazamientos puede entonces ser investigado y analizado, para adecuar el diseño del riser y éstos componentes. Debe evitarse el sobreesfuerzo local o acumulación rápida de daño por fatiga. El procedimiento de instalación y las cargas que lo acompañan deben considerarse en el diseño. Como referencia para el diseño del Riser rígido tenemos el ANSI B31.3, B31.4 y B31.8, y para las consideraciones de las cargas entre líneas y estructura consultar el API RP 2Q y RP 2T. ^{(10) (19)}

Dentro del criterio de diseño tenemos:

5.4.4.1 Limites de diseño y operación.

El plan de operación para el campo, el sistema de producción y la localización del campo afectan mucho los límites de operación y diseño del riser de producción. Los límites del medio ambiente deben fijarse para cada modo de operación que pueda ocurrir incluyendo la operación normal, conexión o desconexión del riser, sistema encerrado, inspección, mantenimiento y actividades de reparación. Estos límites son también una función del equipo superficial, estos sistemas de estación de mantenimiento, y las formas de operación requeridas del riser de producción. Las funciones del riser, niveles de esfuerzo y métodos de manejo de equipo deben considerarse cuando se encuentra en los límites de operación y diseño. ⁽¹⁹⁾

5.4.4.2 Tamaño de la tubería interna.

El tamaño de las líneas en un riser de producción debe hacerse en una etapa temprana de la investigación del riser de producción para evitar excesivas iteraciones en el diseño del riser.

Debe considerarse también si el flujo tiene condiciones de una sola fase o es multifásico, además de la velocidad del flujo de las fases. El API RP 14E ayudará en las especificaciones del Sistema. (19)

5.4.5 INSPECCIÓN Y MANTENIMIENTO.

El nivel de inspección y mantenimiento requerido en la operación de un riser de producción, debe ser dirigido en la etapa de especificación preliminar de diseño del proceso. Los tipos y métodos de inspección pueden tener un impacto significativo en el tamaño y configuración del riser. La filosofía de inspección debe ser coordinada con la proyección de vida de servicio y los requerimientos regulatorios. Los requerimientos de mantenimiento pueden influir en el espacio/configuración del riser y la unión de amarre, en consecuencia todo esto influye en el diseño de sistema de riser y en el tipo de riser que se va a instalar. (19)

5.4.6 SELECCIÓN DEL SISTEMA DE RISER.

La selección del sistema de Riser más apropiado, se debe realizar en base a la comparación de varias alternativas en la configuración del Riser.

Los factores a considerar incluyen:

5.4.6.1 Simplicidad de diseño y facilidad de manejo.

Para llevar a cabo satisfactoriamente la operación, el diseño del riser debe coordinarse con el diseño del equipo al cual está conectado, tanto la parte superior del Riser (FPP) y la parte inferior (equipo submarino). También la selección de la operación debe hacerse si el riser se diseña para permanecer conectado al extremo de la FPP (Plataforma de Producción Flotante), desconectado y colgado, o desconectado y recuperado completamente. El tamaño del Riser y su complejidad se reduce al mezclar la producción en el lecho marino, pero esto puede adicionarse a la complejidad del equipo en el lecho marino. (19)

5.4.6.2 Requerimientos de servicio y propiedades de fluidos.

El diseño del riser de producción requiere no solamente la definición de las cargas que pueden existir en el sistema, se debe tener una clara definición del número, tamaño y servicio para cada una de las líneas que van a necesitarse para conocer inicialmente los requerimientos del sistema de producción proyectado. Los requerimientos de servicio pueden incluir fluidos producidos (y las características de ellos), exportación de productos, fluidos de inyección (agua, gas, químicos), pruebas de pozo, funciones de monitoreo/control anular y herramientas de TFL. Contar con los requerimientos de trabajo de limpieza pueden ser un factor principal en la selección del diseño. (19)

5.4.6.3 Características de fabricación.

El diseño de cada riser va a estar influido por la variación de condiciones de operación corriente arriba y corriente abajo. Por ejemplo la trayectoria del flujo del riser puede estar diseñada por la presión de los pozos cerrados. Como alternativa, una válvula de aislamiento puede ser empleada bajo el nivel del mar. Además la trayectoria del flujo del riser está protegida contra sobrepresión con una válvula de alivio en la superficie.

5.4.6.4 Medio ambiente.

El diseño del Riser de producción depende de la información representativa del lugar donde se va a instalar, entre otra información tenemos la oceanográfica, meteorológica, geotécnica, etc. (19)

5.4.6.5 Vida de diseño.

La vida funcional del riser de producción es una consideración importante, no solamente desde el punto de resistencia de calcular el desgaste y fatiga pero también desde el punto de vista de corrosión (tanto interna como externa), y la probabilidad de existir carga extrema. La decisión rápida acerca de este asunto puede simplificar el proceso interactivo requerido para alcanzar un diseño de riser de producción satisfactorio. (19)

5.4.7 PROCEDIMIENTO DE INSTALACIÓN / RECUPERACIÓN.

La Plantilla - pozo - Manifold toma el lugar del BOP de Perforación (prevector de reventones), y el riser de producción reemplaza el riser de perforación. En Campos Marginales el Riser puede funcionar permanentemente con líneas guía y estar sujeto al Sistema Flotante.

Cuando el Sistema Flotante se conduce y se ancla permanentemente sobre la Plantilla, el primer paso es establecer las líneas guía a los postes guía de la Plantilla. La primera línea guía puede establecerse por técnicas de perforación sin líneas guía y las tres subsecuentes utilizan una estructura guía especial.

Posteriormente, el montaje de la parte inferior del riser se conduce sobre la piletta de descarga del barco. El procedimiento en este punto asume que el riser - manifold se conecta a la tubería de la Plantilla, entonces las líneas guía se insertan dentro del conducto guía del montaje.

Enseguida, los umbilicales del Sistema de control se conectan a su respectiva terminación.

Se hace la primera unión del riser en la parte inferior del mismo, sucesivamente las juntas del riser se adicionan a la cuerda y corre a través de la mesa rotatoria. Las uniones con los conectores se hacen en el equipo del lecho, en la parte superior de la subestructura mientras la cuerda es suspendida en una araña. Se establece la subestructura bajo los umbilicales de control, para almacenamiento y se une firmemente a las uniones del riser para prevenir al riser de la acción de olas y corrientes.

El montaje de la parte superior del riser puede manejarse con un sistema de carretilla de sobrecabeza o por un brazo articulado. Este montaje de la parte superior del riser es recuperado con el manejo de herramientas, las cuales se sujetan al compensador de movimiento a través de una percha.

Ya instalado y tensionado el riser de producción, se puede realizar la preparación final para verificar la presión integral de las válvulas del manifold y el funcionamiento correcto del Sistema de control para las funciones del manifold.

El procedimiento normal de recuperación del riser es exactamente al revés del procedimiento de instalación con la excepción que el manifold de producción permanece en el lugar.

Una desconexión de emergencia del riser se realiza entre el montaje inferior del riser y el manifold. La desconexión se activa con el sistema de control, y antes de esto se cierran las válvulas de los pozos submarinos y las del manifold. (14)

5.4.8 COMPARACIÓN ENTRE SISTEMA DE RISER RÍGIDO Y FLEXIBLE.

Enseguida se hace una comparación de algunos puntos importantes con que cuentan los Sistemas de Riser Rígido y Flexible.

5 4 8 1 Sistema de Riser Rígido.

- Un Sistema de Riser rígido es adecuado para ser suspendido o recuperado en condiciones climatológicas adversas. Se requiere una base de riser/manifold fuerte.
- El esfuerzo de buceo es considerable, la mayoría en el manifold submarino. Está siendo necesario en Sistemas existentes, como Buchan y Argyll.
Se puede diseñar para Sistemas sin buzos en profundidades mayores a 304 metros (1 000 ft).
- El tiempo de funcionamiento y recuperación del Riser puede ser largo para profundidades mayores.
- Se requiere un Sistema de tensionamiento de carga constante para dar al tanquero una distancia atractiva de la carga de la cubierta.
- El equipo de la piletta de descarga puede ser común, con montacargas y tener sistemas de compensación para el riser, umbilical y cable guía, cámara de televisión, etc.. La modificación de la piletta de descarga de un semisumergible existente puede ser muy complejo.
- Una vez que el Sistema es instalado no es fácil incorporar un riser adicional, a menos que éste se dé específicamente en el diseño original.

5.4.8.2 Sistema de Riser Flexible.

- El Riser Flexible es más apropiado para enlazar la Plataforma en condiciones ambientales, la Plataforma absorbe los movimientos por la catenaria del riser y umbilicales.
- Es necesario una atención particular para asegurar que el riser pueda resistir todas las condiciones de diseño. Por ejemplo, se debe determinar la durabilidad bajo los efectos de la temperatura, presión y constituyentes químicos de los fluidos producidos.
- Los conectores de liberación rápida en los umbilicales y risers se usan solamente en una emergencia extrema.
- La terminal inferior del riser está en un PLEM o una línea de flujo conector/ancla. Estas son estructuras simples las cuales tienen cierta experiencia con cargas inferiores desde el riser.
- Una conversión puede requerir una modificación limitada en la pileta de descarga.
- La pileta de descarga está libre de equipo de sobretrabajo. No se requiere una grúa a menos que se necesite una para sobretrabajo.
- El sistema de Riser puede tener ventajas operacionales. El mantenimiento del Riser o su modificación puede ser más cara que con un Riser Rígido. El equipo para la instalación/recuperación del riser no necesita incorporarse en la Plataforma.
- Una vez en Producción, puede ser relativamente fácil enlazar pozos extras e introducir risers adicionales. Sin embargo, para la conexión del pontón, se pueden incorporar conectores adicionales durante la construcción inicial o conversión.
- Sin embargo, el potencial alcanzado sobre un riser rígido hace muy atractivo al riser flexible cuando se usa un semisumergible y un esquema de producción basado en un buque. (14)

5.5 TUBERÍA SUBMARINA.

Un punto principal en el desarrollo de un Campo es el diseño, instalación, y enlace subsecuente de las líneas de flujo internas del Campo, y el Sistema de exportación asociado o como alternativa un Sistema de cargamento costa fuera. (14)

Un arreglo del Sistema de Tubería se muestra en la figura 5.36. Este Sistema de Tubería se utiliza para unir la Unidad de proceso submarina y la terminal con uno de los siguientes arreglos:

- 1) Unida a otra unidad de proceso,
- 2) unida a una conexión superficial o soldada a la parte superior del riser de una plataforma.
- 3) El punto en el cual empieza el riser, en el caso de un riser flexible de producción cuyo diseño no incluye la base del riser. (15)

5.5.1 TIPOS DE TUBERÍA.

La tubería puede dedicarse a un número de propósitos especiales incluyendo (pero no limitado) los siguientes:

5.5.1.1 Líneas de flujo.

Se utilizan para producción del Campo y en algunos casos para servicio de pozos. El término línea de flujo generalmente se aplica para tuberías corriente arriba de unidades de proceso. Las líneas de proceso que conducen hidrocarburos y que son diseñadas bajo el código ANSI B31.4 y B31.8 que dan las especificaciones para líneas de transporte. Esto debido a que son líneas que van desde pozos hasta el centro de procesamiento y concentración (manifold, plantilla, etc.) (16)

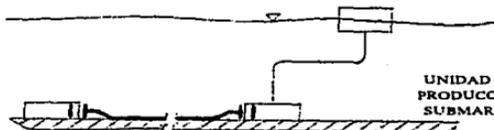
El término se aplica para tuberías corriente arriba de unidades de proceso, y su diseño depende de las condiciones de operación de los hidrocarburos.

UNIDAD DE
PRODUCCIÓN
SUBMARINA



UNIDAD DE
PRODUCCIÓN
SUBMARINA

UNIDAD DE
PRODUCCIÓN
SUBMARINA



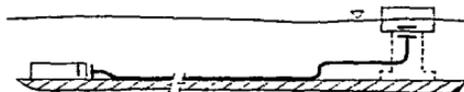
UNIDAD DE
PRODUCCIÓN
FLOTANTE

UNIDAD DE
PRODUCCIÓN
SUBMARINA



PLATAFORMA

UNIDAD DE
PRODUCCIÓN
SUBMARINA



UNIDAD DE
CARGA

FES - CUAUTILÁN	U N A M
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
SISTEMA DE TUBERÍA SUBMARINA	

FIG. 5.36

5.5.1.2 Líneas de Recolección.

Se utilizan para transportar fluidos producidos desde dos o más unidades de proceso submarino a un punto central. (18)

Estas líneas también son líneas de transporte y su finalidad es conducir la producción de los pozos al punto central de procesamiento o al riser que enviará la producción a la superficie.

5.5.1.3 Líneas de inyección.

Se utilizan para la inyección de agua, gas metanol u otros químicos hacia la unidad de proceso submarina. (18) (19)

5.5.1.4 Líneas de Servicio.

A las líneas de servicio se les puede llamar de servicios auxiliares, por ejemplo pueden incluir líneas de prueba e hidráulicos, y se usan para el control de una unidad de producción submarina, acceso anular/líneas de monitoreo, y líneas de abatimiento. Algunas de estas líneas después se pueden utilizar para incorporar un umbilical. (19)

5.5.1.5 Riser de Plataforma.

La parte de la extensión de la tubería desde el lecho marino a la superficie tiene un riser en la Plataforma. Por ejemplo incluye : 1) Un riser convencional de tubería rígida sujeto a la estructura de la Plataforma y servicio como la tubería.

2) Un riser tubo "J" de tubería rígida y un riser de tubo "J" ó tubo "I" de tubería flexible el cual permite la instalación de la tubería sin conexiones en el lecho marino y consiste de un conducto rígido sujeto a la plataforma a través del cual la tubería es conectada.

3) Un riser de tubería flexible sujeto a la plataforma (de forma similar a un riser convencional) o suspendido desde una unidad de proceso flotante. (19)

Generalmente en el desarrollo de un Campo pequeño se requiere:

- * Una línea de flujo para cada uno de los pozos de producción satélite. Estas líneas tienen un diámetro nominal de 3 a 10 in para enviar el fluido producido. Se puede requerir una línea adicional de 2 a 3 in para gas de elevación o monitoreo anular. Una línea de flujo para cada pozo satélite de inyección de agua. Estas líneas tienen un diámetro de 6 a 8 in y se utilizan para inyectar agua al yacimiento.
- * Una línea de flujo puede dar servicio a varios pozos satélite cuando los productos son mezclados usando un manifold submarino. Se puede requerir líneas adicionales para inyección de agua, monitoreo anular, gas de elevación e inyección química si se necesita.
- * Una tubería para exportación de crudo (generalmente de 10 a 16 in)
- * Una tubería para exportación de gas (generalmente de 6 a 12 in).

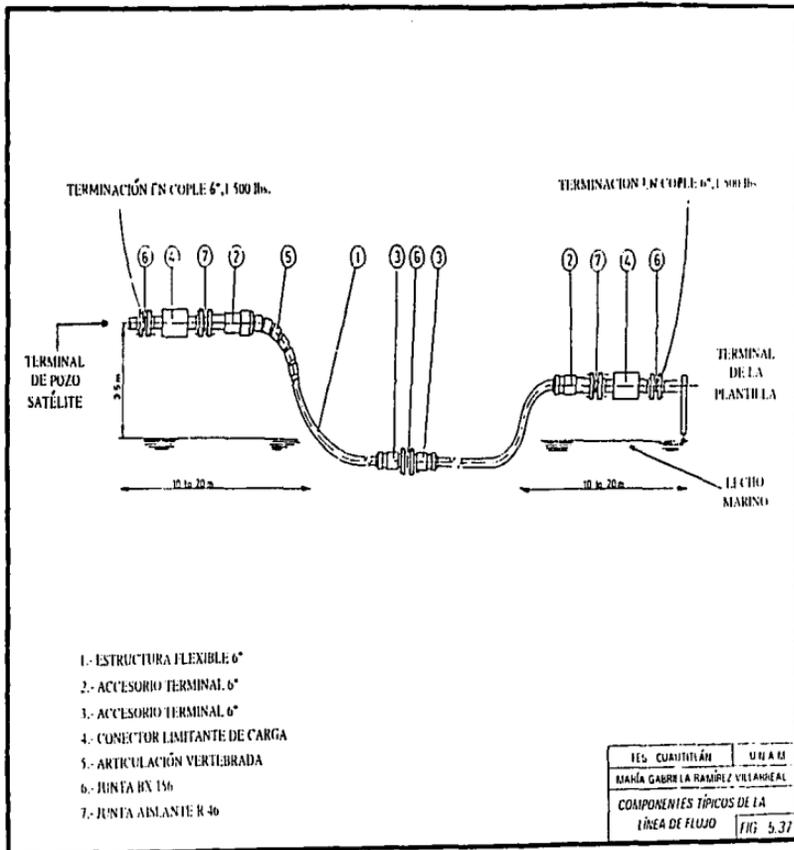
Estas líneas de flujo pueden instalarse por posicionamiento dinámico, embarcación con sistema de carrete, barco de instalación convencional o en envoltura por un método de remolque sumergido, como se verá más adelante. (14)

5.5.2 COMPONENTES DE LA TUBERÍA.

Los componentes que se utilizan en un Sistema de tubería (En la figura 5.37 se muestran los componentes típicos de una líneas de flujo y con una terminación en cople), puede incluir (pero no se limita) lo siguiente:

5.5.2.1 Conector.

Es un mecanismo utilizado para proveer una conexión estructural libre de fugas entre los dos segmentos de la tubería. Los conectores incluyen bridas roscadas, abrazaderas y propiamente conectores. Se pueden diseñar para ser asistidos con buzos o sin ellos, usando aparatos mecánicos o hidráulicos. (18) (19)



5.5.2.2. Carrete.

Es un segmento de tubería corto que generalmente se utiliza en conexiones de tubería. Un carrete comúnmente incluye un conductor en cada terminal. (19)

5.5.2.3 Junta de seguridad.

Es un mecanismo diseñado contra falla en caso de una carga estructural. Las juntas de seguridad pueden utilizarse en casos donde sufra daños la unidad de proceso submarino, plataforma, u otra instalación, este daño puede resultar por una sobrecarga aplicada a través de la tubería. (19)

5.5.2.4 Herramientas especiales.

El propósito de construir herramientas es utilizarse posteriormente para las conexiones de la tubería, particularmente en aguas profundas donde se requiere operar sin buzos. Estas herramientas pueden incluir lo siguiente:

- * Sistema de activación.-

Es un mecanismo que se utiliza para poner en marcha y alinear la terminal de la tubería o líneas con recubrimiento en una unidad de proceso submarina, la base de una plataforma, u otro punto en preparación para la conexión.

- * Herramienta de conexión.-

Es un mecanismo usado para completar la conexión de dos segmentos de tubería por actuación de una abrazadera, conector u otro mecanismo.

- * Sistema combinado de activación y herramienta de conexión.-

Es un mecanismo diseñado para realizar la función tanto de activación como de conector de la tubería. (19)

5.5.3 CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO DE LA TUBERÍA.

A continuación se dan algunas consideraciones básicas para diseñar la tubería.

5.5.3.1 Configuraciones.

Se debe considerar la configuración para la instalación de la tubería. Los sistemas de tubería pueden configurarse de varias formas incluyendo líneas individuales (ver figura 5.38 A), líneas con envoltura de empaque (flexible) (Ver figura 5.38 B), y envoltura rígida (tipo umbilical) que se puede apreciar en la figura 5.38 C.

5.5.3.2 Consideraciones de instalación.

Las cargas impuestas en la tubería durante la instalación pueden ser más grandes que las cargas subsecuentes. La selección de un método para una aplicación particular depende del número de líneas a arreglarse, el diámetro de la tubería y el peso sumergido, profundidad del agua, requerimientos de entierro, longitud de la tubería, distancia desde una base en costa, la utilización de un equipo de tendido conveniente, método de conexión de la terminal y economía.

5.5.3.3 Requerimientos de Servicio.

Muchos factores de operación pueden considerarse en el diseño de la tubería.

Estos pueden incluir:

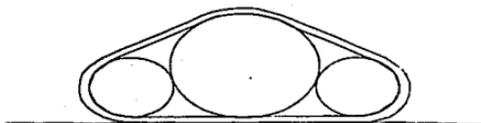
- * Fluido de la tubería.- La línea puede llevar aceite y gas natural producido, agua, sólidos, inyección de químicos, dióxido de carbono, ácido sulfhídrico, etc.
- * Flujo multifásico.
- * Velocidad de flujo de fluidos.
- * Propiedades de fluidos como: presión, temperatura, viscosidad, densidad y corrosión potencial.
- * Aplicaciones TFL (a través de la línea de flujo).- Las tuberías TFL puede diseñarse para el paso libre de las herramientas TFL. El API RP 6G es una referencia en cuanto a la consideración de diámetros de tubería, radio mínimo de curvatura y otros requerimientos para tuberías TFL.

a) **INDIVIDUAL**



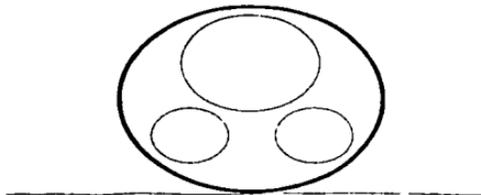
LECHO MARINO

b) **CON ENVOLTURA**



LECHO MARINO

c) **RÍGIDA**



LECHO MARINO

FES - CUAUTILÁN	U N A M
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
CONFIGURACIONES DE LA	
TUBERÍA	FIG. 5.38

* Procedimiento de corrida de diablos.- Como en el uso de herramientas TFL, el uso de diablos puede restringir la permisibilidad de válvulas, ajuste, conexiones, diámetro interno de la tubería, y radio de dobléz de la tubería.

* Localización de las terminales de la tubería.

* Localización de tubería cercana, líneas adyacentes o de cruce pueden interferir con otra línea durante la operación así como en la instalación.

* Topografía del lecho marino.- Las cuestas y valles pueden inducir el flujo slug en la línea; el canto rodado y superficie de lodo puede inducir esfuerzo en la tubería.

* Medio ambiente del lecho marino.- Las corrientes y la presión hidrostática aplican fuerzas a la tubería. La tubería soporta sedimentos del lecho marino. La temperatura del agua marina y contenido de oxígeno afecta la corrosión externa de la tubería. Otros usos del lecho marino tales como pesca y anclaje de embarcaciones pueden afectar la seguridad de la tubería. Los requerimientos de protección contra la corrosión están en función de la vida de diseño de la tubería.

Considerando lo anterior se le puede hacer llegar al fabricante un índice de servicios, con un formato parecido al siguiente:

ÍNDICE DE SERVICIOS

SERVICIO	TEMP. MÁX. OP. (°F)		PRESIÓN MÁX. OP (PSIG)		MATERIAL
	LÍQUIDO	LV VAPOR(GAS)	LÍQUIDO	LV VAPOR(GAS)	

Se dimensiona la tubería calculando la velocidad del flujo y la caída de presión por ecuaciones o gráficamente para obtener el diámetro comercial.

En cuanto a los criterios de velocidad de flujo y caída de presión en la tabla 5.3 se dan algunas recomendaciones.

TABLA 5.3

	Diámetro Nominal	Velocidad (ft/seg)	ΔP 100 (Psi)
Para Líquidos en General			
Succión de Bombas (Líquido Saturado).	2" o menor	0.5 - 1.5	0.05 - 0.25
	3" - 8"	1.5 - 2.5	0.05 - 0.25
	10" - 20"	2.5 - 3.5	0.05 - 0.50
	≥ 20"	3.5 - 4.0	0.05 - 0.50
Descarga de Bombas.	2" o menor	1 - 4	1 - 4
	3"	5 - 8	1 - 3
	10" - 20"	8 - 10	1 - 3
	>20"	10 - 15	1 - 2
Gases y Vapores:	P < 0 Psig		0.1
	0 < P < 50 Psig		0.15
	50 < P < 150 Psig		0.3
	150 < P < 200 Psig		0.6
	200 < P < 500 Psig		1.5
P > 500 Psig		2.0	
Cabezales de distribución general			0.5
Agua de enfriamiento:	Cabezales grandes	15	0.5 - 2
	Ramafes y Cabezales chicos	6	
Líquidos Corrosivos y/o erosivos:	Acido Sulfúrico		
	(82 - 93%) Acero inoxidable	4	
	(93 - 100%) Fierro colado-acero	4	
	Agua Salada Acero	8	
Vapor:	Acido Clorhídrico	67	
	Gas Natural	100	
	Bióxido de Azufre	67	
	Oxígeno a temperatura ambiente	30	
	Oxígeno a temperatura baja	67	

En ausencia de mayor información se puede efectuar un dimensionamiento preliminar de la siguiente manera:

$$D = 1.457 (W^{1/2} / \rho^{1/3})$$

donde:

W = Gasto Masa 1 000 lb/hr

ρ = Densidad del Fluido lb/ft³

D = Diámetro in

Para conocer las características del material se deben considerar las condiciones del fluido a transportar, si es líquido, gas o una mezcla líquido/vapor, y ver que características tiene si es corrosivo o no, en el caso de hidrocarburos corrosivos se toma en cuenta el posible cracking por sulfuros y/o cloruros, estos requerimientos los encontramos en el NACE MR 01-75.

La especificación se puede llevar a cabo con la ayuda de un Ingeniero Metalúrgico o con las especificaciones para materiales. Para la selección se debe tomar en cuenta el libraje a manejar (se puede determinar con los esquemas de presión vs temperatura), la corrosión consultando el ANSI B31.3 o el NACE MR 01-75, se ve cuanto corroer el flujo y el tiempo que va a estar trabajando la tubería y cuanto se va a corroer, esto se suma a la presión interna (presión a la que se va a operar). Con el resultado de esta suma se consulta el código comercial y se selecciona el inmediato superior.

Los materiales más comunes son: ASTM A106, grado B; ASTM A333, grado 1, y el API 5L, grado B, y también el API 5LX. (62) (66) (67) (70)

5.5.3.4 Requerimientos de Intervención.

El diseño de una tubería y las conexiones de terminales puede requerir intervención durante la vida útil de la tubería. La intervención puede requerirse para:

- Procedimientos de conexión inicial y final.
- Rutina de inspección en servicio.
- Mantenimiento.
- Reparación.

Los métodos de intervención escogen -buzos, sumergibles, ROV's (vehículos operados a control remoto) o herramientas operadas a control remoto- los cuales afectan el diseño de varios componentes, la técnica de instalación completa, y los procedimientos operacionales para el sistema de tubería.

5.5.3.5 Condiciones climatológicas.

Se debe evaluar completamente y por anticipado, las condiciones climatológicas durante la fase de instalación del proyecto. Moderar la dirección y magnitud de olas/vientos, combinado con la frecuencia promedio de condiciones marinas extremas, para determinar la estación óptima para el proyecto. Se les considera condiciones de diseño extremas a las condiciones que se presentan más drásticas a lo largo de 100 años principalmente de viento, oleaje y corrientes.

Otra consideración importante es la presencia de hielo ya que la presencia de icebergs puede cuasar averías en la tubería.

5.5.3.6 Diseño de la tubería.

Las consideraciones que se dan a continuación son algunas de las más importantes a tomar en cuenta al diseñar la tubería.

5.5.3.6.1 Tamaño.

En cuanto al tamaño se deben considerar los siguientes puntos para una elección del diámetro y espesor de pared:

- * Códigos aplicables. Se deben consultar los códigos regulatorios ASME/ANSI B13.4, API RP 14E, NACE RP 01-75 y NACE MR 01-75 para tuberías con líquidos y ASME/ANSI B31.8 para gas y tubería multifásica.
- * Velocidad de flujo.
- * Presión máxima de operación.
- * Presión externa.
- * Caída de presión.
- * Variación de elevación de tubería.
- * Densidad y viscosidad de fluidos.
- * Longitud de la línea.
- * Uso de herramientas TFL.
- * Requerimientos de equipo de instalación e intervención.
- * Líneas paralelas para corrida de diablos o redundancia.

- * Servicio de tubería conveniente.
- * Corrosión/erosión permitida.

5.5.3.6.2 Material.

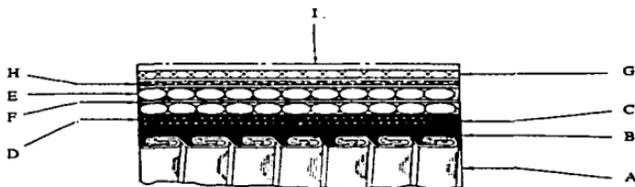
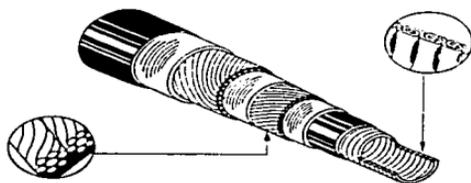
Las especificaciones para el material de la tubería se dan en el API Spec 5L, para varios grados de acero. Otra elección es la tubería flexible hecha de varias capas de diferentes materiales, seleccionados para mantener los requerimientos de diseño.

La tubería Rígida puede ser de acero A106 grado B incluyendo el 5LX65, de acuerdo con las especificaciones del API o equivalente. La pared puede ser de acero al carbón, acero inoxidable duplex sólido y acero al carbón con cubierta de acero inoxidable interna. (14)

En la figura 5.39 se muestra una estructura típica para líneas de flujo flexible de alta presión (fabricadas por DUNLOP), y consta de:

- * Tubo flexible interconectado de acero inoxidable 316L, con un espesor de 6.4 mm.
- * Revestimiento duralon extruido, con un espesor de 3.75 mm, con una modificación sobre la capa de caucho de 1 mm de espesor.
- * Dos capas fabricadas de rayón en diagonal como alternativa, encapsulada con caucho compuesto, fabricado con corte de nylon plus, con un espesor total de 4 mm.
- * Dos pilotes de cable de acero de alta tensión aplicado a 55° del eje de la manguera con alternativa en diagonal y encapsulado en caucho, los cables están revestidos de cobre para lograr enlazar el caucho compuesto, con un diámetro del cable de 2.5 mm.
- * La influencia entre los cables para prevenir la corrosión, consiste de una trama abierta de nylon cortado y encapsulado con una preparación de caucho plus, con un espesor total de 2 mm.
- * La construcción de la subcapa consiste de un pliegue de nylon cortado y dos pliegues de rayón para proporcionar resistencia; fabricados y encapsulados en caucho. Una cubierta de caucho y la subcapa terminada con nylon cortado.
- * Capa de hypalon azul de 2 mm de espesor. (14)

La selección del material va a estar determinada por los requerimientos del cliente según las necesidades y aplicación a que se vaya a destinar la tubería.



- A.- ACERO INOXIDABLE, ENVOLTURA.
- B.- LÍNEA ELASTOMÉRICA DURALÓN.
- C.- CAPA TEXTIL, ANTI-EXTRUSIÓN.
- D.- CAPA DE TRANSFERENCIA HIDRÁULICA.
- E.- CUBIERTA DE ACERO REFORZADO.
- F.- CAPA ANTIDESGASTE.
- G.- REVESTIMIENTO RESISTENTE A LA ABRASIÓN.
- H.- CAPA RESISTENTE AL FUEGO (OPCIONAL).
- I.- CORAZA (OPCIONAL).

FES. CUAUTILÁN	U N A M
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
MATERIALES DE TUBERÍA FLEXIBLE	
(DUNLOPI)	FIG. 5.39

5.5.3.6.3 Esfuerzo permisible.

El API RP 1111 se usa para determinar el esfuerzo permisible en tubería de acero. El código ASME/ANSI B31.4 y B31.8 especifica el esfuerzo permisible para diferentes tipos de material de acero con los diseños adecuados para el transporte de gas y líquidos.

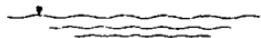
5.5.3.6.4 Cargas en Servicio.

Se deben considerar los siguientes factores en servicio:

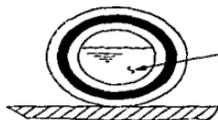
- * Esfuerzo residual.- La tensión, flexión y torsión impartida hacia la tubería durante la instalación o fabricación puede resultar un esfuerzo residual de la tubería. El API Spec 5L especifica los espesores típicos resultantes de estos esfuerzos residuales de fabricación e instalación.
 - * Ambiental.- Las fuerzas ambientales en una tubería costafuera están compuestas de cargas de gravedad, cargas hidrostáticas, cargas hidrodinámicas e interacciones tubería-suelo. La figura 5.40 identifica estas cargas más detalladamente.
 - * Térmico.- La tubería se puede expandir o contraer como un resultado de un cambio de temperatura en los fluidos internos o externos.
 - * Sobrecarga.- Los eventos por los cuales pueden causar cargas grandes en la tubería incluye terremotos, lodo resbalozo, líneas de anclaje que obstaculizan la tubería.
- Disminuir o limpiar el lecho marino también puede impartir cargas inesperadas a la tubería. Juntas de seguridad, coples para fugas u otros mecanismos de protección pueden usarse cerca de las terminales de la tubería para proteger las unidades de proceso submarinas de las sobrecargas de la tubería. (19)

5.5.3.6.5 Temperatura.

Para temperaturas de fluidos mayores a 190 °F se puede considerar la tubería flexible, por tener más recubrimientos de corrosión y sistemas de protección catódica. El intercambio de calor submarino se usa exitosamente para reducir la temperatura de



PESO
(EN AIRE)

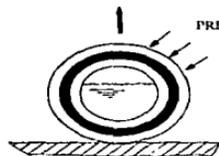


CONTENIDO DE LA
TUBERÍA (SÓLIDO,
LÍQUIDO Y/O GAS)

a) CARGAS POR GRAVEDAD



BOYEO



PRESIÓN

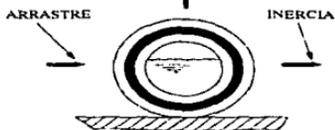
b) CARGAS HIDROSTÁTICAS



ELEVACIÓN

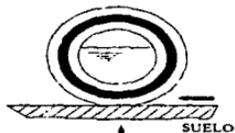
CORRIENTE

ARRASTRE



INERCIÁ

c) CARGAS HIDRODINÁMICAS



SUELO

d) INTERACCIÓN TUBERÍA-SUELO

IES - CUAUTITLÁN	U.N.A.M.
INGENIERA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
CARGAS EN SERVICIO	
FIG. 5.49	

fluido antes de que entre a las líneas de flujo. El efecto de la temperatura alta de producción debe ser cuidadosamente evaluada antes de seleccionar los materiales de la tubería, ya que a temperaturas muy elevadas los esfuerzos de la tubería son mayores y se debilita el material. Para realizar una adecuada selección se debe consultar el API B31.3 que nos da el máximo esfuerzo permisible en relación con la temperatura para los principales materiales de construcción. (19)

5.5.3.6.6 Materiales de aislamiento.

La tubería puede asegurarse después de ayudar a mantener la temperatura del fluido suficientemente alta para minimizar el indeseado incremento en la viscosidad del fluido, formación de hidratos, deposición de parafina o solidificación de líquidos con un punto alto de derrame bajo condiciones de flujo en estado estable. (19)

5.5.3.6.7 Diseño de las conexiones de las terminales.

Después de situar una tubería en el lecho marino, ésta puede necesitar una reposición de la terminal de la tubería, modificarse por adición de extensión, así que una conexión puede hacerse dentro de otro ajuste. Si se especifica el TFL, entonces el doblez, soldadura, etc., con respecto a la configuración de la tubería debe consultarse con el API RP 6G. (19)

5.5.4 INSTALACIÓN DE LA TUBERÍA.

El diseño de la tubería debe considerar el efecto de sobredoblez y esfuerzo de doblez por asentamiento, tensión, presión hidrostática, movimiento del tanquero, corriente, topografía del lecho marino y condiciones del suelo, tubería del Campo y métodos de unión y costos.

La instalación de la tubería debe implicar un plan detallado. La tubería puede instalarse usando una variedad de métodos. Los métodos establecidos son los siguientes:

5.5.4.1 Curva "S" (Instalación Convencional).

La tubería es preparada en posición horizontal o aproximado, en el buque tanque de colocación y descenderlo al lecho marino en una elongación en forma de "S" como los movimientos frontales del tanquero. Ver figura 5.41. (19)

5.5.4.2 Instalación por Carrete.

La tubería es preparada en la costa y elevado hacia un carrete para su instalación. El eje del carrete puede ser horizontal (Ver figura 5.42) o vertical. (19)

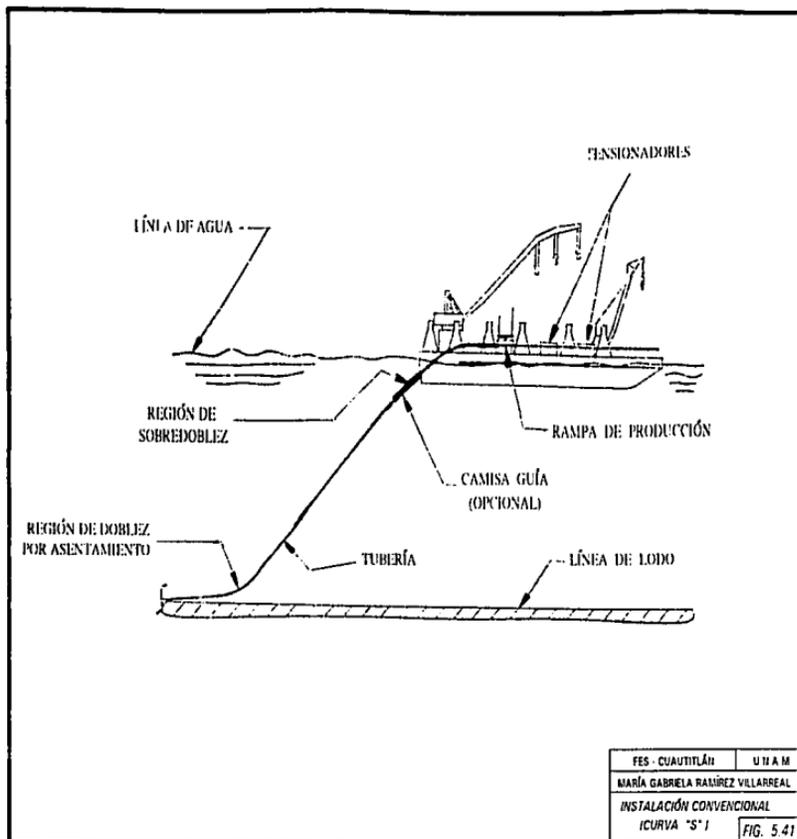
La instalación con un barco equipado con un Sistema de carrete se considera el más conveniente para instalar líneas de flujo satélite individuales o duales.

La propuesta del barco con sistema de carrete posicionado dinámicamente es ideal para evitar complicaciones de amarre y puede proveer extrema exactitud en el posicionamiento de la línea de flujo. Adicionalmente, el tiempo de instalación de líneas de flujo solas o duales es relativamente bajo, con posibles velocidades de 1 000 ft/hr en un buen clima. (14)

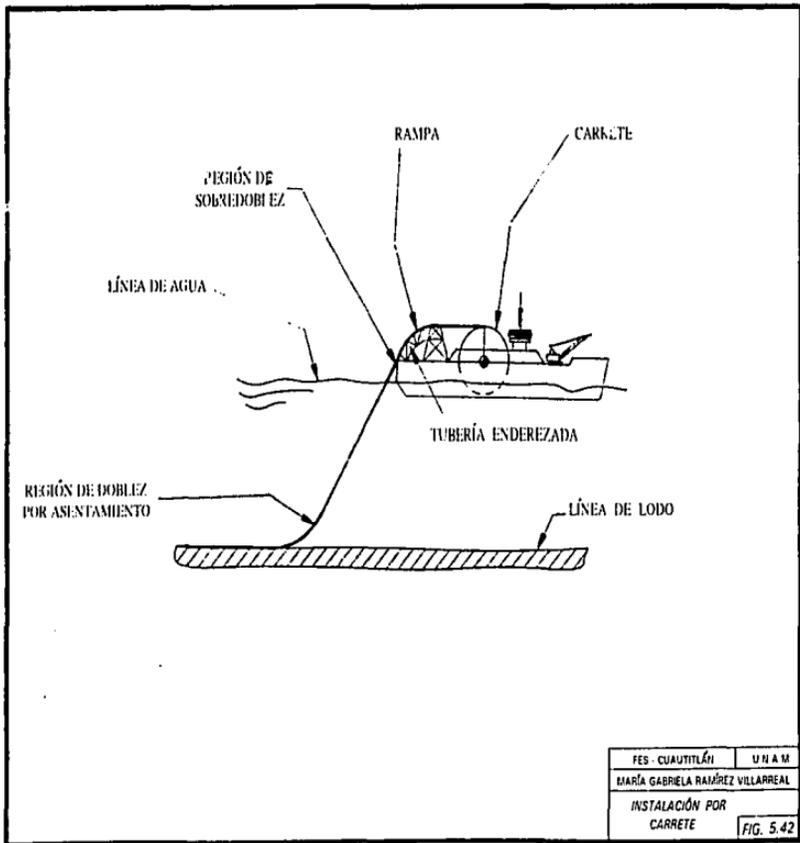
5.5.4.3 Instalación por Remolque.

La tubería es preparada en la costa o en un ambiente costafuera templado y posteriormente remolcada a su localización final. Existen varios métodos de remolque (Ver figura 5.43), incluyendo remolque cerca de la superficie, remolque controlando la profundidad, remolque cerca del fondo y remolque en el fondo. El método de envoltura sumergida se recomienda para la instalación de líneas múltiples en una estructura submarina. Las ventajas principales que tiene es que se requiere poco tiempo de trabajo costa fuera, se realiza en costa la soldadura, inspección y presión de prueba completa, y no necesita amarrarse el tanquero durante la instalación. (14) (19)

Los métodos de remolque difieren principalmente en requerimientos para control de boyeo y en sensibilidad para cargas ambientales.



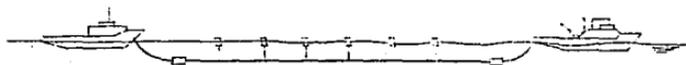
FES - CUAUTITLÁN	U I A M
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
INSTALACIÓN CONVENCIONAL	
ICURVA "S" I	FIG. 5.41



FES - CUAUTILÁN	U N A M
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
INSTALACIÓN POR CARRILTE	
FIG. 5.42	

BUQUE DE RETENCIÓN

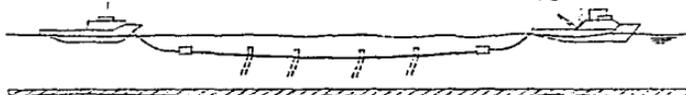
BUQUE DE REMOLQUE



REMOLQUE CERCA DE LA SUPERFICIE

BUQUE DE RETENCIÓN

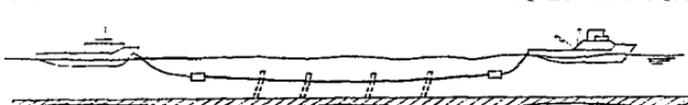
BUQUE DE REMOLQUE



REMOLQUE A PROFUNDIDAD CONTROLADA

BUQUE DE RETENCIÓN

BUQUE DE REMOLQUE



REMOLQUE CERCA DEL FONDO



REMOLQUE EN EL FONDO

BUQUE DE REMOLQUE

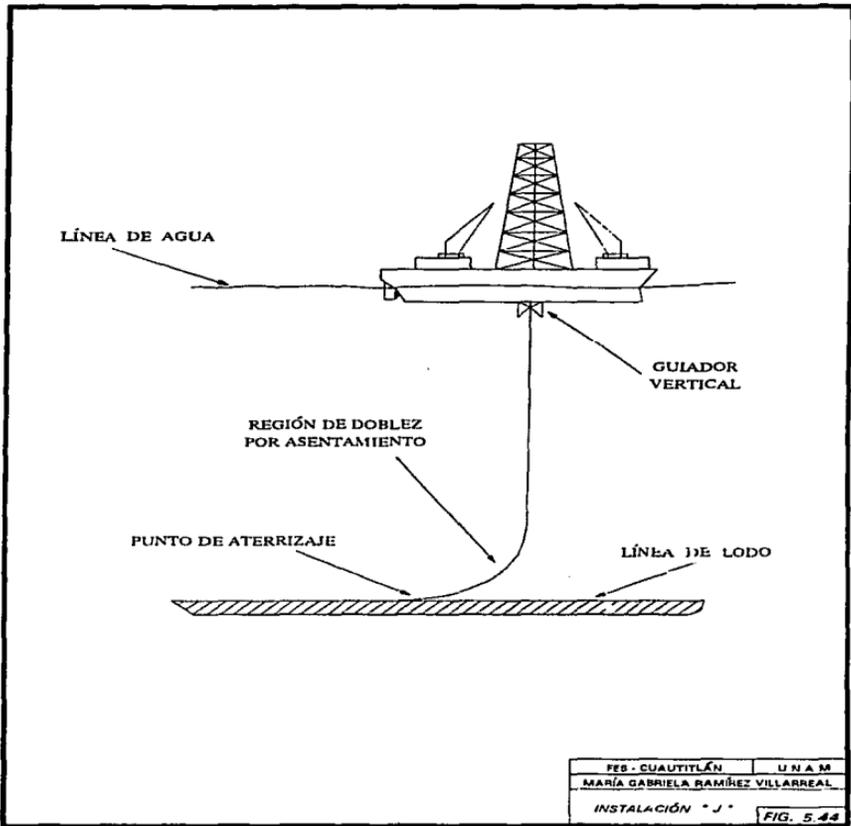
REG - CUAUTILÁN	UNAM
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
INSTALACIÓN POR	
REMOLQUE	
	FIG. 5.43

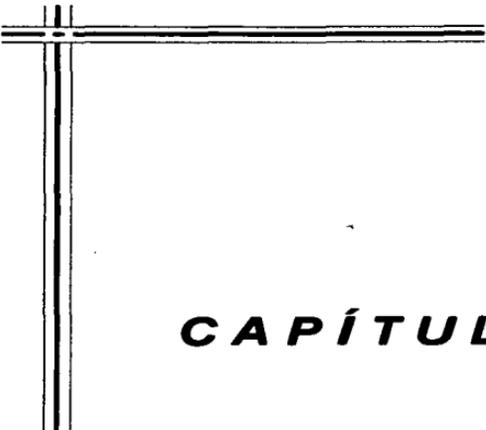
Este Sistema sólo es conveniente para tubería corta, siendo impráctico para tubería de gran longitud y de gran diámetro, debido a que el peso sumergido de dichas líneas es considerable y se le somete a grandes esfuerzos de tensión.

5.5.4.4 Instalación "J".

La tubería se prepara en posición vertical o cercana a la vertical en el barco de instalación y descendido al lecho marino en una orientación casi vertical (Ver figura 5.44). Esta propuesta elimina la región de sobredoblez de la tubería en catenaria suspendida. (19)

Este método es el más recomendable para tubería de gran diámetro, en especial si el tendido y ensamble se efectúa costafuera.



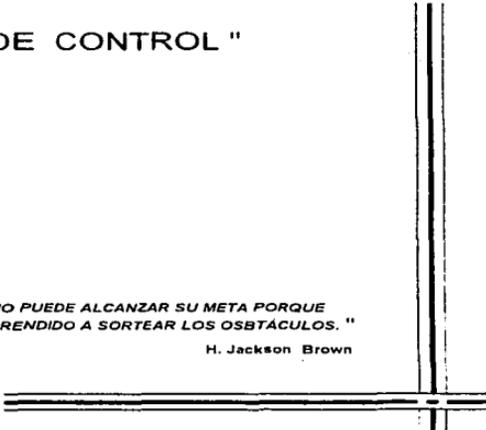


CAPÍTULO VI

" SISTEMAS DE CONTROL "

***" UN RIO PUEDE ALCANZAR SU META PORQUE
HA APRENDIDO A SORTEAR LOS OSBTÁCULOS. "***

H. Jackson Brown



6.1 GENERALIDADES.

En esta sección se presenta una descripción de los tipos de Sistemas de Control más utilizados para la explotación de Sistemas de Aguas Profundas, las características de operación más importantes de cada uno, el tipo de conexión y ventajas y desventajas de cada sistema de control.

El Sistema de Control Submarino es considerado la parte más crítica de la instalación submarina. Algunas veces el costo representa solamente una parte mínima del costo total de la terminación submarina (generalmente entre 3 y 10 %). Sin embargo, el número de componentes que constituye el Sistema de control para una instalación principal más grande excede el total de los otros componentes submarinos.

La localización de los mecanismos de control en una plantilla submarina es muy importante. La consideración cuidadosa puede resultar una reducción en la longitud de la tubería y cableado en el número de conexiones, por lo tanto facilidad de instalación y recuperación. Algunos sistemas de control pueden ser altamente sofisticados y con una gran confiabilidad y proporciona el control del equipo submarino a distancia con facilidad y confidencia.

El Sistema de control submarino facilita la operación de válvulas y obturadores en la terminación submarina, Plantilla, manifold y líneas de flujo, además permite la recuperación de datos. Este sistema puede incluir características de seguridad que automáticamente previene sucesos peligrosos y contaminación del medio ambiente. Este Sistema también puede asistir la ingeniería del yacimiento para monitorear el rango de producción indicando la temperatura, presión, detección de arena. La producción puede optimizarse por el control de la inyección de agua a través de válvulas de bloqueo operados a control remoto en base a la presión del Sistema. (14)

6.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA.

Los Sistemas de control submarino consisten de dos subsistemas principales: El Sistema de control para mantenimiento e instalación (I/OIW) (Ver figura 6.1) y el de control de producción (Ver figura 6.2). El ROV (vehículo operado a control remoto) y la intervención de buzos se utiliza con frecuencia como apoyo a equipos y componentes de control. El monitoreo y adquisición de datos submarinos es necesario para proporcionar información relacionada con el pozo (principalmente presión, temperatura y flujo), o la condición del Sistema de control.

6.3 CONSIDERACIONES FUNCIONALES.

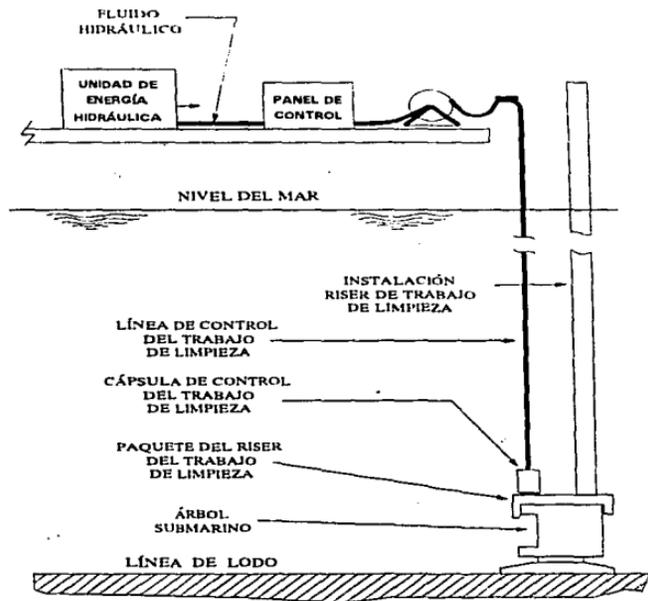
A continuación se hacen las siguientes consideraciones para los subsistemas antes mencionados.

6.3.1 SISTEMA DE CONTROL PARA MANTENIMIENTO E INSTALACIÓN.

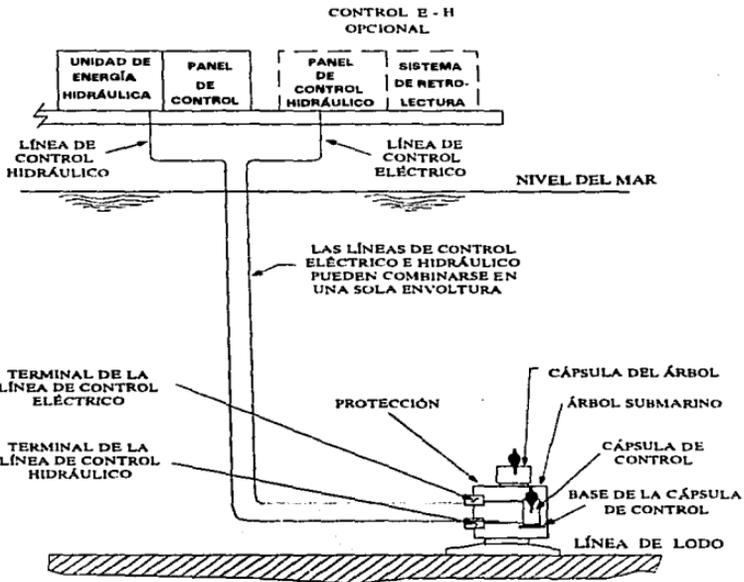
Un Sistema I/WO provee los medios para controlar las funciones del equipo submarino asociado con:

- Instalación inicial, prueba de unidades de producción y equipo de soporte.
- Operación de la Unidad de producción durante la reentrada vertical para servicio del pozo.
- Recuperación y subsecuente reinstalación de parte o todo un Sistema de producción para facilitar un pozo de trabajo de limpieza principal.

El control para la instalación y mantenimiento generalmente se diseña para accionar todas las funciones de producción normal así como funciones que se limitan para fases de instalación y trabajo de mantenimiento. Ejemplos de funciones restringidas son un conector cerrojo/sin cerrojo, acceso vertical a la perforación de pozo y una válvula SCSSV (Válvula subsuperficial de control submarino) que aisle la línea de proceso que será puesta bajo control (pozos) abierta/cerrada. (19)



FES - CUAUTITLÁN	U N A M
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
ESQUEMA SISTEMA DE CONTROL	
(1/100)	FIG. 6.1



PES. CUAUTITLÁN	U N A M
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
ESQUEMA SISTEMA DE CONTROL DE PRODUCCIÓN	FIG. 6.2

6.3.2 SISTEMA DE CONTROL DE PRODUCCIÓN.

Un Sistema de control de producción proporciona los medios para operación de control de una unidad de producción submarina. Dependiendo de la naturaleza del Sistema, las funciones de control de producción generalmente incluyen:

- * Perforación descendente abierta/cerrada, válvulas de manifold y línea de flujo durante una operación normal.
- * Posición de desplazamiento herramientas TFL de desvío.
- * Control de estranguladores submarinos.
- * Producción encerrada debido a las condiciones anormales de flujo (por ejemplo: presiones alta-baja).

Los Sistemas de Control de producción pocas veces son provistos con un medio de funciones de instalación controlada como son: cierre de conectores hidráulicos submarinos o válvulas operando verticalmente y puerto de prueba de presión.

Una cápsula de control submarina, normalmente se monta directamente a la Unidad de producción a ser controlada, como es un árbol submarino. Si se localiza en la cápsula del árbol o en una base especial, el Sistema de control depende del diseño de la Unidad de proceso submarino.

6.4 TIPOS DE SISTEMAS DE CONTROL.

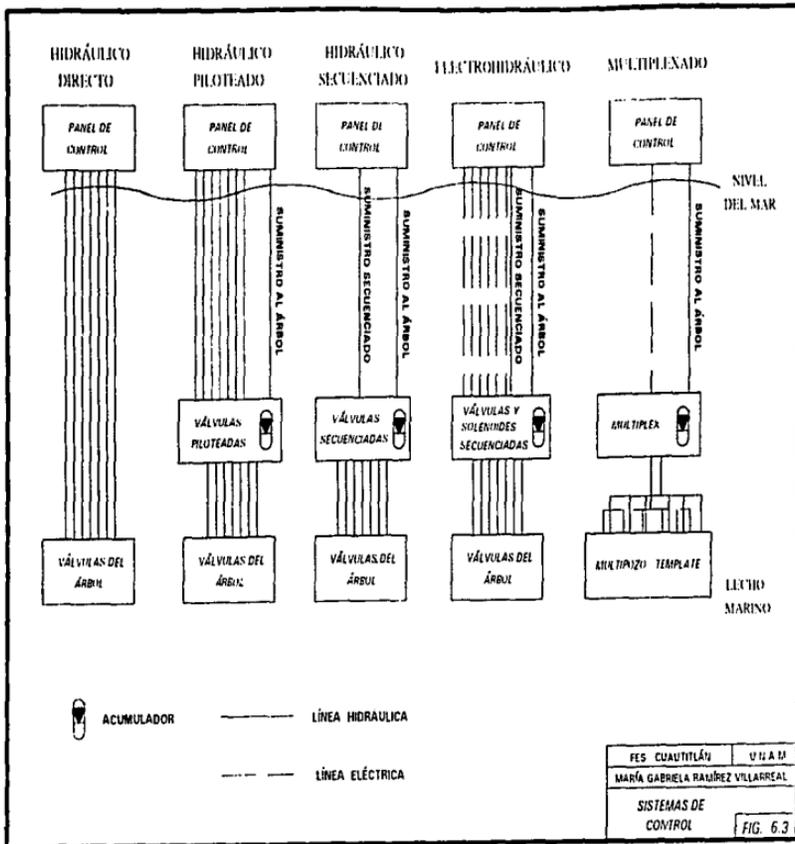
Varios tipos de Sistemas de control se usan para instalaciones de control de trabajos de mantenimiento e instalación y producción. Características generales de los Sistemas más comunes se muestran en la tabla 6.1. Debido al gran número de variables y al rango de preferencia del operador, llevar a cabo la selección del Sistema de control, sólo es posible haciendo una comparación relativa de sistemas. Ver figura 6.3

Generalmente se requiere proveer un fluido hidráulico de alta presión para funciones controladas bajo el nivel del mar. Esta se lleva a cabo por una Unidad de energía hidráulica (HPU) que generalmente se localiza en la superficie, pero que también se puede localizar en el lecho marino.

CARACTERÍSTICAS DE SISTEMAS	COMPLEJIDAD	VELOCIDAD DE RESPUESTA		CONTROL DISCRETO	RETRO LECTURA DE DATOS	UMBILICALES	
		SEÑAL	ACTUACIÓN			TIPO	TAMAÑO
HIDRÁULICO DIRECTO	BAJA	MUY LENTA	LENTA	SI	SEPARADA SI SE DESEA	HIDRÁULICO	GRANDE
HIDRÁULICO PILOTEADO	MODERADAMENTE BAJA	LENTA	RÁPIDA	SI	SEPARADA SI SE DESEA	HIDRÁULICO	MEDIO
HIDRÁULICO PILOTEADO SECUENCIAL	MODERADA	LENTA	RÁPIDA	NO	SEPARADA SI SE DESEA	HIDRÁULICO	PEQUEÑO
ELECTRO-HIDRÁULICO DIRECTO	MODERADA	INSTANTANEA	RÁPIDA	SI	SEPARADA SI SE DESEA	HIDRÁULICO Y ELÉCTRICO O COMBINADO	MEDIO
ELECTRO-HIDRÁULICO MULTIPLEXADO	ALTA	INSTANTANEA	RÁPIDA	SI	INTEGRAL	HIDRÁULICO Y ELÉCTRICO O COMBINADO	PEQUEÑO

ESTOS SISTEMAS PARA ACCIONAR LOS DISPOSITIVOS TERMINALES (VÁLVULAS, REGULADORES ETC.), PUEDEN SER COMPUTARIZADOS. AL IGUAL FORMA LOS SISTEMAS DE SENSADO Y PROCESAMIENTO

FES CUAUTITLÁN	UNAM
MARÍA GABRIELA PÁMREZ VILLARREAL	
TABLA DE SELECCIÓN DEL	
SISTEMA DE CONTROL	TABLA 6.1



• Sistema de control abierto.-

Es un Sistema el cual emplea un fluido de control que se libera submarinamente.

• Sistema de control cerrado.-

Es un sistema en el cual el fluido de control empleado regresa a un depósito, localizado en el lecho marino o en la superficie, y es rebombeado.

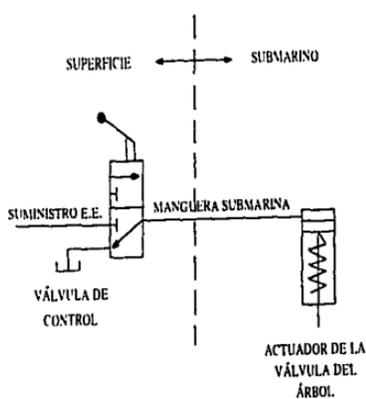
6.4.1 HIDRÁULICO DIRECTO.

Un Sistema de control hidráulico directo cerrado como se muestra en la figura 6.4 (a), utiliza una sola línea entre la válvula de control superficial y alguna función submarina o un grupo de funciones. Este Sistema puede dar control individual sobre cada una de las funciones submarinas o grupo de funciones y deducir la alimentación concerniente con las operaciones submarinas de interruptores de presión en la línea de control y el abastecimiento con un contador de fluido y su regreso.

Un Sistema Hidráulico directo abierto como el de la figura 6.4 (b) utiliza una válvula de descarga submarina. Este Sistema perfecciona el tiempo de operación de la válvula, al eliminar la necesidad de controlar el fluido que regresa a la Unidad de proceso superficial y renovar el fluido de control en cada operación.

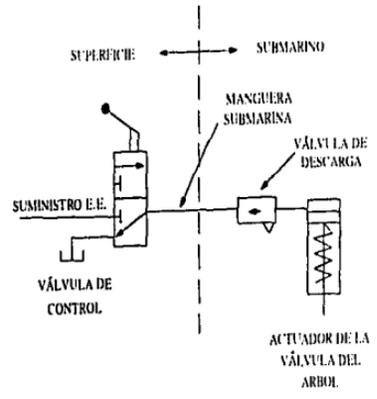
El Sistema de control hidráulico es el más simple consecuentemente el más confiable. Cada una de las funciones submarinas requiere una trayectoria de flujo hidráulica desde la superficie. Por lo que el panel desplegado en la superficie actúa con un fluido presurizado, teniendo su camino a través de la trayectoria de flujo y se selecciona un actuador hidráulico submarino para él. Este sistema, si cuenta con una línea de mecanismos es más conveniente aplicarse donde las distancias de control son relativamente cortas y donde se requiera un número limitado de funciones submarinas. Ver figura 6.5. (14) (19) (65)

Cuando la distancia es grande desde la fuente de control, el tiempo de respuesta se incrementa drásticamente. Por ejemplo, la operación de un obturador submarino completamente cerrado se abre en 3 horas estando a unos 4 000 m (13 000 ft) del umbilical. Debido a la gran longitud del umbilical el tiempo de respuesta y actuación es



(a)

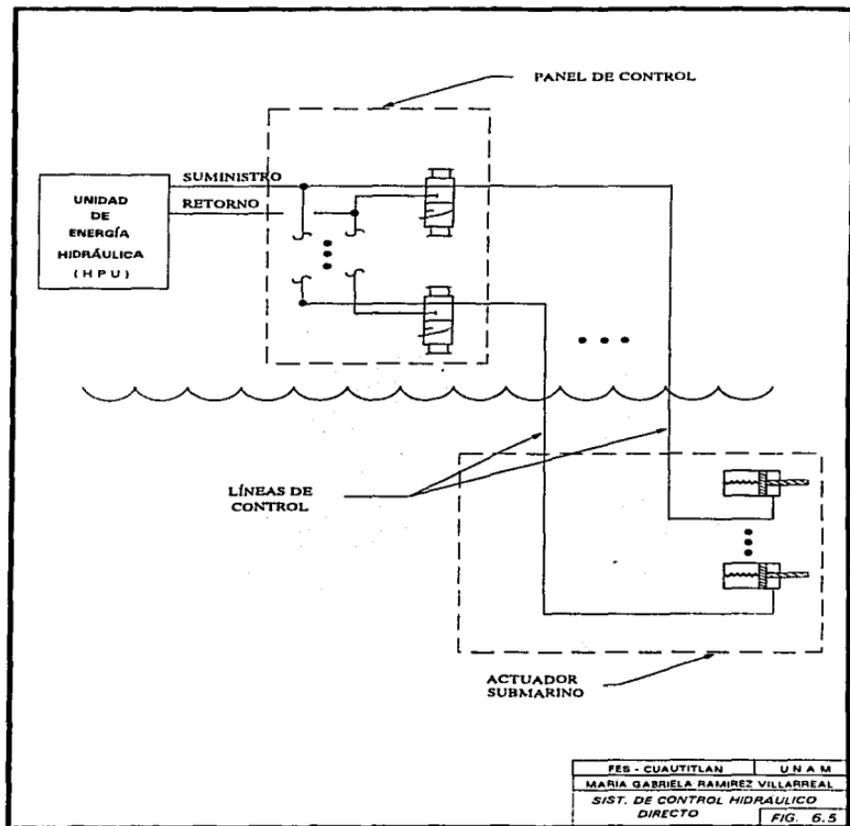
CONTROL HIDRÁULICO
CERRADO



(b)

CONTROL HIDRÁULICO
ABIERTO

FES CUAUTITLÁN	U. I. R. M.
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
CONTROL HIDRÁULICO CERRADO Y ABIERTO	
	FIG. 6.4



extremadamente lento. Requiere mayor volumen y capacidad de almacenamiento de fluido hidráulico al incrementarse la distancia. No se recomienda para Aguas Profundas.

Finalmente, los estranguladores submarinos algunas veces requieren capacidad de monitoreo para trazar la posición del estrangulador. (14)

6.4.2 HIDRÁULICO PILOTEADO.

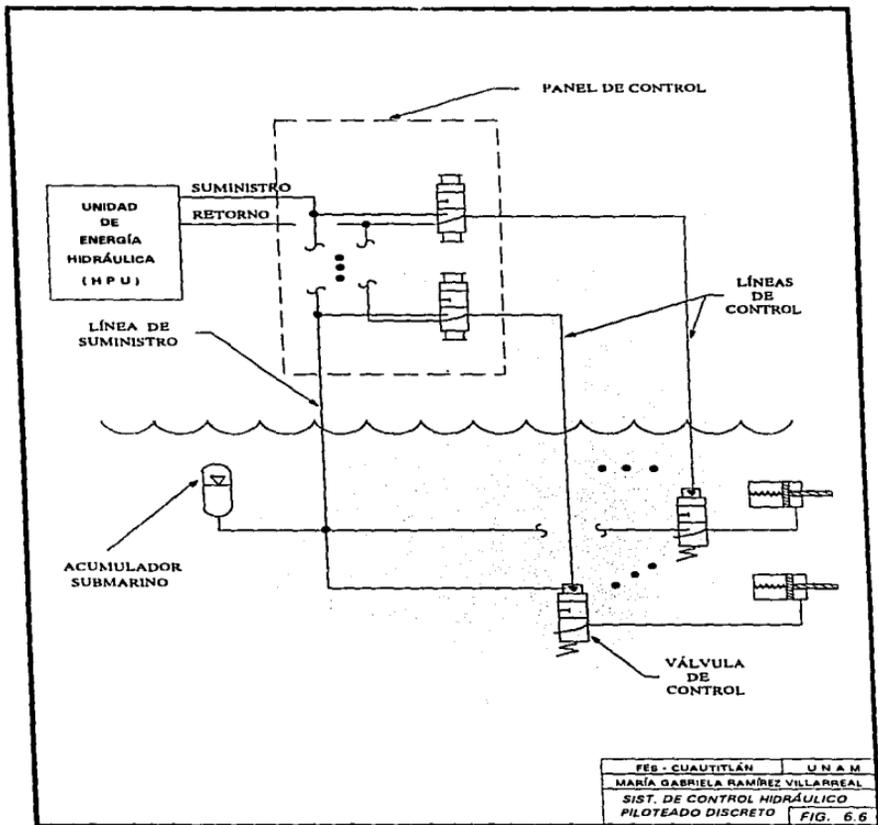
Un Sistema hidráulico Piloteado mejora el tiempo de respuesta con respecto al sistema directo, por almacenar la energía de presión hidráulica en el lugar de trabajo actuando con válvulas piloteadas. El tamaño del umbilical es pequeño (aunque es más simple), así que para un Sistema directo cada válvula submarina requiere operar con un pilote (o señal) en el umbilical. Adicionalmente para las señales de las líneas, el umbilical también lleva una línea de presión principal.

Los actuadores se activan al enviar una señal hidráulica a la válvula piloteada. La válvula piloteada abre y permite el paso del flujo desde la línea de suministro y acumuladores de almacenamiento para seleccionar un actuador.

El Sistema Piloteado ofrece un buen tiempo de respuesta, junto con otros aspectos como son: La capacidad de monitoreo, tamaño del umbilical y compatibilidad con el desarrollo del Campo, y tiene limitaciones similares a las del Sistema hidráulico directo, éste Sistema es más complejo y menos confiable. Para evitar problemas creados por umbilicales largos, las distancias grandes de control, y un gran número de funciones submarinas, se introduce el sistema hidráulico secuencial. (14) (19) (25)

6.4.2.1 Hidráulico Piloteado Discreto.

El control piloteado discreto utiliza una línea de señal entre una válvula de control superficial y una válvula de control piloteado submarino para cada función submarina o grupo de funciones (agrupadas). Un abastecimiento hidráulico de presión alta se usa generalmente entre la superficie y la unidad de proceso submarina. Este Sistema da un control discreto sobre cada una de las funciones submarinas. Ver figura 6.6. (19)



6.4.2.2 Hidráulico Piloteado Secuencial.

Las válvulas dirigidas submarinamente utilizan un control secuencial que posiciona el interruptor en señalar la presión aplicada desde la superficie. Las válvulas piloteadas se interconectan así que se surte fluido hidráulico a alta presión, aplicándose a los actuadores submarinos en una predeterminada secuencia en respuesta al presentarse el cambio de señal de presión, presenta apertura y cierre rápido de las válvulas del árbol. Su mecanismo es complejo. Independientemente, el control en función discreta no es posible con este sistema. No se recomienda para distancias mayores de 15 000 m (50 000 ft). Ver figura 6.7 ⁽¹⁹⁾ (65)

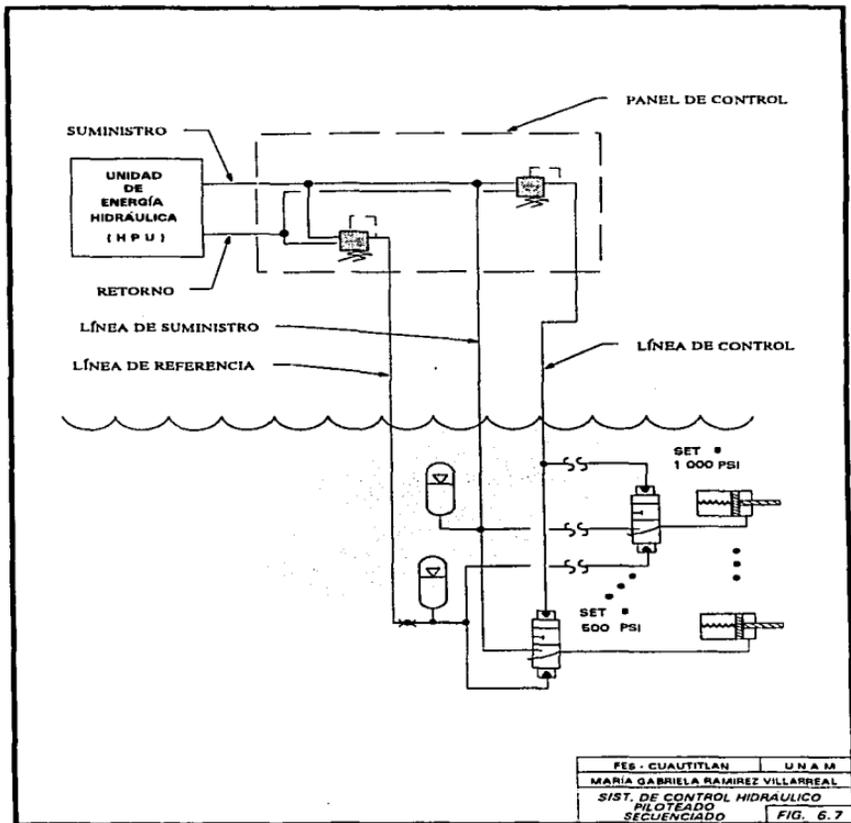
6.4.3 ELECTROHIDRÁULICO DIRECTO.

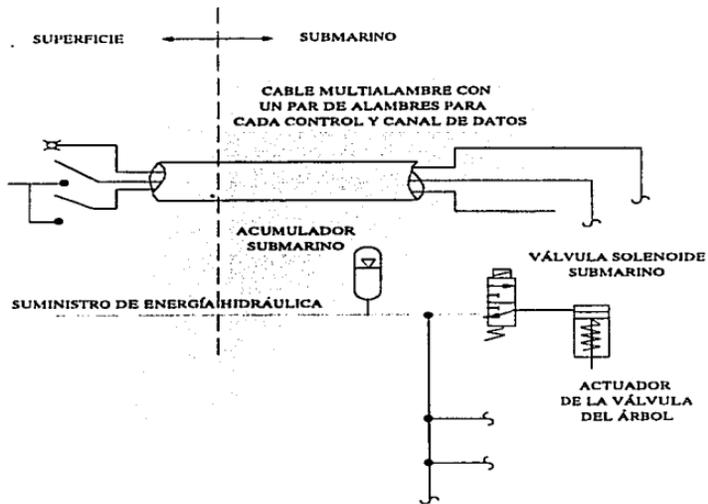
El Control Electrohidráulico directo utiliza un circuito eléctrico separado en un cable eléctrico submarino para controlar una válvula piloteada con solenoide para cada una de las funciones o grupo de funciones. Ver figura 6.8 ⁽¹⁹⁾

6.4.4 ELECTROHIDRÁULICO MULTIPLEXADO.

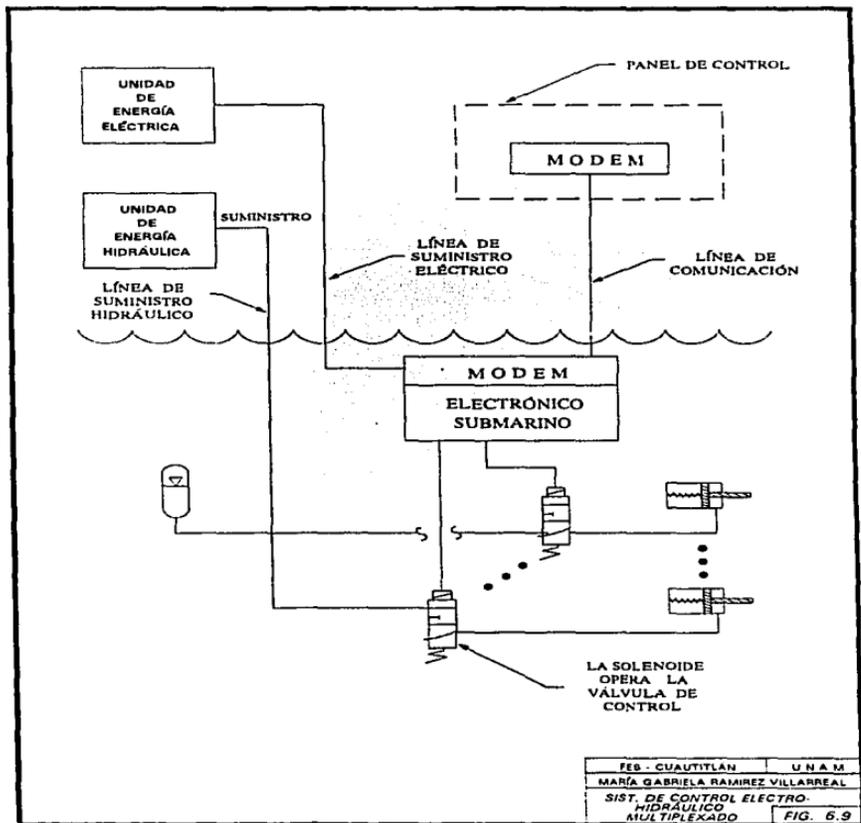
Este es el sistema más usado de los controles electrohidráulicos. Generalmente utiliza conductores para abastecer señales de control (generalmente datos digitales multiplexados) y energía de operación de todas las funciones submarinas. Se requiere codificación y decodificación electrónica lógica en la superficie y en el lecho marino. Esta propuesta reduce el cable eléctrico y la complejidad de la conexión eléctrica submarina y presta ésta misma el uso de coples inductivos submarinos, hace y rompe circuitos. Usa umbilicales más pequeños lo que implica menor costo. La figura 6.9 muestra el esquema de un Sistema de control multiplexado un E-H (Electrohidráulico) que utiliza una Unidad de energía hidráulica submarina. ⁽¹⁹⁾ (65)

Operacionalmente, el Sistema multiplexado reduce espacio de cubierta para los requerimientos sobre otros sistemas, y provee una capacidad de monitoreo que no tienen otros sistemas hidráulicos. La velocidad de operación es superior a los sistemas hidráulicos. Por éstas razones se recomienda el Sistema multiplexado electro-hidráulico.





FES - CUAUTITLAN	U N A M
MARIA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
SIST. DE CONTROL ELECTRO- HIDRÁULICO DIRECTO	
	FIG. 6.8



También se recomienda por la experiencia controlando 10 a 20 pozos de un yacimiento o Campo, de la misma forma para pozos satélite con distancias mayores de 12 000 m (40 000 ft). Se recomienda aplicarse donde se requiere una mejor respuesta, monitoreo extensivo de datos o automatización de las operaciones de la Plataforma. Tiene una respuesta y actuación rápida.

Tiene algunas desventajas como que es menos confiable que un Sistema de control hidráulico y mayor complejidad del equipo. (14)

6.4.5 CONTROL ROV/BUZO.

Muchos sistemas de terminación usan ROV's (vehículos operados a control remoto) y/o buzos como Sistemas principales o de respaldo durante la instalación y operación de Sistemas de producción submarino. Las Funciones típicas del ROV/buzos incluye:

- * Observación.
- * Operación de conectores.
- * Operación de válvulas.
- * Operación de un dispositivo manual en válvulas y conectores.
- * Guía durante la instalación y recuperación del equipo. (15)

6.5 MONITOREO DE SISTEMA DE CONTROL Y ADQUISICIÓN DE DATOS.

La necesidad de adquirir los datos es normalmente dictada por la complejidad de operaciones submarinas y/o preferencias del operador. La necesidad y beneficios de tener una lectura de datos debe evaluarse en el diseño o especificación de un Sistema de control. Dentro de los ejemplos de funciones que pueden ser monitoreadas están:

- * Árboles de la Plantilla y Árboles satélite.
- * Válvula, obturador o posición de buzos.
- * Pozo, temperatura de flujo de producción y presión.
- * Presión diferencial a través de los obturadores.
- * Sistema de Control variable como es la presión y el empleo de fluido hidráulico.

- * Sistema de corrida de diablos o herramientas TFL.
- * Monitoreo de temperatura y presión en la perforación descendente.
- * Manifolds de la Plantilla.
- * Válvulas especiales (tubería de exportación, etc.)

El monitoreo submarino es implementado fácilmente como una parte integral de un Sistema de control electrohidráulico multiplexado, o puede ser una característica independiente de un Sistema de control totalmente hidráulico. Por lo regular el Sistema de adquisición de datos y modos de transmisión son inflexibles y multiplexados. (14) (19)

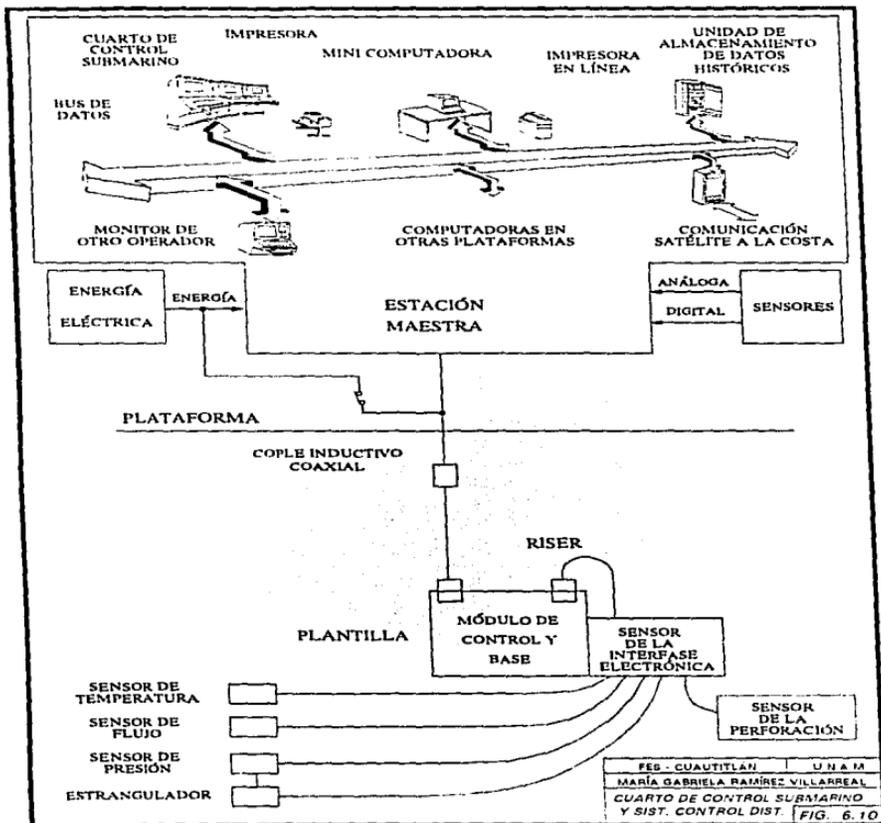
Enseguida se describen los componentes de un Sistema de Control Electrohidráulico multiplexado y la función que tienen en el monitoreo y adquisición de datos.

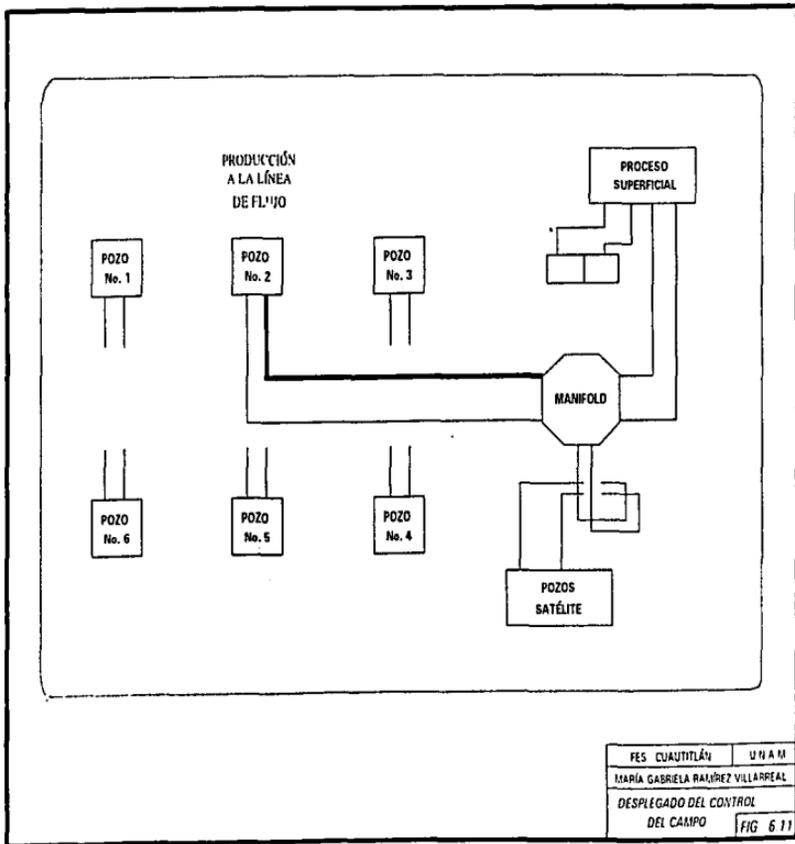
El equipo del cuarto de control debe diseñarse para hacer el sistema lo más simple y conveniente de operar, manteniendo grandes ventajas. Se debe evitar la interrupción de servicios, conservando un registro permanente de las actividades del Sistema, analizándolas y dando la información para un toque en caso de falla.

La estación maestra se usa para operar el Sistema submarino e incluye un desplegador visual, ésta unidad consiste de un tubo de rayos catódicos (CRT), un desplegado y un tablero clave. Esta es la principal interfase con el operador, el software se diseña según las necesidades del operador. Las unidades de desplegado visual son idénticas, y cada una puede ser conectada a una computadora. La figura 6.10 muestra una estación maestra de control submarino, y la relación con el Sistema de procesamiento distribuido de la Plataforma.

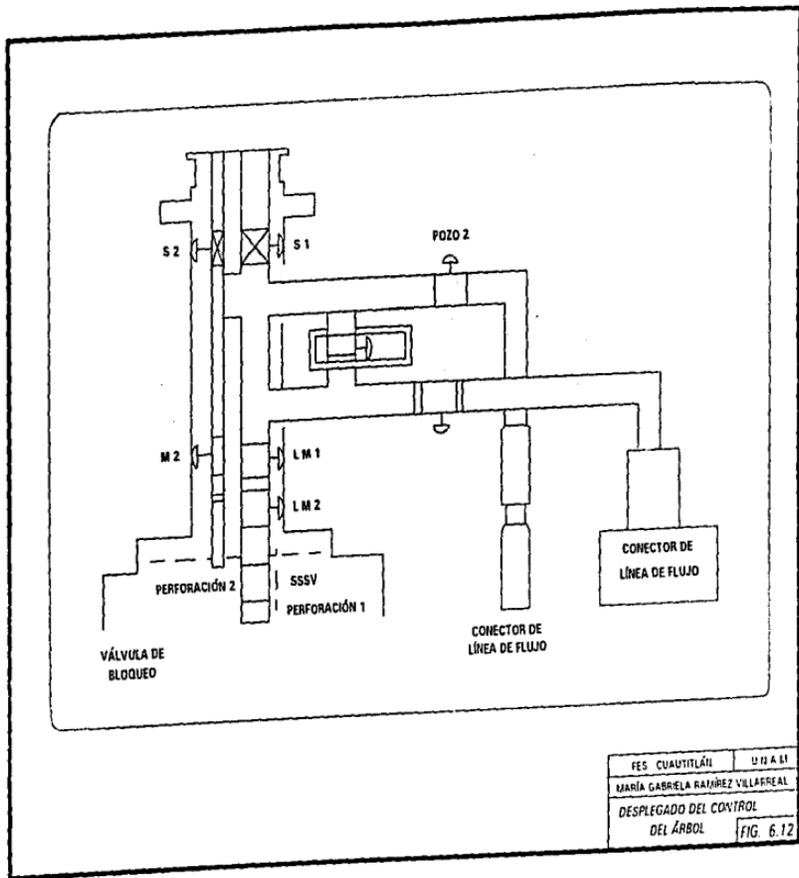
Los formatos de pantalla se diseñan para dar al operador la visión de todo el rango de puntos, valores análogos y el control del estado de producción.

El método que se prefiere para la presentación de datos de retrolectura de las Plantillas es un desplegado gráfico que muestra diagramas de tubería simplificada, de válvulas y transductores. Todas las condiciones de alarma o desactivación de las funciones debe indicarse claramente donde los puntos son desplegados. Las figuras 6.11 y 6.12 muestran un desplegado CRT típico para el control del Campo y un árbol.





FES CUAUTITLÁN	UNAM
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
DESPLGADO DEL CONTROL	
DEL CAMPO	FIG 6 11



FES CUAUTILÁN	U I I A M
MARIA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
DESPLIEGADO DEL CONTROL	
DEL ÁRBOL	FIG. 6.12

La computadora submarina tiene redundancia completa, pero debe proveerse para permitir el cambio entre la computadora en línea y una stand by. La computadora en stand by está presente siempre y se enlaza con la computadora en línea a través de una unidad MODEM de cambio.

El MODEM toma una serie de valores análogos generados por la computadora y los convierte en señales digitales las cuales son convenientes para distancias largas y es transmitida a través de líneas de señales. El MODEM también tiene un circuito para recibir señales digitales desde módulos submarinos y convierte este respaldo a una secuencia análoga para usarse por computadora.

Toda la comunicación entre la computadora y las unidades remotas toma lugar sobre un par de cables: el bus de datos. El tráfico de datos en el bus es controlado por una computadora en línea, desde una unidad en el lugar y será transmitida para ser ordenada y procesada por la computadora.

En cuanto a los componentes eléctricos la energía debe ser ininterrumpible. Para asegurar la continuidad y energía nivelada, la electricidad se toma de un suministro regulado con una batería de respaldo, para suministrar energía durante las fallas de suministro en la Plataforma, ésta batería entra en funcionamiento en milisegundos después que se detecta la falla, y su tiempo máximo de operación es de aproximadamente una hora, tiempo más que suficiente para reparar la falla y para efectuar un paro ordenado del Sistema si se requiere, y no perder la información histórica de datos, en cuanto vuelve el suministro de energía la batería se recarga para otra emergencia

La caja de unión al estar en la Plantilla da la distribución de energía eléctrica y señales para los módulos de control submarino. Esta caja de unión se ajusta a la conexión o se une directamente a la terminal del umbilical.

Dentro de la caja de unión se distribuyen los cables del bus para la energía y señales de instalación y producción, los cuales están en dos compartimentos aislados y sellados.

El control individual del árbol y del manifold están provistos vía módulos de control submarino. Estos módulos contienen la válvula y el equipo electrónico/eléctrico

requerido, y la rutina de fluido hidráulico para varias válvulas y actuadores de obturación. Adicionalmente todo el rango de monitoreo del sistema submarino se lleva a cabo en este módulo.

El despliegue del controlador en la superficie solamente indica las últimas funciones comandadas, y puede tener una válvula para retrolectura (aunque esto no es muy común).

Cada módulo incluye una comunicación electrónica y unidad de control, válvulas piloteadas y transductores. En los sistemas como el Highlander, el sensor y condicionamiento electrónico son externos a la cápsula de control, y la cápsula simplemente digitaliza la señal análoga y la transmite.

La unidad electrónica es capaz de recibir señales, analizarlas, ajustarlas y direccionarlas a la función correcta activando la válvula piloteada o el transductor, y así transmitir el dato a la superficie. (14) (63) (64) (69)

La computadora mostrará la información de acuerdo al interés y necesidades del usuario, es decir al operador en Plataforma le mostrará las condiciones de operación de las líneas, válvulas, etc. de todo el Campo. Al supervisor encargado de la Zona le mostrará la producción de los Campos que la conforman, y al director de la Industria Petrolera se dará una relación de la producción en las diferentes Zonas del país, esta información se manda vía satélite hasta la terminal donde se encuentre el director.

6.6 COMPONENTES DEL SISTEMA DE CONTROL SUBMARINO.

Se dará enseguida una breve aplicación y explicación de los componentes de este Sistema.

6.6.1 CÁPSULA DE CONTROL (O MÓDULO DE CONTROL).

Una cápsula de control (o módulo de Control) es la interfase entre las líneas de control que suministran la energía hidráulica y/o eléctrica, y señales desde una unidad de proceso superficial y la unidad de proceso submarina a ser controlada. Generalmente es

montada en una base desde la cual es removida para mantenimiento o reemplazo (Ver figura 6.2). La cápsula de control contiene válvulas piloteadas que pueden ser activadas por fluido hidráulico, energía eléctrica, o ambos, y es abastecida desde una Unidad superficial. Si se especifica, la cápsula también puede contener componentes eléctricos y electrónicos que se usan para control, comunicación o recolección de datos. Actualmente estos componentes eléctricos se están substituyendo por lumínicos (fibra óptica) lo cual representa grandes ventajas tanto técnica como económicamente.

La fibra óptica se utiliza solamente como enlace de transmisión entre la caja y la consola de control superficial. El uso de la fibra óptica reduce el tamaño del umbilical de 1.56 a 1.12 in, y el peso en agua de 2.2 a 1.1 lb/ft, por lo tanto disminuye el tendido en agua y minimiza los requerimientos de espacio en la cubierta. (63)

Los diferentes componentes de la Cápsula de control se describen a continuación.

6.6.1.1 Protección.

Los componentes de la cápsula de control deben protegerse del medio ambiente y de los daños mecánicos que puedan ocurrir durante el transporte, manejo e instalación. Como se puede apreciar en la figura 6.2.

Cuando se usan componentes electrónicos deben encerrarse a una atmósfera, un recipiente a presión lleno de nitrógeno seco, o en un compensador de nivel, una cámara llena de fluido dieléctrico. Otros componentes eléctricos, tales como un interruptor de presión, transductor de presión, medidor de flujo, etc., normalmente está diseñado para operar en un ambiente de presión hidrostático submarino.

6.6.1.2 Conexión de cápsulas de control.

- La base de la cápsula de control para el árbol, manifold y riser son: las conexiones que se hacen de tal forma que la cápsula de control se puede recuperar para mantenimiento.

Las conexiones hidráulicas y eléctricas deben ser maleables bajo el agua. Fuerzas de separación, si existen entre la cápsula y la base del plato, ejercida por la presión del fluido hidráulico deben analizarse para determinar si la cápsula debe cerrarse durante la operación.

- La cápsula para las líneas de control. Las líneas de control pueden conectarse directamente a la cápsula de control, como se muestra en la figura 6.13 (a), o puede ser conectada a componentes intermedios como se muestra en la figura 6.13 (b) y 6.13 (c). La conexión de la línea de control puede realizarse en la superficie, o usando una asistencia con buzos o un método sin buzos.

- Los componentes de control, o circuitos los cuales están aislados de los fluidos producidos o inyectados por un solo sello, debe tener el mismo rango de presión que el árbol. Los componentes afectados incluyendo circuitos hidráulicos de la SCSSV (válvula subsuperficial de control submarino) y los sensores montados en el árbol.

6.6.1.3 Guía para la cápsula.

Las herramientas utilizadas para la instalación y recuperación de la cápsula de control debe diseñarse para proporcionar una guía y orientación conveniente. Las estructuras guía deben dimensionarse para soportar las fuerzas de contacto horizontal y vertical, con respecto al diseño debe aceptar la entrada del equipo dentro de un desalineamiento específico. (19)

6.6.2 LÍNEAS DE CONTROL.

Las líneas de control hidráulico suministra el fluido hidráulico y lo regresa, al igual que las señales hidráulicas entre una unidad de proceso y el sistema de control. La protección individual o tubos puestos junto con las líneas de control pueden fabricarse de acero al carbón, aceros resistentes a la corrosión, materiales termoplásticos o tubería flexible.

Una línea de control eléctrico o cable, generalmente contiene ambas energías y conductores de señal y puede organizarse como una línea de control separada o

CONECTOR DE LA
LÍNEA DE CONTROL

LÍNEA DE CONTROL

CON ENVOLTURA

CÁPSULA
DE
CONTROL

BASE

UNIDAD DE PROCESO SUBMARINA

(a)

LÍNEA DE CONTROL CONECTADA DIRECTAMENTE
A LA CÁPSULA DE CONTROL

CONECTOR DE LA
LÍNEA DE CONTROL

LÍNEA DE CONTROL

CON ENVOLTURA

CÁPSULA
DE
CONTROL

BASE

UNIDAD DE PROCESO SUBMARINA

(b)

LÍNEA DE CONTROL CONECTADA EN UN EXTREMO
DE LA UNIDAD DE PROCESO SUBMARINA

LÍNEA DE CONTROL

CON ENVOLTURA

LÍNEA DE CONTROL CON
TERMINACIÓN
EN LA CÁPSULA

BASE

CÁPSULA
DE
CONTROL

BASE

UNIDAD DE PROCESO SUBMARINA

(c)

LÍNEA DE CONTROL CONECTADA A TRAVÉS
DE UNA CÁPSULA DE TERMINACIÓN RECUPERABLE

FES - CUAUTITLÁN	U N A M
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
METODOS DE CONEXIÓN CÁPSULA DE CONTROL	
	FIG. 6.13

combinada en una envoltura común con líneas de control hidráulica. Estos tipos de líneas se muestran en la figura 6.2.

Los factores que se dan a continuación son primero para las líneas de control hidráulico y posteriormente para las líneas de control eléctrico.

6.6.2.1 Líneas de control Hidráulico (Umbilicales).

Las líneas de control hidráulico están compuestas generalmente de protecciones de termoplásticos reforzados, tubería de acero, envoltura junto con un jacket de protección y/o coraza. Existen varios factores a considerar en el diseño y fabricación de una línea de control hidráulico.

6.6.2.1.1 Tamaño de la línea.

Dos factores que entran en la selección del tamaño de la línea de control son: el tiempo de respuesta y velocidad de flujo de fluidos

6.6.2.1.2 Protección de Termoplásticos.

- * Los materiales lineales de la manguera deben ser compatibles con los fluidos húmedos (como pueden ser los de control, producción o fluidos de inyección).
- * La expansión volumétrica y la longitud de las líneas del pilote/señal deben tener consideraciones de diseño importante, estas consideraciones son de carácter térmico y de presión para la selección de los materiales de recubrimiento.
- * El material de la manguera jacket debe ofrecer resistencia a la abrasión y dar una buena resistencia mecánica, y suficiente solidificación para resistir el flujo frío.

6.6.2.1.3 Tubería.

La selección del material debe basarse en la aplicación, vida de diseño y el medio ambiente. Un punto principal es la corrosión y solidificar el trabajo durante la instalación en rangos de presión de la tubería. Se recomienda el uso de aleaciones resistentes a la corrosión.

6.6.2.1.4 Terminaciones.

El ajuste de la terminación de la manguera generalmente es un pivote resistente a la corrosión ajustado con un sello superficial metal a metal. El ajuste final de la manguera debe estar sujeto permanentemente a la manguera. No se recomienda la reutilización submarina, pero si se puede usar superficialmente, si son accesibles. Los conectores submarinos, el mecanismo de anclaje y la envoltura de metal deben ser compatibles con los materiales de la protección de la terminal, resistentes a la corrosión para minimizar la corrosión galvánica. (19)

6.6.2.1.5 Envoltura de la protección termoplástica.

La protección individual debe ser cableada (envuelta) para formar una delgada envoltura permitiendo la expansión y cambio de longitud de las protecciones. Normalmente el jacket termoplástico es completamente extruido sobre las protecciones de la envoltura. El jacket provee una protección nominal contra la abrasión y corte y resistencia junto con la envoltura de la protección. (19)

6.6.2.1.6 Envoltura de la tubería de acero.

Cuando se usa tubería de acero en una envoltura, los tubos de acero pueden arreglarse en paralelo y encerrarse en un jacket termoplástico extruido. Los cables de acero están incorporados al jacket en cualquier lado de la tubería por basto y para proporcionar la capacidad de quitar las cargas de tensión. La tubería de acero puede ser envuelta similar a la protección de termoplásticos. (19)

6.6.2.1.7 Uniones.

Las protecciones individuales dentro de un umbilical termoplástico debe unirse libremente. Si se requieren uniones (generalmente por que la longitud es grande), ellas deben estar contenidas en una tabla de uniones, las cuales proporcionan protección y resistencia, y facilita el servicio del Campo de la unión.

6.6.2.1.8 Instalación/Operación.

La protección de la envoltura debe construirse, usando una coraza apropiada de tal forma que las cargas de la instalación no dañan la manguera individual en la envoltura. Si la envoltura de la protección opera en una configuración dinámica, debe considerarse la fatiga de los componentes de la envoltura de la protección.

6.6.2.2 Líneas de Control eléctrico (Umbilicales).

Las líneas de control eléctrico generalmente incluyen un cable conductor para la energía y señales en el cableado junto con un jacket apropiado y una coraza.

6.6.2.2.1 Parámetros Eléctricos.

Los parámetros que se deben considerar son los siguientes: el tamaño de los conductores, resistencia, rango de voltaje, cruce entre energía y par de señal, atenuación de terminal a terminal y características de impedancia.

6.6.2.2.2 Materiales.

Los materiales a utilizar en los diferentes componentes son:

- * Para cables conductores se usan filamentos de cobre.
- * Para el aislamiento del conductor se usa termoplásticos o elastómeros como material de aislamiento para conductores. Los factores que afectan la selección del material son: la vida de servicio, calidad de aislamiento, resistencia al agua salada y espesor.
- * Para los Jackets se utilizan los materiales termoplásticos. La medida de protección debe tomarse en cuenta en el diseño del jacket. Continuamente se usa una funda encerrada con un barreno de tornillo sin fin.
- * En los cables de coraza la galvanización mejora el acero, acero templado galvanizado, acero inoxidable y cables de acero con revestimiento termoplástico son generalmente aceptables los materiales de cable de coraza.

6.6.2.2.3 Diseño de la coraza.

Los cables de control de producción deben ser envueltos en una coraza para proveer:

- * Resistencia para soportar el peso del cable y cargas dinámicas durante la instalación y recuperación.

Las cargas de recuperación pueden ser significativamente más grandes que las de instalación.

- * Protección mecánica, antes y durante la instalación.

- * Balance del Torque y cargas de tensión variable si se instalan desde un carrete de cable o está sujeto a cargas dinámicas.

- * Protección mecánica secundaria y estabilidad en el lecho marino.

La resistencia en el diseño de una coraza de un cable eléctrico está definida normalmente como la carga de tensión máxima en la cual un esfuerzo de fatiga resultante no causa daño mecánico o eléctrico para conductores dentro del cable. La resistencia en el diseño de la coraza del cable es generalmente cuatro veces la resistencia del diseño de operación. Si los cables eléctricos operan bajo condiciones dinámicas, la máxima carga de trabajo estará limitada de 10% a 20% de las cargas de rompimiento de diseño de cable.

6.6.2.2.4 Sello de agua.

El cable jacket y las terminaciones del cable deben diseñarse de tal forma que las inserciones del cable estén secas. Sin embargo, los jackets del conductor individual y terminaciones del conductor deben diseñarse de tal forma que el cable sea capaz de operar las inserciones sumergidas.

6.6.2.2.5 Terminaciones de Cable y restricciones de doblez.

Las terminaciones de cable deben diseñarse para la interfase con la coraza del cable, proporcionando resistencia mecánica para facilitar la instalación, prueba o activación del cable.

Las restricciones del doblez en las terminales deben proteger el cable del doblez en un radio pequeño que tiene un diseño de un radio mínimo de doblez.

6.6.2.2.6 Conectores de Cable.

Los conectores de cable eléctrico en la terminal submarina se considera la parte más crítica del Sistema de control Submarino y existen dos tipos:

* Conectores inductivos.- La energía eléctrica es transmitida a través de un cople magnético de las dos divisiones del conector. Los coples inductivos trabajan solamente con circuitos eléctricos de AC (corriente alterna). Alguna pérdida de energía es típica con éstos mecanismos. El campo magnético no se ve afectado por el agua. Una característica importante es que es capaz de operar como un transformador aislante, por lo que se puede usar como un mecanismo de aislamiento en el circuito. Existen varios tipos de señales de los coples y algunos pueden usarse para transmitir tanto energía como señales en diferentes niveles de frecuencia. Para aplicaciones con niveles de energía altos el conector inductivo tiene limitaciones considerables y no puede trabajar con corriente directa. (14) (19)

* Conectores conductivos.- La energía eléctrica ya sea AC o DC (Corriente alterna o corriente directa) es transmitida con poca pérdida de energía a través de conectores conductivos de perno y enchufe. Algunos diseños se aplican para niveles de voltaje bajo, sin embargo, se puede instalar confidencialmente y usarse por periodos largos con una confiabilidad completa. (14) (19)

La elección del conector del cable se basa en el tipo de energía eléctrica o señal (AC o DC), el rango de frecuencia, nivel de energía, y pérdida de energía aceptable a través del conector.

6.6.2.2.7 Conductor y Unión del Cable.

El conductor individual debe fabricarse en una sólo pieza sin uniones. Las juntas del cable (si se requieren) deben diseñarse con conectores apropiados los cuales transmiten la resistencia de la coraza desde una sección del cable a la próxima.

6.6.2.2.8 Reparación y recuperación.

El cable, las terminaciones, juntas de la coraza y métodos de instalación deben diseñarse para facilitar la posible necesidad de recuperación y reparación

6.6.2.2.9 Construcción.

Generalmente en la práctica, la construcción de producción submarina acepta cables de control como los siguientes:

- * Los conductores son generalmente acondicionados para proveer una sección circular de cruce y está cableado en una envoltura helicoidal. El espesor del aislamiento del conductor, espacio entre conductores, y la separación del enlase puede ajustarse para proveer las características óptimas mecánicas y eléctricas.
- * Un jacket termoplástico normalmente es extruido sobre los conductores cableados. Este jacket también se usa como una capa de la coraza del cable (si el cable tiene coraza).
- * La coraza del cable se fabrica con dos capas de envoltura contra-helicoidal, torque balanceado o cables de acero contruidos sin rotación.
- * El jacket termoplástico algunas veces es completamente extruido sobre los cables de la coraza como protección durante el manejo.

6.6.2.2.10 Estándares de fabricación y prueba.

La construcción y prueba del cable debe referirse a las estándares industriales como es el caso de: la Asociación de Ingeniería de Cable Aislado (ICEA). Los estándares ICEA están preparados para aplicaciones de energía industrial, por lo tanto, ellos deben usarse como una referencia o modificación según se necesite para adaptar la aplicación de cable específica. Generalmente los estándares ICEA usan el S-19-81, S-56-434, S-61-402, S-66-524 y S-68-516.

6.6.2.2.11 Control de la composición de la envoltura.

La composición de la línea de control contiene protección para conductores hidráulicos y eléctricos en una sola envoltura. Se debe tener cuidado al hacer la configuración de la instalación de protección y conductores para permitir movimiento, expansión y

elongación/contracción de protección hidráulica fuera de daño los conductores eléctricos.
(19)

Tanto la línea de control eléctrico como la línea de control hidráulico (cables conductores) se encuentran dentro de un arreglo llamado umbilical, este arreglo depende del tipo de Sistema de control que se utilice (por las características de accionamiento). Ver figura 6.14.

6.6.3 SENSORES.

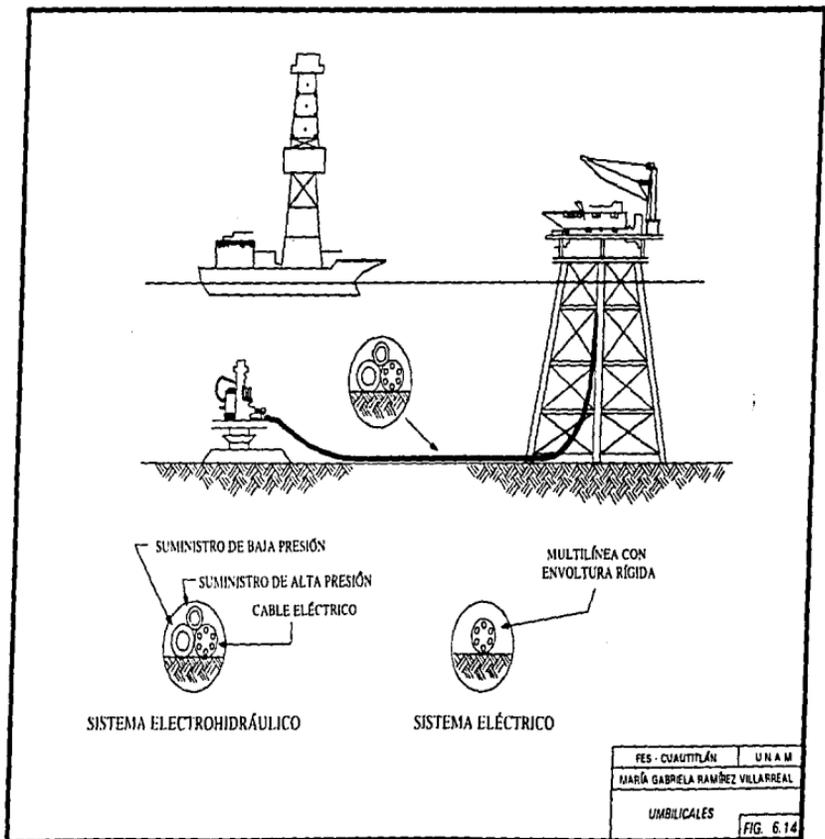
Una de las principales ventajas de un Sistema electrohidráulico es que permite el monitoreo de datos submarinamente, es importante establecer que datos se requieren medir. Varios fabricantes han desarrollado los siguientes tipos de terminaciones submarinas:

- * Sensores de presión.
- * Detectores de hidrocarburos.
- * Sensor de temperatura.
- * Sistema de medición de la Cabeza de pozo.
- * Detector del tubo del TFL.
- * Indicador de la posición de la válvula.

El transductor en muchos casos representa solamente una parte del sensor, junto con la protección, cables, conectores y componentes electrónicos. Si el sensor se localiza en la parte externa a los módulos de control principal se requiere conectarlos. (14)

6.7 SISTEMAS DE CONTROL SUPERFICIAL.

Enseguida se dará una breve descripción de los componentes que se encuentran en la superficie.



6.7.1 UNIDAD DE ENERGÍA HIDRÁULICA (HPU).

La HPU provee almacenamiento para el fluido, condiciones del fluido, generación de presión alta y almacenamiento de fluido de presión alta. Un esquema típico de HPU se muestra en la figura 6.15.

6.7.1.1 Bombas.

La HPU debe equiparse con un suficiente número y tamaño de bombas hidráulicas para mantenerse satisfactoriamente bien con las menores fugas internas y con una operación normal del Sistema.

La capacidad adicional de la bomba puede garantizarse para facilitar la prueba de válvulas y controles submarinos.

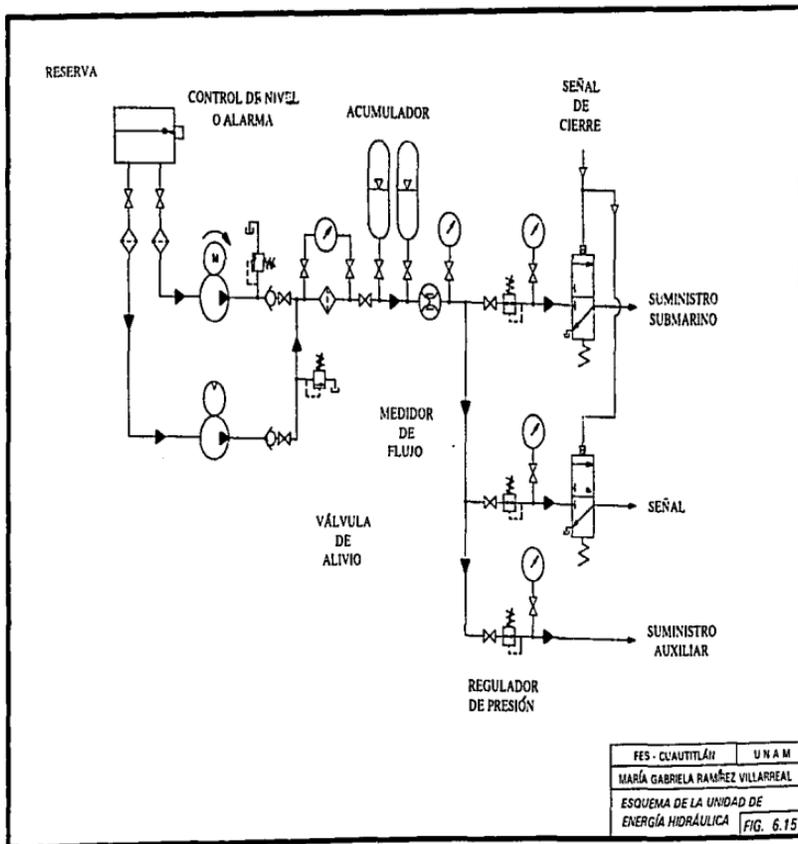
Se usan frecuentemente dos surtidores de energía independientes, uno eléctrico y otro neumático. Cada uno debe ser capaz de operar las bombas en un rango que permita la operación normal del Sistema.

La presión requerida para operar la válvula SCSSV (válvula subsuperficial de control submarino), puede ser más grande que la requerida para operar las válvulas del árbol; por lo tanto, puede requerirse una presión alta del circuito de la válvula SCSSV.

6.7.1.2 Componentes de la Unidad de energía Hidráulica (HPU).

Cada HPU (Unidad de energía Hidráulica) debe equiparse con:

- * Suficientes válvulas check o válvulas de cierre, para aislar las bombas y depósito acumulador de los manifolds de alta y baja presión.
- * Manómetro para indicar la presión del manifold y la presión corriente arriba y corriente abajo de alguna válvula reguladora de presión.
- * Válvulas para aislar cada uno de los árboles, si la instalación es de multipozo.
- * Las válvulas de control etiquetan claramente indicando la operación de cada una de las válvulas de control y su posición (abierto/cerrado).
- * Válvulas de alivio en bombeo de descarga.



6.7.1.3 Almacenamiento del fluido de presión baja.

El colector de la HPU debe ser capaz de almacenar suficiente fluido para proporcionar una operación eficiente. El colector debe ser también capaz de manejar los requerimientos de regreso de fluido. Debe emplearse un indicador de nivel del fluido en el colector. Se recomienda una alarma de bajo nivel para la bomba y cerrarla para prevenir el funcionamiento de las bombas en seco.

6.7.1.4 Almacenamiento del fluido de presión alta.

Se recomiendan acumuladores con suficiente volumen de fluido útil para satisfacer los requerimientos del sistema de producción, es decir los requerimientos de accionamiento.

El volumen del fluido utilizado se define como el volumen de fluido recuperable desde un acumulador entre el acumulador de presión de operación y el sistema de presión de trabajo mínimo. El sistema de operación minimiza los requerimientos de volumen, y normalmente incluye la suma de todas las válvulas del árbol y la válvula SCSSV (válvula subsuperficial de control submarino), y el volumen del Sistema de escape interno. Adicionalmente, los sistemas hidráulicos directos deben considerar los efectos de compresión de fluidos y expansión de la manguera.

6.7.1.5 Filtración del Fluido.

Los filtros del fluido deben dar la limpieza del fluido requerida. Deben ser fácilmente reemplazados con un mínimo riesgo de contaminación para el sistema. Se recomienda un indicador de obstrucción.

6.7.2 UNIDAD DE ENERGÍA ELÉCTRICA (EPU).

Generalmente la energía se suministra para un Sistema submarino en un voltaje alto para permitir pérdidas y mejorar la eficiencia. Al llegar esta energía de alto voltaje a la Unidad de energía eléctrica (EPU) se transforma. Dentro del sistema submarino se

requiere turbo maquinaria de alto voltaje o energía hidráulica, algunas veces el Sistema de control necesita solamente energía baja, por lo que la EPU contiene un transformador y motores eléctricos suministrados con corriente directa o convertidores de energía hidráulica. (14)

6.8 CONSIDERACIONES DE DISEÑO.

Los siguientes factores deben considerarse durante el diseño del sistema de control.

6.8.1 AMBIENTALES.

Dentro de éstos factores ambientales tenemos: los efectos de la profundidad del agua, corrientes y turbiedad, vida marina, condiciones del lecho marino y temperaturas de operación.

6.8.2 OPERABILIDAD DEL SISTEMA.

La operabilidad del sistema de control puede maximizarse por:

- * La selección del montaje y componentes más confiables.
- * La selección de componentes debe tener una gran resistencia al desgaste y corrosión.
- * Proveer sistemas de apoyo y secundarios.
- * Proveer la capacidad de intervención con buzos/ROV.
- * Proveer sistemas de puente.
- * Proveer Unidades adicionales (módulos) para reemplazamientos.
- * Establecer las propiedades de fluido de control y estándares de limpieza de línea.

6.8.3 MANTENIMIENTO.

El mantenimiento se debe considerar en la primera etapa de diseño del Sistema. El mantenimiento del equipo superficial y submarino puede incrementarse por:

- * Diseñar el equipo para acceso adecuado y facilidad de mantenimiento.
- * El diseño del montaje del sistema de control se recupera independientemente de la terminación submarina.

6.8.4 TIEMPO DE RESPUESTA.

En el diseño del Sistema de control se debe considerar tanto el tiempo de señales de control para que llegue la cápsula de control submarina (tiempo de señal) y el tiempo para el mecanismo de control (por ejemplo: la válvula del árbol), para cambiar de posición (tiempo de actuación). Actualmente con el uso de fibra óptica el tiempo que tarda en llegar la señal desde el sensor a la computadora en la superficie es de aproximadamente 250 a 400 milisegundos, por lo que el manejo del control es en tiempo real. (19) (64)

6.8.5 CONDICIONES DE PRODUCCIÓN.

Los fluidos producidos pueden afectar el rango de presión/temperatura y la selección del material de los componentes (principalmente el mecanismo de monitoreo) que están en contacto con el fluido producido. La presión de los fluidos producidos puede también afectar la presión requerida del fluido hidráulico para que actúe la válvula SCSSV (válvula subsuperficial de control submarina) y las válvulas del árbol.

6.8.6 INTERVENCIÓN DEL ROV/BUZOS.

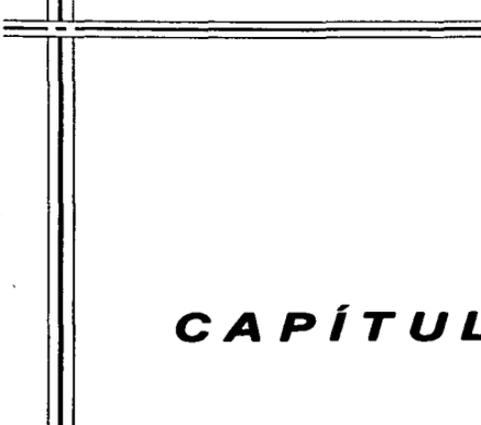
Si la intervención submarina es muy recurrente se debe proveer un acceso extra de recolección y puntos de anclaje en las áreas próximas del trabajo potencial para asegurar que los buzos o ROV's puedan hacer el trabajo requerido.

6.8.7 FLUIDO DE CONTROL.

Los fluidos de control presurizados se utilizan para actuar en funciones submarinas, ellos son diseñados para lubricar y dar protección contra la corrosión a las partes húmedas. Se utilizan fluidos basados en agua biodegradable o basado en aceite hidráulico (incompresible).

Los fluidos basados en agua deben utilizarse en Sistemas abiertos en el cual el fluido agotado se deja libre en el mar. Los fluidos basados en aceite hidráulico deben usarse solamente en sistemas cerrados en los cuales el fluido se regresa a un depósito colector para ser rebombado. (13)

Los fluidos basados en agua tienen dos ventajas principales: que su viscosidad es más baja, lo cual mejora el tiempo de respuesta y que se elimina al mar sin la necesidad de una línea de retorno. (14)

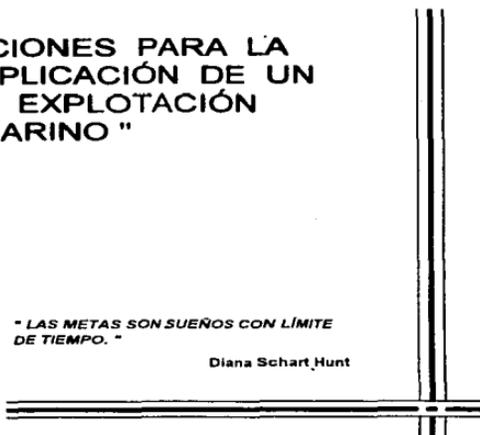


CAPÍTULO VII

" RECOMENDACIONES PARA LA SELECCIÓN Y APLICACIÓN DE UN SISTEMA DE EXPLOTACIÓN SUBMARINO "

**" LAS METAS SON SUEÑOS CON LÍMITE
DE TIEMPO. "**

Diana Scharf Hunt



7.1 PRINCIPALES FACTORES A CONSIDERAR EN LA SELECCIÓN DE UN SISTEMA DE EXPLOTACIÓN DE CRUDO COSTA FUERA EN AGUAS PROFUNDAS.

Para Seleccionar un Sistema de explotación de crudo costa fuera, se deben definir algunos de los requisitos técnicos y económicos que debe cumplir el Sistema y con los cuales se evaluarán diferentes Sistemas eligiendo el más conveniente para cubrir estos requisitos.

Enseguida se describen los más importantes:

7.1.1 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO.

En primera instancia se debe considerar la localización del yacimiento con respecto a la costa y/o a instalaciones de proceso existentes, ya que en la medida que se disponga de infraestructura de apoyo en la operación, la complejidad del Sistema a instalar será menor y de menor costo. Se debe considerar también la profundidad a la que se encuentra (tirante de agua), la magnitud del yacimiento, así como las características de las reservas, ya que de estos factores dependerá el tipo de Sistema de Explotación a usar, así como el arreglo del equipo tanto en la fase temprana como en la permanente.

El Sistema de Explotación temprana se diseña normalmente para operar en un tiempo de uno o dos años, en este lapso de tiempo se decide si se justifica tanto técnica como económicamente el reemplazo por un sistema de explotación permanente.

También es importante determinar el tipo y características del crudo ya que esto definirá el manejo que se le de al producto así como las características básicas de las instalaciones para su procesamiento. (1) (71) (72)

7.1.2 CONFIABILIDAD.

Los conceptos básicos para alcanzar un buen nivel de confiabilidad son:

- * Concepción de un diseño simple, pero compatible con los requerimientos funcionales.
- * Desarrollo de un análisis de confiabilidad para cada una de las partes que conforman el Sistema.
- * Selección de los mejores materiales disponibles.
- * Seleccionar a los fabricantes y ensambladores más reconocidos internacionalmente.
- * Asegurar un alto nivel en el control de calidad mediante un programa efectivo de aseguramiento de calidad.
- * Conducir un programa de pruebas rigurosas sobre cada componente y el Sistema integrado.
- * La instalación y operación del Sistema deberá efectuarse utilizando el personal más eficiente y profesional que sea posible. (1)

7.1.3 MANTENIMIENTO.

El equipo debe ser diseñado para darle un servicio de mantenimiento anticipado y minimizar y optimizar el tiempo perdido por falla en el equipo. Se debe considerar también la facilidad y simplicidad con la que se pretende efectuar el mantenimiento, así como la disponibilidad del equipo necesario para realizarlo.

Las fallas de un Sistema de Explotación de crudo pueden clasificarse en tres grupos: fallas por instalación, fallas por desgaste y rupturas repentinas.

Las fallas por instalación no siempre se detecta durante el período de instalación, sin embargo, la mayoría puede ser rápidamente rectificadas dado que siempre existe soporte desde la superficie.

El desgaste gradual puede ser detectado a través de diferentes métodos, tales como el monitoreo de datos de flujo y presión, pruebas sistemáticas de partes críticas o por

Inspección externa. Se conserva un mantenimiento preventivo a lo largo de la vida del Sistema, lo cual genera gastos constantes, este mantenimiento preventivo involucra:

- * Inspección visual del equipo superficial.
- * Inspección del equipo submarino y monitoreo de las condiciones operacionales.
- * Inspección de ductos a través de corrida de diablos instrumentados (fase de explotación permanente).
- * Reemplazo de equipo en constante desgaste sin que se presente falla.

Las rupturas súbitas pueden ser debidas por ejemplo a fatiga de los materiales y desgaste relacionado con las condiciones de corrosión que se presentan en condiciones operacionales muy abruptas como el incremento de flujo y presión.

El mantenimiento preventivo basado en el reemplazo de partes críticas con una cierta frecuencia, como se mencionó anteriormente, ayuda a minimizar este tipo de problemas.

(1) (71) (72)

Llevar a cabo un mantenimiento preventivo bien planeado que implique una optimización de gastos, no sólo previene las fallas súbitas, sino que minimiza el costo de mantener el sistema de explotación en operación.

7.1.4 FACILIDAD DE INSTALACIÓN.

Los costos de la instalación de muchos sistemas de explotación de crudo son más elevados que los costos del equipo, por lo que se debe seleccionar un tipo de instalación confiable y al menor costo posible.

Es deseable que los componentes del Sistema sean ligeros y de tamaño compacto para que la instalación sea posible por una gran variedad de barcos. (1)

7.1.5 COSTOS.

Se realiza una evaluación estudiando el costo de desarrollo costo/barril y capital de inversión/barril. Este criterio muestra en forma general la recuperación de capital y da una comparación de opciones.

La economía del Campo no sólo depende de la estabilidad del precio del crudo, también de la reducción de inversión de capital y que el costo de operación y mantenimiento sea lo más bajo posible.

La solución más económica será aquella que conduzca a un costo mínimo (a valor presente) por unidad de capacidad o unidad de producción, tomando en cuenta tanto la inversión de capital inicial como los costos de operación.

Para la instalación de Sistemas a grandes profundidades, existe un incremento en el costo unitario, debido principalmente a que la tecnología requerida es más especializada. Por lo que es conveniente analizar diferentes sistemas de explotación ya instalados y en estudio.

Es importante también considerar los costos de habilitación y mantenimiento, es decir, los gastos debidos a la preparación del personal, el equipo y herramientas para efectuar las operaciones de mantenimiento del Sistema.

El costo de mantenimiento dependerá de las características del yacimiento, así como de las características de las reservas ya que al estar directamente relacionados estos factores en la selección del Sistema, éste a su vez determina el costo en la etapa temprana y en la permanente. Es decir, en el caso de tener una reserva que en su mayoría lo conforma aceite, es recomendable la utilización de un FPSO (buque cautivo) en la etapa de explotación temprana y si es rentable un Sistema permanente, una plataforma fija o una TLP será lo más adecuado, dependiendo del tirante de agua.

Si las reservas presentan una gran cantidad de gas, el uso de una Plataforma semisumergible en la etapa temprana será lo más óptimo, ya que la conversión de este tipo de Plataforma a una TLP es 1 000 veces más rentable que construir una TPL nueva para instalarse en una etapa de explotación permanente.

La profundidad está directamente relacionada con el orden de rentabilidad de los Sistemas que se utilizan para la perforación, construcción y en la explotación temprana y permanente, ya que a mayor profundidad el gasto de implementación de tecnologías, construcción, operación y mantenimiento es mayor.

Se debe considerar también: la flexibilidad máxima a futuro para una expansión, el uso máximo de tecnología probada, y la posibilidad de minimizar el costo de abandono.

7.2 RECOMENDACIONES PARA LA APLICACIÓN EN LA SONDA DE CAMPECHE.

Se pueden realizar diferentes configuraciones tales como de un solo pozo satélite, un grupo integrado a una Plantilla y sistema de manifold enlazado a una plataforma existente o dedicada a producción flotante. Generalmente la selección de configuraciones puede determinarse por las características físicas del yacimiento, su localización, su magnitud y profundidad.

PEMEX, el IMP y Compañías extranjeras han realizado varios estudios encontrando seis campos prospecto a desarrollarse. Varios estudios geofísicos y geológicos han dado las características y condiciones que se mencionan a continuación:

Profundidad de agua (m)	176 a 700
Velocidad de producción máxima	42,000 BOPD a 150 MBOPD
Número de pozos de producción por campo	7 a 30
Gravedad del aceite ($^{\circ}$ API)	14 a 24
Relación crudo-gas (m^3/m^3)	30 a 50
Presión de flujo del pozo (Kg/cm^2)	8 a 281
Agua de corte (%)	0 a 3
Distancia de la tubería a costa o plataformas existentes (Km)	21 a 125
Número de pozos de inyección de agua por campo	0 a 4

Para el desarrollo de estos campos la profundidad marina es el mayor problema, ya que la tecnología convencional actualmente utilizada en el Golfo de México, no es conveniente para un tirante de agua tan alto.

En primera instancia se recomienda el uso de sistemas de Explotación flotante para la perforación de pozos, ya que en el caso de los tanqueros puede soportar unidades de procesamiento grandes pero con un equipo mínimo de perforación (este equipo puede ser rentado)

Antes de comenzar la perforación se puede instalar en el lecho marino una Plantilla, por si el pozo exploratorio se convierte en pozo productor. La Plantilla sirve como protección para el árbol, contra la caída de objetos, arrastre de anclas, etc. El pozo se perfora desde el equipo flotante y se suspende en la línea de lodos hasta que llegue la semisumergible o el tanquero.

El tiempo de perforación de un pozo vertical es de aproximadamente 6 meses. Se pueden perforar simultáneamente varios pozos utilizando equipo de perforación múltiple. En el caso de tener una TLP se da aproximadamente un año para permitir que todos los pozos sean perforados, por lo tanto, se elimina la necesidad de un equipo de perforación completo en la TLP. La solución menos cara para completar los pozos tempranos es con árboles submarinos.

Para compensar el alto costo de perforación y mejorar el flujo de capital se utiliza un Sistema de Producción temprano temporal (EPS), permitiendo la producción de los primeros pozos mientras el desarrollo de perforación continúa y la Unidad permanente se empieza a construir. Se recomienda la explotación de dos pozos verticales por instalación (el tiempo aproximado de diseño y fabricación de las Unidades permanentes puede llevarse más de dos años).

Para la Explotación temprana se recomienda el uso de los siguientes sistemas:

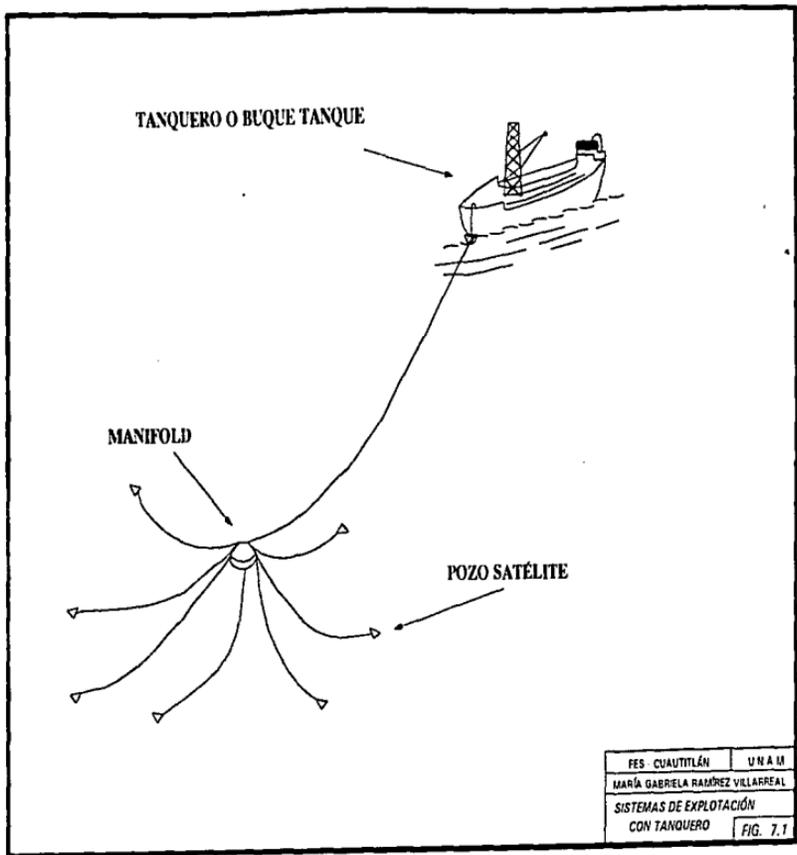
- * Tanquero o buque tanque.
- * FPSO (buque cautivo) y buque tanque.
- * Semisumergible.

* En el caso de utilizar únicamente tanqueros se envía el aceite producido y se almacena en él. Cuando el tanquero está completamente lleno se desconecta y se envía a puerto para descargar el aceite. Los pozos se cierran durante este tiempo, además para períodos de producción extensos, el tanquero puede ser frecuentemente desconectado y reconectado para exportar el crudo. Ver figura 7.1.

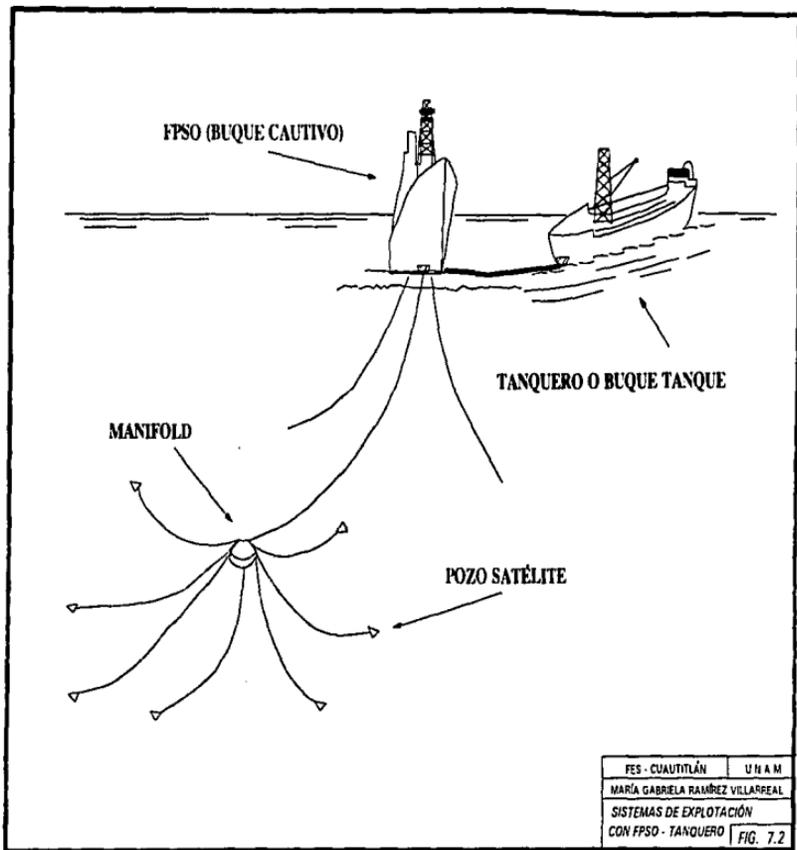
* El FPSO (buque cautivo) es la mejor opción para un campo con gran cantidad de crudo y poca cantidad de gas, ya que en este sistema se preestabiliza el crudo, mientras que el gas que lo acompaña se utiliza como combustible, el resto se quema. Ver figura 7.2. El aceite preestabilizado se transporta a tierra o a otros sistemas de procesamiento existente vía un tanquero o buque tanque de almacenamiento. Un tanquero pequeño 30 000 DWT (toneladas de peso muerto), puede permanecer aproximadamente tres semanas para almacenamiento con una velocidad de producción de 10, 000 BOPD. Para evitar interferencia entre las líneas de amarras y el equipo de perforación y tener acceso a los pozos, el tanquero se sitúa aproximadamente a 3.5 Km de la localización del pozo, la producción de los pozos se recolecta en un manifold para mezclarlo y conducirlo con un sistema de riser flexible hasta el tanquero.

El tanquero de exportación puede considerarse como una alternativa de costo más bajo en los primeros años antes que la capacidad de producción se alcance por completo. Cuando la capacidad de producción se esté alcanzando el tanquero de exportación ya no es justificado en vista del alto costo de mantenimiento de las dos terminales de exportación y el costo de paro. El mayor inconveniente es que en condiciones de clima severos y huracanes, el tanquero no se mantiene en su lugar, así que los pozos se cierran temporalmente.

* El uso de una Plataforma semisumergible se recomienda cuando el Campo tenga gran cantidad de gas, ya que esta plataforma además de contar con un equipo de preestabilización tiene un equipo de compresión para acondicionar el gas y enviarlo a tierra para su distribución. Esta Plataforma también se recomienda para cuando se tiene gran cantidad de crudo y no es suficiente un FPSO, el aplicar una plataforma semisumergible es lo más conveniente, debido a que cuenta con la capacidad y el equipo necesario para cubrir este requerimiento. La conversión de



FES - CUAUTLÁN	U N A M
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
SISTEMAS DE EXPLOTACIÓN	
CON TANQUERO	FIG. 7.1



PES - CUAUTILÁN	U N A M
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VELARREAL	
SISTEMAS DE EXPLOTACIÓN	
CON FPSO - TANQUERO	FIG. 7.2

una plataforma semisumergible a una permanente es menos cara y más rápida que la construcción de un Sistema nuevo.

Una vez que se ha analizado la magnitud del yacimiento y se ha considerado viable implementar un equipo de explotación permanente se tienen las siguientes opciones:

* Para campos con una profundidad menor a los 200 metros:

Se recomienda el uso de una plataforma fija convencional. No se considera mucho problema debido a que México cuenta con la experiencia en el manejo de esta tecnología por ser la más adecuada tanto técnica como económicamente. Para el procesamiento del crudo (después de haberlo preestabilizado) se puede enviar por medio de un tanquero o si es factible la tubería submarina. Ver figura 7.3.

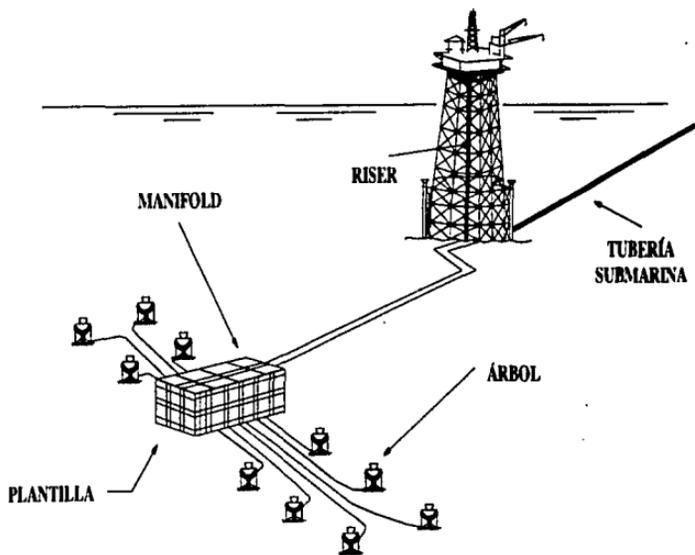
Se puede aplicar tecnología de Aguas Profundas como: árboles submarinos, plantilla, manifold, riser y tubería submarina.

* Para Campos con una profundidad mayor a 200 metros:

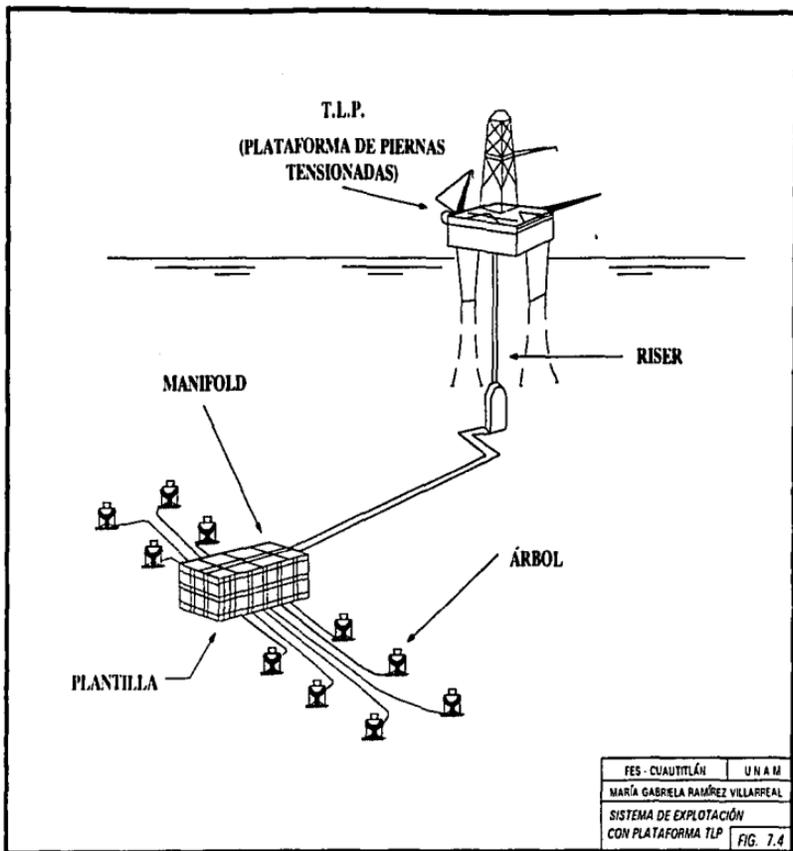
Se recomienda el uso de una TLP que puede ser de la conversión de una semisumergible, cuenta con la capacidad suficiente para equipo de sobretrabajo y el equipo necesario de compresión capaz de mantener la presión suficiente para enviar el gas a un sistema existente. Ver figura 7.4.

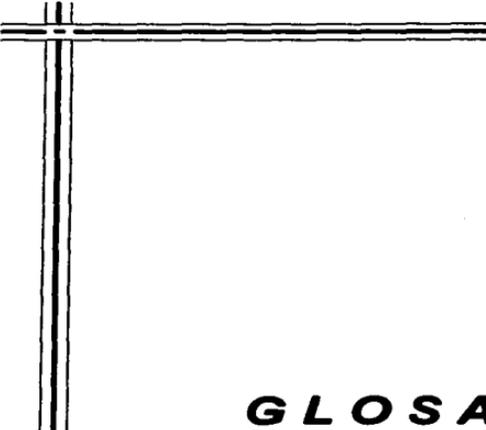
Al aplicar equipo de Sistemas submarinos se evita el cierre de los pozos en casos de clima severo o huracanes, no interrumpiendo la explotación de los pozos. Además de que tiene la gran ventaja de que al terminar de operar en ese campo el equipo se puede desmontar y reutilizarlo en otro campo.

Con respecto a la tecnología submarina de separación y bombeo multifásico no se recomienda del todo, debido a que además de que se encuentra todavía en estudio, México no cuenta con la experiencia tecnológica para aplicar estos sistemas a corto plazo.

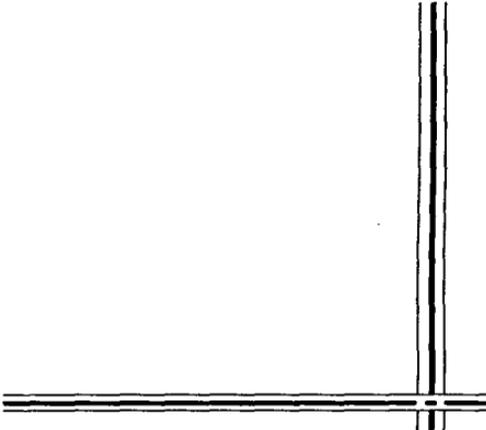


FES - CUAUTTLÁN	U.N.A.M.
MARÍA GABRIELA RAMÍREZ VILLARREAL	
SISTEMA DE EXPLOTACIÓN	
FLUJO (CONVENCIONAL)	FIG. 7.3





GLOSARIO



G L O S A R I O

- Árbol submarino o árbol de Navidad.- Es el conjunto de válvulas que permiten el control de flujo de aceite y del gas después que un pozo ha sido perforado y completado. Por la forma que presenta al instalarse los controles y válvulas se les da el nombre de árbol de Navidad, ya que parecen esferas los controles que tiene.
- Árbol mojado.- Sus componentes están expuestas directamente al agua, en especial en los pozos sumergidos.
- Árbol seco.- Tiene sus componentes encerradas a una atmósfera de presión para su operación, dentro de unas cápsulas de aislamiento, que pueden estar o no sumergidos.
- Bases de alma llena.- Se llama así porque el material que se ocupa para la fabricación de estas bases, son bloques de acero cilíndricas, sin orificios
- Base del Riser.- Es la base de anclaje del Riser Flexible al lecho marino para prevenir movimiento lateral o vertical.
- BOP (Preventor de Reventones).- Es el dispositivo que se encarga de proteger al sistema de alguna avería ocasionada por alta presión o por flujo que proviene del yacimiento.
- Buque cautivo.- Es un barco que está anclado al suelo o lecho marino, forma parte de los sistemas flotantes.
- Cabeza de pozo.- Se le conoce con este nombre, al orificio en el cual se conecta la tubería hacia el yacimiento, para extraer el crudo.
- Catenaria.- Se le llama así a la forma como se anclan los sistemas flotantes y en el que los cables quedan con una cierta elongación.
- Conector.- Es un mecanismo que se usa para proveer una conexión estructural libre de fuga en los extremos de la tubería. El conector incluye una brida roscada, centro de abrazadera, y propiamente el conector. Pueden diseñarse para ser asistidos con buzos o sin ellos, utilizando un sistema mecánico o hidráulico.
- Desarrollo Submarino con una sola Plataforma.- Generalmente está asociado con desarrollo multipozo donde el fluido crudo/gas es mezclado y transportado hacia unidades de procesamiento lejanas.

- Explotación Permanente.- Es cuando ya se obtuvo hidrocarburos de un yacimiento por algún tiempo considerable (varios años).
- Explotación Temprana.- Se le considera a la producción de crudo que se obtiene en los primeros años, en un yacimiento.
- FPS (Sistema de Producción Flotante).- Son Unidades de Producción para pozos submarinos utilizando solamente buques, equipo de perforación adaptado o la construcción especial de Unidades Flotantes.
- Manifold.- Es una instalación en la que llegan a conectarse varias terminales de tuberías haciendo una sola, y se une este a su vez al Riser.
- Platillo de Tubería.- Es el Soporte de la Tubería flexible cuando un Riser tiene una configuración Lazy S o Steep S. Este platillo da la fuerza de boyeo a la tubería flexible mientras la mantiene en una curvatura aceptable.
- Pozos Satélite.- Estos son pozos enlazados directamente sin el uso de un Sistema de manifold para establecer la producción y unidad de proceso en una Plataforma fija o flotante.
- Rack blindado.- Es una estructura de acero, que para el caso de las plantillas o templates, es de tipo piramidal, y que protege a su vez el equipo
- Riser.- Se le llama así al conductor ascendente, que interconecta la unidad de terminación submarina, con la unidad de producción y/o carga. Su función es la de transportar el fluido entre los dos sistemas.
- ROMV (Vehículo de Mantenimiento Operado a Control Remoto).- Es el que se encarga de todas las operaciones de mantenimiento y reparación a profundidades muy grandes y donde los buzos ya no tienen acceso.
- Sarta de Producción.- Es el conjunto de tuberías que se encarga del transporte del hidrocarburo explotado.
- SCSSV.- Válvula Subsuperficial de Control Submarino, también conocida como válvula maestra.
- Terminación de pozo o terminación submarina.- Son los aditamentos con los cuales se conecta la tubería al cabezal de pozo, para poder extraer el crudo.
- TFL (through flow line).- A través de la línea de flujo se realizan las operaciones que dan servicio al pozo.

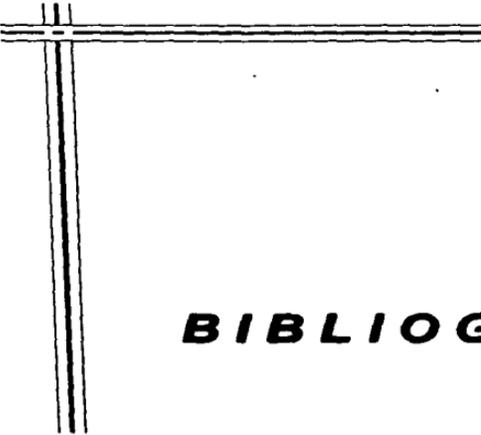
- Trípode.- Es una plataforma de tres piernas. Una columna central y dos inclinadas que convergen en un nodo bajo el agua.

- Umbilical.- Es un conducto que en su interior lleva los cables eléctricos y/o hidráulicos o fibra óptica para accionar el Sistema de control.

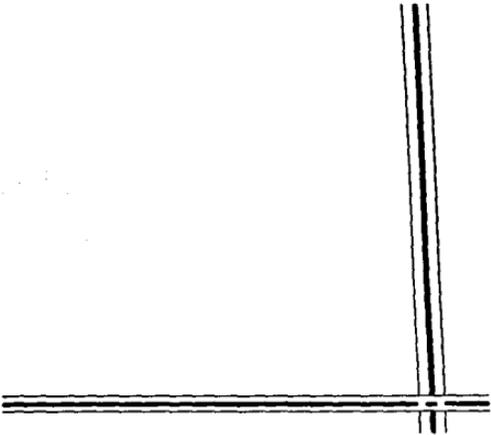
- Uniones articuladas.- Son las uniones de las tuberías que por su forma pueden tener movimiento, generalmente tiene una forma flexible.

CÓDIGOS:

- ANSI = American National Standards Institute.
- API = American Petroleum Institute.
- ASME = American Society of Mechanical Engineers.
- ASTM = National Association of Corrosion Engineers.
- NACE = National Association of Corrosion Engineers.



BIBLIOGRAFÍA



B I B L I O G R A F I A

- (Libro)
- (1)- " Instalaciones marinas para la explotación de campos petroleros en Aguas Profundas " IMP (Instituto Mexicano del Petróleo) Marzo 1986
- (Libro)
- (2)- " El petróleo " 50 aniversario de la Expropiación como de la creación de Petróleos Mexicanos. Ing. Hugo Covantes, (PEMEX) 1988
- (Tesis)
- (3)- "Plataformas de Compresión " Ing. Químico Raúl Hernández Sánchez FES-CUAUTITLAN 1987
- (Libro)
- (4)- " Instalaciones de Plataformas " PEMEX 1989
- (Artículos)
- (5)- " Subsea Records Topple At Brazil ' s Grant Campos Basin Fields " Robert g. Burke. Petroleum Engineer International August 1992
- (6)- " Subsea production systems grow complex with deepwater operations " David L. Morrill - Southport Exploration Inc. Tulsa, Oil & Gas Journal May 5, 1980
- (7)- " Experimental Subsea Production Station " Georges Chateau. Offshore Technology Conference 1977
- (8)- " Steel vs Concrete Platforms: Part I " John Antonakis, Sir William Halcrow & Partners, London. Oil & Gas Journal May 5, 1980
- (9)- " Designing flexible risers for deepwater applications " Keith Shotbolt , Bechtel Limited (London). Offshore February, 1992
- (10)- " Exxon designs for production in 5 000 feet of water ". World Oil November, 1979

- (11)- " Work Starts on two-year field- wide development "
 - Owen D Thomas.
 - World Oil

- (12)- (Libro)
 - Química Industrial "
 - Riegel, James A. Kent.
 - Ediciones Grijalbo S.A.

Barcelona, 1964

- (13)- (Tesis)
 - Plataformas marinas "
 - Ing. Civil José Luis Moratino Estivill.
 - Facultad de Ingeniería UNAM

México D.F., 1989

- (14)- " Applications of subsea Systems "
 - Goodfellow Associates Ltd.
 - PennWell Books

Tulsa, Oklahoma, 1990

- (15)- " Pozo de Petrobrás Produciendo desde Nueva Marca de profundidad de Agua "
 - Hart's Petroleum Engineer International

Octubre 1994

- (16)- " Campos Gigantes, demanda de privatización atención en la Industria Petroletra Latinoamericana "
 - Hart's Petroleum Engineer International

Octubre 1994

- (17)- " Floating Production Systems proliferating around the world "
 - Oil & Gas Journal

December 1992

- (18)- " Technology, needs favor more activity "
 - Knut So Skattum
 - Subsea developments

November 1989

- (19)- " Design and Operation of Subsea Production Systems "
 - American Petroleum Institute (API RP 17A)

1994

- (20)- "New operating concepts for subartic waters"
 - Ocean Industry

September 1991

- (21)- "Design and Construction of Deep Water Platforms"
 - by Griff C. Lee, J. Ray McDermott & Co., Inc. New Orleans, Louisiana.

- (22)- "Brasil entra en aguas más Profundas"
 - Petróleo Internacional

Marzo - Abril 1994

- (23)- "Sistemas de Producción Submarinos y Sistemas de Separación submarina"
 - Petróleo Internacional

- {24}- " Operators boost offshore action where leases, permits available "
Bob Tippee and Bob Williams
Oil & Gas Journal
June 4 1980
- {25}- " Texaco's Strathspey Field will flow through Ninian "
by Subsea Developments
The Oilman
December 1991
- {26}- " México expande E&P Metas en Aguas Profundas y Gas "
Hart's Petroleum Engineer International
Vol. 66 Octubre 1994
- {27}- " Deepwater, Harsh Environment - Drilling Rig Supply Reaches Critical Stage "
by Rick Von Flatern
Petroleum Engineer International
September 1995
- {28}- " Estudio Técnico para el diseño de Plataformas Modulares de diferentes capacidades para
el procesamiento de crudo en instalaciones cercanas a los pozos "
UNAM
1986
- {29}- " Golfo of Mexico "
by Michael Crowden
Offshore/Oilman
June 1993
- {30}- " Drilling and Production "
by Leonard LeBlanc
Offshore/Oilman
June 1993
- {31}- " US Gulf recovering slowly; 620 wells projected for 1993 "
by James Dodson and Leonard LeBlanc
Offshore/Oilman
June 1993
- {32}- " Santa Fe's deepwater floating production systems "
New Technology
Ocean Industry
June 1984
- {33}- " Multiwell Template chosen for Snorre's north sector "
Ocean Industry
June 1990
- {34}- " Setting North Sea's Beryl B Platform over a Template "
I. Mc Kenzie & E.W. Cookson
Oil & Gas Journal
December 5, 1988
- {35}- " Subsea Separation: An Economic Method for Submarginal Fields "
by B.W. Songhurst and W. Edwards
Offshore Technology Conference (OTC) Houston, Texas
Mayo 1-4, 1989

- {36}- " The Three - Stroke Separation and transportation system "
 - by A.M. Giset and T.F. Woulfe, Aker Engineering a.s.
 - Offshore Technology Conference (OTC) Houston, TexasMayo 4-7, 1992

- {37}- " Experience Gained From the First U.K. Subsea Separation "
 - by B. K. Songhurst and G.P. Eyre
 - Offshore Technology Conference (OTC) Houston, TexasMayo 7-10, 1990

- {38}- " Application of Subsea Separation and Pumping to Marginal and Deepwater
 - Field Developments"
 - by A.C. Baker, BJA - Mentor Production Systems Ltd., Society of Petroleum
 - Engineers (SPE)September 23-26, 1990

- {39}- " Multiphase transportation technology economical potentials and technological
 - challenges "
 - by Henrik Carlsen
 - Technology Station NorwayJuly 1992

- {40}- " Multiphase pumping moves into the limelight "
 - by Jenny Gregory
 - Offshore EngineerMarch 1987

- {41}- " Multiphase pumps "
 - Framo1995

- {42}- " Poseidon pump ready for manufacture "
 - The OilmanAugust 1991

- {43}- " Poseidon: the multiphase Boosting and transportation technology Now Reaching the pre-
 - industrial stage"
 - by A. Lafaille, Total CFP - IFP Statoil
 - Society of Petroleum Engineers (SPE)October 22-24, 1990

- {44}- " Multiphase pump advancements prompt commercial applications "
 - by Ray Goodridge
 - Offshore (Pennwell Publishing Company)November, 1990

- {45}- " Worthington Sier Bath two screw pump "
 - Ingersoll Dresser pumps Inc.1995

- {46}- " Bombas de Flujo Multifásico "
 - Wheir Pumps L.T.D.1992

- {47}- " Bornemann Screw pumps
 - Bornemann pumpen1995

- (48)- " Poseidon multiphase technology "
 - by J. de Salis, Sulzer Pompes France
 - World pumpsApril 1993

- (49)- " Poseidon multiphase prototype P300 Design characteristics "
 - IFP (Instituto Francés del Petróleo)Mars 1992

- (50)- " Poseidon multiphase pump. Field tests results "
 - by P. Gié, P. Buvat, (Total), C. Bratu, (IFP)
 - Offshore Technology Conference (OTC) Houston, TexasMay 4-7, 1992

- (51)- " Pumping applications "
 - Multiphase Systems plc

- (52)- " Multiphase pumps (Multiphase Electric Pump Station) "
 - FRAMO Engineering A/S

- (53)- " The Weir Multiphase Pumps "
 - by M. L. Ryall
 - Weir pumpsMarch 1992

- (54)- " Multiphase pumping in subsea oilfield production systems "
 - by A.A. Grant and K.A. Auld
 - Weir pumpsMarch 1992

- (55)- " What is Poseidon? "
 - Poseidon, Total & Statoil, IFPDecember 1989

- (56)- " Pumping Difficult Fluids "
 - by John Doolin, Rudolf Kowohl
 - Chemical EngineeringDecember 1991

- (57)- " Estudio de Componentes según destilación Hempel (Crudo pesado) "
 - IMP (Instituto Mexicano del Petróleo)Febrero 14, 1980

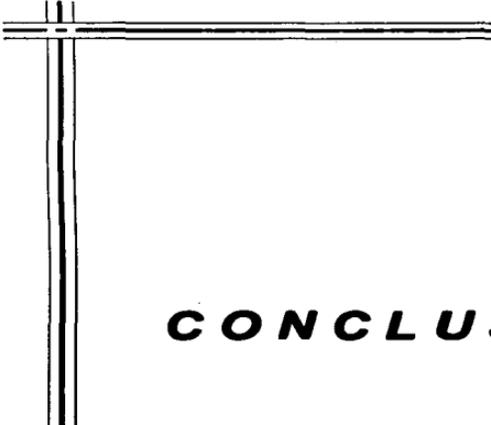
- (58)- " Gullfaks A. Subsea Well System Development, completion, and production Starup "
 - O. Inderberg and T. W. Knudsen, Statoil. OTC 5402,April 1987

- (59)- " ABB (Asea Brown Boveri) Vetco Gray

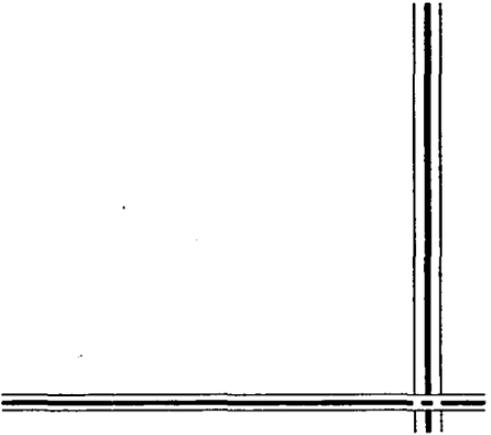
- (60)- " Satellite Manifold system for 300 m water "
 - Ocean IndustryNovember 1991

- (61)- " Petrobras Completes tie-in of Garoupa satellite wells " Ocean Industry November 1991
- (62)- " Recommended practice for Flexible Pipe RP - 17B " American Petroleum Institute 1988
- (63)- " Advanced Remote Work Systems for subsea production system support " E.W. Hughes, Ocean Systems Engineering Inc. Offshore Technology Conference, Houston, Texas April 1987
- (Catálogos de Fabricantes)
- (64)- " Telemecanique Electromechanical and electronic sensing devices " Groupe Schneider April 1996
- " Trusted Industrial Control Systems product reference guide " Trusted ICS December 1996
- " The level and flow specialist " Magnetrol November 1986
- " Modicon Concept " Modicon 1997
- (65)- " The world wide leader in subsea controls " Kvaerner Oil & Gas 1996
- (66)- " Recommended Practice for design and installation offshore production platform piping systems " American Petroleum Institute (API RP 14E) April 1984
- (67)- " Liquid Transportation Systems for hydrocarbons, liquid petroleum gas, anhydrous ammonia, and alcohols " (ASME B31.4) The American Society of mechanical Engineers 1989
- (68)- " ASME Code for pressure piping " (ASME B31.8) The American Society of Mechanical Engineers 1992
- (Libro)
- (69)- " Instrumentación Industrial " 4ta. Edición Dr. Ing. Industrial Antonio Creus Sole Editorial Alfaomega
- (Artículos)
- (70)- " Useful Properties of fluids for piping design " Robert Kern Hoffmann Chemical Engineering December 1974

- " Control valves in process plants "
Robert Kern, Hoffmann
Chemical Engineering April 1975
- " Piping Design for two phase flow "
Robert Kern, Hoffmann
Chemical Engineering June 1975
- " Pipe systems for process plants "
Robert Kern, Hoffmann
Chemical Engineering November 1975
- (71)- " Towed production systems for economic field development "
J.K. Rahtz and Kevin Chell
Offshore Technology Conference Houston, Texas May 4-7 1992
- (72)- " An Assessment of unmanned Lightweight Platforms for satellite Field development "
K.M. Power, ABB Global Engineering Ltd.
Offshore Technology Conference Houston, Texas May 4-7 1992



CONCLUSIONES



C O N C L U S I O N E S

En base al trabajo realizado se puede concluir que se cumplieron los objetivos propuestos, ya que se recopiló la información más importante de los tres Sistemas de Aguas Profundas existentes en el mundo, y se dieron los factores principales a considerarse en el diseño de cada uno de los equipos, así como la relación que existe entre ellos. Conjuntamente se vio que parte de la tecnología con la que cuenta México se puede utilizar, haciendo algunas adaptaciones en primera instancia, mientras se va adquiriendo experiencia en el manejo de esta nueva tecnología. Se dio también un panorama del equipo que está siendo probado, para que en un futuro no muy lejano, México pueda considerarlo dentro del desarrollo de sus Campos de Explotación.

Finalmente se dieron algunas sugerencias en cuanto a diferentes arreglos que se pudieran realizar con el equipo. Además de dar pauta para realizar un estudio más detallado de cada uno de ellos.

El presente trabajo da una visión nueva en cuanto a lo que se maneja actualmente en Explotación de Hidrocarburos, y si México lo llegara a implementar en sus costas obtendrá grandes beneficios tanto tecnológicos, como industriales, económicos, etc.