

7
20



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

TECNOLOGIA DE TERMINACIONES SUBMARINAS

T E S I S

PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A :
IGNACIO ALBERTO DORANTES LOPEZ

ASESOR: ING. JUAN ANTONIO MORALES DIAZ DE VIVAR.

264904

MEXICO, D.F.

1998



TESIS CON FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-060

SR. IGNACIO ALBERTO DORANTES LOPEZ
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Juan Antonio Morales Diaz de Vivar y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero :

TECNOLOGIA DE TERMINACIONES SUBMARINAS

- I INTRODUCCION**
- II GENERALIDADES**
- III ARBOLES SUBMARINOS**
- III CABEZALES Y COLGADORES DE TUBERIA**
- IV SISTEMAS DE CONTROL**
- V ARREGLOS DE POZOS**
- VI ESQUEMAS DE EXPLOTACION**
- VII CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- BIBLIOGRAFIA**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.


Asimismo le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Ciudad Universitaria, a 13 de octubre de 1997

EL DIRECTOR


ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

JMCS*RLR*gtg

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

Alumno: IGNACIO ALBERTO DORANTES LÓPEZ

Número de Cuenta: 9010494 - 3

Tesis: "TECNOLOGÍA DE TERMINACIONES SUBMARINAS"

Director de Tesis: ING. JUAN ANTONIO MORALES DÍAZ DE VIVAR

JURADO DEL EXÁMEN PROFESIONAL

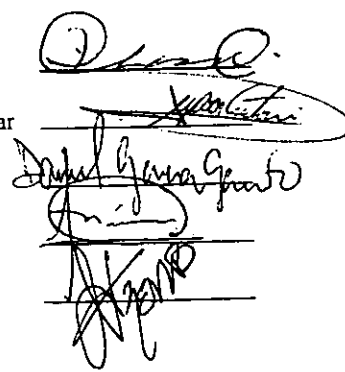
PRESIDENTE: Ing. Ignacio Alonso Cárdenas

VOCAL: Ing. Juan Antonio Morales Díaz de Vivar

SECRETARIO: Dr. Daniel García Gavito

PRIMER SUPLENTE: M. en I. Néstor Martínez Romero

SEGUNDO SUPLENTE: Ing. Jorge Alberto Mancilla Castillo



The image shows four handwritten signatures, each written over a horizontal line. From top to bottom, the signatures correspond to the names listed in the text: Ignacio Alonso Cárdenas, Juan Antonio Morales Díaz de Vivar, Daniel García Gavito, and Jorge Alberto Mancilla Castillo. The signatures are in dark ink and vary in style, with some being more cursive and others more blocky.

Ciudad Universitaria, Julio de 1998.

*En memoria de mi tía Ana María Machuca López,
le dedico en forma muy especial la satisfacción
de haber concluido mis estudios universitarios,
con la culminación de éste trabajo escrito.*

AGRADECIMIENTOS

A mis padres, Miguel Angel López Castillo y Martha Dorantes López, porque gracias a su apoyo y consejo he llagado a realizar una de mis metas, la cual constituye la herencia más valiosa que pudiera recibir para continuar con mi superación. Los Quiero Mucho.

A mis hermanos, Martha Eugenia, Omar, Miguel Angel y Juan Carlos, ya que gracias a su apoyo y consideración he podido alcanzar la satisfacción de ser profesionista. Los Quiero Mucho.

A mis sobrinos, Pablo Eduardo y Sugeily Hatsel, por darme la felicidad de ser su tío y quien les desea que tengan una larga vida llena de triunfos y alegrías. Los Quiero Mucho.

A mi Novia, Selene Carbajal por compartir juntos muchos momentos felices, por ayudarme en la terminación de éste trabajo, por aguantar esos momentos de desesperación durante la realización del mismo, pero sobre todo por estar conmigo. Te Amo Mucho Mi Mujer Bonita.

A mi tía Juana Machuca López y todos mis familiares, por apoyarme y compartir muchos momentos bonitos de mi vida. Los Quiero Mucho.

A mis amigos por dejarme compartir con ellos en la vida universitaria risas, enojos, triunfos, alegría, pero sobre todo por su gran amistad y compañerismo.

Al Ingeniero Juan Antonio Morales Díaz de Vivar, por haberme brindado su amistad y apoyo para la realización de éste trabajo.

Al Instituto Mexicano del Petróleo y todo el personal que labora en la Línea de Perforación de Pozos, por todas las facilidades otorgadas para la realización de éste trabajo escrito, a través de su plan de becas.

A mi Alma Mater, la Universidad Nacional Autónoma de México, por permitir formarme como persona y profesionista.

CONTENIDO

	página
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1	
GENERALIDADES	4
1.1 Historia	4
1.2 Tecnología de Terminaciones Submarinas	9
1.2.1 Equipo de Fondo en la Terminación de un Pozo	10
1.2.2 Tipos de Terminación Submarina	12
1.2.3 Tipos de Terminación de Pozos Submarinos	14
1.3 Diferentes Tipos de Plataformas de Perforación	16
1.3.1 Unidades Fijas de Perforación	16
1.3.2 Unidades Móviles de Perforación	16
1.3.3 Unidades de Perforación Sumergibles	17
1.3.4 Unidades Autoelevables	18
1.4 Plataformas Semisumergibles con Sistema de Aclaje	20
1.4.1 Unidades de Perforación Semisumergibles	20
1.4.2 Barcos de Perforación	22
1.4.3 Plataforma Combinada	22
1.5 Plataformas Semisumergibles de Posicionamiento Dinámico	23
1.5.1 Unidades de Posicionamiento Dinámico	23
1.5.2 Elementos de Posicionamiento	23
1.5.3 Plataformas de Patas Tensionadas (TLP)	24
1.5.4 Plataformas de Mástil Tipo Boya (Spar Bouys)	24
CAPÍTULO 2	
ÁRBOLES SUBMARINOS	27
2.1 Tipos de Árboles y sus Funciones	27
2.2 Componentes de los Árboles Submarinos	38
2.3 Instalación del Árbol Submarino	55
2.4 Equipo del Riser de Terminación/Reparación y Coples	56

2.5	Equipo Auxiliar	58
2.6	Instalación del Sistema de Conexión de la Línea de Flujo	59
2.7	Instalación de los Umbilicales del Árbol	60
2.7.1	Árboles Asistidos por Buzos	60
2.7.2	Árboles sin Asistencia de Buzos	60
2.8	Operación del Árbol	62
2.9	Cuadro Comparativo de los Diferentes Sistemas y su Análisis	63
2.9.1	Criterio de Comparación y Selección del Árbol	63
CAPÍTULO 3		
CABEZALES Y COLGADORES DE TUBERÍA		71
CABEZALES SUBMARINOS		71
3.1	Componentes de un Sistema de Cabezal Submarino	72
3.2	Tipos de Cabezales y sus Funciones	78
3.2.1	Sistema Cooper Cameron	78
3.2.2	Sistema ABB Vetco Gray	82
3.2.3	Sistema FMC	86
3.3	Procedimientos de Operación	88
3.4	Instalación de los Cabezales Submarinos	88
3.5	Diseño y Prueba de los Sistemas de Cabezales	90
SISTEMAS DE COLGADORES DE TUBERÍA		92
3.6	Sistema de Colgador de Tuberías de Revestimiento	92
3.6.1	Colgador de Diseño Avanzado C-1215, C-122 y C-129	93
3.6.2	Colgador de Uso General C-22	93
3.6.3	Colgador de Cargas Pesadas C-29	93
3.6.4	Colgador de TR's Tipo Cuña C-22 y C-29 con Sello Automático	94
3.6.5	Colgador de TR's Tipo Cuña con Sello de Espacio Anular, Separador y Colgador C-21 con Anillo Tipo H	94
3.7	Sistema de Colgador de Tuberías de Producción	95
3.8	Interfase con el Cabezal Submarino	98

3.8.1	Cabezal Submarino	99
3.8.2	Bola Adaptadora de Terminación	100
3.8.3	Carrete para Colgador de Tubería de Producción	100
3.8.4	Cabezal Especial	102
3.9	Configuración	102
3.9.1	Colgadores de Tubería de Producción de Agujeros Paralelos	103
3.9.2	Colgadores de Tubería de Producción de Agujeros Concéntricos	105
3.10	Agujeros Diversos	107
3.10.1	Agujero de Producción	107
3.10.2	Agujero del Espacio Anular	107
3.10.3	Inyección de Productos Químicos	108
3.10.4	Válvula de Seguridad Subsuperficial Controladas Desde la Superficie, SCSSV	108
3.10.5	Transductores de Presión y Temperatura	108
3.10.6	Equipo de Bombeo Electrocentrífugo	108
3.11	Asentamiento, Activación y Prueba del Conjunto de Sellos y del Colgador	109

CAPÍTULO 4

SISTEMAS DE CONTROL

4.1	Clasificación de los Sistemas de Control	113
4.1.1	Sistema Hidráulico Directo	114
4.1.2	Sistema Hidráulico con Válvulas Piloto	116
4.1.3	Sistema Hidráulico Secuencial	118
4.1.4	Sistema Electrohidráulico	120
4.1.5	Sistema Electrohidráulico Multiplexado	121
4.2	Componentes y Operación de los Sistemas de Control	123
4.2.1	Componentes de un Sistema de Control Hidráulico	123
4.2.2	Instalación y Arranque del Sistema de Control Hidráulico	127
4.2.3	Componentes de un Sistema de Control Electrohidráulico	128
4.2.4	Principio y operación de un Sistema de Control Electrohidráulico	132
4.3	Pods de Control	133
4.3.1	Conexiones del Pod de Control	134
4.3.2	Protección de las Conexiones	135
4.3.3	Guías del Pod	135
4.3.4	Operación de los Pods de Control	135

4.4	Análisis Comparativo de los Sistemas de Control	136
4.4.1	Distancia entre Emisor y Receptor	136
4.4.2	Número de Aplicaciones del Sistema	138
4.4.3	Confiabilidad del Sistema	139
4.4.4	Evaluación Económica	140
4.5	Comparación entre los Sistemas	141
4.5.1	Comparación entre un Sistema Hidráulico y un Electrohidráulico	143
4.5.2	Metodología para la Selección de un Sistema de Control	145

CAPÍTULO 5

ARREGLOS DE POZOS	148	
5.1	Introducción	148
5.2	Pozos Satélites Individuales	149
5.3	Terminaciones en Cadena de Margarita (Daisy Chain)	151
5.4	Plantillas de Perforación y Producción Unitizadas o Modulares	152
5.5	Desarrollos de Pozos y Múltiples en Grupos (Clusters)	154
5.6	Plantillas y Múltiples de Varios Pozos Integrados	156
5.7	Resumen de Tipos de Arreglos de Pozos Submarinos	158

CAPÍTULO 6

ESQUEMAS DE EXPLOTACIÓN	159	
6.1	Introducción	159
6.2	Desarrollo de Campos Ubicados en Aguas Profundas	163
6.3	Sistemas Superficiales de Producción	164
6.3.1	Sistemas Flotantes de Producción	165
6.3.2	Plataformas de Patas Tensionadas	167
6.3.3	Plataformas Semisumergibles	169
6.3.4	Sistemas Flotantes con Bombeo Múltifásico (Sistema "NOMAD")	170

6.4	Sistemas submarinos de Producción	173
6.4.1	Instalaciones Submarinas	173
6.4.2	Sistema de Bombeo Multifásico Submarino	175
6.4.3	Separación Multifásica	177
6.5	Esquemas de Explotación de Campos en Aguas Profundas	182
6.5.1	Proyecto Tahoe	182
6.5.2	Proyecto Rocky	183
6.5.3	Proyecto Mars	184
6.5.4	Proyecto MC 441	185
6.5.5	Proyecto Seastar	186
6.5.6	Proyecto Snorre	187
6.5.7	Proyecto Troll	188
6.5.8	Proyecto Popeye	189
6.5.9	Proyecto Liuhua	190
6.5.10	Proyecto GB 388	191
6.5.11	Proyecto Togi	192
6.5.12	Proyecto Zinc	193
6.5.13	Proyecto Ponpano	194
6.5.14	Proyecto Mensa	195
6.5.15	Proyecto Norne	196
6.5.16	Proyecto Neptuno "Spar"	197

CAPÍTULO 7

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	199
7.1 Conclusiones	199
7.2 Recomendaciones	202
BIBLOGRAFÍA	205

INTRODUCCIÓN

El objetivo de este trabajo es establecer el estado del arte de la tecnología de terminación de pozos en aguas profundas, así como realizar un análisis de la información tecnológica de vanguardia y proporcionar los conceptos básicos para la disertación técnica sobre las opciones de los diferentes esquemas de explotación de campos en aguas profundas que permitan la planeación, diseño y ejecución de las terminaciones submarinas, a fin de optimizar tiempo, costo y calidad del proceso.

Evidentemente, la terminación es la fase más importante del inicio de la operación en la vida productiva de un pozo. Su principal objetivo es obtener la producción óptima de hidrocarburos al menor costo; para ello deben emplearse técnicas y equipos adecuados para las características del yacimiento.

En la planeación no sólo se deben considerar los costos iniciales y la producción en la etapa fluente, sino las condiciones del pozo a largo plazo, previniendo las futuras reparaciones o la instalación de sistemas de producción artificial.

Actualmente, las actividades exploratorias en México indican una tendencia marcada a desarrollar campos petroleros en lugares cada vez más alejados de la costa y por consiguiente a mayores profundidades, situación que obliga a todas las personas involucradas en la industria petrolera a investigar, desarrollar y adecuar tecnología de explotación, para este tipo de condiciones.

Por otro lado, los alcances del presente trabajo comprenden el análisis técnico de los aspectos más relevantes sobre equipos especiales, procedimientos operativos y diseños realizados con tecnología de vanguardia.

En el Capítulo I se describe la información estadística a nivel internacional, donde se han desarrollado las diferentes tecnologías sobre terminación de pozos en aguas profundas, incluyendo principalmente: ubicación geográfica y tirantes de agua. Así mismo, en lo que respecta a los tipos de terminación de pozos submarinos, se puede decir que estos se clasifican por el arreglo de los pozos en el fondo marino de la siguiente forma:

- Terminación de Pozos Satélite.
- Terminación de Pozos en Plantilla.
- Terminación de Pozos Productores.
- Terminación de Pozos Inyectores.

Por supuesto que cualquier tipo de terminación submarina puede quedar en un pozo satélite o en plantilla.

Por otro lado, en el Capítulo 2 se plantea un estudio acerca de los árboles submarinos. Un árbol submarino es el elemento del sistema integral de producción que permite el control directo del pozo desde el fondo marino. La aplicación de estos árboles permiten hacer una primera clasificación en árboles convencionales, de paso completo y sistemas Caisson.

Otra forma de clasificarlos es en función del sistema de instalación, tales como los asistidos por buzos, sin asistencia de buzos, con líneas guía y los sin líneas guía. Por consiguiente la selección del tipo de árbol esta en función principal de las profundidades de tirantes de agua.

Además, se presentan los componentes de un árbol submarino, su operación y características técnicas, así como un cuadro comparativo de los diferentes sistemas y análisis de los árboles submarinos.

Los cabezales y colgadores de tubería se detallan en el Capítulo 3. El sistema de cabezal submarino es el dispositivo mecánico que se utiliza de soporte para las tuberías de revestimiento y producción del pozo, así como el árbol de válvulas instalado en el fondo marino. Muchos sistemas de cabezales son capaces de soportar las cargas que se originan durante las operaciones de la perforación, instalación del árbol, instalación de las líneas de flujo, de producción y problemas por accidentes de barcos pesqueros.

Además, en este capítulo se hace una breve descripción de los componentes de los sistemas de cabezales submarinos, tipos de cabezales y sus funciones, procedimientos de operación, instalación, diseño y prueba.

En lo que se refiere a los sistemas de colgadores de tubería, se estudian los colgadores de tuberías de revestimiento en forma un tanto general y los colgadores de tuberías de producción en forma un poco más detallada, así como también, la configuración de estos tipos de colgadores que son para agujeros paralelos y agujeros concéntricos. Se estudia también el asentamiento, activación y prueba del conjunto de sellos y del colgador.

En el Capítulo 4 se da una breve descripción de los sistemas de control. Estos se consideran la parte más importante de una instalación submarina, facilita la operación desde la superficie, de válvulas, estranguladores y equipos para terminaciones, templetes, múltiples de flujo y líneas de flujo submarinas, así como en la recuperación de información. Se estudia la clasificación, componentes y operación de los sistemas de control, así como un análisis comparativo de cada uno de ellos, como lo son: la distancia entre emisor y receptor, número de aplicaciones, confiabilidad del sistema y la evaluación económica. Además de hacer una comparación entre un sistema hidráulico y un electrohidráulico.

Uno de los aspectos más importantes del presente trabajo es el que se refiere a los arreglos de pozos, los cuales se plantean en el Capítulo 5. Aquí se describen las características de desarrollo de campo y múltiples de pozos con los diferentes arreglos de pozos que se tienen, como son los de Pozos Satélites Individuales, Terminación en Cadena de Margarita (Daisy Chain), Plantillas de Perforación y Producción Unitizadas o Modulares, Desarrollos de Pozos y Múltiples en Grupos (Clusters) y por último Plantillas y Múltiples de Varios Pozos Integrados. También se realiza un resumen en forma conceptual de los diversos tipos de arreglos de pozos submarinos que pueden ser utilizados para llevar a cabo la explotación de un campo petrolero en aguas profundas.

En el Capítulo 6 se presentan los conceptos básicos más importantes para la disertación técnica sobre las opciones de los diferentes esquemas de explotación de campos en aguas profundas. En cuanto a los equipos utilizados para la explotación de pozos localizados en estos campos, se encuentran los equipos flotantes anclados tales como los semisumergibles, sumergibles y los de patas tensionadas. Existen también los equipos flotantes con posicionamiento dinámico que comprenden, además de los anteriores, a los barcos.

Los semisumergibles se utilizan en tirantes de agua que van generalmente más allá de los 100 m, los sumergibles hasta 50 m, y las plataformas de patas tensionadas y los barcos tienen un rango de operación que va hasta los 2,500 m de tirante de agua y aún más, en algunos casos.

Además, se presentan algunos proyectos que han sido desarrollados en algunas partes del mundo, utilizando diversos arreglos de pozos para el desarrollo de campos en aguas profundas.

Finalmente, en el Capítulo 7 se presentan las conclusiones y recomendaciones, las cuales constituyen las ideas centrales del presente trabajo.

De lo anterior, se puede denotar la importancia de conocer e investigar la tecnología de terminaciones submarinas con el fin de optimizar la explotación de los hidrocarburos que se encuentran en nuestro país y en las diversas partes del mundo, en beneficio de la Industria Petrolera.

CAPÍTULO 1

GENERALIDADES

1.1 HISTORIA

De acuerdo a la literatura, el primer pozo perforado costa fuera fue terminado en 1897 desde una plataforma de 75 m de largo, la cual fue construida por los perforadores Stephens y Clark en la zona de marea de la bahía de Summerland, California. En el mismo año y sobre la misma playa, H.L. Williams construyó un barco o rompeolas en una posición perpendicular a la costa y perforó el primer pozo de aceite costa fuera. Un año más tarde, 1898, se perforaron 18 pozos con dos barcos. En 1902 hubo 221 pozos con 16 barcos. El primer pozo perforado en las aguas del lago Caddo, Texas/Louisiana fue en mayo de 1911 por la compañía Gulf Oil Corporation conocido como pozo Ferry Lake número 1. El Lago Maracaibo tuvo su primer pozo costa fuera en abril de 1924, llamado Santa Rosa número 1, perforado éste por la compañía Lago Petroleum Company (más tarde se fusionó con Creole Petroleum Corporation).

En 1932, la Texas Company perforó con una barcaza llamada McBride, teniéndose así el primer barco sumergible en la bahía Garden, Plaquemines Parish, Louisiana. La barcaza fue planeada para perforar en las tranquilas aguas de un río pantanoso, el cual se adaptó con un equipo de perforación. Con las cargas de los materiales, la barcaza llegó a descansar sobre el piso del fondo del lago permitiendo de esta forma llevar a cabo las operaciones de perforación y terminación. La Texas Company fue construyendo la primer barcaza sumergible Giliasso, la cual se patentó en 1928 por el Capitán Louis Giliasso. Fue la primer barcaza sumergible y el 17 de noviembre de 1933, en el lago Pelto, Terrebonne Parish, Louisiana, el "Cocks" marino del Galiasso fue instalado a 3 m de agua y perforó 1,738 m.

En 1932, la primera plataforma y el sistema transbordador se usaron en los fangos de la costa del golfo. La plataforma consistía de un área de trabajo, un equipo de perforación y accesorios. La barcaza contenía las calderas, bombas de lodo, agitadores, temblorinas y equipos relacionados con la tubería de revestimiento. En 1947 apareció el transbordador Kerr-McGee, de Frank Phillips, siendo ésta una barcaza naval YF convertible, localizada a 10.9 millas en el Golfo de México. Así, el pozo número 1 del bloque 32, se terminó el 9 de septiembre de ese año al sur de Terrebonne Parish.

En 1947, John Hyaward diseñó la barcaza Hyaward-Bransdall, llamado Breton 20. Esta fue en efecto, una plataforma completa con viviendas, maquinarias, bombas, etc. colocada sobre pilares a unos 6 m arriba del barco. El principio es simple, inundada la barcaza y colocada sobre el lecho marino con la plataforma de perforación en las olas, los recortes son bombeados fuera de la barcaza para su posterior depositación final.

En 1950 ODECO fabricó una barcaza similar, el Mr. Charlie de perforación para aguas de 12 m de profundidad. Unos años más tarde Kerr-McGee fabricó un duplicado del Breton 20 capaz de perforar en aguas de 12 m de profundidad, el equipo se llamó 44.

Desde 1955 se obtuvieron una sucesión de barcos sumergibles de varios diseños y de diferentes compañías. En 1956 Kerr-McGee sustituyó la barcaza sumergible y flotante adecuando el equipo 46 para aguas de 21 m de profundidad, usando cilindros horizontales para soporte de fondo y grandes botes en las cuatro esquinas para los miembros verticales.

En 1962, se construyó el equipo 54, siendo éste el más grande en su tiempo en el mundo. Este equipo tiene la forma de un triángulo equilátero de 118 m por lado con tres botes de 9 m de diámetro, teniendo en cada soporte de fondo una pata gigante capaz de permanecer estable en tirantes de agua de 53 m. Con algunas modificaciones, este equipo podría ser usado como un barco de perforación flotante.

En 1962, el primer semisumergible rectangular probado fue un barco similar al equipo 54 Kerr-McGee. Este fue el Agua azul I y en julio de 1964 aparece el Agua azul II, diseñado específicamente como un semisumergible con el cual se perforó en el campo Reyes, California. El primer semisumergible triangular (tipo V) fue el perforador Océano terminado en 1963, seguido por el SEDCO 135 en 1965.

A finales de 1953, surgió el primer barco perforador. Este fue el CUSS del grupo Global Marine SUBMAREX, siendo éste un buque patrulla exnaval convertido en equipo nucleador para una profundidad de 914 m en la costa de California. En 1955 un barco naval de fondo plano fue convertido en un barco de perforación llamado SoCal Western Explorer (Glomar Western Explorer). En 1956, Brown and Root/Mc Clelland Engineers, fabricó el barco nucleador U-303. En el mismo año, el barco perforador CUSS I, un barco naval, se convirtió en el primer barco perforador flotante a escala real.

El primer barco posicionado dinámicamente fue el CUSS I con motores fuera de borda, en 1961. Con este equipo se núcleo a una profundidad de 183 m con un tirante de agua de 365 m. Éste fue seguido por el barco Glomar Challenger el cual entró en operación en 1968. En la actualidad se tienen un sin número de éstos tipos de unidades, posiblemente son cerca de 20 barcos posicionados dinámicamente construidos en el año de 1968.

Otros tipos de equipos usados primeramente en producción, son las plataformas de patas tensionadas con un diseño básico no muy distinto a un semisumergible moderno. Esta unidad es anclada al piso marino con tuberías, las cuales están lo suficientemente tensionadas para mantener estable la plataforma.

Actualmente los equipos más comunes que se emplean para la perforación y terminación de pozos en aguas profundas, son los tipo flotantes anclados o los de posicionamiento dinámico.

UBICACIÓN GEOGRÁFICA

La Figura 1.1 muestra el número aproximado de pozos que han sido terminados en todo el mundo, de los cuales más de 450 pozos están aún en producción. Se observa también que las zonas de mayor auge y desarrollo son:

- El Mar del Norte.
- La Cuenca Campos, en Brasil.
- El Golfo de México.
- El Área de Indonesia y Jakarta.
- La Costa Oeste de Norteamérica.
- El Mar de Sicilia.
- El Golfo Pérsico.
- El Mar Mediterráneo.
- El Mar de Nueva Zelanda.
- La costa Oeste de África.

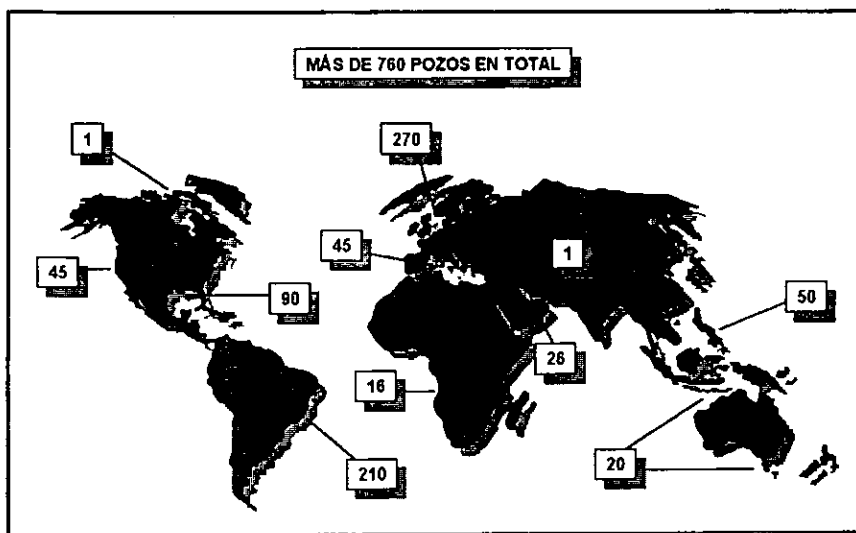


FIGURA 1.1 DISTRIBUCIÓN REGIONAL DE POZOS SUBMARINOS

TIRANTES DE AGUA

La Figura 1.2 muestra la distribución de los tirantes de agua en los que se han terminado los pozos submarinos descritos en la distribución geográfica. Se ilustra el número de pozos contra los rangos del tirante de agua.

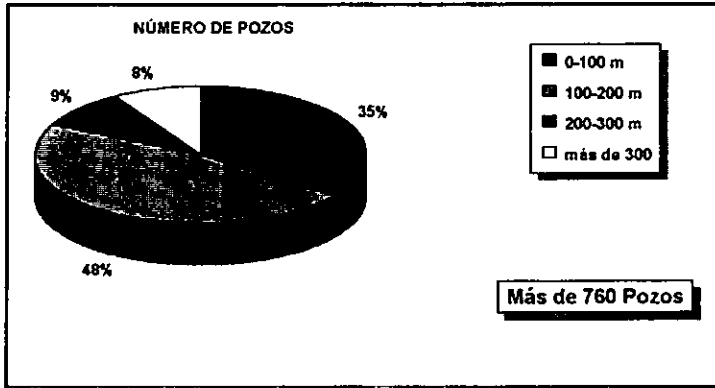


FIGURA 1.2 DISTRIBUCIÓN DE PROFUNDIDADES DE POZOS SUBMARINOS

Las principales zonas de aguas profundas se encuentran en los campos de Brasil donde las reservas de aceite están arriba de 3 millones de barriles, y los tirantes de agua alcanzan profundidades de 400 a más de 1,000 metros, teniendo arriba de 2 billones de bpd de reservas de aceite que se encuentran situadas a profundidades superiores a los 1,000 m. El récord mundial en terminaciones submarinas (Mayo de 1997), lo tiene Brasil en el campo Marlim Sul, con el pozo Marlim 33 terminado a 1,709 m de tirante de agua. La Figura 1.3, muestra las marcas mundiales de Petrobrás en terminaciones submarinas.

Las actividades costafuera en aguas profundas de la Cuenca de Campos son el fuerte de Petrobrás, cuya inversión deberá ascender a unos 12,000 millones de dólares para fines de siglo, según reportan las estadísticas actuales.

La lista de equipos y servicios necesarios para el desarrollo de Campos es: varios kilómetros de tubería flexible y rígida, aproximadamente 150 árboles del tipo sin líneas guía y una docena de sistemas de producción flotante, FPS.

Petrobrás es el líder mundial en producción de aguas profundas. Actualmente tiene una serie de proyectos de investigación y desarrollo tecnológico para aumentar su capacidad de producción en tirantes de agua de hasta 2,000 m, con el objeto de explotar los tres yacimientos gigantes Marlim, Albacora y Barracuda.

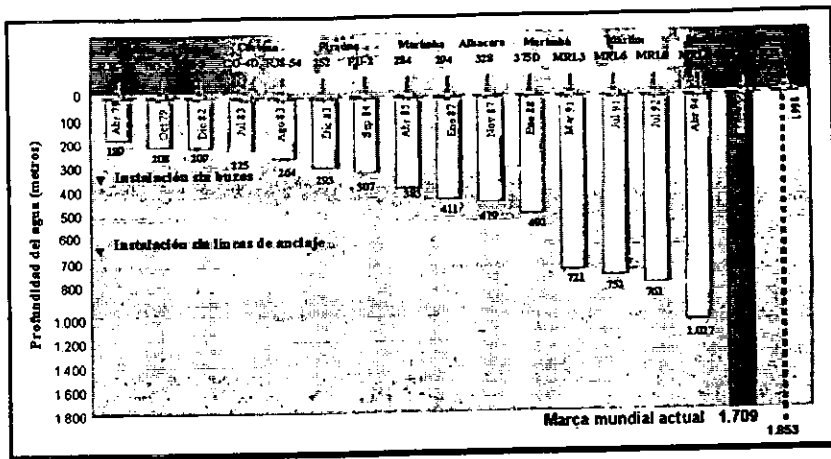


FIGURA 1.3 MARCAS MUNDIALES DE PETROBRÁS EN TERMINACIONES SUBMARINAS

Por otro lado, la distribución de los descubrimientos aún no desarrollados y las alternativas de campos marginales de aceite y gas se presenta en la Tabla 1.1. Se especifican los tirantes de agua distribuidos por región en todo el mundo con los requerimientos a corto plazo.

TABLA 1.1 DISTRIBUCIÓN DE DESCUBRIMIENTOS NO DESARROLLADOS Y ALTERNATIVAS

REGIÓN	RANGO DE TIRANTE DE AGUA (M)						TOTAL
	0 - 30	31 - 60	61- 121	122 - 201	202 - 350	> 350	
AMÉRICA DEL NORTE	21	34	47	16	11	14	143
AMÉRICA DEL SUR	33	27	34	14	12	18	138
EUROPA	38	66	81	46	15	13	259
MEDIO ORIENTE (1)	35	16	15	2			68
ÁFRICA	88	102	87	32	12	6	327
LEJANO ORIENTE (2)	112	80	97	27	14	16	346
TOTAL MUNDIAL	327	325	361	137	64	67	1,281

(1) Incluye el Mediterráneo

(2) Incluye Nueva Zelanda y Australia

1.2 TECNOLOGÍA DE TERMINACIÓN DE POZOS

En este subtema se pretende bosquejar los tipos de terminación submarina y los tipos de terminación de pozos submarinos, utilizados hoy en día en la industria petrolera mundial.

La terminación de un pozo es la fase más importante de operación en la vida productiva del pozo. Su principal objetivo es obtener la producción óptima de hidrocarburos al menor costo, para esto deben emplearse técnicas y equipos adecuados a las características del yacimiento (tipo de formación, mecanismos de empuje, etc.). En la planeación no solo se deben considerar los costos iniciales y la producción en la etapa fluente, sino las condiciones del pozo a largo plazo, previendo las futuras reparaciones y la instalación de sistemas de producción artificial.

En la parte que respecta a los tipos de terminación submarina se puede decir que éstos se clasifican por el grado de dificultad de la instalación, manejo y operación, es decir, por la profundidad del tirante de agua.

A este respecto, los tipos de terminación submarina pueden ser los siguientes:

- Terminación Mudline (simple), tirante de agua de hasta 100 m.
- Terminación con Asistencia de Buzos, tirante de agua de 60 a 215 m.
- Terminación sin Asistencia de Buzos con Líneas Guía, tirante de agua de 180 a 915 m.
- Terminación sin Asistencia de Buzos y sin Líneas Guía.
- Terminación con Árboles Horizontales.
- Terminación Mudline y Tie-back, tirante de agua de 60 a 100 m.
- Terminaciones Submarinas en un solo viaje.

Aunque el principal factor que distingue a un tipo de otro es la profundidad, también se utilizan las configuraciones de las líneas de flujo, del bloque de válvulas y hasta de las tuberías de revestimiento.

Por otro lado, en la parte que respecta a los tipos de terminación de pozos submarinos, se puede decir que estos se clasifican por el arreglo de los pozos en el fondo marino. Así, se tendrán los siguientes tipos de terminación de pozos submarinos:

- Terminación de Pozos Satélite.
- Terminación de Pozos en Plantilla.
- Terminación de Pozos Productores.
- Terminación de Pozos Inyectores.

Por supuesto, cualquier tipo de terminación submarina puede quedar en un pozo satélite o en plantilla; además de que puede ser productor o inyector.

Además, se puede decir que los pozos productores, ya sea satélites o en plantilla, pueden ser pozos productores naturales o por métodos artificiales, como el bombeo neumático y el bombeo eléctrico.

En el caso de los pozos inyectoros, estos pueden ser inyectoros de agua o de gas, aunque estos últimos están limitados en su uso debido a los altos costos operativos.

1.2.1 EQUIPO DE FONDO EN LA TERMINACIÓN DE UN POZO

Algunos de los equipos de fondo comúnmente utilizados para terminar un pozo son:

EMPACADOR DE PRODUCCIÓN

Este dispositivo proporciona un sello entre las tuberías de producción y de revestimiento. Aísla efectivamente la tubería de revestimiento en el espacio anular, impidiendo la comunicación entre el cabezal y el yacimiento, en tanto el efecto de fluidos corrosivos y altas presiones, manteniendo la integridad de la sarta de revestimiento a través de la vida productiva del pozo. También permite la segregación de gas de inyección, en aplicaciones de bombeo neumático y puede proporcionar una división entre las diferentes zonas productoras disparadas en un solo pozo. La mayoría de los empacadores de producción están diseñados para ser utilizados en agujero entubado, pero también existen empacadores para agujero descubierto.

Hay dos tipos diferentes de empacadores de producción: permanentes y recuperables. Los empacadores permanentes se pueden colocar mecánicamente (utilizando tubería de producción o perforación), hidráulicamente o con línea de acero. Una vez anclado, este empacador puede ser molido o perforado, para removerlo.

En contraste, un empacador recuperable generalmente se instala con la sarta de producción. Puede ser anclado hidráulicamente, represionando la TP, o mecánicamente, por rotación.

Este empacador se remueve con la sarta de producción cuando se extrae, o bien con el uso de alguna herramienta. Los empacadores recuperables pueden ser reconstruidos y reutilizados.

ANCLA DE LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

Como su nombre lo indica, el ancla de la tubería de producción, permite anclar el fondo de la sarta a la pared interna de la tubería de revestimiento mediante cuñas. Esto permite que la sarta de producción pueda dejarse en tensión. Difiere de los empacadores en que no tiene sellos. Su principal aplicación es en pozos con producción artificial.

NIPLES DE ASIENTO NO-GO

Algunas herramientas utilizadas en la tubería de producción podrían caer hasta el fondo de la sarta si no se toman precauciones para evitarlo. Los niples de asiento no-go proporcionan un mecanismo para detener y localizar los diversos dispositivos de control del flujo de la sarta. Algunos de esos dispositivos pueden ser: taponés ciegos para cerrar el pozo o para probar la TP, válvulas de seguridad, taponés ciegos de circulación, válvulas de contraflujo, estranguladores para reducir la presión de flujo en la superficie o para crear caídas de presión en el fondo para prevenir el congelamiento en superficie en producción de gas o colgadores de instrumentos para la obtención de datos geofísicos.

GUÍA DE ENTRADA PARA LÍNEA DE ACERO

Ubicada en la parte inferior de la sarta de producción, ayuda a las herramientas en la reentrada a la TP cuando han sido bajadas y ya han pasado el fondo.

JUNTAS DE DISPARO

Están ubicadas del lado opuesto a los disparos. Protegen a la tubería de producción de la acción abrasiva del flujo de aceite y gas. Están hechas de aceros de alto grado, relevadas de esfuerzo y tratadas térmicamente para máxima resistencia y durabilidad.

VÁLVULA DE PIE

Este dispositivo permite el flujo ascendente de los fluidos en la TP pero evita el flujo hacia abajo. En esencia, es una válvula de retención compuesta de una bola, asiento y caja. Normalmente se instalan en o con un niple de asiento.

RECEPTÁCULO DE SELLOS DE LA TP

Este se utiliza para proporcionar un medio simple y confiable de retención de la sarta de producción, mientras se mantiene el control de la zona productora. Normalmente se instala y ancla arriba del empacador.

CAMISA DESLIZABLE

Este es un dispositivo de control de flujo, montado en la sarta de producción. Puede ser abierto con línea de acero o con herramientas bombeadas a través de la línea de flujo para abrir el espacio anular. Algunas aplicaciones típicas pueden ser: desplazamiento de fluidos de la TP o el espacio anular después de que se ha instalado el árbol, producción de más de una zona a través de una sola sarta, matar un pozo por circulación, bombeo neumático o circulación de inhibidores para el control de la corrosión.

COPLES DE FLUJO

Se utilizan junto con las camisas deslizables y los niples. Protegen la TP de la acción abrasiva causada por el flujo turbulento a través de áreas restringidas.

VÁLVULA DE SEGURIDAD SUBMARINA CONTROLADA DESDE LA SUPERFICIE (SCSSV O VÁLVULA DE TORMENTA)

Estas válvulas van montadas en la sarta de producción y las hay operadas hidráulicamente, controladas desde la superficie, igualadoras o de tipo bola. Requieren presión hidráulica desde la superficie por medio de una línea de control para mantenerlas en posición abierta. Utilizan tanto sellos metal a metal como sellos resistentes de tipo elastomérico.

1.2.2 TIPOS DE TERMINACIÓN SUBMARINA

TERMINACIÓN MUDLINE (SIMPLE)

La terminación mudline es para aguas poco profundas, de menos de 100 m. Generalmente requiere la intervención de buzos para realizar la conexión tanto de la línea de flujo como de las líneas de control del árbol, ya que dichas líneas generalmente están bridadas. En estas terminaciones, los risers de reparación están limitados a un sólo conducto, ya sea para tubería de perforación o de producción.

TERMINACIÓN CON ASISTENCIA DE BUZOS

Estos sistemas se utilizan en profundidades de agua de entre 60 y 215 m. Como este rango se encuentra dentro del permitido para el descenso de buzos, estos sistemas tienen algunas características de asistencia con buzos y otras sin asistencia de ellos. La parte de asistencia es la instalación de la línea de flujo y la interfase de control de la producción. Las operaciones de reparación pueden realizarse sin ninguna intervención de buzos o tener algunas funciones menores destinadas a los buzos. Este tipo de terminación representa el de mayor número de pozos instalados.

TERMINACIÓN SIN ASISTENCIA DE BUZOS CON LÍNEAS GUÍA

Son sistemas para aguas profundas que se instalan desde unidades flotantes con la ayuda de líneas guía y no se requiere de la asistencia de buzos para su instalación o intervención. Estos sistemas tienen un rango de aplicación de entre 180 y 915 m de profundidad de agua. La instalación de la línea de flujo y los umbilicales puede realizarse ya sea utilizando el sistema layaway o bien utilizando el sistema pull-in (que se describen en el Capítulo 2).

TERMINACIÓN SIN ASISTENCIA DE BUZOS Y SIN LÍNEAS GUÍA

Los sistemas sin líneas guía, para aguas más profundas que en los anteriores sistemas, están diseñados para ser utilizados con unidades flotantes posicionadas dinámicamente. Todas las operaciones y funciones realizadas por este tipo de unidades se llevan a cabo a control remoto y se utilizan técnicas sin líneas guía para la reconexión.

TERMINACIÓN CON ÁRBOL HORIZONTAL

El sistema de terminación con árbol horizontal es una innovación reciente de la tecnología de terminaciones submarinas y consiste en disponer en forma horizontal el bloque de válvulas del árbol, de forma tal que se controla la producción del pozo mientras que se permite la comunicación hacia el interior durante las intervenciones.

Un pozo equipado con árbol horizontal se puede terminar con la protección total que brinda un conjunto de preventores. El equipo de terminación del fondo del pozo se puede retirar sin molestar el árbol o las conexiones de la línea de flujo. No se requiere riser de terminación o reparación especial y el manejo del equipo costafuera se reduce considerablemente.

TERMINACIÓN CON SISTEMA DE SUSPENSIÓN MUDLINE Y TIE-BACK

Los sistemas de suspensión mudline se utilizan junto con equipos de perforación tipo Jackup o en plataformas de estructura fija. Estos sistemas representan el sistema de cabezal submarino más sencillo. Se adaptan fácilmente para terminaciones submarinas (árbol submarino), pero están limitados a las profundidades de aplicación de la plataforma.

Aunque algunos Jackup pueden perforar a más de 150 m, la mayoría se utilizan en rangos de profundidad de 60 a 100 m. Es decir, puesto que las sartas internas de pozos con sistema mudline se desconectan bajo el fondo marino después de la perforación, la terminación de un pozo tipo simple (o mudline) requiere de un sistema adaptador para elevar la interfase a una posición accesible.

El sistema tie-back se utiliza para extender las TR's a plataforma fija desde los cabezales submarinos de pozos perforados con equipos flotantes.

Las prolongaciones a plataformas fijas están encaminadas principalmente a la adaptación de cabezales submarinos para terminación con plataformas convencionales fijas o de patas tensionadas hasta la superficie. Esto se hace para ahorrar tiempo durante la perforación del pozo mientras se construye la plataforma fija o la de patas tensionadas.

Aunque ambos conceptos de terminación, con sistema mudline y con sistema tie-back, son el mismo, el equipo es muy diferente entre sí.

De cualquier modo, se pueden perforar pozos con sistema de suspensión mudline desde un equipo Jackup, prolongando las tuberías hasta la superficie, a una plataforma fija, o bien, se pueden instalar cabezales con sistemas tie-back para recuperar los pozos.

1.5.3 PLATAFORMAS DE PATAS TENSIONADAS (TLP)

Las plataformas de patas tensionadas han sido desarrolladas para generar el potencial económico de los nuevos descubrimientos en campos de aguas profundas.

Este equipo es otra de las alternativas que pueden emplearse en la perforación, terminación y producción de pozos en aguas profundas. Muchos de los operadores prefieren este sistema de diseño. Se utiliza una unidad de perforación o producción flotante atada por tuberías de gran calibre asentadas en el fondo marino a una plantilla, donde se pueden controlar varios pozos.

Su instalación es muy sencilla ya que no requiere barcas grúa. Tiene una gran estabilidad en condiciones meteorológicas severas.

Esta plataforma, una vez instalada se asemeja a una semisumergible con la diferencia de que cada pata se aterriza al piso marino por una o más tuberías conectadas a la plantilla a través de pilotes. Esta forma de atraer hacia el fondo la plataforma (por ataduras) es con la intención de mantener estática la plataforma y eliminar el movimiento vertical, además de proporcionar un rango más amplio de desplazamiento lateral. Así, se puede perforar y terminar una serie de pozos con solamente una compensación de movimientos laterales, los cuales son de interés en estos tipos de plataformas.

El diseño de la tensión de las patas es tal que los movimientos laterales sea lo mínimo. En aguas profundas está contemplado este fenómeno mediante sensores de detección de la frecuencia del ruido, los cuales están calibrados dependiendo de la localización de la plataforma y condiciones de operación. La flexión natural de los riser de terminación permiten la compensación adecuada en estos tipos de plataformas.

El costo de la TLP se incrementa al aumentar la profundidad, debido a los cables de anclaje.

1.5.4 PLATAFORMAS DE MÁSTIL TIPO BOYA (SPAR BUOYS)

Existe una nueva generación de unidades flotantes utilizadas en la industria petrolera para la explotación de campos en aguas profundas. Estas son las llamadas Spar Buoy o simplemente Spar. Aunque su uso no es nuevo en otras áreas, incluyendo el almacenamiento de aceite o gas en instalaciones costafuera.

Mientras que las unidades semisumergibles y los barcos de perforación se utilizan solo para la perforación, las TLP's tienen mayor ventaja en cuanto a versatilidad para perforar, recuperar y producir pozos, casi en forma simultánea.

Los Spars han sido utilizados durante décadas como boyas marcadoras y para la obtención de datos oceanográficos. El primer Spar significativo para propósitos de explotación de campos es Flip, una estructura propiedad de la armada de los Estados Unidos y operada

por el Scripps Institution of Oceanography en California. Flip se puso en operación en 1965 y se utiliza principalmente para mediciones acústicas del océano.

Flip mide 350 pies de largo. Su casco tiene 20 pies de diámetro en su primera mitad inferior y luego se reduce a 12 pies. Su parte superior tiene la forma de la proa de una embarcación y alberga el alojamiento, una planta de potencia, otros equipos y los controles.

La unidad flotante se remolca hasta la posición deseada y se levanta usando su sistema de control de lastre. El levantamiento toma aproximadamente 30 minutos, de los cuales, los primeros 29 se utilizan en llevarla desde la horizontal hasta unos 10 grados de inclinación. Una vez que la unidad flotante se levanta, los instrumentos botalones se extienden y comienza el programa de prueba. El calado de operación es de más de 270 pies.

A principios de los 60's la Nippon Telegraph instaló un Spar en las costas de Japón para transportar una estación repetidora de microondas. Este Spar mide 445 pies de largo con un casco escalonado desde 10 hasta 20 pies. La estructura superior es un cilindro de 50 pies de diámetro por 33 pies de altura, con equipo, alojamiento y un helipuerto en la parte superior. Un sistema de amarre de catenaria de cuatro puntos de cadena de 3 pg conectado a masas de 175 toneladas, mantienen el Spar en su lugar. El calado de operación es de 330 pies.

A mediados de los 70's la Compañía Shell instaló un Spar de almacenamiento y descarga en el campo Brent, en el Mar del Norte, el cual es el Spar de mayor diámetro construido hasta la fecha. El casco mide 95 pies de diámetro y tiene un calado de operación de 357 pies. Este Spar se diseñó para almacenar 300,000 barriles de aceite producido y para transferirlo a tanques de carga. El sistema de anclaje consiste de líneas, cada una construida de un ancla de concreto de 1,000 ton, 2,600 pies de cable de 3.5 pg y 935 pies de cadena de 4".

Una grúa sobre la parte superior de la estructura transfiere primero el cable de avance y luego la línea de carga hacia el tanque. La parte superior de la superestructura es para permitir al tanque alinearse alrededor del Spar. Cuenta con alojamiento, planta de potencia, otros equipos, bombas y un helipuerto.

La compañía Agip instaló un Spar como quemador al oeste de África en 1992 diseñado para quemar 100 millones de pies cúbicos de gas al día. El Spar es pequeño, con una longitud de 233 pies de largo, un diámetro de 7 ½ pies telescopiado a 5 ½ pies a través del nivel del mar, con un calado de 170 pies, está colocado en su lugar con un anclaje de catenaria de cuatro cadenas.

En 1993 la compañía Shell instaló un Spar de carga en Draugen. La parte superior del Spar incluye un botalón rígido al cual está sujeta la manguera flexible de carga. El diámetro del casco es de 28 pies y el calado de operación es de alrededor de 250 pies.

Las compañías Oryx/CNG comenzaron en junio de 1993 un estudio de factibilidad para examinar dos alternativas del Spar, una de 9 y otra de 16 pozos. Se seleccionó el caso de 16 pozos para realizar el diseño conceptual basándose en instalaciones de proceso

limitadas a 5 mmpcd para bombeo neumático y bombear los fluidos producidos a una plataforma fija en aguas someras para su proceso restante. Los gastos de producción diseñados fueron 25 mbpd y 30 mmpcd.

El Proyecto Neptuno Spar de la compañía Oryx, instalada actualmente en el Golfo de México. El Spar se instaló aproximadamente a 90 millas al sur de Mobile, en Alabama, en un tirante de agua de 1,930 pies y está diseñado para producir y trabajar simultáneamente con los pozos, si es necesario. El Spar tiene capacidad para 16 pozos y soporta una carga de diseño de 6,600 ton. El casco es un cilindro de 72 pies de diámetro y 705 pies de longitud con un calado de 650 pies y pesa 12,895 toneladas.

La tecnología de las plataformas de mástil tipo boya o Spar buoys es relativamente nueva en cuanto a la aplicación en desarrollo de campos en aguas profundas. Aunque a la fecha todavía se están realizando investigaciones acerca de la dinámica de los sistemas anclados, de la hidrodinámica del oleaje de superficie, del comportamiento de los Spar buoys, de la interacción entre risers adyacentes, del comportamiento entre componentes en ambiente marinos, de la caracterización de suelos marinos, del comportamiento de cementaciones, de la soldadura homopolar y de la dinámica de olas no lineales, el panorama es todavía muy vasto y falta mucho por desarrollar y obtener la mejor tecnología de explotación de campos en aguas profundas al mejor costo posible.

TERMINACIONES SUBMARINAS EN UN SOLO VIAJE

El concepto de terminaciones submarinas de un sólo viaje considera las operaciones de terminación del agujero, por un lado, y la instalación del sistema de cabezal/árbol, por otro.

El procedimiento básico seguido con el sistema de terminación del agujero en un solo viaje es el siguiente:

1. Se introduce el aparejo de fondo, el empacador, la válvula de tormenta y el colgador.
2. Luego se instala y se prueba el colgador.
3. Después se opera el empacador y se prueba el espacio anular.
4. Por último, se induce el pozo a producción, ya sea con bombeo neumático o con nitrógeno o cualquier otro medio.

Las ventajas y características que se observan a primera vista son:

- Seguridad.
- Ahorros económicos.
- Simplicidad.
- Ahorro de Tiempo.
- Reducción del Manejo de Tubería.
- Facilidad de Recuperación.

1.2.3 TIPOS DE TERMINACIÓN DE POZOS SUBMARINOS

A continuación se da un breve bosquejo de los tipos de terminación de pozos submarinos un tanto a modo de introducción. Sin embargo, en el capítulo cinco se presenta una descripción más detallada de estos.

TERMINACIÓN DE POZOS SATÉLITE

Los pozos satélite son propios para áreas en exploración o alejados de un múltiple de recolección submarino o bien, de una plantilla o templete. Los arreglos de árboles satélite difieren de los arreglos de árboles en plantilla. La diferencia principal es la necesidad de colocar el árbol sobre una base guía permanente que proporciona los medios de una interfase satisfactoria con las líneas de flujo. Por otro lado, su utilidad en campos marginales es mayor al operar los árboles a control remoto, a fin de reducir el tiempo de operación con embarcaciones de apoyo durante las intervenciones y/o reemplazamiento de los árboles.

Así mismo, aunque esto requiere de un árbol más complejo en términos de las interfases de alineamiento de las líneas de flujo y de control remoto, la configuración de tuberías y el arreglo de válvulas puede ser de una naturaleza más simple. Esto es especialmente cierto si el árbol produce hacia un múltiple de válvulas o hacia múltiples montados en una plantilla.

POZOS SATÉLITE INDIVIDUALES

Las terminaciones satélite individuales usualmente requieren la menor cantidad de inversión de capital y riesgo y son utilizadas para desarrollos de campos marginales.

TERMINACIONES EN CADENA DE MARGARITA (DAISY CHAIN)

Las terminaciones en cadena de margarita es la siguiente generación de terminaciones satélite y permiten mayor flexibilidad para yacimientos en expansión y son ideales para desarrollos de campos marginales. Consiste de un arreglo de pozos satélite interconectados entre sí, mediante líneas de flujo y umbilicales de control.

TERMINACIÓN DE POZOS EN PLANTILLA

Generalmente se prefiere arreglar los pozos en plantillas en vez de tenerlos aislados unos de otros como pozos satélite.

Esto se debe a diferentes razones. Una de ellas es que la geometría del conjunto de pozos permite intervenirlos con mayor facilidad y en forma más económica, cuando están reunidos en una plantilla que cuando están aislados en lugares más alejados. Esto considera también el sistema de control de pozos.

La compatibilidad del sistema es otro factor a favor de colocar los árboles en plantilla. Si se consideran los sistemas de control de las válvulas y actuadores de los árboles, se puede concluir que es más económico y más confiable controlar el pozo con un solo sistema de control, que utilizar varios sistemas para cada pozo satélite.

Por otro lado, la facilidad de interconexión entre los diferentes pozos es más fácil y eficiente en un sistema de plantilla que en un sistema satélite.

De esta manera, los pozos terminados en plantilla representan una mejor alternativa para desarrollar campos submarinos que utilizan un solo riser de producción o línea submarina hacia alguna plataforma de producción.

Por el arreglo de los árboles existen dos formas de diseñar el espaciamiento de los pozos en las plantillas. La primera, llamada plantilla unificada, consiste de una estructura de acero soldada con varias hileras de pozos posibles. La segunda consiste de una plantilla modular que acepta pozos que se van conectando a medida que se perforan y terminan.

PLANTILLAS DE PERFORACIÓN Y PRODUCCIÓN UNITIZADAS O MODULARES

El concepto de las plantillas de perforación y producción unitizadas o modulares tiene varios pozos submarinos que usualmente se perforan a partir de plantillas de 2, 3 ó 4 pozos. Después se adiciona un múltiple de producción, el cual contiene todo el equipo para los árboles submarinos y todas las conexiones para las líneas de flujo. Este tipo de diseño modular permite flexibilidad y minimiza la inversión de capital inicial cuando las características del yacimiento no están bien definidas.

DESARROLLOS DE POZOS Y MÚLTIPLES EN GRUPOS (CLUSTERS)

El concepto de cluster tiene pozos satélite submarinos discretos muy próximos a un múltiple común, conectados al múltiple con líneas de flujo y jumpers de control.

PLANTILLAS Y MÚLTIPLES DE VARIOS POZOS INTEGRADOS

Las plantillas y múltiples de varios pozos integrados se utilizan típicamente donde el potencial de producción de los campos es alto y se prefiere un sitio común de perforación.

1.3 DIFERENTES TIPOS DE PLATAFORMAS DE PERFORACIÓN

1.3.1 UNIDADES FIJAS DE PERFORACIÓN

El desarrollo costafuera de la perforación, se puede realizar a través de plataformas fijas. Están diseñadas de tal manera que se puedan instalar equipos de perforación, terminación y reparación de pozos. La penetración del subsuelo se lleva a cabo en un tirante de hasta 100 m, dependiendo de la configuración del mismo. Estos equipos pueden perforar en promedio 12 pozos.

Algunas plataformas son autosuficientes y pueden albergar todos sus componentes tales como equipo y áreas de personal, otras sin embargo requieren utilizar un barco de apoyo.

1.3.2 UNIDADES MÓVILES DE PERFORACIÓN

Las unidades de perforación móviles costafuera que se conocen hoy en día, son sofisticadas piezas de maquinaria. Las unidades originales fueron en un inicio simples equipos terrestres, que se acondicionaron para aguas someras y ubicadas sobre una estructura de perforación. Estas mismas técnicas de perforación que fueron desarrolladas en tierra, son las mismas que han sido usadas en los primeros equipos de perforación costafuera. Dichas técnicas fueron usadas por algún tiempo, pero la necesidad de perforar en aguas profundas, creó un nuevo tipo de ingeniería - la ingeniería de diseño estructural costafuera. A lo largo de los nuevos conceptos de ingeniería se produjeron los equipos de perforación con que se cuenta hoy en día.

La selección del equipo y herramientas de perforación es muy importante en la etapa de planeación de un pozo marino, ya que de esta depende el buen resultado de los objetivos trazados y los costos de perforación. La selección se hace de acuerdo a las siguientes variables:

- La profundidad del pozo
- El tirante de agua
- La capacidad del equipo

Es importante hacer notar que el tamaño y el peso de la unidad se incrementan al aumentar el tirante de agua.

Toda comparación de los equipos y métodos se basa en la inversión inicial, así como en las normas de seguridad para el personal y el medio ambiente.

En los diferentes tipos de unidades flotantes, la inversión inicial es el principal factor para la determinación de los costos de operación diaria y los costos de movilización.

Los costos de las unidades se determinan con el diseño y las variables anteriores. En general, las barcasas tienen un costo bajo en comparación con los otros tipos de unidades.

Las barcasas representan una inversión inicial de 3 a 6 millones de dólares, mientras que los barcos representan una inversión inicial de 4 a 7 millones de dólares y las semisumergibles entre 5 y 20 millones.

La transportabilidad influye importantemente en los costos, los barcos de perforación comúnmente viajan a una velocidad de 8 a 12 nudos, en comparación con los 7 a 10 nudos de las barcasas y los 4 a 6 nudos de las semisumergibles.

Por lo tanto la selección del equipo es también determinada por la disponibilidad de los equipos y los costos de movilización.

1.3.3 UNIDADES DE PERFORACIÓN SUMERGIBLES

Las unidades de perforación sumergibles evolucionaron de las barcasas para pantano. Este tipo de unidades es usado en aguas someras, tales como ríos y bahías, usualmente en aguas con profundidades alrededor de los 15 m.

Las barcasas operan en tirantes de agua entre 3 y 6 m. Estas se remolcan hasta el lugar de perforación; posteriormente se le llenan los compartimientos de inundación para iniciar las operaciones; al vaciarse, ésta flota nuevamente para ser llevada a otra localización, si esto es requerido.

La sumergible tiene dos cascos. El casco superior algunas veces referido como la cubierta Texas, esta equipada con un compartimiento dividido en secciones y la perforación se

desempeña a través de una ranura sobre la popa con una estructura en cantiliver. El casco inferior es el área de remolque y es también la base usada para la perforación.

La plataforma sumergible se transporta a la localización como una barcaza convencional. El casco inferior esta diseñado para resistir el peso de la unidad total y la carga de perforación

La estabilidad durante el remolque de estas unidades es un factor crítico. En realidad las técnicas desarrolladas fueron la base del plan de remolque de las semisumergibles. Para 1974 había alrededor de 25 sumergibles en operación.

1.3.4 UNIDADES AUTOELEVABLES

Las unidades autoelevables están diseñadas para usarse en tirantes de agua promedio de 90 m. El equipo se remolca al lugar de la perforación con las patas al aire, permitiéndole flotar, cuando el equipo es colocado en la localización se bajan las patas y al contacto con el fondo marino el equipo se eleva.

Cuando se utiliza la unidad autoelevable es necesario considerar lo siguiente:

1. Profundidad y condiciones del medio ambiente
2. Tipo y densidad del suelo marino
3. Profundidad de perforación
4. Necesidad de movimiento durante la temporada de huracanes, en un tiempo mínimo, ya sea por condiciones meteorológicas externas o bien por siniestros ocurridos.

El primer equipo autoelevable fue el DeLong-McDermott No. 1 que fue construido en 1950 pero fue instalado permanentemente como una plataforma en 1953. Más tarde fue conocido como el equipo No. 51 de la Compañía Offshore.

A esta unidad le siguió el Mr. Gus, y el equipo No. 52 de la Compañía Offshore. Cada uno de estos equipos autoelevables tiene pilas o patas múltiples.

En 1955 apareció el primer autoelevable en el mundo, con tres patas. El equipo fue el R.G. LeTourneau Scorpion, de Zapata Offshore. El Scorpion fue una autoelevable con una pierna independiente, usaba un sistema de elevación de portaequipo, sobre un armazón de patas formado por estructuras metálicas.

El equipo trabajó por varios años hasta que se hundió durante un movimiento en el Golfo de México. El Scorpion fue dado de baja seguido por el equipo No. 54 de la Compañía Offshore. Para el equipo No. 54, se usó un sistema autoelevable hidráulico sobre unas patas a base de estructuras. Estas autoelevables fueron seguidos por el Mr. Gus II, usando un sistema de levantamiento hidráulico que fue construido por la corporación Bethlehem.

Muy pronto se produjeron sistemas autoelevables que fueron inicialmente diseñados para operar en el área del Golfo de México de los Estados Unidos a profundidades superiores de 60 m.

Los diseños de las unidades autoelevables pueden ser clasificadas generalmente dentro de dos categorías básicas: las autoelevables con patas independientes y las autoelevables soportadas por plantilla. Cada unidad tiene su aplicación particular.

Las autoelevables de patas independientes pueden operar en cualquier tipo de corriente, esto es, normalmente se han usado en áreas de suelo firme, coral o en fondos marinos desiguales. La unidad de patas independientes descansa sobre una base que soporta cada pierna llamada "Spud Can" que puede ser circular, cuadrada o poligonal y es usualmente pequeña. Los Spuds más largos pueden ser usados alrededor de todo lo ancho.

Una desventaja de la plataforma autoelevable de tipo plantilla, con respecto a la de patas independientes es la penetración mínima de fondo marino tomada en el sitio, de 1.5 a 1.9 m, comparada con una penetración de quizá 12 m sobre una autoelevable de patas independientes. Como resultado, la plataforma soportada por plantilla requiere menos patas que la autoelevable de patas independientes para la misma profundidad de agua.

En las plataformas tipo plantilla existe una limitante en la inclinación del fondo marino cuyo valor máximo es de 1.5°.

Otro problema con esta unidad ocurre en áreas donde hay grandes formaciones de roca o corales.

Las unidades autoelevables pueden ser autopropulsadas, con propulsión asistida o sin propulsión. La mayoría de las unidades autoelevables son sin propulsión.

Las unidades autoelevables se han construido con 3 o hasta 14 patas. Cuando la profundidad del agua se incrementa y los criterios ambientales se vuelven más severos, el uso de 4 patas resultan no solo muy costosas sino poco prácticas. Los tipos de fuerzas más importantes sobre las unidades autoelevables son generados por olas y corrientes.

Para la evaluación de las unidades autoelevables es necesario considerar lo siguiente:

- Tirante de agua y aspectos ambientales.
- Tipo y densidad del fondo marino.
- Profundidad del pozo.
- Necesidad de movimiento en un tiempo mínimo.
- Capacidad para operar con soporte mínimo.
- Frecuencia con la que se necesita mover a otras localizaciones.
- Tiempo de traslado para mover el equipo.
- Limitaciones operacionales y de remolque de la unidad.

Las autoelevables constituyen alrededor del 50 % de la flota de perforación mundial, con los semisumergibles y los barcos de perforación se complementa el 50 % restante.

1.4 PLATAFORMAS SEMISUMERGIBLES CON SISTEMA DE ANCLAJE

1.4.1 UNIDADES DE PERFORACIÓN SEMISUMERGIBLES

Una de las primeras semisumergibles fue la Blue Water, la cual fue convertida en 1961 a partir de una sumergible mediante la adición vertical de columnas para flotación.

Hoy en día las semisumergibles están diseñadas para la operación en aguas profundas superiores a los 500 m. Por lo tanto, están sujetas a condiciones marinas severas y altos vientos. Constan de tres o cuatro patas en cada costado unidas en su parte inferior por pontones, los cuales almacenan agua de mar en su interior, permitiéndole la inmersión. El equipo permanece con una parte inmersa y con la otra a la intemperie. La unidad se sujeta por medio de anclas al fondo marino. La Figura 1.4 muestra una unidad semisumergible típica.

Los preventores y el cabezal se instalan en el fondo marino y la comunicación entre la plataforma y el pozo es a través del riser de perforación.

La configuración general de una semisumergible consiste de dos cascos longitudinales, los cuales son utilizados como compartimientos de remolque y para lograr la corriente de aire necesaria durante la perforación. El casco inferior es también el casco primario del equipo. Gracias a éste casco, la semisumergible ofrece menos resistencia al remolque y proporciona una mayor estabilidad.

Hay otros diseños de semisumergibles, tales como el diseño triangular usado por la serie Sedco o con 4 cascos longitudinales, como los usados en la serie Odeco. También está el equipo pentágono de diseño Francés, con 5 puentes flotantes. La unidad pentágono es posiblemente la más exitosa del tipo multicasco, ofreciendo una simetría única y uniformidad de las características de estabilidad. Esta unidad no ofrece la capacidad de remolque de las unidades de cascos remolcables pero permite buenas características de perforación.

Las semisumergibles permiten que la perforación sea realizada en aguas muy profundas. Éstas se mantienen en la localización mediante un sistema de anclaje convencional. Usualmente consta de 8 anclas localizadas en un patrón extendido y conectado al casco por una cadena o un cable de cuerda o algunas veces una combinación de ambos.

El método de posicionamiento dinámico evolucionó del sistema sonar de los barcos según el cual una señal es enviada fuera de la unidad flotante a un transductor colocado sobre el piso del océano.

De cualquier modo, las semisumergibles se han utilizado para perforar hasta 450 m de profundidad de agua, usando el método de ancla y cadena.

El movimiento que más problemas ha causado la semisumergible, es el vertical. Esto es debido a que la masa sumergida de la plataforma durante su transporte, es de menor magnitud.

Otra consideración en el diseño y operación de las semisumergibles es la operación de remolque. En 1974 una gran semisumergible a una velocidad promedio de desplazamiento de 9.72 nudos por unidad cruzó el océano Atlántico rompiendo un récord de 21 días.

Durante el curso se tuvo una reducción considerable en el costo de traslado. Por otro lado, considerando que una vez que la unidad llega a la localización, esta se quedará generalmente en esa área por un largo tiempo, durante el cual las unidades de remolque no son necesarias. En la selección de una semisumergible, es necesario considerar los siguientes criterios:

- a) Tirante de agua
- b) Profundidad del pozo
- c) Aspectos ambientales
- d) Características de transporte
- e) Capacidad de consumibles (carga variable)
- f) Movilidad

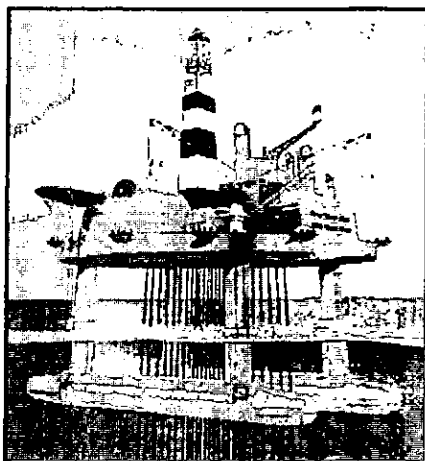


FIGURA 1.4 PLATAFORMA SEMISUMERGIBLE

1.4.2 BARCOS DE PERFORACIÓN

Es muy semejante a un barco que navega con propulsión propia. Este cuenta con un sistema de anclaje el cual es monitoreado por un sistema de control, que permite que el barco permanezca estable en el lugar de perforación. El barco perforador es utilizado en aguas profundas arriba de los 350 m. Además, tienen una mayor movilidad que todas las unidades de perforación.

Hay varios barcos de perforación que se han utilizado para perforar, como el Glomar Challenger, o el Discoverer Offshore.

Los barcos están siendo utilizados en la costa del golfo con mayor frecuencia, como una tercera opción entre las unidades autoelevables y las semisumergibles

El anclaje de los barcos de perforación es muy similar a los métodos previamente discutidos para semisumergibles. De cualquier modo es un sistema adicional que ha sido desarrollado sobre un barco de perforación denominado el sistema Turrent. Este sistema ha sido usado exitosamente sobre los Discoverer II y III de la compañía Offshore.

Los barcos de perforación son equipos versátiles, pero solo pueden ser considerados para su uso en áreas de pequeñas alturas de olas y bajas velocidades de vientos.

1.4.3 PLATAFORMA COMBINADA

Es la primera plataforma del tipo rompeolas con asistencia desde la costa. Actualmente se emplean cerca del 85% de estos tipos de plataformas para el desarrollo de campos petroleros costafuera en otras partes del mundo. Se pueden perforar varios pozos desde la cubierta de acero de una plataforma combinada a través de varios conductores. El sistema de plantilla es de uso común para iniciar la perforación de varios pozos en este tipo de plataforma, así como perforar pozos dirigidos. Aún cuando la cubierta de acero de la plataforma es la parte dominante de la estructura, también se utilizan algunas cubiertas de concreto. Éstas largas unidades de concreto pretensado flotan sobre la localización del pozo o están sumergidas hasta el lecho marino, dando de esta forma rigidez y estabilidad a la plataforma. El rango de operación en tirantes de agua alcanza hasta 400 m de profundidad.

1.5 PLATAFORMAS SEMISUMERGIBLES DE POSICIONAMIENTO DINÁMICO

1.5.1 UNIDADES DE POSICIONAMIENTO DINÁMICO

Las actividades marinas se han extendido hasta regiones muy profundas, donde las condiciones son muy severas y donde se han enfrentado nuevos problemas. Por esto se desarrolló una técnica llamada: Posicionamiento dinámico, la cual es una técnica de mantenimiento de la posición de las unidades teniendo en cuenta las fuerzas del viento, olas y corrientes marinas tendientes a mover la embarcación.

La posición usualmente está definida en términos de porcentaje del tirante de agua. El porcentaje del tirante, es el error de la posición horizontal dividido entre el tirante de agua y multiplicado por 100. Se prefiere el error de posición expresado en porcentaje del tirante de agua porque este define la posición y además lo refiere al nivel de esfuerzos en el riser o tubería de perforación. Generalmente una exactitud del sistema de posicionamiento dinámico del 1% indica que los vientos y el mar están en calma.

Cinco por ciento representa un máximo permisible de error con respecto al nivel de esfuerzos permisibles en las tuberías desde la unidad flotante hasta el fondo del mar. El incremento en la profundidad hace que el trabajo de posicionamiento dinámico sea más fácil, debido, a que para un cierto porcentaje se tiene un mayor desplazamiento horizontal.

Por ejemplo dado un 5 % de tolerancia, el requerimiento será de 5 pies por cada 100 pies de tirante de agua. Similarmente con el mismo porcentaje, el requerimiento aplicado a 1,000 pies de agua, permite un movimiento de 50 pies que es una tolerancia más razonable.

Para 10,000 pies de tirante de agua, el radio permisible de movimiento en la superficie será de 500 pies.

1.5.2 ELEMENTOS DE POSICIONAMIENTO

El medidor de posición con respecto a la boca del pozo. Permite tener un control de respuesta o determinación del correcto empuje hasta la posición deseada.

Sistema actuador. Son propelas de velocidad y fuerza variable. El sistema de empuje produce las fuerzas de propulsión que permitirán a la plataforma guardar la posición deseada.

El sistema de posicionamiento dinámico es empleado en plataformas semisumergibles y barcos perforadores para poder operar en tirantes de agua de hasta 2,000 m.

1.5.3 PLATAFORMAS DE PATAS TENSIONADAS (TLP)

Las plataformas de patas tensionadas han sido desarrolladas para generar el potencial económico de los nuevos descubrimientos en campos de aguas profundas.

Este equipo es otra de las alternativas que pueden emplearse en la perforación, terminación y producción de pozos en aguas profundas. Muchos de los operadores prefieren este sistema de diseño. Se utiliza una unidad de perforación o producción flotante atada por tuberías de gran calibre asentadas en el fondo marino a una plantilla, donde se pueden controlar varios pozos.

Su instalación es muy sencilla ya que no requiere barcasas grúa. Tiene una gran estabilidad en condiciones meteorológicas severas.

Esta plataforma, una vez instalada se asemeja a una semisumergible con la diferencia de que cada pata se aterriza al piso marino por una o más tuberías conectadas a la plantilla a través de pilotes. Esta forma de atraer hacia el fondo la plataforma (por ataduras) es con la intención de mantener estática la plataforma y eliminar el movimiento vertical, además de proporcionar un rango más amplio de desplazamiento lateral. Así, se puede perforar y terminar una serie de pozos con solamente una compensación de movimientos laterales, los cuales son de interés en estos tipos de plataformas.

El diseño de la tensión de las patas es tal que los movimientos laterales sea lo mínimo. En aguas profundas está contemplado este fenómeno mediante sensores de detección de la frecuencia del ruido, los cuales están calibrados dependiendo de la localización de la plataforma y condiciones de operación. La flexión natural de los riser de terminación permiten la compensación adecuada en estos tipos de plataformas.

El costo de la TLP se incrementa al aumentar la profundidad, debido a los cables de anclaje.

1.5.4 PLATAFORMAS DE MÁSTIL TIPO BOYA (SPAR BUOYS)

Existe una nueva generación de unidades flotantes utilizadas en la industria petrolera para la explotación de campos en aguas profundas. Estas son las llamadas Spar Buoy o simplemente Spar. Aunque su uso no es nuevo en otras áreas, incluyendo el almacenamiento de aceite o gas en instalaciones costafuera.

Mientras que las unidades semisumergibles y los barcos de perforación se utilizan solo para la perforación, las TLP's tienen mayor ventaja en cuanto a versatilidad para perforar, recuperar y producir pozos, casi en forma simultánea.

Los Spars han sido utilizados durante décadas como boyas marcadoras y para la obtención de datos oceanográficos. El primer Spar significativo para propósitos de explotación de campos es Flip, una estructura propiedad de la armada de los Estados Unidos y operada

por el Scripps Institution of Oceanography en California. Flip se puso en operación en 1965 y se utiliza principalmente para mediciones acústicas del océano.

Flip mide 350 pies de largo. Su casco tiene 20 pies de diámetro en su primera mitad inferior y luego se reduce a 12 pies. Su parte superior tiene la forma de la proa de una embarcación y alberga el alojamiento, una planta de potencia, otros equipos y los controles.

La unidad flotante se remolca hasta la posición deseada y se levanta usando su sistema de control de lastre. El levantamiento toma aproximadamente 30 minutos, de los cuales, los primeros 29 se utilizan en llevarla desde la horizontal hasta unos 10 grados de inclinación. Una vez que la unidad flotante se levanta, los instrumentos botalones se extienden y comienza el programa de prueba. El calado de operación es de más de 270 pies.

A principios de los 60's la Nippon Telegraph instaló un Spar en las costas de Japón para transportar una estación repetidora de microondas. Este Spar mide 445 pies de largo con un casco escalonado desde 10 hasta 20 pies. La estructura superior es un cilindro de 50 pies de diámetro por 33 pies de altura, con equipo, alojamiento y un helipuerto en la parte superior. Un sistema de amarre de catenaria de cuatro puntos de cadena de 3 pg conectado a masas de 175 toneladas, mantienen el Spar en su lugar. El calado de operación es de 330 pies.

A mediados de los 70's la Compañía Shell instaló un Spar de almacenamiento y descarga en el campo Brent, en el Mar del Norte, el cual es el Spar de mayor diámetro construido hasta la fecha. El casco mide 95 pies de diámetro y tiene un calado de operación de 357 pies. Este Spar se diseñó para almacenar 300,000 barriles de aceite producido y para transferirlo a tanques de carga. El sistema de anclaje consiste de líneas, cada una construida de un ancla de concreto de 1,000 ton, 2,600 pies de cable de 3.5 pg y 935 pies de cadena de 4".

Una grúa sobre la parte superior de la estructura transfiere primero el cable de avance y luego la línea de carga hacia el tanque. La parte superior de la superestructura es para permitir al tanque alinearse alrededor del Spar. Cuenta con alojamiento, planta de potencia, otros equipos, bombas y un helipuerto.

La compañía Agip instaló un Spar como quemador al oeste de África en 1992 diseñado para quemar 100 millones de pies cúbicos de gas al día. El Spar es pequeño, con una longitud de 233 pies de largo, un diámetro de 7 ½ pies telescopiado a 5 ½ pies a través del nivel del mar, con un calado de 170 pies, está colocado en su lugar con un anclaje de catenaria de cuatro cadenas.

En 1993 la compañía Shell instaló un Spar de carga en Draugen. La parte superior del Spar incluye un botalón rígido al cual está sujeta la manguera flexible de carga. El diámetro del casco es de 28 pies y el calado de operación es de alrededor de 250 pies.

Las compañías Oryx/CNG comenzaron en junio de 1993 un estudio de factibilidad para examinar dos alternativas del Spar, una de 9 y otra de 16 pozos. Se seleccionó el caso de 16 pozos para realizar el diseño conceptual basándose en instalaciones de proceso

limitadas a 5 mmpcd para bombeo neumático y bombear los fluidos producidos a una plataforma fija en aguas someras para su proceso restante. Los gastos de producción diseñados fueron 25 mbpd y 30 mmpcd.

El Proyecto Neptuno Spar de la compañía Oryx, instalada actualmente en el Golfo de México. El Spar se instaló aproximadamente a 90 millas al sur de Mobile, en Alabama, en un tirante de agua de 1,930 pies y está diseñado para producir y trabajar simultáneamente con los pozos, si es necesario. El Spar tiene capacidad para 16 pozos y soporta una carga de diseño de 6,600 ton. El casco es un cilindro de 72 pies de diámetro y 705 pies de longitud con un calado de 650 pies y pesa 12,895 toneladas.

La tecnología de las plataformas de mástil tipo boya o Spar buoys es relativamente nueva en cuanto a la aplicación en desarrollo de campos en aguas profundas. Aunque a la fecha todavía se están realizando investigaciones acerca de la dinámica de los sistemas anclados, de la hidrodinámica del oleaje de superficie, del comportamiento de los Spar buoys, de la interacción entre risers adyacentes, del comportamiento entre componentes en ambiente marinos, de la caracterización de suelos marinos, del comportamiento de cementaciones, de la soldadura homopolar y de la dinámica de olas no lineales, el panorama es todavía muy vasto y falta mucho por desarrollar y obtener la mejor tecnología de explotación de campos en aguas profundas al mejor costo posible.

CAPÍTULO 2

ARBOLES SUBMARINOS

El propósito principal del árbol de terminación o producción es el de controlar la producción del pozo. Es decir, algunas de las funciones de un árbol de producción son las de proporcionar un medio de control de las presiones y flujo de fluidos desde el pozo hacia las instalaciones de producción y permitir el paso de herramientas hacia el pozo.

Físicamente, el árbol se conecta a la parte superior del cabezal del pozo y a las líneas de flujo y umbilicales de control en forma lateral y es la parte superior a una interfase en la que se puede conectar un riser de terminación y/o reparación, o bien a una herramienta instaladora/reparadora. El árbol consiste por lo tanto, de un conjunto de válvulas, conectores e interfases de control.

Con los nuevos descubrimientos de yacimientos petrolíferos en tirantes de agua cada vez más profundos, surge la necesidad de utilizar tecnología de punta que permita la explotación de dichos campos. La Zona Marina de la Bahía de Campeche es hoy en día un área de gran interés por sus posibilidades productivas. Afortunadamente el estado actual de la tecnología muestra que es técnicamente factible el desarrollo de campos de la Región Marina.

2.1 TIPOS DE ÁRBOLES Y SUS FUNCIONES

Los árboles submarinos se pueden clasificar de acuerdo con diversas características para los cuales están diseñados en conjunto, como son: la profundidad del tirante de agua, el tipo y sistema de instalación de la línea de flujo (TFL y no-TFL), el equipo de reparación utilizado, el conector del cabezal, las válvulas y el sistema de control.

Existen algunas formas de clasificar los árboles submarinos. Una clasificación válida es aquella que considera a los árboles mojados en convencionales (verticales) y horizontales.

Esta clasificación se refiere al arreglo de las válvulas de control del árbol en el bloque de válvulas.

Otra forma de clasificarlos es por el rango de profundidad del tirante de agua para el cual están diseñados. De esta manera se tienen: árboles simples, cuyo rango de profundidad llega a los 100 m; árboles asistidos por buzos, para profundidades de 60 a 215 m; árboles sin asistencia de buzos, para rangos de 180 a 920 m; y árboles sin línea guía y sin asistencia de buzos, para profundidades de 550 m, en adelante.

La Tabla 2.1 muestra la clasificación genérica de los árboles submarinos.

Clasificación de los Árboles Submarinos	Por el Arreglo del Bloque de Válvulas	Convencionales Horizontales	
	Por la Profundidad de Aplicación	Simples (S) Asistidos por buzos (DA) Sin asistencia de buzos (DL) Sin líneas guía (GLL)	Hasta 100 m. 60 - 215 m. 180 - 920 m. 550 y más m.

TABLA 2.1 CLASIFICACIÓN GENÉRICA DE LOS ÁRBOLES SUBMARINOS

Los árboles convencionales se localizan arriba del fondo marino, se colocan sobre el cabezal submarino y utilizan un colgador convencional de tubería de producción; estos árboles son similares a los árboles simples. Este tipo de árboles son los más ampliamente utilizados, ya sea en pozos satélite o en plantillas de pozos múltiples.

Los árboles de paso completo o árboles horizontales, son similares a los convencionales, según está clasificación. La principal diferencia es que el agujero del árbol es lo suficientemente grande como para pasar a través de él al colgador de la tubería y la tubería misma.

Estos árboles utilizan válvulas más grandes y un mayor número de sellos, a fin de permitir el paso de la tubería y del colgador. Se han utilizado en campos donde las intervenciones a los pozos son de intensa actividad y la frecuencia de falla de las sartas aumenta.

Sin embargo, se ha observado una desventaja en este tipo de árboles: cuando se tiene que remover el árbol hacia la superficie para su mantenimiento, se tiene también que extraer la tubería de producción.

Los árboles Caisson se localizan debajo del fondo marino, dentro de un conductor superficial de revestimiento de gran diámetro, con el colgador de tubería ubicado en el interior del pozo.

Los árboles Caisson tienen conectores especiales y válvulas, mientras que los de paso completo utilizan válvulas y sellos similares al de los convencionales. La aplicación de los árboles Caisson es mayor en aguas someras, donde se tiene un alto potencial de daño por impacto, arrastre o deslizamiento de objetos, tales como embarcaciones o icebergs, por lo que todo el equipo de fondo árbol/cabezal se localiza dentro de una estructura llamada Silo.

El sistema Silo de la Compañía Vetco Gray ofrece un sistema que proporciona una protección adicional de los peligros del fondo marino de tal manera que el sistema de

árbol/cabezal está contenido dentro de una estructura en forma de silo, localizado, por completo, debajo del fondo oceánico.

La Figura 2.1 muestra el diagrama esquemático de un árbol tipo Caisson desarrollado por ABB Vetco Gray.

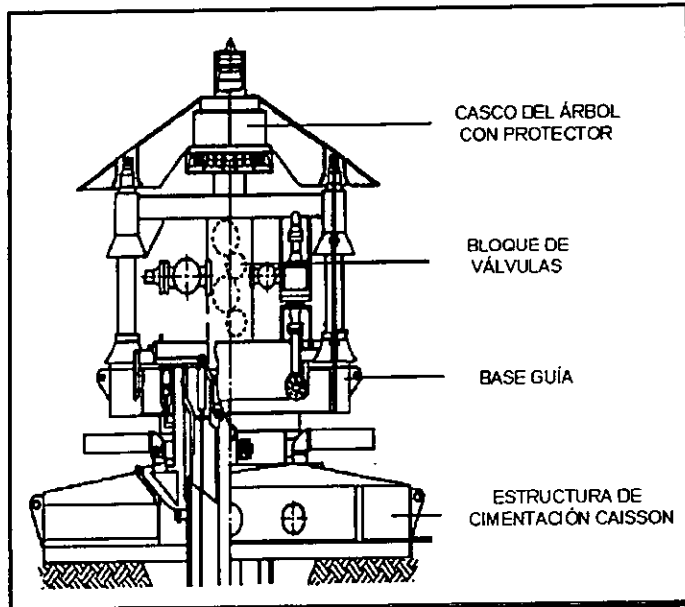


FIGURA 2.1 ÁRBOL TIPO CAISSON

La Compañía Vetco Gray clasifica a los árboles submarinos de acuerdo a la profundidad, de la siguiente manera:

ÁRBOLES SIMPLES

Los árboles simples, colocados al nivel del fondo marino, se utilizan en aguas poco profundas, generalmente a menos de 100 metros (300 pies) y requieren de la intervención de buzos para la conexión de la línea de flujo y los controles umbilicales de reparación y/o de producción.

En la Figura 2.2 se muestra un diagrama esquemático de este tipo de árboles. Es similar al árbol convencional mencionado en la sección anterior. Es importante mencionar que en la Central Graven del Mar del Norte se han instalado árboles simples al nivel del fondo marino con capacidad especial de diseño a la presión de 15,000 psi, con presiones en la cabeza del pozo de más de 10,000 psi.

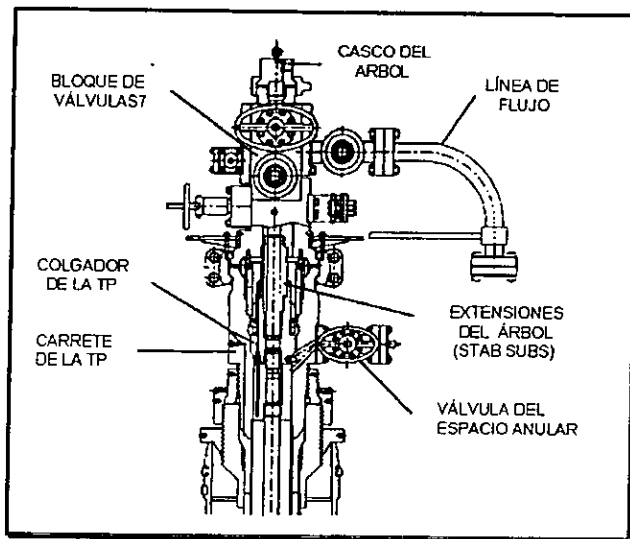


FIGURA 2.2 DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE UN ÁRBOL TIPO SIMPLE

ÁRBOLES ASISTIDOS POR BUZOS

Los árboles asistidos por buzos (Diver-Assist) se utilizan para profundidades de agua moderada, de entre 60 y 215 metros (200 – 700 pies). Este rango de profundidad es bastante aceptable para su aplicación en la Zona Marina de Campeche considerando los tirantes de agua de esa área. Aún cuando en otras áreas como las de Brasil, el Mar Mediterráneo, el Mar del Norte o la parte norte del Golfo de México, se utilizan como árboles básicos, es decir, los tirantes de agua rebasan los 200 metros de profundidad.

Estos árboles tienen algunas características que permiten ser instalados sin asistencia de buzos, pero dependen de ellos para instalar el sistema de control o la línea de flujo.

Por otro lado, las válvulas se encuentran en un bloque sólido llamado bloque de válvulas y se utilizan conectores hidráulicos o mecánicos para el cabezal. Este tipo de árboles representa el mayor número de los árboles submarinos existentes en el mundo. La Figura 2.3 muestra un diagrama esquemático de un árbol asistido por buzos, diseñado por ABB Vetco Gray.

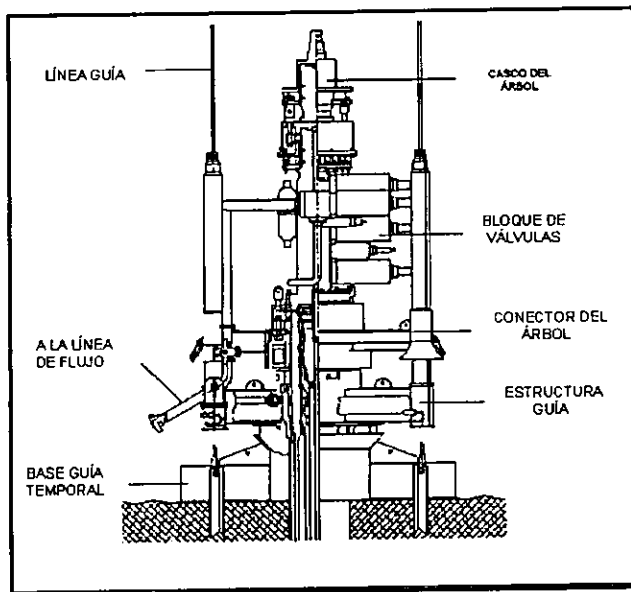


FIGURA 2.3 ÁRBOL ASISTIDO POR BUZOS

ÁRBOLES SIN ASISTENCIA DE BUZOS

Los árboles sin asistencia de buzos se instalan desde unidades flotantes con el auxilio de líneas guía sobre plantillas básicas y no requieren de la asistencia de buzos para su instalación o intervención. Esto es debido a que están diseñados para un rango de profundidad de tirante de agua mayor. Es decir, desde 180 hasta 915 metros (600 - 3000 pies).

La conexión de la línea de flujo y el umbilical de control se hace mediante los sistemas Layaway o Pull-in, con asistencia de vehículos operados remotamente (ROV's).

El sistema Layaway es un sistema articulado de conexión de la línea de flujo y/o de líneas de control umbilicales que consisten de un dispositivo colocado en un costado del árbol. Representa uno de los mayores desarrollos de Petrobrás para la tecnología de árboles submarinos y resuelve en gran medida el problema de los tirantes de aguas muy profundos.

Por otro lado, el sistema Pull-in es un sistema de conexión de la línea de flujo y de líneas de control utilizando lo que se conoce como un ROV (vehículo operado remotamente). La Figura 2.4 muestra un diagrama esquemático de un árbol submarino sin asistencia de buzos, diseñado por Vetco Gray.

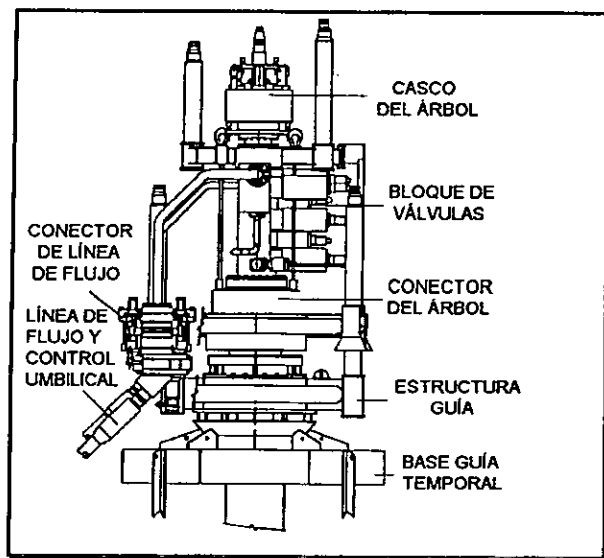


FIGURA 2.4 ÁRBOL SIN ASISTENCIA DE BUZOS

ÁRBOLES SIN LÍNEAS GUÍA

Los árboles sin líneas guía también son muy utilizados en la exploración de campos submarinos. Son punta de lanza en la tecnología de árboles submarinos a la fecha. Estos árboles son para aguas muy profundas, su rango de profundidad es abierto desde los 550 metros en adelante. Pueden ser instalados desde unidades flotantes posicionadas dinámicamente. Todas las funciones de instalación, operación e intervenciones se realizan con vehículos operados remotamente.

La mayoría de los árboles submarinos tienen un sistema de reconexión que permite intervenciones e instalación de equipos auxiliares como el conjunto de preventores, colgadores, cabezales, plantillas temporales de perforación interfaces, etc. En el caso de la reconexión de este tipo de árboles, se utiliza la técnica sin líneas guía. Los sistemas sin líneas guía pueden utilizar la configuración funnel-up o funnel-down. Estas configuraciones se usan para hacer la reconexión y consiste de un conector en forma de embudo hacia arriba o hacia abajo, respectivamente.

La Figura 2.5 muestra un árbol sin líneas guía, diseñado por FMC.

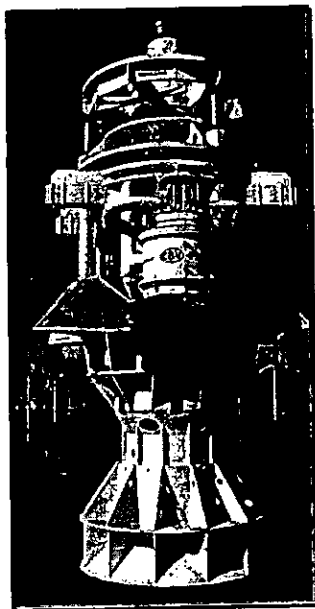


FIGURA 2.5 ÁRBOL SIN LÍNEAS GUÍA, DE FMC

ÁRBOLES HORIZONTALES

Los árboles horizontales, Figura 2.6, representan una alternativa a todos los demás tipos de árboles y su principal característica y ventaja es que no se requiere retirar el árbol para intervenir el pozo. Esto incluye desde la corrida de herramientas diversas al interior del pozo, hasta la extracción de la tubería y/o el colgador.

La tecnología de los pozos horizontales, al igual que los árboles sin asistencia de buzos y/o sin líneas guía, también es punta de lanza en la tecnología de árboles submarinos.

Las principales características y beneficios de los árboles horizontales son:

- Permite un acceso vertical completo e intervenciones sin necesidad de remover el árbol, dejando intactas las conexiones de la línea de flujo.
- Reduce el tamaño del árbol y el costo de fabricación.
- Elimina la necesidad de utilizar risers costosos de terminación y reparación, así como el manejo asociado y las herramientas de pruebas.
- Reduce el número total de válvulas sin sacrificar el control del pozo.
- Simplifica el sistema de colgador de la TP y herramientas de instalación asociadas.
- El tamaño del árbol es independiente de la geometría de la sarta de producción.
- Elimina el costoso equipo de orientación y las modificaciones del conjunto de preventores requeridas para orientar un equipo de terminación convencional, es decir, reduce la cantidad de equipo requerido durante la instalación.
- La instalación se realiza con procedimientos y equipos convencionales.
- Tiene interfaces para equipo de intervención con vehículo operado remotamente.
- Simplifica el sistema de control de la terminación y los umbilicales.
- Proporciona la capacidad de terminar el pozo con la protección del conjunto de preventores en todo tiempo.
- Aloja más fácilmente aparejos de terminación más grandes, puesto que el conducto para el espacio anular está por debajo del colgador de TP y no ocupa espacio en él.
- Puede alojar un mayor volumen de conductos eléctricos e hidráulicos pozo abajo, comparado con el árbol convencional, puesto que el conducto del espacio anular no pasa a través del colgador de TP.
- Se puede operar la(s) línea(s) de flujo y umbilical(es) con menos riesgo de tener que desconectarlas.
- Aloja más fácilmente las aplicaciones para bombeo electrocentrífugo, ya que tiene un agujero más grande, facilita las reparaciones más frecuentes, etc.
- El colgador de TP y su herramienta instaladora son más simples puesto que el acceso al espacio anular está por debajo del colgador.
- La interfase entre el cabezal y el aparejo están simplificados puesto que el colgador está alojado en el árbol y no en el cabezal.

-
-
- Las interfases de cierre y sello del colgador de TP están expuestas a daño por operaciones de perforación por menos tiempo que en el caso de los árboles convencionales (el árbol horizontal, como un carrete de tubería, se instala después de la perforación).
 - Puesto que el conducto del espacio anular está aislado mediante válvulas de compuerta, no se requiere la instalación de tapones, generalmente problemáticos, operados con línea de acero, asociados típicamente con el cierre del espacio anular en los árboles convencionales (ahorro de viajes, etc.).
 - Se requiere potencialmente menos equipo y herramientas, lo cual significa menores costos de mantenimiento y almacenaje. Por lo tanto, el instrumental puede requerir menos espacio comparado con los sistemas convencionales (dependiendo de la complejidad del árbol, de sus pruebas submarinas y/o del tipo de riser de terminación para árbol convencional, etc.).

Por otro lado, las desventajas de los árboles horizontales son:

- Se utilizan tapones de línea de acero como barreras críticas verticales al ambiente.
- Mientras que en el colgador de TP del árbol convencional se utiliza un conjunto de sellos en el colgador de la tubería de revestimiento para aislar el espacio anular y proporcionar un sello redundante al empacador, en el árbol horizontal el colgador de la TP debe tener al menos dos conjuntos de sellos y estos se encuentran expuestos a los fluidos producidos.
- El potencial más grande para que los sellos del cuerpo del colgador del árbol se dañen, corresponde a su diámetro relativamente grande y al requerimiento operacional a ser instalado a través del agujero del árbol.
- Existe una sensibilidad mayor al daño por erosión debido al flujo en el colgador, contra el tapón de línea de acero, en el área de sellos del colgador.
- Existe una carga mayor en el sistema de cabezal y conductor correspondiente a la necesidad de colocar el conjunto de preventores sobre el árbol horizontal. Esto resultará en cabezales más costosos para algunas aplicaciones (conductores más pesados, nidos de cabezal precargados, etc.). Se debe tener cuidado al analizar sistemas de cabezales instalados debajo de todo árbol horizontal, especialmente si los pozos se perforaron sin el conocimiento de que finalmente serían terminados utilizando árboles horizontales.
- Cualquier falla que requiera retirar el árbol resultará en una costosa terminación o reparación y también en un daño potencial al yacimiento.
- Puesto que los árboles horizontales pueden no requerir servicio cada vez que se retire el aparejo de fondo (ya que el árbol no requiere ser retirado), la posibilidad de falla del árbol puede aumentar comparada con los árboles convencionales.

- La instalación del colgador de tubería incluye una prueba submarina del árbol, lo cual agrega complejidad y costo sustancial (renta) a todo el sistema (equipo, controles, logística, mantenimiento, etc.).
- Al menos se requieren dos carretes de umbilicales (por el interior y exterior del riser marino, suponiendo que se tiene monitoreo sobre el control eléctrico y/o hidráulico durante la instalación). Se pueden requerir más umbilicales, dependiendo del diámetro externo del equipo a utilizar dentro del riser, de los costos, de su manejo, del espacio en el equipo, del mantenimiento, etc.
- Los árboles horizontales son más grandes y más pesados, resultando en dificultades de manejo, especialmente para diseños sin líneas guía instalados desde unidades flotantes para aguas profundas.
- Hay un mayor potencial para ensuciar los conductos eléctricos e hidráulicos puesto que están expuestos durante la instalación o recuperación del aparejo a través del árbol aunque se instala un protector de agujero durante las operaciones de perforación/repación.
- Es más difícil acomodar un gran volumen de conductos eléctricos e hidráulicos.
- Puesto que se requieren un conjunto de preventores y un riser marino, aún para intervenciones con línea de acero y tubería flexible, los equipos deben estar acondicionados para manejar un mayor volumen de fluidos de terminación.

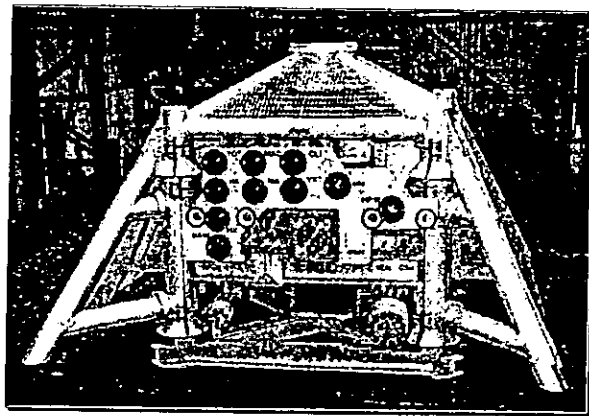


FIGURA 2.6 ÁRBOL HORIZONTAL DE FMC

Aunque tal vez la única desventaja de este sistema es que se tiene que retirar el árbol para efectuar mantenimiento, se tiene que retirar el colgador y la sarta de producción. Aún así, este sistema es toda una promesa para la aplicación en campo petroleros mexicanos.

ESTRANGULADOR SUBMARINO

Algunos de los parámetros principales de diseño y operación para estranguladores submarinos son:

- Capacidad de presión.
- Código API.
- Máximo tamaño de orificio.
- Tipo de estrangulador (fijo, ajustable, manual o hidráulico)
- Máximo gasto de flujo.
- Profundidad de agua.
- Capacidad de temperatura.
- Tipo de operación (remota, por buzos, con RVO).

Existen diferentes tipos de estranguladores, entre ellos, están los estranguladores positivos o fijos, ajustables, manuales e hidráulicos. Los estranguladores fijos o positivos tienen un tamaño de orificio fijo predeterminado llamado estrangulador de flujo y para cambiar este orificio se necesita cambiar el estrangulador de flujo por otro del tamaño deseado.

Los estranguladores ajustables tienen un área de orificio controlado externamente y pueden estar adaptados con un mismo mecanismo que indique el área del orificio. Estos pueden ser manuales o hidráulicos.

Los estranguladores manuales son actuadores que requieren una interfase mecánica para operarse y por lo tanto debe considerarse la adaptabilidad de las herramientas de los buzos, los sistemas de buceo y de los ROV's para facilitar la operación.

También debe considerarse el troqué y el número de vueltas para operar el estrangulador. El movimiento para su operación puede ser lineal o rotatorio. En este caso los indicadores son sólo visibles y no eléctricos.

La presión corriente arriba del estrangulador se utiliza para ajustar el estrangulador y optimizar el comportamiento del yacimiento. Las lecturas de la presión corriente arriba se toman con la instrumentación integral del estrangulador o bien con aquella instalada en el ROV de operación.

Asimismo, los estranguladores hidráulicos tienen un sistema de posición para verificar la abertura. Este sistema puede ser integral o bien formar parte del ROV. El indicador de posición puede ser manual o eléctrico.

En cuanto al movimiento del actuador para ajustar el orificio, este puede ser lineal o rotatorio. Los cambios pueden ser en forma continua o en forma discreta.

El ensamblaje de un estrangulador describe los componentes internos que regulan el área de flujo a través del estrangulador. Se tienen varias configuraciones:

- Disco rotatorio.
- Aguja y asiento.
- Tapón y anillo.
- Camisa deslizante y asiento.
- Multietapas.

Debido a la naturaleza operativa del estrangulador, los estranguladores deben diseñarse para poder ser intervenidos o intercambiados, ya sea por ROV's o por buzos. La ubicación del estrangulador en el árbol debe permitir un fácil acceso.

La Figura 2.14 muestra el diagrama esquemático de un estrangulador submarino con actuador hidráulico, de Cameron.

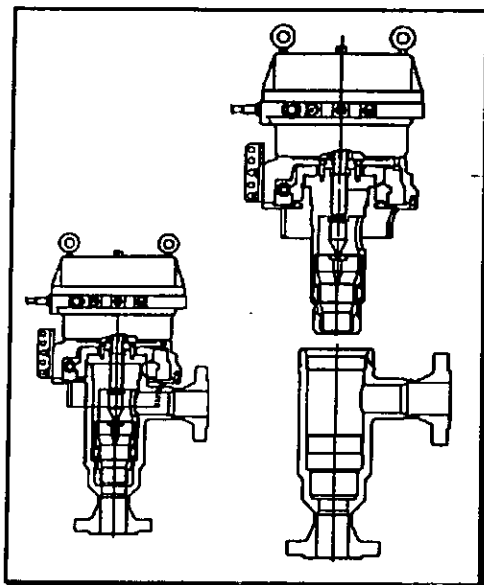


FIGURA 2.14 ESTRANGULADOR MARINO CON ACTUADOR HIDRÁULICO

SISTEMAS DE CONEXIÓN DE LA LÍNEA DE FLUJO

Por la forma de hacer la conexión de la línea de flujo, se tienen en general tres sistemas de conexión:

- Conexiones Bridadas.
- Conexión Pull-In.
- Conexión Layaway.

Los dos últimos son sistemas muy sofisticados y representan grandes avances en ingeniería de instalaciones submarinas, es decir, el equipo y métodos para instalar líneas de flujo submarinas para transportar los fluidos producidos se llama genéricamente Sistema de Conexión de la Línea de Flujo.

La selección del tipo de conexión depende de varios factores tales como:

- La profundidad del agua.
- La ubicación del campo.
- Complejidad.
- Experiencia de operación.
- Diseño de instalaciones de producción.

El mejor método es siempre el más simple, el más factible y el menos costoso. Así para árboles asistidos por buzos, se acostumbra instalar líneas bridadas para conectar la línea de flujo al árbol o a la plantilla de árboles. En este método se incluye el uso de uniones giratorias para facilitar la tarea de los buzos. La conexión se puede hacer al árbol directamente o a la plantilla de producción, o bien, a un dispositivo de interconexión intermedio (araña, múltiple de recolección submarina, etc.) que permita retirar el árbol sin desconectar la línea de flujo.

En aguas más profundas (450 m en adelante) el sistema de conexión de la línea de flujo debe diseñarse de tal forma que se instale sin asistencia de buzos. La instalación sin buzos es por dos procedimientos básicos: pull-in y layaway.

La Figura 2.15 muestra un diagrama esquemático de un sistema de conexión de la línea de flujo como el utilizado en los árboles sin asistencia de buzos.

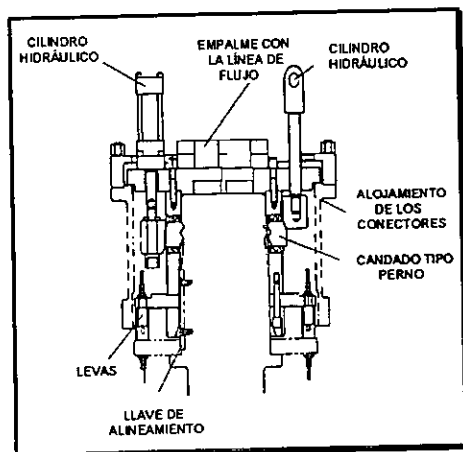


FIGURA 2.15 SISTEMA DE CONEXIÓN DE LA LÍNEA DE FLUJO

TAPA DEL ÁRBOL (TREE CAP)

La tapa del árbol (tree cap) previene la formación de helecchos marinos sobre el mandril de reconexión superior del árbol y puede sellar los agujeros de la parte superior del árbol o sólo evitar la formación de helecchos marinos. Las tapas presurizadas proporcionan un sello adicional arriba de las válvulas de contrapresión.

Una tapa sellante requiere de un método para probar con presión por debajo de ella.

Si se utilizan taponos superiores y válvulas de contrapresión, la tapa sellante debe tener un dispositivo de purga durante la instalación para evitar el cierre hidráulico. Este dispositivo representa un riesgo potencial de fuga. Por otro lado, el uso de las tapas no sellantes deja a las válvulas de contrapresión o taponos superiores como barreras contra las presiones de la TP o el espacio anular. La selección más usual en estos casos es utilizar válvulas de contrapresión y una tapa sellante.

Los árboles tipo simple generalmente utilizan una capucha manual instalada con asistencia de buzos. Estas son muy simples y de bajo costo. Los tipos de uniones son del tipo sierra y el reforzado. El primero funciona con sellos metal-metal, el cual es fácil y rápido de desconectar. El segundo se utiliza para presiones mayores de 5,000 psi y generalmente usa conectores de seguro, de abrazadera o de rosca.

Por otro lado, los árboles asistidos por buzos, sin asistencia de buzos y los sin líneas guía, utilizan un conector para la capucha del árbol que puede ser actuado hidráulicamente, mecánicamente, con peso u otro diseño (roscado, operados por buzos, en su caso, por ROV's, tipo perno y tipo "J").

En el caso de capuchas hidráulicas/mecánicas sin asistencia de buzos, el perfil superior debe ser compatible con el perfil del conector de la herramienta instaladora.

Adicionalmente, los sistemas de conexión superior del árbol pueden estar combinados con componentes de control ligados al sistema de control de la terminación, es decir, al riser de terminación. La Figura 2.16 muestra el diagrama esquemático de una tapa de árbol (tree cap).

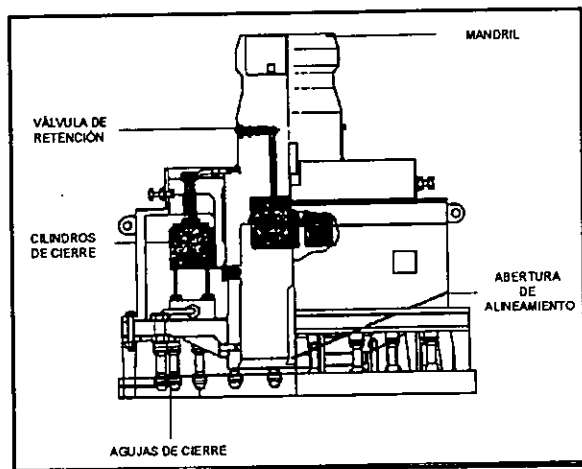


FIGURA 2.16 TAPA DEL ÁRBOL (TREE CAP)

CARRETE DE RECONEXIÓN

El mandril de reconexión es la parte superior del ensamblaje del árbol, proporciona un medio de comunicación para los fluidos de la TP y el espacio anular. El mandril de reconexión funciona como el punto de interfase de control con el sistema de control superficial. Además tiene una sección superior para recibir al sistema de conexión superior del árbol (tree cap).

El tipo de árbol influye en el diseño del mandril de reconexión. Así, para árboles tipo simple se requiere un mandril manual, asistido por buzos, de un solo agujero.

Para árboles asistidos por buzos se puede requerir un mandril con uno o varios agujeros y un múltiple de conexión para las funciones a control remoto de las intervenciones con riser de agujeros múltiples para las operaciones de terminación con intervención mínima de buzos.

Para árboles sin asistencia de buzos se requiere un mandril de reconexión operado con intervención mínima de ROV's. En este caso se requiere de un mandril de mayor resistencia para aceptar las cargas del riser a mayor profundidad.

En cuanto a los árboles sin líneas guía, se requieren todas las características de los árboles sin asistencia de buzos, excepto que deben ser compatibles con aguas aún más profundas donde se utilicen técnicas de reconexión sin líneas guía. El requerimiento principal es un sistema con guías para la reconexión, a fin de evitar el daño de la interfase de controles.

El sistema de reconexión debe proporcionar dos sellos de presión para los agujeros del árbol y esto se puede lograr utilizando una combinación de válvulas de contrapresión, tapones presurizados y/o tapones corona recuperables con cable.

La configuración específica del mandril de reconexión depende del acceso vertical requerido, de los requerimientos del riser de terminación, del perfil del mandril, de la cima del bloque de válvulas y de los requerimientos de sellado.

La Figura 2.17 muestra el diagrama esquemático de un mandril de reconexión.

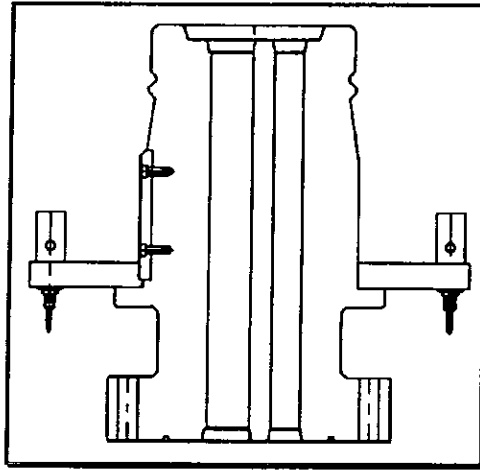


FIGURA 2.17 CARRETE DE RECONEXIÓN

MARCO GUÍA Y ESTRUCTURA PROTECTORA DEL ÁRBOL

El árbol submarino está encerrado por un marco guía estructural. Este marco proporciona un soporte estructural a los componentes del árbol al mismo tiempo que es una guía durante la instalación del árbol. También protege la tubería de control hidráulico y los componentes de un posible daño mecánico por el manejo y operación del árbol. Algunos accesorios se montan sobre este marco. Tal es el caso del pod de control, entre otros.

La estructura metálica sobre la que se montan los vehículos operados remotamente, se coloca sobre el marco guía. Aunque es posible tener marcos individuales para cada válvula, se prefiere tener una sola base. En este caso, el marco guía proporciona soporte estructural sin aumentar el costo significativamente.

El marco guía debe organizar todas las características del árbol submarino. Las principales funciones del marco guía son proporcionar:

-
-
- Una interfase con el sistema de cabezal submarino.
 - Un medio para montar el árbol y sus accesorios.
 - Una guía de reconexión de la herramienta instaladora del árbol, del sistema de reconexión superior y/o del paquete de conexión inferior del riser.

Por otro lado, la estructura protectora se coloca sobre el pozo para el caso de árboles en plantilla o se instala directamente sobre el árbol de un pozo tipo satélite. Para todo tipo de estructura protectora, la cubierta debe ser fácil de remover durante la perforación, terminación y reparación a fin de tener un fácil acceso al árbol.

TUBERÍAS DEL ÁRBOL

Guías de flujo (flow loop). El conector y el método de conexión entre el árbol y la línea de flujo especifican la configuración de las guías de flujo en el árbol. Estas guías tienen la suficiente flexibilidad para absorber los esfuerzos térmicos y las deformaciones ocasionadas al mover la línea de flujo durante su instalación. Se debe hacer un análisis estructural para determinar la longitud de la tubería requerida para absorber el movimiento.

Tuberías de Control de los Actuadores. Se requieren las siguientes consideraciones para que las tuberías que conectan el pod de control de umbilicales de producción con los actuadores hidráulicos del árbol:

- Tamaño de las líneas de control. Deben ser de ¼" de diámetro exterior.
- Número de conexiones. El menor posible, para evitar puntos potenciales de fuga.
- Ubicación de líneas. Deben estar lo más cerca y lo más fuertemente fijadas posible al bloque de válvulas para minimizar el riesgo de daño por buzos o vehículos operados remotamente.

Tuberías de Limpieza. Las líneas del árbol deben permitir la limpieza de la línea de flujo y hasta el lanzamiento de diablos. La decisión de lanzar diablos se debe tomar en la etapa de diseño o de definición de requerimientos funcionales, antes de comenzar el proyecto. La selección del método de limpieza y/o lanzamiento de diablos depende de:

- Frecuencia de limpieza.
- Tipo de diablo a correr.
- Grado de complejidad.
- Sistema de control remoto utilizado.
- Distancia entre las instalaciones superficiales y el pozo.
- Número de líneas de producción necesarias.
- Disponibilidad de buzos o vehículos operados remotamente en la localización.
- Tipo de problemas de producción que se pretenden prevenir o resolver con la limpieza o con diablos.

CONEXIÓN DEL ÁRBOL AL MÚLTIPLE DE POZOS

La conexión del árbol al múltiple o plantilla de pozos incluye las líneas de producción, del espacio anular y de inyección de productos químicos. Para lograr una buena operación de conexión de las líneas del árbol al múltiple de pozos, el alineamiento de las interfases debe manejarse adecuadamente.

Una consideración particularmente importante durante la fabricación de la plantilla o múltiple consiste en asegurarse que los receptáculos diversos y las preparaciones sobre la plantilla estén arreglados adecuadamente o empaten con el resto del equipo, por ejemplo, la posición de los cabezales, las conexiones de tuberías, las interfases de control, etc. Las posiciones deben ser lo suficientemente precisas para acoplarse con sus respectivos empates submarinos después de que se ha instalado el múltiple y de que se han construido las otras partes.

LANZADOR DE DIABLOS SUBMARINOS

Generalmente se utiliza para líneas tanto de líquidos como de gas en alguna etapa de producción. El colgamiento de condensados en la línea de flujo puede llegar a ser tal que se necesite la limpieza con diablos para purgar la línea y empujar el fluido hacia fuera del sistema. La limpieza puede no ser necesaria en las primeras etapas de la vida productiva del pozo. Sin embargo, las condiciones subsecuentes pueden crear una situación en la que se necesite correr un diablo.

Los sistemas de limpieza con diablos se han desarrollado para introducir el diablo a través de un lanzador submarino. En este caso se fabrica y se coloca sobre las instalaciones submarinas. Se han utilizado varios lanzadores de diablos submarinos en todo el mundo. La principal razón de utilizar esta técnica es la de ahorrar el costo de una línea de flujo extra que se pudiera requerir si la operación se realizara desde la superficie. Otra consideración importante en la selección de un lanzador de diablos submarino es la frecuencia de limpieza con diablos. Si esta es requerida muy frecuentemente, entonces la opción de instalar un lanzador de diablos no es muy atractiva. Esto se debe a que se tiene que cargar el diablo en el lanzador y para esto se puede requerir de la asistencia de buzos o de vehículos operados remotamente.

Indistintamente del método de colocación del diablo, hay dos formas de lanzamiento. Primero, la presión del yacimiento puede ser suficiente para arrastrar el diablo junto con los fluidos producidos. Segundo, si el tirante de agua lo permite (aguas poco profundas), entonces se puede establecer un circuito, asistido por buzos, de tal forma que el fluido pueda ser bombeado desde la superficie para mover el diablo.

2.3 INSTALACIÓN DEL ÁRBOL SUBMARINO

El árbol submarino tiene tres herramientas principales de instalación. Estas son:

1. Herramienta instaladora del árbol.
2. Conjunto de riser para reparaciones menores.
3. Herramienta instaladora de la tapa del árbol.

Dependiendo del tipo de árbol submarino, pueden o no requerirse alguna de las tres herramientas. Por ejemplo, el conjunto de riser para reparación menor se utiliza normalmente en aplicaciones críticas, como en áreas de aguas turbulentas similares a las del Mar del Norte. También existen varias herramientas auxiliares asociadas con el sistema de árboles submarinos.

La herramienta instaladora del árbol es un dispositivo hidráulico o mecánico el cual va en la parte superior del árbol. Estos forman la parte inferior del riser de terminación o reparación el cual sirve también para introducir la sarta en el árbol. Se pueden utilizar la tubería de perforación y/o la TP para instalar el árbol. Comúnmente la herramienta instaladora del árbol incluye los medios de control hidráulicos para el conector del cabezal del árbol y otros actuadores. El costo de la herramienta instaladora puede ser alto, así que debe considerarse como un artículo costoso cuando se contemplen las posibilidades de aplicación de los sistemas submarinos. Esta herramienta instaladora puede comprarse normalmente. Sin embargo, algunas veces se puede rentar y de esta manera se disminuirá el costo de la inversión.

Por otro lado, el riser de reparación es parte del conjunto de preventores de terminación submarina. Este realiza las mismas funciones que el conjunto de preventores y está localizado en la parte más baja del riser de terminación/reparación. El riser inferior puede cortar el cable de acero o la tubería flexible, quedando sellado el agujero del pozo. El riser inferior puede tener arietes de corte del cable de acero o preventores de línea para prevenir el descontrol del pozo. Estos proporcionan una barrera adicional al control del pozo durante las operaciones de reparación.

El riser inferior puede tener un conector en el extremo (normalmente activado hidráulicamente) para conectarse con el mandril de reconexión del árbol. El típico riser inferior incluye una línea entre el riser de terminación y el de reparación que permite la purga previa al desconectar la línea submarina.

Esta herramienta está provista de conexiones con la parte superior del árbol, la cual se utiliza para la instalación/recuperación del extremo superior del árbol (tree cap). La herramienta instaladora del extremo superior del árbol tiene las siguientes funciones:

- Actúa como un conector del extremo superior del árbol (tree cap).
- Sella el extremo superior del árbol en pruebas de presión.

-
-
- Alivia la presión por debajo del extremo superior del árbol.
 - Inyecta fluido inhibidor de corrosión.

La herramienta instaladora del extremo superior del árbol puede actuar tanto mecánica como hidráulicamente. Para el árbol tipo simple se utiliza una unión tipo martillo en el extremo superior del árbol y la herramienta instaladora del extremo superior del árbol no es necesaria.

Existe gran variedad de sistemas convencionales para la instalación de los árboles horizontales. Por simplicidad se supone que un sistema convencional consiste de un agujero doble de 4" x 2". Ambos sistemas pueden o no llevar el carrete de la TR entre el cabezal y el árbol. En particular, los métodos de conexión de las líneas de flujo, la interfase con los ROV's y el diseño de las válvulas pueden ser los mismos independientemente del tipo de árbol.

En un árbol horizontal el colgador de la TR se asienta en el cuerpo del carrete y en la dirección del flujo. Este colgador está equipado con un perfil para la línea de acero, una vez en su lugar, tiene el mismo propósito que el de una válvula de contrapresión en un árbol convencional.

El árbol puede ser instalado con tubería de perforación o conectado al conjunto de preventores del riser marino. Una vez anclado y asegurado al cabezal, el sistema se prueba a presión.

Con respecto a la instalación, existen dos ventajas principales del árbol horizontal en comparación con el convencional. Primero, el colgador de la TR se instala después de que el árbol se encuentra en su lugar. Para los trabajos de reparación, es posible que la TP necesite ser extraída sin quitar el árbol. Segundo, el árbol se puede instalar con tubería de perforación o mediante conexión con el conjunto de preventores inferiores del riser.

2.4 EQUIPO DEL RISER DE TERMINACIÓN / REPARACIÓN Y COPLES

El riser de terminación y reparación se utiliza para comunicar los diferentes agujeros del árbol submarino con la superficie, durante las operaciones de terminación/reparación. El riser de terminación está diseñado para instalar y recuperar el colgador de la TP. A menudo el riser de terminación y reparación son los mismos. Todos los árboles submarinos requieren de algún tipo de riser de terminación y reparación para permitir la instalación y la recuperación del colgador de la TP.

La selección del sistema de riser de terminación y reparación se determina principalmente por el tipo de colgador de la TP y por el tipo de árbol submarino.

La cantidad de árboles requeridos también podría estar influenciada por el costo del riser seleccionado. Una regla aplicada a la selección del sistema de riser de terminación y reparación es que el costo sólo es efectivo para cuatro o más árboles. Los factores del medio ambiente pueden influir en esta, particularmente en las aplicaciones de aguas profundas.

Las tendencias actuales demuestran que los operadores están dispuestos a invertir en sistemas de riser de terminación y reparación, los cuales pueden estar disponibles a base de renta. Un riser de terminación y reparación rentado podría significar una reducción en el costo inicial.

El riser de terminación y reparación consiste de uno o más conductos represionados que proporcionan acceso sin restricción a los agujeros de producción y/o del espacio anular de un árbol submarino. El riser puede incluir líneas de control hidráulico para la operación del árbol submarino y/o de las herramientas instaladoras.

Existen dos tipos básicos de riser de terminación y reparación: los integrados y los no integrados.

Los riser no integrales pueden agruparse en tres tipos básicos: los de tubería de perforación, los de tubería de producción y otros.

Los riser de la tubería de perforación consisten de una sarta de perforación acoplada con un control hidráulico umbilical. El riser de tubería de perforación, proporciona un sistema de muy bajo costo, pero de aplicación y capacidad limitada, debido a su simplicidad de acceso al agujero.

El riser de la tubería de perforación se utiliza principalmente en aplicaciones donde se requiere de acceso mínimo dentro del agujero de producción o del espacio anular, o bien, donde el costo de otros sistemas más complejos de riser no están justificados.

En cuanto a los riser integrales, estos consisten de uno o más ligadas individuales de T.P. y un control umbilical hidráulico. Si se usan varias ligadas de T.P., esta puede ser instalada independientemente o usando un seguro junto con algún tipo de abrazadera.

El control umbilical hidráulico normalmente se afianza mediante alguna abrazadera o correa a uno de los tubos de la TP. Ambas sargas en la TP, se instalan juntas. Sin embargo, si no se dispone de cuñas dobles o de elevadores dobles y además, el tirante de agua es muy somero, entonces las sargas múltiples de TP pueden ser instaladas independientemente. El uso típico del riser de la TP tiene lugar cuando se requiere de acceso a dos o más agujeros y/o cuando se requiere de agujeros mayores (mayor de 3").

Los riser de la TP son limitados en tirantes de aguas someros y para operaciones de presión de baja a media.

Un aspecto importante de los riser integrales es que tienen conductos presurizados, los cuales se conectan juntos a lo largo del riser. Los riser integrales se clasifican en riser con funda o riser sin funda.

Los otros riser no integrales, incluyendo aquellos con conexión al final, se fabrican de materiales especiales, tales como el titanio o fibra de vidrio, o bien, materiales compuestos.

Los riser flexibles están diseñados para aplicaciones muy específicas y/o donde la capacidad es más importante que el costo.

El riser con funda consiste de dos o más conductos con presión los cuales van dentro o fuera de la camisa protectora del riser. Este riser también puede contener las líneas de control hidráulico.

Típicamente, este riser se utiliza anticipadamente en aplicaciones donde existen altas cargas por tensión o de pandeo y/o en desarrollos de pozos múltiples donde su uso es frecuentemente anticipado. Estos factores tienden a justificar los altos costos del riser integral.

Por su lado, los riser sin funda consisten de múltiples conductos con presión (tubería o TP) los cuales están ensamblados juntos por medio de abrazaderas mecánicas, y están aseguradas por una conexión común. Separadamente se ata un control umbilical hidráulico al riser.

Los coples van soldados al final de cada tubo. Estos proveen una manera fácil de conectar y desconectar las juntas del riser. Estos coples también proporcionan un soporte al peso del sistema de riser durante la instalación y los trabajos de reparación y mantenimiento. En algunos casos los coples pueden ser utilizados como puntos de levantamiento para carga y descarga en las juntas del riser dentro y fuera de la sarta. Las cargas de tensión debidas al peso del árbol submarino o del sistema de riser se transmiten a través de los tubos del riser de terminación y reparación y son transferidos de junta en junta por los coples. Estos coples pueden ser de perno o por unión rosca, con abrazadera u otro estilo de conexión.

2.5 EQUIPO AUXILIAR

El árbol superficial proporciona el control de flujo de la producción y del espacio anular durante la instalación del colgador de la TP y del árbol submarino. Este tiene también provisiones para soportar el peso del sistema de riser de terminación/reparación.

Típicamente el arreglo de válvulas del árbol superficial, incluye válvulas de contrapresión y válvulas de ala para cada agujero, además de la válvula maestra y/o una válvula de flujo cruzado. Sin embargo, como mínimo, se recomienda que la válvula maestra de producción sea operada remotamente.

El lubricador se encuentra en la parte superior del bloque de válvulas, permitiendo así lubricar la línea de acero o la tubería flexible o la unidad snubbing. El más común de los adaptadores es la rosca unión, aunque también se aceptan las bridas.

También se pueden utilizar los manómetros de presión y las válvulas de aguja, las cuales se colocan entre el bloque de válvulas y el lubricador.

La araña provee de un punto para colgar el riser integrado de terminación y reparación y puede estar asentada ya sea en el buje de la rotaria o en la mesa rotatoria. Algunas arañas pueden cerrar por rotación de la flecha en el buje de impulso del pozo. Una vez puesto el seguro, la araña soporta el torque.

Las arañas se pueden operar manual, hidráulica o neumáticamente. Debe tomarse en cuenta lo costoso de las arañas hidráulicas y neumáticas y compararse contra el tiempo ahorrado durante las operaciones costafuera. Las arañas se utilizan para los riser no integrales.

Por otro lado, la junta de tensión no es necesaria para la instalación del árbol, pero si es benéfica para las operaciones de reparación. La junta de tensión permite que el sistema de riser de tensión del barco perforador pueda unirse con el riser de terminación y reparación. Así, no depende del block viajero y el gancho para la compensación de movimiento.

2.6 INSTALACIÓN DEL SISTEMA DE CONEXIÓN DE LA LÍNEA DE FLUJO

Después de que se retira la capucha de terminación, se inicia la preparación para las operaciones de conexión de las líneas de flujo. El éxito de la instalación del sistema de conexiones depende de la posición de la tubería. La instalación de la línea de flujo se guía por un equipo submarino de navegación, el cual proporciona confiabilidad y evita que la operación se realice dos veces.

La conexión de las líneas de flujo es la primera operación del programa. Las conexiones se realizan utilizando las poleas de la herramienta del sistema de conexiones.

Se opera hidráulicamente un contenedor montado en la línea de flujo. Este se posiciona para asegurar la línea a la estructura. Después de colocar el sistema de conexiones con cable de acero a través de poleas, se instala el posicionador de la línea de flujo. Esto se logra utilizando la sarta de perforación para las operaciones de los sistemas de conexiones de línea de flujo.

El sistema de conexión de la línea de flujo "Layaway", se opera usualmente sin asistencia de buzos. La línea se transporta hacia las aguas profundas, la cual se conecta primero al árbol. Después, en forma independiente o junto con el árbol, la línea de flujo se instala y se conecta a través de un conector hidráulico montado en la estructura del árbol.

Por otro lado, en el sistema de conexión Pull-in las líneas de flujo se conectan a un juego de válvulas o a la parte superior de una plantilla. Además se tiene un conector hidráulico en la interfase del árbol con el mandril vertical de la plantilla, la cual esta alineada con el juego de válvulas. De esta manera, el árbol se puede recuperar sin tener que desconectar la línea de flujo.

2.7 INSTALACIÓN DE LOS UMBILICALES DEL ÁRBOL

2.7.1 ÁRBOLES ASISTIDOS POR BUZOS. Para el caso de los pozos satélites a profundidades donde se puede trabajar con buzos, los umbilicales de control se pueden conectar al pod de control del árbol.

Para el caso de las líneas individuales de los umbilicales, estas pueden ser conectadas a su línea correspondiente en el pod de control. Cada línea de los umbilicales puede estar equipada con un desconector hidráulico rápido en cada pod de control.

Si se utiliza un sistema de control de multiplexor electrohidráulico, el módulo de control deberá estar localizado en el árbol. Para este caso, los umbilicales deben terminar en el pod de control llevando los dos conectores, los hidráulicos y los eléctricos; ahora, si son instaladas ambas líneas (hidráulica y eléctrica), entonces serán necesarios dos pod de control por separado, los cuales pueden ser instalados con asistencia de buzos.

2.7.2 ÁRBOLES SIN ASISTENCIA DE BUZOS. A una profundidad donde no se puede trabajar con buzos, el control de los umbilicales puede estar conectado directamente en el árbol e instalarse en forma similar al árbol. Como una alternativa, el árbol puede estar equipado con un pod de control. De otra forma el control de los umbilicales puede también estar puesto y desconectado a la línea de flujo.

El pod de control de los árboles su puede conectar con asistencia de buzos o por ROV's, instalando líneas flexibles hacia la caja de unión sobre el pod de control.

Los umbilicales se acoplan a las juntas del riser de terminación y reparación. También se pueden sujetar al equipo auxiliar a lo largo del riser.

En la Figura 2.18 se muestra un diagrama esquemático de la instalación de un sistema submarino de cabezal, árbol y riser.

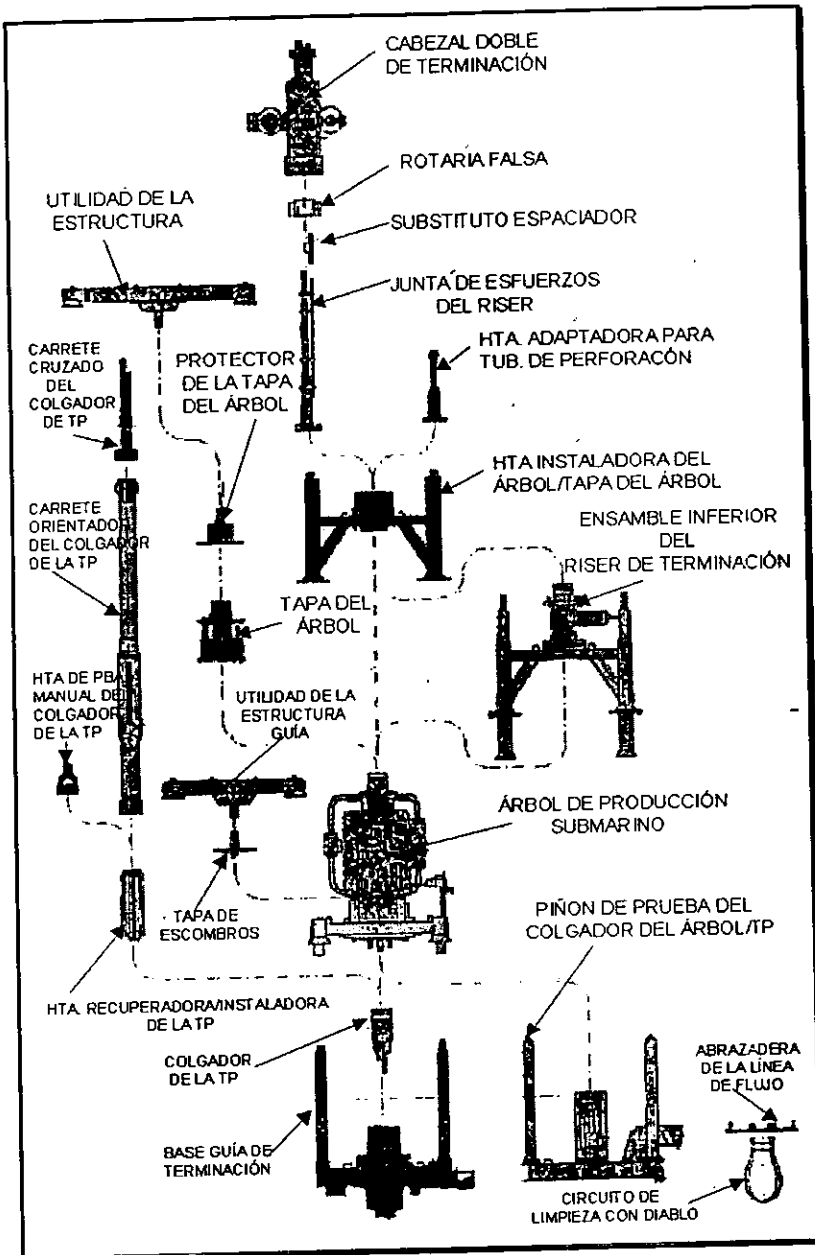


FIGURA 2.18 DIAGRAMA DE INSTALACIÓN

2.8 OPERACIÓN DEL ÁRBOL

Las válvulas son los componentes más críticos en la terminación submarina y también los que más fallas han tenido antes y después de la instalación. Las fallas significan el no poder cumplir con las especificaciones necesarias para operar el sistema de control satisfactoriamente.

Existen válvulas de compuerta, las cuales tienen la característica de proveer un sello metal-metal contra la compuerta y el cuerpo de la válvula. Un resorte de carga sella el protector superficial mejorando así el sello de baja presión.

Las válvulas de bola están provistas de una máxima resistencia a la presión, con requerimientos especiales que benefician las aplicaciones submarinas.

El bloque de válvulas aloja a las válvulas las cuales nos dan el primer control del pozo sobre los fluidos. Generalmente se utilizan las válvulas de compuerta para controlar el flujo de fluidos del pozo. Estas válvulas están dispuestas como actuadores hidráulicos submarinos.

Una designación estándar de las válvulas en los árboles submarinos, denotan a la primera válvula por arriba del cabezal como la válvula maestra inferior de producción. También se monta en el block una válvula maestra inferior del espacio anular. Por arriba de esta se colocan las válvulas maestras superiores de producción y anular.

Las válvulas son operadas con un impulsor, el cual puede ser hidráulico, neumático, de pistón, de diafragma y doble diafragma. Son los actuadores hidráulicos.

La aplicación adecuada del estrangulador submarino puede representar ahorros substanciales, además de que provee de beneficios a las instalaciones submarinas tales como:

- Protección contra daños por cambio drástico de presión en las válvulas.
- Protección contra colapso al inicio de la producción.

El actuador operado manualmente necesita una interfase mecánica para su operación. De este modo su operación se hace sencilla con asistencia de buzos.

El actuador hidráulico está diseñado para operar con un control de presión de 1,500 a 3,000 psi.

Para ajustar el estrangulador remotamente, la presión se lee antes de la llegada a este a través del sistema de control. La instrumentación es parte integral del estrangulador o del panel de control y esta puede ser reparada recuperándola en la superficie.

Para los estranguladores operados por RVO's la mayor parte de la instrumentación puede ser parte del sistema de RVO's, de tal manera que se puede reparar sin perturbar los sistemas de producción.

2.9 CUADRO COMPARATIVO DE LOS DIFERENTES SISTEMAS Y SU ANÁLISIS

Los árboles submarinos se pueden comparar de diferentes maneras. Precisamente la menos adecuada es la comparación por compañía. Esto se debe a que cualquiera de las compañías fabricantes de equipos y sistemas submarinos es capaz de suministrar el árbol más adecuado para un caso en particular, al menos las que se presentan aquí.

Es decir, todo pozo que requiere ser terminado con un sistema submarino, debe ser analizado como caso específico. Esto lleva consigo la inversión de horas hombre dedicadas al aspecto de ingeniería de detalle y de todos los sistemas de cada tipo de árbol o de cada necesidad, a fin de obtener el sistema más adecuado para cierto conjunto de condiciones de cada campo.

2.9.1 CRITERIO DE COMPARACIÓN Y SELECCIÓN DEL ÁRBOL

Los criterios de comparación más importantes en la selección de un árbol submarino son los componentes del árbol en sí.

Por su puesto, el primer parámetro a considerar en la selección de un árbol mojado es la profundidad del tirante de agua. Luego vienen las condiciones específicas del pozo. Estas son:

- La presión en la cabeza del pozo.
- Los fluidos producidos y sus propiedades.
- El sistema de cabezal.
- Los diámetros de la tubería de producción y del espacio anular.
- El sistema de conexión de la línea de flujo.
- El sistema de control de la producción.
- La localización con respecto a las instalaciones de producción.

Una vez que se conoce la profundidad del tirante de agua, se establece el tipo de árbol más adecuado para esa profundidad, ver Tabla 2.2. Prácticamente esto hace que se le dé un nombre al árbol, es decir, si es un árbol tipo simple, asistido por buzos, sin asistencia de buzos o sin líneas guía. La configuración del árbol estará dada por los componentes. Debe tenerse en cuenta que el mejor árbol será siempre aquél que sea el más sencillo, el más factible y el menos costoso.

Así, con los datos anteriores y la información del campo a desarrollar se procede a seleccionar, para cada pozo, el mejor sistema de terminación y por supuesto, el mejor árbol.

La Tabla 2.2 se preparó considerando las características más sobresalientes de los diferentes árboles, los diferentes componentes existentes y las variantes de cada componente. Un análisis más exhaustivo sería motivo de otro trabajo, en el que se comparen dichas variantes. Esto es, un estudio comparativo de los diferentes componentes de un árbol submarino.

Sin embargo, se pretende que la Tabla 2.2 sea el preámbulo del análisis del estado del arte de la tecnología de árboles mojados. Esto significa que dicha tabla sea útil para iniciar un proceso de selección de árboles submarinos.

Descripción de la Tabla.

En la Tabla comparativa de los diferentes tipos de árboles mojados se presentan las siguientes columnas:

1. Tipo de árbol.
2. Tirante de agua.
3. Presión de trabajo.
4. Conexión de la línea de flujo.
5. Agujeros de producción y del espacio anular.
6. Número de agujeros.
7. Estrangulador.
8. Sellos del conector del árbol.
9. Conector del cabezal.
10. Capucha del árbol.
11. Sistema de control de las válvulas.
12. Interfase de control de las válvulas.
13. Interfase de control de la producción.
14. Equipo utilizado para la instalación.
15. Riser de terminación/repación.
16. Costo.

1. **Tipo de árbol.** Se refiere a cualquiera de los siguientes:

- Tipo simple.
- Asistido por buzos.
- Sin asistencia de buzos.
- Sin líneas guía.
- Horizontal.

Estos tipos de árboles y sus funciones se describen en la sección 2.1. Comparativamente, la diferencia es la profundidad de aplicación.

2. **Tirante de Agua.** Es la profundidad de aplicación de cada tipo de árbol. El rango va desde 0 hasta más allá de los 1,800 m. Los rangos presentados en la Tabla 2.1 corresponden a la profundidad de diseño de cada árbol. Sin embargo, la profundidad de aplicación puede ser diferente. Por ejemplo, el árbol horizontal, en su modalidad de productor por empuje natural, se ha utilizado hasta 670 m de tirante de agua, pero está diseñado para ser colocado en profundidades de 1,800 m o más. En el caso de los tipos de árboles convencionales, se han aplicado en las profundidades marcadas por sus rangos de trabajos.
3. **Presión de Trabajo.** Prácticamente todos los árboles se pueden trazar a cualquier presión nominal de trabajo. Aquí la clave es el tipo de sello que se utiliza en el colgador de la tubería de producción y en los extremos inferiores del árbol (stab subs), así como el tipo de conector del árbol al cabezal.

Por supuesto, la presión de trabajo también la dará la resistencia de las válvulas del árbol. En este punto quien determina el control principal del pozo es la válvula maestra inferior de producción. El resto de las válvulas debe ser de la misma presión.

Otro valor importante de presión a considerar es el de la presión nominal del cabezal. Esta debe ser compatible con la presión de trabajo del árbol. Es decir, la presión de trabajo del cabezal deberá ser igual o mayor que la presión de trabajo del árbol, sobre todo, la resistencia en el conjunto de sellos del colgador, o bien, entre tuberías de revestimiento y tie-back/colgador, cuando se utilice algún sistema de suspensión del cabezal. Así, se tienen valores de presión nominal para árboles de 5,000, 7,000, 10,000 y 15,000 psi.

4. **Conexión de la Línea de Flujo.** El sistema de conexión de la línea de flujo utilizado depende básicamente del tirante de agua del árbol en el que se instale. Además, se podrá optar entre varios sistemas, para ciertos rangos compatibles de colocación.

Por ejemplo, un árbol tipo simple utilizará un sistema de conexión tipo bridado cuya instalación será en forma hidráulica, asistida por buzos, mientras que un árbol sin líneas guía utilizará invariablemente un sistema de conexión tipo pull-in o layaway en forma hidráulica dado que la profundidad de colocación del árbol será que no podrá ser asistido por buzos.

Es decir, los sistemas utilizados para hacer la conexión de la línea de flujo son:

- Bridado.
- Pull-in.
- Layaway.

-
-
5. **Agujeros de Producción y del Espacio Anular.** Se refiere a la geometría de las tuberías de producción y del espacio anular. Esta geometría se respalda con los diferentes tipos de colgadores de tubería de producción y su limitante es el diámetro máximo del árbol mismo. Por otro lado, el nido del cabezal puede recibir indistintamente estos tipos de colgador.
 6. **Número de Agujeros.** Son los orificios del colgador y representa el número de tuberías de producción/inyección del pozo. Pueden ser una, dos o hasta tres tuberías, dependiendo del tipo de terminación del agujero. Los fabricantes pueden proporcionar los árboles con el número de agujeros solicitados por el cliente.
 7. **Estrangulador.** Los estranguladores se utilizan para regular el flujo de fluidos del pozo y éstos generalmente se instalan en árboles con alta presión, alta productividad, o bien altas relaciones de gas/aceite, en donde se pretenda regular la vida productiva del yacimiento, manteniendo el empuje natural y explotándolo racionalmente. Es posible que no se requiera el uso de un estrangulador, por lo que este componente se considera como opcional y se instala a petición del cliente.
 8. **Sellos del Conector del Árbol.** Hoy día, la tecnología de sellos metal-metal se ha convertido en un estándar en los sistemas de cabezal/árbol/colgador. Esto se debe a que la seguridad contra fugas es fundamental para la buena operación de dichos equipos submarinos.

Sin embargo, en sistemas donde se utilizan árboles tipo simple, aún existe la opción de los sellos elastoméricos, para condiciones de presión de trabajo de 5,000 psi. Para presiones mayores deben utilizarse invariablemente los sellos metálicos.

Adicionalmente, se utilizan sellos llamados de respaldo o secundarios, los cuales pueden ser una combinación de sellos metálicos con sellos elastoméricos, o bien, ser solo elastoméricos.

9. **Conector del Cabezal.** Este componente del árbol es muy importante debido a que representa una de las interfases de posible fuga o deslineamiento al momento de la instalación del árbol, o bien, cuando existen cambios severos en el estado de esfuerzos del riser debido a los movimientos ocasionados por las corrientes marinas. La instalación del conector puede ser manual, asistida por buzos o hidráulica.

Cabe mencionar que la operación hidráulica del conector del cabezal puede ser por cualquiera de los métodos de control remoto que se verán en el capítulo 4.

10. **Capucha del Árbol.** Este componente representa el medio de reconexión del riser de terminación/repación con el árbol submarino. Puede ser instalada manualmente, en el caso de árboles tipo simple, o bien, hidráulicamente, para el resto de los tipos de árboles convencionales.

En el caso del árbol horizontal se puede realizar la instalación de la capucha del árbol en forma manual o hidráulica. Esta decisión se toma considerando el tirante de agua, principalmente.

Si la operación es en forma hidráulica, al igual que en el conector, la operación de la capucha del árbol puede realizarse por cualquiera de los métodos de control remoto (capítulo 4).

11. Sistema de Control de las Válvulas. Representa un medio de control del pozo, el cual puede ser manual, asistido por buzos, o a control remoto, ya sea con un sistema de control, como los que se verán más adelante, o bien, con un vehículo operado remotamente. Aquí el criterio de selección del sistema de control depende del tirante de agua, de la presión de trabajo y del tipo de sellos de las válvulas, entre otros.

12. Interfase de Control de Terminación. Se refiere al componente del árbol en el que se conecta el riser de terminación/repación. Esta interfase es un pod de control a partir del cual se distribuyen las líneas de control durante la terminación del pozo. También representa la conexión de los diferentes conductos de los fluidos hidráulicos y de terminación. De este modo, se tienen las interfaces siguientes:

- Interfase asistida por buzos simple.
- Interfase asistida por buzos de acceso vertical.
- Interfase de acceso vertical completo.

Los árboles convencionales requieren de un riser especializado para cada tipo de terminación y de tipo de árbol.

Los árboles horizontales tienen una interfase de acceso completo. De aquí que a estos árboles también se les conoce como de paso completo.

Por otro lado, los árboles horizontales tienen la característica sobresaliente de no requerir un riser de terminación/repación especializado. Aún más, en algunos casos, se puede terminar el pozo con el riser de perforación.

13. Interfase de Control de la Producción. La interfase de control de producción se refiere al pod de control donde llegan las líneas hidráulicas que operan las válvulas y los actuadores submarinos, así como el estrangulador, en su caso. Estas líneas son los llamados umbilicales de control del pozo.

De esta manera, se tienen interfaces asistidas por medio de buzos, cuya aplicación principal son los árboles tipo simples y los asistidos por buzos, y las interfaces operadas a control remoto, ya sea con línea umbilicales con ROV's.

14. Equipo Utilizado para la Instalación. Los equipos utilizados en la instalación de los árboles submarinos van desde un autoelevable o jackup, para árboles tipo simple, asistido por buzos y horizontales, hasta barcos con posicionamiento dinámico o plataformas de patas tensionadas, para árboles sin asistencia de buzos, sin líneas guía y horizontales, para aguas muy profundas.

15. Riser de Terminación/Reparación. Existen diversos tipos de riser de terminación y reparación para instalar el árbol de producción. Por ejemplo, el árbol horizontal no requiere de riser especializado para su instalación. Basta con el riser de perforación. Esto reduce los costos de equipo, operación y mantenimiento del sistema submarino.

Por otro lado, los árboles convencionales requieren de riser de terminación para ser instalados, por lo que se puede seleccionar entre diferentes configuraciones. Una de ellas es la de riser con un solo agujero. Este es el tipo estándar utilizado durante la perforación o riser de perforación. Se utiliza en la terminación con árboles tipo simple, con asistencia de buzos y árboles horizontales.

Otra configuración de riser es con agujeros de control múltiples. Este tipo se utiliza cuando se requiere circular fluidos de control de regreso y/o accionar sistemas del árbol.

El componente del árbol que está en contacto directo con el riser es la capucha del árbol. Esta debe llevar los mismos conductos que el riser, a fin de tener un control de las operaciones de terminación y reparación del pozo.

16. Costo. Este uno de los puntos difíciles de definir cuando se trata de simplemente etiquetar el costo de un árbol por su tipo. Para determinar el costo primero deben definirse todas las características técnicas que se requieren para operar normalmente el sistema submarino.

Es bien sabido, que el diseño y selección de cualquier equipo debe basarse fundamentalmente en la economía de la inversión, a fin de que ésta sea rentable desde todo punto de vista.

En el caso de la selección del mejor árbol de producción, se debe tomar la decisión en conjunto con las consideraciones del campo y de todo el sistema integral de producción, en función de las reservas, de las posibilidades de desarrollo y otros muchos factores técnicos y económicos más.

Con esto se quiere decir que el costo de un árbol considerado en forma aislada no constituye una comparación definitiva, ya que lo que parezca costoso a primera vista, puede resultar más económico a la larga. Y esto debe poder visualizarse en el análisis técnico-económico previo a la decisión de desarrollar un campo en aguas profundas. Esto es un principio de planeación y es motivo de la investigación de operaciones no

sólo en una pequeña empresa, sino también en donde intervienen grandes inversiones financieras, como es el caso de Petróleos Mexicanos.

Por ejemplo, el costo de un árbol horizontal puede parecer alto comparado con otros tipos de árboles. Sin embargo, si se realiza el análisis técnico-económico de la vida productiva y de las intervenciones del pozo, puede concluirse que en ciertas aplicaciones la más atractiva. Presuntamente, es el caso de los campos de la Región Marina de Petróleos Mexicanos.

A continuación se presenta la Tabla 2.2 la cual resume los aspectos comparativos discutidos en los párrafos anteriores.

TABLA 2.2 CUADRO COMPARATIVO DE LOS DIFERENTES TIPOS DE ÁRBOLES MOJADOS

TIPO DE ÁRBOL	TIANTE DE AGUA (m)	PRESIÓN DE TRABAJO (psi)	CONEXIÓN DE LA LÍNEA DE FLUJO	AGUJEROS DE PRODUCCIÓN Y DEL ESPACIO ANULAR	NÚMERO DE AGUJEROS	ESTRANGU LADOR	SELLOS DEL CONECTOR DEL ÁRBOL	CONECTOR DEL CABEZAL	CAPILCHA DEL ÁRBOL	SISTEMA DE CONTROL DE LAS VÁLVULAS	INTERFASE DE CONTROL DE LA TERMINACIÓN DE BUZOS	INTERFASE DE CONTROL DE LA PRODUCCIÓN	EQUIPO UTILIZADO PARA LA INSTALACIÓN	RISER DE TERMINACIÓN O REPARACIÓN	COSTO
Simple	0-90	5,000-10,000	Bridada, Manual, con Asistencia de Buzos	4" X 2" Estándar	1	No	Elastomérico	Manual o Hidráulico	Manual o con Asistencia de Buzos	Manual o Hidráulico	Asistida por Buzos	Con Asistencia de Buzos	Equipo Autoelevable o Flotante	De un sólo Agujero (o Estándar de Perforación)	1X
Asistido por Buzos	60-200	5,000-15,000	Hidráulica con Asistencia de Buzos	Varias, Según Pedido	1 ó más	Opcional	Metal-Metal	Hidráulico u operado con ROV's	Hidráulica u con Asistencia de buzos	Manual o Hidráulico	Asistida por Buzos o de Acceso Vertical	Con Asistencia de Buzos	Equipo Autoelevable o Flotante	De un sólo Agujero o de Múltiples	2-4X
Sin Asistencia de Buzos	200-900	5,000-15,000	Hidráulica, Pull In o Layaway	Varias, Según Pedido	2 ó más	Opcional	Metal-Metal	Hidráulico u operado con ROV's	Hidráulica sin Asistencia de Buzos	Hidráulico	Acceso Vertical	Control Remoto Superficial	Equipo Flotante	De Agujeros Múltiples	3-5X
Sin Líneas Guía	550-1800 ó más	5,000-15,000	Hidráulica, Pull In o Layaway	Varias, Según Pedido	2 ó más	Opcional	Metal-Metal	Hidráulico u operado con ROV's	Hidráulica sin Asistencia de Buzos	Hidráulico	Acceso Vertical	Control Remoto Superficial	Equipo Flotante Posicionado Distanciamiento	De Agujeros Múltiples	4-6X
Horizontal	0-1800	5,000-10,000	Hidráulica, Pull In o Layaway	5" X 2", 7", 4" X 2", 5 5/8"	1 ó más	Opcional	Metal-Metal	Manual o Hidráulico	Manual o con Asistencia de Buzos	Manual o Hidráulico	Acceso Vertical Completo	Con asistencia de Buzos o Control Remoto Superficial	Equipo Autoelevable o Flotante	De un sólo Agujero (o Estándar de Perforación)	3-5X

La Figura 2.7 muestra un diagrama esquemático del árbol horizontal de FMC. Por otro lado, la Figura 2.8 muestra un diagrama esquemático del árbol horizontal de Cooper Oil Tool, conocido como SpoolTree™.

Por su parte, las compañías ABB Vetco Gray y Kvaerner National tienen su versión sobre el árbol horizontal. De hecho, Vetco fue el primero en diseñarlo, pero Cooper fue el primero en comercializarlo.

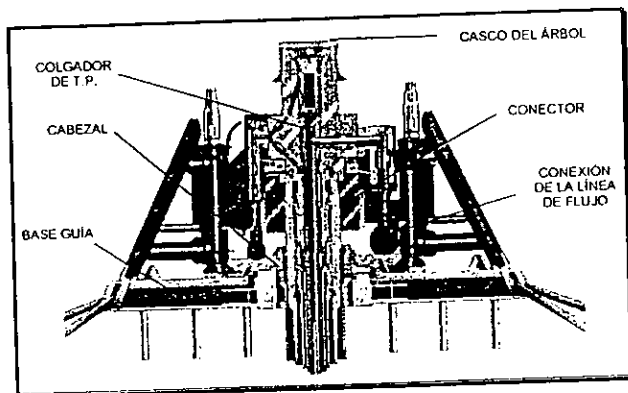


FIGURA 2.7 DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE UN ÁRBOL HORIZONTAL

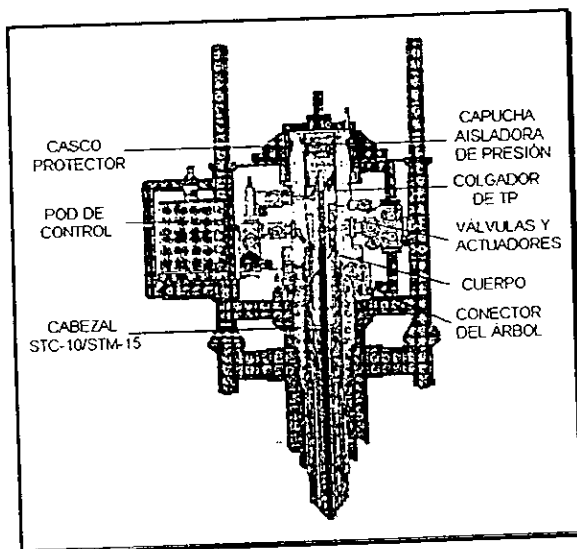


FIGURA 2.8 ÁRBOL HORIZONTAL SPOOLTREE™ DE COOPER CAMERON

2.2 COMPONENTES DE LOS ÁRBOLES SUBMARINOS

Existen diferentes componentes de un árbol submarino y de acuerdo a las necesidades operativas, se hace el arreglo necesario. En cualquier caso, los componentes pueden ser tanto para árboles verticales como para horizontales.

- Conector del árbol
- Extremos Inferiores del Árbol (Stab Subs)
- Bloque de Válvulas
- Válvulas de Compuerta
- Actuadores Submarinos
- Estrangulador Submarino
- Sistema de Conexión de la Línea de Flujo
- Tapa del Árbol (Tree Cap)
- Carrete de Reconexión
- Bastidor/Estructura Protectora del Árbol
- Tuberías del Árbol
- Conexión del Árbol al Múltiple de Pozos
- Lanzador de Diablos Submarino.

CONECTOR DEL ÁRBOL

La principal función del conector del árbol es la de cerrar y sellar el árbol al cabezal. El conector se opera generalmente en forma hidráulica desde la superficie, aunque también se utilizan ampliamente los conectores operados mecánicamente. La operación del mecanismo de cierre del conector sella el nido del cabezal al árbol y se ajusta a los conductos de comunicación de los fluidos; éstos a su vez sellan con las extensiones inferiores del árbol llamadas stab subs (extremos inferiores del árbol) y que a veces sirven de guía para instalar el árbol sobre el cabezal.

Los conectores hidráulicos se desarrollaron a partir de los conectores hidráulicos de preventores. Sin embargo, los diseños actuales tienen sus propios conectores desarrollados específicamente para aplicaciones de árboles submarinos. Los conectores hidráulicos son los más comunes de conectores de árboles y se pueden utilizar en todos los tipos de árboles.

Los conectores hidráulicos se operan desde la superficie a través del riser de terminación. La Figura 2.9 (a) muestra el diagrama esquemático de un conector hidráulico.

Por otro lado, los conectores mecánicos requieren la asistencia de buzos o de vehículos operados remotamente durante la instalación del árbol, o bien, utilizan una herramienta instaladora especial que opera el conector hidráulicamente. Estos conectores son más económicos que los hidráulicos, pero son más tardados para instalar o retirar, por lo tanto

deberá compararse el costo de instalación entre ambos conectores a fin de hacer la selección.

Los conectores mecánicos pueden ser relativamente sencillos y dependen mucho de la asistencia de buzos, o bien pueden ser relativamente complejos y de operación remota. Este siempre es un compromiso que se debe conciliar y considerar cuando se va a seleccionar un conector. Generalmente los conectores utilizan una serie de tornillos para activar el mecanismo de cierre.

También es posible tener una conexión bridada sin control remoto. Estas se utilizan cuando las cargas soportadas por el árbol no son grandes. Los conectores de este tipo se utilizan en árboles simples y en árboles asistidos por buzos operados desde unidades autoelevables.

La Figura 2.9 (b) muestra un diagrama esquemático de un conector mecánico. Nótese la diferencia con el conector hidráulico en la parte del cilindro del actuador hidráulico a la izquierda de ambas figuras

Los conectores mecánicos operados con las herramientas instaladoras están hechos especialmente para árboles sin asistencia de buzos y sin líneas guía. Su principal ventaja es la eliminación de los componentes hidráulicos del conector, ya que estos van montados en la herramienta instaladora.

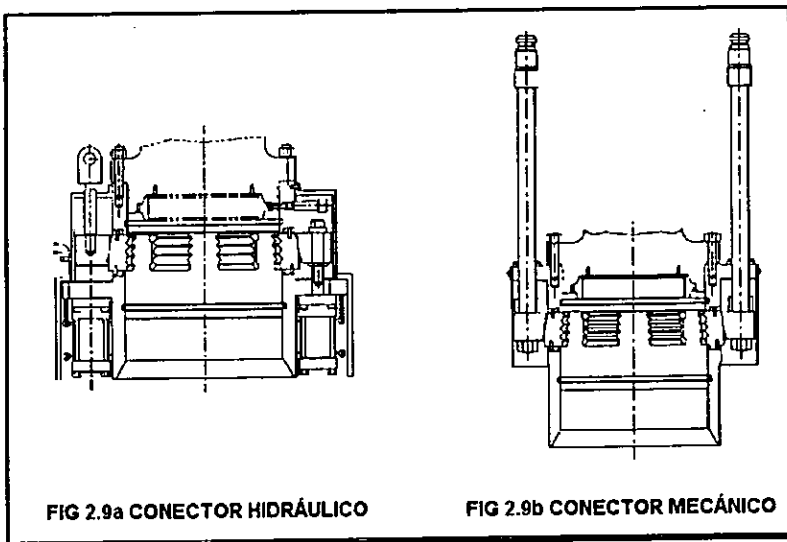


FIGURA 2.9 CONECTORES DE ÁRBOL SUBMARINO

EXTREMOS INFERIORES DEL ÁRBOL (STAB SUBS)

Los extremos inferiores del árbol, conocidos también como stab subs o bayonetas, son el conducto o vía de comunicación entre los agujeros de producción y el espacio anular y el puerto de control de la válvula de seguridad subsuperficial controlada desde la superficie (SCSSV) o válvula de tormenta, del árbol submarino y el colgador de la tubería. Como se menciona antes, también sirven para proporcionar una guía o alineamiento entre el árbol y el colgador de la TP.

Dichos extremos pueden utilizar sellos metal a metal, o bien, sellos elastoméricos entre el árbol y el colgador de la TP. Normalmente los sellos elastoméricos se utilizan en aplicaciones de baja presión (5,000 psi) y temperaturas moderadas. Por otro lado, los sellos metal a metal se aplican para condiciones de mayor presión y son más costosos. Los stab sub entre el árbol y el colgador de la TP llevan sellos elastoméricos en la parte stab subs/colgador y sellos metal a metal en la parte stab subs/árbol.

BLOQUE DE VÁLVULAS

El bloque de válvulas contiene todas aquellas válvulas que proporcionan el primer control de los fluidos del pozo a medida que estos fluyen. Normalmente se utilizan válvulas de compuerta para dicho control.

La designación estándar de las válvulas de un árbol submarino denota que la primera válvula de abajo hacia arriba es la válvula maestra inferior de producción. A continuación va la válvula maestra inferior del espacio anular (la cual es opcional). Arriba de éstas van las válvulas superiores maestras de producción y del espacio anular.

Luego, la válvula de ala va montada en la rama que va a la línea de flujo. Las válvulas de contrapresión se localizan arriba de las salidas de la ala. También se pueden conectar válvulas de cruz a los agujeros de producción y del espacio anular.

En cuanto al montaje y configuración del arreglo de válvulas se puede decir que existen dos tipos de arreglos:

- 1) Válvulas apiladas, las cuales son bridadas (Figura 2.10), estos arreglos son más altos, requieren de más sellos y tienen una menor resistencia al pandeo y flexión. Esta configuración de válvulas se utilizan en pozos de baja presión y están limitadas a pozos en aguas poco profundas con terminaciones en árboles submarinos sencillos y de bajo costo.

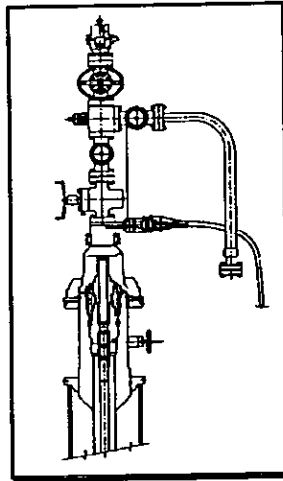


FIGURA 2.10 BLOQUE DE VÁLVULAS APILADAS PARA POZOS EN AGUAS POCO PROFUNDAS

- 2) Válvulas que están integradas en un sólo cuerpo sólido (Figura 2.11), estas se utilizan en terminaciones más complejas donde las presiones pueden ser mayores, o bien, donde la posibilidad del equipo de intervención es mayor. Por su parte los árboles con bloque sólido de válvulas tienen mayor resistencia a las cargas por flexión y pandeo, son más cortos y tienen menos posibilidades de fuga, pero son más costosos.

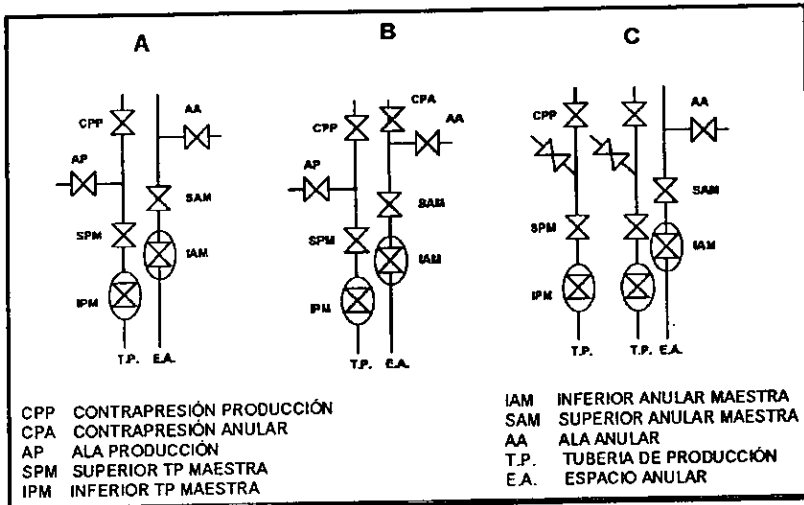


FIGURA 2.11 EJEMPLOS DE ARREGLOS DE VÁLVULAS PARA UN POZO SUBMARINO

El bloque de válvulas debe llevar una conexión superior y una conexión inferior. El conector superior puede ser de tipo integral, bridado o de otro tipo de conexión. El conector inferior debe estar diseñado para resistir cargas externas aplicadas al árbol, debe conservar la integridad en la presión de los extremos inferiores del árbol (stab subs) y constituir una interfase con la parte superior del conector del árbol. También puede ser integral o bridado.

El material utilizado en la fabricación de los bloques de válvulas puede ser de alguna aleación de acero o incluso de acero inoxidable. Además, se pueden utilizar recubrimientos especiales contra la corrosión por CO₂ o H₂S. Adicionalmente, se puede requerir una protección catódica que debe especificarse al hacerse la selección del árbol y sus características.

En cuanto a las conexiones diversas, se tienen diferentes perforaciones en el cuerpo del bloque de válvulas, las cuales cumplen ciertas funciones. Así, se tienen los siguientes agujeros:

- Acceso a la tubería de producción.
- Acceso al espacio anular.
- Inyección de productos químicos.
- Acceso a la(s) Válvula(s) SCSSV o de tormenta.
- Conectores varios.
- Acceso al colgador de la TP y al cabezal.
- Válvula de bloqueo.

El extremo inferior del agujero de producción sella los extremos inferiores de producción del árbol (stab sub). El agujero de producción continúa hacia arriba del bloque de válvulas para luego salir en forma horizontal por la válvula de ala hacia la línea de flujo.

El extremo inferior del conducto del agujero del espacio anular sella los extremos inferiores del espacio anular (stab sub). El conducto continúa hacia arriba del bloque para salir horizontalmente hacia la línea de flujo.

Por su parte la inyección de productos químicos se lleva a cabo a través de uno o varios conductos del bloque de válvulas. Si la inyección se requiere en el fondo del pozo, entonces la línea de inyección se debe pasar por el colgador de la TP mediante una extensión stab sub. Se acostumbra tener una válvula de compuerta en la línea de inyección y una válvula check, para un mayor control. Debe notarse como muy importante que, por razones de control del pozo, en ningún caso deberá instalarse la línea de inyección por debajo de la válvula maestra inferior.

Por otro lado. Las válvulas SCSSV (válvulas de seguridad subsuperficiales controladas desde la superficie o de tormenta) requieren conductos de control en el bloque de válvulas para conectarse con el colgador de la TP. Esto se logra con extensiones stab sub para las

válvulas de tormenta. El número de líneas, tamaño, y rangos de presión de trabajo se determinan en función de las condiciones del árbol seleccionado.

Por otra parte, los conectores diversos, que se refieren básicamente a conexiones o interfaces de comunicación para transductores de presión, temperatura, o bien, para conexiones eléctricas en caso de que se instalara un sistema de bombeo electrocentrífugo.

El acceso al cabezal y al colgador de la TP se realiza mediante un puerto de prueba localizado justo arriba del conector del árbol y se utiliza para probar el empaque metálico AX/VX del conector del cabezal.

La válvula de bloqueo es una válvula de aguja que permite aislar el flujo de las válvulas de tormenta. En árboles tipo simple y asistidos por buzos DA, está válvula es operada por buzos, pero en árboles tipo DL (sin asistencia de buzos) y tipo GLL (sin buzos y sin líneas guía) se requiere de vehículos operados remotamente (RVO's).

La Figura 2.12 muestra las vistas laterales y frontal de un bloque sólido de válvulas para un árbol con ala integrada, para una presión de 5.000 psi.

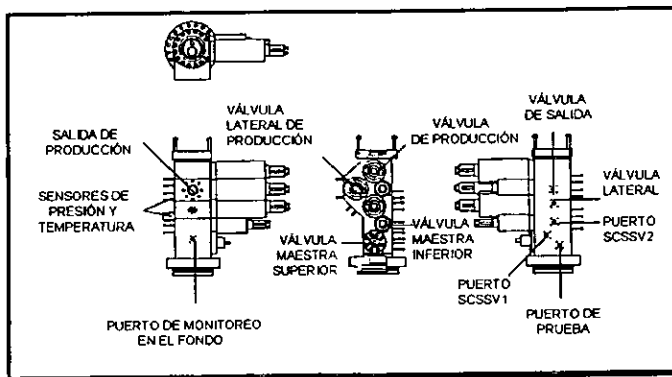


FIGURA 2.12 VISTAS LATERAL Y FRONTAL DE UN BLOQUE SÓLIDO DE VÁLVULAS

VÁLVULAS DE COMPUERTA

Una válvula de compuerta se define como un ensamblaje con una compuerta que opera dentro de un cuerpo a 90° del conducto para efectuar un cierre. Los usos de las válvulas de compuertas en pozos submarinos son los siguientes:

- En bloques de válvulas para pozos productores.
- En bloques de válvulas para pozos inyectores.

-
-
- Líneas de flujo.
 - Bloques de válvulas en risers.
 - Múltiples submarinos.
 - Líneas de estrangular, en preventores.
 - Líneas de matar, en preventores.

Entre las principales características a considerar en la selección de una válvula de compuerta están el tamaño, los requerimientos del material y los componentes principales de la válvula: la compuerta, el asiento y el vástago.

El tamaño de una válvula de compuerta se determina por el mínimo diámetro del conducto del flujo. Los tamaños estándar son 2 1/16", 2 9/16", 3 1/8", 3 1/16", 4 1/16", 5 1/8" y 7 1/16". Las válvulas de 1/2" no son estándar pero se usan en líneas de inyección, líneas de control y líneas para las válvulas de tormenta.

Por su parte los materiales utilizados deben ser compatibles con los fluidos producidos o inyectados a las condiciones de presión y temperatura de diseño.

La compuerta de una válvula no debe utilizarse como reguladora de flujo. Ésta deberá estar abierta o cerrada totalmente. Por la forma de la compuerta hay dos tipos: el diseño de compuerta de una sola pieza, que utiliza un mecanismo de sello del agujero de una sola pieza y el diseño de compuerta segmentada que utiliza un mecanismo de sello del agujero en dos piezas. Las válvulas de una sola pieza son más utilizadas y son el tipo estándar; son más económicas, sin embargo, requieren de más presión para operar. Por su parte la válvula de compuerta segmentada utiliza un expansor que presiona a las compuertas contra los asientos a medida que se cierra la válvula. En aplicaciones submarinas, las válvulas de compuerta segmentada se limitan a utilizarse en múltiples de admisión, donde se requieren bajas presiones y sellos metal a metal. En cierto momento, la presión se puede quedar atrapada entre los segmentos. Si esta presión aumenta el torque para operar la válvula, es posible que no se pueda abrir por medios normales.

Por otro lado, el asiento de las válvulas es un componente intercambiable del mecanismo de sello de la válvula que permanece sobre un eje fijo en el conducto. durante el movimiento de cierre o apertura. Sin embargo, dado que se tienen distintos diseños de compuertas, los asientos pueden ser fijos o flotantes. Los asientos flotantes mantienen contacto con la(s) compuerta(s) de la válvula durante su operación y requieren de un sello elastomérico, por lo que producen mayor fricción. Estas válvulas son las más ampliamente utilizadas en pozos.

Por su lado, las válvulas con asientos fijos mantienen contacto con el cuerpo de la válvula durante su operación y no hay movimientos hacia arriba o hacia abajo. Los asientos fijos tienen resortes o un expansor para sellar en condiciones de baja presión y mantener limpia la compuerta.

En cuanto a los vástagos, se puede decir que son el componente de la válvula que conecta las compuertas con el actuador. Para esto se tienen dos opciones: vástago ascendente y vástago no ascendente. El diseño ascendente permite utilizar menores torques de operación, pero su principal desventaja es que la vida del empaque es menor debido a que los contaminantes del pozo se introducen en los sellos del vástago. Sin embargo, su ventaja es que permite una identificación visual de si la válvula está abierta o cerrada. Los vástagos no ascendentes no viajan a través del empaque, asegurado así la integridad del sello con una vida libre de mantenimiento.

Los rangos de torque son mayores que en el caso de vástagos ascendentes. En este caso, no se puede utilizar el vástago como un indicador visual de si la válvula está abierta o cerrada.

ACTUADORES SUBMARINOS

La operación de las válvulas del árbol puede ser hidráulica o manual. En general se colocan actuadores hidráulicos en al menos una de las válvulas maestras y la válvula de ala. Pero la decisión final se toma al seleccionar el tipo de terminación submarina y el tipo de árbol.

Los actuadores hidráulicos se utilizan cuando se requiere operar las válvulas de compuerta a control remoto. Se accionan con fluido de control base agua o base aceite. Algunos diseños permiten que el actuador sea removido sin quitar el bonete de conexión. La mayoría permite reemplazar el conjunto del vástago sin retirar el bonete de la válvula.

Al igual que en las válvulas de compuerta, se tienen actuadores lineales y actuadores rotatorios. Los lineales pueden ser de una o de varias piezas. Los actuadores de una sola pieza tienen el resorte y el pistón hidráulico en el mismo contenedor. Estos son los más comunes.

Los actuadores de varias piezas tienen el resorte en un lado del cuerpo de la válvula y el pistón en el otro lado. Este arreglo permite balancear el peso del actuador. Sin embargo, tiene la desventaja de requerir más componentes y ser más costosos.

Por otro lado, los actuadores rotatorios se fabrican y utilizan en otras aplicaciones distintas a las de los pozos submarinos y no se reportan como una alternativa.

En cuanto a la profundidad de aplicación, se puede decir que la relación es que a medida que aumenta la profundidad del agua, se requiere aumentar la fuerza del resorte de cierre de la válvula a prueba de falla, o bien instalar un acumulador hidráulico para aumentar la fuerza de cierre del pistón, o bien, se requiere de ambas cosas. Otra alternativa sería una línea hidráulica hasta la superficie, aunque esto aumentaría el costo considerablemente.

Por otro lado, la presión de operación de los actuadores hidráulicos oscila alrededor de 1,500 a 3,000 psi. Adicionalmente al control del resorte y el pistón, se puede tener un control manual operado por buzos, por ROV's o por ambos.

Los actuadores hidráulicos pueden tener características especiales de diseño definidas por las condiciones de servicio, tales como graseras externas, orificios de inyección al empaque e inyección de fluido de control.

Otra característica importante son los indicadores de posición, los cuales muestran la posición relativa de la válvula (abierta o cerrada). Existen indicadores visuales (vistos por buzos o por ROV's) e indicadores eléctricos. Los indicadores visuales son mucho más económicos y simples que los eléctricos, pero se llegan a obstruir con el fango o la turbidez del agua. Los indicadores eléctricos son independientes de la visibilidad y de la intervención remota. Utilizan transductores eléctricos conectados al actuador de la válvula. Son más complicados y costosos.

Hay un par de tipos de válvulas de control de presión a prueba de falla: la válvula normalmente abierta (FSO - Fail Safe Open) y la válvula normalmente cerrada (FSC - Fail Safe Closed). La primera opera abierta en condiciones normales, pero al haber un cambio en la presión del flujo o del fluido que regula, la válvula se cierra automáticamente. La segunda trabaja exactamente en forma contraria.

La Figura 2.13 muestra el diagrama de un actuador submarino hidráulico.

Los conectores manuales operan mecánicamente ya sea con asistencia de buzos o con ROV's. Los actuadores manuales son mucho más simples y menos costosos que los hidráulicos. De hecho, se utilizan como válvulas de apoyo o de límites redundantes en líneas de flujo y las interfases con buzos y ROV's son similares a los de los actuadores hidráulicos.

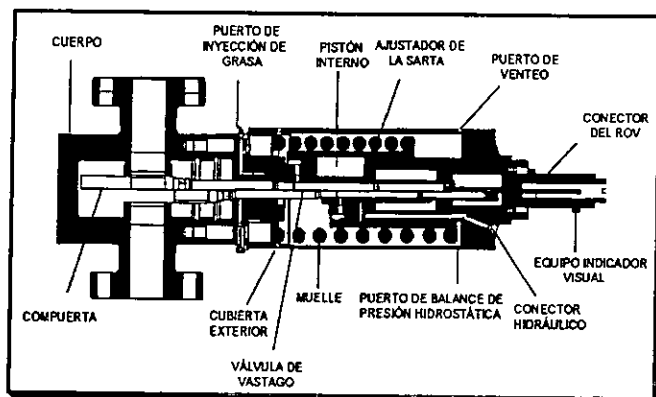


FIGURA 2.13 ACTUADOR SUBMARINO HIDRÁULICO

ESTRANGULADOR SUBMARINO

Algunos de los parámetros principales de diseño y operación para estranguladores submarinos son:

- Capacidad de presión.
- Código API.
- Máximo tamaño de orificio.
- Tipo de estrangulador (fijo, ajustable, manual o hidráulico)
- Máximo gasto de flujo.
- Profundidad de agua.
- Capacidad de temperatura.
- Tipo de operación (remota, por buzos, con RVO).

Existen diferentes tipos de estranguladores, entre ellos, están los estranguladores positivos o fijos, ajustables, manuales e hidráulicos. Los estranguladores fijos o positivos tienen un tamaño de orificio fijo predeterminado llamado estrangulador de flujo y para cambiar este orificio se necesita cambiar el estrangulador de flujo por otro del tamaño deseado.

Los estranguladores ajustables tienen un área de orificio controlado externamente y pueden estar adaptados con un mismo mecanismo que indique el área del orificio. Estos pueden ser manuales o hidráulicos.

Los estranguladores manuales son actuadores que requieren una interfase mecánica para operarse y por lo tanto debe considerarse la adaptabilidad de las herramientas de los buzos, los sistemas de buceo y de los ROV's para facilitar la operación.

También debe considerarse el troqué y el número de vueltas para operar el estrangulador. El movimiento para su operación puede ser lineal o rotatorio. En este caso los indicadores son sólo visibles y no eléctricos.

La presión corriente arriba del estrangulador se utiliza para ajustar el estrangulador y optimizar el comportamiento del yacimiento. Las lecturas de la presión corriente arriba se toman con la instrumentación integral del estrangulador o bien con aquella instalada en el ROV de operación.

Asimismo, los estranguladores hidráulicos tienen un sistema de posición para verificar la abertura. Este sistema puede ser integral o bien formar parte del ROV. El indicador de posición puede ser manual o eléctrico.

En cuanto al movimiento del actuador para ajustar el orificio, este puede ser lineal o rotatorio. Los cambios pueden ser en forma continua o en forma discreta.

El ensamblaje de un estrangulador describe los componentes internos que regulan el área de flujo a través del estrangulador. Se tienen varias configuraciones:

- Disco rotatorio.
- Aguja y asiento.
- Tapón y anillo.
- Camisa deslizante y asiento.
- Multietapas.

Debido a la naturaleza operativa del estrangulador, los estranguladores deben diseñarse para poder ser intervenidos o intercambiados, ya sea por ROV's o por buzos. La ubicación del estrangulador en el árbol debe permitir un fácil acceso.

La Figura 2.14 muestra el diagrama esquemático de un estrangulador submarino con actuador hidráulico, de Cameron.

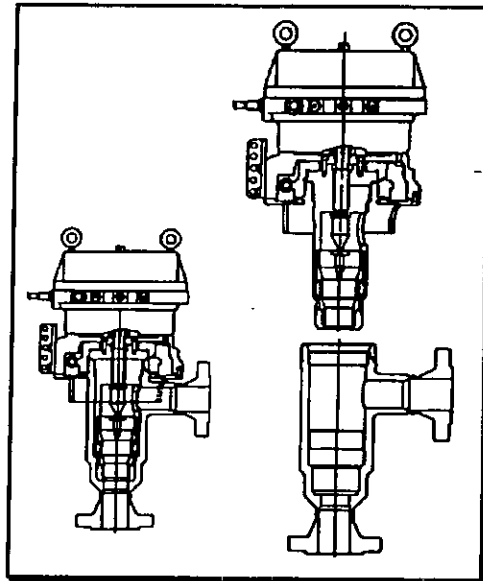


FIGURA 2.14 ESTRANGULADOR MARINO CON ACTUADOR HIDRÁULICO

SISTEMAS DE CONEXIÓN DE LA LÍNEA DE FLUJO

Por la forma de hacer la conexión de la línea de flujo, se tienen en general tres sistemas de conexión:

- Conexiones Bridadas.
- Conexión Pull-In.
- Conexión Layaway.

Los dos últimos son sistemas muy sofisticados y representan grandes avances en ingeniería de instalaciones submarinas, es decir, el equipo y métodos para instalar líneas de flujo submarinas para transportar los fluidos producidos se llama genéricamente Sistema de Conexión de la Línea de Flujo.

La selección del tipo de conexión depende de varios factores tales como:

- La profundidad del agua.
- La ubicación del campo.
- Complejidad.
- Experiencia de operación.
- Diseño de instalaciones de producción.

El mejor método es siempre el más simple, el más factible y el menos costoso. Así para árboles asistidos por buzos, se acostumbra instalar líneas bridadas para conectar la línea de flujo al árbol o a la plantilla de árboles. En este método se incluye el uso de uniones giratorias para facilitar la tarea de los buzos. La conexión se puede hacer al árbol directamente o a la plantilla de producción, o bien, a un dispositivo de interconexión intermedio (araña, múltiple de recolección submarina, etc.) que permita retirar el árbol sin desconectar la línea de flujo.

En aguas más profundas (450 m en adelante) el sistema de conexión de la línea de flujo debe diseñarse de tal forma que se instale sin asistencia de buzos. La instalación sin buzos es por dos procedimientos básicos: pull-in y layaway.

La Figura 2.15 muestra un diagrama esquemático de un sistema de conexión de la línea de flujo como el utilizado en los árboles sin asistencia de buzos.

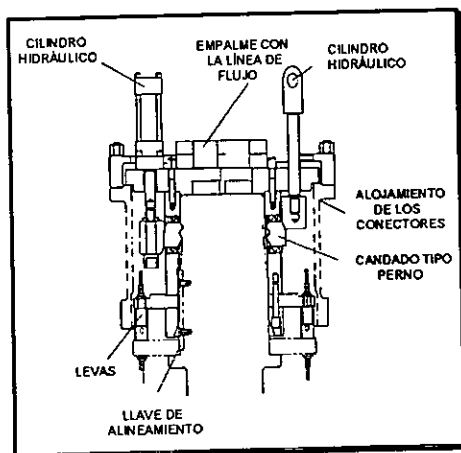


FIGURA 2.15 SISTEMA DE CONEXIÓN DE LA LÍNEA DE FLUJO

TAPA DEL ÁRBOL (TREE CAP)

La tapa del árbol (tree cap) previene la formación de helechos marinos sobre el mandril de reconexión superior del árbol y puede sellar los agujeros de la parte superior del árbol o sólo evitar la formación de helechos marinos. Las tapas presurizadas proporcionan un sello adicional arriba de las válvulas de contrapresión.

Una tapa sellante requiere de un método para probar con presión por debajo de ella.

Si se utilizan taponeros superiores y válvulas de contrapresión, la tapa sellante debe tener un dispositivo de purga durante la instalación para evitar el cierre hidráulico. Este dispositivo representa un riesgo potencial de fuga. Por otro lado, el uso de las tapas no sellantes deja a las válvulas de contrapresión o taponeros superiores como barreras contra las presiones de la TP o el espacio anular. La selección más usual en estos casos es utilizar válvulas de contrapresión y una tapa sellante.

Los árboles tipo simple generalmente utilizan una capucha manual instalada con asistencia de buzos. Estas son muy simples y de bajo costo. Los tipos de uniones son del tipo sierra y el reforzado. El primero funciona con sellos metal-metal, el cual es fácil y rápido de desconectar. El segundo se utiliza para presiones mayores de 5,000 psi y generalmente usa conectores de seguro, de abrazadera o de rosca.

Por otro lado, los árboles asistidos por buzos, sin asistencia de buzos y los sin líneas guía, utilizan un conector para la capucha del árbol que puede ser actuado hidráulicamente, mecánicamente, con peso u otro diseño (roscado, operados por buzos, en su caso, por ROV's, tipo perno y tipo "J").

En el caso de capuchas hidráulicas/mecánicas sin asistencia de buzos, el perfil superior debe ser compatible con el perfil del conector de la herramienta instaladora.

Adicionalmente, los sistemas de conexión superior del árbol pueden estar combinados con componentes de control ligados al sistema de control de la terminación, es decir, al riser de terminación. La Figura 2.16 muestra el diagrama esquemático de una tapa de árbol (tree cap).

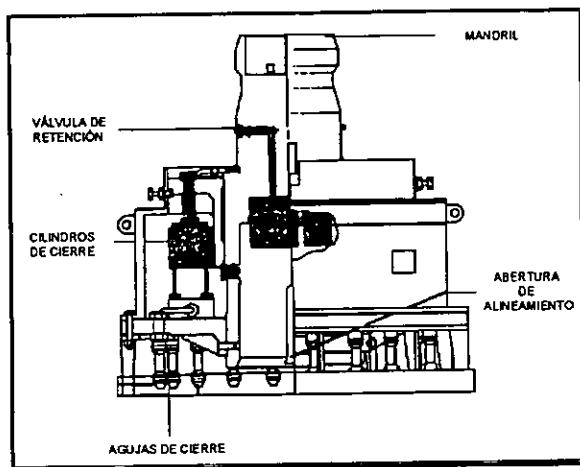


FIGURA 2.16 TAPA DEL ÁRBOL (TREE CAP)

CARRETE DE RECONEXIÓN

El mandril de reconexión es la parte superior del ensamblaje del árbol, proporciona un medio de comunicación para los fluidos de la TP y el espacio anular. El mandril de reconexión funciona como el punto de interfase de control con el sistema de control superficial. Además tiene una sección superior para recibir al sistema de conexión superior del árbol (tree cap).

El tipo de árbol influye en el diseño del mandril de reconexión. Así, para árboles tipo simple se requiere un mandril manual, asistido por buzos, de un solo agujero.

Para árboles asistidos por buzos se puede requerir un mandril con uno o varios agujeros y un múltiple de conexión para las funciones a control remoto de las intervenciones con riser de agujeros múltiples para las operaciones de terminación con intervención mínima de buzos.

Para árboles sin asistencia de buzos se requiere un mandril de reconexión operado con intervención mínima de ROV's. En este caso se requiere de un mandril de mayor resistencia para aceptar las cargas del riser a mayor profundidad.

En cuanto a los árboles sin líneas guía, se requieren todas las características de los árboles sin asistencia de buzos, excepto que deben ser compatibles con aguas aún más profundas donde se utilicen técnicas de reconexión sin líneas guía. El requerimiento principal es un sistema con guías para la reconexión, a fin de evitar el daño de la interfase de controles.

El sistema de reconexión debe proporcionar dos sellos de presión para los agujeros del árbol y esto se puede lograr utilizando una combinación de válvulas de contrapresión, tapones presurizados y/o tapones corona recuperables con cable.

La configuración específica del mandril de reconexión depende del acceso vertical requerido, de los requerimientos del riser de terminación, del perfil del mandril, de la cima del bloque de válvulas y de los requerimientos de sellado.

La Figura 2.17 muestra el diagrama esquemático de un mandril de reconexión.

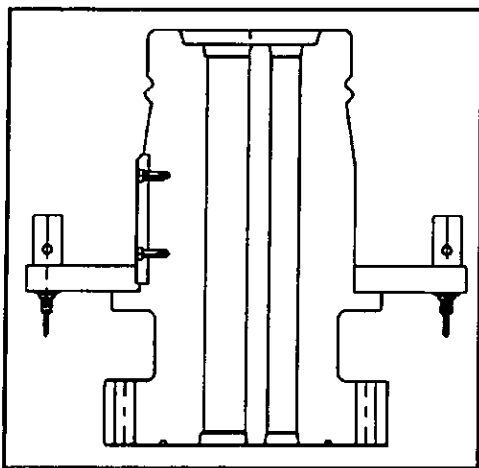


FIGURA 2.17 CARRETE DE RECONEXIÓN

MARCO GUÍA Y ESTRUCTURA PROTECTORA DEL ÁRBOL

El árbol submarino está encerrado por un marco guía estructural. Este marco proporciona un soporte estructural a los componentes del árbol al mismo tiempo que es una guía durante la instalación del árbol. También protege la tubería de control hidráulico y los componentes de un posible daño mecánico por el manejo y operación del árbol. Algunos accesorios se montan sobre este marco. Tal es el caso del pod de control, entre otros.

La estructura metálica sobre la que se montan los vehículos operados remotamente, se coloca sobre el marco guía. Aunque es posible tener marcos individuales para cada válvula, se prefiere tener una sola base. En este caso, el marco guía proporciona soporte estructural sin aumentar el costo significativamente.

El marco guía debe organizar todas las características del árbol submarino. Las principales funciones del marco guía son proporcionar:

- Una interfase con el sistema de cabezal submarino.
- Un medio para montar el árbol y sus accesorios.
- Una guía de reconexión de la herramienta instaladora del árbol, del sistema de reconexión superior y/o del paquete de conexión inferior del riser.

Por otro lado, la estructura protectora se coloca sobre el pozo para el caso de árboles en plantilla o se instala directamente sobre el árbol de un pozo tipo satélite. Para todo tipo de estructura protectora, la cubierta debe ser fácil de remover durante la perforación, terminación y reparación a fin de tener un fácil acceso al árbol.

TUBERÍAS DEL ÁRBOL

Guías de flujo (flow loop). El conector y el método de conexión entre el árbol y la línea de flujo especifican la configuración de las guías de flujo en el árbol. Estas guías tienen la suficiente flexibilidad para absorber los esfuerzos térmicos y las deformaciones ocasionadas al mover la línea de flujo durante su instalación. Se debe hacer un análisis estructural para determinar la longitud de la tubería requerida para absorber el movimiento.

Tuberías de Control de los Actuadores. Se requieren las siguientes consideraciones para que las tuberías que conectan el pod de control de umbilicales de producción con los actuadores hidráulicos del árbol:

- Tamaño de las líneas de control. Deben ser de ¼" de diámetro exterior.
- Número de conexiones. El menor posible, para evitar puntos potenciales de fuga.
- Ubicación de líneas. Deben estar lo más cerca y lo más fuertemente fijadas posible al bloque de válvulas para minimizar el riesgo de daño por buzos o vehículos operados remotamente.

Tuberías de Limpieza. Las líneas del árbol deben permitir la limpieza de la línea de flujo y hasta el lanzamiento de diablos. La decisión de lanzar diablos se debe tomar en la etapa de diseño o de definición de requerimientos funcionales, antes de comenzar el proyecto. La selección del método de limpieza y/o lanzamiento de diablos depende de:

- Frecuencia de limpieza.
- Tipo de diablo a correr.
- Grado de complejidad.
- Sistema de control remoto utilizado.
- Distancia entre las instalaciones superficiales y el pozo.
- Número de líneas de producción necesarias.
- Disponibilidad de buzos o vehículos operados remotamente en la localización.
- Tipo de problemas de producción que se pretenden prevenir o resolver con la limpieza o con diablos.

CONEXIÓN DEL ÁRBOL AL MÚLTIPLE DE POZOS

La conexión del árbol al múltiple o plantilla de pozos incluye las líneas de producción, del espacio anular y de inyección de productos químicos. Para lograr una buena operación de conexión de las líneas del árbol al múltiple de pozos, el alineamiento de las interfases debe manejarse adecuadamente.

Una consideración particularmente importante durante la fabricación de la plantilla o múltiple consiste en asegurarse que los receptáculos diversos y las preparaciones sobre la plantilla estén arreglados adecuadamente o empaten con el resto del equipo, por ejemplo, la posición de los cabezales, las conexiones de tuberías, las interfases de control, etc. Las posiciones deben ser lo suficientemente precisas para acoplarse con sus respectivos empates submarinos después de que se ha instalado el múltiple y de que se han construido las otras partes.

LANZADOR DE DIABLOS SUBMARINOS

Generalmente se utiliza para líneas tanto de líquidos como de gas en alguna etapa de producción. El colgamiento de condensados en la línea de flujo puede llegar a ser tal que se necesite la limpieza con diablos para purgar la línea y empujar el fluido hacia fuera del sistema. La limpieza puede no ser necesaria en las primeras etapas de la vida productiva del pozo. Sin embargo, las condiciones subsecuentes pueden crear una situación en la que se necesite correr un diablo.

Los sistemas de limpieza con diablos se han desarrollado para introducir el diablo a través de un lanzador submarino. En este caso se fabrica y se coloca sobre las instalaciones submarinas. Se han utilizado varios lanzadores de diablos submarinos en todo el mundo. La principal razón de utilizar esta técnica es la de ahorrar el costo de una línea de flujo extra que se pudiera requerir si la operación se realizara desde la superficie. Otra consideración importante en la selección de un lanzador de diablos submarino es la frecuencia de limpieza con diablos. Si esta es requerida muy frecuentemente, entonces la opción de instalar un lanzador de diablos no es muy atractiva. Esto se debe a que se tiene que cargar el diablo en el lanzador y para esto se puede requerir de la asistencia de buzos o de vehículos operados remotamente.

Indistintamente del método de colocación del diablo, hay dos formas de lanzamiento. Primero, la presión del yacimiento puede ser suficiente para arrastrar el diablo junto con los fluidos producidos. Segundo, si el tirante de agua lo permite (aguas poco profundas), entonces se puede establecer un circuito, asistido por buzos, de tal forma que el fluido pueda ser bombeado desde la superficie para mover el diablo.

2.3 INSTALACIÓN DEL ÁRBOL SUBMARINO

El árbol submarino tiene tres herramientas principales de instalación. Estas son:

1. Herramienta instaladora del árbol.
2. Conjunto de riser para reparaciones menores.
3. Herramienta instaladora de la tapa del árbol.

Dependiendo del tipo de árbol submarino, pueden o no requerirse alguna de las tres herramientas. Por ejemplo, el conjunto de riser para reparación menor se utiliza normalmente en aplicaciones críticas, como en áreas de aguas turbulentas similares a las del Mar del Norte. También existen varias herramientas auxiliares asociadas con el sistema de árboles submarinos.

La herramienta instaladora del árbol es un dispositivo hidráulico o mecánico el cual va en la parte superior del árbol. Estos forman la parte inferior del riser de terminación o reparación el cual sirve también para introducir la sarta en el árbol. Se pueden utilizar la tubería de perforación y/o la TP para instalar el árbol. Comúnmente la herramienta instaladora del árbol incluye los medios de control hidráulicos para el conector del cabezal del árbol y otros actuadores. El costo de la herramienta instaladora puede ser alto, así que debe considerarse como un artículo costoso cuando se contemplan las posibilidades de aplicación de los sistemas submarinos. Esta herramienta instaladora puede comprarse normalmente. Sin embargo, algunas veces se puede rentar y de esta manera se disminuirá el costo de la inversión.

Por otro lado, el riser de reparación es parte del conjunto de preventores de terminación submarina. Este realiza las mismas funciones que el conjunto de preventores y está localizado en la parte más baja del riser de terminación/reparación. El riser inferior puede cortar el cable de acero o la tubería flexible, quedando sellado el agujero del pozo. El riser inferior puede tener aricles de corte del cable de acero o preventores de línea para prevenir el descontrol del pozo. Estos proporcionan una barrera adicional al control del pozo durante las operaciones de reparación.

El riser inferior puede tener un conector en el extremo (normalmente activado hidráulicamente) para conectarse con el mandril de reconexión del árbol. El típico riser inferior incluye una línea entre el riser de terminación y el de reparación que permite la purga previa al desconectar la línea submarina.

Esta herramienta está provista de conexiones con la parte superior del árbol, la cual se utiliza para la instalación/recuperación del extremo superior del árbol (tree cap). La herramienta instaladora del extremo superior del árbol tiene las siguientes funciones:

- Actúa como un conector del extremo superior del árbol (tree cap).
- Sella el extremo superior del árbol en pruebas de presión.

-
-
- Alivia la presión por debajo del extremo superior del árbol.
 - Inyecta fluido inhibidor de corrosión.

La herramienta instaladora del extremo superior del árbol puede actuar tanto mecánica como hidráulicamente. Para el árbol tipo simple se utiliza una unión tipo martillo en el extremo superior del árbol y la herramienta instaladora del extremo superior del árbol no es necesaria.

Existe gran variedad de sistemas convencionales para la instalación de los árboles horizontales. Por simplicidad se supone que un sistema convencional consiste de un agujero doble de 4" x 2". Ambos sistemas pueden o no llevar el carrete de la TR entre el cabezal y el árbol. En particular, los métodos de conexión de las líneas de flujo, la interfase con los ROV's y el diseño de las válvulas pueden ser los mismos independientemente del tipo de árbol.

En un árbol horizontal el colgador de la TR se asienta en el cuerpo del carrete y en la dirección del flujo. Este colgador está equipado con un perfil para la línea de acero, una vez en su lugar, tiene el mismo propósito que el de una válvula de contrapresión en un árbol convencional.

El árbol puede ser instalado con tubería de perforación o conectado al conjunto de preventores del riser marino. Una vez anclado y asegurado al cabezal, el sistema se prueba a presión.

Con respecto a la instalación, existen dos ventajas principales del árbol horizontal en comparación con el convencional. Primero, el colgador de la TR se instala después de que el árbol se encuentra en su lugar. Para los trabajos de reparación, es posible que la TP necesite ser extraída sin quitar el árbol. Segundo, el árbol se puede instalar con tubería de perforación o mediante conexión con el conjunto de preventores inferiores del riser.

2.4 EQUIPO DEL RISER DE TERMINACIÓN / REPARACIÓN Y COPLES

El riser de terminación y reparación se utiliza para comunicar los diferentes agujeros del árbol submarino con la superficie, durante las operaciones de terminación/reparación. El riser de terminación está diseñado para instalar y recuperar el colgador de la TP. A menudo el riser de terminación y reparación son los mismos. Todos los árboles submarinos requieren de algún tipo de riser de terminación y reparación para permitir la instalación y la recuperación del colgador de la TP.

La selección del sistema de riser de terminación y reparación se determina principalmente por el tipo de colgador de la TP y por el tipo de árbol submarino.

La cantidad de árboles requeridos también podría estar influenciada por el costo del riser seleccionado. Una regla aplicada a la selección del sistema de riser de terminación y reparación es que el costo sólo es efectivo para cuatro o más árboles. Los factores del medio ambiente pueden influir en esta, particularmente en las aplicaciones de aguas profundas.

Las tendencias actuales demuestran que los operadores están dispuestos a invertir en sistemas de riser de terminación y reparación, los cuales pueden estar disponibles a base de renta. Un riser de terminación y reparación rentado podría significar una reducción en el costo inicial.

El riser de terminación y reparación consiste de uno o más conductos represionados que proporcionan acceso sin restricción a los agujeros de producción y/o del espacio anular de un árbol submarino. El riser puede incluir líneas de control hidráulico para la operación del árbol submarino y/o de las herramientas instaladoras.

Existen dos tipos básicos de riser de terminación y reparación: los integrados y los no integrados.

Los riser no integrales pueden agruparse en tres tipos básicos: los de tubería de perforación, los de tubería de producción y otros.

Los riser de la tubería de perforación consisten de una sarta de perforación acoplada con un control hidráulico umbilical. El riser de tubería de perforación, proporciona un sistema de muy bajo costo, pero de aplicación y capacidad limitada, debido a su simplicidad de acceso al agujero.

El riser de la tubería de perforación se utiliza principalmente en aplicaciones donde se requiere de acceso mínimo dentro del agujero de producción o del espacio anular, o bien, donde el costo de otros sistemas más complejos de riser no están justificados.

En cuanto a los riser integrales, estos consisten de uno o más ligadas individuales de T.P. y un control umbilical hidráulico. Si se usan varias ligadas de T.P., esta puede ser instalada independientemente o usando un seguro junto con algún tipo de abrazadera.

El control umbilical hidráulico normalmente se afianza mediante alguna abrazadera o correa a uno de los tubos de la TP. Ambas sargas en la TP, se instalan juntas. Sin embargo, si no se dispone de cuñas dobles o de elevadores dobles y además, el tirante de agua es muy somero, entonces las sargas múltiples de TP pueden ser instaladas independientemente. El uso típico del riser de la TP tiene lugar cuando se requiere de acceso a dos o más agujeros y/o cuando se requiere de agujeros mayores (mayor de 3").

Los riser de la TP son limitados en tirantes de aguas someros y para operaciones de presión de baja a media.

Un aspecto importante de los riser integrales es que tienen conductos presurizados, los cuales se conectan juntos a lo largo del riser. Los riser integrales se clasifican en riser con funda o riser sin funda.

Los otros riser no integrales, incluyendo aquellos con conexión al final, se fabrican de materiales especiales, tales como el titanio o fibra de vidrio, o bien, materiales compuestos.

Los riser flexibles están diseñados para aplicaciones muy específicas y/o donde la capacidad es más importante que el costo.

El riser con funda consiste de dos o más conductos con presión los cuales van dentro o fuera de la camisa protectora del riser. Este riser también puede contener las líneas de control hidráulico.

Típicamente, este riser se utiliza anticipadamente en aplicaciones donde existen altas cargas por tensión o de pandeo y/o en desarrollos de pozos múltiples donde su uso es frecuentemente anticipado. Estos factores tienden a justificar los altos costos del riser integral.

Por su lado, los riser sin funda consisten de múltiples conductos con presión (tubería o TP) los cuales están ensamblados juntos por medio de abrazaderas mecánicas, y están aseguradas por una conexión común. Separadamente se ata un control umbilical hidráulico al riser.

Los coples van soldados al final de cada tubo. Estos proveen una manera fácil de conectar y desconectar las juntas del riser. Estos coples también proporcionan un soporte al peso del sistema de riser durante la instalación y los trabajos de reparación y mantenimiento. En algunos casos los coples pueden ser utilizados como puntos de levantamiento para carga y descarga en las juntas del riser dentro y fuera de la sarta. Las cargas de tensión debidas al peso del árbol submarino o del sistema de riser se transmiten a través de los tubos del riser de terminación y reparación y son transferidos de junta en junta por los coples. Estos coples pueden ser de perno o por unión rosca, con abrazadera u otro estilo de conexión.

2.5 EQUIPO AUXILIAR

El árbol superficial proporciona el control de flujo de la producción y del espacio anular durante la instalación del colgador de la TP y del árbol submarino. Este tiene también provisiones para soportar el peso del sistema de riser de terminación/reparación.

Típicamente el arreglo de válvulas del árbol superficial, incluye válvulas de contrapresión y válvulas de ala para cada agujero, además de la válvula maestra y/o una válvula de flujo cruzado. Sin embargo, como mínimo, se recomienda que la válvula maestra de producción sea operada remotamente.

El lubricador se encuentra en la parte superior del bloque de válvulas, permitiendo así lubricar la línea de acero o la tubería flexible o la unidad snubbing. El más común de los adaptadores es la rosca unión, aunque también se aceptan las bridas.

También se pueden utilizar los manómetros de presión y las válvulas de aguja, las cuales se colocan entre el bloque de válvulas y el lubricador.

La araña provee de un punto para colgar el riser integrado de terminación y reparación y puede estar asentada ya sea en el buje de la rotaria o en la mesa rotatoria. Algunas arañas pueden cerrar por rotación de la flecha en el buje de impulso del pozo. Una vez puesto el seguro, la araña soporta el torque.

Las arañas se pueden operar manual, hidráulica o neumáticamente. Debe tomarse en cuenta lo costoso de las arañas hidráulicas y neumáticas y compararse contra el tiempo ahorrado durante las operaciones costafuera. Las arañas se utilizan para los riser no integrales.

Por otro lado, la junta de tensión no es necesaria para la instalación del árbol, pero si es benéfica para las operaciones de reparación. La junta de tensión permite que el sistema de riser de tensión del barco perforador pueda unirse con el riser de terminación y reparación. Así, no depende del block viajero y el gancho para la compensación de movimiento.

2.6 INSTALACIÓN DEL SISTEMA DE CONEXIÓN DE LA LÍNEA DE FLUJO

Después de que se retira la capucha de terminación, se inicia la preparación para las operaciones de conexión de las líneas de flujo. El éxito de la instalación del sistema de conexiones depende de la posición de la tubería. La instalación de la línea de flujo se guía por un equipo submarino de navegación, el cual proporciona confiabilidad y evita que la operación se realice dos veces.

La conexión de las líneas de flujo es la primera operación del programa. Las conexiones se realizan utilizando las poleas de la herramienta del sistema de conexiones.

Se opera hidráulicamente un contenedor montado en la línea de flujo. Este se posiciona para asegurar la línea a la estructura. Después de colocar el sistema de conexiones con cable de acero a través de poleas, se instala el posicionador de la línea de flujo. Esto se logra utilizando la sarta de perforación para las operaciones de los sistemas de conexiones de línea de flujo.

El sistema de conexión de la línea de flujo "Layaway", se opera usualmente sin asistencia de buzos. La línea se transporta hacia las aguas profundas, la cual se conecta primero al árbol. Después, en forma independiente o junto con el árbol, la línea de flujo se instala y se conecta a través de un conector hidráulico montado en la estructura del árbol.

Por otro lado, en el sistema de conexión Pull-in las líneas de flujo se conectan a un juego de válvulas o a la parte superior de una plantilla. Además se tiene un conector hidráulico en la interfase del árbol con el mandril vertical de la plantilla, la cual esta alineada con el juego de válvulas. De esta manera, el árbol se puede recuperar sin tener que desconectar la línea de flujo.

2.7 INSTALACIÓN DE LOS UMBILICALES DEL ÁRBOL

2.7.1 ÁRBOLES ASISTIDOS POR BUZOS. Para el caso de los pozos satélites a profundidades donde se puede trabajar con buzos, los umbilicales de control se pueden conectar al pod de control del árbol.

Para el caso de las líneas individuales de los umbilicales, estas pueden ser conectadas a su línea correspondiente en el pod de control. Cada línea de los umbilicales puede estar equipada con un desconector hidráulico rápido en cada pod de control.

Si se utiliza un sistema de control de multiplexor electrohidráulico, el módulo de control deberá estar localizado en el árbol. Para este caso, los umbilicales deben terminar en el pod de control llevando los dos conectores, los hidráulicos y los eléctricos; ahora, si son instaladas ambas líneas (hidráulica y eléctrica), entonces serán necesarios dos pod de control por separado, los cuales pueden ser instalados con asistencia de buzos.

2.7.2 ÁRBOLES SIN ASISTENCIA DE BUZOS. A una profundidad donde no se puede trabajar con buzos, el control de los umbilicales puede estar conectado directamente en el árbol e instalarse en forma similar al árbol. Como una alternativa, el árbol puede estar equipado con un pod de control. De otra forma el control de los umbilicales puede también estar puesto y desconectado a la línea de flujo.

El pod de control de los árboles su puede conectar con asistencia de buzos o por ROV's, instalando líneas flexibles hacia la caja de unión sobre el pod de control.

Los umbilicales se acoplan a las juntas del riser de terminación y reparación. También se pueden sujetar al equipo auxiliar a lo largo del riser.

En la Figura 2.18 se muestra un diagrama esquemático de la instalación de un sistema submarino de cabezal, árbol y riser.

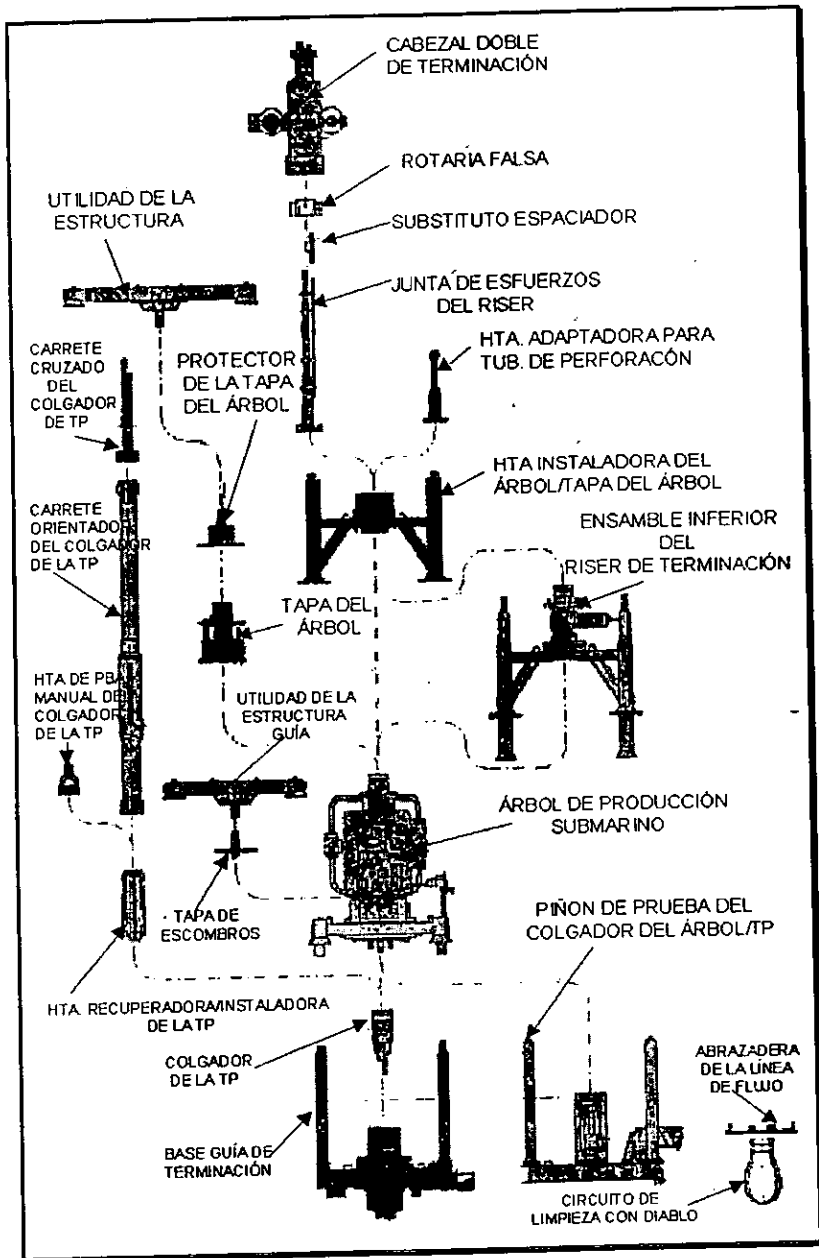


FIGURA 2.18 DIAGRAMA DE INSTALACIÓN

2.8 OPERACIÓN DEL ÁRBOL

Las válvulas son los componentes más críticos en la terminación submarina y también los que más fallas han tenido antes y después de la instalación. Las fallas significan el no poder cumplir con las especificaciones necesarias para operar el sistema de control satisfactoriamente.

Existen válvulas de compuerta, las cuales tienen la característica de proveer un sello metal-metal contra la compuerta y el cuerpo de la válvula. Un resorte de carga sella el protector superficial mejorando así el sello de baja presión.

Las válvulas de bola están provistas de una máxima resistencia a la presión, con requerimientos especiales que benefician las aplicaciones submarinas.

El bloque de válvulas aloja a las válvulas las cuales nos dan el primer control del pozo sobre los fluidos. Generalmente se utilizan las válvulas de compuerta para controlar el flujo de fluidos del pozo. Estas válvulas están dispuestas como actuadores hidráulicos submarinos.

Una designación estándar de las válvulas en los árboles submarinos, denotan a la primera válvula por arriba del cabezal como la válvula maestra inferior de producción. También se monta en el block una válvula maestra inferior del espacio anular. Por arriba de esta se colocan las válvulas maestras superiores de producción y anular.

Las válvulas son operadas con un impulsor, el cual puede ser hidráulico, neumático, de pistón, de diafragma y doble diafragma. Son los actuadores hidráulicos.

La aplicación adecuada del estrangulador submarino puede representar ahorros substanciales, además de que provee de beneficios a las instalaciones submarinas tales como:

- Protección contra daños por cambio drástico de presión en las válvulas.
- Protección contra colapso al inicio de la producción.

El actuador operado manualmente necesita una interfase mecánica para su operación. De este modo su operación se hace sencilla con asistencia de buzos.

El actuador hidráulico está diseñado para operar con un control de presión de 1,500 a 3,000 psi.

Para ajustar el estrangulador remotamente, la presión se lee antes de la llegada a este a través del sistema de control. La instrumentación es parte integral del estrangulador o del panel de control y esta puede ser reparada recuperándola en la superficie.

Para los estranguladores operados por RVO's la mayor parte de la instrumentación puede ser parte del sistema de RVO's, de tal manera que se puede reparar sin perturbar los sistemas de producción.

2.9 CUADRO COMPARATIVO DE LOS DIFERENTES SISTEMAS Y SU ANÁLISIS

Los árboles submarinos se pueden comparar de diferentes maneras. Precisamente la menos adecuada es la comparación por compañía. Esto se debe a que cualquiera de las compañías fabricantes de equipos y sistemas submarinos es capaz de suministrar el árbol más adecuado para un caso en particular, al menos las que se presentan aquí.

Es decir, todo pozo que requiere ser terminado con un sistema submarino, debe ser analizado como caso específico. Esto lleva consigo la inversión de horas hombre dedicadas al aspecto de ingeniería de detalle y de todos los sistemas de cada tipo de árbol o de cada necesidad, a fin de obtener el sistema más adecuado para cierto conjunto de condiciones de cada campo.

2.9.1 CRITERIO DE COMPARACIÓN Y SELECCIÓN DEL ÁRBOL

Los criterios de comparación más importantes en la selección de un árbol submarino son los componentes del árbol en sí.

Por su puesto, el primer parámetro a considerar en la selección de un árbol mojado es la profundidad del tirante de agua. Luego vienen las condiciones específicas del pozo. Estas son:

- La presión en la cabeza del pozo.
- Los fluidos producidos y sus propiedades.
- El sistema de cabezal.
- Los diámetros de la tubería de producción y del espacio anular.
- El sistema de conexión de la línea de flujo.
- El sistema de control de la producción.
- La localización con respecto a las instalaciones de producción.

Una vez que se conoce la profundidad del tirante de agua, se establece el tipo de árbol más adecuado para esa profundidad, ver Tabla 2.2. Prácticamente esto hace que se le dé un nombre al árbol, es decir, si es un árbol tipo simple, asistido por buzos, sin asistencia de buzos o sin líneas guía. La configuración del árbol estará dada por los componentes. Debe tenerse en cuenta que el mejor árbol será siempre aquél que sea el más sencillo, el más factible y el menos costoso.

Así, con los datos anteriores y la información del campo a desarrollar se procede a seleccionar, para cada pozo, el mejor sistema de terminación y por supuesto, el mejor árbol.

La Tabla 2.2 se preparó considerando las características más sobresalientes de los diferentes árboles, los diferentes componentes existentes y las variantes de cada componente. Un análisis más exhaustivo sería motivo de otro trabajo, en el que se comparen dichas variantes. Esto es, un estudio comparativo de los diferentes componentes de un árbol submarino.

Sin embargo, se pretende que la Tabla 2.2 sea el preámbulo del análisis del estado del arte de la tecnología de árboles mojados. Esto significa que dicha tabla sea útil para iniciar un proceso de selección de árboles submarinos.

Descripción de la Tabla.

En la Tabla comparativa de los diferentes tipos de árboles mojados se presentan las siguientes columnas:

1. Tipo de árbol.
2. Tirante de agua.
3. Presión de trabajo.
4. Conexión de la línea de flujo.
5. Agujeros de producción y del espacio anular.
6. Número de agujeros.
7. Estrangulador.
8. Sellos del conector del árbol.
9. Conector del cabezal.
10. Capucha del árbol.
11. Sistema de control de las válvulas.
12. Interfase de control de las válvulas.
13. Interfase de control de la producción.
14. Equipo utilizado para la instalación.
15. Riser de terminación/repación.
16. Costo.

1. Tipo de árbol. Se refiere a cualquiera de los siguientes:

- Tipo simple.
- Asistido por buzos.
- Sin asistencia de buzos.
- Sin líneas guía.
- Horizontal.

Estos tipos de árboles y sus funciones se describen en la sección 2.1. Comparativamente, la diferencia es la profundidad de aplicación.

2. **Tirante de Agua.** Es la profundidad de aplicación de cada tipo de árbol. El rango va desde 0 hasta más allá de los 1,800 m. Los rangos presentados en la Tabla 2.1 corresponden a la profundidad de diseño de cada árbol. Sin embargo, la profundidad de aplicación puede ser diferente. Por ejemplo, el árbol horizontal, en su modalidad de productor por empuje natural, se ha utilizado hasta 670 m de tirante de agua, pero está diseñado para ser colocado en profundidades de 1,800 m o más. En el caso de los tipos de árboles convencionales, se han aplicado en las profundidades marcadas por sus rangos de trabajos.
3. **Presión de Trabajo.** Prácticamente todos los árboles se pueden trazar a cualquier presión nominal de trabajo. Aquí la clave es el tipo de sello que se utiliza en el colgador de la tubería de producción y en los extremos inferiores del árbol (stab subs), así como el tipo de conector del árbol al cabezal.

Por supuesto, la presión de trabajo también la dará la resistencia de las válvulas del árbol. En este punto quien determina el control principal del pozo es la válvula maestra inferior de producción. El resto de las válvulas debe ser de la misma presión.

Otro valor importante de presión a considerar es el de la presión nominal del cabezal. Esta debe ser compatible con la presión de trabajo del árbol. Es decir, la presión de trabajo del cabezal deberá ser igual o mayor que la presión de trabajo del árbol, sobre todo, la resistencia en el conjunto de sellos del colgador, o bien, entre tuberías de revestimiento y tie-back/colgador, cuando se utilice algún sistema de suspensión del cabezal. Así, se tienen valores de presión nominal para árboles de 5,000, 7,000, 10,000 y 15,000 psi.

4. **Conexión de la Línea de Flujo.** El sistema de conexión de la línea de flujo utilizado depende básicamente del tirante de agua del árbol en el que se instale. Además, se podrá optar entre varios sistemas, para ciertos rangos compatibles de colocación.

Por ejemplo, un árbol tipo simple utilizará un sistema de conexión tipo bridado cuya instalación será en forma hidráulica, asistida por buzos, mientras que un árbol sin líneas guía utilizará invariablemente un sistema de conexión tipo pull-in o layaway en forma hidráulica dado que la profundidad de colocación del árbol será que no podrá ser asistido por buzos.

Es decir, los sistemas utilizados para hacer la conexión de la línea de flujo son:

- Bridado.
- Pull-in.
- Layaway.

-
-
5. **Agujeros de Producción y del Espacio Anular.** Se refiere a la geometría de las tuberías de producción y del espacio anular. Esta geometría se respalda con los diferentes tipos de colgadores de tubería de producción y su limitante es el diámetro máximo del árbol mismo. Por otro lado, el nido del cabezal puede recibir indistintamente estos tipos de colgador.
 6. **Número de Agujeros.** Son los orificios del colgador y representa el número de tuberías de producción/inyección del pozo. Pueden ser una, dos o hasta tres tuberías, dependiendo del tipo de terminación del agujero. Los fabricantes pueden proporcionar los árboles con el número de agujeros solicitados por el cliente.
 7. **Estrangulador.** Los estranguladores se utilizan para regular el flujo de fluidos del pozo y éstos generalmente se instalan en árboles con alta presión, alta productividad, o bien altas relaciones de gas/aceite, en donde se pretenda regular la vida productiva del yacimiento, manteniendo el empuje natural y explotándolo racionalmente. Es posible que no se requiera el uso de un estrangulador, por lo que este componente se considera como opcional y se instala a petición del cliente.
 8. **Sellos del Conector del Árbol.** Hoy día, la tecnología de sellos metal-metal se ha convertido en un estándar en los sistemas de cabezal/árbol/colgador. Esto se debe a que la seguridad contra fugas es fundamental para la buena operación de dichos equipos submarinos.

Sin embargo, en sistemas donde se utilizan árboles tipo simple, aún existe la opción de los sellos elastoméricos, para condiciones de presión de trabajo de 5,000 psi. Para presiones mayores deben utilizarse invariablemente los sellos metálicos.

Adicionalmente, se utilizan sellos llamados de respaldo o secundarios, los cuales pueden ser una combinación de sellos metálicos con sellos elastoméricos, o bien, ser solo elastoméricos.

9. **Conector del Cabezal.** Este componente del árbol es muy importante debido a que representa una de las interfases de posible fuga o deslineamiento al momento de la instalación del árbol, o bien, cuando existen cambios severos en el estado de esfuerzos del riser debido a los movimientos ocasionados por las corrientes marinas. La instalación del conector puede ser manual, asistida por buzos o hidráulica.

Cabe mencionar que la operación hidráulica del conector del cabezal puede ser por cualquiera de los métodos de control remoto que se verán en el capítulo 4.

10. **Capucha del Árbol.** Este componente representa el medio de reconexión del riser de terminación/repación con el árbol submarino. Puede ser instalada manualmente, en el caso de árboles tipo simple, o bien, hidráulicamente, para el resto de los tipos de árboles convencionales.

En el caso del árbol horizontal se puede realizar la instalación de la capucha del árbol en forma manual o hidráulica. Esta decisión se toma considerando el tirante de agua, principalmente.

Si la operación es en forma hidráulica, al igual que en el conector, la operación de la capucha del árbol puede realizarse por cualquiera de los métodos de control remoto (capítulo 4).

11. Sistema de Control de las Válvulas. Representa un medio de control del pozo, el cual puede ser manual, asistido por buzos, o a control remoto, ya sea con un sistema de control, como los que se verán más adelante, o bien, con un vehículo operado remotamente. Aquí el criterio de selección del sistema de control depende del tirante de agua, de la presión de trabajo y del tipo de sellos de las válvulas, entre otros.

12. Interfase de Control de Terminación. Se refiere al componente del árbol en el que se conecta el riser de terminación/repación. Esta interfase es un pod de control a partir del cual se distribuyen las líneas de control durante la terminación del pozo. También representa la conexión de los diferentes conductos de los fluidos hidráulicos y de terminación. De este modo, se tienen las interfaces siguientes:

- Interfase asistida por buzos simple.
- Interfase asistida por buzos de acceso vertical.
- Interfase de acceso vertical completo.

Los árboles convencionales requieren de un riser especializado para cada tipo de terminación y de tipo de árbol.

Los árboles horizontales tienen una interfase de acceso completo. De aquí que a estos árboles también se les conoce como de paso completo.

Por otro lado, los árboles horizontales tienen la característica sobresaliente de no requerir un riser de terminación/repación especializado. Aún más, en algunos casos, se puede terminar el pozo con el riser de perforación.

13. Interfase de Control de la Producción. La interfase de control de producción se refiere al pod de control donde llegan las líneas hidráulicas que operan las válvulas y los actuadores submarinos, así como el estrangulador, en su caso. Estas líneas son los llamados umbilicales de control del pozo.

De esta manera, se tienen interfaces asistidas por medio de buzos, cuya aplicación principal son los árboles tipo simples y los asistidos por buzos, y las interfaces operadas a control remoto, ya sea con línea umbilicales con ROV's.

14. Equipo Utilizado para la Instalación. Los equipos utilizados en la instalación de los árboles submarinos van desde un autoelevable o jackup, para árboles tipo simple, asistido por buzos y horizontales, hasta barcos con posicionamiento dinámico o plataformas de patas tensionadas, para árboles sin asistencia de buzos, sin líneas guía y horizontales, para aguas muy profundas.

15. Riser de Terminación/Reparación. Existen diversos tipos de riser de terminación y reparación para instalar el árbol de producción. Por ejemplo, el árbol horizontal no requiere de riser especializado para su instalación. Basta con el riser de perforación. Esto reduce los costos de equipo, operación y mantenimiento del sistema submarino.

Por otro lado, los árboles convencionales requieren de riser de terminación para ser instalados, por lo que se puede seleccionar entre diferentes configuraciones. Una de ellas es la de riser con un solo agujero. Este es el tipo estándar utilizado durante la perforación o riser de perforación. Se utiliza en la terminación con árboles tipo simple, con asistencia de buzos y árboles horizontales.

Otra configuración de riser es con agujeros de control múltiples. Este tipo se utiliza cuando se requiere circular fluidos de control de regreso y/o accionar sistemas del árbol.

El componente del árbol que está en contacto directo con el riser es la capucha del árbol. Esta debe llevar los mismos conductos que el riser, a fin de tener un control de las operaciones de terminación y reparación del pozo.

16. Costo. Este uno de los puntos difíciles de definir cuando se trata de simplemente etiquetar el costo de un árbol por su tipo. Para determinar el costo primero deben definirse todas las características técnicas que se requieren para operar normalmente el sistema submarino.

Es bien sabido, que el diseño y selección de cualquier equipo debe basarse fundamentalmente en la economía de la inversión, a fin de que ésta sea rentable desde todo punto de vista.

En el caso de la selección del mejor árbol de producción, se debe tomar la decisión en conjunto con las consideraciones del campo y de todo el sistema integral de producción, en función de las reservas, de las posibilidades de desarrollo y otros muchos factores técnicos y económicos más.

Con esto se quiere decir que el costo de un árbol considerado en forma aislada no constituye una comparación definitiva, ya que lo que parezca costoso a primera vista, puede resultar más económico a la larga. Y esto debe poder visualizarse en el análisis técnico-económico previo a la decisión de desarrollar un campo en aguas profundas. Esto es un principio de planeación y es motivo de la investigación de operaciones no

sólo en una pequeña empresa, sino también en donde intervienen grandes inversiones financieras, como es el caso de Petróleos Mexicanos.

Por ejemplo, el costo de un árbol horizontal puede parecer alto comparado con otros tipos de árboles. Sin embargo, si se realiza el análisis técnico-económico de la vida productiva y de las intervenciones del pozo, puede concluirse que en ciertas aplicaciones la más atractiva. Presuntamente, es el caso de los campos de la Región Marina de Petróleos Mexicanos.

A continuación se presenta la Tabla 2.2 la cual resume los aspectos comparativos discutidos en los párrafos anteriores.

TABLA 2.2 CUADRO COMPARATIVO DE LOS DIFERENTES TIPOS DE ÁRBOLES MOJADOS

TIPO DE ÁRBOL	TIRANTE DE AGUA (m)	PRESIÓN DE TRABAJO (psi)	CONEXIÓN DE LA LÍNEA DE FLUJO	AGUJEROS DE PRODUCCIÓN Y DEL ESPACIO ANULAR	NÚMERO DE AGUJEROS	ESTRANGU LADOR	SELLOS DEL CONECTOR DEL ÁRBOL	CONECTOR DEL CABEZAL	CAPUCHA DEL ÁRBOL	SISTEMA DE CONTROL DE LAS VÁLVULAS	INTERFASE DE CONTROL DE LA PRODUCCIÓN	INTERFASE DE TERMINACIÓN DE BUZOS	EQUIPO UTILIZADO PARA LA INSTALACIÓN	RISER DE TERMINACIÓN O REPARACIÓN	COSTO
Simple	0-90	5,000-10,000	Bitúmica, Manual, con Asistencia de Buzos	4" X 2" Estándar	1	No	Elastomérico	Manual o Hidráulico	Manual o con Asistencia de Buzos	Manual o Hidráulico	Asistida por Buzos	Con Asistencia de Buzos	Equipo Autoelevable o Flotante	De un sólo Agujero (o Estándar de Perforación)	1X
Asistido por Buzos	60-200	5,000-15,000	Hidráulica con Asistencia de Buzos	Varias, Según Pedido	1 ó más	Opcional	Metal-Metal	Hidráulico u operado con ROVs	Hidráulica con Asistencia de buzos	Manual o Hidráulico	Asistida por Buzos o de Acceso Vertical	Con Asistencia de Buzos	Equipo Autoelevable o Flotante	De un sólo Agujero o de Múltiples	2-4X
Sin Asistencia de Buzos	200-800	5,000-15,000	Hidráulica, Pull In o Layaway	Varias, Según Pedido	2 ó más	Opcional	Metal-Metal	Hidráulico u operado con ROVs	Hidráulica sin Asistencia de Buzos	Hidráulico	Acceso Vertical	Control Remoto Superficial	Equipo Flotante	De Agujeros Múltiples	3-5X
Sin Líneas Guía	550-1800 ó más	5,000-15,000	Hidráulica, Pull In o Layaway	Varias, Según Pedido	2 ó más	Opcional	Metal-Metal	Hidráulico u operado con ROVs	Hidráulica sin Asistencia de Buzos	Hidráulico	Acceso Vertical	Control Remoto Superficial	Equipo Flotante Posicionado Dinámicamente	De Agujeros Múltiples	4-8X
Horizontal	0-1800	5,000-10,000	Hidráulica, Pull In o Layaway	5" X 2", 7" X 2", 9 5/8"	1 ó más	Opcional	Metal-Metal	Manual o Hidráulico	Manual o con Asistencia de Buzos	Manual o Hidráulico	Acceso Vertical Completo	Con Asistencia de Buzos o Control Remoto Superficial	Equipo Autoelevable o Flotante	De un sólo Agujero (o Estándar de Perforación)	3-5X

CAPÍTULO 3

CABEZALES Y COLGADORES DE TUBERÍA

CABEZALES SUBMARINOS

El diseño tradicional de cabezales submarinos data desde los años 60's. Estos cabezales fueron mejorándose a fin de que pudieran trabajar en condiciones de alta presión y alta temperatura, además de soportar el peso de varios colgadores de tuberías de revestimiento y producción.

Los colgadores descansan sobre los hombros del cabezal soportando de esta forma todas las cargas tanto de las tuberías como las debidas a la presencia de fluidos en el pozo.

El principio de diseño de los cabezales submarinos es una modificación de los convencionales para la aplicación en tirantes de aguas profundas.

Los sistemas de cabezales submarinos se basan en los principios de aplicación para las terminaciones submarinas. Los sistemas de cabezales deben de ser capaces de soportar las cargas que se originan durante las operaciones de la perforación, instalación del árbol, instalación de las líneas de flujo, de producción y problemas por accidentes de barcos pesqueros.

Los sistemas de cabezales proporcionan la interfase entre los colgadores de las TR's y TP's, por un lado y los árboles y las estructuras de las líneas de flujo por otro.

En las terminaciones submarinas comúnmente existen dos tipos de sistemas de cabezales de mayor uso: los sistemas de 18 ¾" y los de 16 ¾".

Los cabezales submarinos se instalan mediante barcos perforadores o equipos semisumergibles. Estos cabezales pueden instalarse a través de equipos con o sin líneas guía. Actualmente muchas unidades flotantes de perforación se acoplan a conjuntos de preventores de 18 ¾", los cuales se instalan en sistemas de cabezales de 18 ¾" y rangos de trabajo de 10,000 a 15,000 psi. El sistema típico de cabezales submarinos son los de la configuración de 18 ¾".

Algunas unidades flotantes, principalmente los barcos perforadores, se equipan con sistemas de perforación de 16 ¾". En cuanto a las interfases en terminaciones submarinas, éstos se pueden considerar como un sistema equivalente de 18 ¾" con la única diferencia en el diámetro.

Existen diversas compañías fabricantes de sistemas de cabezales submarinos. Sin embargo, para la selección de un cabezal o el usar un sistema existente se requiere de algunas consideraciones básicas para la buena aplicación en un pozo en particular.

Los operadores y fabricantes han hecho esfuerzos para estandarizar las interfases de los sistemas de cabezales. Las interfases de los cabezales son particularmente relevantes cuando se termina un pozo.

La selección de un sistema de cabezal se puede hacer por dos caminos. El primero supone la existencia de un cabezal submarino con todas sus interfases. El segundo supone una libre combinación del árbol y cabezal del mismo vendedor.

3.1 COMPONENTES DE UN SISTEMA DE CABEZALES SUBMARINOS

Los componentes de los cabezales que se utilizan en perforación y terminación de pozos en aguas profundas, prácticamente son los mismos a los empleados en tierra. Sin embargo, algunos de ellos han evolucionado y han sido adaptados para su aplicación como equipo submarino. Por ejemplo, el conjunto de sellos son del tipo metal a metal o una combinación metal elastómerico, en tanto para los cabezales terrestres, los sistemas sello son del tipo elastómericos con opción a tipo metal a metal.

Otro aspecto de relevancia en los cabezales submarinos es la adaptación de un puerto lateral con camisa deslizable. Este dispositivo se acopla a los cabezales solo para pozos productores por cuestiones de seguridad y facilidad operativa, restringiéndose su uso en pozos inyectores.

A continuación se describen los componentes y características de los cabezales submarinos.

INTERFASE CABEZAL – COLGADOR DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

Existen varios tipos de colgadores submarinos que satisfacen los requerimientos de sistemas de producción para aguas profundas. Estos tipos de colgadores tienen la función de:

- Suspender las sargas de producción y proporcionar un acceso tanto al interior como en el espacio anular entre las sargas de producción.
- Proporcionar la preparación del sello y orientación posterior de los árboles submarinos.
- Sellar el espacio anular.

-
-
- Proporcionar comunicación entre la superficie y las válvulas de seguridad subsuperficial e instrumentación de fondo del agujero.
 - Proporcionar un medio de orientación estructural para el sistema de colgadores en árboles submarinos verticales.

CONJUNTO DE SELLOS ANULARES TIPO METAL-METAL

Este conjunto de sellos metal a metal, Figura 3.1, desarrollado por FMC, Vetco, Cooper-Cameron, entre otros, son ampliamente utilizados en el campo, incluyendo en las terminaciones submarinas, uniones giratorias en las líneas de flujo, válvulas de compuerta, árboles y cabezales contra fuegos y conectores Dynetor FMC.

Estos accesorios tienen prácticamente el mismo principio de diseño y procedimientos de operación entre sí. Asimismo, el sistema de instalación, prueba y asentamiento de estos dispositivos es similar para cualquier marca comercial.

Características:

- Es una pieza construida a base de metal con o sin elastómeros. Este sistema de sello reduce las posibles vías de escape o fugas de presión, ofreciendo mayor seguridad durante las operaciones de recuperación o intervención del pozo.
- Los elementos de sello, aíslan herméticamente todos los espacios que se hallan entre el cabezal y el colgador de TR's.
- Debido a la propiedad plástica del material con la cual está construido el sistema sello, el sellado es totalmente efectivo.
- El sistema está protegido, ayudado por la ampliación del diámetro del elemento portador del sello que hace que éste se expanda y deforme plásticamente durante su instalación.
- El conjunto de sello anular se retiene por una pieza de anillo de presión. Este anillo de presión se ajusta adecuadamente y proporciona un soporte uniforme durante la recuperación del sello.
- El conjunto de sellos está alojado en el nido del cabezal de tal forma que el elemento de sello se alinea con uno de corte inferior. Esta área de corte minimiza el desgaste de las superficies del sello durante la operación de instalación del sello metal - metal.

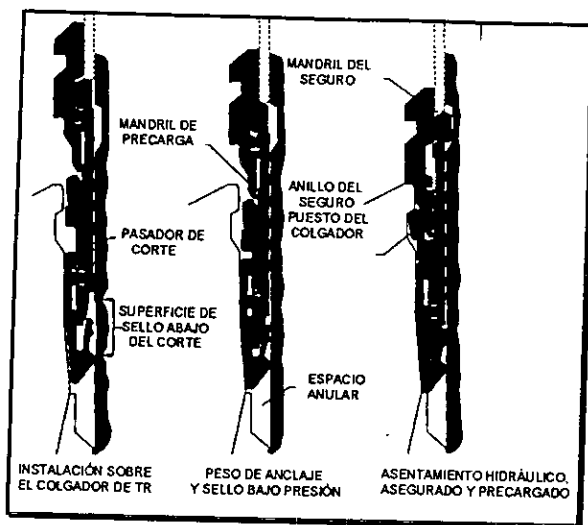


FIGURA 3.1 CONJUNTO DE SELLOS METAL -METAL

SISTEMA AVANZADO DE SELLADO METAL-METAL

La tecnología del sello metal a metal probado por FMC se usa ampliamente en todo el mundo, es aplicable a necesidades de alta presión, alta temperatura y perforaciones submarinas. El sistema de sello metálico de FMC tiene un rango de servicio de 15,000 psi. De la prueba que se realiza a este sistema de sellos al inyectarle gas, se obtienen resultados satisfactorios a una temperatura de 350 °F, manteniéndose íntegro después de su colocación en su sitio y sufrir un enfriamiento de fondo.

El sello metal a metal se instala aplicando peso y presión hidráulica a la herramienta instaladora de un solo viaje, terminando la operación con presión, una vez asegurado el sello en su sitio. El mandril expansor impulsa radialmente los elementos de sello para que este ocupe todos los espacios existentes entre el nido del cabezal y el colgador de las TR's, consiguiendo de esta forma un sello totalmente hermético. Este sistema de sello ofrece cinco propiedades adicionales:

1. El espacio anular debajo del conjunto de sellos permite a los recortes y otros sólidos moverse hacia fuera del área del conjunto de sellos, durante la operación de cementación.
2. Un ligero ensanchamiento del calibre del nido en el área de sello reduce los problemas potenciales de desgaste prematuro del sello durante cualquier operación.
3. El conjunto de sellos se encuentra retraído durante la instalación para evitar el daño de los elementos de sello.

-
-
4. El sello es protegido, esta posición de retracción es para prevenir su deformación ante cualquier sobrecarga prematura.
 5. La deformación plástica del sello hace que se expanda y tome la forma de cualquier superficie en contacto.

TIPOS DE CONJUNTOS DE SELLO

Estos elementos sirven para aislar completamente las áreas de acceso tanto de fluidos como de presión. Entre los conjuntos de sellos más usados en aguas profundas se tiene el conjunto de sellos metálico MS-1 estandarizado con el sistema MS-700 de ABB Vetco Gray el cual tiene las siguientes características:

- Precargado, resistente al H₂S y presión de servicio 15,000 psi.
- Asentado, precargado y recuperable con movimiento axial.

Probados satisfactoriamente a 15,000 psi bajo condiciones rigurosas con temperaturas de hasta 250 °F. Con daño simulado en el nido del cabezal y sello, en presencia de gases amargos y en presencia de movimientos axiales entre el colgador y el nido.

Otro tipo de sello es el SG-TPR, se puede usar como alternativa cuando se instala un cabezal MS y es de doble sello metal/elastómero recuperable. Este conjunto de sellos también es de ABB Vetco Gray.

Los conjuntos de sellos SG-LTR, SG-LT y los sistemas FMC son también para alta presión, 15,000 psi y temperaturas de hasta 350 °F con tipo de sello metal a metal y de doble sello metal/elastómero.

SISTEMA DE COLGADOR OPCIONAL

El sistema de colgador de 16" representa una alternativa para una sarta adicional de tubería de revestimiento en caso de requerirse en forma opcional, este sistema se instala mediante la aplicación del peso de la sarta instaladora y es una opción que se puede adaptar al conjunto de cabezales, Figura 3.2. Este colgador tiene un rango de trabajo de 5,000 psi y soporta una carga de 550,000 lbs de TR's, además tiene un puerto de flujo para cualquier operación de circulación. La opción la presentan los sistemas de cabezales de ABB Vetco Gray, FMC y Cooper Cameron.

Este sistema consta de un anillo de retén colocado en una ranura para asegurar el conjunto de sellos en el sitio donde se requiera, el cual está provisto de un área apropiada para su asentamiento. El conjunto de sellos se puede recuperar mediante un tirón hacia arriba.

La instalación del colgador de 16" y el conjunto de sellos se realiza simultáneamente con la herramienta instaladora de un solo viaje.

La herramienta retira automáticamente el conjunto de sellos cuando éstos no se asientan adecuadamente sobre el colgador de la TR. Esta herramienta se usa tanto para retirar como para reinstalar el conjunto de sellos cuando se requiera.

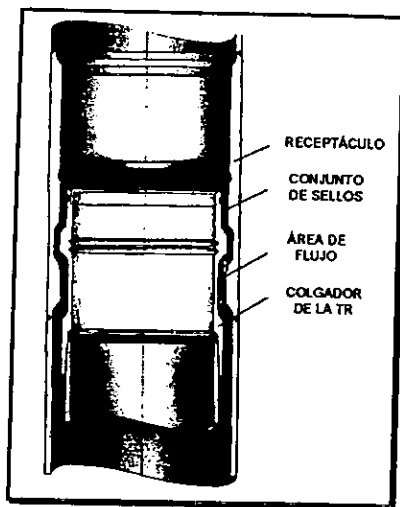


FIGURA 3.2 COLGADOR DE 16" INSTALADO POR DEBAJO DEL LECHO MARINO

BASE GUÍA PERMANENTE

La base guía permanente, Figura 3.3, conduce al conjunto de preventores y al árbol sobre el cabezal submarino. La base guía permanente se instala al mismo tiempo con el nido del conductor y la sarta conductora. Este diseño permite en cierto momento retirarla de la sarta conductora y del nido del cabezal simplemente jalándola hacia la superficie sin necesidad de aplicar rotación, para que se pueda reutilizar si es necesario. Asimismo se puede reinstalar sobre otro cabezal con solo aplicar peso a la herramienta instaladora. Todas estas operaciones se pueden realizar con asistencia de buzos o a control remoto.

Características:

- Los candados se activan automáticamente en el nido del conductor durante la instalación usando un anillo de carga tipo de ranura.
- Tiene un balancín de fondo opcional que ayuda a la alineación e instalación en la funda cónica localizada en la cima de la base guía temporal. Con este arreglo se tiene una tolerancia de desalineamiento relativo de más o menos 5° con respecto a la base guía permanente.

- Tiene cuatro entradas tipo casquillo, 8 pies de poste guía los cuales pueden ser reemplazadas por buzos o por un sistema de control remoto. Los postes guía pueden tener una abertura que permita la conducción o sujeción de las líneas guía.
- Esta estructura se arma en la localización, dependiendo de la forma y tamaño, así como de las necesidades de aplicación.
- Esta unidad tiene en la cima de los postes un mecanismo de reemplazo a futuro por cables con anclas mediante líneas guía FMC.
- Contiene un anillo en el agujero central que se alinea con el agujero de nido del conductor para permitir el paso de la barrena y el retorno de los fluidos al cementar la primera TR.
- Tiene dos seguros para alinear el nido del cabezal del conductor y evitar la rotación del bloque.
- Tiene un diámetro de paso de 36.40" para permitir el paso de la sarta conductora de 36".
- Es recuperable mediante un jalón (tensión) empleando una sarta recuperadora. Cuando se jala hacia arriba con aproximadamente 30,000 lbs el anillo se rompe liberando de esta forma la base guía permanente del nido del conductor. Como una opción, la herramienta puede activarse ejerciendo una presión interior lateral de 50 psi a la sarta instaladora.
- La base guía permanente y la herramienta se recuperan con la sarta instaladora.
- También puede instalarse a control remoto cuando se adapta una funda en el fondo del bloque de la estructura de la base guía temporal. La base guía permanente se asegura en el nido del conductor con la aplicación de tan solo una carga de 30,000 lbs. En tanto la herramienta se suelta de la base guía permanente aplicando una tensión de 15,000 lbs o mediante la aplicación de una presión interior lateral a la sarta instaladora de 200 psi sin necesidad de rotar la herramienta.

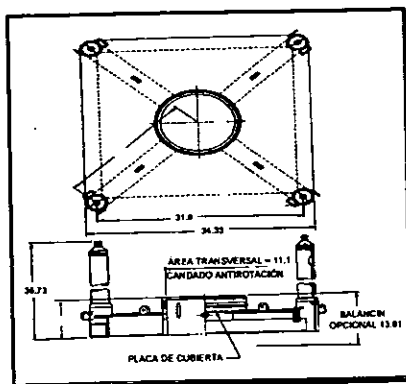


FIGURA 3.3 BASE GUÍA PERMANENTE FMC

3.2 TIPOS DE CABEZALES Y SUS FUNCIONES

3.2.1 SISTEMAS COOPER CAMERON

Cooper Cameron tiene actualmente dos sistemas de cabezales para aplicación submarina. Estos son el sistema STC-10 y el sistema STM-15. El sistema WS-II actualmente ya no se fabrica, no obstante es recomendable mencionarlo.

CABEZAL STC-10

El cabezal STC-10 de Cameron, Figura 3.4, para una capacidad nominal de 10,000 psi, tiene una configuración para 5 sartas (30", 20", 13 ³/₈", 9 ⁵/₈", 7") y 6 sartas (30", 20", 16", 13 ³/₈" , 9 ⁵/₈" , 7").

Las herramientas instaladoras son de conexión directa, con esto se elimina la conexión roscada entre la herramienta instaladora y el equipo. Para el arreglo de 5 sartas se requieren cuatro herramientas. A continuación se presentan las características más importantes del sistema de cabezal STC-10

Características

- Cada colgador de TR y conjunto de sellos pueden ser instalados en un solo viaje
- Cada conjunto de sellos es recuperable como una sola unidad.
- Cada conjunto de sellos se coloca aproximadamente a 1" sobre el hombro de carga del colgador de la TR. Sin embargo, cualquier partícula que pudiera hallarse en ese ensamble evitaría un sello hermético entre elementos.
- El colgador de la TR y el conjunto de sellos requieren herramientas instaladoras con rotación derecha para liberar la herramienta.
- El sello no se probará sino hasta que esté posicionado totalmente el colgador.
- El conjunto de sellos utiliza el concepto de sello energizado radialmente.
- El cabezal de 18 ³/₄" se instala con el buje de desgaste en su lugar.
- La prueba del conjunto de preventores se realiza junto con el buje de desgaste colocado en su lugar, excepto para el buje de 7".
- La base guía del sistema de cabezal es capaz de absorber las cargas del conjunto de preventores y parte del riser.
- El sistema es compatible para perforación y producción en aguas profundas.
- La herramienta instaladora del cabezal de 18 ²/₄" sirve también como un probador del conjunto de preventores para presiones de 10,000 psi y como un tapón de abandono.

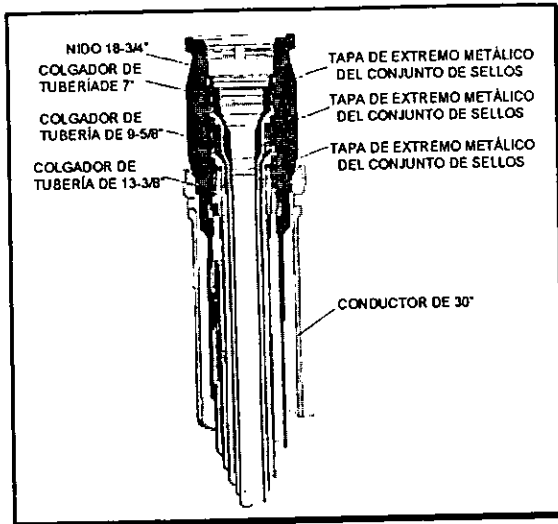


FIGURA 3.4 SISTEMA DE CABEZAL STC-10 DE COOPER CAMERON

SISTEMA STM-15

Cooper Cameron diseñó el sistema de cabezal submarino STM-15, Figura 3.5, para condiciones ambientales severas: altas temperaturas, altas presiones y fluidos corrosivos.

El cabezal STM-15 (cuyas siglas significan Single trip, Metal Seal, 15,000 psi) es ideal para pozos exploratorios, pozos delimitadores, producción desde plataforma de patas tensionadas o cualquier tipo de terminación submarina, ya sea en pozos satélite o en plantilla.

Características

- El sello metálico paralelo al agujero es un tipo de sello energizado bidireccional colocado en forma paralela al eje del agujero en el nido de 15,000 psi.
- Los conjuntos de sellos son idénticos e intercambiables sobre los colgadores de TR de 13 ³/₈" y 7". Cada conjunto de sellos se puede instalar junto con el colgador de TR y es totalmente recuperable.
- Cada superficie está maquinada en el nido, proporcionando un sello de emergencia.
- El hombro de carga tiene una capacidad de 7.7 millones de lbs. El diseño simple permite que los colgadores de TR sean reciprocados dentro del nido de 18 ³/₄".

- El cabezal de 18 ¾" se asegura al nido de 30" con un dispositivo opcional de seguro pasivo que también precarga la conexión, asegurando así la transferencia positiva de las cargas de pandeo al conductor de 30".
- Un hombro de carga de alta resistencia en el cabezal de 18 ¾" soporta las cargas debidas al peso de las tuberías de revestimiento y producción así como las cargas debidas a la prueba del conjunto de preventores. El hombro tiene un perfil de diámetro suficiente para permitir la instalación de un colgador adicional para un sistema de seis sargas sin restringir el paso de una barrena de 17 ½".
- El conjunto de preventores puede ser probado con o sin los bujes de desgaste colocados (excepto para el colgador de 7"), ahorrando costosos tiempos de viajes. El buje de desgaste de 18 ¾" se instala con el cabezal de 18 ¾".
- Los conjuntos de sellos pueden operar continuamente en temperaturas de 350 °F con máximas de 400 °F.

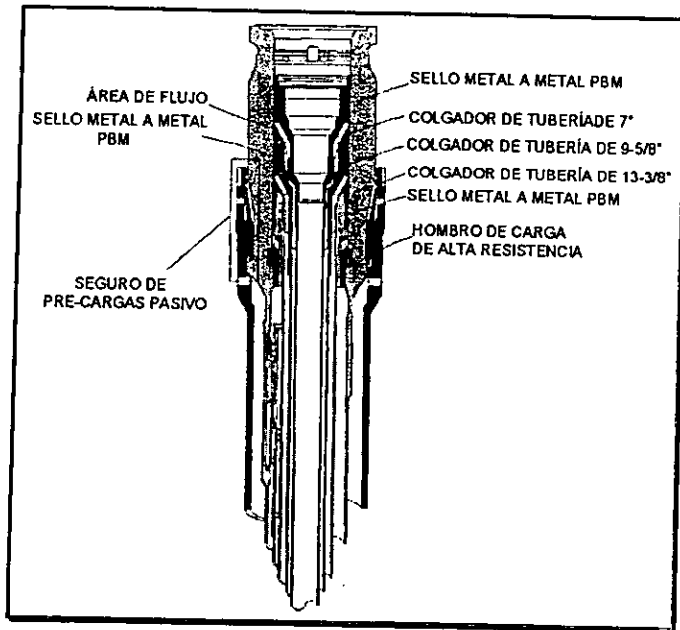


FIGURA 3.5 SISTEMA DE CABEZAL STM-15 DE COOPER CAMERON

CABEZAL DE 18 ¾" Y HERRAMIENTA INSTALADORA

El cabezal se arma sobre la herramienta instaladora, la cual requiere 8 ½ vueltas a la izquierda para enroscar la tubería. El buje de desgaste se instala en la superficie y se corre junto con el cabezal, permaneciendo en su sitio hasta que se instala el siguiente, según la configuración de TR's.

La herramienta instaladora se arma sobre el cabezal de 18 ¾", es multifuncional, la cual permite realizar operaciones para instalar, probar y abandonar. La prueba del conjunto de preventores se hace con 10,000 psi, sin necesidad de remover el buje de desgaste.

La instalación del cabezal de 18 ¾" en el nido de 30" se hace con una combinación de perfiles cuyos hombros son de 45° por 8°. Este sistema reduce los esfuerzos en las conexiones interiores del nido cuando se presentan condiciones severas de trabajo.

El cabezal de alta presión tiene capacidad para tres colgadores. Una característica importante es la resistencia del hombro a grandes cargas, cuyo diámetro interno es de 17.83".

El diámetro del nido es tal que permite alojar un receptáculo de 16" con un diámetro de trabajo de 17.56" y además puede alojar también el colgador de 16". Con este arreglo se puede utilizar una barrena de 17 ½".

HERRAMIENTA DE PRUEBA DEL CONJUNTO DE PREVENTORES

Esta herramienta no solamente sirve para instalar el cabezal, sino también como una herramienta de prueba del conjunto de preventores para cualquier buje. La herramienta de prueba del conjunto de sello se instala sobre un diámetro pequeño, mientras se va bajando en el agujero para protegerla de los posibles daños.

Al circular a grandes gastos, los sellos sufren desgaste. La necesidad de rotar la herramienta una vez instalada en el nido evita represionamiento durante su instalación. El buje de desgaste tiene un perno de cierre para orientar la posición del nido (tanto para la instalación como para la recuperación).

Después de cuatro de las 8 ½ vueltas requeridas, el mandril de la herramienta se levanta haciendo contacto con la parte baja del buje, forzando el perno de cierre para ajustarse al nido. Una vez enroscado, se prueba con 10,000 psi sin represionar el buje de desgaste del nido.

Después de las 8 ½ vueltas a la derecha, se abre la herramienta y se puede retirar. Se requiere muy poco torque para accionar la herramienta. Las roscas son internas. La herramienta de prueba también se usa como una herramienta para colocar tapones de abandono.

SISTEMAS DE COLGADORES DE TUBERÍA

La principal función del colgador es proporcionar un soporte mecánico para la tubería de producción y un medio de comunicación para los agujeros de producción y del espacio anular dentro del árbol de producción submarino. El colgador de tubería también sella el espacio anular entre la tubería de producción y la de revestimiento, al mismo tiempo que proporciona un acceso al espacio anular para comunicación con el fondo del pozo. Las válvulas de seguridad subsuperficiales colocadas en el pozo están controladas mediante fluido de control, el cual pasa a través del colgador de tubería. Adicionalmente, los sensores de fondo especializados, si se requiere, transmiten información a través del colgador de tubería, ya sea mediante presión hidráulica o señales eléctricas.

Para realizar estas funciones, el sistema de colgador de tubería debe ser compatible con el programa de terminación, con el cabezal submarino, con el conjunto de preventores, con el árbol submarino y con el riser de terminación. Cada una de estas interfases puede influir la configuración del sistema de colgador de tubería.

Antes de llevar a cabo el proceso de selección del sistema de colgador de tubería, se deben establecer varios parámetros clave. Los parámetros más significativo son la capacidad de presión y el tamaño de la tubería de producción.

Las capacidades de presión más comunes son de 5,000 y 10,000 psi, aunque en el futuro se esperan capacidades de 15,000 psi.

Los tamaños de colgadores de tubería se especifican por los tamaños del cabezal, tubería de revestimiento, tubería de producción y espacio anular, en orden descendente. Por ejemplo, 18 3/4 " x 9 5/8 " x 4" x 2" (diámetros interiores nominales). El tamaño del agujero de producción generalmente está determinado por los máximos gastos de flujo anticipados y el tamaño de la tubería de producción.

3.6 SISTEMA DE COLGADOR DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

El colgador de Tubería de Revestimiento es una herramienta que se asienta en el nido de un cabezal de tubería de revestimiento inferior o intermedio para poder soportar la tubería y proporcionar un sello entre ésta y el nido.

El tamaño del colgador se determina por el diámetro exterior nominal, el cual es el mismo que el tamaño nominal de la brida superior del cabezal donde se aloja. Su diámetro interior es igual al diámetro exterior nominal de la tubería de revestimiento que soportará. Por ejemplo, un colgador de 8" de diámetro nominal puede soportar tubería de 4 1/2" a 5 1/2" de diámetro nominal.

Todos los colgadores de tuberías de revestimiento son compatibles con un conjunto de sellos universales. El colgador de 13 3/8" se desacopla de los hombros a través del agujero y el nido permitiendo pasar el sistema de colgador pasivo de 16". Por esta razón la alta resistencia de los hombros es unido al colgador. El resultado de la interfase entre el colgador y el nido es a razón de 4.8 millones de libras.

Los colgadores de tuberías de revestimiento están disponibles en 13 3/8", 10 1/4", 9 5/8", 7 5/8" y 7". Todos los colgadores de TR's son suministrados con un Tie-Back de perfil estándar, el seguro del anillo del colgador de TR es intercambiable en todos los colgadores.

Algunos tipos de colgadores de tuberías de revestimiento que se tienen son:

3.6.1 COLGADOR DE DISEÑO AVANZADO C-1215, C-122 Y C-129

- Adecuado para los carretes y cabezales C-29 y C-29L.
- Tienen sellos disponibles para diferentes gamas de temperaturas API.
- Soporta cargas de hasta el 80% de cedencia del cuerpo del tubo a plena presión de prueba de brida.
- El sello se activa automáticamente en los colgadores C-122 y C-129 y aísla el área de la cuña de las cargas de presión de prueba de brida.

3.6.2 COLGADOR DE USO GENERAL C-22

- Adecuado para todos los cabezales y carretes de tuberías de revestimiento FMC.
- Normalmente solo se necesitan 50,000 a 60,000 libras para activar el sello del espacio anular.

3.6.3 COLGADOR DE CARGAS PESADAS C-29

- Estos tipos de colgadores son adecuados para cabezales y carretes de tuberías de revestimiento C-29.
- Las cuñas dobles distribuyen la carga de la tubería de revestimiento para reducir la deflexión de ésta con cargas pesadas. El C-29 no aplastará la tubería de revestimiento, aún con cargas pesadas.

En cuanto al anillo de sello de aislamiento del colgador C-29, se tienen las siguientes características:

- Es para presiones de trabajo de 10,000 y 15,000 lbs/pg².
- Son adecuados para los carretes de tubería de revestimiento C-29-HPI únicamente.
- Es un anillo de tipo HPI que se instala después de cortar la tubería de revestimiento.

-
-
- Proporciona un sello de espacio anular secundario y aísla la tubería de revestimiento de la presión de prueba entre bridas. Las presiones de prueba hidrostática no aumenta la carga en el colgador.

3.6.4 COLGADOR DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO TIPO CUÑA C-22 Y C-29 CON SELLO AUTOMÁTICO

- El sello tipo compresión del espacio anular es activado automáticamente por la carga de la tubería de revestimiento antes de que se retiren los impedirreventones.
- Los colgadores pueden bajarse por los impedirreventones y asentarse antes o después de que haya fraguado el cemento.
- El retén de los colgadores C-22 y C-29 se cierra en forma automática y se asegura cuando el colgador se instala alrededor de la tubería de revestimiento.
- El elemento de sellado, el tazón de cuñas y las cuñas están preensamblados en una unidad fácil de manejar.

3.6.5 COLGADOR DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO TIPO CUÑA CON SELLO DE ESPACIO ANULAR SEPARADO: COLGADOR C-21 CON ANILLO DE SELLO TIPO H

- Es un colgador partido y segmentado, no proporciona un sello automático del espacio anular.
- Típicamente se usa al cementar hasta la superficie.
- El anillo de sello tipo H proporciona el espacio anular y aísla el colgador del sello de presión de prueba entre bridas. Se instala después de haber cortado la tubería de revestimiento.
- También se encuentra disponible con un anillo de sello tipo soldadura.
- No puede usarse en cabezales o carretes de tuberías de revestimiento C-22 que tengan tornillos de sujeción.

Algunas de las características generales que tienen los colgadores de tuberías de revestimiento son:

- Permitir la introducción de las TR's subsecuentes.
- Proveer flujo por medio de puertos para la circulación.
- Permitir la entrada al siguiente tamaño de barrena de perforación.
- Sellar áreas para herramientas de instalación

3.7 SISTEMA DE COLGADOR DE TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN

En un pozo submarino, la tubería de producción está soportada y sellada dentro del nido del cabezal en el fondo marino por un colgador de tubería. Dicho colgador, combinado con las herramientas para instalarlo, describe un Sistema de Colgador de Tubería de Producción.

El Sistema de Colgador de Tubería de Producción consiste principalmente de un colgador de tubería, de una herramienta instaladora y de un riser de terminación para conectarse al cabezal submarino.

Existen tres factores para caracterizar el sistema de colgador de tubería de producción básico para un pozo submarino. Estos son:

- Ubicación.
- Tamaño y designación.
- Método de Instalación.

UBICACIÓN

La ubicación del colgador se refiere al lugar del cabezal donde se instala el colgador de TP. Dependiendo de la aplicación el colgador de TP se asienta, cierra y sella dentro de:

- Colgador de la Tubería de Revestimiento de Producción.
- Bola Adaptadora para el Colgador de la Tubería de Producción.
- Nido del Cabezal.
- Carrete del Colgador de la Tubería de Producción.

El método más directo es instalar el colgador de TP dentro de un perfil ex profeso, para este propósito dentro del colgador de la tubería de revestimiento de producción.

Algunos sistemas de cabezal requieren una bola adaptadora para el colgador de la tubería de producción, que se rosca dentro de la herramienta instaladora del colgador de tubería de revestimiento de 9 5/8", antes de poder instalar un colgador de TP.

Otra variación es el colgador de tubería de producción que sella directamente dentro del nido del cabezal, como un colgador de tubería de revestimiento con un conjunto de sellos metal a metal. Se requieren herramientas y viajes especiales, primero para correr y orientar el colgador de TP, seguido de otro viaje para instalar y energizar el conjunto de sellos.

La última variante, la cual se ha utilizado frecuentemente, utiliza un carrete para TP. Algunos aditamentos dentro del mandril arriba de la salida del espacio anular permite instalar sargas de producción concéntricas más grandes dentro del pozo. Las válvulas del árbol se simplifican y el tamaño del conector árbol-carrete del colgador de TP permanece

constante, mientras que el carrete de la TP se adapta a diferentes tamaños del cabezal. Este diseño también permite probar las interfases entre el colgador de TP/carrete para colgador de TP y el árbol en la superficie antes de instalarlo como una unidad cuando las condiciones del yacimiento y el procedimiento de terminación lo permiten.

TAMAÑO Y DESIGNACIÓN

El tamaño y designación se refiere a los números que indican el tamaño de cabezal y el programa nominal de tuberías. Depende de:

- Tamaño nominal del cabezal (18 ¾", 16 ¾", 13 ¾").
- Tamaño de la Tubería de Revestimiento de Producción (10 ¾", 9 5/8", 7 5/8", 7", etc.).
- Programa de Tuberías de Producción (varía con el gasto de producción esperado).
- Número y tamaño de las sargas de TP soportadas (TFL o no-TFL. terminación sencilla o múltiple diámetros externos típicos: 2 3/8", 3 1/2", 4 1/2" y 5 1/2").
- Número y tamaño de los puertos de control para las funciones de fondo.
- Los tamaños de los colgadores de TP se especifican por el cabezal, TR, TP y espacio anular en orden descendiente.

MÉTODO DE INSTALACIÓN

El colgador de la T.P. tiene tres herramientas de instalación principales. Estas incluyen la herramienta instaladora del colgador de la TP, un carrete de orientación y un carrete obturador del conjunto de preventores.

La función de la herramienta instaladora del colgador de la TP es la de transportarlo al cabezal submarino para ser instalado en el asiento del cabezal, el cual está provisto de un seguro de retención que sella el colgador de la TP en el cabezal. El colgador de la TP permite la comunicación del agujero de producción y del espacio anular por medio del riser de terminación o por la sarga. También se tiene un medio de comunicación entre las válvulas de seguridad de la superficie y las líneas de control, a través de la herramienta colgadora de la TP

El seguro de retención del colgador de la TP puede ser mecánico (peso y rotación) o hidráulico, activado desde la superficie. Debido a los problemas de pandeo que se pueden encontrar al rotar la sarga, se coloca un mecanismo en el colgador de la TP para poder obtener fuerza y activar el seguro de retención, el cual normalmente se utiliza en tirantes de aguas menores a 300 m.

El anclaje hidráulico del colgador de la TP ofrece la ventaja de que requiere solo un viaje de la sarga o el riser de terminación para completar la instalación del colgador de la TP y los trabajos de perforación o de prueba.

Sistema Mecánico

Por un lado, el método de anclaje mecánico utiliza una herramienta instaladora. Esta se coloca en la tubería de perforación y en la herramienta de conexión. La herramienta instaladora opera orientándola (si se requiere), asegurando y probando al colgador de la TP con rotación en ambos sentidos, así como con bombeo por la sarta al ser bajada.

La herramienta instaladora proporciona un acceso de circulación sólo entre el espacio anular y la TP. La herramienta conectora, si se requiere, se instala en el colgador de la TP, después de que la herramienta instaladora se libera y se proporciona así, un completo acceso vertical hacia la sarta y a los controles hidráulicos de la válvula de tormenta.

El sistema mecánico de anclaje se destina principalmente para obtener un sello elastomérico de 5,000 psi en un tirante de agua de 300 m.

Sistema Hidráulico

Por otro lado, el método de anclaje hidráulico utiliza una herramienta colgadora de la TP, la cual se instala sobre la sarta o sobre el riser de terminación indistintamente. Esta herramienta proporciona un acceso completamente vertical hacia el espacio anular y la sarta. Para ejecutar todas las funciones en un solo viaje, se requiere de controles hidráulicos individuales multifuncionales. El costo de la herramienta hidráulica es mayor que el de una herramienta instaladora mecánica. Sin embargo, es posible obtener un considerable ahorro debido a la reducción en el número de viajes requeridos.

El sistema de anclaje hidráulico es más utilizado en aplicaciones de pozos múltiples donde se puede requerir un riser de terminación para altas presiones y un sellado metal-metal.

El carrete orientador, orienta al colgador de la TP a la posición en la que será instalado. Éste orienta también a la herramienta instaladora de la TP.

El piñón que se localiza en el conjunto de preventores, representa el método de orientación más popular en los últimos años. El piñón se extiende hidráulicamente dentro del pozo conectándose con la funda del vástago montado arriba de la herramienta instaladora del colgador. La funda del vástago en el carrete orientador puede tener forma de embudo hacia arriba o hacia abajo. Cuando se utiliza el arreglo de embudo hacia arriba, se requiere del colgador de la TP para colocarlo en el cabezal/colgador. Después se mueve el piñón jalando la herramienta instaladora de la sarta hacia arriba, permitiendo rotar al colgador de la TP.

La ventaja de este método es que no se requiere la localización exacta de la posición de los hombros. La desventaja es que el sello del colgador de la TP se debe colocar en la parte final sellando el área y luego ser removido. Cuando esto ocurre, se daña el área de sellado.

3.8 INTERFASE CON EL CABEZAL SUBMARINO

La ubicación del colgador se refiere al lugar del cabezal donde se instala el colgador de TP. El método más directo es instalar el colgador de TP dentro de un perfil ex profeso, para este propósito dentro del colgador de la tubería de revestimiento de producción.

Algunos sistemas de cabezal requieren una bola adaptadora para el colgador de la tubería de producción, que se rosca dentro de la herramienta instaladora del colgador de tubería de revestimiento de 9 5/8", antes de poder instalar un colgador de TP.

Otra variación es el colgador de tubería de producción que sella directamente dentro del nido del cabezal, como un colgador de tubería de revestimiento con un conjunto de sellos metal a metal. Se requieren herramientas y viajes especiales, primero para correr y orientar el colgador de TP, seguido de otro viaje para instalar y energizar el conjunto de sellos.

Dependiendo del diseño del cabezal y de si el sistema de cabezal se instaló o no considerando que se intentará una terminación futura, el colgador de tubería se puede colocar, asegurar y sellar en cualquiera de las siguientes ubicaciones: en el colgador de la tubería de revestimiento, en un carrete para colgador de la tubería de producción, en el nido del cabezal o en una bola adaptadora de terminación.

La instalación más común sería colocar y asegurar el colgador de tubería de producción en el colgador de la tubería de revestimiento de producción o en el nido del cabezal. La mayoría de equipos de cabezales modernos utilizados para exploración, pueden aceptar un colgador de TP en esas posiciones. Sin embargo, los sistemas de cabezales más viejos pueden requerir una bola adaptadora a fin de permitir la instalación del colgador. La Figura 3.11, muestra un sistema de colgador de tubería de producción instalado en un sistema de cabezal submarino SG-5X, de ABB Vetco Gray.

Adicionalmente, algunos requerimientos operacionales específicos o sistemas de cabezales no compatibles pueden requerir el uso de un carrete para colgador de tubería.

Existen cuatro opciones para la interfase entre el colgador de la TP y el cabezal.

- Cabezal Submarino.
- Bola Adaptadora de Terminación.
- Carrete para Colgador de Tubería de Producción.
- Cabezal Especial.

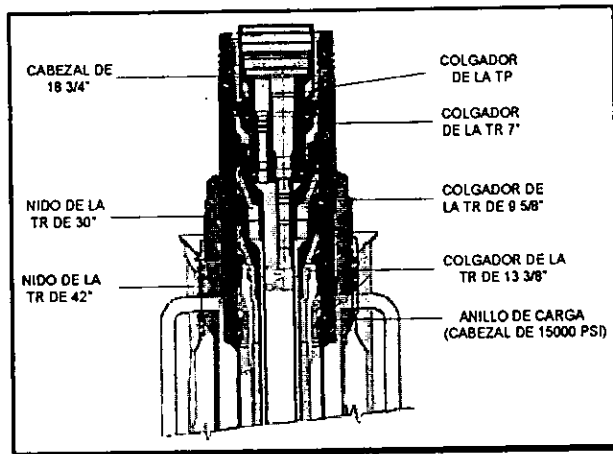


FIGURA 3.11 SISTEMA DE COLGADOR DE TP INSTALADO EN UN SISTEMA DE CABEZAL SUBMARINO DE ABB VETCO GRAY

3.8.1 CABEZAL SUBMARINO

Los cabezales submarinos están disponibles en tamaños de $13 \frac{5}{8}$ ", $16 \frac{1}{4}$ ", $18 \frac{3}{4}$ " y $21 \frac{1}{4}$ ". Tradicionalmente, los colgadores de tubería se han diseñado para colocarse dentro de la TR de $13 \frac{5}{8}$ " y adaptarse a tamaños mayores. Estos colgadores cierran y sellan directamente dentro del colgador de la TR de producción (usualmente $9 \frac{5}{8}$ "), excepto para el sistema de $13 \frac{5}{8}$ " donde se requiere una bola adaptadora roscada de terminación.

Estos sistemas son principalmente para servicio de 5,000 psi. Los colgadores de TP de mayor capacidad de presión (10,000 psi), cierran directamente sobre el nido del cabezal de alta presión. Pueden sellar ya sea en el colgador de la TR de producción o en el nido del cabezal.

Los colgadores de TP que sellan en el colgador de la TR de producción requieren menos precarga para mantener un sello debido a que sellan sobre un diámetro menor que el diámetro interno del nido del cabezal. Los colgadores de TP de diámetro completo, o colgadores que sellan en el cabezal, requieren una mayor precarga y son más susceptibles a ser dañados durante la instalación debido a que hay menos claro radial con el riser de perforación y con el conjunto de preventores durante la instalación.

La Figura 3.12, muestra la configuración de sellos de un colgador de tubería de producción instalado en un cabezal submarino SG-5X de ABB Vetco Gray.

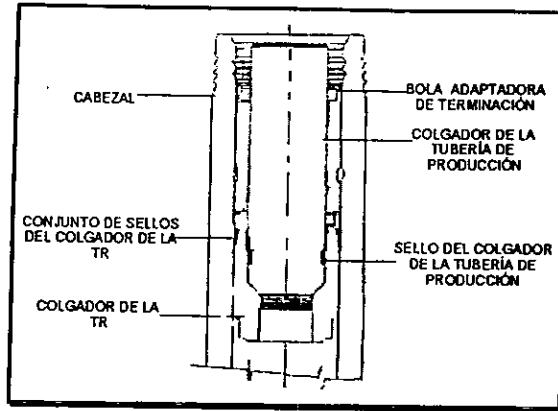


FIGURA 3.12 CONFIGURACIÓN DE SELLOS DEL COLGADOR DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN INSTALADO EN UN CABEZAL SUBMARINO

3.8.2 BOLA ADAPTADORA DE TERMINACIÓN

Se puede requerir una bola adaptadora de terminación sobre un pozo existente debido a requerimientos especiales tales como un sello de aislamiento, un sello metálico en el espacio anular o por servicio de 10,000 psi. También se han utilizado sobre cabezales de pozos exploratorios que no tienen espacio para colgadores de TP.

La bola adaptadora de terminación proporciona una interfase estándar para colgador de TP en un sistema de cabezal que no lo tiene. Típicamente, ésta bola adaptadora se utiliza sólo si se requiere prolongar un cabezal existente y no se justifica el gasto de un carrete para colgador de TP.

3.8.3 CARRETE PARA COLGADOR DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

Una terminación submarina puede requerir un carrete para colgador de TP por varias razones.

1. El cabezal submarino instalado no alojará el sistema de colgador de TP requerido. Esto puede ocurrir al utilizar un nido de cabezal único durante la perforación exploratoria, o bien, si un proveedor diferente al proveedor del árbol submarino proporcionó el cabezal original. En el caso de incompatibilidad entre el equipo de diferentes proveedores, el carrete para colgador de TP funciona como un adaptador intercalado.
2. El uso de un carrete para colgador de TP permite que el tamaño de la TP sea maximizado, si se coloca una salida del espacio anular debajo del colgador de TP y a

través del mandril del carrete para el colgador de TP. Típicamente, este arreglo utiliza un colgador de TP de agujero concéntrico.

3. El carrete para colgador de TP puede proporcionar una base para el equipo de conexión de la línea de flujo. Las bases guía de terminación, típicamente proporcionan la interfase para la línea de flujo, pero no todos los cabezales submarinos las aceptarán. Así que, el carrete para colgador de TP ofrece una alternativa.

El uso del carrete para colgador de TP como una base para la línea de flujo tiene la ventaja de proporcionar una alineación más cercana entre las líneas de flujo y el árbol. Cuando se instala una base guía de terminación sobre un cabezal (en lugar de una base guía recuperable), todo el alineamiento depende de la interfase entre el nido del cabezal de 30" y el del cabezal de alta presión, puesto que la base guía de terminación con sistema de conexión de la línea de flujo está montada sobre el nido del cabezal de 30".

Con la configuración del carrete para colgador de la TP, el sistema de la estructura guía y el sistema de conexión de la línea de flujo se fijan directamente al mandril del carrete para colgador de la TP. Puesto que el colgador de la TP y el árbol se colocan directamente en o sobre el mandril del carrete para colgador de TP, se minimiza el potencial de desalineamiento.

El carrete para colgador de TP ofrece una opción limpia y confiable para terminar un pozo submarino. Sin embargo, un carrete para colgador de TP puede ser muy costoso y esta adición sólo es efectiva si se requiere para funciones múltiples durante la fase de terminación del pozo.

La Figura 3.13, muestra un colgador de tubería de producción instalado en un carrete especial para colgador de ABB Vetco Gray.

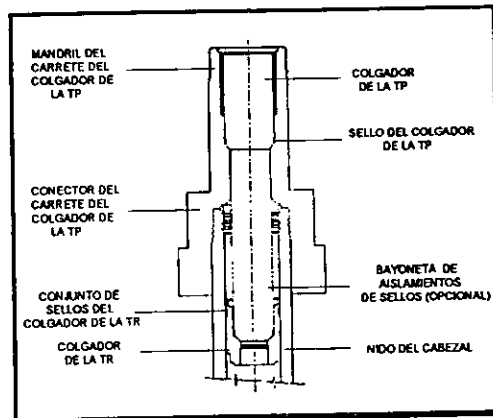


FIGURA 3.13 CONFIGURACIÓN DE SELLOS DEL COLGADOR DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN INSTALADO EN UN CARRETE

3.8.4 CABEZAL ESPECIAL

La oportunidad de seleccionar un sistema de colgador de TP para un pozo que no ha sido perforado permite una flexibilidad adicional de utilizar sistemas de cabezales sin adaptadores para el colgador. En este caso, se puede diseñar un sistema de terminación de cabezal versátil específicamente para las características requeridas.

Un ejemplo de un cabezal especial es aquel que tiene un cuerpo extendido para aceptar un colgador de TP de doble sello (uno para sellar en el colgador de la TR de $9 \frac{5}{8}$ " y uno que sella en el cabezal).

La Figura 3.14, muestra la interfase entre el árbol submarino y el colgador de tubería de producción instalado en un cabezal submarino SG-5X de ABB Vetco Gray.

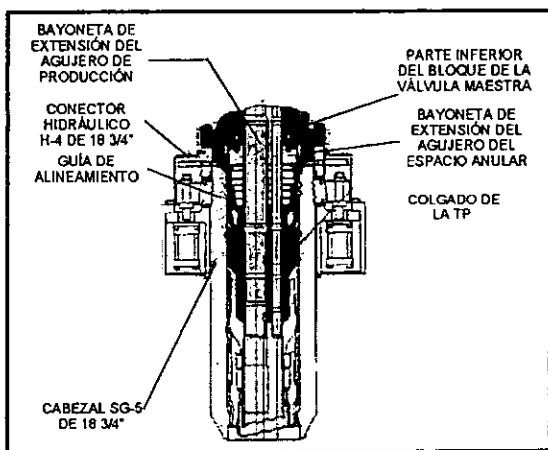


FIGURA 3.14 INTERFASE ENTRE EL ÁRBOL SUBMARINO Y EL COLGADOR DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

3.9 CONFIGURACIÓN

La configuración se refiere a los números que indican el tamaño de cabezal y el programa nominal de tuberías. Depende de:

- Tamaño nominal del cabezal ($18 \frac{3}{4}$ ", $16 \frac{3}{4}$ ", $13 \frac{3}{8}$ "")
- Tamaño de la Tubería de Revestimiento de Producción ($10 \frac{3}{4}$ ", $9 \frac{5}{8}$ ", $7 \frac{5}{8}$ ", 7", etc.)
- Programa de Tuberías de Producción (varía con el gasto de producción esperado)

- Número y tamaño de las sartas de TP soportadas (TFL o no-TFL, terminación sencilla o múltiple diámetros externos típicos: 2 3/8", 3 1/2", 4 1/2" y 5 1/2")
- Número y tamaño de los puertos de control para las funciones de fondo
- Los tamaños de los colgadores de TP se especifican por el cabezal, TR, TP y espacio anular en orden descendiente.

Se tienen dos configuraciones básicas para los colgadores de TP: de agujeros paralelos y de agujeros concéntricos. La selección de cualquiera de estas opciones afectará significativamente el sistema de colgador de TP. Aunque ambos sistemas han sido instalados exitosamente, actualmente los colgadores de TP de agujeros paralelos sobrepasan en número a los colgadores de TP concéntricos.

3.9.1 COLGADORES DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN DE AGUJEROS PARALELOS

El colgador de TP de agujeros paralelos consiste de dos o más agujeros excéntricos a través del cuerpo del colgador. Este arreglo es obligatorio para terminaciones dobles (de doble TP), terminaciones TFL y cuando se requiere un tapón de TP en el espacio anular.

La siguiente tabla muestra los tamaños comunes de colgadores de TP de agujeros paralelos.

AGUJEROS PARALELOS	AGUJEROS CONCÉNTRICOS
5" x 2"	5"
4" x 2"	4"
3" x 2"	3"
3" x 3" x 2"	
2" x 2" x 2"	

TABLA 3.1 CONFIGURACIÓN DE COLGADORES DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

La mayor desventaja con un colgador de TP de agujeros paralelos es el requerimiento de orientación del colgador con respecto al árbol submarino. Otra desventaja es que los agujeros excéntricos limitan el uso de tubería de producción de diámetros grandes dentro de ciertos tamaños de TR.

El principal beneficio del colgador de TP de agujeros paralelos es que se puede instalar un tapón con línea de acero en el agujero del colgador que corresponde al espacio anular cuando el árbol submarino es removido del pozo. Esto proporciona un medio más efectivo de control del pozo para el espacio anular comparado con los colgadores de TP concéntricos.

La Figura 3.15, muestra un colgador de tubería de producción instalado hidráulicamente, de agujeros paralelos, de paso completo, en un cabezal submarino SG-5X de ABB Vetco Gray. En la Figura 3.16 se muestra un colgador de tubería de producción de dos agujeros, en un cabezal submarino SG-5X de ABB Vetco Gray. En la Figura 3.17 se muestra un colgador de tubería de producción de doble agujero para cabezal submarino STC-10 de Cooper Cameron.

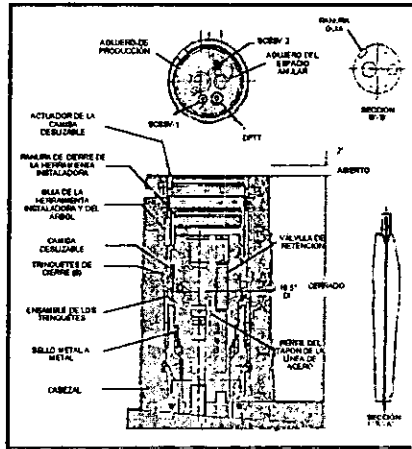


FIGURA 3.15 COLGADOR DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN DE INSTALACIÓN HIDRÁULICA Y DE AGUJERO COMPLETO

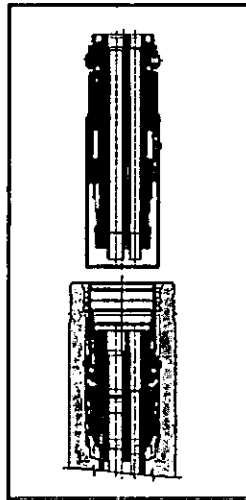


FIGURA 3.16 COLGADOR DE TP DE DOS AGUJEROS

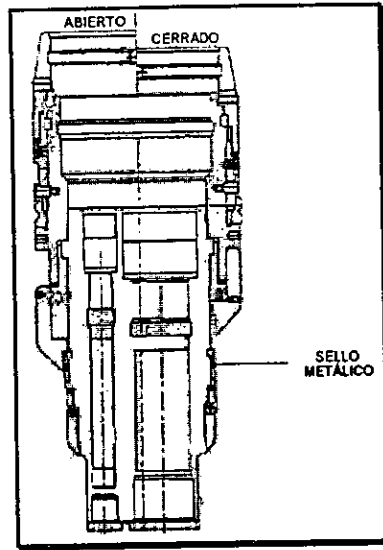


FIGURA 3.17 COLGADOR DE TP DE DOBLE AGUJERO PARA CABEZAL SUBMARINO STC-10 DE COOPER CAMERON

3.9.2 COLGADORES DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN DE AGUJEROS CONCÉNTRICOS

El colgador de TP de agujero concéntrico se puede configurar con o sin acceso hacia el espacio anular. Como su nombre lo indica, tiene un solo agujero de producción a través del centro del cuerpo del colgador. Típicamente, estos diseños no son orientados. Sin embargo, si se utilizan sensores de fondo, se puede requerir orientar el colgador con el árbol submarino. La eliminación de la necesidad de orientación y la capacidad de utilizar diámetros mayores de TP pueden hacer del colgador concéntrico una buena opción.

Los colgadores de TP concéntricos sin acceso al espacio anular se utilizan comúnmente junto con un adaptador de terminación mudline o con un carrete para el colgador, los cuales tienen una salida lateral para el espacio anular debajo del perfil del colgador. Esta opción es la configuración más simple y como tal, generalmente se instala con una herramienta de instalación mecánica.

El colgador de TP de agujero concéntrico con acceso hacia el espacio anular incorpora una válvula especial (camisa deslizable) para realizar la función de cierre del espacio anular. Este diseño requiere una herramienta instaladora del colgador operada hidráulicamente.

La Figura 3.18, muestra un colgador de tubería de producción instalado hidráulicamente, de agujero concéntrico, en un cabezal submarino SG-5X de ABB Vetco Gray. En la Figura

3.19 se muestra un colgador de tubería de producción concéntrico para cabezal submarino STC-10 de Cooper Cameron.

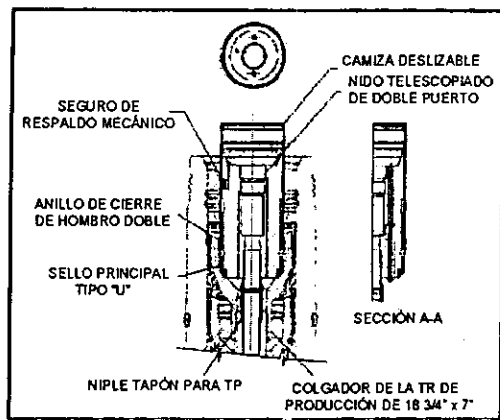


FIGURA 3.18 SISTEMA DE COLGADOR CONCÉNTRICO PARA ÁRBOL HORIZONTAL SUBMARINO

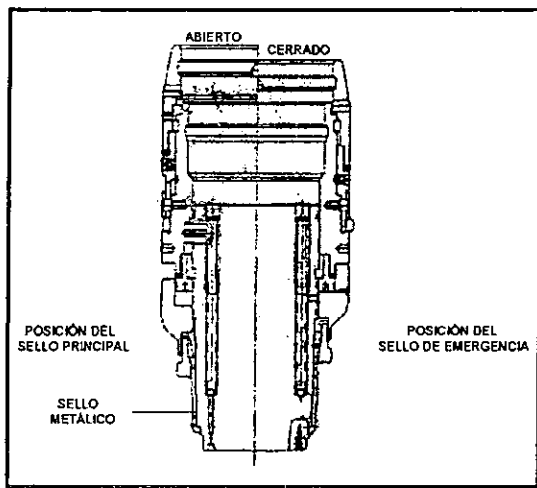


FIGURA 3.19 COLGADOR DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN PARA CABEZAL SUBMARINO STC-10 DE COOPER CAMERON

3.10 AGUJEROS DIVERSOS

Además de proporcionar un punto para colgar la tubería de producción, el colgador de la TP también proporciona agujeros diferentes hacia el pozo. Estas penetraciones pueden incluir:

- Agujero(s) de Producción (acceso).
- Agujero del Espacio Anular (acceso).
- Inyección de Productos Químicos.
- Válvulas de Seguridad Subsuperficiales Controladas desde la Superficie, SCSSV (válvulas de tormenta).
- Transductores de Presión y Temperatura.
- Equipo de Bombeo Electrocentrifugo.

Cada uno de estos agujeros tiene el reto de sellar y se anidan dentro del colgador de la TP y del diámetro interno del colgador de la TR.

3.10.1 AGUJERO(S) DE PRODUCCIÓN

El colgador de la TP debe proporcionar un medio de sellado de todos los agujeros de producción con respecto al árbol submarino. Normalmente se tiene fija una bayoneta de producción en la parte inferior del árbol. Esta bayoneta se une y sella con el agujero de producción en el colgador cuando el árbol es bajado sobre el cabezal.

El colgador de la TP también debe proporcionar un sellado de todos los agujeros. Una práctica estándar consiste en maquinarse un perfil para línea de acero o tapón de TP recuperable TFL (TFL= throw flow line, a través de la línea) directamente en el cuerpo del colgador o instalar un niple con perfiles para tapón en la parte inferior del colgador.

3.10.2 AGUJERO DEL ESPACIO ANULAR

Se utilizan bayonetas inferiores para el espacio anular, similares a las bayonetas de producción discutidas arriba, para sellar el espacio anular entre el árbol submarino y el colgador.

Se utiliza otro tipo de sello para cerrar completamente el agujero del espacio anular. En este caso, el agujero del espacio anular se puede sellar mediante línea de acero o el tipo de tapón recuperable TFL. Un método alternativo para proporcionar una característica de cierre para el espacio anular, consiste en utilizar una válvula de retención o una camisa deslizable. Esto tiene la ventaja de no requerir acceso vertical de todo el agujero a través del riser y del árbol.

Una desventaja de la válvula de retención es la incapacidad de llevar a cabo cualquier prueba de presión antes de la desconexión de la herramienta instaladora y/o del árbol submarino. La camisa deslizable es utilizada en colgadores de TP de agujero concéntrico.

Ambos mecanismos de cierre normalmente proporcionan menos área de flujo a través del espacio anular que el diseño del perfil del tapón de agujero. Esta área de flujo restringida puede llegar a ser significativa para terminaciones con bombeo neumático. Las válvulas de retención y las camisas deslizables usualmente se seleccionan para pozos de aceite de baja presión o para pozos de inyección donde es aceptable una menor seguridad para el espacio anular.

3.10.3 INYECCIÓN DE PRODUCTOS QUÍMICOS

También se puede requerir uno o más conductos para las líneas de inyección de productos químicos a través del colgador de la TP hacia el interior del pozo. El número de líneas y las capacidades de presión se deben especificar en la etapa de selección del colgador. La comunicación de los fluidos usualmente se logra con pequeñas bayonetas en la parte inferior del árbol que se conectan a puertos en la parte superior del cuerpo del colgador. Alternativamente, estos puertos se pueden comunicar a través de la bayoneta de producción (en sistemas concéntricos).

3.10.4 VÁLVULAS DE SEGURIDAD SUBSUPERFICIALES CONTROLADAS DESDE LA SUPERFICIE, SCSSV (VÁLVULAS DE TORMENTA)

Si se utiliza una válvula de tormenta, entonces se requiere una o más líneas de control a través del colgador de la TP. La interfase con el árbol submarino se logra con bayonetas inferiores. En forma alterna, los puertos de control se pueden conseguir a través de la bayoneta de producción (en sistemas concéntricos). El número de líneas, diámetro y capacidad de presión deben especificarse en la etapa de selección del colgador de TP.

3.10.5 TRANSDUCTORES DE PRESIÓN Y TEMPERATURA

Los pozos que utilizan instrumentación para presión y temperatura de fondo requieren una conexión eléctrica en la interfase del colgador de tubería en el árbol submarino. La cantidad y tipo de conexión se deben especificar durante la etapa de selección de un diseño de colgador de tubería. Esas penetraciones frecuentemente requieren del uso de un colgador de tubería de agujeros paralelos (orientados).

3.10.6 EQUIPO DE BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO

Las bombas sumergibles electrocentrifugas han sido utilizadas extensivamente en terminaciones convencionales en tierra. Su uso se ha extendido ya a los pozos submarinos.

Una de las principales consideraciones en el despliegue de una bomba eléctrica submarina es la comunicación eléctrica a través del colgador de la TP. Estas penetraciones deben no solo transmitir los altos requerimientos de potencia de la bomba, sino también deben sellar contra presión.

3.11 ASENTAMIENTO, ACTIVACIÓN Y PRUEBA DEL CONJUNTO DE SELLOS Y DEL COLGADOR

Después de asentar y asegurar el colgador y conjunto de sellos, se rota 6 vueltas a la derecha y se coloca la herramienta en una posición de tal forma que se minimice el peso.

Luego se opera el sello metálico para dejar hermético el colgador. Se prueba a 10,000 psi y se rompe el perno con tensión para liberar la sarta.

Tanto el colgador de la TR, como el conjunto de sellos y la herramienta instaladora soportan 50,000 lbs de carga. Si el sello no actúa eficazmente no debe soltarse la herramienta instaladora. La desconexión de emergencia de la herramienta del colgador de la TR se consigue mediante 3 ½ vueltas a la izquierda.

La hermeticidad del sello puede ser validada antes o después de la presión de prueba. Este sistema trabaja a 10,000 psi. Después de la prueba de presión, se retira la herramienta instaladora y de prueba quedando el colgador completamente hermético y cerrado.

El conjunto de sellos metal a metal está diseñado previendo cargas prematuras al ser instalado éste en el fondo. Las tres etapas de instalación y asentamiento son:

1. Colocación del conjunto de sellos en el colgador de la TR

Primero se instala el conjunto de sellos en la herramienta soltadora, después el conjunto de sellos se instala en la parte superior del colgador de la tubería de revestimiento aplicando peso de la sarta instaladora sobre el sello hasta que este se expanda cubriendo toda la superficie libre que existe entre el nido del cabezal y el colgador de la TR.

2. Peso de asentamiento y sello bajo presión

El peso de la sarta instaladora (aproximadamente 15,000 lbs) corta el perno que ayuda al sello a tomar su posición de instalación, haciendo que la precarga en el mandril se mueva hacia abajo y se expanda el elemento sello alrededor para estar en contacto con la superficie del nido de cabezal y el colgador de la TR.

3. Asentamiento hidráulico, totalmente asegurado y precargado

El sistema de sello se activa hidráulicamente y se instala mediante la aplicación de una fuerza de presión a través de un pistón auxiliar. La presión actúa sobre el área del pistón de la herramienta forzando esta carga hacia abajo del mandril. Este movimiento hacia abajo hace que los esfuerzos radiales laterales permitan deformar plásticamente el sello en una cerilla delgada hasta ponerse en contacto con la superficie del nido del cabezal y el colgador de la TR. Una vez que el seguro del colgador se mueve hacia

abajo, el anillo embona perfectamente en el colgador de la TR produciendo un sello totalmente hermético y manteniendo las precargas en el sello durante toda la operación.

INSTALACIÓN DEL BUJE DE DESGASTE

Después de la instalación en un solo viaje del colgador y del conjunto de sellos, se instala el buje de desgaste.

Se le da un giro a la herramienta de 4 vueltas para ser enganchado en la ranura tipo "J" en la cima del buje de desgaste. El colgador al ser instalado estará sujeto a un mecanismo de fricción con el buje de desgaste para evitar que se suelte prematuramente. Una vez instalado y asentado el colgador de 7" con el buje de desgaste en el fondo del nido, queda asegurado todo el sistema. La rotación a la derecha desconecta la herramienta instaladora y se desengancha del buje de desgaste.

Al activar los dos pernos se evita la rotación sobre el fondo del buje de desgaste evitando la desconexión del conjunto al tratar de desenganchar la herramienta instaladora.

RECUPERACIÓN DEL BUJE DE DESGASTE

La herramienta utilizada para retirar el buje de desgaste es la misma que se utiliza durante su instalación. Esta se retira después de dar 4 vueltas y desactivar los pernos de sujeción.

A su vez, la herramienta se baja por el interior del cabezal hasta el buje de desgaste y mediante la aplicación de una carga se rompen los seguros girando una vuelta para su recuperación. Este corte de los pernos se hace con 30,000 lbs.

También se puede sacar el buje de desgaste inicialmente instalado en la superficie, antes de instalar el cabezal de 18 ¾", usando la misma herramienta. Esto se hace con una carga para corte de los pernos de 8,000 lbs.

RECUPERACIÓN DEL CONJUNTO DE SELLOS

La herramienta de recuperación del conjunto de sellos se activa hidráulicamente con una presión de 3,000 psi aplicada a través de la tubería de perforación, empujando así el pistón hacia abajo. El sistema hidráulico de la herramienta es un sistema cerrado. El movimiento del pistón incrementa la presión forzando el elemento de sello en dirección opuesta de tal forma que se logra romper el seguro de fijación y así liberar el elemento de sello.

La recuperación del conjunto de sellos se realiza mediante 4 vueltas, alineándolo con la ranura del mandril. En la posición de instalación, el corte por torsión se realiza a partir de la armadura del elemento de sello. La recuperación se hará después de cortar el perno. Cuando se recupera totalmente el conjunto de sellos, la herramienta de recuperación evita el cierre y la liberación prematura.

Si se utiliza una sarta, es necesario remover los cuatro empaques sobre el pistón que retiene el perno. Durante el corte del perno, se debe conservar la herramienta cerrada al conjunto de sellos. El conjunto de sellos se recupera como una unidad sin retirar una sola parte del cabezal.

CABEZAL COMPACTO SPLIT

El sistema de cabezal compacto SPLIT, figura 3.6, ahorra tiempo de equipo y costo al eliminar la necesidad de remover y reinstalar el conjunto de preventores durante la perforación y terminación de pozos. Este cabezal está diseñado para adaptarse a TR's de producción y TP's. Este es instalado sobre el nido del cabezal de la TR como una sola unidad y no es necesario separarlos en condiciones normales. El carrete de la TP puede removerse con seguridad para realizar operaciones de corte sin incrementar el tiempo y costo de trabajo.

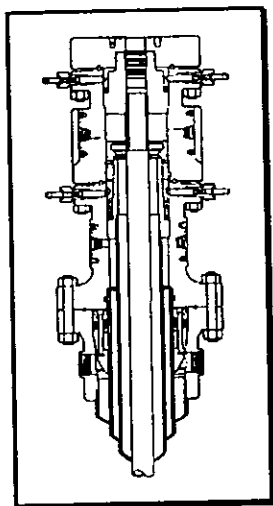


FIGURA 3.6 CABEZAL COMPACTO SPLIT

CABEZAL WS-II

El cabezal tipo WS-II de Cameron Figura 3.7, se dispone para cuatro configuraciones:

- 18 ¾", 10,000 psi y 5 sartas de TR's
- 18 ¾", 10,000 psi y 6 sartas de TR's
- 18 ¾", 15,000 psi y 5 sartas de TR's
- 18 ¾", 15,000 psi y 6 sartas de TR's

Características

- No se necesita cambiar el conjunto de preventores durante las operaciones de perforación (cuando se emplea con conjunto de preventores sencillos).
- El nido del conductor de 30" pasa a través de la mesa rotatoria de 37 ½".

- El buje de desgaste se instala con sus respectivos sellos a fin de minimizar el tiempo de instalación.
- El conjunto de preventores es probado sin retirar la envoltura radial del buje de 13 3/8", 9 5/8" y 7".
- El sello de 9 5/8" acepta colgadores de TR's de 7" o un adaptador para el colgador de TP.
- El cabezal es compatible con plataformas y sistemas tie-back, TLP-tie-back y terminaciones submarinas.
- Los sellos anulares son WS-II metálicos.
- Los colgadores y sellos están asegurados con rines para absorber la posible expansión térmica de la TR.

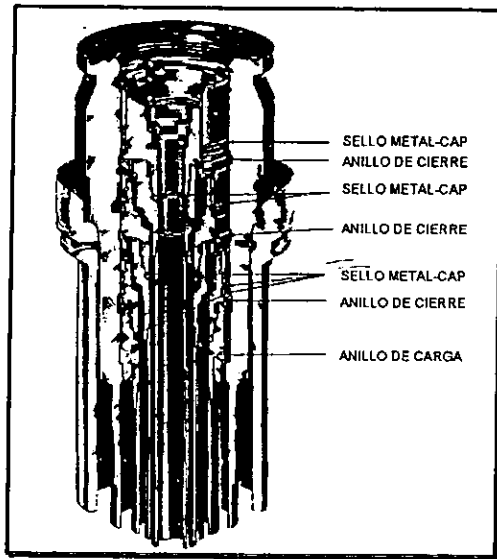


FIGURA 3.7 CABEZAL PARA UN CONJUNTO SENCILLO WS-II

3.2.2 SISTEMAS ABB VETCO GRAY

SISTEMA SG-5/SG-5XP

El sistema SG-5/SG-5XP de ABB Vetco Gray, Figura 3.8, es el sistema de cabezal submarino más utilizado a la fecha. El sistema SG-5 completo incluye equipo guía, el cabezal de alta presión, colgadores de TR, bujes de desgaste y herramientas de instalación, de recuperación y de prueba.

Un sistema de cabezal SG-5 soporta las sartas de TR dentro del cabezal submarino. Los sellos metal a metal de alta presión SG-LTR entre el colgador de TR y el nido del cabezal sirven para aislar el espacio anular. El conector hidráulico H-4 se aísla al perfil del cabezal SG-5, actuando como base para el conjunto de preventores a lo largo de todas las operaciones de perforación.

Las características más importantes del sistema de cabezal SG-5 son las siguientes:

- Es aplicable para tres o cuatro colgadores y 15,000 psi.
- Se utiliza en aplicaciones de perforación con y sin líneas guía.
- Sellos metal a metal en el espacio anular.
- Sistema de instalación en un sólo viaje, para instalar y asentar el colgador de tubería, energizar y probar el conjunto de sellos en el espacio anular, todo en un sólo viaje.
- Herramientas instaladoras opcionales para el colgador de tubería de agujero completo.
- Pruebas con buje de desgaste colocado.
- Todos los colgadores SG-5 tienen las mismas dimensiones externas.
- Usan un mismo conjunto de sellos a través de todo el sistema (el SG-LTR) con sellos metal a metal.
- Paso libre para recortes y fluido de perforación durante la instalación del colgador, circulación y cementación.
- Estandarizado con bajo torque, recuperable.
- Flexibilidad máxima del programa de TR's. El contorno del nido del cabezal tipo SG-5 permite un colgador de TR sin adaptadores especiales para ser instalados.
- Minimiza el número de herramientas para su instalación, recuperación y prueba (todas las configuraciones del sistema SG-5 usan las mismas herramientas).
- El colgador de la TR con tie-back opcional permite la prolongación de pozos exploratorios a una plataforma fija o una plataforma de patas tensionadas (TLP y TLWP).
- Los nidos de alta presión SG-5, permiten la instalación de colgadores de TP de 10,000 psi.
- Es fácil realizar la instalación y recuperación de herramientas de prueba y todo lo relacionado al equipo tales como, bujes de desgaste, conectores de cabezales tipo H-4, conectores de TR's y conductores.
- Compatible con árboles de producción satélite y sistemas de producción submarinos de aguas profundas especiales.
- Calificado por los requerimientos API 17D.

Por su parte, el sistema SG-5XP es un sistema para cuatro colgadores de tubería. Tiene todas las características del sistema SG-5, más la capacidad de soportar el colgador de TR y el conjunto de sellos adicionales dentro del nido del cabezal de alta presión.

El sistema SG-5XP utiliza un anillo de carga sobre el colgador de 13 $\frac{3}{8}$ " para desviar las cargas de la TR y de las pruebas de presión directamente dentro del nido del cabezal de alta presión, en vez de hacerlo sobre el colgador de 16". Cuando no se utiliza el colgador de 16", se coloca un adaptador en el fondo del colgador de 13 $\frac{3}{8}$ ".

Algunas características adicionales a las del sistema SG-5 son:

- Tiene un hombro de asiento positivo en el nido del cabezal para el colgador de 16".
- Tiene un área de sello protegida para el conjunto de sellos de 16".
- Se puede instalar, cementar y probar el colgador de 16" y el conjunto de sellos en un sólo viaje.
- Utiliza las mismas herramientas del sistema SG-5 estándar, además de la herramienta instaladora del colgador y un tapón de prueba para el cuarto colgador.

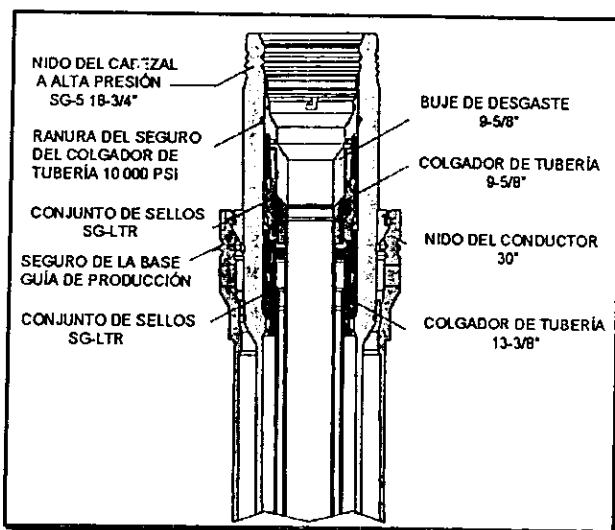


FIGURA 3.8 SISTEMA DE CABEZAL SG-5/SG-5XP DE ABB VETCO GRAY

SISTEMA MS-700

En el diseño del sistema MS-700, Figura 3.9, se hizo énfasis en lograr un sistema simple con transferencia de carga pasiva, sellos metálicos preenergizados, operación por peso con herramienta de un sólo viaje, sistema de sellos redundantes y máxima flexibilidad operacional, tanto para perforación, como para producción.

El cabezal MS con sello metálico, está diseñado para altas presiones y aguas profundas. Este sistema es totalmente compatible con el sistema de producción submarina. tie-back, y equipos de terminación TLP, el cual ofrece altos rendimientos con operaciones sencillas.

Características:

- Diámetro de 18 ¾" con capacidad de presión de trabajo de 15,000 psi. más de 7 millones de lbs de capacidad de carga.
- Sistema pasivo de soporte de carga del colgador de TR sin mecanismos móviles o seguros de corte.
- Sellos metal a metal utilizando la tecnología de sellos MS-1.
- Sellos totalmente energizados para servicio de 15,000 psi utilizando el peso de la sarta de perforación. La prueba de presión verifica el sello, no lo energiza.
- Instalación en un solo viaje. Tanto la corrida de las TR's como el asentamiento y prueba del conjunto de sellos se realizan en un solo viaje. La carga para activar el sello es de 15,000 lb, por lo tanto la presión de prueba no es un factor que afecte el asentamiento del sello.
- Sistema de soporte de cargas del colgador de TR's. No se requiere movimientos ni corte de pasadores para el anclaje.
- Alta capacidad integral de resistencia a la fatiga de la interfase del nido de 30" con el nido de alta presión de 18 ¾".
- La recuperación de las herramientas y bujes de desgaste no requieren desenroscarse en el fondo para levantarse.
- Las áreas de los sellos múltiples y los sistemas de hermeticidad maximizan la flexibilidad operacional. Se puede utilizar otro tipo de sello metálico MS-1 o sello metal / elastómero SG.
- Se han establecido nuevos estándares para incrementar el área de flujo.
- Se cuenta con nuevo doble sello metal a metal en la interfase cabezal/conector en caso de daño o erosión de estos elementos.
- La corrida del Trip Saver y otras herramientas de prueba minimizan los altos costos en aguas profundas.

- La tecnología del cabezal MS se ha sujetado a un amplio desarrollo de programas de pruebas, desde componentes individuales hasta en forma integral del sistema. El sistema de prueba ha demostrado la capacidad de sello metal a metal a 15,000 psi con gas a diferentes temperaturas, fluidos de perforación, presencia de H₂S y daños por corrosión en el nido y sellos. Las pruebas de cargas se han hecho satisfactoriamente en la interfase colgador/cabezal de 13 ³/₈" con 8,000,000 lbs verificando la carga de diseño para soportar las TR's.

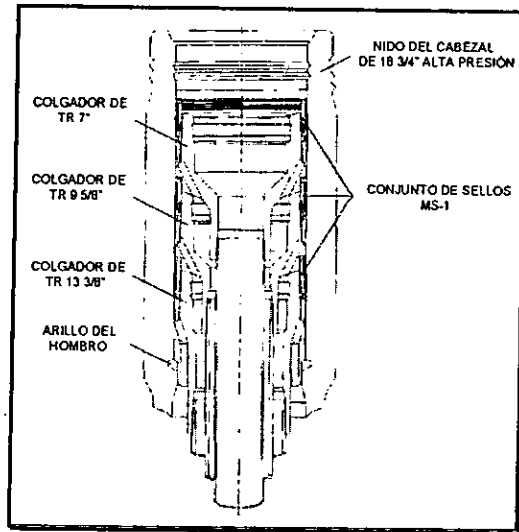


FIGURA 3.9 SISTEMA DE CABEZAL MS-700 DE ABB VETCO GRAY

3.2.3 SISTEMA FMC

El UWD-15, Figura 3.10, es un sistema de cabezal submarino de 15,000 psi combina las nuevas tecnologías y seguridad de uso para altas presiones y ofrece un abatimiento de tiempo y costo en su uso. Contiene además un sistema de sello metálico.

Características:

- Tiene un conjunto de sellos tipo metal a metal con o sin componentes elastoméricos.
- El procedimiento de instalación y recuperación de los sellos se realiza aplicando peso y presión hidráulica al conjunto del cabezal a través de la herramienta instaladora.

- El sistema tiene un hombro tipo mandril para soportar las cargas. De esta forma no se extienden las cargas en los anillos del cabezal.
- Los sellos anulares cierran herméticamente los espacios que existen entre el nido del cabezal y el colgador de la TR. Además, se puede proveer de un seguro opcional en la parte baja del nido de alta presión.
- Los colgadores de TR's y el conjunto de sellos anulares pueden instalarse al mismo tiempo, así como probarse el conjunto de preventores en un solo viaje.
- El conjunto de preventores pueden probarse a su máxima capacidad de trabajo con el buje de desgaste puesto.
- El sistema de colgadores está diseñado para permitir la máxima capacidad de flujo.
- El sistema tiene la opción de adaptarse a un sistema de colgador de 16".
- El perfil del diámetro interior del nido del cabezal y colgadores de TR's permite realizar terminaciones con sistemas tie-back.
- El sistema estándar es capaz de resistir la presencia de ácido sulfúrico.

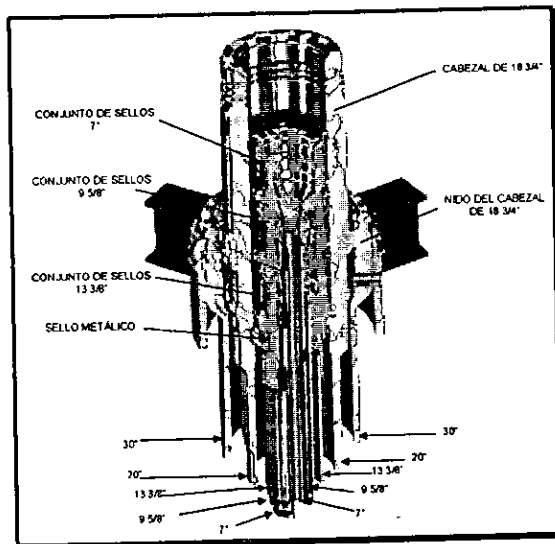


FIGURA 3.10 SISTEMA DE CABEZAL UWD-15 DE FMC

3.3 PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN

La tubería de perforación se utiliza como medio de instalación mecánica del cabezal al fondo del lecho marino. Sin embargo, existen otras técnicas desarrolladas para la instalación y el buen funcionamiento de los cabezales.

Así mismo, se han adecuado o manufacturado equipos y herramientas especiales, para la instalación en un solo viaje de los componentes del cabezal como un todo, este procedimiento facilita las operaciones de instalación, sello y prueba de los equipos.

Los cabezales para aguas profundas están diseñados para operar con o sin líneas guía, sistemas de conexión a través de elementos roscados o sentados en ranuras y candados tipo "J".

Por lo que la solución a este problema es implementar una herramienta que opere hidráulicamente, a través de la sarta, obteniéndose las siguientes ventajas:

- No se requiere trabajar o rotar la sarta de perforación.
- No se requieren mangueras hidráulicas externas para la operación de la herramienta.
- Cuenta con un sistema mecánico manual.
- Es intercambiable por un mecanismo de anclaje por rotación.

Cabe mencionar que el mecanismo por rotación solo actúa en sistemas de cabezales en tirantes de aguas poco profundas, en tanto que para aguas más profundas es riguroso el uso de herramientas activadas hidráulicamente, aún cuando se puede emplear el mismo sistema de cabezal. El límite de esta profundidad somera varía entre 40 y 60 metros.

Estos sistemas de cabezales han sido desarrollados por Cooper Cameron, FMC, ABB Vetco Gray, Kvaerner National y Hughes, principalmente.

3.4 INSTALACIÓN DE LOS CABEZALES SUBMARINOS

Los procedimientos para la instalación de los cabezales submarinos y del equipo guía son bien conocidos. Los procedimientos usados durante la perforación pudieran ser en esencia los mismos que los usados en los trabajos de terminación y reparación.

Existe un número considerable de herramientas y accesorios que son utilizados en conjunto con los cabezales submarinos. La instalación, recuperación y pruebas con presión de varios de los componentes se realizan con cierto tipo de herramientas, entre las cuales están:

- Herramienta instaladora del nido del cabezal.

-
-
- Herramienta instaladora del colgador de la TR y del conjunto de sellos.
 - Herramienta instaladora del conjunto de sellos externo y su recuperador.
 - Herramienta recuperadora de la base guía permanente.
 - Protector del calibre y herramienta instaladora.
 - Herramienta de prueba del conjunto de preventores.
 - Cerrojo hidráulico de 30".
 - Estructura guía de apoyo.
 - Herramienta Instaladora y recuperadora de las líneas guías.

La herramienta instaladora del nido del cabezal se utiliza con rosca izquierda. Una vez que el cabezal ha sido colocado, la herramienta se libera con un giro a la derecha. Debido a que todas las compañías varían en el diámetro de sus componentes, se recomienda usar una sola marca de herramienta para evitar problemas de incompatibilidad, ya que de otra manera se haría difícil la liberación de la herramienta instaladora.

Actualmente, muchos de los sistemas tienen la característica de que instalan el colgador de la TR, activan el conjunto de sellos y lo prueban en un solo viaje. El sistema antiguo de cabezales requería de múltiples viajes para realizar las mismas funciones. Lo que ha motivado a las diferentes compañías para dar con estos cambios ha sido el ahorro en tiempo y en costo. La función específica de esta herramienta varía con cada sistema de cabezales en particular.

Muchos de los sistemas de cabezales tienen un diseño específico de herramienta para instalar y recuperar el conjunto de sellos independientemente del colgador de la TR. Esta herramienta no se usa normalmente, a menos que exista un problema con el conjunto de sellos externo. Esta herramienta se clasifica como de emergencia o de respaldo.

La herramienta recuperadora de la base guía permanente recupera la base guía de perforación, por lo que esta herramienta puede ser utilizada en aplicaciones futuras. Por su sencillez de manejo, la herramienta recuperadora ha ganado popularidad durante los últimos años, aunque debe ser diseñada para aceptar y manejar las herramientas especiales.

Las agencias reglamentarias requieren que los conjuntos de preventores almacenados sean probados a intervalos regulares de tiempo. Para facilitar esta prueba, se requiere de una herramienta que aisle la sarta de T.R. más grande. Esta es la herramienta de prueba del conjunto de preventores.

Una de las principales funciones del conjunto de preventores submarinos, es el de mantener el control sobre un posible brote del pozo al estar perforando. Por esto, el sistema de cabezal y el conjunto de preventores generalmente tienen el mismo diámetro nominal y el mismo rango de presión.

Generalmente el conjunto de preventores consta de los siguientes componentes:

-
-
- Conector al cabezal.
 - Ariete ciego.
 - Preventor anular.
 - Líneas para estrangular/matar.
 - Válvulas asociadas.

Además del equipo de control hidráulico requerido para operar las funciones de cada uno de los componentes.

Si durante la perforación del conductor de 30" se detecta alguna manifestación de gas, se usará un cerrojo hidráulico para contener la presión. Este asegura el nido del cabezal y el riser marino.

La estructura guía de apoyo se utiliza para centrar la sarta y el equipo guía dentro del cabezal, con la finalidad de proteger a este contra daños mecánicos.

Típicamente la estructura guía se puede acomodar en varios diámetros, desde tubería de perforación hasta TR de 20".

Además se cuenta con una herramienta recuperadora, esta herramienta puede instalar remotamente la línea guía y la herramienta puede ser usada para recuperar la línea guía y su conector.

3.5 DISEÑO Y PRUEBA DE LOS SISTEMAS DE CABEZALES

Los sistemas de cabezales submarinos están diseñados para poder realizar operaciones de reconexión sin líneas guía, cuyos componentes son de alta presión del orden de 10,000 psi, así como poder soportar la carga del riser de perforación y producción a través del nido del cabezal. Estos sistemas son diseñados de tal forma que pueden controlarse a través de un sistema de control remoto ROV. A fin de asegurar que el equipo sea posicionado y que funcione adecuadamente, se requiere hacer unas verificaciones. Por ejemplo, la operación de la herramienta de instalación del nido de 18 3/4" se monitorea mediante el uso de un embudo guía, con el cual se marcan las referencias. Todos los componentes tales como el conector hidráulico de 30", la herramienta instaladora y los futuros componentes del riser de producción se activan con sistemas ROV. La prueba del cabezal se hace con 40,000 lbs. de tensión.

CABEZAL DE 18 ¼" Y HERRAMIENTA INSTALADORA

El cabezal se arma sobre la herramienta instaladora, la cual requiere 8 ½ vueltas a la izquierda para enroscar la tubería. El buje de desgaste se instala en la superficie y se corre junto con el cabezal, permaneciendo en su sitio hasta que se instala el siguiente, según la configuración de TR's.

La herramienta instaladora se arma sobre el cabezal de 18 ¼", es multifuncional, la cual permite realizar operaciones para instalar, probar y abandonar. La prueba del conjunto de preventores se hace con 10,000 psi, sin necesidad de remover el buje de desgaste.

La instalación del cabezal de 18 ¼" en el nido de 30" se hace con una combinación de perfiles cuyos hombros son de 45° por 8°. Este sistema reduce los esfuerzos en las conexiones interiores del nido cuando se presentan condiciones severas de trabajo.

El cabezal de alta presión tiene capacidad para tres colgadores. Una característica importante es la resistencia del hombro a grandes cargas, cuyo diámetro interno es de 17.83".

El diámetro del nido es tal que permite alojar un receptáculo de 16" con un diámetro de trabajo de 17.56" y además puede alojar también el colgador de 16". Con este arreglo se puede utilizar una barrena de 17 ½".

HERRAMIENTA DE PRUEBA DEL CONJUNTO DE PREVENTORES

Esta herramienta no solamente sirve para instalar el cabezal, sino también como una herramienta de prueba del conjunto de preventores para cualquier buje. La herramienta de prueba del conjunto de sello se instala sobre un diámetro pequeño, mientras se va bajando en el agujero para protegerla de los posibles daños.

Al circular a grandes gastos, los sellos sufren desgaste. La necesidad de rotar la herramienta una vez instalada en el nido evita represionamiento durante su instalación. El buje de desgaste tiene un perno de cierre para orientar la posición del nido (tanto para la instalación como para la recuperación).

Después de cuatro de las 8 ½ vueltas requeridas, el mandril de la herramienta se levanta haciendo contacto con la parte baja del buje, forzando el perno de cierre para ajustarse al nido. Una vez enroscado, se prueba con 10,000 psi sin represionar el buje de desgaste del nido.

Después de las 8 ½ vueltas a la derecha, se abre la herramienta y se puede retirar. Se requiere muy poco torque para accionar la herramienta. Las roscas son internas. La herramienta de prueba también se usa como una herramienta para colocar tapones de abandono.

SISTEMAS DE COLGADORES DE TUBERÍA

La principal función del colgador es proporcionar un soporte mecánico para la tubería de producción y un medio de comunicación para los agujeros de producción y del espacio anular dentro del árbol de producción submarino. El colgador de tubería también sella el espacio anular entre la tubería de producción y la de revestimiento, al mismo tiempo que proporciona un acceso al espacio anular para comunicación con el fondo del pozo. Las válvulas de seguridad subsuperficiales colocadas en el pozo están controladas mediante fluido de control, el cual pasa a través del colgador de tubería. Adicionalmente, los sensores de fondo especializados, si se requiere, transmiten información a través del colgador de tubería, ya sea mediante presión hidráulica o señales eléctricas.

Para realizar estas funciones, el sistema de colgador de tubería debe ser compatible con el programa de terminación, con el cabezal submarino, con el conjunto de preventores, con el árbol submarino y con el riser de terminación. Cada una de estas interfases puede influir la configuración del sistema de colgador de tubería.

Antes de llevar a cabo el proceso de selección del sistema de colgador de tubería, se deben establecer varios parámetros clave. Los parámetros más significativo son la capacidad de presión y el tamaño de la tubería de producción.

Las capacidades de presión más comunes son de 5,000 y 10,000 psi, aunque en el futuro se esperan capacidades de 15,000 psi.

Los tamaños de colgadores de tubería se especifican por los tamaños del cabezal, tubería de revestimiento, tubería de producción y espacio anular, en orden descendiente. Por ejemplo, 18 3/4" x 9 5/8" x 4" x 2" (diámetros interiores nominales). El tamaño del agujero de producción generalmente está determinado por los máximos gastos de flujo anticipados y el tamaño de la tubería de producción.

3.6 SISTEMA DE COLGADOR DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

El colgador de Tubería de Revestimiento es una herramienta que se asienta en el nido de un cabezal de tubería de revestimiento inferior o intermedio para poder soportar la tubería y proporcionar un sello entre ésta y el nido.

El tamaño del colgador se determina por el diámetro exterior nominal, el cual es el mismo que el tamaño nominal de la brida superior del cabezal donde se aloja. Su diámetro interior es igual al diámetro exterior nominal de la tubería de revestimiento que soportará. Por ejemplo, un colgador de 8" de diámetro nominal puede soportar tubería de 4 1/2" a 5 1/2" de diámetro nominal.

Todos los colgadores de tuberías de revestimiento son compatibles con un conjunto de sellos universales. El colgador de 13 3/8" se desacopla de los hombros a través del agujero y el nido permitiendo pasar el sistema de colgador pasivo de 16". Por esta razón la alta resistencia de los hombros es unido al colgador. El resultado de la interfase entre el colgador y el nido es a razón de 4.8 millones de libras.

Los colgadores de tuberías de revestimiento están disponibles en 13 3/8", 10 1/4", 9 5/8", 7 5/8" y 7". Todos los colgadores de TR's son suministrados con un Tie-Back de perfil estándar, el seguro del anillo del colgador de TR es intercambiable en todos los colgadores.

Algunos tipos de colgadores de tuberías de revestimiento que se tienen son:

3.6.1 COLGADOR DE DISEÑO AVANZADO C-1215, C-122 Y C-129

- Adecuado para los carretes y cabezales C-29 y C-29L.
- Tienen sellos disponibles para diferentes gamas de temperaturas API.
- Soporta cargas de hasta el 80% de cedencia del cuerpo del tubo a plena presión de prueba de brida.
- El sello se activa automáticamente en los colgadores C-122 y C-129 y aísla el área de la cuña de las cargas de presión de prueba de brida.

3.6.2 COLGADOR DE USO GENERAL C-22

- Adecuado para todos los cabezales y carretes de tuberías de revestimiento FMC.
- Normalmente solo se necesitan 50,000 a 60,000 libras para activar el sello del espacio anular.

3.6.3 COLGADOR DE CARGAS PESADAS C-29

- Estos tipos de colgadores son adecuados para cabezales y carretes de tuberías de revestimiento C-29.
- Las cuñas dobles distribuyen la carga de la tubería de revestimiento para reducir la deflexión de ésta con cargas pesadas. El C-29 no aplastará la tubería de revestimiento, aún con cargas pesadas.

En cuanto al anillo de sello de aislamiento del colgador C-29, se tienen las siguientes características:

- Es para presiones de trabajo de 10,000 y 15,000 lbs/pg².
- Son adecuados para los carretes de tubería de revestimiento C-29-HPI únicamente.
- Es un anillo de tipo HPI que se instala después de cortar la tubería de revestimiento.

-
-
- Proporciona un sello de espacio anular secundario y aísla la tubería de revestimiento de la presión de prueba entre bridas. Las presiones de prueba hidrostática no aumenta la carga en el colgador.

3.6.4 COLGADOR DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO TIPO CUÑA C-22 Y C-29 CON SELLO AUTOMÁTICO

- El sello tipo compresión del espacio anular es activado automáticamente por la carga de la tubería de revestimiento antes de que se retiren los impiderreventones.
- Los colgadores pueden bajarse por los impiderreventones y asentarse antes o después de que haya fraguado el cemento.
- El retén de los colgadores C-22 y C-29 se cierra en forma automática y se asegura cuando el colgador se instala alrededor de la tubería de revestimiento.
- El elemento de sellado, el tazón de cuñas y las cuñas están preensamblados en una unidad fácil de manejar.

3.6.5 COLGADOR DE TUBERÍA DE REVESTIMIENTO TIPO CUÑA CON SELLO DE ESPACIO ANULAR SEPARADO: COLGADOR C-21 CON ANILLO DE SELLO TIPO H

- Es un colgador partido y segmentado, no proporciona un sello automático del espacio anular.
- Típicamente se usa al cementar hasta la superficie.
- El anillo de sello tipo H proporciona el espacio anular y aísla el colgador del sello de presión de prueba entre bridas. Se instala después de haber cortado la tubería de revestimiento.
- También se encuentra disponible con un anillo de sello tipo soldadura.
- No puede usarse en cabezales o carretes de tuberías de revestimiento C-22 que tengan tornillos de sujeción.

Algunas de las características generales que tienen los colgadores de tuberías de revestimiento son:

- Permitir la introducción de las TR's subsiguientes.
- Proveer flujo por medio de puertos para la circulación.
- Permitir la entrada al siguiente tamaño de barrena de perforación.
- Sellar áreas para herramientas de instalación

3.7 SISTEMA DE COLGADOR DE TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN

En un pozo submarino, la tubería de producción está soportada y sellada dentro del nido del cabezal en el fondo marino por un colgador de tubería. Dicho colgador, combinado con las herramientas para instalarlo, describe un Sistema de Colgador de Tubería de Producción.

El Sistema de Colgador de Tubería de Producción consiste principalmente de un colgador de tubería, de una herramienta instaladora y de un riser de terminación para conectarse al cabezal submarino.

Existen tres factores para caracterizar el sistema de colgador de tubería de producción básico para un pozo submarino. Estos son:

- Ubicación.
- Tamaño y designación.
- Método de Instalación.

UBICACIÓN

La ubicación del colgador se refiere al lugar del cabezal donde se instala el colgador de TP. Dependiendo de la aplicación el colgador de TP se asienta, cierra y sella dentro de:

- Colgador de la Tubería de Revestimiento de Producción.
- Bola Adaptadora para el Colgador de la Tubería de Producción.
- Nido del Cabezal.
- Carrete del Colgador de la Tubería de Producción.

El método más directo es instalar el colgador de TP dentro de un perfil ex profeso, para este propósito dentro del colgador de la tubería de revestimiento de producción.

Algunos sistemas de cabezal requieren una bola adaptadora para el colgador de la tubería de producción, que se rosca dentro de la herramienta instaladora del colgador de tubería de revestimiento de 9 5/8", antes de poder instalar un colgador de TP.

Otra variación es el colgador de tubería de producción que sella directamente dentro del nido del cabezal, como un colgador de tubería de revestimiento con un conjunto de sellos metal a metal. Se requieren herramientas y viajes especiales, primero para correr y orientar el colgador de TP, seguido de otro viaje para instalar y energizar el conjunto de sellos.

La última variante, la cual se ha utilizado frecuentemente, utiliza un carrete para TP. Algunos aditamentos dentro del mandril arriba de la salida del espacio anular permite instalar sargas de producción concéntricas más grandes dentro del pozo. Las válvulas del árbol se simplifican y el tamaño del conector árbol-carrete del colgador de TP permanece

constante, mientras que el carrete de la TP se adapta a diferentes tamaños del cabezal. Este diseño también permite probar las interfases entre el colgador de TP/carrete para colgador de TP y el árbol en la superficie antes de instalarlo como una unidad cuando las condiciones del yacimiento y el procedimiento de terminación lo permiten.

TAMAÑO Y DESIGNACIÓN

El tamaño y designación se refiere a los números que indican el tamaño de cabezal y el programa nominal de tuberías. Depende de:

- Tamaño nominal del cabezal (18 ¾", 16 ¾", 13 ¾").
- Tamaño de la Tubería de Revestimiento de Producción (10 ¾", 9 5/8", 7 5/8", 7", etc.).
- Programa de Tuberías de Producción (varía con el gasto de producción esperado).
- Número y tamaño de las sargas de TP soportadas (TFL o no-TFL. terminación sencilla o múltiple diámetros externos típicos: 2 3/8", 3 ½", 4 ½" y 5 ½").
- Número y tamaño de los puertos de control para las funciones de fondo.
- Los tamaños de los colgadores de TP se especifican por el cabezal, TR, TP y espacio anular en orden descendiente.

MÉTODO DE INSTALACIÓN

El colgador de la T.P. tiene tres herramientas de instalación principales. Estas incluyen la herramienta instaladora del colgador de la TP, un carrete de orientación y un carrete obturador del conjunto de preventores.

La función de la herramienta instaladora del colgador de la TP es la de transportarlo al cabezal submarino para ser instalado en el asiento del cabezal, el cual está provisto de un seguro de retención que sella el colgador de la TP en el cabezal. El colgador de la TP permite la comunicación del agujero de producción y del espacio anular por medio del riser de terminación o por la sarga. También se tiene un medio de comunicación entre las válvulas de seguridad de la superficie y las líneas de control, a través de la herramienta colgadora de la TP

El seguro de retención del colgador de la TP puede ser mecánico (peso y rotación) o hidráulico, activado desde la superficie. Debido a los problemas de pandeo que se pueden encontrar al rotar la sarga, se coloca un mecanismo en el colgador de la TP para poder obtener fuerza y activar el seguro de retención, el cual normalmente se utiliza en tirantes de aguas menores a 300 m.

El anclaje hidráulico del colgador de la TP ofrece la ventaja de que requiere solo un viaje de la sarga o el riser de terminación para completar la instalación del colgador de la TP y los trabajos de perforación o de prueba.

Sistema Mecánico

Por un lado, el método de anclaje mecánico utiliza una herramienta instaladora. Esta se coloca en la tubería de perforación y en la herramienta de conexión. La herramienta instaladora opera orientándola (si se requiere), asegurando y probando al colgador de la TP con rotación en ambos sentidos, así como con bombeo por la sarta al ser bajada.

La herramienta instaladora proporciona un acceso de circulación sólo entre el espacio anular y la TP. La herramienta conectora, si se requiere, se instala en el colgador de la TP, después de que la herramienta instaladora se libera y se proporciona así, un completo acceso vertical hacia la sarta y a los controles hidráulicos de la válvula de tormenta.

El sistema mecánico de anclaje se destina principalmente para obtener un sello elastomérico de 5,000 psi en un tirante de agua de 300 m.

Sistema Hidráulico

Por otro lado, el método de anclaje hidráulico utiliza una herramienta colgadora de la TP, la cual se instala sobre la sarta o sobre el riser de terminación indistintamente. Esta herramienta proporciona un acceso completamente vertical hacia el espacio anular y la sarta. Para ejecutar todas las funciones en un solo viaje, se requiere de controles hidráulicos individuales multifuncionales. El costo de la herramienta hidráulica es mayor que el de una herramienta instaladora mecánica. Sin embargo, es posible obtener un considerable ahorro debido a la reducción en el número de viajes requeridos.

El sistema de anclaje hidráulico es más utilizado en aplicaciones de pozos múltiples donde se puede requerir un riser de terminación para altas presiones y un sellado metal-metal.

El carrete orientador, orienta al colgador de la TP a la posición en la que será instalado. Éste orienta también a la herramienta instaladora de la TP.

El piñón que se localiza en el conjunto de preventores, representa el método de orientación más popular en los últimos años. El piñón se extiende hidráulicamente dentro del pozo conectándose con la funda del vástago montado arriba de la herramienta instaladora del colgador. La funda del vástago en el carrete orientador puede tener forma de embudo hacia arriba o hacia abajo. Cuando se utiliza el arreglo de embudo hacia arriba, se requiere del colgador de la TP para colocarlo en el cabezal/colgador. Después se mueve el piñón jalando la herramienta instaladora de la sarta hacia arriba, permitiendo rotar al colgador de la TP.

La ventaja de este método es que no se requiere la localización exacta de la posición de los hombros. La desventaja es que el sello del colgador de la TP se debe colocar en la parte final sellando el área y luego ser removido. Cuando esto ocurre, se daña el área de sellado.

3.8 INTERFASE CON EL CABEZAL SUBMARINO

La ubicación del colgador se refiere al lugar del cabezal donde se instala el colgador de TP. El método más directo es instalar el colgador de TP dentro de un perfil ex profeso, para este propósito dentro del colgador de la tubería de revestimiento de producción.

Algunos sistemas de cabezal requieren una bola adaptadora para el colgador de la tubería de producción, que se rosca dentro de la herramienta instaladora del colgador de tubería de revestimiento de 9 5/8", antes de poder instalar un colgador de TP.

Otra variación es el colgador de tubería de producción que sella directamente dentro del nido del cabezal, como un colgador de tubería de revestimiento con un conjunto de sellos metal a metal. Se requieren herramientas y viajes especiales, primero para correr y orientar el colgador de TP, seguido de otro viaje para instalar y energizar el conjunto de sellos.

Dependiendo del diseño del cabezal y de si el sistema de cabezal se instaló o no considerando que se intentará una terminación futura, el colgador de tubería se puede colocar, asegurar y sellar en cualquiera de las siguientes ubicaciones: en el colgador de la tubería de revestimiento, en un carrete para colgador de la tubería de producción, en el nido del cabezal o en una bola adaptadora de terminación.

La instalación más común sería colocar y asegurar el colgador de tubería de producción en el colgador de la tubería de revestimiento de producción o en el nido del cabezal. La mayoría de equipos de cabezales modernos utilizados para exploración, pueden aceptar un colgador de TP en esas posiciones. Sin embargo, los sistemas de cabezales más viejos pueden requerir una bola adaptadora a fin de permitir la instalación del colgador. La Figura 3.11, muestra un sistema de colgador de tubería de producción instalado en un sistema de cabezal submarino SG-5X, de ABB Vetco Gray.

Adicionalmente, algunos requerimientos operacionales específicos o sistemas de cabezales no compatibles pueden requerir el uso de un carrete para colgador de tubería.

Existen cuatro opciones para la interfase entre el colgador de la TP y el cabezal.

- Cabezal Submarino.
- Bola Adaptadora de Terminación.
- Carrete para Colgador de Tubería de Producción.
- Cabezal Especial.

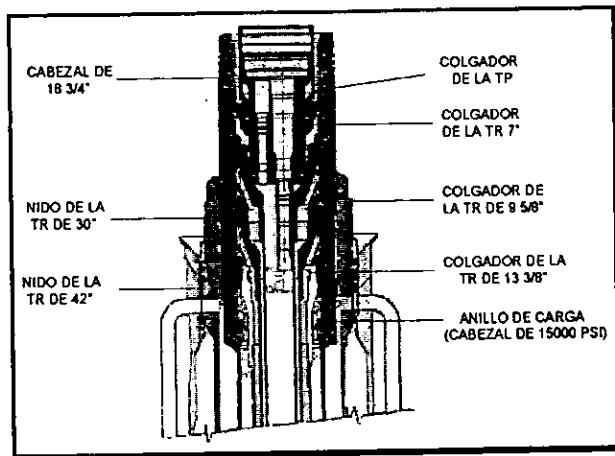


FIGURA 3.11 SISTEMA DE COLGADOR DE TP INSTALADO EN UN SISTEMA DE CABEZAL SUBMARINO DE ABB VETCO GRAY

3.8.1 CABEZAL SUBMARINO

Los cabezales submarinos están disponibles en tamaños de 13 ⁵/₈ “, 16 ³/₄“, 18 ³/₄“ y 21 ¹/₄“. Tradicionalmente, los colgadores de tubería se han diseñado para colocarse dentro de la TR de 13 ⁵/₈” y adaptarse a tamaños mayores. Estos colgadores cierran y sellan directamente dentro del colgador de la TR de producción (usualmente 9 ⁵/₈”), excepto para el sistema de 13 ⁵/₈” donde se requiere una bola adaptadora roscada de terminación.

Estos sistemas son principalmente para servicio de 5,000 psi. Los colgadores de TP de mayor capacidad de presión (10,000 psi), cierran directamente sobre el nido del cabezal de alta presión. Pueden sellar ya sea en el colgador de la TR de producción o en el nido del cabezal.

Los colgadores de TP que sellan en el colgador de la TR de producción requieren menos precarga para mantener un sello debido a que sellan sobre un diámetro menor que el diámetro interno del nido del cabezal. Los colgadores de TP de diámetro completo, o colgadores que sellan en el cabezal, requieren una mayor precarga y son más susceptibles a ser dañados durante la instalación debido a que hay menos claro radial con el riser de perforación y con el conjunto de preventores durante la instalación.

La Figura 3.12, muestra la configuración de sellos de un colgador de tubería de producción instalado en un cabezal submarino SG-5X de ABB Vetco Gray.

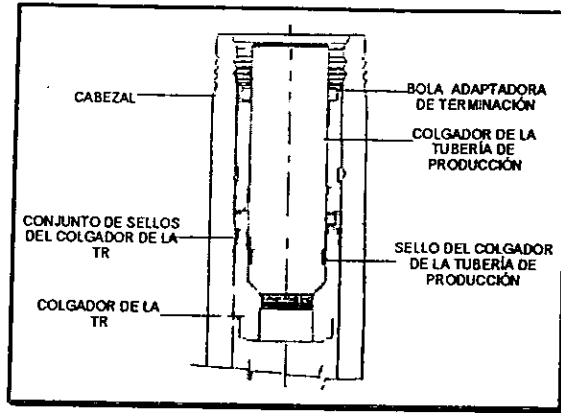


FIGURA 3.12 CONFIGURACIÓN DE SELLOS DEL COLGADOR DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN INSTALADO EN UN CABEZAL SUBMARINO

3.8.2 BOLA ADAPTADORA DE TERMINACIÓN

Se puede requerir una bola adaptadora de terminación sobre un pozo existente debido a requerimientos especiales tales como un sello de aislamiento, un sello metálico en el espacio anular o por servicio de 10,000 psi. También se han utilizado sobre cabezales de pozos exploratorios que no tienen espacio para colgadores de TP.

La bola adaptadora de terminación proporciona una interfase estándar para colgador de TP en un sistema de cabezal que no lo tiene. Típicamente, ésta bola adaptadora se utiliza sólo si se requiere prolongar un cabezal existente y no se justifica el gasto de un carrete para colgador de TP.

3.8.3 CARRETE PARA COLGADOR DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

Una terminación submarina puede requerir un carrete para colgador de TP por varias razones.

1. El cabezal submarino instalado no alojará el sistema de colgador de TP requerido. Esto puede ocurrir al utilizar un nido de cabezal único durante la perforación exploratoria, o bien, si un proveedor diferente al proveedor del árbol submarino proporcionó el cabezal original. En el caso de incompatibilidad entre el equipo de diferentes proveedores, el carrete para colgador de TP funciona como un adaptador intercalado.
2. El uso de un carrete para colgador de TP permite que el tamaño de la TP sea maximizado, si se coloca una salida del espacio anular debajo del colgador de TP y a

través del mandril del carrete para el colgador de TP. Típicamente, este arreglo utiliza un colgador de TP de agujero concéntrico.

3. El carrete para colgador de TP puede proporcionar una base para el equipo de conexión de la línea de flujo. Las bases guía de terminación, típicamente proporcionan la interfase para la línea de flujo, pero no todos los cabezales submarinos las aceptarán. Así que, el carrete para colgador de TP ofrece una alternativa.

El uso del carrete para colgador de TP como una base para la línea de flujo tiene la ventaja de proporcionar una alineación más cercana entre las líneas de flujo y el árbol. Cuando se instala una base guía de terminación sobre un cabezal (en lugar de una base guía recuperable), todo el alineamiento depende de la interfase entre el nido del cabezal de 30" y el del cabezal de alta presión, puesto que la base guía de terminación con sistema de conexión de la línea de flujo está montada sobre el nido del cabezal de 30".

Con la configuración del carrete para colgador de la TP, el sistema de la estructura guía y el sistema de conexión de la línea de flujo se fijan directamente al mandril del carrete para colgador de la TP. Puesto que el colgador de la TP y el árbol se colocan directamente en o sobre el mandril del carrete para colgador de TP, se minimiza el potencial de desalineamiento.

El carrete para colgador de TP ofrece una opción limpia y confiable para terminar un pozo submarino. Sin embargo, un carrete para colgador de TP puede ser muy costoso y esta adición sólo es efectiva si se requiere para funciones múltiples durante la fase de terminación del pozo.

La Figura 3.13, muestra un colgador de tubería de producción instalado en un carrete especial para colgador de ABB Vetco Gray.

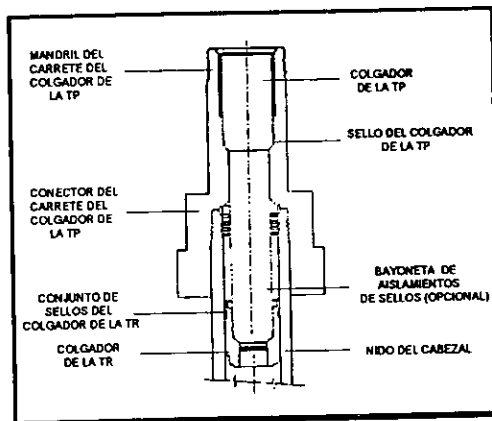


FIGURA 3.13 CONFIGURACIÓN DE SELLOS DEL COLGADOR DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN INSTALADO EN UN CARRETE

3.8.4 CABEZAL ESPECIAL

La oportunidad de seleccionar un sistema de colgador de TP para un pozo que no ha sido perforado permite una flexibilidad adicional de utilizar sistemas de cabezales sin adaptadores para el colgador. En este caso, se puede diseñar un sistema de terminación de cabezal versátil específicamente para las características requeridas.

Un ejemplo de un cabezal especial es aquel que tiene un cuerpo extendido para aceptar un colgador de TP de doble sello (uno para sellar en el colgador de la TR de $9\frac{5}{8}$ " y uno que sella en el cabezal).

La Figura 3.14, muestra la interfase entre el árbol submarino y el colgador de tubería de producción instalado en un cabezal submarino SG-5X de ABB Vetco Gray.

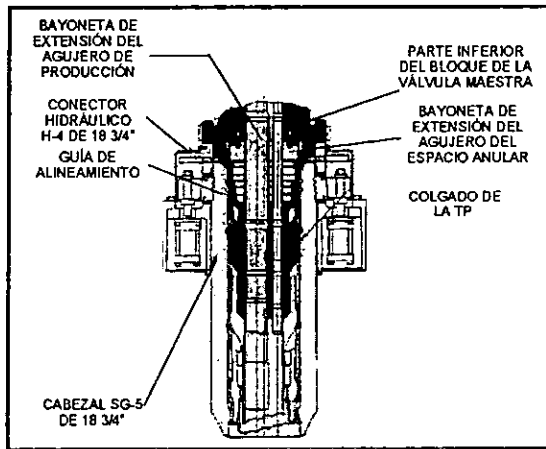


FIGURA 3.14 INTERFASE ENTRE EL ÁRBOL SUBMARINO Y EL COLGADOR DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

3.9 CONFIGURACIÓN

La configuración se refiere a los números que indican el tamaño de cabezal y el programa nominal de tuberías. Depende de:

- Tamaño nominal del cabezal ($18\frac{3}{4}$ " , $16\frac{3}{4}$ " , $13\frac{3}{8}$ ")
- Tamaño de la Tubería de Revestimiento de Producción ($10\frac{3}{4}$ " , $9\frac{5}{8}$ " , $7\frac{5}{8}$ " , 7" , etc.)
- Programa de Tuberías de Producción (varía con el gasto de producción esperado)

- Número y tamaño de las sargas de TP soportadas (TFL o no-TFL, terminación sencilla o múltiple diámetros externos típicos: 2 3/8", 3 1/2", 4 1/2" y 5 1/2")
- Número y tamaño de los puertos de control para las funciones de fondo
- Los tamaños de los colgadores de TP se especifican por el cabezal, TR, TP y espacio anular en orden descendiente.

Se tienen dos configuraciones básicas para los colgadores de TP: de agujeros paralelos y de agujeros concéntricos. La selección de cualquiera de estas opciones afectará significativamente el sistema de colgador de TP. Aunque ambos sistemas han sido instalados exitosamente, actualmente los colgadores de TP de agujeros paralelos sobrepasan en número a los colgadores de TP concéntricos.

3.9.1 COLGADORES DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN DE AGUJEROS PARALELOS

El colgador de TP de agujeros paralelos consiste de dos o más agujeros excéntricos a través del cuerpo del colgador. Este arreglo es obligatorio para terminaciones dobles (de doble TP), terminaciones TFL y cuando se requiere un tapón de TP en el espacio anular.

La siguiente tabla muestra los tamaños comunes de colgadores de TP de agujeros paralelos.

AGUJEROS PARALELOS	AGUJEROS CONCÉNTRICOS
5" x 2"	5"
4" x 2"	4"
3" x 2"	3"
3" x 3" x 2"	
2" x 2" x 2"	

TABLA 3.1 CONFIGURACIÓN DE COLGADORES DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

La mayor desventaja con un colgador de TP de agujeros paralelos es el requerimiento de orientación del colgador con respecto al árbol submarino. Otra desventaja es que los agujeros excéntricos limitan el uso de tubería de producción de diámetros grandes dentro de ciertos tamaños de TR.

El principal beneficio del colgador de TP de agujeros paralelos es que se puede instalar un tapón con línea de acero en el agujero del colgador que corresponde al espacio anular cuando el árbol submarino es removido del pozo. Esto proporciona un medio más efectivo de control del pozo para el espacio anular comparado con los colgadores de TP concéntricos.

La Figura 3.15, muestra un colgador de tubería de producción instalado hidráulicamente, de agujeros paralelos, de paso completo, en un cabezal submarino SG-5X de ABB Vetco Gray. En la Figura 3.16 se muestra un colgador de tubería de producción de dos agujeros, en un cabezal submarino SG-5X de ABB Vetco Gray. En la Figura 3.17 se muestra un colgador de tubería de producción de doble agujero para cabezal submarino STC-10 de Cooper Cameron.

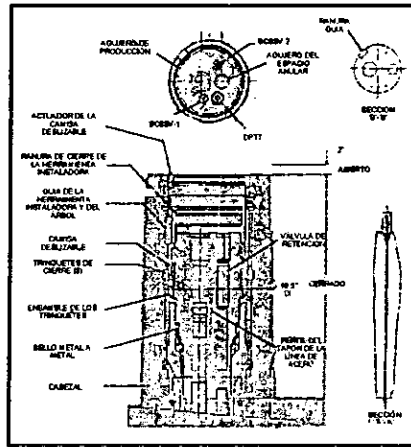


FIGURA 3.15 COLGADOR DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN DE INSTALACIÓN HIDRÁULICA Y DE AGUJERO COMPLETO

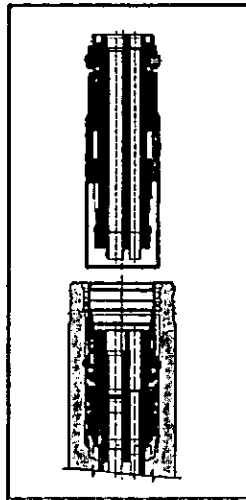


FIGURA 3.16 COLGADOR DE TP DE DOS AGUJEROS

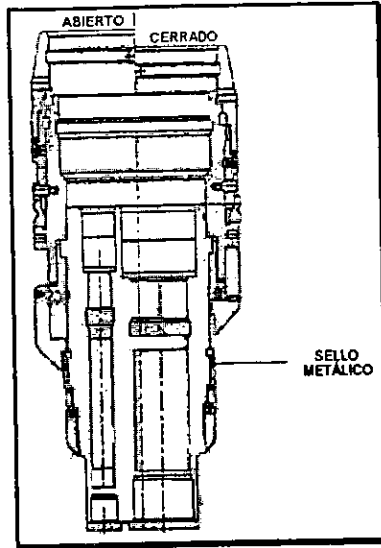


FIGURA 3.17 COLGADOR DE TP DE DOBLE AGUJERO PARA CABEZAL SUBMARINO STC-10 DE COOPER CAMERON

3.9.2 COLGADORES DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN DE AGUJEROS CONCÉNTRICOS

El colgador de TP de agujero concéntrico se puede configurar con o sin acceso hacia el espacio anular. Como su nombre lo indica, tiene un solo agujero de producción a través del centro del cuerpo del colgador. Típicamente, estos diseños no son orientados. Sin embargo, si se utilizan sensores de fondo, se puede requerir orientar el colgador con el árbol submarino. La eliminación de la necesidad de orientación y la capacidad de utilizar diámetros mayores de TP pueden hacer del colgador concéntrico una buena opción.

Los colgadores de TP concéntricos sin acceso al espacio anular se utilizan comúnmente junto con un adaptador de terminación mudline o con un carrete para el colgador, los cuales tienen una salida lateral para el espacio anular debajo del perfil del colgador. Esta opción es la configuración más simple y como tal, generalmente se instala con una herramienta de instalación mecánica.

El colgador de TP de agujero concéntrico con acceso hacia el espacio anular incorpora una válvula especial (camisa deslizable) para realizar la función de cierre del espacio anular. Este diseño requiere una herramienta instaladora del colgador operada hidráulicamente.

La Figura 3.18, muestra un colgador de tubería de producción instalado hidráulicamente, de agujero concéntrico, en un cabezal submarino SG-5X de ABB Vetco Gray. En la Figura

3.19 se muestra un colgador de tubería de producción concéntrico para cabezal submarino STC-10 de Cooper Cameron.

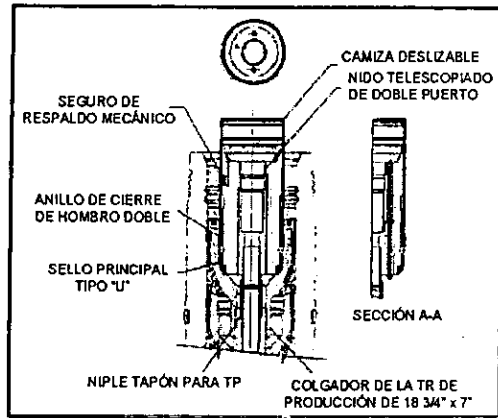


FIGURA 3.18 SISTEMA DE COLGADOR CONCÉNTRICO PARA ÁRBOL HORIZONTAL SUBMARINO

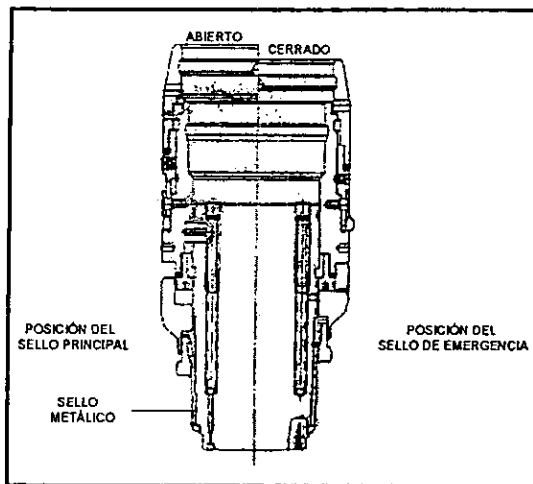


FIGURA 3.19 COLGADOR DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN PARA CABEZAL SUBMARINO STC-10 DE COOPER CAMERON

3.10 AGUJEROS DIVERSOS

Además de proporcionar un punto para colgar la tubería de producción, el colgador de la TP también proporciona agujeros diferentes hacia el pozo. Estas penetraciones pueden incluir:

- Agujero(s) de Producción (acceso).
- Agujero del Espacio Anular (acceso).
- Inyección de Productos Químicos.
- Válvulas de Seguridad Subsuperficiales Controladas desde la Superficie, SCSSV (válvulas de tormenta).
- Transductores de Presión y Temperatura.
- Equipo de Bombeo Electrocentrifugo.

Cada uno de estos agujeros tiene el reto de sellar y se anidan dentro del colgador de la TP y del diámetro interno del colgador de la TR.

3.10.1 AGUJERO(S) DE PRODUCCIÓN

El colgador de la TP debe proporcionar un medio de sellado de todos los agujeros de producción con respecto al árbol submarino. Normalmente se tiene fija una bayoneta de producción en la parte inferior del árbol. Esta bayoneta se une y sella con el agujero de producción en el colgador cuando el árbol es bajado sobre el cabezal.

El colgador de la TP también debe proporcionar un sellado de todos los agujeros. Una práctica estándar consiste en maquinarse un perfil para línea de acero o tapón de TP recuperable TFL (TFL= throw flow line, a través de la línea) directamente en el cuerpo del colgador o instalar un niple con perfiles para tapón en la parte inferior del colgador.

3.10.2 AGUJERO DEL ESPACIO ANULAR

Se utilizan bayonetas inferiores para el espacio anular, similares a las bayonetas de producción discutidas arriba, para sellar el espacio anular entre el árbol submarino y el colgador.

Se utiliza otro tipo de sello para cerrar completamente el agujero del espacio anular. En este caso, el agujero del espacio anular se puede sellar mediante línea de acero o el tipo de tapón recuperable TFL. Un método alternativo para proporcionar una característica de cierre para el espacio anular, consiste en utilizar una válvula de retención o una camisa deslizable. Esto tiene la ventaja de no requerir acceso vertical de todo el agujero a través del riser y del árbol.

Una desventaja de la válvula de retención es la incapacidad de llevar a cabo cualquier prueba de presión antes de la desconexión de la herramienta instaladora y/o del árbol submarino. La camisa deslizable es utilizada en colgadores de TP de agujero concéntrico.

Ambos mecanismos de cierre normalmente proporcionan menos área de flujo a través del espacio anular que el diseño del perfil del tapón de agujero. Esta área de flujo restringida puede llegar a ser significativa para terminaciones con bombeo neumático. Las válvulas de retención y las camisas deslizables usualmente se seleccionan para pozos de aceite de baja presión o para pozos de inyección donde es aceptable una menor seguridad para el espacio anular.

3.10.3 INYECCIÓN DE PRODUCTOS QUÍMICOS

También se puede requerir uno o más conductos para las líneas de inyección de productos químicos a través del colgador de la TP hacia el interior del pozo. El número de líneas y las capacidades de presión se deben especificar en la etapa de selección del colgador. La comunicación de los fluidos usualmente se logra con pequeñas bayonetas en la parte inferior del árbol que se conectan a puertos en la parte superior del cuerpo del colgador. Alternativamente, estos puertos se pueden comunicar a través de la bayoneta de producción (en sistemas concéntricos).

3.10.4 VÁLVULAS DE SEGURIDAD SUBSUPERFICIALES CONTROLADAS DESDE LA SUPERFICIE, SCSSV (VÁLVULAS DE TORMENTA)

Si se utiliza una válvula de tormenta, entonces se requiere una o más líneas de control a través del colgador de la TP. La interfase con el árbol submarino se logra con bayonetas inferiores. En forma alterna, los puertos de control se pueden conseguir a través de la bayoneta de producción (en sistemas concéntricos). El número de líneas, diámetro y capacidad de presión deben especificarse en la etapa de selección del colgador de TP.

3.10.5 TRANSDUCTORES DE PRESIÓN Y TEMPERATURA

Los pozos que utilizan instrumentación para presión y temperatura de fondo requieren una conexión eléctrica en la interfase del colgador de tubería en el árbol submarino. La cantidad y tipo de conexión se deben especificar durante la etapa de selección de un diseño de colgador de tubería. Esas penetraciones frecuentemente requieren del uso de un colgador de tubería de agujeros paralelos (orientados).

3.10.6 EQUIPO DE BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO

Las bombas sumergibles electrocentrifugas han sido utilizadas extensivamente en terminaciones convencionales en tierra. Su uso se ha extendido ya a los pozos submarinos.

Una de las principales consideraciones en el despliegue de una bomba eléctrica submarina es la comunicación eléctrica a través del colgador de la TP. Estas penetraciones deben no solo transmitir los altos requerimientos de potencia de la bomba, sino también deben sellar contra presión.

3.11 ASENTAMIENTO, ACTIVACIÓN Y PRUEBA DEL CONJUNTO DE SELLOS Y DEL COLGADOR

Después de asentar y asegurar el colgador y conjunto de sellos, se rota 6 vueltas a la derecha y se coloca la herramienta en una posición de tal forma que se minimice el peso.

Luego se opera el sello metálico para dejar hermético el colgador. Se prueba a 10,000 psi y se rompe el perno con tensión para liberar la sarta.

Tanto el colgador de la TR, como el conjunto de sellos y la herramienta instaladora soportan 50,000 lbs de carga. Si el sello no actúa eficazmente no debe soltarse la herramienta instaladora. La desconexión de emergencia de la herramienta del colgador de la TR se consigue mediante 3 ½ vueltas a la izquierda.

La hermeticidad del sello puede ser validada antes o después de la presión de prueba. Este sistema trabaja a 10,000 psi. Después de la prueba de presión, se retira la herramienta instaladora y de prueba quedando el colgador completamente hermético y cerrado.

El conjunto de sellos metal a metal está diseñado previendo cargas prematuras al ser instalado éste en el fondo. Las tres etapas de instalación y asentamiento son:

1. Colocación del conjunto de sellos en el colgador de la TR

Primero se instala el conjunto de sellos en la herramienta soltadora, después el conjunto de sellos se instala en la parte superior del colgador de la tubería de revestimiento aplicando peso de la sarta instaladora sobre el sello hasta que este se expanda cubriendo toda la superficie libre que existe entre el nido del cabezal y el colgador de la TR.

2. Peso de asentamiento y sello bajo presión

El peso de la sarta instaladora (aproximadamente 15,000 lbs) corta el perno que ayuda al sello a tomar su posición de instalación, haciendo que la precarga en el mandril se mueva hacia abajo y se expanda el elemento sello alrededor para estar en contacto con la superficie del nido del cabezal y el colgador de la TR.

3. Asentamiento hidráulico, totalmente asegurado y precargado

El sistema de sello se activa hidráulicamente y se instala mediante la aplicación de una fuerza de presión a través de un pistón auxiliar. La presión actúa sobre el área del pistón de la herramienta forzando esta carga hacia abajo del mandril. Este movimiento hacia abajo hace que los esfuerzos radiales laterales permitan deformar plásticamente el sello en una cerilla delgada hasta ponerse en contacto con la superficie del nido del cabezal y el colgador de la TR. Una vez que el seguro del colgador se mueve hacia

abajo, el anillo embona perfectamente en el colgador de la TR produciendo un sello totalmente hermético y manteniendo las precargas en el sello durante toda la operación.

INSTALACIÓN DEL BUJE DE DESGASTE

Después de la instalación en un solo viaje del colgador y del conjunto de sellos, se instala el buje de desgaste.

Se le da un giro a la herramienta de 4 vueltas para ser enganchado en la ranura tipo "J" en la cima del buje de desgaste. El colgador al ser instalado estará sujeto a un mecanismo de fricción con el buje de desgaste para evitar que se suelte prematuramente. Una vez instalado y asentado el colgador de 7" con el buje de desgaste en el fondo del nido, queda asegurado todo el sistema. La rotación a la derecha desconecta la herramienta instaladora y se desengancha del buje de desgaste.

Al activar los dos pernos se evita la rotación sobre el fondo del buje de desgaste evitando la desconexión del conjunto al tratar de desenganchar la herramienta instaladora.

RECUPERACIÓN DEL BUJE DE DESGASTE

La herramienta utilizada para retirar el buje de desgaste es la misma que se utiliza durante su instalación. Esta se retira después de dar 4 vueltas y desactivar los pernos de sujeción.

A su vez, la herramienta se baja por el interior del cabezal hasta el buje de desgaste y mediante la aplicación de una carga se rompen los seguros girando una vuelta para su recuperación. Este corte de los pernos se hace con 30,000 lbs.

También se puede sacar el buje de desgaste inicialmente instalado en la superficie, antes de instalar el cabezal de 18 ¾", usando la misma herramienta. Esto se hace con una carga para corte de los pernos de 8,000 lbs.

RECUPERACIÓN DEL CONJUNTO DE SELLOS

La herramienta de recuperación del conjunto de sellos se activa hidráulicamente con una presión de 3,000 psi aplicada a través de la tubería de perforación, empujando así el pistón hacia abajo. El sistema hidráulico de la herramienta es un sistema cerrado. El movimiento del pistón incrementa la presión forzando el elemento de sello en dirección opuesta de tal forma que se logra romper el seguro de fijación y así liberar el elemento de sello.

La recuperación del conjunto de sellos se realiza mediante 4 vueltas, alineándolo con la ranura del mandril. En la posición de instalación, el corte por torsión se realiza a partir de la armadura del elemento de sello. La recuperación se hará después de cortar el perno. Cuando se recupera totalmente el conjunto de sellos, la herramienta de recuperación evita el cierre y la liberación prematura.

Si se utiliza una sarta, es necesario remover los cuatro empaques sobre el pistón que retiene el perno. Durante el corte del perno, se debe conservar la herramienta cerrada al conjunto de sellos. El conjunto de sellos se recupera como una unidad sin retirar una sola parte del cabezal.

CAPÍTULO 4

SISTEMAS DE CONTROL

Los sistemas de control de pozos submarinos se consideran la parte más crítica de una instalación submarina. Los costos representan entre el 3 y 10% del total de un sistema de explotación. Las aplicaciones para los sistemas de control submarinos pueden ser en cabezales, conjuntos de preventores, múltiples de válvulas, árboles, actuadores submarinos, etc. La selección de un sistema de control requiere de especificaciones bien definidas de las bases de diseño y operación del sistema submarino.

Varios tipos de sistemas de control son usados para operaciones de instalación, reparación y producción.

La localización de los dispositivos de control en el templete submarino es extremadamente importante. Realizando consideraciones cuidadosas pueden resultar en una disminución de longitud de tubería y cables, así como del número de conexiones para realizar la unión y recuperación del equipo. Sin embargo, el sistema de control es frecuentemente catalogado como un elemento adicional, en un segundo plano al resto del equipo. En instalaciones recientes se ha demostrado que el sistema de control puede ser altamente sofisticado, tener alta confiabilidad y suministrar el control del equipo submarino a distancia considerable de manera sencilla y confiable.

Un sistema de control submarino puede ser tan simple como un sistema hidráulico o tan complicado como un sistema electrohidráulico multiplexado. Finalmente, un sistema de control se define simplemente como un sistema que activa componentes submarinos.

En la mayoría de estos casos, el control es obtenido mediante el uso de una unidad de potencia hidráulica instalada en la superficie.

Cada nuevo sistema desarrollado, suministra una capacidad de control que no tienen los sistemas actuales. Sin embargo, no todos los sistemas de control están disponibles para su aplicación en campo. La selección de un sistema, requiere una especificación clara de los requerimientos operacionales del campo como un punto base de partida.

Es necesario tener en cuenta que estos sistemas de control pueden dirigir señales a más de un equipo submarino, que el diseño y selección deberá ser tal que contemple toda la instalación.

Un sistema de control submarino facilita la operación desde la superficie de equipos para terminaciones, templetos, múltiples de flujo y líneas de flujo submarinas. Esto puede incluir aditamentos de seguridad que automáticamente prevengan situaciones peligrosas o contaminaciones al medio ambiente.

Estos sistemas también pueden asistir a la ingeniería de yacimientos en el monitoreo del estado de la producción mediante indicadores de temperatura, presión, detección de arena, etc. La producción también puede ser optimizada mediante el control de inyección de agua a través del cierre y apertura de válvulas de estrangulación operadas remotamente. En el pasado sólo eran posibles muy pocas aplicaciones.

4.1 CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE CONTROL

En la actualidad, existen 5 tipos de sistemas de control los cuales están disponibles para la operación de los sistemas de producción submarinos.

Tres de estos tipos cuentan únicamente con el movimiento de fluido hidráulico para manipular los impulsos submarinos. Los dos restantes hacen uso de una combinación de señales eléctricas e hidráulicas para controlar a los impulsores.

En conjunto, los cinco tipos de sistemas de control utilizados para la operación de los sistemas submarinos son:

- Hidráulico Directo.
- Hidráulico con Válvulas Piloto.
- Hidráulico Secuencial.
- Electrohidráulico.
- Electrohidráulico Multiplexado.

La Figura 4.1 muestra un diagrama esquemático de los sistemas de control de pozos submarinos listados.

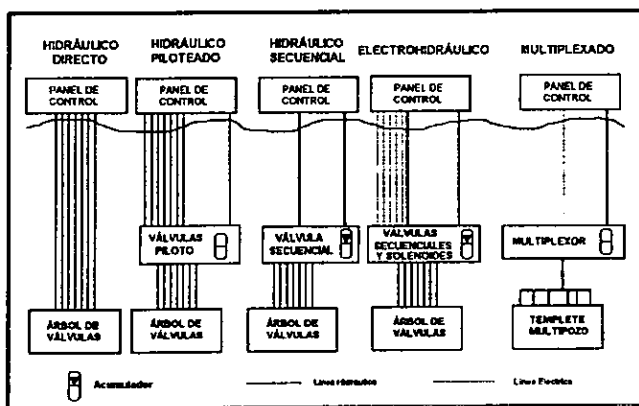


FIGURA 4.1 CLASIFICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DE CONTROL DE POZOS SUBMARINOS

4.1.1 SISTEMA HIDRÁULICO DIRECTO

Los sistemas de control hidráulico son los más simples y más confiables en comparación con los otros. Aunque utilizan menos componentes para realizar cada una de las funciones submarinas, estos requieren de una línea de flujo hidráulico bombeado desde la superficie en forma directa a cada uno de los componentes en el árbol. Por lo que el accionamiento de un dispositivo en el panel superficial genera la presurización de un fluido que transmitirá la presión a través de líneas de flujo accionando el impulsor hidráulico submarino.

Este sistema, Figura 4.2, se utiliza en aplicaciones donde las distancias para el control son relativamente cortas, usualmente menos de 3,000 m entre el árbol y las instalaciones de producción y donde se requiere un número limitado de funciones para el control submarino.

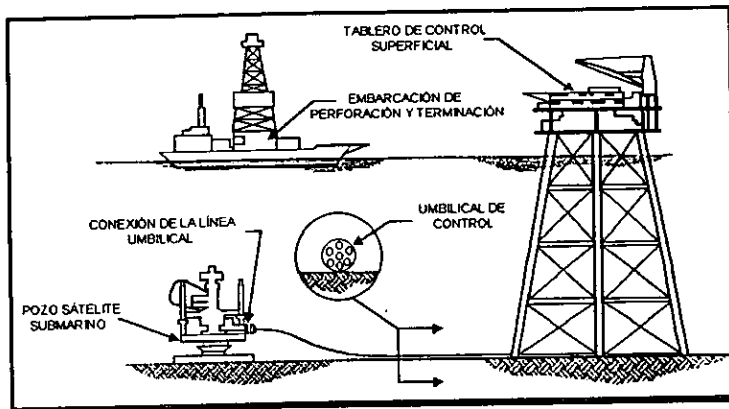


FIGURA 4.2 SISTEMA DE CONTROL HIDRÁULICO DIRECTO

Cuando la distancia de la fuente de energía es grande, el tiempo de respuesta se incrementa drásticamente. Por ejemplo, el accionamiento para abrir un preventor submarino a una distancia de 1,000 m puede tomar hasta 45 min.

Cuando el número de funciones de control requeridas se incrementan, la complejidad y el costo de las líneas umbilicales también aumentan.

Consecuentemente, el tamaño de las líneas umbilicales y su costo crecen rápidamente hasta ser predominantes en el costo completo del sistema, llegando a ser en algunos casos entre el 50% y 60% del costo total del sistema. Este sistema de control puede accionar más de un equipo submarino, si es que se está explotando un yacimiento y el sistema seleccionado proporciona la energía hidráulica para diferentes equipos. Con esto se incrementa el número de líneas umbilicales y la complejidad del sistema, haciendo más difícil su operación.

Este sistema necesita espacio para la instalación de los equipos que lo integran (unidad de potencia, paneles de control, etc.) con el correspondiente peso de estos. Debido a lo anterior, el diseño e instalación están diseñados para un solo sistema sin capacidad de crecimiento. A medida que se requiera controlar más funciones, se necesitará mayor volumen y peso del equipo, aumentando el número de líneas umbilicales y longitudes.

Esto ocasiona que el tiempo de respuesta sea más lento al accionar el cierre o apertura de algún dispositivo de producción. En pozos productores, el tiempo de respuesta puede no ser tan crítico, como en el caso de la operación del conjunto de preventores durante la perforación en un proceso de control de brotes.

El único equipo montado en el árbol para un sistema hidráulico directo es la línea umbilical de terminación. Esto puede ser una placa de unión instalada con o sin asistencia de buzos. Usualmente la línea umbilical exterior, esta terminada en un eslabón que puede ser atado al armazón del árbol lo que proporciona alguna protección a las mangueras.

Este sistema típico consiste de los siguientes componentes:

- Un panel de control, el cual no está incorporado dentro de la unidad de potencia hidráulica o el ensamblado es aparte.
- Umbilicales submarinos, los cuales consisten de un carrete individual para el control de todos los árboles y de las funciones de instalación.
- Unidad de potencia hidráulica, la cual consta de un depósito para almacenar fluido, bomba(s) hidráulicas eléctricas y/o manejadas por aire, acumuladores y reguladores hidráulicos.
- Panel de control de producción. El cual no está incorporado dentro de la unidad de potencia hidráulica o el ensamblado es aparte.
- Línea umbilical submarina. Umbilicales submarinos, los cuales consisten de un carrete individual para el control de todos los árboles y de las funciones de instalación.

La Figura 4.3 muestra la sección transversal del umbilical del sistema hidráulico directo, y además se muestra su diagrama de flujo.

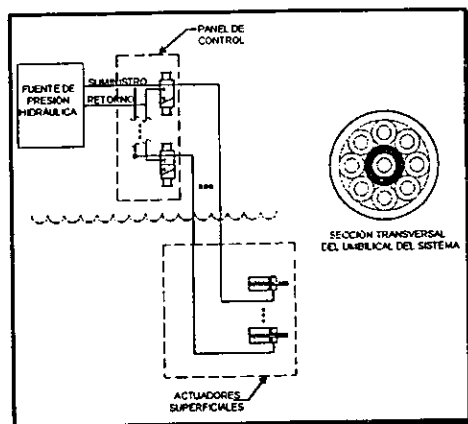


FIGURA 4.3 DIAGRAMA DE FLUJO DEL SISTEMA HIDRÁULICO DIRECTO

4.1.2 SISTEMA HIDRÁULICO CON VÁLVULAS PILOTO

Este sistema es conveniente para utilizarse en distancias de alrededor de 4,500 m, Figura 4.4, donde el fluido de control se bombea desde la superficie, a través de la línea umbilical a un pod de control en el árbol. Esta corriente es suministrada desde la superficie a través de la línea umbilical y suministra fluido a las funciones del árbol.

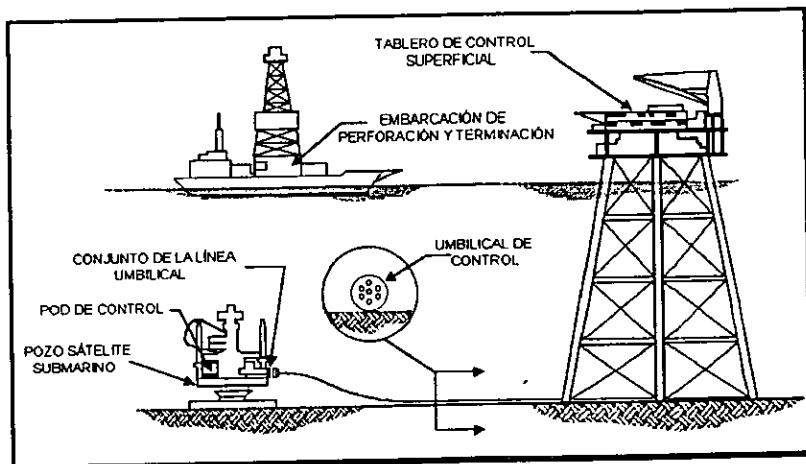


FIGURA 4.4 SISTEMA DE CONTROL HIDRÁULICO CON VÁLVULAS PILOTO

Las líneas umbilicales son ligeramente más pequeñas que las utilizadas por un sistema hidráulico directo, ya que cada válvula submarina requiere una línea piloto (o de señal) en las líneas umbilicales.

Además de esas líneas, los umbilicales también llevan una línea de presión primaria. En este sistema, los componentes son activados enviando una señal hidráulica a la válvula piloto, la cual abre y permite que el fluido viaje desde la línea de suministro y de los acumuladores, para la selección del componente.

La señal piloto se inicia desde el panel de control de producción, operando las válvulas piloto submarinas desde la superficie y a través de las líneas individuales en los umbilicales.

El sistema hidráulico con válvulas piloto mejora el tiempo de respuesta de un sistema hidráulico directo, mediante el almacenamiento de energía de presión hidráulica en el lugar de trabajo con válvulas piloto que accionan los componentes.

En este sistema al ir incrementándose el número de funciones, al igual que en el sistema hidráulico directo, resulta más complejo y conforme aumenta la longitud y número de los cables umbilicales, el tiempo de respuesta es cada vez mayor haciéndose en estos casos poco confiable.

Un sistema hidráulico piloto típico consiste de los siguientes componentes:

- Unidad de potencia hidráulica
- Panel de control de producción
- Junta de placa de acero submarina
- Panel de control submarino

La Figura 4.5 muestra la sección transversal del umbilical del sistema hidráulico piloteado, y además se muestra su diagrama de flujo.

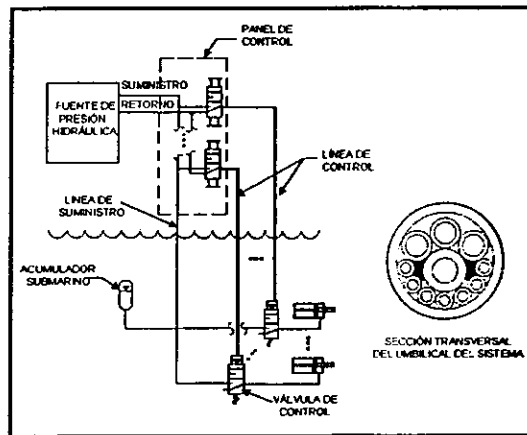


FIGURA 4.5 DIAGRAMA DE FLUJO DEL SISTEMA HIDRÁULICO CON VÁLVULAS PILOTO

Las características distintivas de un sistema hidráulico con válvulas piloto, con respecto a un sistema hidráulico directo son:

- Menor tiempo de respuesta.
- Menor número de líneas umbilicales.
- Flexibilidad de adecuación para el desarrollo de campo.
- Capacidad de monitoreo.
- Mayor complejidad.
- Menor confiabilidad.

4.1.3 SISTEMA HIDRÁULICO SECUENCIAL

Al igual que el sistema con válvulas piloto, el sistema de control hidráulico secuencial tiene acumuladores y válvulas submarinas, pero el tamaño del umbilical se reduce significativamente, con respecto al sistema hidráulico directo. El paquete umbilical está formado por una línea de suministro, una segunda línea y en algunos casos una tercera línea de referencia. Sin embargo, algunas veces la línea de referencia se elimina, desviando la presión suministrada de referencia a la línea de suministro, Figura 4.6.

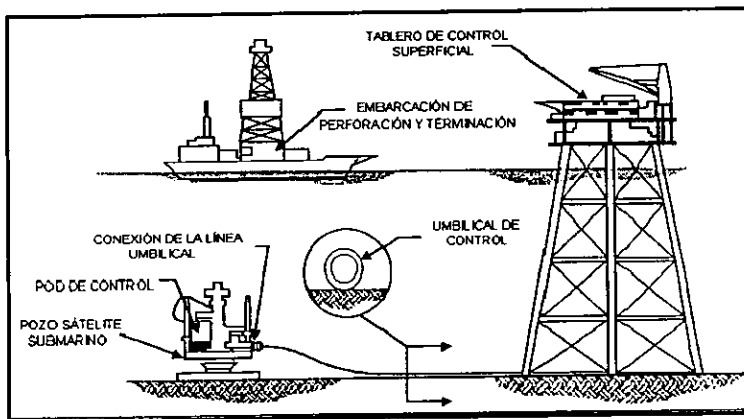


FIGURA 4.6 SISTEMA DE CONTROL HIDRÁULICO SECUENCIAL

El control submarino se logra enviando una señal de presión a una válvula secuencial que es preajustada para operar a una presión específica.

A esta presión, el fluido hidráulico es enviado para energizar los componentes seleccionados. Posteriormente, la señal de presión se incrementa, en una serie de pasos resultando un preajuste adicional de las funciones efectuadas en cada paso.

El principal inconveniente del sistema hidráulico secuencial, es que una vez implementado el diseño del equipo, este es fijo y no se pueden realizar cambios en el programa de

operación. Esto es, una vez que es establecida la secuencia de operación de las válvulas, no es posible hacer cambios. Este es un problema serio, especialmente cuando se utilizan en sistemas grandes de producción submarina.

El sistema también está limitado por el número de combinaciones de válvulas que pueden ser operadas, ya que el número de pasos para incrementar la presión está limitado por la máxima presión hidráulica de seguridad y el tamaño de incremento de presión requerido para diferenciar entre un paso y el siguiente. Más adelante está limitado por su incapacidad por monitorear las presiones submarinas y las posiciones del estrangulador.

Como se puede observar el sistema hidráulico secuencial es menos flexible en su operación, ya que no permite cambio alguno en el sistema, por consiguiente la diferencia entre el sistema hidráulico piloto y el sistema hidráulico secuencial son los requerimientos para un pod de control. El sistema hidráulico secuencial típico consiste de:

- Unidad de potencia.
- Panel de control.
- Junta de placa de acero.
- Panel de control secuencial.
- Líneas umbilicales.

A medida que los sistemas de producción han llegado a ser más grandes y más sofisticados, toma auge el desarrollo en aguas profundas, requiriendo de nuevas tecnologías de equipos para estas condiciones, ha surgido la necesidad de introducir mejoras en la tecnología de los sistemas de control. Esto resultó en la creación de los sistemas de control electrohidráulico y electrohidráulico multiplexado.

La Figura 4.7 muestra el diagrama de flujo del sistema hidráulico secuencial.

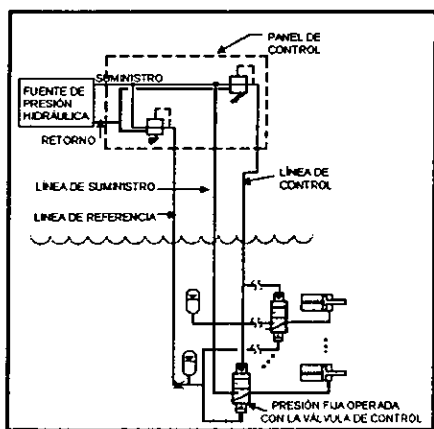


FIGURA 4.7 DIAGRAMA DE FLUJO DEL SISTEMA HIDRÁULICO SECUENCIAL

4.1.4 SISTEMA ELECTROHIDRÁULICO

El sistema de control electrohidráulico es similar al sistema de control hidráulico, excepto que en éste sistema, una señal eléctrica es enviada desde la superficie a la válvula solenoide en el fondo marino, la cual suministra presión al piloto hidráulico para las demás válvulas de control submarinas.

Una de las principales ventajas que tiene el sistema electrohidráulico es que la señal tarda menos tiempo o casi es instantánea a cualquier profundidad.

Por otro lado, los costos del sistema de control electrohidráulico son más elevados comparados con todos los sistemas hidráulicos, cuando se utiliza a profundidades someras, pero a profundidades entre 450 m y 600 m, resulta ser más conveniente su aplicación.

Existen dos tipos de control electrohidráulico propuestos por la mayoría de los fabricantes de sistemas de control. El electrohidráulico multicableado y el electrohidráulico multiplexado. El término multicableado significa que tiene por lo menos uno o quizás dos cables por solenoide.

El sistema de control multiplexado utiliza por lo menos de seis a veinte cables para todos los solenoides. Esto significa que la señal que se envía a cada solenoide debe ser una señal codiciada. El sistema de control electrohidráulico multicableado utiliza más cables pero tiene menos componentes electrónicos, mientras que el sistema de control multiplexado utiliza más componentes electrónicos en la superficie y en el fondo, pero tiene menos cables en la línea principal.

Por tal razón, uno de los mayores problemas que se tuvo con el sistema electrohidráulico fue el cable, el resto del sistema fue altamente seguro. Los mayores problemas en los cables fueron en los extremos y el limitado radio de curvatura del cable, aunque no por esto el sistema deja de ser seguro.

El sistema electrohidráulico es un control que tiene el mismo principio que el sistema hidráulico con válvulas piloto, ya que el sistema de control electrohidráulico también requiere de un pod y un conjunto de acumuladores. La diferencia entre el sistema hidráulico con válvulas piloto y el sistema electrohidráulico, es que la acción de la señal piloto es sustituida por una señal eléctrica.

Cada componente submarino requiere de un conductor de señal desde la superficie, de la misma manera que un sistema hidráulico piloteado requiere de una línea de señales, Otra de sus diferencias es que las conexiones eléctricas se requieren en el árbol, donde se utilizan dos tipos de conexiones, la conductiva y la inductiva. Con esto aumenta la complejidad de las líneas umbilicales y las interfaces submarinas. Por este motivo el sistema electrohidráulico es utilizado en situaciones donde en el diseño el número de dispositivos y componentes es limitado.

Un sistema electrohidráulico típico consiste de los siguientes componentes:

- Unidad de potencia hidráulica.
- Panel de control de producción.
- Junta de placa de acero submarina.
- Panel de control submarino.

4.1.5 SISTEMA ELECTROHIDRÁULICO MULTIPLEXADO

Este sistema es el más usado de los controles electrohidráulicos y es una versión mejorada del sistema electrohidráulico. Este sistema es capaz de controlar en gran número de componentes. Utiliza conductores comunes o dedicados a suministrar señales de control y energía para la operación de todas las funciones submarinas, codificaciones y decodificaciones electrónicas lógicas son requeridas en la superficie en el fondo marino.

Esta aproximación reduce el cable eléctrico y la complejidad de la conexión eléctrica submarina y permite por si mismo el uso de los coples inductivos debajo del agua haciendo y rompiendo circuitos. Los sistemas de control multiplexado son fabricados para trabajar con señales eléctricas, donde la corriente es enviada a la parte inferior del conjunto de preventores mediante un conductor, conectado a cada pod de control.

Este sistema de control, es capaz de controlar un gran número de componentes rápidamente, utilizando solamente una pequeña línea umbilical. Para realizar esto, se utiliza una línea de suministro de energía eléctrica junto con una línea de señales acopladas a un multiplexor para manipular una gran cantidad de válvulas solenoide piloto, Figura 4.8.

La presión del fluido hidráulico se obtiene a través de una línea de suministro en la línea umbilical.

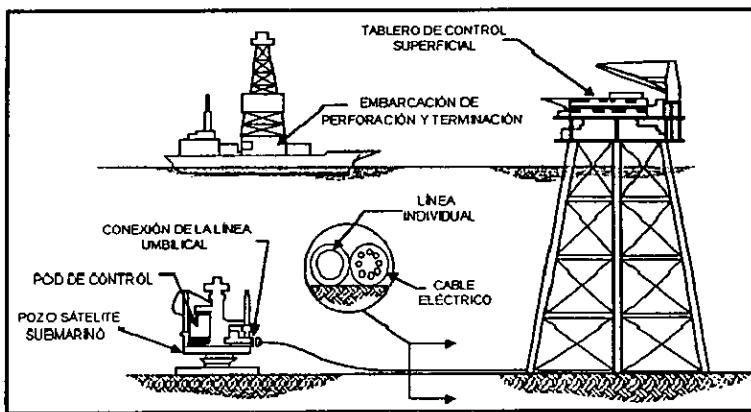


FIGURA 4.8 SISTEMA DE CONTROL ELECTROHIDRÁULICO MULTIPLEXADO

Estas líneas umbilicales pueden ser blindadas o no, dependiendo del método de distribución y de las necesidades de protección mecánica.

Si la distribución se realiza utilizando el diseño convencional tensionado, los requerimientos de blindaje son de naturaleza estricta. Sin embargo, la tendencia es hacia la distribución de líneas umbilicales en modo no tensionado utilizando una distribución en el fondo.

En este caso, se debe tener mucho cuidado para asegurar que el blindaje sea capaz de resistir la fatiga impuesta debido al movimiento y forma de las líneas umbilicales.

El enfoque actual es suministrar una capa lubricada entre el blindaje interior y exterior para resistir el desgaste y fricción cuando se encuentre en servicio. Los conductores y mangueras umbilicales son empacados, envueltos y colocados dentro de estas capas de blindaje. La envoltura de los conductores y mangueras en forma individual será de un material de tipo mylar.

4.2.4 PRINCIPIO DE OPERACIÓN DE UN SISTEMA DE CONTROL ELECTROHIDRÁULICO

Funciones de Control

1. La operación inicia presionando los botones en el panel del perforador. Este envía una señal eléctrica a la unidad central de control.
2. El multiplexor superficial examina las funciones de control para cerrar los interruptores y envía una señal al carrete de cable multiplexado.
3. En el carrete, la señal pasa a través de conductores y del cable multiplexado submarino hacia el multiplexor submarino.
4. El multiplexor submarino almacena la señal y la regresa a través del cable multiplexado a la unidad central de control.
5. En la unidad central de control el multiplexor superficial compara la señal.
6. Si la señal es idéntica, el multiplexor envía otra señal.
7. La señal viaja al multiplexor submarino y después al pod electrohidráulico.
8. Se energiza un solenoide en la caja de empalme electrohidráulica, enviando una señal hidráulica a una válvula piloto.
9. La válvula piloto se acciona, enviando fluido de control al preventor.

4.3 PODS DE CONTROL

Es la unión entre las líneas de control las cuales suministran energía hidráulica y/o eléctrica y señales desde las instalaciones superficiales y las instalaciones submarinas que serán controladas, es decir, distribuye la energía a cada componente para su operación.

El pod de control contiene el sistema que distribuye el flujo de fluido hidráulico a los diversos componentes del sistema de control. El pod tiene reguladores de presión y válvulas de paso de tres salidas.

Es una especie de terminal, la cual generalmente esta montada en una base de la cual puede ser removido para su mantenimiento y reparación. El pod de control contiene válvulas piloto que deben ser activadas por un fluido hidráulico, por energía eléctrica o por ambas. La energía es suministrada desde una unidad superficial. El pod de control puede también contener componentes eléctricos y electrónicos, los cuales son usados para el control, para las comunicaciones o para reunir datos.

Los componentes del pod de control deben ser protegidos de las condiciones del medio ambiente y del daño mecánico, el cual puede ocurrir durante la transportación, instalación y manejo. Un casco externo usualmente proporciona esta protección. Utilizándose acero inoxidable para evitar la corrosión en todos los bloques de válvulas, reguladores, tubos, conexiones y pernos, ha incrementado significativamente la vida del pod.

Como se ha mencionado el pod de control contiene el equipo que gobierna el flujo hidráulico el cual acciona los componentes del conjunto de preventores. Generalmente se instalan dos pods para controlar el sistema.

Cada pod consiste de tres secciones:

- Un muelle montado en un receptáculo hembra inferior el cual esta permanente instalado en el conjunto de preventores.
- Un receptáculo hembra superior instalado en el paquete inferior del riser submarino.
- Un armazón recuperable de tipo macho.

Los pods submarinos montados en el conjunto de preventores reciben la presión hidráulica de operación y las señales hidráulicas piloto. Cuando las señales piloto se reciben los pods dirigen la presión hidráulica de operación al conjunto de preventores y al paquete inferior del riser submarino (lower marine riser package, LMRP).

Los puertos en la porción inferior en la sección de la hembra superior transmiten el fluido hidráulico de operación al conjunto de preventores para accionarlos. Los puertos en la corona de la sección de la hembra superior transmite el fluido hidráulico de operación al paquete inferior del riser submarino.

El receptáculo hembra inferior permanece con el conjunto de preventores mientras que el receptáculo hembra superior y el armazón macho son recuperados, cuando el paquete inferior del riser submarino es recuperado o el armazón macho puede ser recuperado separadamente.

Para poder mantener la confiabilidad en el control de los preventores se instala un sistema de control secundario idéntico. Un segundo pod de control y un receptáculo es montado en el conjunto de preventores a 180 grados del otro pod de control y receptáculo. Este sistema secundario que aporta la confiabilidad contiene también un sistema de control hidráulico para caso de falla del sistema primario, por medio de una manguera secundaria, el fin es que en caso de falla del sistema primario, el secundario operará los preventores.

Las válvulas de paso, montadas en el operador de funciones del conjunto de preventores, proveen un medio por el cual la fuerza hidráulica puede ser enviada para hacer funcionar cada pod de control. Las válvulas de paso tienen dos entradas y una sola salida.

Cuando el conjunto de preventores emplea un sistema de control tipo hembra, los receptáculos hembra son montados en la parte superior de la cabeza del conjunto de preventores. Los pods de control machos se ajustan y se sellan en los receptáculos hembra y son corridos junto con el conjunto de preventores.

Los pods de control machos cierran en forma hidráulica y se sueltan en forma mecánica mediante una herramienta especial la cual se conecta con la línea de acero corrida desde la superficie. Este cable contiene unas abrazaderas con las que se mantiene fijo al sistema de mangueras.

4.3.1 CONEXIONES DEL POD DE CONTROL

Conexión pod de control al árbol, múltiple o base del riser

Estas conexiones son generalmente hechas para que el pod de control pueda ser recuperado para mantenimiento. Las fuerzas de bifurcación, entre el pod y la placa de la base ejercida por la presión hidráulica del fluido, serán analizadas para determinar si el pod debe ser conectado abajo durante la operación. Si el pod es conectado abajo, dos métodos de liberación serán considerados, por ejemplo, el hidráulico y el mecánico.

Conexión pods de control a las líneas de control

Las líneas de control deben ser conectadas directamente al pod de control o deben ser conectadas a componentes intermedios. La compostura de la conexión de la línea de control debe ser hecha en la superficie o en forma submarina usando buzos asistentes a métodos que no utilizan buzos.

Los componentes o los circuitos del control que están aislados de lo producido o de los fluidos inyectados por un sello individual tendrán el mismo rango de presión así como el árbol.

4.3.2 PROTECCIÓN DE LAS CONEXIONES

Cuando las líneas de control no son instaladas o si el pod de control es removido, se deberán tomar en cuenta consideraciones para la protección de las conexiones hidráulicas y eléctricas del daño físico y de la agrupación de material extraño o de vida marina.

4.3.3 GUÍAS DEL POD

Las herramientas usadas para instalar o recuperar el pod de control deben ser diseñadas para proporcionar la dirección y la orientación conveniente. Las estructuras guía deberán tener un tamaño tal que permita soportar las fuerzas de contacto verticales y horizontales esperadas y deberán ser diseñadas para aceptar equipo completo.

4.3.4 OPERACIÓN DE LOS PODS DE CONTROL

El remplazo del pod de control usando una herramienta instaladora en el paquete de trabajo requiere dos viajes, uno para remover el equipo dañado y otro para instalar el equipo que lo reemplazará.

El remplazo del pod de control toma únicamente de 30 minutos a una hora, más el viaje al lugar de trabajo y el tiempo en la cubierta para examinar el pod viejo antes de instalar el pod nuevo. Una operación de reemplazo típica es a grandes rasgos la siguiente.

1. El ROV (Vehículo Operado Remotamente) transporta la herramienta instaladora al sitio de trabajo y lo conecta en los postes guía.
2. La herramienta cierra el pod.
3. La herramienta afloja la abrazadera del pod, levanta el pod del cabo y libera los pesos de cambio.
4. El ROV desconecta y retorna a la superficie con el pod dañado.
5. El ROV es desacoplado del paquete de la herramienta instaladora y realiza una inspección y limpieza (operación).
6. El pod nuevo se arma con la herramienta instaladora.
7. El ROV se acopla a la herramienta instaladora y se realizan las pruebas de funcionamiento final. El ROV se baja a la profundidad de interés y se conecta.
8. La herramienta instaladora instala el nuevo pod. Los sellos conectores hidráulicos son probados remotamente desde las instalaciones de operación.

-
-
9. Los pesos de cambio son recuperados, restaurando el peso y el asiento.
 10. El ROV se desconecta y retorna a la superficie.

El sistema de herramientas de remplazo pod de control consiste de 4 componentes principales:

1. El pod de control y la línea submarina.
2. La herramienta instaladora de remplazo del pod.
3. La interfase con patín.
4. Un Vehículo Operado Remotamente.

4.4 ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS SISTEMAS DE CONTROL

Los parámetros a evaluar para poder realizar la comparación entre los sistemas de control, depende de sus características y de sus aplicaciones, los cuales son:

- Distancia del panel de control al actuador
- Número de unidades a controlar
- Confiabilidad del sistema
- Evaluación Económica.
- Componentes principales de los sistemas.

4.4.1 DISTANCIA ENTRE EMISOR Y RECEPTOR

Aunque es costumbre clasificar a los sistemas empleados en la explotación de yacimientos en aguas profundas, en función de la longitud del tirante de agua, en los sistemas de control esta no será la única distancia a considerar, ya que no sólo la distancia vertical estará involucrada en la buena o mala respuesta del sistema de control, sino también el desplazamiento horizontal.

Por ejemplo, si tenemos en perforación un pozo en un tirante de agua de 200 m, con su conjunto de preventores en el fondo marino, pero a su vez, con el mismo sistema de control de pozos se esta manejando el árbol de válvulas de un pozo en producción colocado a una distancia de 700 m. la longitud de diseño será 900 m y en función de esta última se hará la selección.

Para poder realizar la comparación de los sistemas de control de pozos, se ha considerado evaluar el tiempo de respuesta de una sola aplicación y si esta es en menos de cinco minutos se considera aceptables, mayor tiempo ya no será aplicable.

El sistema hidráulico directo, tendrá un tiempo de respuesta de cinco minutos o menos en aplicaciones de hasta 300 m. En estos sistemas el tiempo de respuesta se incrementa en forma exponencial conforme se incrementa la longitud.

Para ampliar el rango de aplicación, se han incluido válvulas piloto accionadas por un acumulador instalado en el equipo submarino. De esta forma, se incrementa la velocidad de respuesta y se amplía el rango de aplicación, lo que hace al sistema hidráulico con válvulas piloto aceptable hasta una distancia de 600 m.

El empleo de válvulas secuenciales, también accionadas con acumuladores submarinos, permiten incrementar la velocidad de operación. El sistema hidráulico secuencial tiene un rango de aplicación de hasta 1,000 m en donde se obtendrá respuesta en menos de cinco minutos para operar el dispositivo accionado.

Los sistemas electrohidráulicos, los cuales incluyen comunicación eléctrica en el accionar de los dispositivos a control remoto, incrementa notablemente la velocidad de respuesta de los dispositivos. El rango de aplicación de estos sistemas es de hasta 2,000 m.

Finalmente, los sistemas de control electrohidráulicos multiplexados son los más complejos y a su vez los de mayor alcance, teniéndose reportes de su aplicación de hasta 3,000 m con lo que se consideró este su alcance de acción. En realidad, la aplicación de este sistema de control es en distancias aún mayores.

La Figura 4.12 muestra una gráfica de comparación de los sistemas de control en base a la distancia.

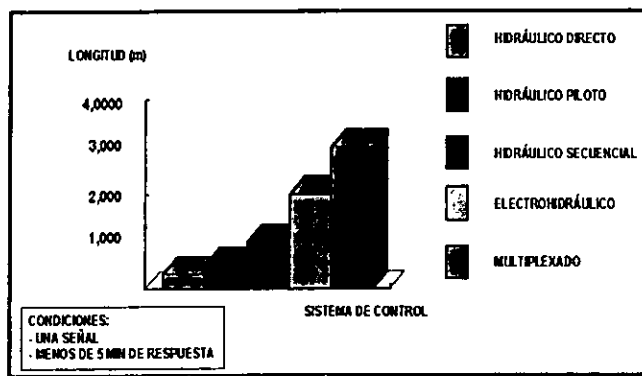


FIGURA 4.12 APLICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE CONTROL DE POZOS EN FUNCIÓN A LA DISTANCIA

4.4.2 NÚMERO DE APLICACIONES DEL SISTEMA

Un aspecto fundamental en la selección del sistema de control de pozos es el número de aplicaciones en los que se va usar, esto determinará la efectividad del sistema.

Con el fin de poder establecer una comparación más representativa, considerese un número de diez componentes a operar (preventores, válvulas, controladores de presión, estranguladores, pod de control, etc.).

Debido a que los fabricantes y proveedores de equipos, han planteado el número de aplicaciones en forma muy optimista y siendo que en la realidad los resultados se muestran de un 80 al 90 % menos efectivos, se han tomado como estándar los reportes en publicaciones y artículos técnicos de compañías y empresas que han utilizado estos sistemas.

Se encontró que en los sistemas hidráulicos (directo, piloto y secuencial) el número de pozos máximo confiable es diez. Los sistemas Electrohidráulicos presentan una confiabilidad aceptable hasta veinticinco pozos. El sistema multiplexado ha sido aplicado en forma óptima y exitosa en conjuntos de alrededor de treinta pozos. La Figura 4.13 muestra una gráfica de comparación de los sistemas de control en base al número de unidades a controlar.

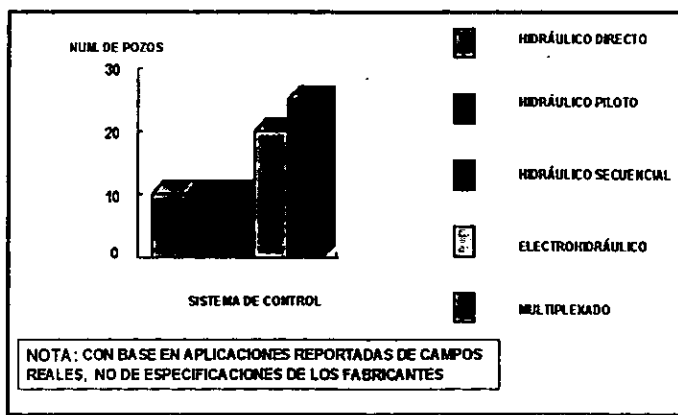


FIGURA 4.13 APLICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE CONTROL EN FUNCIÓN AL NÚMERO DE POZOS

4.4.3 CONFIABILIDAD DEL SISTEMA

El empleo de un sistema de este tipo depende en gran medida de qué tanta confianza de operación tendrá, Figura 4.14.

En general se puede decir que cuando el sistema es seleccionado en forma adecuada en función a la distancia o tirante de agua, al tiempo de respuesta esperado y al menor costo, la confiabilidad del sistema depende únicamente del número de aplicaciones en que se utilice (o número de pozos).

Los sistema hidráulicos presentan una confianza de operación arriba del 80%, cuando se utilizan de cinco a diez pozos. La confiabilidad para menos de cinco pozos es de casi del 100 %.

Para el caso del sistema electrohidráulico, se puede decir que cuando se aplica a esquemas de hasta veinticinco pozos, la confiabilidad se mantiene en un 85 %, aproximadamente.

Finalmente, para el sistema electrohidráulico multiplexado, la confiabilidad se encuentra en el orden del 85 %, en aplicaciones de hasta treinta pozos.

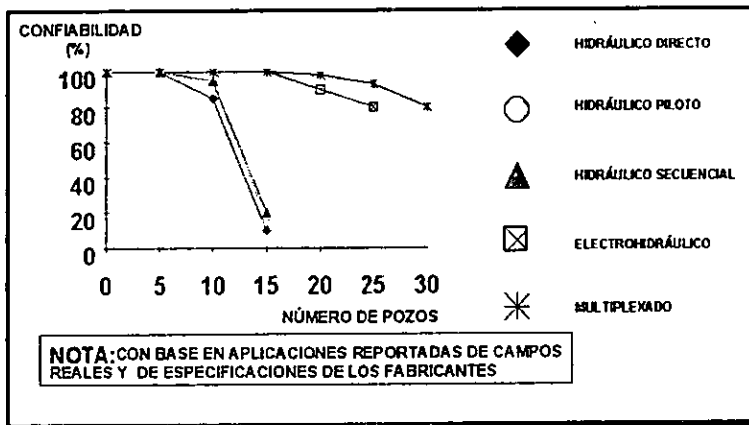


FIGURA 4.14 GRADO DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA EN FUNCIÓN DEL NÚMERO DE POZOS

4.4.4 EVALUACIÓN ECONÓMICA

Desafortunadamente no existe un reporte de costos de los sistemas de control en publicaciones o bases de información, como los hay para otro tipo de servicios. Esto es debido a que los sistemas de control de pozos se diseñan específicamente para cada situación en particular.

Se ha localizado el precio de sistemas utilizados en ciertas aplicaciones. Sin embargo, estos precios se reportan en forma muy particular, los cuales para ser utilizados en otros casos, por muy similares que sean requieren estandarizarse en forma independiente.

Por esta razón no existe una clasificación o un promedio del precio de sistemas de control. Es por esto que se ha intentado realizar un análisis cualitativo del costo de estos sistemas como medida comparativa.

Generalmente, el precio del sistema se incrementa en función de la complejidad del mismo. En base a una aplicación de hasta cinco pozos, lo que asegura la confiabilidad de sistema de menor grado (en este caso el hidráulico directo), y asignando un precio unitario se tiene el siguiente comportamiento:

Sistema:	Unidades de Precio
Hidráulico Directo	1 X
Hidráulico Piloto	1.5 X
Hidráulico Secuencial	1.8 X
Electrohidráulico	3 X
Multiplexado	10 X

La Figura 4.15 muestra una gráfica de comparación de los sistemas de control en base a la economía.

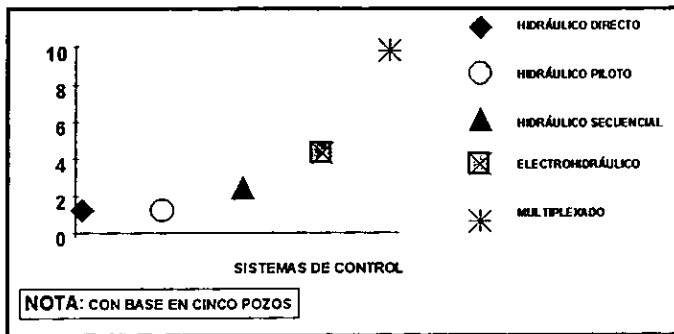


FIGURA 4.15 EVALUACIÓN CUALITATIVA DE COSTOS DE LOS SISTEMAS DE CONTROL DE POZOS

4.5 COMPARACIÓN ENTRE LOS SISTEMAS

Debido al gran número de variables y al alto grado de la preferencia del operador en la selección de los sistemas de control, únicamente es posible realizar una comparación relativa de los sistemas.

Lo común a cada uno de los sistema son los requeridos para proporcionar alta presión del fluido hidráulico a las funciones controladas submarinamente. Esto es llevado acabo por una unidad de energía hidráulica que están generalmente localizadas en la superficie, pero que también se encuentran localizadas submarinamente .

CARACTERÍSTICAS DE LOS DIFERENTES TIPOS DE CONTROL								
Sistema	Complejidad	% de Respuesta		Control directo de los fundidos submarinos	Obras de Lectoras	LIMITACIONES		
						Tipo	Reserva	Longitud
Hidráulico Directo	Baja	Lento	Lento	SI	separado o directo	Hidráulico	Grande	Pegante
Hidráulico Controlado Remotamente	Intermedias	Lento	Rápido	SI	separado o directo	Hidráulico	Intermedias	Mediana
Hidráulico Remotamente Controlado	Intermedias	Lento	Rápido	NO	separado o directo	Hidráulico	Pegante	Mediana
Electro-Hidráulico Directo	Intermedias	Muy Rápido	Rápido	SI	separado o directo	Hidráulico o Electro-Compuerto	Mediana	Grande
Electro-Hidráulico Remotamente Controlado	Alta	Muy Rápido	Rápido	SI	Integral	Hidráulico o Electro-Compuerto	Pegante	Grande

En los sistemas de control las distancias a considerar, son los tirantes y la distancia horizontal, ya que no solo la distancia vertical estará involucrada en la buena o mala respuesta del sistema de control, sino también el desplazamiento horizontal.

Por ejemplo, si tenemos en perforación un pozo en un tirante de 200 m de agua, con su conjunto de preventores en el fondo marino, pero a su vez, con el mismo sistema de control de pozos se esta manejando el árbol de válvulas de un pozo en producción colocado a una distancia de 700 m, la longitud de diseño será 900 m y en función de esta ultima se hará la selección.

Para poder realizar la comparación de los sistemas de control de pozos, se ha considerado evaluar en tiempo de respuesta de una sola aplicación y si esta es en menos de cinco minutos se considera aceptable, mayor tiempo será aplicable.

El sistema hidráulico directo tendrá un tiempo de respuesta de cinco minutos o menos en aplicaciones de hasta 300 m, en estos sistemas el tiempo de respuestas se incrementa conforme se incrementa la longitud.

Para ampliar el rango de aplicación, se han incluido válvulas piloto accionadas por un acumulador instalados en el equipo submarino, de esta forma se incrementa la velocidad de respuesta y se amplía el rango de aplicación, lo que hace el sistema hidráulico con válvulas piloto aceptable hasta una distancia de 600 m.

El empleo de válvulas secuenciales, también accionadas con acumuladores submarino, permiten incrementar la velocidad de operación. El sistema hidráulico secuencial tiene un rango de aplicación de hasta 1,000 m de donde se obtendrá respuesta en menos de cinco minutos para operar el dispositivo (válvula , separador, etc.).

Los sistemas electrohidráulicos, los cuales incluyen comunicación eléctrica, el accionar de los dispositivos a control remoto, incrementa notablemente la velocidad de respuesta de los dispositivos, el rango de aplicación de estos sistemas es de hasta 2,000 m.

Finalmente siendo los sistemas más complejos, los multiplexados, son a su vez los de mayor alcance, teniéndose reporte de su empleo de hasta 3,000 m con lo que se considero este su alcance de acción.

Se encontró que en los sistemas hidráulicos (directo, piloto y secuencial) el número de pozos máximo confiable es de diez. Los sistemas electrohidráulicos presentan una confiabilidad aceptable hasta veinticinco o menos pozos. El sistema multiplexado ha sido aplicado en forma óptima y exitosa en conjuntos de treinta pozos.

El segundo aspecto en el que influye el número de funciones a controlar por el sistema de control es el de costos.

Este debe ser el último aspecto que debe ser tomado en cuenta para la selección de un sistema de control y debe hacerse por medio de un análisis de rentabilidad muy detallado aplicado a cada uno de los sistemas de control candidatos para la selección. Los fundamentos para llegar a este tipo de análisis son los siguientes:

- 1) En cuanto la capacidad de velocidad de respuesta sea mayor, es más complejo el sistema de control y por lo tanto cuanto más complejo sea el sistema de control será más costoso.
- 2) En cuanto más lejano se encuentre nuestro punto receptor del emisor, se incrementa las líneas umbilicales.
- 3) En cuanto sea mayor el número de funciones a controlar, existirá mayor número de líneas umbilicales, en consecuencia también se incrementará el costo.

y el control de las funciones marina normalmente no es posible con los carretes en movimiento.

Para el caso de los sistemas electrohidráulico multiplexado se puede decir que emplean umbilicales eléctricos en lugar de los umbilicales hidráulicos piloto como resultado de que las estaciones de los carretes pueden ser más pequeños para una capacidad similar de profundidad de agua.

Adicionalmente los carretes están equipados con anillos eléctricos los cuales permiten controlar las funciones submarinas mientras los carretes están en movimiento durante un descontrol.

- 3. Unidad Central de Control.** Esta unidad es única para el sistema electrohidráulico multiplexado y no en el sistema hidráulico convencional. Además la apariencia física y el funcionamiento de esta unidad es muy diferente entre las tres generaciones de los sistemas electrohidráulicos multiplexados.

La unidad funciona como el centro de control operacional primario para los sistemas de control. La Unidad Central de Control es el nervio central electrónico de la primera generación de los sistemas y virtualmente todos los elementos electrónicos en superficie están localizados dentro de esta unidad.

- 4. Caja de unión Multiplexada.** La caja de unión multiplexada submarina de la primera generación de los sistemas electrohidráulico multiplexado contenía la electrónica digital para recibir y decodificar comandos desde la superficie, así como también, la electrónica para la transmisión de datos electrohidráulicos multiplexados a la superficie sobre los umbilicales eléctricos. Además de la electrónica, la caja de unión multiplexada funciona como un accesorio para la terminación del umbilical eléctrico de la superficie. Esta caja contiene un transformador lleno de aceite, el cual reduce el voltaje alto de la energía del umbilical a voltajes de operación más bajos para la electrónica submarina y para los equipos eléctricos asociados. La caja de unión multiplexada estaba montada en el riser marino de fondo y empleaban varios cables eléctricos para sujetarse a un modulo adyacente llamado el pod de control electrohidráulico.
- 5. El pod de control electrohidráulico.** El pod de control hidráulico de la primera generación estuvo montado en el riser marino inferior y contenía válvulas piloto solenoidales y transductores de lecturas de presión hacia atrás para el sistema. Un nuevo tipo de válvulas solenoidales de sello de corte se desarrolló para los sistemas electrohidráulicos multiplexados los cuales también han sido usadas en cada una de las generaciones subsecuentes de los sistemas de control debido a sus excelentes características de desempeño.

La válvula de sello es tolerante al fluido contaminante y la asociación con la válvula solenoide submarina es altamente eficiente. El solenoide desarrolla aproximadamente

Por ejemplo la distancia total para poder seleccionar un sistema de control de un pozo en perforación ubicado en un tirante de agua de 300 m con su conjunto de preventores en el fondo marino, pero que también se desea controlar con el mismo sistema el árbol de válvulas de un pozo en producción ubicado a 500 m será de 800 m, esta distancia es llamada la longitud de diseño y en función de ésta se hará la selección del sistema de control, en cuanto se refiere a la distancia .

A continuación se muestra un rango de velocidad de respuesta óptimo para los 5 sistemas de control mencionados .

- a) Hidráulico directo : este sistema tendrá un tiempo de respuesta de 5 minutos o menos en un rango de 300 m, es decir la longitud de diseño es de 300 m.
- b) Hidráulico piloteado: este sistema funcionará óptimamente en un rango de 600 m.
- c) Hidráulico secuencial: Este sistema podrá tener como máximo una longitud de diseño de 1,000 m para que funcione eficientemente.
- d) Electrohidráulico: Ya que incluyen comunicación eléctrica en el accionar de los dispositivos incrementa la velocidad de respuesta obteniendo un rango en la longitud de diseño de 2,000 m.
- e) Electrohidráulico multiplexado: estos sistemas son los más complejos y a su vez son los de mayor alcance y se obtuvo como rango una distancia de diseño de hasta 3,000 m o un poco más.

Como una última observación en la evaluación de este parámetro es que el tiempo de respuesta se incrementa de manera exponencial a medida o conforme se incrementa la longitud.

El siguiente parámetro que debe tomarse en cuenta es el número de funciones a controlar en el sistema submarino, ya que este parámetro influye directamente en los siguientes aspectos.

- 1) Tipo de sistema de control.
- 2) Costos.

En el caso del primero dependiendo del número de funciones a controlar en un equipo submarino hay sistemas de control que pueden o no funcionar eficientemente con este determinado número de funciones. A continuación mencionaremos el rango de cada uno de los 5 sistemas de control para el número de funciones a controlar.

- a) Hidráulico directo: se encontró que en este sistema el número de pozos máximo confiable es de 10 o menos.
- b) Hidráulico piloteado: se encontró que en este sistema el número de pozos máximo confiable es de 10 o menos.
- c) Hidráulico secuencial: Se encontró que en este sistema el número de pozos máximo confiable es de 10 o menos.
- d) Electrohidráulico: Estos sistemas presentan una confiabilidad aceptable para 25 o menos pozos.

-
-
- e) Electrohidráulico multiplexado: este sistema ha sido aplicado en una forma óptima y exitosa en conjuntos de 30 pozos.

El segundo aspecto en el que influye el número de funciones a controlar por el sistema de control es el de los costos.

Este debe ser el último aspecto que debe ser tomado en cuenta para la selección de un sistema de control, y debe hacerse por medio de un análisis de rentabilidad muy detallado aplicado a cada uno de los sistemas de control candidatos para la selección. Los fundamentos para llegar a este tipo de análisis son los siguientes:

- 1) Si la capacidad de velocidad de respuesta se requiere que sea mayor, será más complejo el sistema de control a utilizar y por lo tanto será más costoso.
- 2) En cuanto muy lejano, se encuentre nuestro punto receptor del emisor, se incrementa el costo de las líneas umbilicales .
- 3) Mientras mayor sea el número de funciones a controlar, mayor será el número de líneas umbilicales requeridas, en consecuencia también se incrementa el costo.

Como conclusión para una metodología se puede apoyar en el orden de los siguientes puntos.

- 1) Calcular la longitud de diseño y en base a esta seleccionar el sistema de control adecuado para una velocidad de respuesta eficiente.
- 2) Ver cual es número de variables que desea controlar (5 pozos, 10 pozos, etc.) para seleccionar el sistema de control confiable para este caso.
- 3) Hacer un análisis de rentabilidad muy detallado de cada uno de los sistemas de control que hayan cumplido con los puntos anteriores, para así determinar en cuanto a costos el sistema de control más óptimo para cumplir con lo cometido.

~

Cuando una señal digital es enviada al multiplexor, esta acciona la válvula solenoidal seleccionada, dirigiendo el fluido hidráulico desde la línea umbilical de suministro hacia el componente asociado. La presencia de un multiplexor introduce la capacidad de monitorear presiones, temperaturas y posiciones de válvulas por medio de señales eléctricas, sin complicar las conexiones eléctricas en la línea umbilical.

Operacionalmente, el sistema electrohidráulico multiplexado reduce los requerimientos de espacio en la plataforma o barco, con respecto a los otros sistemas y suministra la capacidad de monitoreo necesaria, la cual no está disponible en ningún otro sistema hidráulico. Estas razones son la base para la recomendación de un sistema electrohidráulico multiplexado.

Con este sistema de control se tiene un acceso completo y preciso sobre los sistemas submarinos de reparación e intervención involucrados en instalaciones de aguas profundas. El control y los datos que se recaban, se generan por computadora, teniendo comunicación mediante un simple par de líneas. En la superficie, la información se despliega en un monitor de color. Todo esto incluye alarmas, datos de tendencia y condiciones del equipo submarino.

El sistema típico electrohidráulico multiplexado consiste de los siguientes componentes:

- Unidad de control hidráulico.
- Computadora / monitor en la superficie.
- Fuente de poder eléctrica ininterrumpible.
- Junta de placa de acero submarina.
- Panel de control electrohidráulico submarino.
- Sensores submarinos.

La Figura 4.9 muestra la sección transversal del umbilical del sistema electrohidráulico multiplexado, y además se muestra su diagrama de flujo.

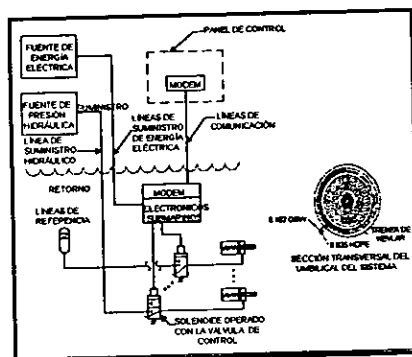


FIGURA 4.9 DIAGRAMA DE FLUJO DEL SISTEMA ELECTROHIDRÁULICO MULTIPLEXADO

4.2 COMPONENTES Y OPERACIÓN DE LOS SISTEMAS DE CONTROL

4.2.1 COMPONENTES DE UN SISTEMA DE CONTROL HIDRÁULICO

Los sistemas de control hidráulicos se pueden dividir en tres partes, las cuales comprenden:

1. Equipo superficial localizado en la plataforma.
2. Equipo intermedio o subsuperficial compuesto por un paquete de mangueras, las cuales conectan el equipo superficial con el equipo submarino.
3. Los componentes submarinos formados por el pod de control, válvulas, reguladores de presión, actuadores y el conjunto de preventores, en su caso.

La Figura 4.10 muestra la distribución del equipo superficial, intermedio y los componentes submarinos que integran el sistema de control hidráulico, para el caso en el que el sistema de control se aplica durante la perforación.

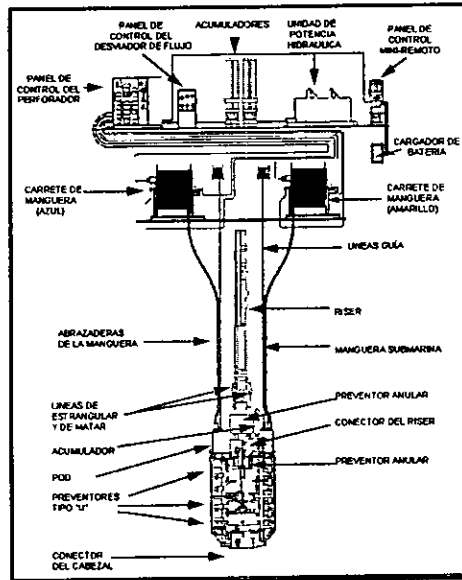


FIGURA 4.10 COMPONENTES DE UN SISTEMA DE CONTROL HIDRÁULICO DURANTE LA PERFORACIÓN

A) Equipo Superficial

Los componentes que forman el equipo superficial son los siguientes:

Unidad de Potencia Hidráulica

La unidad de potencia hidráulica es la encargada de suministrar fluido hidráulico a todos los sistemas que operan los componentes. La unidad de potencia requiere de agua, aire comprimido y energía eléctrica para operar. Cuenta con dos tanques de diferente tamaño y cuatro bombas. El tanque mayor contiene fluido hidráulico (formado por una mezcla de agua, lubricantes para agua y glicol de etileno). El tanque menor contiene lubricantes utilizados en la mezcla del fluido hidráulico.

Las bombas toman el fluido de los tanques para almacenarlo a alta presión en los acumuladores y posteriormente usarlo en el sistema de control.

El sistema de bombas consta de dos bombas eléctricas triplex y dos bombas neumáticas. En operación normal, las bombas triplex abastecen a los acumuladores, cuando no pueden operar o no tienen la capacidad de abastecimiento al ritmo necesario. Las bombas operadas por aire entran en acción, para efectuar la operación completa o como ayuda para las bombas eléctricas.

Tablero de Control

El tablero controla directamente los componentes del sistema. Está compuesto por controles manuales para regular el paso del fluido y dispone de palancas que al operarlas indican la función que se llevará a cabo en los componentes del sistema. Tiene varios equipos de medición, tales como manómetros, medidores de flujo para controlar el fluido a alta presión, etc.

Todos los controles, sistemas de medición y luces de señalización tienen letreros que los identifican e indican la función o medición que realizan. Por otra parte, se cuenta con luces para indicar el estado actual de los componentes del sistema, las cuales siguen un código similar al de los semáforos, es decir:

- Luz verde para indicar que están abiertos.
- Luz roja significa la posición de cierre.
- Luz amarilla equivale a la posición de purga.

Tablero de Desviación

El tablero de control de desviación maneja el desviador y el sistema de válvulas del lodo, se compone de controles manuales para ajustar la operación del desviador y las diferentes acciones que el lodo realiza. Además, se encuentran manómetros para indicar la medición del componente que controlan y el estado actual en que se encuentran dichos componentes.

Minitablero de Control Remoto

El minitablero de control remoto opera el conjunto de preventores desde un lugar seguro. El tablero contiene botones que mandan señales eléctricas para realizar una operación específica.

Cuenta con etiquetas que relacionan la función que controlan, además en cada botón está marcada su posición con los estados de abierto, cerrado o purga.

Las luces detrás de cada botón señalan el estado actual del tablero, el código que siguen es el siguiente:

- Luz verde para el estado abierto.
- Luz roja para el estado de cierre.
- Luz amarilla para indicar el estado de purga.

Banco de Baterías

El banco de baterías suministra corriente eléctrica de emergencia para el minitablero de control remoto y para el tablero de control del perforador cuando el suministro de corriente eléctrica falla. El banco de baterías se localiza en un compartimento ventilado, mismo que se localiza cerca del cargador de baterías.

Acumuladores

Los acumuladores son una serie de cilindros que almacenan fluido hidráulico a alta presión. El sistema de control usa ese fluido para realizar todas las operaciones del conjunto de preventores. Después de que el sistema utiliza el fluido almacenado, las bombas triplex en la unidad de potencia hidráulica vuelven a llenar los acumuladores. El banco de acumuladores se encuentra por lo general cerca de la unidad de potencia hidráulica.

Carretes de Mangueras

Los carretes de mangueras guardan las mangueras cuando éstas no se encuentran en uso, además sirven para permitir el movimiento de las mangueras durante la recuperación e instalación de los preventores.

B) Equipo Intermedio o Subsuperficial

Conjunto de Mangueras Submarinas

El conjunto de mangueras submarinas de control se compone de una manguera principal de 1 pg de diámetro, rodeada por otras secundarias de 3/16 pg de diámetro aproximadamente y recubiertas todas para formar la estructura umbilical.

Por el conducto principal se maneja el fluido a alta presión y por los secundarios se manejan señales hidráulicas que controlan las válvulas que dirigen el flujo al lugar correcto en los componentes del sistema.

Grapas de Fijación

Las grapas de fijación son herramientas que fijan al conjunto de mangueras con el cable guía, mismo que parte de la superficie y termina en los componentes submarinos.

C) Elementos del Equipo Submarino

Pod de Control

Es la unión entre las líneas de control las cuales suministran energía hidráulica y/o eléctrica y señales desde las instalaciones superficiales y las instalaciones submarinas que serán controladas, es decir, distribuye la energía a cada componente para su operación.

El pod de Control contiene el sistema que diversifica el flujo de fluido hidráulico a los componentes que operan el conjunto de preventores. El pod tiene reguladores de presión y válvulas de paso de tres salidas.

Existen dos pod's idénticos, sin embargo, solamente un controlador puede estar operando en un determinado momento. El controlador que no está en operación sirve como unidad de respaldo. Para identificar al controlador en operación se tiene un código de colores, se puede reconocer a un pod por su color azul y al otro por su color amarillo. Además los pod's de control se instalan y recuperan de manera independiente.

Acumuladores Submarinos

Los acumuladores submarinos almacenan fluido hidráulico bajo presión. Están montados en la parte inferior del riser, los acumuladores submarinos suministran gastos elevados a alta presión para acelerar la operación de los componentes.

Válvulas de Alivio

Las válvulas de alivio controlan el flujo del fluido hidráulico que viene de los pod's de control y que va hacia el conjunto de preventores. Cuando un pod está en uso, las válvulas evitan que el fluido hidráulico se dirija hacia un lado no adecuado. Las válvulas se instalan en la tubería hidráulica del conjunto de preventores.

4.2.2 INSTALACIÓN Y ARRANQUE DEL SISTEMA DE CONTROL HIDRÁULICO

El siguiente procedimiento resume en términos generales cuál es la forma de instalar un sistema de control hidráulico y no contempla los detalles mínimos entre paso y paso.

La instalación y arranque del sistema de control son procedimientos operacionales que requieren realizarse con extremo cuidado, ya que de éstas operaciones depende el éxito o fracaso que tendrá el funcionamiento del sistema de control durante el proceso de perforación.

Procedimiento de instalación

1. Colocar el equipo de control en el lugar deseado ya sea en la plataforma, barco de perforación o producción.
2. Conectar el suministro de aire, agua y de energía eléctrica en el equipo de control.
3. Conectar las mangueras hidráulicas de control al carrete de mangueras. Para el caso de la perforación, conectar las mangueras del sistema azul al carrete de mangueras azul y las mangueras del sistema amarillo al carrete de mangueras amarillo.
4. Conectar la caja de empalme al pod de control al final del paquete de mangueras. Conectar las mangueras del carrete con el pod de control.
5. Llenar el depósito de aceite soluble con agua lubricante. Utilizar el lubricante apropiado.
6. Llenar el depósito de fluido de operación con fluido hidráulico.
7. Purgar las líneas.

Procedimiento de Arranque

1. Aislar los acumuladores.
2. Operar los siguientes controles en el panel de control del perforador.
 - a) Colocar la presión piloto del conjunto de preventores a cero presión atmosférica, moviendo la perilla del regulador piloto de aire al contrario de las manecillas del reloj. Observe la presión en el medidor de presión del preventor.
 - b) Colocar la presión piloto del preventor anular a cero, moviendo la perilla del regulador piloto de aire al contrario de las manecillas del reloj. Observe la presión en el medidor de presión del preventor anular.

-
-
- c) Colocar la presión del panel a cero, moviendo la perilla del regulador piloto de aire al contrario de las manecillas del reloj. Observe la presión en el medidor de presión del panel.
 - d) Mover la manija de la válvula del panel para el pod azul del conector hidráulico del riser a la posición RETRACT.
 - e) Mover la manija de la válvula del panel para el pod amarillo del conector hidráulico del riser a la posición RETRACT.
 - f) Mover la manija de la válvula del panel para el pod azul del conector hidráulico del conjunto de preventores a la posición RETRACT.
 - g) Mover la manija de la válvula del panel para el pod amarillo del conector hidráulico del conjunto de preventores a la posición RETRACT.
 - h) Mover las manijas de las demás válvulas a la posición central.
3. Abrir las válvulas de compuerta en las líneas de succión de las bombas triplex.
 4. Abrir las válvulas en las líneas de descarga de las bombas.
 5. Arrancar las bombas triplex moviendo el interruptor de control de encendido a la posición AUTO.

Nota: Las bombas pueden necesitar ponerse en condiciones abriendo la válvula principal de drene hasta que las bombas operen adecuadamente.

6. Incrementar la presión del acumulador a 3,000 psi (211 Kg/cm²). Observe la presión en el medidor de presión del acumulador en el panel de control del perforador.
7. Operar los siguientes controles en el panel de control del perforador.
 - a). Colocar la presión piloto del conjunto de preventores a 500 psi (35 Kg/cm²).
 - b). Colocar la presión piloto del preventor anular a 500 psi (35 Kg/cm²).
 - c). Colocar la presión del panel a 500 psi (35 kg/cm²).
8. Purgar todas las líneas piloto del pod de control.

4.2.3 COMPONENTES DE UN SISTEMA DE CONTROL ELECTROHIDRÁULICO

El diseño de un sistema de control electrohidráulico debe satisfacer los requerimientos de un sistema de producción. Deberá suministrar flexibilidad a las necesidades de desarrollo del campo y ser lo más confiable posible.

El sistema deberá ser diseñado para trabajar en forma segura, sin riesgos de contaminación y con un tiempo mínimo de pérdida de producción. El sistema debe ser capaz de funcionar bajo cualquier circunstancia, por ejemplo, si un elemento (del pozo) esta fuera de línea

porque está en reparación, el resto del equipo debe continuar completamente funcionando sin que se requiera ninguna modificación del equipo de control superficial o submarino.

Los controles están diseñados para hacer que el sistema sea seguro, que no existan fugas y que permitan el cierre bajo cualquier circunstancia de peligro.

El equipo submarino deberá ser, tanto como sea posible, de la más alta confiabilidad, lo cual es llevado a cabo con la utilización de componentes probados de alta eficiencia en circuitos lo más simples posibles.

El equipo instalado en superficie incluye:

- Estación de control del hardware.
- Unidades de suministro hidráulicas y eléctricas, para recuperar las instalaciones.
- Carretes de líneas umbilicales.

Los umbilicales abastecen desde la superficie al fondo marino la energía eléctrica y el fluido hidráulico.

Por otra parte, se debe suministrar un umbilical para lograr la conexión y comunicación con los módulos de control submarinos. Todos los umbilicales pueden empaquetarse para formar un solo umbilical, dependiendo del equipo empleado.

Los componentes submarinos que típicamente requieren módulos de control individuales, son:

- Templetes de árboles.
- Árboles satélites.
- Templetes de múltiples de válvulas.
- Válvulas especiales.
- Sistema submarino de limpieza o diablos.

Cada componente del sistema puede tener un módulo de control exclusivo para manipular las válvulas del árbol, monitorear las presiones de flujo y la posición del estrangulador. En ciertos casos, un módulo puede compartir sus funciones de control con otros componentes para economizar. Por lo tanto, para minimizar el número de módulos, las funciones pueden ser combinadas de acuerdo con el diseño del sistema de producción submarino. Además para la operación desde la superficie al fondo marino, se requieren conexiones umbilicales desde la caja de empalme del templete hasta los módulos de control individuales y desde el templete hacia varios árboles satélites o múltiples de válvulas.

La Figura 4.11 muestra los componentes submarinos que integran el sistema de control electrohidráulico.

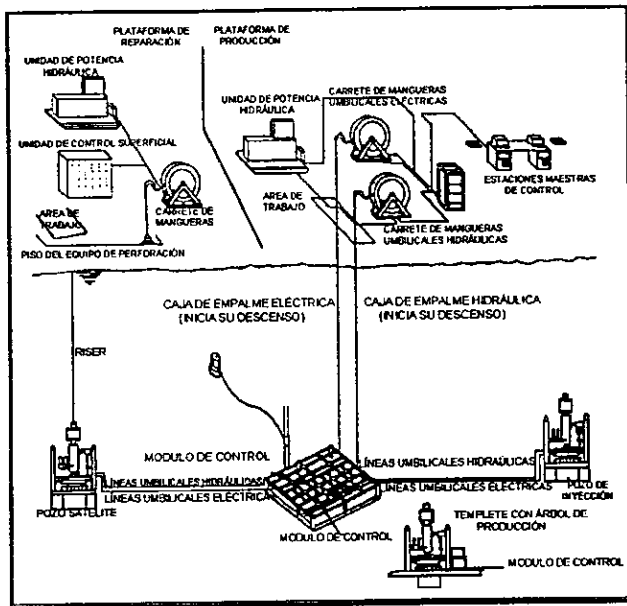


FIGURA 4.11 COMPONENTES DEL SISTEMA DE CONTROL ELECTROHIDRÁULICO

A) Equipo Superficial

Unidad de Potencia Hidráulica (HPU)

Como su núcleo, el sistema submarino tiene la unidad de potencia hidráulica, la cual suministra la baja o alta potencia hidráulica, según se requiera. Generalmente, la unidad es diseñada para proporcionar energía mediante el uso de un conjunto de cilindros acumuladores.

La unidad hidráulica se acciona mediante un par de suministros, ya sea por medio de aire o electricidad.

Todos los arreglos proveen dos servicios:

- 1.- Como un medio de respaldo si el suministro principal, aire o eléctrico es cortado.
- 2.- Como un medio de incremento del nivel de presión para el cabezal de la válvula de seguridad submarina.

Se suministran instalaciones de cierre total, las cuales permiten bajar la presión hidráulica, dando como resultado el accionamiento de las válvulas de seguridad y el cierre de los componentes submarinos. La unidad HPU es normalmente montada en un patín y viene como un paquete completo para su fácil instalación y reparación.

Carrete de líneas Umbilicales

Las líneas umbilicales electrohidráulicas son montadas en carretes superficiales, los cuales son manejados en forma neumática o hidráulicamente. Generalmente, la unidad esta montada en un patín con el carrete sostenido por chumaceras de pedestal y equipada con candados de tipo trinquete y un freno de fricción.

El carrete está localizado cerca del área de trabajo de la plataforma y puede ser manipulado utilizando el panel principal de control o por medio de controles dedicados exclusivamente para esta función. Asociados con esta unidad de carrete están las poleas de las líneas umbilicales, tensores y malacates auxiliares para las líneas guía de la caja de empalme.

Al hablar del sistema de control hidráulico este se pueda dividir en dos: Sistema abierto y sistema cerrado. Un sistema de control cerrado es un sistema en el cual el fluido de control gastado es agotado en forma submarina. Un sistema de control abierto es un sistema en el cual el fluido de control gastado es retornado a un deposito localizado en forma submarina o en la superficie y es subsecuentemente rebombeado.

Un sistema de control hidráulico directo cerrado utiliza una línea individual entre una válvula de control superficial y una función o grupo de funciones agrupadas. Este sistema puede proporcionar control individual sobre cada una de las funciones o grupos de funciones e inferir la realimentación sobre operaciones submarinas de presión arrancando la línea de control y en el suministro y retorno del fluido suministrador.

Un sistema hidráulico abierto utiliza una válvula de vaciado submarina. Este sistema mejora el tiempo de operación de la válvula para eliminar la necesidad del regreso del flujo del fluido de control a la instalación superficial y renovar el fluido de control con cada operación.

Unidad de Energía Eléctrica (EPU)

La energía suministrada al sistema submarino es normalmente de alto voltaje, para controlar las pérdidas y para mejorar la eficiencia. Cuando la unidad recibe energía, está entra a la unidad de energía eléctrica y es transformada.

Dentro del sistema submarino, la turbo maquinaria empleada, requiere de altos voltajes o alta energía hidráulica mientras que el sistema de control necesita solo baja energía. Además, la unidad de potencia eléctrica contiene transformadores y motores eléctricos los cuales suministran corriente directa o la convierten en energía hidráulica.

Líneas Umbilicales de la Superficie al Fondo Marino

Se requiere una línea umbilical desde la superficie hasta el fondo marino para suministrar la energía eléctrica e hidráulica, junto con las señales necesarias para el enlace de comunicación entre la computadora submarina y el templete, así como el equipo montado en el campo.

Estas líneas umbilicales pueden ser blindadas o no, dependiendo del método de distribución y de las necesidades de protección mecánica.

Si la distribución se realiza utilizando el diseño convencional tensionado, los requerimientos de blindaje son de naturaleza estricta. Sin embargo, la tendencia es hacia la distribución de líneas umbilicales en modo no tensionado utilizando una distribución en el fondo.

En este caso, se debe tener mucho cuidado para asegurar que el blindaje sea capaz de resistir la fatiga impuesta debido al movimiento y forma de las líneas umbilicales.

El enfoque actual es suministrar una capa lubricada entre el blindaje interior y exterior para resistir el desgaste y fricción cuando se encuentre en servicio. Los conductores y mangueras umbilicales son empacados, envueltos y colocados dentro de estas capas de blindaje. La envoltura de los conductores y mangueras en forma individual será de un material de tipo mylar.

4.2.4 PRINCIPIO DE OPERACIÓN DE UN SISTEMA DE CONTROL ELECTROHIDRÁULICO

Funciones de Control

1. La operación inicia presionando los botones en el panel del perforador. Este envía una señal eléctrica a la unidad central de control.
2. El multiplexor superficial examina las funciones de control para cerrar los interruptores y envía una señal al carrete de cable multiplexado.
3. En el carrete, la señal pasa a través de conductores y del cable multiplexado submarino hacia el multiplexor submarino.
4. El multiplexor submarino almacena la señal y la regresa a través del cable multiplexado a la unidad central de control.
5. En la unidad central de control el multiplexor superficial compara la señal.
6. Si la señal es idéntica, el multiplexor envía otra señal.
7. La señal viaja al multiplexor submarino y después al pod electrohidráulico.
8. Se energiza un solenoide en la caja de empalme electrohidráulica, enviando una señal hidráulica a una válvula piloto.
9. La válvula piloto se acciona, enviando fluido de control al preventor.

4.3 PODS DE CONTROL

Es la unión entre las líneas de control las cuales suministran energía hidráulica y/o eléctrica y señales desde las instalaciones superficiales y las instalaciones submarinas que serán controladas, es decir, distribuye la energía a cada componente para su operación.

El pod de control contiene el sistema que distribuye el flujo de fluido hidráulico a los diversos componentes del sistema de control. El pod tiene reguladores de presión y válvulas de paso de tres salidas.

Es una especie de terminal, la cual generalmente esta montada en una base de la cual puede ser removido para su mantenimiento y reparación. El pod de control contiene válvulas piloto que deben ser activadas por un fluido hidráulico, por energía eléctrica o por ambas. La energía es suministrada desde una unidad superficial. El pod de control puede también contener componentes eléctricos y electrónicos, los cuales son usados para el control, para las comunicaciones o para reunir datos.

Los componentes del pod de control deben ser protegidos de las condiciones del medio ambiente y del daño mecánico, el cual puede ocurrir durante la transportación, instalación y manejo. Un casco externo usualmente proporciona esta protección. Utilizándose acero inoxidable para evitar la corrosión en todos los bloques de válvulas, reguladores, tubos, conexiones y pernos, ha incrementado significativamente la vida del pod.

Como se ha mencionado el pod de control contiene el equipo que gobierna el flujo hidráulico el cual acciona los componentes del conjunto de preventores. Generalmente se instalan dos pods para controlar el sistema.

Cada pod consiste de tres secciones:

- Un muelle montado en un receptáculo hembra inferior el cual esta permanente instalado en el conjunto de preventores.
- Un receptáculo hembra superior instalado en el paquete inferior del riser submarino.
- Un armazón recuperable de tipo macho.

Los pods submarinos montados en el conjunto de preventores reciben la presión hidráulica de operación y las señales hidráulicas piloto. Cuando las señales piloto se reciben los pods dirigen la presión hidráulica de operación al conjunto de preventores y al paquete inferior del riser submarino (lower marine riser package, LMRP).

Los puertos en la porción inferior en la sección de la hembra superior transmiten el fluido hidráulico de operación al conjunto de preventores para accionarlos. Los puertos en la corona de la sección de la hembra superior transmite el fluido hidráulico de operación al paquete inferior del riser submarino.

El receptáculo hembra inferior permanece con el conjunto de preventores mientras que el receptáculo hembra superior y el armazón macho son recuperados, cuando el paquete inferior del riser submarino es recuperado o el armazón macho puede ser recuperado separadamente.

Para poder mantener la confiabilidad en el control de los preventores se instala un sistema de control secundario idéntico. Un segundo pod de control y un receptáculo es montado en el conjunto de preventores a 180 grados del otro pod de control y receptáculo. Este sistema secundario que aporta la confiabilidad contiene también un sistema de control hidráulico para caso de falla del sistema primario, por medio de una manguera secundaria, el fin es que en caso de falla del sistema primario, el secundario operará los preventores.

Las válvulas de paso, montadas en el operador de funciones del conjunto de preventores, proveen un medio por el cual la fuerza hidráulica puede ser enviada para hacer funcionar cada pod de control. Las válvulas de paso tienen dos entradas y una sola salida.

Cuando el conjunto de preventores emplea un sistema de control tipo hembra, los receptáculos hembra son montados en la parte superior de la cabeza del conjunto de preventores. Los pods de control machos se ajustan y se sellan en los receptáculos hembra y son corridos junto con el conjunto de preventores.

Los pods de control machos cierran en forma hidráulica y se sueltan en forma mecánica mediante una herramienta especial la cual se conecta con la línea de acero corrida desde la superficie. Este cable contiene unas abrazaderas con las que se mantiene fijo al sistema de mangueras.

4.3.1 CONEXIONES DEL POD DE CONTROL

Conexión pod de control al árbol, múltiple o base del riser

Estas conexiones son generalmente hechas para que el pod de control pueda ser recuperado para mantenimiento. Las fuerzas de bifurcación, entre el pod y la placa de la base ejercida por la presión hidráulica del fluido, serán analizadas para determinar si el pod debe ser conectado abajo durante la operación. Si el pod es conectado abajo, dos métodos de liberación serán considerados, por ejemplo, el hidráulico y el mecánico.

Conexión pods de control a las líneas de control

Las líneas de control deben ser conectadas directamente al pod de control o deben ser conectadas a componentes intermedios. La compostura de la conexión de la línea de control debe ser hecha en la superficie o en forma submarina usando buzos asistentes a métodos que no utilizan buzos.

Los componentes o los circuitos del control que están aislados de lo producido o de los fluidos inyectados por un sello individual tendrán el mismo rango de presión así como el árbol.

4.3.2 PROTECCIÓN DE LAS CONEXIONES

Cuando las líneas de control no son instaladas o si el pod de control es removido, se deberán tomar en cuenta consideraciones para la protección de las conexiones hidráulicas y eléctricas del daño físico y de la agrupación de material extraño o de vida marina.

4.3.3 GUÍAS DEL POD

Las herramientas usadas para instalar o recuperar el pod de control deben ser diseñadas para proporcionar la dirección y la orientación conveniente. Las estructuras guía deberán tener un tamaño tal que permita soportar las fuerzas de contacto verticales y horizontales esperadas y deberán ser diseñadas para aceptar equipo completo.

4.3.4 OPERACIÓN DE LOS PODS DE CONTROL

El remplazo del pod de control usando una herramienta instaladora en el paquete de trabajo requiere dos viajes, uno para remover el equipo dañado y otro para instalar el equipo que lo remplazará.

El remplazo del pod de control toma únicamente de 30 minutos a una hora, más el viaje al lugar de trabajo y el tiempo en la cubierta para examinar el pod viejo antes de instalar el pod nuevo. Una operación de remplazo típica es a grandes rasgos la siguiente.

1. El ROV (Vehículo Operado Remotamente) transporta la herramienta instaladora al sitio de trabajo y lo conecta en los postes guía.
2. La herramienta cierra el pod.
3. La herramienta afloja la abrazadera del pod, levanta el pod del cabo y libera los pesos de cambio.
4. El ROV desconecta y retorna a la superficie con el pod dañado.
5. El ROV es desacoplado del paquete de la herramienta instaladora y realiza una inspección y limpieza (operación).
6. El pod nuevo se arma con la herramienta instaladora.
7. El ROV se acopla a la herramienta instaladora y se realizan las pruebas de funcionamiento final. El ROV se baja a la profundidad de interés y se conecta.
8. La herramienta instaladora instala el nuevo pod. Los sellos conectores hidráulicos son probados remotamente desde las instalaciones de operación.

-
-
9. Los pesos de cambio son recuperados, restaurando el peso y el asiento.
 10. El ROV se desconecta y retorna a la superficie.

El sistema de herramientas de remplazo pod de control consiste de 4 componentes principales:

1. El pod de control y la línea submarina.
2. La herramienta instaladora de remplazo del pod.
3. La interfase con patín.
4. Un Vehículo Operado Remotamente.

4.4 ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS SISTEMAS DE CONTROL

Los parámetros a evaluar para poder realizar la comparación entre los sistemas de control, depende de sus características y de sus aplicaciones, los cuales son:

- Distancia del panel de control al actuador
- Número de unidades a controlar
- Confiabilidad del sistema
- Evaluación Económica.
- Componentes principales de los sistemas.

4.4.1 DISTANCIA ENTRE EMISOR Y RECEPTOR

Aunque es costumbre clasificar a los sistemas empleados en la explotación de yacimientos en aguas profundas, en función de la longitud del tirante de agua, en los sistemas de control esta no será la única distancia a considerar, ya que no sólo la distancia vertical estará involucrada en la buena o mala respuesta del sistema de control, sino también el desplazamiento horizontal.

Por ejemplo, si tenemos en perforación un pozo en un tirante de agua de 200 m, con su conjunto de preventores en el fondo marino, pero a su vez, con el mismo sistema de control de pozos se esta manejando el árbol de válvulas de un pozo en producción colocado a una distancia de 700 m, la longitud de diseño será 900 m y en función de esta última se hará la selección.

Para poder realizar la comparación de los sistemas de control de pozos, se ha considerado evaluar el tiempo de respuesta de una sola aplicación y si esta es en menos de cinco minutos se considera aceptables, mayor tiempo ya no será aplicable.

El sistema hidráulico directo, tendrá un tiempo de respuesta de cinco minutos o menos en aplicaciones de hasta 300 m. En estos sistemas el tiempo de respuesta se incrementa en forma exponencial conforme se incrementa la longitud.

Para ampliar el rango de aplicación, se han incluido válvulas piloto accionadas por un acumulador instalado en el equipo submarino. De esta forma, se incrementa la velocidad de respuesta y se amplía el rango de aplicación, lo que hace al sistema hidráulico con válvulas piloto aceptable hasta una distancia de 600 m.

El empleo de válvulas secuenciales, también accionadas con acumuladores submarinos, permiten incrementar la velocidad de operación. El sistema hidráulico secuencial tiene un rango de aplicación de hasta 1,000 m en donde se obtendrá respuesta en menos de cinco minutos para operar el dispositivo accionado.

Los sistema electrohidráulicos, los cuales incluyen comunicación eléctrica en el accionar de los dispositivos a control remoto, incrementa notablemente la velocidad de respuesta de los dispositivos. El rango de aplicación de estos sistemas es de hasta 2,000 m.

Finalmente, los sistemas de control electrohidráulicos multiplexados son los más complejos y a su vez los de mayor alcance, teniéndose reportes de su aplicación de hasta 3,000 m con lo que se consideró este su alcance de acción. En realidad, la aplicación de este sistema de control es en distancias aún mayores.

La Figura 4.12 muestra una gráfica de comparación de los sistemas de control en base a la distancia.

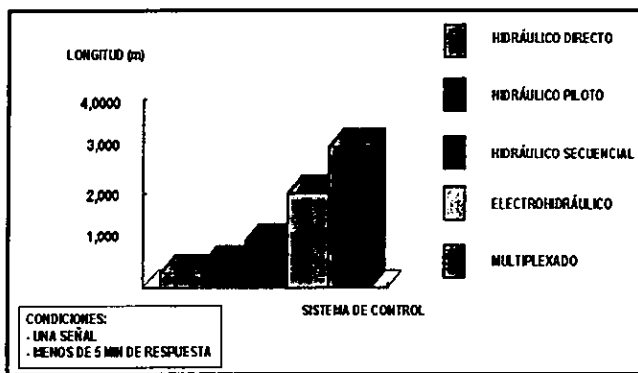


FIGURA 4.12 APLICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE CONTROL DE POZOS EN FUNCIÓN A LA DISTANCIA

4.4.2 NÚMERO DE APLICACIONES DEL SISTEMA

Un aspecto fundamental en la selección del sistema de control de pozos es el número de aplicaciones en los que se va usar, esto determinará la efectividad del sistema.

Con el fin de poder establecer una comparación más representativa, considerese un número de diez componentes a operar (preventores, válvulas, controladores de presión, estranguladores, pod de control, etc.).

Debido a que los fabricantes y proveedores de equipos, han planteado el número de aplicaciones en forma muy optimista y siendo que en la realidad los resultados se muestran de un 80 al 90 % menos efectivos, se han tomado como estándar los reportes en publicaciones y artículos técnicos de compañías y empresas que han utilizado estos sistemas.

Se encontró que en los sistemas hidráulicos (directo, piloto y secuencial) el número de pozos máximo confiable es diez. Los sistemas Electrohidráulicos presentan una confiabilidad aceptable hasta veinticinco pozos. El sistema multiplexado ha sido aplicado en forma óptima y exitosa en conjuntos de alrededor de treinta pozos. La Figura 4.13 muestra una gráfica de comparación de los sistemas de control en base al número de unidades a controlar.

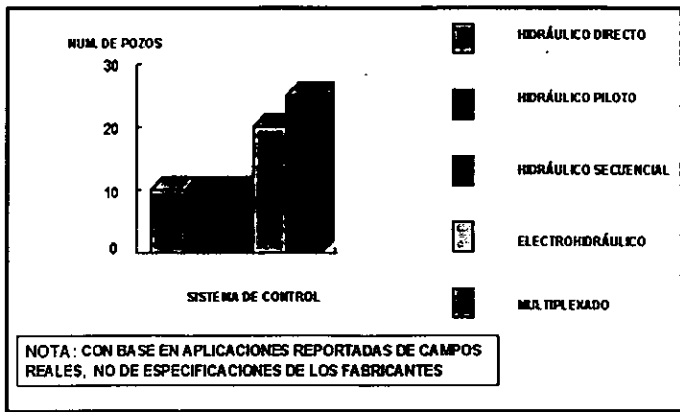


FIGURA 4.13 APLICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE CONTROL EN FUNCIÓN AL NÚMERO DE POZOS

4.4.3 CONFIABILIDAD DEL SISTEMA

El empleo de un sistema de este tipo depende en gran medida de qué tanta confianza de operación tendrá, Figura 4.14.

En general se puede decir que cuando el sistema es seleccionado en forma adecuada en función a la distancia o tirante de agua, al tiempo de respuesta esperado y al menor costo, la confiabilidad del sistema depende únicamente del número de aplicaciones en que se utilice (o número de pozos).

Los sistemas hidráulicos presentan una confianza de operación arriba del 80%, cuando se utilizan de cinco a diez pozos. La confiabilidad para menos de cinco pozos es de casi del 100 %.

Para el caso del sistema electrohidráulico, se puede decir que cuando se aplica a esquemas de hasta veinticinco pozos, la confiabilidad se mantiene en un 85 %, aproximadamente.

Finalmente, para el sistema electrohidráulico multiplexado, la confiabilidad se encuentra en el orden del 85 %, en aplicaciones de hasta treinta pozos.

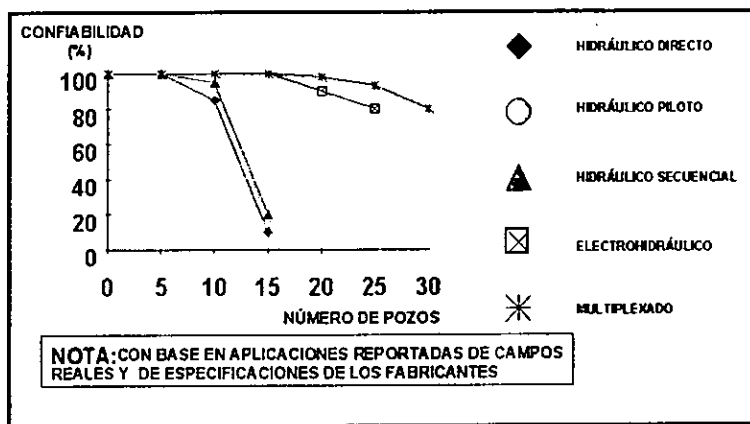


FIGURA 4.14 GRADO DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA EN FUNCIÓN DEL NÚMERO DE POZOS

4.4.4 EVALUACIÓN ECONÓMICA

Desafortunadamente no existe un reporte de costos de los sistemas de control en publicaciones o bases de información, como los hay para otro tipo de servicios. Esto es debido a que los sistemas de control de pozos se diseñan específicamente para cada situación en particular.

Se ha localizado el precio de sistemas utilizados en ciertas aplicaciones. Sin embargo, estos precios se reportan en forma muy particular, los cuales para ser utilizados en otros casos, por muy similares que sean requieren estandarizarse en forma independiente.

Por esta razón no existe una clasificación o un promedio del precio de sistemas de control. Es por esto que se ha intentado realizar un análisis cualitativo del costo de estos sistemas como medida comparativa.

Generalmente, el precio del sistema se incrementa en función de la complejidad del mismo. En base a una aplicación de hasta cinco pozos, lo que asegura la confiabilidad de sistema de menor grado (en este caso el hidráulico directo), y asignando un precio unitario se tiene el siguiente comportamiento:

Sistema:	Unidades de Precio
Hidráulico Directo	1 X
Hidráulico Piloto	1.5 X
Hidráulico Secuencial	1.8 X
Electrohidráulico	3 X
Multiplexado	10 X

La Figura 4.15 muestra una gráfica de comparación de los sistemas de control en base a la economía.

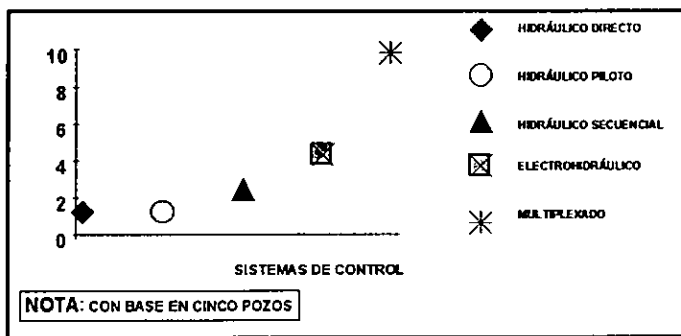


FIGURA 4.15 EVALUACIÓN CUALITATIVA DE COSTOS DE LOS SISTEMAS DE CONTROL DE POZOS

4.5 COMPARACIÓN ENTRE LOS SISTEMAS

Debido al gran número de variables y al alto grado de la preferencia del operador en la selección de los sistemas de control, únicamente es posible realizar una comparación relativa de los sistemas.

Lo común a cada uno de los sistemas son los requeridos para proporcionar alta presión del fluido hidráulico a las funciones controladas submarinamente. Esto es llevado a cabo por una unidad de energía hidráulica que están generalmente localizadas en la superficie, pero que también se encuentran localizadas submarinamente.

CARACTERÍSTICAS DE LOS DIFERENTES TIPOS DE CONTROL								
Sistema	Complejidad	% de Respuesta		Control directo de las funciones submarinas	Distancia de Lecturas	UMBRECALES		
		Lento	Rápido			Tipo	Tamaño	Longitud
Hidráulico Directo	Baja	Lento	Rápido	SI	separados u cercanos	Hidráulico	Grande	Pequeño
Hidráulico Operado por Botón	Intermedias	Lento	Rápido	SI	separados u cercanos	Hidráulico	Intermedias	Mediana
Hidráulico Secundario por Botón	Mediana	Lento	Rápido	SI	separados u cercanos	Hidráulico	Pequeño	Mediana
Electro-hidráulico directo	Mediana	Muy Rápido	Rápido	SI	separados u cercanos	Hidráulico o Eléctrico Compuesto	Mediana	Grande
Electro-hidráulico Multiplexado	Alta	Muy Rápido	Rápido	SI	Integrado	Hidráulico o Eléctrico Compuesto	Pequeño	Grande

En los sistemas de control las distancias a considerar, son los tirantes y la distancia horizontal, ya que no solo la distancia vertical estará involucrada en la buena o mala respuesta del sistema de control, sino también el desplazamiento horizontal.

Por ejemplo, si tenemos en perforación un pozo en un tirante de 200 m de agua, con su conjunto de preventores en el fondo marino, pero a su vez, con el mismo sistema de control de pozos se está manejando el árbol de válvulas de un pozo en producción colocado a una distancia de 700 m, la longitud de diseño será 900 m y en función de esta última se hará la selección.

Para poder realizar la comparación de los sistemas de control de pozos, se ha considerado evaluar en tiempo de respuesta de una sola aplicación y si esta es en menos de cinco minutos se considera aceptable, mayor tiempo será aplicable.

El sistema hidráulico directo tendrá un tiempo de respuesta de cinco minutos o menos en aplicaciones de hasta 300 m, en estos sistemas el tiempo de respuestas se incrementa conforme se incrementa la longitud.

Para ampliar el rango de aplicación, se han incluido válvulas piloto accionadas por un acumulador instalados en el equipo submarino, de esta forma se incrementa la velocidad de respuesta y se amplía el rango de aplicación, lo que hace el sistema hidráulico con válvulas piloto aceptable hasta una distancia de 600 m.

El empleo de válvulas secuenciales, también accionadas con acumuladores submarino, permiten incrementar la velocidad de operación. El sistema hidráulico secuencial tiene un rango de aplicación de hasta 1,000 m de donde se obtendrá respuesta en menos de cinco minutos para operar el dispositivo (válvula , separador, etc.).

Los sistemas electrohidráulicos, los cuales incluyen comunicación eléctrica, el accionar de los dispositivos a control remoto, incrementa notablemente la velocidad de respuesta de los dispositivos, el rango de aplicación de estos sistemas es de hasta 2,000 m.

Finalmente siendo los sistemas más complejos, los multiplexados, son a su vez los de mayor alcance, teniéndose reporte de su empleo de hasta 3,000 m con lo que se considero este su alcance de acción.

Se encontró que en los sistemas hidráulicos (directo, piloto y secuencial) el número de pozos máximo confiable es de diez. Los sistemas electrohidráulicos presentan una confiabilidad aceptable hasta veinticinco o menos pozos. El sistema multiplexado ha sido aplicado en forma óptima y exitosa en conjuntos de treinta pozos.

El segundo aspecto en el que influye el número de funciones a controlar por el sistema de control es el de costos.

Este debe ser el último aspecto que debe ser tomado en cuenta para la selección de un sistema de control y debe hacerse por medio de un análisis de rentabilidad muy detallado aplicado a cada uno de los sistemas de control candidatos para la selección. Los fundamentos para llegar a este tipo de análisis son los siguientes:

- 1) En cuanto la capacidad de velocidad de respuesta sea mayor, es más complejo el sistema de control y por lo tanto cuanto más complejo sea el sistema de control será más costoso.
- 2) En cuanto más lejano se encuentre nuestro punto receptor del emisor, se incrementa las líneas umbilicales.
- 3) En cuanto sea mayor el número de funciones a controlar, existirá mayor número de líneas umbilicales, en consecuencia también se incrementará el costo.

y el control de las funciones marina normalmente no es posible con los carretes en movimiento.

Para el caso de los sistemas electrohidráulico multiplexado se puede decir que emplean umbilicales eléctricos en lugar de los umbilicales hidráulicos piloto como resultado de que las estaciones de los carretes pueden ser más pequeños para una capacidad similar de profundidad de agua.

Adicionalmente los carretes están equipados con anillos eléctricos los cuales permiten controlar las funciones submarinas mientras los carretes están en movimiento durante un descontrol.

- 3. Unidad Central de Control.** Esta unidad es única para el sistema electrohidráulico multiplexado y no en el sistema hidráulico convencional. Además la apariencia física y el funcionamiento de esta unidad es muy diferente entre las tres generaciones de los sistemas electrohidráulicos multiplexados.

La unidad funciona como el centro de control operacional primario para los sistemas de control. La Unidad Central de Control es el nervio central electrónico de la primera generación de los sistemas y virtualmente todos los elementos electrónicos en superficie están localizados dentro de esta unidad.

- 4. Caja de unión Multiplexada.** La caja de unión multiplexada submarina de la primera generación de los sistemas electrohidráulico multiplexado contenía la electrónica digital para recibir y decodificar comandos desde la superficie, así como también, la electrónica para la transmisión de datos electrohidráulicos multiplexados a la superficie sobre los umbilicales eléctricos. Además de la electrónica, la caja de unión multiplexada funciona como un accesorio para la terminación del umbilical eléctrico de la superficie. Esta caja contiene un transformador lleno de aceite, el cual reduce el voltaje alto de la energía del umbilical a voltajes de operación más bajos para la electrónica submarina y para los equipos eléctricos asociados. La caja de unión multiplexada estaba montada en el riser marino de fondo y empleaban varios cables eléctricos para sujetarse a un modulo adyacente llamado el pod de control electrohidráulico.
- 5. El pod de control electrohidráulico.** El pod de control hidráulico de la primera generación estuvo montado en el riser marino inferior y contenía válvulas piloto solenoidales y transductores de lecturas de presión hacia atrás para el sistema. Un nuevo tipo de válvulas solenoidales de sello de corte se desarrolló para los sistemas electrohidráulicos multiplexados los cuales también han sido usadas en cada una de las generaciones subsecuentes de los sistemas de control debido a sus excelentes características de desempeño.

La válvula de sello es tolerante al fluido contaminante y la asociación con la válvula solenoide submarina es altamente eficiente. El solenoide desarrolla aproximadamente

Por ejemplo la distancia total para poder seleccionar un sistema de control de un pozo en perforación ubicado en un tirante de agua de 300 m con su conjunto de preventores en el fondo marino, pero que también se desea controlar con el mismo sistema el árbol de válvulas de un pozo en producción ubicado a 500 m será de 800 m, esta distancia es llamada la longitud de diseño y en función de ésta se hará la selección del sistema de control, en cuanto se refiere a la distancia .

A continuación se muestra un rango de velocidad de respuesta óptimo para los 5 sistemas de control mencionados .

- a) Hidráulico directo : este sistema tendrá un tiempo de respuesta de 5 minutos o menos en un rango de 300 m, es decir la longitud de diseño es de 300 m.
- b) Hidráulico piloteado: este sistema funcionará óptimamente en un rango de 600 m.
- c) Hidráulico secuencial: Este sistema podrá tener como máximo una longitud de diseño de 1,000 m para que funcione eficientemente.
- d) Electrohídrico: Ya que incluyen comunicación eléctrica en el accionar de los dispositivos incrementa la velocidad de respuesta obteniendo un rango en la longitud de diseño de 2,000 m.
- e) Electrohidráulico multiplexado: estos sistemas son los más complejos y a su vez son los de mayor alcance y se obtuvo como rango una distancia de diseño de hasta 3,000 m o un poco más.

Como una última observación en la evaluación de este parámetro es que el tiempo de respuesta se incrementa de manera exponencial a medida o conforme se incrementa la longitud.

El siguiente parámetro que debe tomarse en cuenta es el número de funciones a controlar en el sistema submarino, ya que este parámetro influye directamente en los siguientes aspectos.

- 1) Tipo de sistema de control.
- 2) Costos.

En el caso del primero dependiendo del número de funciones a controlar en un equipo submarino hay sistemas de control que pueden o no funcionar eficientemente con este determinado número de funciones. A continuación mencionaremos el rango de cada uno de los 5 sistemas de control para el número de funciones a controlar.

- a) Hidráulico directo: se encontró que en este sistema el número de pozos máximo confiable es de 10 o menos.
- b) Hidráulico piloteado: se encontró que en este sistema el número de pozos máximo confiable es de 10 o menos.
- c) Hidráulico secuencial: Se encontró que en este sistema el número de pozos máximo confiable es de 10 o menos.
- d) Electrohidráulico: Estos sistemas presentan una confiabilidad aceptable para 25 o menos pozos.

-
-
- e) Electrohidráulico multiplexado: este sistema ha sido aplicado en una forma óptima y exitosa en conjuntos de 30 pozos.

El segundo aspecto en el que influye el número de funciones a controlar por el sistema de control es el de los costos.

Este debe ser el último aspecto que debe ser tomado en cuenta para la selección de un sistema de control, y debe hacerse por medio de un análisis de rentabilidad muy detallado aplicado a cada uno de los sistemas de control candidatos para la selección. Los fundamentos para llegar a este tipo de análisis son los siguientes:

- 1) Si la capacidad de velocidad de respuesta se requiere que sea mayor, será más complejo el sistema de control a utilizar y por lo tanto será más costoso.
- 2) En cuanto muy lejano, se encuentre nuestro punto receptor del emisor, se incrementa el costo de las líneas umbilicales .
- 3) Mientras mayor sea el número de funciones a controlar, mayor será el número de líneas umbilicales requeridas, en consecuencia también se incrementa el costo.

Como conclusión para una metodología se puede apoyar en el orden de los siguientes puntos.

- 1) Calcular la longitud de diseño y en base a esta seleccionar el sistema de control adecuado para una velocidad de respuesta eficiente.
- 2) Ver cual es número de variables que desea controlar (5 pozos, 10 pozos, etc.) para seleccionar el sistema de control confiable para este caso.
- 3) Hacer un análisis de rentabilidad muy detallado de cada uno de los sistemas de control que hayan cumplido con los puntos anteriores, para así determinar en cuanto a costos el sistema de control más óptimo para cumplir con lo cometido.

CAPÍTULO 5

ARREGLOS DE POZOS

5.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se presentan los diferentes tipos de arreglos de pozos para explotar un campo en aguas profundas, considerando la configuración y múltiples de pozos, los cuales muestran las tendencias actuales de los sistemas de explotación.

Los sistemas submarinos de producción pueden presentar una gran variedad de arreglos, dependiendo de las características del campo a explotar. En términos generales, los sistemas submarinos de producción están clasificados de acuerdo al tipo de desarrollo, en sistemas de pozos satélite o individuales y sistemas de conjuntos de pozos.

Los primeros utilizan terminaciones submarinas completamente independientes una de otra, para cada pozo y envían la producción hacia la superficie ya sea por línea de flujo individual o por medio de un cabezal de recolección submarino, el cual recibe la producción de varios pozos. Por otro lado, los sistemas de conjuntos de pozos son aquellos que consideran la producción de un campo submarino mediante el uso de plantillas, donde se incluyen los equipos de terminación, recolección y control y desde las cuales se perforan los pozos.

Estas plantillas actúan como la base para dirigir la perforación de los pozos y posteriormente como soporte de los árboles de válvulas correspondientes. Las plantillas están diseñadas con un número determinado de guías (Slots), de las cuales cada una cuenta con la capacidad de ser acoplada a los equipos de terminación necesarios.

El arreglo de pozos es la configuración de los cabezales y árboles submarinos en conjunto, que se utilizan para el desarrollo de un campo submarino. El tipo de arreglo a utilizar se puede seleccionar en función de las características que tenga el campo a explotar, es decir, de acuerdo a la estrategia y esquema de explotación seleccionada.

De acuerdo con lo anterior, se tienen las siguientes opciones de desarrollo de campos submarinos:

- Pozos Satélite Individuales.
- Terminaciones en Cadena de Margarita (Daisy Chain).
- Plantillas de Perforación y Producción Unitizadas o Modulares.
- Desarrollos de Pozos y Múltiples en Grupo (Clusters).
- Plantillas y Múltiples de Varios Pozos Integrados.

5.2 POZOS SATÉLITES INDIVIDUALES

Las terminaciones de pozos satélites individuales usualmente requieren la menor cantidad de inversión de capital y riesgo y son utilizadas para desarrollos de campos marginales, además resulta poco factible la instalación de sistemas locales de procesamiento.

Este tipo de terminaciones utilizan líneas de flujo, líneas de prueba y umbilicales interconectados en los diversos pozos del arreglo, en una configuración de líneas individuales (configuración en paralelo).

El control de la operación de estos pozos se realiza desde las instalaciones superficiales más cercanas, mediante cables umbilicales.

Frecuentemente se requiere un sistema de pozos satélite, debido al tamaño o configuración del yacimiento, o bien, por la existencia de varias acumulaciones de hidrocarburos, para lo cual cada pozo cuenta con líneas e interconexiones individuales hacia la instalación de proceso (generalmente de prueba, sistemas artificiales de producción y control), o bien, convergen a un múltiple de recolección submarino o una plantilla de pozos en producción.

La configuración típica de los sistemas submarinos a base de pozos satélite, consta de un conjunto de pozos con terminaciones independientes unos de otros. La producción de cada pozo puede ser enviada mediante líneas de flujo hacia cabezales de recolección que pueden estar ubicados en la superficie o en lecho marino.

Los cabezales de recolección son sistemas que consisten de arreglos de tuberías y válvulas, de tal manera que eliminan la necesidad de duplicar líneas de transporte y control, desde los pozos satélite hasta el sitio de procesamiento.

Para el caso donde sólo existan pozos satélite, el cabezal estará instalado y protegido por una estructura de soporte individual.

La siguiente lista contiene desarrollos submarinos en aguas profundas que utilizan un esquema de terminación de pozo satélite individual.

TABLA 5.1 ESQUEMA DE TERMINACIÓN DE POZOS SATÉLITE INDIVIDUALES

PROYECTO	OPERADOR	UBICACIÓN	TIRANTE DE AGUA, METROS	FABRICANTE DEL ÁRBOL
GB 224	SANTA FE	GB 224	227	FMC
SHASTA/MUSTIQUE	TEXACO	GC 136	304	ABB VETCO
SEATTLE SLEW	TATHAM	EB 915	335	ABB VETCO
TAHOE	SHELL	VK 783	457	ABB VETCO
ROCKY	SHELL	GC 110	533	CAMERON

La Figura 5.1 ilustra la configuración de la terminación del pozo VK 783 del Proyecto Tahoe de la Compañía Shell a 457 m de tirante de agua en el Golfo de México, la cual tiene dos líneas de flujo de 4" hacia la plataforma, con un sistema de control electrohidráulico.

En el Capítulo 6 se presentan diversos proyectos con terminación de pozos individuales, en los que se abunda en la información técnica referente, tanto al tipo de terminación, como al esquema de explotación utilizado.

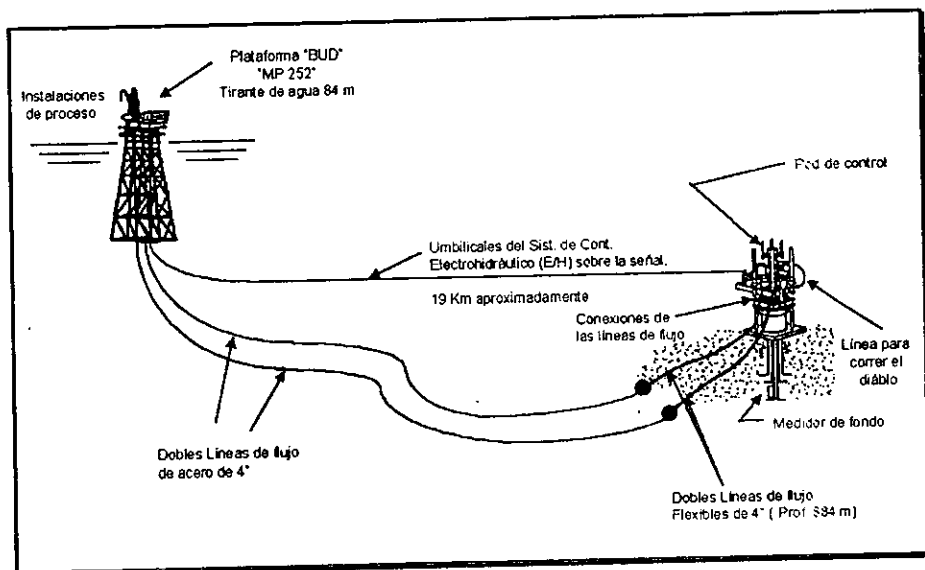


FIGURA 5.1 TERMINACIÓN DE POZOS SATELITE INDIVIDUALES SHELL TAHOE

5.3 TERMINACIONES EN CADENA DE MARGARITA (DAISY CHAIN)

Las terminaciones en cadena de margarita es la siguiente generación de terminaciones satélite y permiten mayor flexibilidad para yacimientos en expansión y son ideales para desarrollos de campos marginales. La siguiente lista contiene desarrollos submarinos en aguas profundas que utilizan un esquema de terminación en cadena de margarita.

TABLA 5.2 ESQUEMA DE TERMINACIÓN DE POZOS EN CADENA DE MARGARITA (DAISY CHAIN)

PROYECTO	OPERADOR	UBICACIÓN	TIRANTE DE AGUA, METROS	FABRICANTE DEL ÁRBOL
ZAFIRO	MOBIL	Guinea Ecuatorial	152-335	FMC
TAHOE II	SHELL	VK Golfo de México	366-457	FMC
MARS (Satélites)	SHELL	MC 807	893	ABB VETCO

Las terminaciones de pozos en cadena de margarita, a diferencia de las terminaciones de pozos satélite, utilizan menos umbilicales y líneas de prueba, ya que algunas de ellas se interconectan entre los diversos pozos del arreglo, en una configuración de líneas en serie, a fin de optimizarlas.

La Figura 5.2 ilustra la configuración de la terminación del pozo MC 807 en cadena de margarita con líneas de flujo de 4 1/16" hacia una plataforma de terminación y producción de patas tencionadas con una base guía de terminación del Proyecto Mars de la compañía Shell a 893 m de tirante de agua en el Golfo de México.

En el Capítulo 6 se presentan diversos proyectos con terminaciones en cadena de margarita, en los que se abunda en la información técnica referente, tanto al tipo de terminación, como al esquema de explotación utilizado.

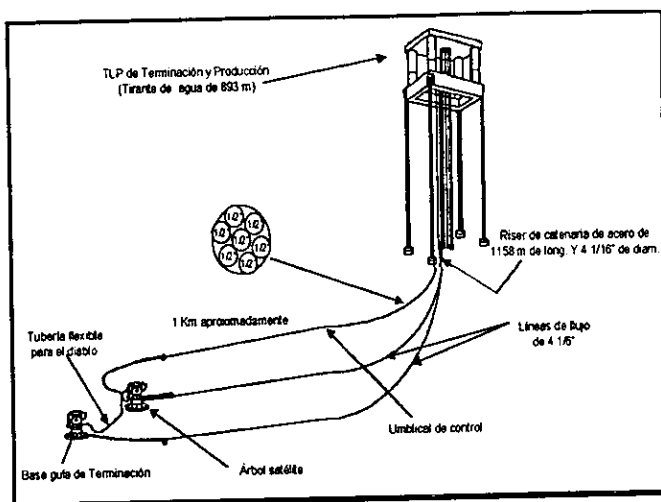


FIGURA 5.2 TERMINACIONES EN CADENA DE MARGARITA (DAISY CHAIN) PROYECTO SHELL MARS

5.4 PLANTILLAS DE PERFORACIÓN Y PRODUCCIÓN UNITIZADAS O MODULARES

Las plantillas presentan algunas ventajas, tales como compatibilidad, estandarización y unificación entre los elementos del sistema de pozos. En la mayoría de los casos, minimizan el tamaño, peso y costo del sistema.

El soporte de las plantillas con el que cuentan estas, es en la mayoría de los casos de material tubular, lo que permite contar con efectos de flotación durante su instalación. Así mismo, este material y su configuración proporcionan una protección a los componentes del sistema contra cualquier daño durante la instalación y operación. Este soporte está diseñado para incluir arreglos como son, los postes guía para el posicionamiento del conjunto de preventores, tubería, conectores, válvulas y dispositivos de instrumentación y control.

En las plantillas submarinas existen 2 tipos de técnicas de diseño: las unitizadas y las modulares.

En el método unitizado, la plantilla es fabricada e instalada como una unidad individual, que contiene todos los equipos necesarios.

En el método modular permite flexibilidad y minimiza la inversión de capital inicial. Cada guía de perforación está fabricada e instalada de manera individual para interconectarse

con las otras líneas. Este método se utiliza para el desarrollo de aquellos campos donde las características del yacimiento no están bien claras, pero se sabe que el volumen de reservas es tal, que para su explotación se requiere de un número considerable de pozos (más de 10). Este tipo de sistemas permiten perforar y terminar un número inicial de pozos y de acuerdo a los resultados obtenidos durante su explotación, se pueden perforar más pozos, dentro de la misma estructura de soporte.

A éste tipo de plantillas unitizadas o modulares, se adiciona un múltiple de producción, el cual contiene todo el equipo para los árboles submarinos y todas las conexiones para las líneas de flujo.

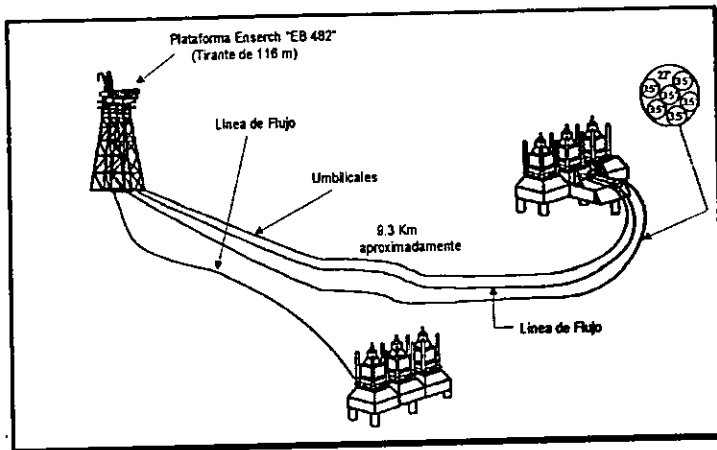
La siguiente lista contiene desarrollos submarinos en aguas profundas que utilizan una plantilla de perforación y producción unitizada o modular en el esquema de terminación.

TABLA 5.3 DESARROLLOS SUBMARINOS CON PLANTILLAS DE PERFORACIÓN/PRODUCCIÓN UNITIZADAS O MODULARES

PROYECTO	OPERADOR	UBICACIÓN	TIRANTE DE AGUA, METROS	FABRICANTE DEL ÁRBOL
MC 441	ENSERCH	MC 441	463	CAMERON
GB 387	ENSERCH	GB 388	670	CAMERON

La Figura 5.3 ilustra la configuración de la terminación de dos plantillas satélite submarinas de perforación y producción unitizadas o modulares MC 441 con tres pozos cada una y con líneas de flujo conectadas a 9.3 Km de la plataforma Enserch "EB 482" de la compañía Enserch a 463 m de tirante de agua en el Golfo de México.

En el Capítulo 6 se presentan diversos proyectos con plantillas de perforación unitizadas o modulares, en los que se abunda en la información técnica referente, tanto al tipo de terminación, como al esquema de explotación utilizado.



**FIGURA 5.3 PLANTILLAS DE PERFORACIÓN Y PRODUCCIÓN
UNITIZADAS PROYECTO ENSERCH MC 441**

5.5 DESARROLLOS DE POZOS Y MÚLTIPLES EN GRUPOS (CLUSTERS)

El concepto de cluster tiene pozos satélite submarinos discretos muy próximos a un múltiple común, conectados al múltiple con líneas de flujo y jumpers de control.

Los sistemas de múltiples estilo cluster ofrecen una gran flexibilidad para el desarrollo de campos, permiten acelerar la terminación de pozos y también permiten el registro y perforación de pozos en desarrollo.

Estos sistemas utilizan procedimientos y equipos de terminación submarina convencional, además de que permite reducir los riesgos que se producen por las operaciones de perforación o terminación de pozos y los riesgos por consecuencia de problemas de flujo en aguas someras.

La siguiente lista contiene desarrollos submarinos en aguas profundas que contienen múltiples y/o plantillas en grupo (clusters) y hace referencia a los grupos de diseño y de fabricación del sistema.

TABLA 5.4 DESARROLLOS SUBMARINOS DE POZOS Y MÚLTIPLES DE PRODUCCIÓN EN GRUPOS (CLUSTERS)

PROYECTO	OPERADOR	UBICACIÓN	TIRANTE DE AGUA, METROS	GRUPO DE DISEÑO	FABRICANTE
SEASTAR	PHILLIPS	GB 70/71	232	Aker Omega	Omega Services
VIGDIS	SAGA	Noruega	305	Seanor	ABB Offshore Technology
LIUHUA	AMOCO	Mar del Sur de China	335	OIE	OIE
NORNE	STATOIL	Noruega	381	Kongsberg	Kongsberg
FOINHAVEN	BP	Noruega	560	Cameron	Babcock OGL
POPEYE SHELL	SHELL	GC 116	701	ABB Vetco	ABB Vetco
TROIKA	BP	GC 244	823	Aker Omega	Cameron
ALBACORA	PETROBRÁS	Brasil	1,000	Varios	Varios
KINGSPEAK	AMOCO	VK 177	1,280-2,377	Aker Omega	TBA

La Figura 5.4 ilustra la configuración del campo Popeye con un desarrollo de pozos y/o múltiples en grupos (clusters) por la compañía Shell a 701 m de tirante de agua en el Mar del Norte, este cuenta con un arreglo de pozos y una estructura umbilical, interconectados en una configuración de líneas en serie a un múltiple de recolección produciendo con líneas de flujo a una plataforma fija que se encuentra a 91 m de tirante de agua.

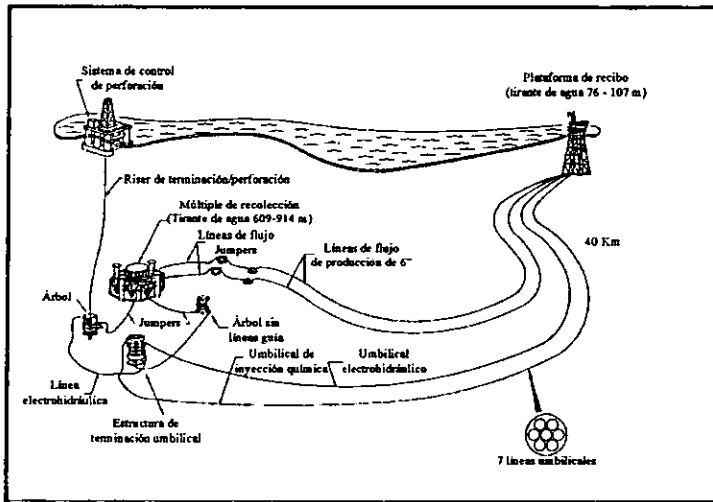


FIGURA 5.4 DESARROLLOS DE POZOS Y MÚLTIPLES EN GRUPOS (CLUSTERS) PROYECTO POPEYE SHELL

5.6 PLANTILLAS Y MÚLTIPLES DE VARIOS POZOS INTEGRADOS

Las plantillas y múltiples de varios pozos integrados se utilizan típicamente donde el potencial de producción de los pozos es alto y se prefiere un sitio común de perforación.

La siguiente lista contiene desarrollos submarinos en aguas profundas que utilizan plantillas y múltiples submarinos integrados y hace referencia a los grupos de diseño y de fabricación del sistema.

TABLA 5.5 DESARROLLOS SUBMARINOS CON PLANTILLAS Y MÚLTIPLES DE PRODUCCIÓN DE VARIOS POZOS INTEGRADOS

PROYECTO	OPERADOR	UBICACIÓN	TIRANTE DE AGUA, METROS	GRUPO DE DISEÑO	FABRICANTE
SNORRE	Saga	Noruega	335	K-Rosengerg	K-Rosengerg
TOGI	Norsk Hydro	Noruega	335	K-Rosengerg	K-Rosengerg
ZINC	Exxon	MC 335	445	Brn & Root	Brn & Root
POMPANO	BP	MC 28	567	Brn & Root	Brn & Root
GB 388	Enserch	GB 388	671	PMB Bectal	Delta

La Figura 5.5, ilustra la configuración del Proyecto Enserch GB 388, del Garden Banks en el Golfo de México, con 24 pozos integrados en una plantilla y tres pozos satélite, de la compañía Enserch, produciendo a una plataforma semisumergible y con líneas de exportación a la plataforma fija Enserch EI 315 que se encuentra a 75 m de tirante de agua. El tirante de agua de la plantilla es de 671 m.

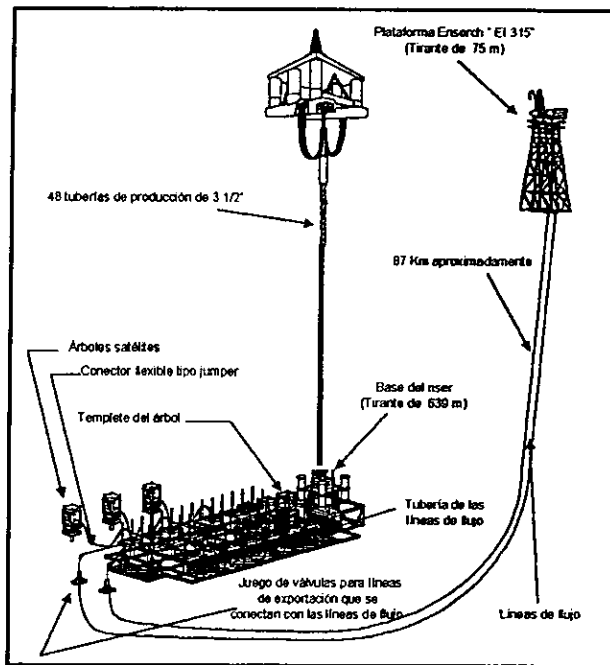
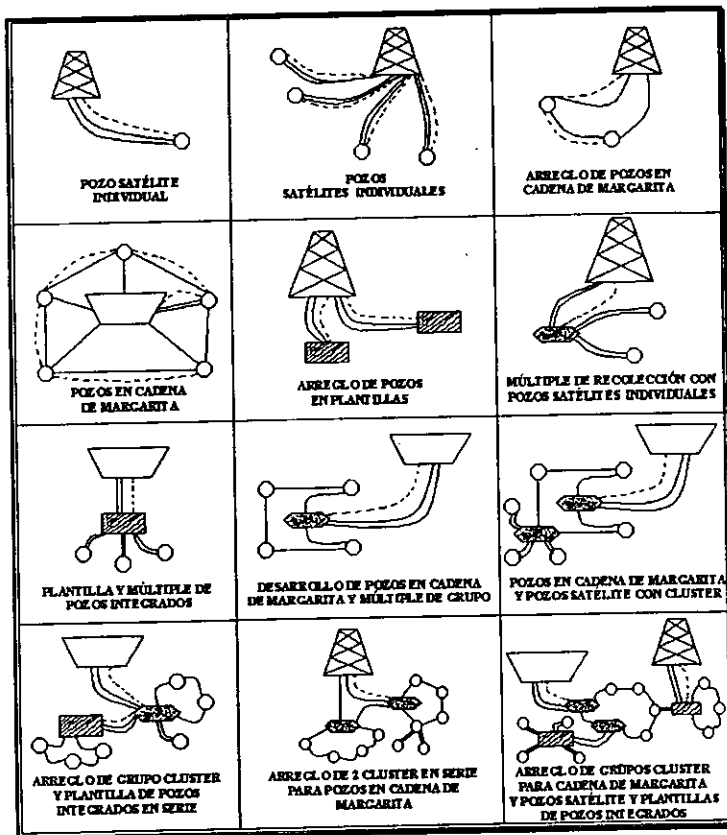


FIGURA 5.5 PROYECTO ENSERCH GB 388. 24 POZOS EN PLANTILLA Y TRES POZOS EN SATÉLITE PRODUCIENDO A PLATAFORMA SEMISUMERGIBLE Y EXPORTANDO A PLATAFORMA FIJA

5.7 RESUMEN DE TIPOS DE ARREGLOS DE POZOS SUBMARINOS

A continuación se resumen en forma conceptual, los diversos tipos de arreglos de pozos submarinos que pueden ser utilizados para llevar a cabo la explotación de un campo petrolero en aguas profundas.



NOMENCLATURA:



PLATAFORMA FIJA

SISTEMA FLOTANTE DE PRODUCCIÓN



POZO/ÁRBOL



PLANTILLA DE PRODUCCIÓN



MÚLTIPLE DE RECOLECCIÓN O CLUSTER

— LÍNEA DE FLUJO

- - - UMBILICAL DE CONTROL

CAPÍTULO 6

ESQUEMAS DE EXPLOTACIÓN

6.1 INTRODUCCIÓN

En el presente capítulo se realiza un análisis de los diferentes esquemas de explotación que se pueden aplicar para el desarrollo de campos petroleros existentes en aguas profundas.

Un esquema de explotación es la forma en la que se pueden combinar diferentes elementos, características y sistemas para la producción óptima de un campo, obteniendo el mayor beneficio al menor costo posible.

Los elementos, características y sistemas que conforman un esquema de explotación de un campo en aguas profundas son los siguientes:

- Características del yacimiento y sus fluidos.
- Reservas de aceite y gas.
- Tirante de agua.
- Tipo de estructura a utilizar.
- Equipo de perforación.
- Terminación submarina.
- Arreglo de pozos.
- Instalaciones submarinas y superficiales.
- Sistemas de control.
- Ritmo de producción.
- Análisis de rentabilidad del proyecto de inversión.
- Monto de la inversión y su distribución a lo largo del proyecto.

1. **Características del Yacimiento y sus Fluidos.** Las características del yacimiento representan el parámetro de diseño más importante y el que se obtiene con mayor grado de incertidumbre, ya que se consideran con gran importancia la presión y temperatura del yacimiento, las propiedades de los fluidos, la geología del yacimiento, el tipo de empuje influenciado en el yacimiento, el gasto de producción, la vida productiva del yacimiento, etc.
2. **Reservas de Aceite y Gas.** Se refiere a los volúmenes probados, probables y/o posibles de petróleo o gas que puede ser recuperado económicamente de los yacimientos.

-
-
3. **Tirante de Agua.** El tirante de agua es la distancia entre el fondo marino y la superficie del mar. Además es un parámetro básico para la selección del esquema de explotación.
 4. **Tipo de Estructura a utilizar.** Se refiere al tipo de unidad de perforación, terminación y/o producción que se emplee. Puede ser una unidad fija, la cual se puede utilizar en tirantes de agua de hasta 100 m aproximadamente o una unidad flotante, la cual se utiliza en tirantes de agua mayores de 100 m, es decir, estos tipos de unidades son seleccionadas en función a la profundidad del tirante de agua.
 5. **Equipo de Perforación.** El equipo de perforación es la unidad con la que se inician las operaciones de construcción de un pozo petrolero, el cual permite la comunicación de los fluidos que se encuentran a una determinada profundidad con la superficie. La selección del equipo de perforación se hace de acuerdo a la profundidad del pozo y la capacidad del equipo accesorio.
 6. **Terminación Submarina.** Las terminaciones submarinas son las técnicas y equipos adecuados que se emplean para obtener la producción óptima de hidrocarburos al menor costo y estas se clasifican por el grado de dificultad de la instalación, características del yacimiento, manejo y operación y el parámetro tal vez más importante, el tirante de agua.
 7. **Arreglo de Pozos.** Se refiere a la configuración de los cabezales y árboles submarinos en conjunto, utilizados para el desarrollo de un campo submarino. Este arreglo puede seleccionarse en función de las características del campo a explotar, es decir, si se tienen campos marginales, si no se conocen bien las características del campo, si el yacimiento que conforma ese campo tienen un potencial de producción de hidrocarburos muy alto.
 8. **Instalaciones Submarinas y Superficiales.** Se refiere al tipo de arreglo de pozos, a los múltiples de recolección, a las líneas de producción, a los árboles submarinos, a los sistemas de control, etc., los cuales son parte principal para poder llevar a cabo el transporte de hidrocarburos, el control y explotación de un campo petrolero.
 9. **Sistemas de Control.** Un sistema de control se define simplemente como un sistema que activa componentes submarinos. Las aplicaciones para los sistemas de control pueden ser en cabezales, conjuntos de preventores, múltiples de válvulas, árboles, actuadores submarinos, etc.
 10. **Ritmo de Producción.** El ritmo de producción es el volumen producido de hidrocarburos de un determinado yacimiento por unidad de tiempo, generalmente éste gasto producido se evalúa en barriles por día o millones de pies cúbicos por día, para el aceite y gas, respectivamente.
 11. **Análisis de Rentabilidad del Proyecto de Inversión.** Es el estudio económico de todos los elementos que integran dicho proyecto determinando si existe una

remuneración suficiente que ayude a recuperar los recursos invertidos en el proyecto, además de la utilidad que respalde la productividad de la inversión.

12. Monto de la Inversión y su Distribución a lo Largo del Proyecto. El monto de la inversión es la cantidad total de bienes de capital que se destinan a la realización de un proyecto. La distribución de éste depende de los elementos que integran dicho proyecto, es decir, se debe dividir de acuerdo a los requerimientos a emplear o hacer para lograr la productividad y rentabilidad del mismo.

Actualmente las actividades exploratorias indican una tendencia marcada a desarrollar dichos campos, en lugares cada vez más alejados de la costa y por consiguiente a mayores profundidades, situación que obliga a la industria petrolera a investigar y adecuar tecnologías de explotación cada vez más eficientes.

En los lugares donde ésta situación se ha presentado más rápidamente (Brasil y Mar del Norte), se han diseñado y construido equipos submarinos (Arboles, Cabezales, Plantillas de Pozos, etc.), así como estructuras semisumergibles que utilizan las fuerzas de flotación para mantenerse en la superficie, alcanzando desarrollo de un buen número de campos ubicados en sitios donde la tecnología convencional (Plataformas Fijas), resultaría poco factible, técnica y económicamente. Este es el caso de las plataformas de patas tensionadas llamadas "TLP" (Tension Leg Platform), que consisten de estructuras flotantes ancladas fijamente en pilotes cimentados en el lecho marino por medio de cables altamente resistentes, los que al encontrarse tensionados por el efecto de flotación de la estructura, no permiten su movimiento.

Otro sistema similar, pero sin estar anclado de manera permanente, es el llamado sistema flotante de producción "FPS"; el cual consiste de unidades de procesamiento (Barcos o Plataformas semisumergibles), que al no estar sujetos de manera permanente, permiten ser removidos y trasladados a otro campo.

Ambos sistemas combinados con terminaciones submarinas, son los más utilizados para explotar campos donde las profundidades de agua presentan la mayor dificultad a vencer.

Las terminaciones submarinas consisten en su mayoría de un conjunto de árboles mojados que envían su producción mediante tubería submarina, hacia cabezales de recolección también submarinos. Por medio de líneas de flujo dirigen la producción hacia las instalaciones superficiales mencionadas.

El control de las operaciones se lleva a cabo por medio de cables llamados umbilicales, que pueden ser hidráulicos, eléctricos o mixtos y permiten realizar operaciones desde la estructura superficial e incluso, desde algún centro de control ubicado en aguas someras o en tierra.

Alrededor del mundo se han desarrollado campos petroleros en tirantes de agua considerables, la mayoría de estos ubicados en el Mar del Norte y Brasil.

En el Mar del Norte, se encuentran los desarrollos con tendencias al uso de plataformas de patas tensionadas y semisumergibles; mientras que en Brasil la explotación se inclina por el uso de sistemas flotantes de producción a base de barcos de procesamiento.

En lo que respecta a los sistemas de explotación en los mares Brasileños, existen 11 sistemas flotantes de producción distribuidos en los campos Marlim y Albacora, que son los complejos costafuera más importantes, encontrándose en tirantes de agua de 600 a 1,000 m.

Los sistemas flotantes son combinados con equipo submarino de producción, los cuales constan de 179 árboles mojados, 16 cabezales de recolección y 16,662 Km de línea de flujo.

La producción alcanzada en estos campos representa el 70% de la producción total del país Brasileño, que es de 1,100,000 bpd. La calidad promedio del aceite es de 24 °API, con una relación gas-aceite de 90 a 100 m³/m³.

Los sistemas flotantes de producción están formados por un barco de procesamiento, que recibe la producción de cabezales submarinos conectados a su vez a pozos con terminación también submarina, Figura 6.1.



**FIGURA 6.1 CONFIGURACIÓN GENERAL DEL SISTEMA
DE EXPLOTACIÓN UTILIZADO EN LOS CAMPOS
MARLIM Y ALBACORA**

6.2 DESARROLLO DE CAMPOS UBICADOS EN AGUAS PROFUNDAS

Para el desarrollo de un campo petrolero ubicado en aguas profundas, existe un conjunto de alternativas para su explotación las cuales deben ser examinadas cuidadosamente.

Las alternativas básicas comprenden lo siguiente:

- A) Instalaciones de producción y procesamiento.
 - Sistemas superficiales de producción y procesamiento.
 - Sistemas submarinos de producción y procesamiento.

- B) Instalaciones de transporte y control.
 - Líneas de flujo.
 - Líneas umbilicales de control.
 - Cables de potencia.

La evaluación inicial de cada opción debe estar basada en su estudio de factibilidad técnica y posteriormente de su análisis económico correspondiente.

El desarrollo de la ingeniería inicia por definir a detalle todas las alternativas de explotación posibles, a fin de establecer una evaluación técnica realista que a su vez garantiza un buen estudio económico.

No obstante que los beneficios económicos adquieren gran importancia en la selección de la alternativa de explotación, existen algunos otros criterios, también de importancia, que afectan directamente la configuración de cada alternativa, estos criterios son:

- Políticas de explotación.
- Posibles diferencias entre la producción pronosticada y la real.
- Preferencia técnica.

Así mismo, todos los esquemas potenciales de desarrollo están dirigidos o influenciados por ciertos parámetros básicos, tales como el yacimiento, la localización del campo, el tirante de agua y los posibles desarrollos cercanos.

Las propiedades del yacimiento son tal vez los parámetros de diseño más importantes y probablemente los que se obtienen con mayor grado de incertidumbre. Entre las propiedades del yacimiento más importantes se encuentran:

- Volúmenes de reservas.
- Presión y temperatura del yacimiento.
- Índices de productividad.
- Propiedades de los fluidos producidos.

-
-
- Geología del yacimiento.
 - Tiempo de vida del yacimiento.

La localización del campo y posibilidades de otros desarrollos cercanos, son otros parámetros de gran importancia para la configuración del sistema propuesto y filosofías operacionales del mismo, ya que la presencia actual o futura de infraestructura de producción y/o procesamiento, cercana al nuevo desarrollo, probablemente reduciría el número y complejidad de las instalaciones necesarias.

Por otra parte, el tirante de agua existente en el área, determina el grado de complejidad del sistema de explotación.

Es importante hacer notar que durante el diseño y análisis de los sistemas de explotación propuestos, deben tomarse en consideración las políticas existentes, relacionadas con la seguridad y protección ambiental.

6.3 SISTEMAS SUPERFICIALES DE PRODUCCIÓN

Como una respuesta a las necesidades impuestas por la explotación de campos petroleros ubicados en tirantes de agua donde la tecnología convencional costafuera, resulta ser poco rentable, se representan las plataformas cuyo soporte superficial son las fuerzas de flotación.

Las estructuras flotantes más importantes, son:

- Sistemas flotantes de producción.
- Plataformas de patas tensionadas.
- Plataformas semisumergibles.
- Sistemas flotantes con bombeo multifásico.

Las primeras tres tecnologías son en la actualidad las más utilizadas para la explotación de campos en aguas profundas y sustituyen el uso de autosportes rígidos desde el lecho marino, por cables tensionados o sistemas de anclaje no permanente, conservando las instalaciones de procesamiento en la superficie.

Para el caso de plataformas de patas tensionadas es posible mantener en la superficie, no solo el sistema de procesamiento, sino también la terminación de los pozos.

Lo anterior reduce considerablemente la complejidad y costos involucrados, sobre todo cuando se trata de profundidades de hasta 400 m, como las encontradas en el Mar del Norte.

6.3.1 SISTEMAS FLOTANTES DE PRODUCCIÓN (FPS)

Los sistemas flotantes de producción (floating production systems), son generalmente utilizados para la explotación de campos ubicados a profundidades donde otro tipo de tecnologías a base de estructuras flotantes, representa mayor complejidad, su característica principal es el uso de barcos de procesamiento, Figura 6.2, acondicionados con el equipo necesario para tratar los hidrocarburos producidos y enviarlos a los centros de distribución.

Cuando el barco de procesamiento cuenta con etapas de bombeo de aceite y compresión de gas, el sistema es llamado "Sistema Flotante de Producción, Almacenamiento y Descarga (FPSO)" (Floating Production, Storage and Offloading).

Estos sistemas presentan los siguientes componentes básicos:

- Una planta de procesamiento de hidrocarburos, en la cual se separan aceite y gas; el aceite es deshidratado, estabilizado y almacenado en tanques; el agua es almacenada y cargada a buques tanque para su transporte a tierra; el gas puede ser tratado para separar condensados, que generalmente se utilizan como combustible en el sistema de generación de potencia; el gas a su vez puede ser utilizado en sistemas artificiales de producción en el mismo campo.
- Tanque de almacenamiento de aceite con su bomba de trasiego correspondiente (opcional para sistemas con descarga a tierra).
- Unidad de generación de potencia con todos sus dispositivos necesarios.
- Unidad habitacional, Helipuerto, etc.

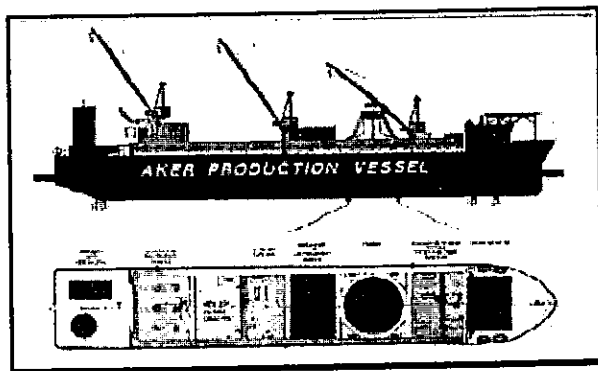


FIGURA 6.2 BUQUE DE PROCESAMIENTO UTILIZADO EN LOS SISTEMAS FLOTANTES DE PRODUCCIÓN

También pueden ser incluidas en el sistema, las instalaciones para la implantación de métodos de recuperación secundaria tales como inyección de agua o gas.

En general la configuración típica del sistema se basa en la terminación de pozos submarinos que envían la producción hacia el buque de procesamiento, mediante líneas de flujo. Las líneas de posicionamiento son ancladas de forma no permanente, lo que permite reutilizar el sistema en su totalidad. El control cuenta con un alto grado de automatización, minimizando los requerimientos de tripulación humana y con ello los costos de operación.

El rango de aplicación de los sistemas flotantes de producción, esta definido por las limitaciones impuestas por las condiciones ambientales y de operación, tales como:

Tirante de agua: La profundidad de agua no representa limitaciones importantes para la instalación de líneas de anclaje y líneas de flujo.

Altura del oleaje: Los diseños generalmente se realizan de acuerdo a las condiciones presentadas en el Mar del Norte (100 años de condiciones de tormenta con 30 m de altura de la ola y 90 nudos de velocidad del viento).

Capacidad de almacenamiento: Para rangos entre 0.3 y 0.8 millones de barriles.

Superficie disponible: En la mayoría de los casos, la superficie disponible es superior a 17,000 m², para barcos de procesamiento.

Capacidad de producción: Es relativa de acuerdo al tipo de unidades de procesamiento.

La integración de todas las operaciones de tratamiento de hidrocarburos, dentro de los barcos de procesamiento, simplifica la instalación y genera un concepto particularmente atractivo cuando se presenta la necesidad de una relocalización del sistema. Más aún, el sistema de anclaje sencillo permite una desconexión rápida, la cual es importante en zonas donde las condiciones ambientales son muy severas.

Los barcos de procesamiento presentan una superficie disponible lo suficientemente grande para instalar el equipo de proceso necesario para producir hidrocarburos de buena calidad.

Estos sistemas están considerados como la mejor opción de explotación en lugares con tirantes de agua considerables. Tal es el caso de los campos brasileños Marlim y Albacora, donde se tienen tirantes de agua de hasta 1,000 m.

En la tabla 6.1, se muestran las características de algunos barcos de procesamiento existentes.

TABLA 6.1 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE ALGUNOS BARCOS DE PROCESAMIENTO

COMPANÍA DISEÑADORA	KVAERNER ENG.	KVAERNER ENG.	IHI JAPAN
COMPANÍA OPERADORA	NORSK HYDRO	STATOIL	BP
NOMBRE DEL BUQUE	NJORD	SMORBUKK SOR	CHALLIS VENTURE
CAPACIDAD DE MANEJO DE ACEITE (m ³ /D)	13,000	12,500	9,540
CAPACIDAD DE MANEJO DE GAS (m ³ /D)	6 X 10 ⁶	7.9 X 10 ⁶	-----
CAPACIDAD DE MANEJO DE AGUA (m ³ /D)	7,000	-----	-----
CAPACIDAD DE INYECCIÓN DE GAS (m ³ /D)	6 X 10 ⁶	7.9 X 10 ⁶	-----
CAPACIDAD DE INYECCIÓN DE AGUA (m ³ /D)	15,000	-----	-----
CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO (m ³)	80,000	75,000	139,000
CAPACIDAD DE DESCARGA (m ³ /D)	7,500	-----	3,000
No. DE RISER	25	8	25

6.3.2 PLATAFORMAS DE PATAS TENSIONADAS

Las plataformas de patas tensionadas son estructuras flotantes posicionadas mediante cables verticales tensionados, anclados de manera permanente en pilotes cimentados en el lecho marino, Figura 6.3.

El efecto de flotación es proporcionado por las columnas de la estructura semisumergible y una fuerza de flotación de acuerdo al peso de estructura, mantiene tensionados los cables de posicionamiento.

La estructura flotante (similar a una plataforma semisumergible) es asegurada por un número de cables, calculado en base a las condiciones ambientales presentadas en el sitio de instalación (oleaje, vientos, corrientes submarinas, etc.).

En términos generales, los sistemas de explotación a base de plataformas de patas tensionadas, están formados de los siguientes componentes principales:

- Una unidad flotante de producción, en la cual se ubican las instalaciones de manejo, procesamiento y control de la producción (control de pozos, separación, bombeo, compresión, etc.).

-
-
- Un conjunto de cables de posicionamiento, que tienen como finalidad mantener fija la estructura flotante mediante su anclaje permanente en el lecho marino.
 - Un sistema de pilotes cimentados en el lecho marino.
 - Un sistema de transporte de hidrocarburos, a base de líneas de flujo para enviar la producción hacia los centros de distribución y en el caso de contar con terminaciones submarinas, llevar la producción desde el árbol hasta la estructura flotante.

La factibilidad de aplicación de este tipo de tecnologías ha sido ampliamente estudiada para el desarrollo de campos petroleros ubicados en tirantes de agua considerables (más de 1,000 m), encontrándose que los costos asociados a la estructura flotante, no se ven afectados por la magnitud del tirante de agua, quedando solo los costos asociados a la adquisición e instalación de los cables de posicionamiento y pilotes de anclaje.

Por su configuración, esta tecnología permite la relocalización de la estructura flotante cuando por algún motivo se detenga la explotación en el sitio de instalación; sin embargo, debido a que el sistema de anclaje es permanente, los cables de posicionamiento no pueden ser aprovechados nuevamente.

El empleo de una plataforma de patas tensionadas proporciona la flexibilidad de acoplarse a cualquier tipo de terminación de pozos ya sea superficial o submarina.

Actualmente este tipo de instalaciones presenta limitaciones en el peso soportado por la estructura flotante, por lo que generalmente son utilizadas cuando el número de pozos a explotar no es muy grande o bien cuando la filosofía de operación permita requerir pocos equipos superficiales de producción.

Un ejemplo de aplicación de estos sistemas de producción está representado por el campo Snorre, ubicado en el Mar del Norte, donde se utiliza una plataforma de patas tensionadas acoplada a sistemas de producción submarinos, el sistema produce 190,000 bpd de aceite y está conectado a 44 pozos.

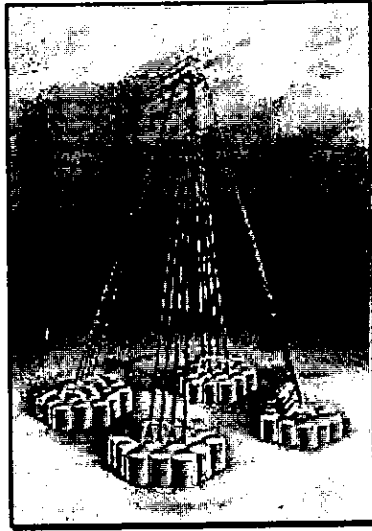


FIGURA 6.3 PLATAFORMA DE PATAS TENSIONADAS

6.3.3 PLATAFORMAS SEMISUMERGIBLES

Como una variante a los sistemas a base de plataformas tensionadas y buques de procesamiento, se presentan las plataformas semisumergibles acopladas a sistemas submarinos de producción, utilizando como mecanismo de posicionamiento, un sistema de anclaje no permanente, Figura 6.4.

Este tipo de tecnología reúne las ventajas ofrecidas por el uso de anclaje no permanente, pudiendo ser reubicada en otro sitio. Sin embargo, este mismo aspecto genera limitaciones en cuanto a la posibilidad de emplear terminaciones superficiales de pozos, ya que no se logra la estabilidad suficiente en la plataforma.

Como es de esperarse, al igual que las plataformas de patas tensionadas, la instalación de este tipo de sistemas constituyen bajos costos de inversión en relación al tirante de agua existente.

Este tipo de plataformas son generalmente utilizadas como de perforación, las cuales son convertidas a plataformas de procesamiento.

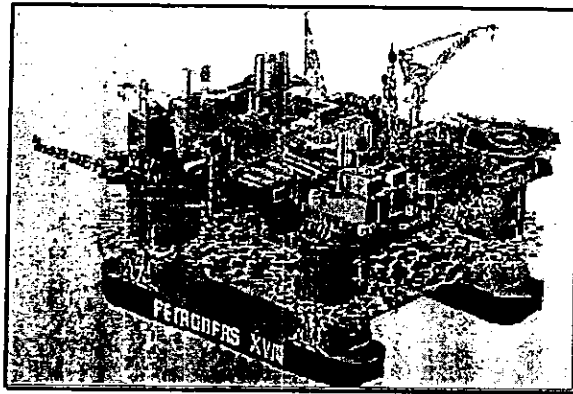


FIGURA 6.4 PLATAFORMA SEMISUMERGIBLE

6.3.4 SISTEMAS FLOTANTES CON BOMBEO MULTIFÁSICO (SISTEMA "NOMAD")

El sistema "NOMAD" es una nueva propuesta para la explotación de campos petroleros que combina el uso de plataformas flotantes con sistemas de bombeo multifásico.

El sistema consiste de una unidad flotante que contiene las instalaciones necesarias para producir a partir de un conjunto de pozos submarinos, conectados a una bomba multifásica de tecnología poseidón, por medio del cual la producción es enviada a las instalaciones de tratamiento de hidrocarburos.

El equipo submarino de producción es diseñado de acuerdo a las características del campo y está conectado a la succión de la bomba, mediante arreglos de líneas de flujo.

La unidad flotante es anclada en el lecho marino por un sistema tipo catenaria y soporta en la superficie al proceso de bombeo multifásico y los sistemas de generación de potencia, control, seguridad, inyección de productos químicos y almacenamiento de combustible.

El proceso total es automatizado y controlado remotamente, lo que permite que el personal de operación y mantenimiento se encuentre en tierra o en alguna plataforma habitacional cercana.

El sistema "NOMAD" basa su funcionamiento en la producción multifásica, lo que permite prescindir de un sistema de separación en la unidad flotante. Desde los pozos submarinos y por medio de líneas de flujo, la producción es enviada hacia un tanque amortiguador, donde se regula la relación gas-aceite de los hidrocarburos que ingresan al sistema de bombeo multifásico. Este último proporciona la energía suficiente para enviar los hidrocarburos hacia las instalaciones de procesamiento, Figura 6.5.



**FIGURA 6.5 SISTEMA DE PROCESAMIENTO SUPERFICIAL
"NOMAD"**

Las bombas multifásicas tienen una capacidad de 120,000 a 300,000 bpd de mezcla gas-líquido, con presiones diferenciales de 20 a 60 Kg/cm², sin embargo estos parámetros pueden verse incrementados por medio de arreglos de bombas en serie o en paralelo, según sean las necesidades.

La bomba es accionada por un motor eléctrico de velocidad variable cuya operación es controlada mediante un convertidor de frecuencia. La generación de potencia es local con el auxilio de turbinas de gas o diesel, o bien, puede ser suministrada desde las instalaciones más cercanas, utilizando cables submarinos. La selección de la forma de suministro de potencia dependerá de la distancia existente entre el centro de distribución y la unidad flotante.

El servicio e intervención a pozos puede llevarse a cabo mediante barcos de perforación o bien desde algún sistema flotante de reparación de pozos (plataformas semisumergibles) y las operaciones de arranque o paro pueden ser controladas desde la plataforma fija más cercana, con el auxilio de líneas umbilicales de control.

El diseño de la unidad flotante para aguas profundas (Tirantes de agua superiores a 100 m) puede ser de tipo cilíndrico o alguna otra configuración. Los criterios utilizados para su selección están relacionados con el área disponible en la plataforma, siendo los siguientes:

- Forma de acceso a la plataforma.
- Número de pozos y líneas de flujo necesarias.
- El tipo de sistema submarino de producción o arreglo de pozos.
- Sitio donde será generada la potencia.

Para el caso en el que se tienen tirantes de agua de 500 a 1,000 m, donde exista un gran número de pozos satélite y el acceso a las instalaciones se haga por medio de helicóptero; se recomienda el uso de boyas cilíndricas.

En este sistema, la parte inferior de la unidad flotante comprende una columna rígida cilíndrica, con capacidad de soporte de los niveles de la plataforma y equipo necesario, Figura 6.6. La columna está dividida a lo largo, por compuertas horizontales, formando varios compartimentos impermeables, utilizados para dar estabilidad al sistema en su fase de levantamiento. En la parte superior de las columnas de soporte, se localizan los niveles de la plataforma, donde son instalados los equipos de proceso: bombas multifásicas, cabezales de recolección, sistemas de control, etc.

Entre las ventajas más importantes presentadas por el sistema "NOMAD", se encuentran las siguientes:

- Se transfieren las etapas de separación a otra plataforma o a tierra, minimizando el peso en la parte superior de la plataforma.
- Se mantienen rangos altos de producción, debido a la disminución de la contrapresión en la cabeza de los pozos.
- El gas producido puede ser enviado con la producción o utilizado como combustible para el sistema de generación de potencia.
- El sistema permite ser reutilizado en otro sitio, de acuerdo con las necesidades establecidas.

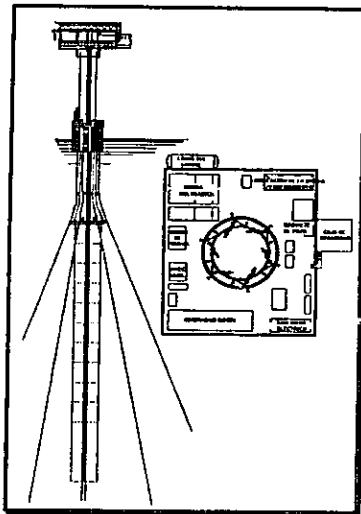


FIGURA 6.6 DISTRIBUCIÓN DE EQUIPOS Y UNIDAD FLOTANTE DEL SISTEMA DE EXPLOTACIÓN "NOMAD"

6.4 SISTEMAS SUBMARINOS DE PRODUCCIÓN

Los sistemas submarinos de producción están compuestos de un conjunto de equipos de producción (árboles, cabezales, plantillas de pozos, etc.), interconectados entre sí, para explotar un campo petrolero.

En general estos sistemas están clasificados de acuerdo al tipo de desarrollo y pueden presentar una gran variedad de arreglos, dependiendo de las características del campo a explotar.

Para poder explotar en forma óptima dicho campo se requiere de elementos y sistemas tales como:

- Instalaciones submarinas.
- Sistema de bombeo multifásico submarino.
- Separación multifásica submarino.

6.4.1 INSTALACIONES SUBMARINAS

Dentro de las instalaciones localizadas en unidades fijas o flotantes de perforación, terminación y/o producción donde se esté explotando un yacimiento con uno o más pozos, se requiere tener una red de explotación a la cual le corresponde un diseño específico en función de las características del campo.

Algunos de los elementos, instalaciones y sistemas submarinos que se requieren para poder desarrollar la red de explotación son:

- Líneas de flujo.
- Sistemas de control.
- Arreglo de pozos.
- Plantillas.
- Múltiples de recolección.

Líneas de Flujo. Son los dispositivos diseñados para transmitir y controlar la energía de presión por medios hidráulicos, además de que a transportan los fluidos producidos de un lugar a otro, estas líneas son suficientemente flexibles para absorber los esfuerzos térmicos y las deformaciones ocasionadas al mover la línea de flujo durante su instalación.

Para las líneas de flujo existen diferentes sistemas de conexión, tales como:

- Conexiones bridadas.
- Conexión Pull-in.
- Conexión Layaway.

-
-
- Conexión Funnel-up o Funnel-down.

Conexiones bridadas

Este tipo de conexiones se utilizan cuando se tienen árboles asistidos por buzos, ya que su instalación es en forma hidráulica y asistida por buzos. No se utiliza para líneas de flujo, excepto tal vez para conectar el árbol a la línea de flujo.

Conexión Pull-in

Es un sistema de conexión de la línea de flujo y de líneas de control utilizando lo que se conoce como vehículo operado remotamente (ROV).

Conexión Layaway

Es un sistema articulado de conexión de la línea de flujo y/o de líneas de control umbilicales que consisten de un dispositivo colocado en un costado del árbol. El sistema layaway fue desarrollado por los brasileños.

Estos dos últimos sistemas son muy sofisticados y representan grandes avances en instalaciones submarinas.

Conexión Funnel-up o Funnel-down

Son sistemas de reconexión que se tienen en la mayoría de los árboles submarinos, estos sistemas de reconexión consisten de un conector en forma de embudo hacia arriba o hacia abajo respectivamente, los cuales permiten intervenciones e instalación de colgadores, cabezales, plantillas, etc.

Sistemas de Control. Los sistemas de control son sistemas que pueden dirigir señales a más de un equipo submarino, además de que facilitan la operación desde las unidades superficiales de producción, perforación o terminación a templates, múltiples de flujo y líneas de flujo submarinas, esto puede incluir aditamentos de seguridad que automáticamente prevengan situaciones peligrosas o contaminaciones al medio ambiente.

Arreglo de Pozos. Es la configuración de los cabezales y árboles submarinos en conjunto, los cuales son utilizados para el desarrollo de un campo submarino. El tipo de arreglo va a ser seleccionado en función de las características de dicho campo, es decir, de acuerdo a la estrategia y esquema de explotación que se seleccione.

Plantillas. Las plantillas tienen ventajas tales como compatibilidad, estandarización y unificación entre los elementos del sistema del pozo, además de que actúan como la base para dirigir la perforación de los pozos y posteriormente como soporte de los árboles de válvulas correspondientes.

En lo referente a los sistemas de control, arreglos de pozos y plantillas, se presenta información más detallada en los capítulos 4 y 5 respectivamente.

Múltiples de Recolección. El múltiple de recolección o múltiple colector, es el sistema de líneas, válvulas y otros equipos adicionales por medio de los cuales se transportan los fluidos y se controla el flujo desde los pozos hasta un punto principal de almacenamiento o distribución.

6.4.2 SISTEMA DE BOMBEO MULTIFÁSICO SUBMARINO

El bombeo multifásico presenta un gran interés para el desarrollo de aguas profundas y campos marginales. Los campos en aguas profundas son generalmente muy alejados de la costa y transporta la producción de fluidos a grandes distancias. Adicional a la energía de bombeo se requiere un balance de baja presión en las líneas de producción.

El bombeo multifásico es también considerado por los operadores para otros tipos de aplicaciones en plataformas costafuera. Por ejemplo, el bombeo multifásico es utilizado para incrementar la producción de aceite reduciendo la presión en la cabeza del pozo y manteniendo la relación de producción de aceite en una línea actual de producción con un incremento en el porcentaje de agua.

SISTEMA DE BOMBEO MULTIFÁSICO "POSEIDON"

La tecnología Poseidón es un concepto nuevo de explotación, basado en el transporte y bombeo multifásico de hidrocarburos, el cual elimina la necesidad de instalar equipo de separación y el uso de cualquier estructura relacionada.

El proyecto dio inicio en 1984 con la formación de un consorcio industrial por las compañías Total, Statoil y el Instituto Francés del Petróleo, cuyo propósito fue el desarrollar el equipo de instrumentos necesarios para generar un sistema submarino de bombeo multifásico.

El sistema submarino está conformado por una bomba multifásica, la cual recibe los hidrocarburos del pozo para incrementar su presión y enviarlos a las instalaciones de procesamiento superficial, la bomba es accionada por una caja de engranes que a su vez es dirigida por un motor eléctrico, el cual recibe la energía eléctrica de un transformador, alimentado a su vez por cables de potencia provenientes de la superficie.

El sistema integral se encuentra encapsulado dentro de una estructura modular que aísla por completo el transformador eléctrico y la bomba multifásica, de tal manera que se reducen los riesgos de explosión por un posible contacto de los hidrocarburos con la energía eléctrica. Los módulos de transformación y motor eléctrico están interconectados por medio de un conector eléctrico especialmente diseñado para trabajar en ambiente húmedo.

El sistema está constituido por una bomba multifásica, la cual está diseñada para operar con fluidos amargos y una cantidad pequeña de sólidos en suspensión. La bomba puede operar con cualquier tipo de accionador, sin embargo debido a las altas velocidades requeridas, se recomienda el uso de motor eléctrico para situaciones submarinas.

La unidad utiliza una flecha isostática sencilla, aislada del ambiente marino por sellos mecánicos especialmente diseñados para el sistema.

El sistema cuenta también con el sistema de lubricación el cual es el mismo, tanto para el motor, como para la bomba y esta conformado por un circuito cerrado de aceite lubricante accionado por una bomba acoplada a la caja de engranes.

El suministro de energía eléctrica se lleva a cabo desde la superficie por medio de cables de potencia que alimentan al transformador eléctrico. Asimismo, se cuenta con cables umbilicales de control que permiten controlar desde la superficie la operación del sistema.

El motor eléctrico trabaja a una velocidad de 0 a 800 rpm, con una frecuencia de 0 a 40 Hz y un voltaje de 2,000 volts y 450 amperes.

El conector eléctrico submarino fue diseñado para operar a voltajes arriba de 5,500 volts, con una potencia superior de 2,500 KW.

SISTEMA DE BOMBEO MULTIFÁSICO "SMUBS"

El Sistema de Bombeo Multifásico Submarino de Shell, "SMUBS" (Shell Multiphase Underwater Booster System), es un sistema basado en el uso de una bomba multifásica de tecnología Poseidón, acoplada a un sistema submarino propuesto por la compañía Framo Engineering.

En este sistema, la configuración del equipo de bombeo multifásico fue diseñada considerando las siguientes características:

- Las partes rotatorias están expuestas al desgaste, por lo que se encuentran localizadas en un solo módulo que contiene al motor y la bomba.
- El arreglo de los equipos en forma vertical, simplifica la operación, instalación y remplazo del módulo motor/bomba.
- La operación del equipo puede efectuarse sin la supervisión de personal.

El sistema SMUBS esta diseñado para manejar 150,000 bpd de mezcla gas-aceite-agua y para producir una diferencial de presión de 0 a 60 bar, con una velocidad de rotación de la bomba de 2,000 a 6,000 rpm.

El accionador de la bomba puede ser hidráulico o eléctrico.

El sistema a base de accionador hidráulico consiste de un paquete encapsulado en forma de barril, conteniendo en la parte superior los dispositivos de interfase motor/bomba, un mezclador de flujo en la succión de la bomba y el accionador.

El uso de accionador de turbina elimina la necesidad de conectores eléctricos, sistemas de control por sobre carga, sistema de lubricación de aceite y sellos mecánicos en la flecha.

6.4.3 SEPARACIÓN MULTIFÁSICA

Las mezclas de líquido y gas, se presentan en los campos petroleros principalmente por las siguientes causas:

- Por lo general los pozos producen líquidos y gas mezclados en un solo flujo.
- Hay tuberías en las que aparentemente se maneja solo líquido o gas, pero debido a los cambios de presión y temperatura que se produce a través de la tubería, hay vaporización de líquido o condensación de gas, dando lugar al flujo de dos fases.

Las principales razones por las que es importante efectuar una separación adecuada de líquido y gas son:

- En campos de gas y aceite, donde no se cuenta con el equipo de separación adecuado se tiene que quemar el gas. Cuando una cantidad considerable de aceite ligero que es arrastrado por el flujo del gas también es quemado, ocasionando grandes pérdidas si se considera que el aceite ligero es el de más alto valor comercial.
- Aunque el gas se transporta a una cierta distancia para tratarlo, es conveniente eliminarle la mayor cantidad de líquido, ya que este ocasiona problemas, tales como: corrosión y abrasión del equipo de transporte, aumento en las caídas de presión y reducción en la capacidad de transporte de las líneas.

A continuación se presentan los sistemas submarinos de separación KBS y SSSU.

SISTEMA SUBMARINO DE SEPARACIÓN KBS

El proceso básico del sistema KBS (Kvaerner Booster Station), está basado en separar la fase líquida y gaseosa de la producción, para posteriormente incrementar su presión y enviarlas hacia los centros de proceso. El proceso es similar al utilizado comunmente en la superficie, con la diferencia de que los equipos están adaptados para operar de manera submarina, Figura 6.7.

El hecho de enviar las corrientes por líneas separadas, disminuyen problemas tales como altas caídas de presión en líneas de transporte, formación de hidratos, corrosión, etc.

El sistema es modular, lo que permite instalarlo y retirarlo con relativa facilidad.

El sistema esta conformado por los módulos de separación, compresión, bombeo, control y potencia.

El módulo de separación, consiste de dos partes principales, el **separador** primario y el **rectificador** ciclónico. Su función es separar los hidrocarburos producidos en una fase gaseosa, que puede ser manejada por el compresor centrífugo y en una fase líquida posible de manejar con la bomba. El separador está diseñado internamente de tal manera que evita la aglomeración de partículas sólidas arrastradas y reduce la formación de espuma.

El diseño del separador proporciona la carga neta positiva de succión (CNPS) requerido por el equipo de bombeo y cuenta con un sistema general de control de nivel capaz de eliminar los tapones de líquido que podrían presentarse.

Desde el punto de vista mecánico, la localización del separador en el lecho marino genera la necesidad de cumplir requerimientos tales como la compatibilidad con el sistema de producción submarino y la capacidad de soportar la presión estática externa debida a la profundidad de agua y cargas estructurales.

El módulo de compresión, consiste de un compresor centrífugo, accionado por un motor eléctrico de 6 KV, que utiliza una caja de engranes como transmisor de potencia. Los tres dispositivos están montados verticalmente en un patín que asegura su alineación permanente, los cojinetes del compresor están lubricados por un circuito cerrado de aceite que utiliza una bomba accionada por la misma caja de engranes.

El módulo de bombeo consiste de una bomba orientada verticalmente y directamente acoplada y accionada por un motor eléctrico de 6 KV. La succión de la bomba está conectada a la descarga del separador.

La bomba es tipo centrífuga multietapa y es capaz de operar con cantidades específicas de sólidos. Los cojinetes superiores son autolubricados con agua, la velocidad de la bomba es controlada automáticamente para mantener el nivel de líquido adecuado en el separador.

La filosofía de control del sistema KBS esta basada en la flexibilidad ofrecida por el nivel de líquido permitido en el separador, permitiendo que la bomba y el compresor operen regularmente a velocidad constante.

El sistema de control cumple con las siguientes funciones:

- Monitores del nivel de líquido y espuma en el separador.
- Control del suministro de potencia al motor de la bomba con una frecuencia adecuada para regular el nivel del líquido en el separador.
- Monitoreo de presión, temperatura y gastos producidos.
- Control de válvulas de corte.
- Medición de parámetros necesarios para la evaluación del comportamiento de equipos rotatorios.

El suministro de potencia eléctrica se realiza desde la instalación superficial más cercana por medio de cables submarinos.

Las líneas umbilicales de control y cables de potencia pueden seguir la misma ruta que seguirán las líneas de producción (oleoducto y gasoducto).

Las características técnicas del sistema KBS son:

SISTEMA DE SEPARACIÓN	
Flujo de aceite:	25,000 bpd
Relación gas – aceite:	100 – 120 m ³ /m ³ @ C.S
Presión de operación:	10 – 60 bar
SISTEMA DE COMPRESIÓN	
Relación de compresión:	4.1
Potencia:	800 KW
Diferencial de presión:	10 – 50 bar
SISTEMA DE BOMBEO	
Diferencial de presión:	10 – 50 bar
Potencia:	250 KW

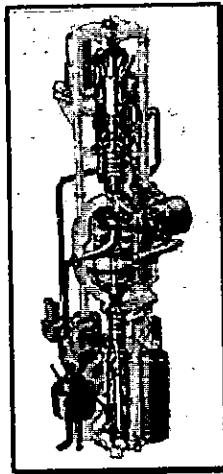


FIGURA 6.7 SISTEMA SUBMARINO DE SEPARACIÓN KBS

SISTEMA SUBMARINO DE SEPARACIÓN SSSU

El sistema SSSU (Subsea Separation and Storage Unit), mantiene como filosofía operacional, separar y bombear los fluidos producidos desde el lecho marino. Al igual que en las tecnologías anteriores, su utilización requiere de ser acoplada a un sistema de producción submarina.

El sistema esta diseñado para succionar los hidrocarburos de uno o más pozos, separando las corrientes en gas, aceite y agua, manteniendo atrapados los sólidos arrastrados en un dispositivo interno ubicado en el separador primario.

El sistema consta de dos etapas de separación, donde la primera opera a la presión y temperatura existente en la cabeza del pozo, eliminando la mayor cantidad del gas. Esta etapa se encuentra instalada en la parte superior de la etapa secundaria para facilitar el drene de los líquidos. La segunda etapa opera a una presión cercana a la atmósfera, debido a que se encuentra conectada a la atmósfera mediante tubería ascendente que termina en un quemador superficial.

La segunda etapa consta de un separador trifásico con tres componentes básicos:

- Una trampa de arena localizada bajo la succión de tanque.
- Un compartimiento de agua.
- Un compartimiento de aceite.

La descarga del sistema SSSU utiliza bombas de aceite y agua para enviar por separado (si es necesario) dichos fluidos. Las bombas son del tipo centrífugo y son accionadas hidráulica o eléctricamente.

Las unidades de bombeo operan con sistemas de control de nivel en el separador secundario y el operador puede elegir desde la superficie la forma de bombeo, ya sea para corrientes separadas o bien en forma bifásica (agua – aceite).

La segunda etapa de separación se encuentra conectada a tres vasijas de almacenamiento, con capacidades de 10,000 bpd cada una.

La capacidad del SSSU para almacenar la producción, permite que el sistema pueda ser combinado con un sistema flotante de producción, el cual utilice un buque tanque de almacenamiento y transporte a tierra.

El arreglo de las líneas de interconexión, entre las vasijas de almacenamiento y la segunda etapa de separación, permite una flexibilidad tal, que puede ser utilizada para almacenar aceite, gas o agua.

El SSSU cuenta con un grupo de conectores capaces de recibir líneas umbilicales de control desde la superficie, por lo que básicamente el control es un circuito hidráulico cerrado.

Las ventajas presentadas por el SSSU radican en la posibilidad de explotar campos petroleros pequeños, ubicados en sitios de difícil acceso.

La instalación de separadores y bombas en la cabeza del pozo permite el incremento de la producción debido a la disminución de la contrapresión en la cabeza, además elimina la necesidad de instalar una estructura costosa y compleja como lo sería una plataforma fija.

Un prototipo del SSSU fue probado en el campo Argyll en el Mar del Norte, con el cual se obtuvieron resultados satisfactorios. Sin embargo, esta prueba fue realizada en 1989 y hasta la fecha no se ha publicado más información acerca de este sistema.

6.5 ESQUEMAS DE EXPLOTACIÓN DE CAMPOS EN AGUAS PROFUNDAS

A continuación se presentan algunos proyectos que se realizaron en distintas partes del mundo para poder explotar campos en aguas profundas, dichos proyectos utilizaron un determinado arreglo de pozos, el cual se diseñó en base las características del campo a desarrollar.

6.5.1 PROYECTO TAHOE

La Figura 6.8 ilustra la configuración del proyecto Tahoe de la compañía Shell el cual tiene un arreglo de terminación de pozos satélite individuales y está localizado en el Vioska Knoll 783 en el Golfo de México en un tirante de agua de 884 m. Dicho proyecto se conforma de un pozo el cual produce a la plataforma MP 252 que tiene un tirante de agua de 84 m, la producción se realiza por medio de 2 líneas de flujo de 4" y el control de la producción se lleva a cabo por un sistema electrohidráulico a través de un umbilical de 19 Km de distancia aproximadamente.

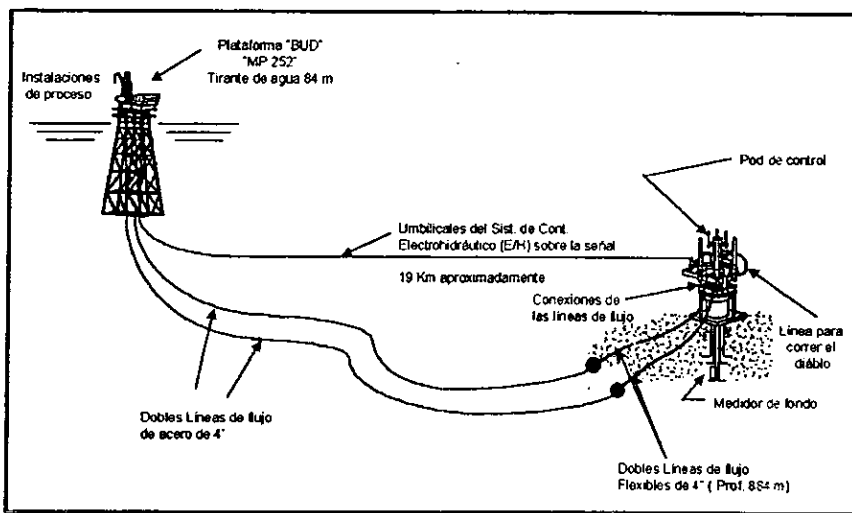


FIGURA 6.8 PROYECTO TAHOE DE SHELL

6.5.2 PROYECTO ROCKY

La Figura 6.9 ilustra el proyecto Rocky de Shell que tiene un arreglo de terminación de pozos satélite individuales, el cual se compone de un pozo que tiene un árbol submarino convencional tipo Camerón de 3" x 2" de 10,000 psi y es operado por un pod de control K-FSSL recuperable. En el fondo del pozo se tiene un medidor de flujo, el tirante de agua es de 533 m. Del pozo sale una línea de flujo de 2-9/16" y de 10,000 psi y un umbilical guiado con un sistema de control hidráulico piloteado. El umbilical tiene una longitud aproximada de 6.3 Km del pozo a la plataforma "Bullwinkle" GC 65 (Grand Canyon), en un tirante de agua de 411 m. La línea de flujo que sale del pozo llega a una unidad de terminación de donde a su vez salen dos líneas de flujo de acero de 3" para una presión de 7,200 psi, las cuales van dentro de las líneas de flujo de acero de 6", en donde la longitud de estas líneas es aproximadamente de 6.9 Km desde la plataforma al pozo.

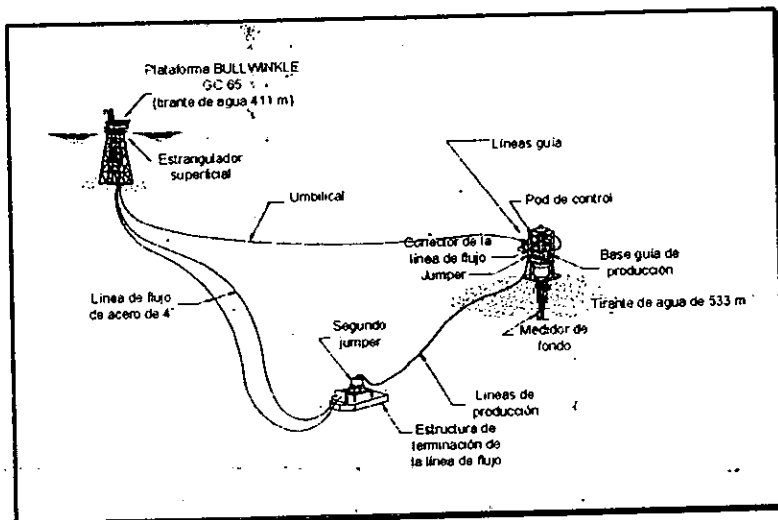


FIGURA 6.9 PROYECTO ROCKY DE SHELL

6.5.3 PROYECTO MARS

La Figura 6.10 ilustra el proyecto Mars de la compañía Shell el cual tiene un arreglo de terminación en Cadena de Margarita, se encuentra localizado en el Mississippi Canyon 807. Este arreglo consta de 2 pozos satélites conectados con tubería flexible en una configuración en serie, estos pozos envían la producción a una plataforma de patas tensionadas de terminación y producción que esta en un tirante de agua de 893 m.

La producción de los pozos se envía por medio de líneas de producción de 4 1/16". El umbilical de control se compone de 7 líneas de 1/2" y tiene una longitud de aproximadamente 1 Km, además de que dicha producción se controla por medio de un sistema electrohidráulico multiplexado.

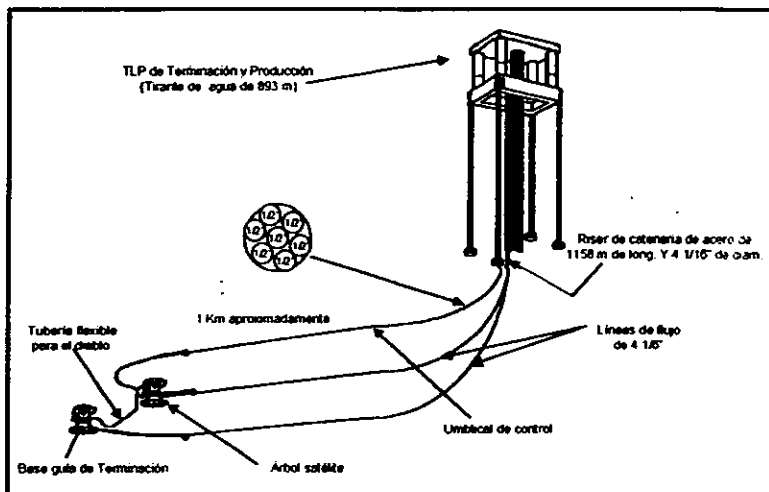


FIGURA 6.10 PROYECTO MARS DE SHELL

6.5.4 PROYECTO MC 441

El proyecto Enserch MC 441 está localizado en el Golfo de México. Dicho proyecto muestra la configuración de terminación de 2 plantillas satélites submarinas de perforación y producción unitizadas o modulares, las cuales cuentan con 3 pozos cada una, que se conectan a la plataforma Enserch "EB 482", que tiene un tirante de agua de 116 m, por medio de un umbilical y líneas de flujo.

El umbilical es de 34 líneas guiadas blindadas con un sistema de control hidráulico piloteado, 28 líneas suministradas de válvulas de 2,500 psi, 3 líneas suministradas de un circuito CI de 5,000 psi y 3 líneas suministradas por una válvula SCSSV de 7,000 psi. Las líneas de flujo son 2 tuberías de 22 pulgadas que revisten y llevan en el interior 6 líneas de 6.5 pulgadas que transportan aceite. El sistema de conexión de las líneas de flujo es tipo Cameron Mc Pac, la longitud aproximada desde las plantillas a la plataforma es de 9.3 Km. La Figura 6.11 ilustra la configuración del proyecto MC 441 de Enserch.

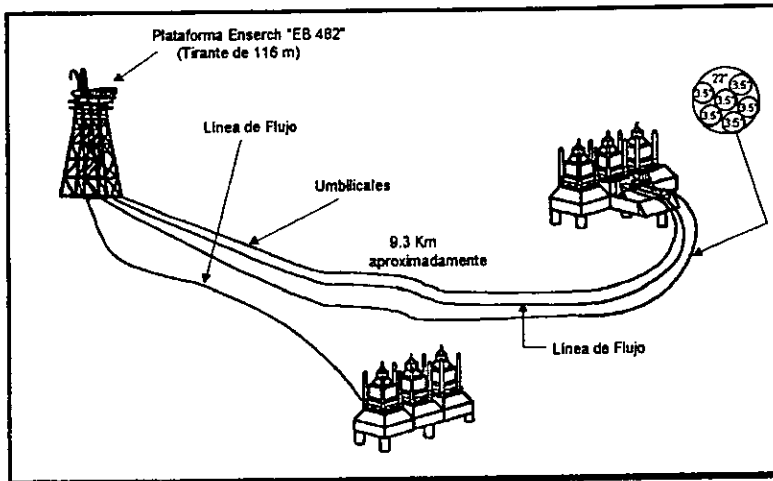


FIGURA 6.11 PROYECTO MC 441 DE ENSERCH

6.5.5 PROYECTO SEASTAR

El proyecto Seastar de la compañía Phillips Petroleum localizado en el Garden Banks 70/71, tiene una configuración de desarrollo de pozos y múltiples en grupos cluster, el cual considera 4 pozos satélites productores de gas que producen a un múltiple de recolección, según se muestra en la Figura 6.12.

La producción de gas es enviada por líneas de producción de 6" a una plataforma fija de procesamiento de la compañía Marathon, que se encuentra a una distancia de 20.9 Km en las costas de Louisiana, en un tirante de agua de 93 m.

Este proyecto opera con un sistema de control electrohidráulico a través de un umbilical.

Las líneas de flujo del múltiple usan una conexión a la plataforma, la cual consiste de 2 líneas de flujo de 6" y 4 líneas de 2" y además una línea de servicio de 2".

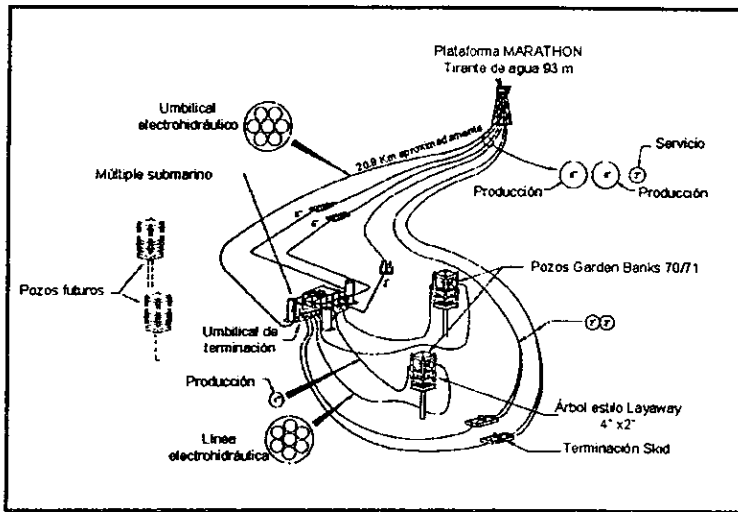


FIGURA 6.12 PROYECTO SEASTAR DE PHILLIPS

6.5.6 PROYECTO SNORRE

El proyecto tiene una configuración del tipo plantilla y múltiple de varios pozos integrados localizado a 200 Km de la costa Noruega en el Mar del Norte en un tirante de agua de 335 m, como se muestra en la Figura 6.13.

El proyecto se integra de una plantilla y un múltiple de 7 pozos submarinos de 5" x 2" x 5,000, el cual está controlado por un sistema de tipo electrohidráulico multiplexado y pods de control individual para ranuras de 10 pozos. También el proyecto lo integra un umbilical electrohidráulico blindado que tiene una longitud aproximada de 4.3 Km. El múltiple de recolección está localizado en un tirante de agua de 335 m, el cual envía la producción a una plataforma semisumergible, donde se procesa y envía al complejo Statfjord "A" a 28 Km de distancia, esto lo realiza mediante 3 líneas de flujo flexible de 8" de 5,000 psi y 2 líneas de servicio de 3.5" de 5,000 psi que se encuentran a una distancia de 4.3 Km.

La capacidad de producción es de 190,000 bpd de aceite y 113 mmpcd de gas.

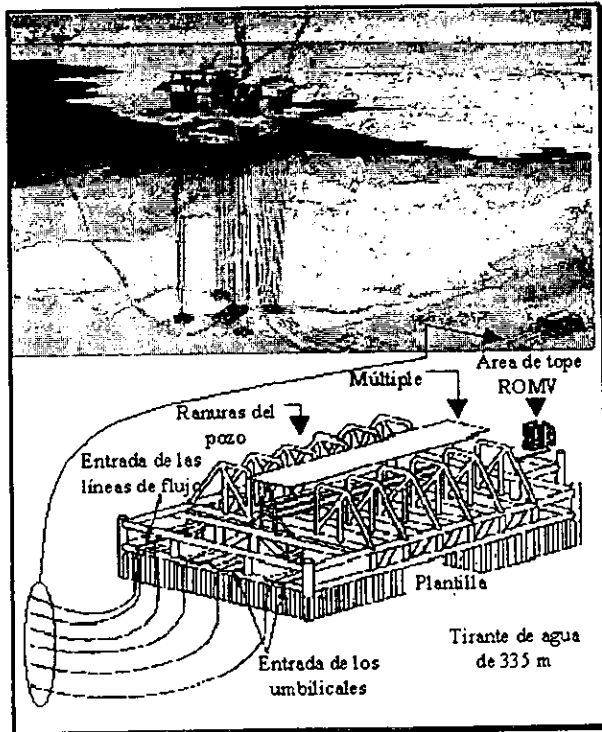


FIGURA 6.13 PROYECTO SNORRE DE SAGA PETROLEUM

6.5.7 PROYECTO TROLL

Es un campo ubicado en el sector Noruego, utilizando una plataforma semisumergible a profundidades de 340 m, con una capacidad de producción de 160,000 bpd de aceite y 180 mmpcd de gas, a través de un cabezal de recolección conectado a 6 pozos satélite submarinos.

Las instalaciones están diseñadas para operar por medio de sistemas automáticos y remotos a partir de líneas umbilicales mixtas, Figura 6.14.

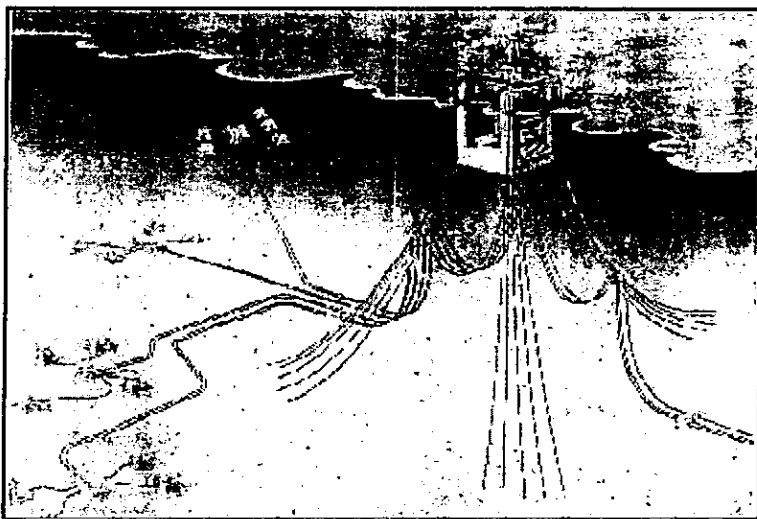


FIGURA 6.14 PROYECTO TROLL UBICADO EN EL MAR DEL NORTE

6.5.8 PROYECTO POPEYE

El proyecto Popeye de Shell tiene un arreglo de pozos y múltiples en grupos (clusters) y se compone de 2 pozos iniciales, hasta llegar a un total de 6 los cuales se conectan por medio de jumpers al múltiple de recolección que se guía con un sistema de control electrohidráulico, el proyecto se encuentra en un tirante de agua de 622 m. Del múltiple salen dos líneas de flujo de producción de 6" de 7,200 psi. Cuenta con dos conectores submarinos para las líneas de flujo de tipo jumpers.

Los pozos se conectan a una estructura de terminación umbilical por medio de líneas guiadas por control electrohidráulico y de esta estructura salen dos umbilicales, uno tipo paquete espiral hidráulico, super duplex, llevando en su interior 7 tubos de ½" y el otro umbilical es blindado eléctrico, Figura 6.15.

La producción de los pozos es de 60,000 bpd por cada uno, lo que resulta en un total de 120,000 bpd.

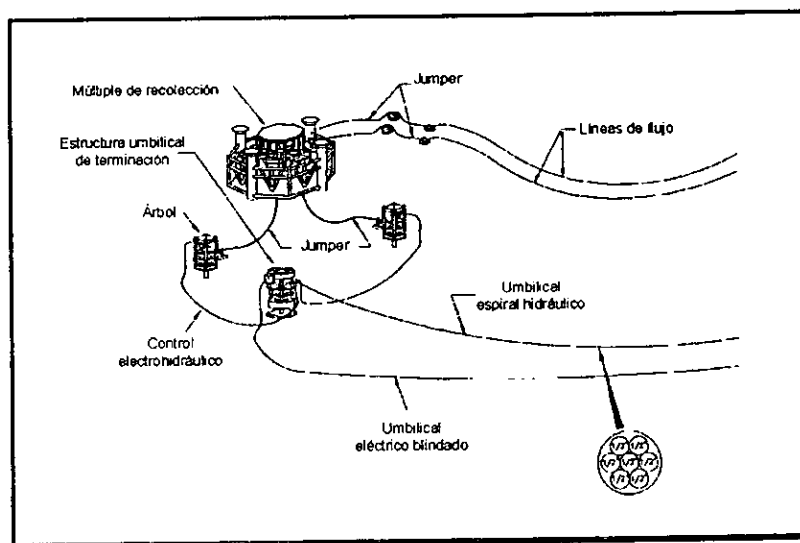


FIGURA 6.15 PROYECTO POPEYE DE SHELL

6.5.9 PROYECTO LIUHUA

El proyecto Liuhua de Amoco se compone de un sistema de producción flotante y un múltiple submarino localizado en un tirante de agua de 311 m y está integrado por 24 pozos, 24 ranuras y líneas guía, 24 cables de potencia individuales y 24 árboles submarinos que soportan una presión de 5,000 psi, de donde se envía la producción a una unidad FPSO por medio de 2 líneas de producción de 13.5" y una línea de prueba de 6" a una distancia de 2.7 Km.

El control de la producción se efectúa a través de un sistema de control hidráulico directo, manufacturado por Koomey, Figura 6.16.

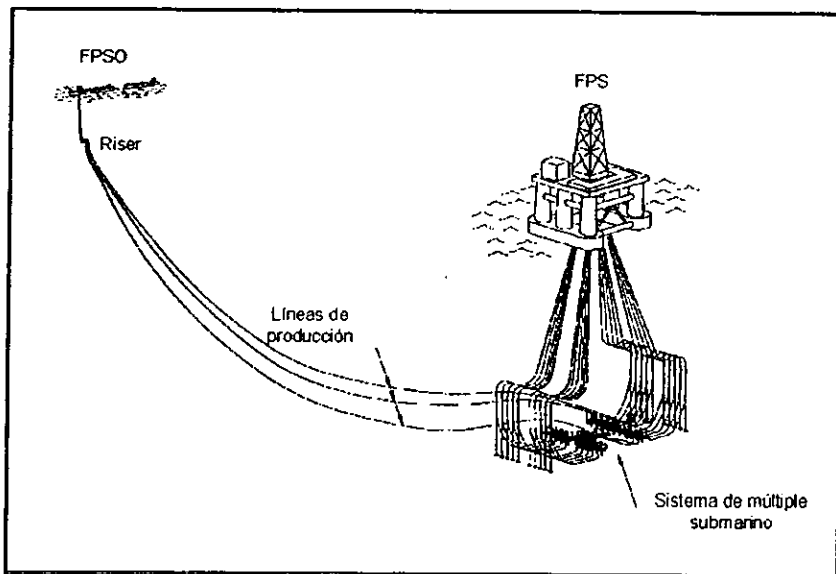


FIGURA 6.16 PROYECTO LIUHUA DE AMOCO

6.5.10 PROYECTO GB 388

El proyecto Enserch GB 388 del Garden Banks, localizado en el Golfo de México en un tirante de agua de 671 m tiene una configuración de plantillas y múltiples de varios pozos integrados, el cual está constituido por 24 pozos integrados en una plantilla y 3 pozos satélites de la compañía Enserch. Los árboles de válvulas de los pozos tienen pods de control recuperables, el sistema de control es de tipo electrohidráulico, estos pozos se conectan a la plantilla por medio de un jumper flexible de 3" de 10,000 psi, Figura 6.18.

La plantilla produce a una plataforma semisumergible a través de un riser de 48 tubos de 3.5" para producción.

Además, la plantilla cuenta con 2 juegos de válvulas para líneas de exportación que son conectadas a las líneas de flujo, las cuales exportan la producción a la plataforma fija Enserch EI 315 que se encuentra en un tirante de agua de 75 m a una distancia de 84 Km de la plantilla.

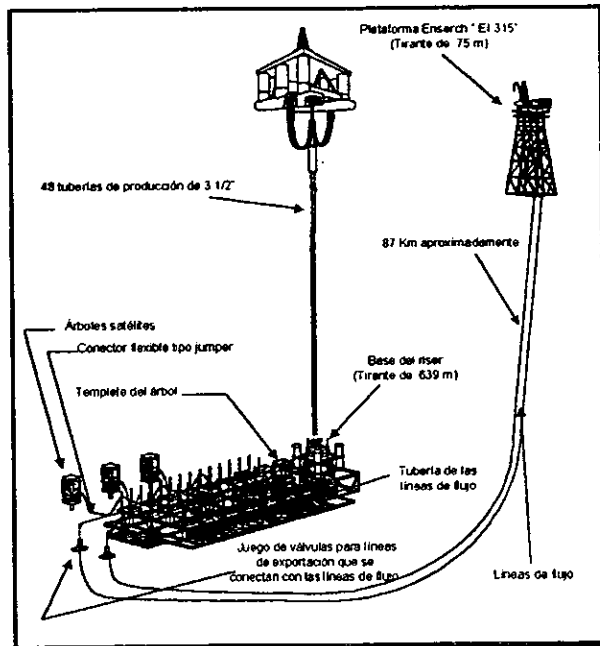


FIGURA 6.18 PROYECTO GB 388 DE ENSERCH

6.5.11 PROYECTO TOGI

El proyecto Togi, también de configuración de plantillas y múltiples de varios pozos integrados se compone de dos plataformas Oseberg "A" y "B". Dicho proyecto cuenta con una estación submarina de 6 ranuras, el peso de los múltiples recuperables es de 1,060 toneladas, tiene 6 líneas guías para árboles de 5 x 2" de 5,000 psi. Tiene también líneas de flujo de 20" para gas que transportan hacia la plataforma "B". La plataforma "A" utiliza un sistema de control electrohidráulico, un módulo de diablos y la base guía de los árboles, Figura 6.19.

La longitud aproximada desde la estación submarina hasta las plataformas es de 47 Km.

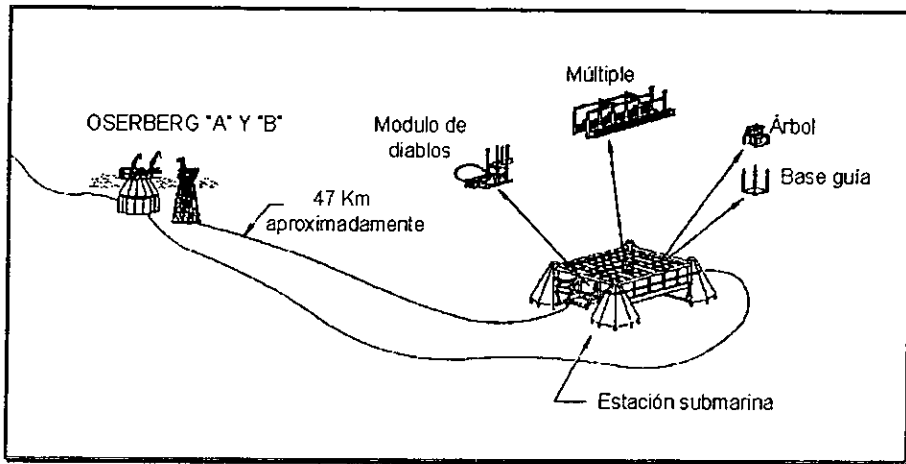


FIGURA 6.19 PROYECTO TOGI DE NORSK HYDRO

6.5.12 PROYECTO ZINC

El proyecto Zinc de Exxon tiene una plataforma llamada Alabaster MC 397 en un tirante de agua de 143 m. Cuenta con una plantilla submarina en un tirante de agua de 445 m en la que se tienen 3 pozos integrados que están produciendo. Sobre el múltiple se tiene un módulo de distribución eléctrica recuperable y un ensamble para diablos. El múltiple es operado por un sistema de control electrohidráulico. La distribución del múltiple es independiente a través de un patín de distribución.

Cuenta con tres líneas de flujo que unen la plantilla submarina con la plataforma y tienen una longitud aproximada de 9.6 Km. Una línea es de 8" y de 3,075 psi, de baja presión, otra es de 8" de 3,075 psi, de prueba y la tercera línea de flujo es de 4" de 5,000 psi de alta presión.

El proyecto cuenta con 2 umbilicales, uno eléctrico y el otro hidráulico, ambos blindados, Figura 6.20.

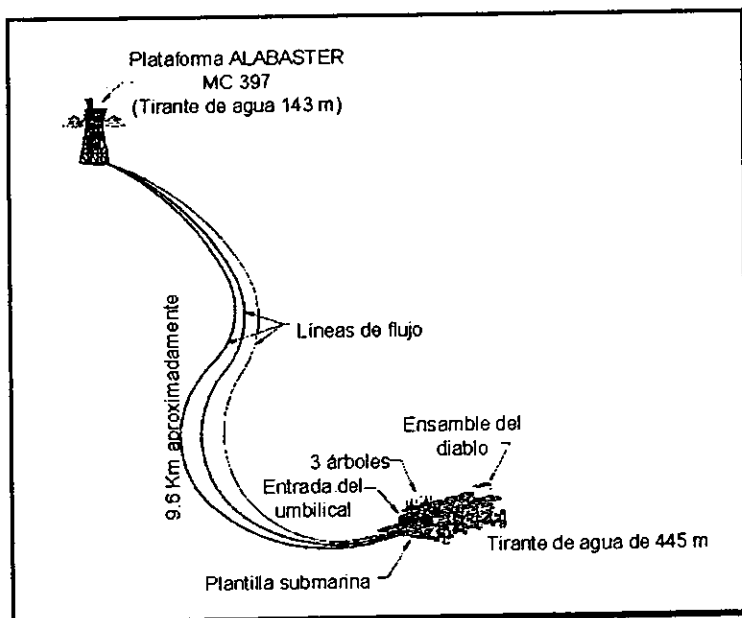


FIGURA 6.20 PROYECTO ZINC DE EXXON

6.5.13 PROYECTO POMPARNO

El proyecto Pompano operado por la British Petroleum se localiza en el Mississippi Canyon 28 en un tirante de agua de 579 m, el proyecto consta de un múltiple y una plantilla de pozos satélites submarinos los cuales se conectan a un riser de producción de una plataforma semisumergible, el múltiple envía la producción a una plataforma fija localizada a 6.4 Km aproximadamente; el transporte de esta producción se realiza por medio de líneas de flujo, de las cuales 2 líneas son de tipo multifásico de 8" y 2 más son de tipo TFL de 4".

La producción es controlada por medio de un sistema electrohidráulico multiplexado, a través de los umbilicales de control, Figura 6.21.

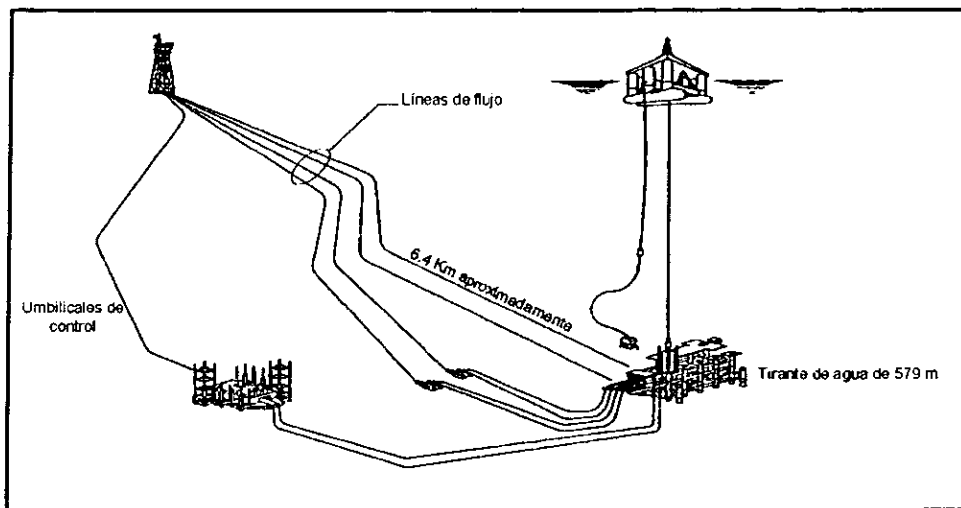


FIGURA 6.21 PROYECTO POMPARNO DE BRITISH PETROLEUM

6.5.14 PROYECTO MENSA

El proyecto Mensa está localizado al este central del Mississippi Canyon a 225 Km al sureste de Nueva Orleans, Louisiana, en un tirante de agua de 1,646 m aproximadamente.

El proyecto se integra de un múltiple de recolección conectado con 3 pozos satélites. Estos pozos se conectan mediante líneas de producción de 6" de 9,000 psi. Cada árbol submarino tiene cuatro líneas hidráulicas de 1" y son operados con un sistema de control electrohidráulico. Las conexiones de los umbilicales son con conector tipo jumper y la conexión de las líneas de flujo son un sistema de bayoneta y hingeover. La distancia del múltiple a los 3 diferentes pozos es de 8 Km.

El múltiple de recolección envía la producción a la plataforma fija Mensa de Shell que se encuentra a una distancia aproximada de 109 Km. El transporte de dicha producción se realiza mediante líneas de producción de 12" de 6,000 psi y 2 umbilicales, uno electrohidráulico blindado y el otro hidráulico, Figura 6.22.

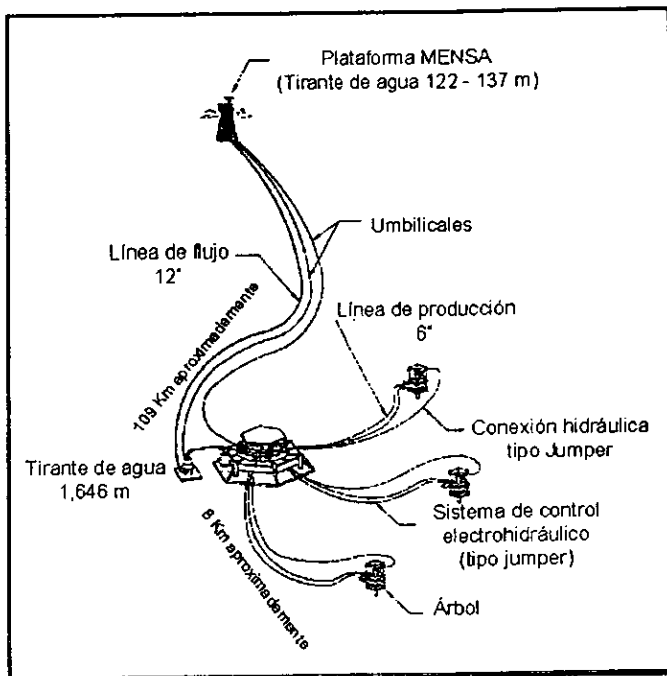


FIGURA 6.22 PROYECTO MENSA DE SHELL

6.5.15 PROYECTO NORNE

El proyecto Norne de la compañía Statoil, es un diseño de pozos y/o múltiples de varios pozos localizado en el Mar del Norte en un tirante de agua de 639 m, este proyecto cuenta con 5 plantillas de perforación y producción unitizadas que envían la producción a un sistema de producción flotante con un buque tanque de llenado rápido y una plataforma de perforación y terminación. Tiene líneas de producción de 9". Además, se cuenta con umbilicales de control que unen a las plantillas E con F y C con B y se cuenta con líneas de inyección de agua de 9" y de inyección de gas de 8" que están conectadas de la plantilla C al barco de producción, Figura 6.23.

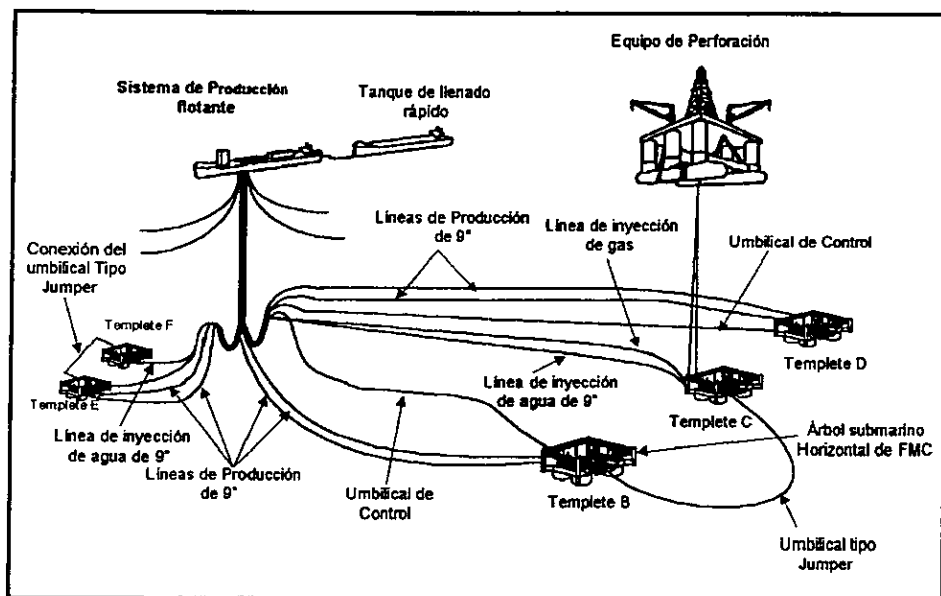


FIGURA 6.23 PROYECTO NORNE DE STATOIL

6.5.16 PROYECTO NEPTUNO "SPAR"

La compañía Oryx Energy y CNG Producing han terminado recientemente la instalación del primer Spar en el mundo, el cual es usado como una base para las operaciones de producción del pozo. A este proyecto se le conoce con el nombre de Proyecto Neptuno, Figura 6.24.

El proyecto es localizado en el Golfo de México en un tirante de agua de 588 m, frente a las costas de Alabama, aproximadamente a 96.5 Km al este del principal paso del río Mississippi, 217 Km al sureste de Nueva Orleans, Luisiana y 145 Km al sur de Mobile.

El Proyecto Neptuno representa el primer uso de un Spar como una base flotante para las operaciones de producción. Esta nueva aplicación ha requerido el desarrollo de muchos nuevos componentes, predominantemente en el sistema de riser.

El concepto de Spar consiste de cuatro elementos básicos: casco, piso de perforación, sistema de anclaje y el sistema de riser. El casco de Neptuno está diseñado como una estructura cilíndrica de 22 m de diámetro y 215 m de altura en posición normal. Los tanques flotantes que se integran al Spar soportan la línea de agua, la estructura del piso de perforación, el anclaje y las instalaciones de producción y alojamiento.

Este diseño cubre más de 16 pozos. El sistema de riser es diseñado para cada pozo con un soporte independiente que permite el movimiento relativo entre el casco y el riser. El casco también es diseñado para alojar pozos submarinos en la parte posterior del anclaje del enlace del Spar.

Los riser de los pozos submarinos a lo largo de la tubería conducen aceite y gas.

Los tres niveles de la estructura del piso están diseñado para alojar el sistema de producción, el sistema de control y el equipo submarino, el área de reacondicionamiento y una cuarta parte del personal que esta abordo.

El sistema de anclaje del Spar Neptuno es de 6 líneas tensas. El sistema de anclaje consiste de cadenas y cable de acero y utiliza pilotes como anclas. El sistema de anclaje permite al Spar ser movido a un máximo de 250 pies en una dirección, permitiendo el acceso al pozo y a las operaciones de perforación desde una plataforma semisumergible.

El Spar esta diseñado para una producción de 25,000 bpd de hidrocarburos líquidos y 30 millones de pies cúbicos de gas por día. Por lo tanto este es el primer Spar FPS y no se tienen desarrollos específicos para este diseño. Por lo tanto el reto que se presenta es solicitar la existencia de los reglamentos escritos para plataformas fijas y flotantes de varios diseños de esta innovación de concepto.

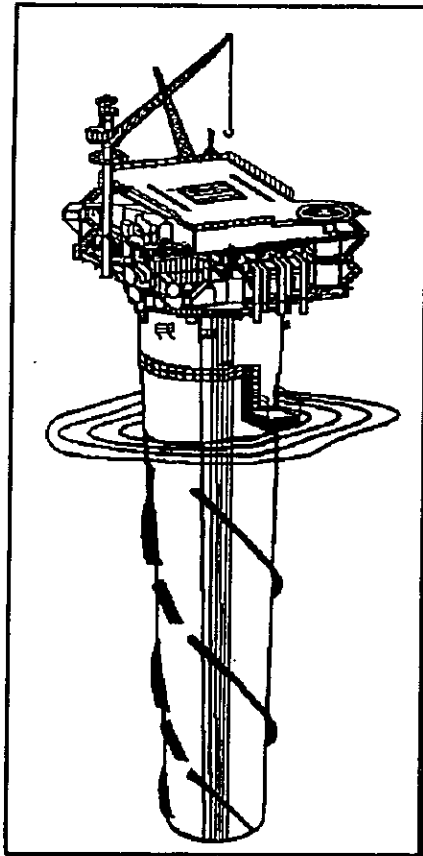


FIGURA 6.24 PROYECTO NEPTUNO "SPAR"

CAPÍTULO 7

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 CONCLUSIONES

De acuerdo a la información recopilada para la elaboración de este trabajo, la situación actual de cada una de las tecnologías de terminación, así como la infraestructura existente, se puede establecer que las tecnologías son aplicables en el momento de la explotación de campos petroleros mexicanos ubicados en aguas profundas (tirantes de agua superiores a 100 m).

Según estadísticas, aproximadamente el 35% de los pozos submarinos en el mundo están en el rango de 0 a 100 m, el 48% en un rango de 100 a 200 m, el 9% en un rango de 200 a 300 m, y el 8% en un rango mayor a 300 m.

En función de la configuración de los pozos, las terminaciones submarinas pueden ser de tipo Satélites o en Plantilla, y la selección del mejor sistema de terminación va a ser siempre el más sencillo posible, el más factible y el menos costoso.

Las herramientas, equipos y sistemas que se utilizan para poder llevar a cabo la perforación, terminación y producción de un pozo y hasta de un campo, son: árboles submarinos, cabezales, colgadores de tubería, sistemas de control y arreglos de pozos.

En lo que se refiere a los árboles submarinos, su propósito principal de terminación o producción es el de controlar la producción del pozo, es decir, proporcionar un medio de control de las presiones y flujo de fluidos desde el pozo hacia las instalaciones de producción y además permitir el paso de herramientas hacia el mismo.

Los árboles submarinos pueden clasificarse según la profundidad del tirante de agua en: árboles simples, asistidos por buzos, sin asistencia de buzos y sin líneas guía, o bien, se clasifican por el arreglo del bloque de válvulas en convencionales y horizontales.

La interfase entre los colgadores de las tuberías de revestimiento y tuberías de producción por un lado y los árboles y las estructuras de las líneas de flujo por otro, lo proporcionan los sistemas de cabezales submarinos, los cuales son capaces de soportar las cargas que se originan durante las operaciones de la perforación instalación del árbol, instalación de las líneas de flujo, de producción y problemas por accidentes de barcos pesqueros.

Todos los sistemas de cabezales son susceptibles de ser instalados en un solo viaje, utilizando herramientas especiales y equipos con o sin líneas guía, además de que tienen la capacidad de trabajar en presencia de fluidos corrosivos.

Ahora bien, los colgadores de tubería son herramientas que se asientan en el nido del cabezal de tubería y así poder soportar la tubería de producción o de revestimiento.

La principal función del colgador es proporcionar un soporte mecánico para tender la sarta de tubería proporcionando un sello entre ésta y el nido del cabezal.

Para poder garantizar la seguridad del equipo de perforación, de producción y de todo el personal es de gran importancia tener conocimiento de los diferentes sistemas de control que pueden ser utilizados en la industria del petróleo. Los sistemas de control submarino facilitan las operaciones desde la superficie de equipos para terminaciones, templetos, múltiples de flujo, líneas de flujo submarinas y válvulas. Esto puede incluir aditamentos de seguridad que automáticamente prevengan situaciones peligrosas o contaminación al medio ambiente. Finalmente, un sistema de control se define simplemente como un sistema que activa componentes submarinos.

Los sistemas de control se clasifican en: sistema hidráulico directo, sistema hidráulico con válvulas piloto, sistema hidráulico secuencial, sistema electrohidráulico y sistema electrohidráulico multiplexado. La elección del sistema a emplear depende de la distancia que exista del pozo a donde se encuentre dicho sistema, del tipo de arreglo y configuración de pozos a utilizar y la cantidad de pozos que se requieran controlar.

En cuanto a la explotación de campos en aguas profundas, ésta se realiza con diferentes tipos de arreglos de pozos. El arreglo de pozos es la configuración de los cabezales y árboles submarinos en conjunto, que se utilizan para el desarrollo de un campo. El tipo de arreglo a utilizar se selecciona en función de las características que tenga el campo a explotar, es decir, de acuerdo a la estrategia y esquemas de explotación seleccionadas. Con base a esto, se tienen cinco opciones de desarrollo.

Una de ellas es la terminación de pozos satélites individuales, la cual requiere la menor cantidad de inversión de capital y riesgo y se utiliza para desarrollos de campos marginales. Su configuración típica es un conjunto de pozos con terminaciones independientes unos de otros.

En cambio las terminaciones en cadena de margarita son ideales para yacimientos en expansión y desarrollos de campos marginales y a diferencia de las terminaciones de pozos satélites, utilizan menos umbilicales y líneas de prueba, ya que se interconectan en una configuración de líneas en serie a fin de optimizar equipo y costo.

Las plantillas de perforación y producción unitizadas o modulares presentan compatibilidad, estandarización y unificación entre los elementos del sistema. Con respecto a las plantillas unitizadas son fabricadas e instaladas como una unidad individual, que contiene todos los equipos necesarios. En cambio, en las plantillas modulares las guías

de perforación son fabricadas e instaladas de manera individual para interconectarse con las otras líneas y se utilizan en el desarrollo de campos donde no se tiene bien claras las características del yacimiento.

El desarrollo de pozos y múltiples en grupos clusters, reduce los riesgos que se producen por las operaciones de perforación o terminación de pozos y los riesgos por consecuencia de problemas de flujo en aguas someras. Además, acelera la terminación de pozos y también permite el registro y perforación de pozos en desarrollo.

Por último, las plantillas y múltiples de varios pozos integrados se utilizan donde el potencial de producción de los pozos es alto.

La producción que se obtiene de los campos submarinos, a través, de los diferentes arreglos de pozos viaja, por líneas de flujo hasta llegar a los sistemas de producción, tales como: sistemas flotantes de producción, plataformas fijas, plataformas de patas tensionadas, plataformas semisumergibles, sistemas de producción flotante de almacenamiento y descarga, etc., los cuales tienen tecnologías que han sido probadas de manera satisfactoria por su factibilidad en campos Brasileños y del Mar del Norte.

La utilización de los equipos de perforación, terminación y reparación de pozos van a depender de la profundidad del tirante de agua:

	Profundidad (mts)
Equipo Fijo	
Plataformas Fijas y Autoelevables	50 a 100
Equipo sin Posicionamiento	
Dinámico	
Semisumergibles	50 a 1,000
Sumergibles	10 a 50
TLP's	50 a 2,000
Equipo con Posicionamiento	
Dinámico	
Semisumergibles	50 a 1,000
Sumergibles	10 a 50
TLP's	50 a 2,000 o más
Barcos	Varios miles

La selección del sistema submarino de producción y el tipo de arreglo va a depender de ciertos parámetros básicos, tales como, las propiedades del yacimiento, la localización del campo, el tirante de agua, el gasto de producción que se desea obtener, el número de pozos a controlar, los posibles desarrollos cercanos y un estudio de rentabilidad.

Finalmente, el análisis específico de cada tecnología, con respecto a datos técnicos de campos potenciales de desarrollo que se tienen en algunas partes del mundo, permitirá conocer la factibilidad de explotación de dichos campos.

7.2 RECOMENDACIONES

De acuerdo al resultado del análisis de la información disponible de la tecnología de la terminación de pozos submarinos y con base en las conclusiones anteriores, se tienen las siguientes recomendaciones:

- Este es el primer trabajo que conjunta en forma generalizada la información que contempla un panorama amplio y completo sobre la tecnología de terminaciones submarinas. Sin embargo, se recomienda realizar nuevos trabajos de investigación que profundicen más en algunos temas que son importantes para la explotación de campos en aguas profundas, ya que en este trabajo se presento el inicio y la pauta para continuar desarrollando con mayor profundidad algunos temas, tales como, los arreglos de pozos y esquemas de explotación.

Uno de los temas que provoca gran inquietud a la industria petrolera y que es motivo de desarrollo de un nuevo trabajo de investigación es: el estudio del rendimiento técnico y económico para la selección del arreglo de pozos y esquemas de explotación en aguas profundas.

- Se debe considerar en forma importante la profundidad del tirante de agua para efectuar el tipo de terminación submarina al igual que la selección del árbol submarino en forma apropiada.
- En áreas donde frecuentemente existen intervenciones operativas se recomienda el uso de árboles horizontales ya que permiten el paso del colgador de la TP y de toda la sarta a través de él sin retirarlo.
- Cuando la aplicación es en aguas someras con alto riesgo de golpe o choque con objetos es recomendable la utilización de árboles tipo Caisson.
- Para la operación de las válvulas de los árboles se recomiendan los actuadores hidráulicos ya que se utilizan para las válvulas de compuerta por la seguridad de operación a control remoto.
- La conexión de la línea de flujo debe adaptarse al rango de profundidad de aplicación del árbol. Así, para los árboles tipo simple y con asistencia de buzos se puede utilizar la conexión bridada manual o hidráulica con asistencia de buzos. Para árboles sin asistencia de buzos y sin líneas guía que pueden ser de tipo Layaway o Pull-in.
- Para profundidades mayores de 200 m, es efectiva la utilización de sistemas de cabezales instalados sin líneas guías.

-
-
- En cambio para profundidades menores de 200 m, se recomiendan los sistemas de cabezales instalados con tubería de producción, ya que a mayores profundidades con este sistema se dificulta el control de localización y la acentuación de los efectos de las corrientes submarinas.
 - Antes de implantar un sistema de control, se deben conocer las características y necesidades del pozo, para garantizar la seguridad del personal, del medio ambiente y del equipo de control utilizada, así como la funcionalidad y eficiencia.
 - Para elegir el mejor sistema de control, se recomienda conocer el tipo de arreglo y configuración de pozos a utilizar, además de la distancia que existe del sistema a los pozos que se van a controlar y la cantidad de pozos que se desean operar.
 - Para brindar mayor confiabilidad, se deben probar los componentes y el sistema de control a utilizar por un período de tiempo de por lo menos 48 horas antes de su instalación, con esto se reduce significativamente el período de falla inicial.

Para una adecuada selección, aplicación y longitud de diseño del sistema de control considerando el tiempo de respuesta menor a 5 minutos, se recomienda:

- Utilizar el arreglo de pozos para poder llevar a cabo la explotación óptima de un campo submarino, llevando a cabo un profundo estudio de la estrategia y del esquema de explotación, para poder llevar a cabo una buena selección.
- Utilizar un sistema hidráulico directo para aplicaciones de control de hasta 300 m, para un sistema con válvulas piloto es aceptable hasta una distancia de 600 m, el sistema hidráulico secuencial se puede utilizar para un rango de hasta 100 m, en un sistema electrohidráulico su rango de aplicación es hasta 2,000 m y para el caso de los sistemas multiplexados se pueden utilizar para aplicaciones de control de más de 3,000 m.
- Para poder llevar a cabo una buena selección del tipo de arreglo de pozos, se recomienda hacer un estudio profundo del tipo de estrategia a utilizar y un estudio técnico y económico del campo submarino a desarrollar.
- Si se tienen campos submarinos marginales se recomienda llevar a cabo un arreglo de terminación de pozos satélites individuales, esto si la distancia entre los pozos y el sistema flotante de producción es del orden de 400 m en promedio, o bien, se utiliza el arreglo de terminación en cadena de margarita si se cuenta con el mismo número de pozos y se tiene presente que va a existir una expansión del campo submarino.
- En campos donde no se tienen bien definidas las características del yacimiento, pero se sabe que el volumen de reservas es tal, que para su explotación se

requiere de un número considerable de pozos (más de 10), pero este no puede ser definido con certeza, se recomienda la utilización de plantillas de perforación y producción, debido a la flexibilidad que presenta la incorporación de árboles a la plantilla modular.

- En el desarrollo de campos submarinos grandes, donde existen gran número de pozos y un alto potencial de producción, se recomienda llevar a cabo la utilización del desarrollo de pozos, múltiples de recolección y múltiples de varios pozos integrados.
- Para efectuar la mejor selección del esquema de explotación de campos submarinos, es recomendable tener muy presente las propiedades del yacimiento, la profundidad del tirante de agua, los posibles desarrollos cercanos, el gasto de producción que se pueda obtener del yacimiento y un estudio de rendimiento económico para el desarrollo y explotación de dichos campos.
- Si el campo a explotar se encuentra en tirantes de agua profundos, más de 300 m, se recomienda utilizar equipos con posicionamiento dinámico, como lo son las unidades semisumergibles y barcos.
- Ahora bien, si la profundidad del tirante de agua es pequeña, menor a 100 m, se recomienda utilizar equipos como las plataformas fijas o las plataformas autoelevables.
- Una de las recomendaciones más importantes del presente trabajo consiste en que este debe divulgarse hacia las áreas operativas de perforación, terminación y reparación de pozos, ya que contiene aspectos técnicos de gran interés y además presenta la información bastante digerida y organizada de tal forma, que se puede utilizar como un análisis preliminar a la selección de equipo y servicios, durante la etapa de planeación y diseño.

BIBLIOGRAFÍA

1. **CRITICAL POINTS FOR THE PROJECT OF VERY DEEP SUBSEA COMPLETIONS**
J.M. Formigli Filho O.J.S Ribeiro Petrobrás.
OCT 5809
2. **SUBSEA SYSTEMS - SUBSEA BOP STACKS.**
Manual Cameron 695
3. **DRILLING CONTROL SYSTEMS**
Subsea BOP Hydraulic Control System.
Manual Cameron 701
4. **GATE VALVES AND ACTUATORS FOR SUBSEA PRODUCTIONS.**
Subsea Valves
Manual Cameron 731
5. **GATE VALVES AND ACTUATORS FOR SUBSEA PRODUCTIONS.**
Subsea Valves
Manual Cameron 731
6. **SUBSEA TIE BACK SYSTEMS**
Manual Cameron 742
7. **SUBSEA PRODUCTION CAPABILITIES**
Installation Workover Rig.
Subsea Production Christmas Tree.
Subsea Christmas Tree Instalations.
Subsea Completion System Overview
Manual Cameron 744 - 750
8. **OFFSHORE MAGAZINE**
Nothern Europe/Marginal Field
October 1995. Vol 55 No.10.
9. **SUBSEA PRODUCTION COMPONENTS**
Hydraulic Tubing Hanger.
Subsea Completion Riser.
Manual Cameron 744 - 750
10. **SUBSEA COMPLETION COMPONENTS**
Subsea Completion Riser.
Manual Cameron 752.
11. **CONTROL SYSTEMS FOR SUBSEA COMPLETIONS**
Installation/Workover Control System.
Manual Cameron 754
12. **SUBSEA PRODUCTION SYSTEMS**
Vetco Gray 3648 - 3652-i

-
-
13. **FIELD EXPERIENCE AND DESIGN EVOLUTION OF THE DIVERLESS LAYAWAY FLOWLINE SUBSEA TREE**
D.M. Underwood, FMC Corp. and M da Costa. CBV Industria MEcanica S.A.
OTC 5886
 14. **DETAIL DESIGN OF A GUIDELINELESS SUBSEA SATELLITE COMPLETION**
H.B Skeels, FMC Petroleum Equipment Group.
OTC 5885
 15. **OCTOS - 1000 A DEEPWATER TEMPLATE MANIFOLD**
R.S. Rodríguez, A.L. Cordeiro y S.P. Award Petrobrás S/A.
OTC 5974
 16. **DEEPWATER NORTH SEA DEVELOPMENT SNORRE FIELD CONCEPT**
L. Oien Esso Norge a.s. y J. Sandnes, Saga Petroleum a.s.
OCT 5830
 17. **AUGER TLP: DRILLING ENGINEERING OVERVIEW**
K. Dupal, K.D. Flodberg
 18. **DEEP OFFSHORE EXPLORATION IN THE SOUTHERN ADRIATIC SEA**
G. Paulucci, L. Novelli, D. Bongiorno y R. Cesaroni, AGIP S.p.A.
OCT 5730
 19. **DEEPWATER EXPLORATION PATTERNS IN THE GULF OF MEXICO: AN OVERVIEW AND HISTORICAL PERSPECTIVE OF PAST SUCCESSES AND FAILURES**
R.D. Beu, Chevron U.S.A. Inc.
OCT 5694
 20. **DEVELOPMENT OF A DIVERLESS SUBSEA PRODUCTION SYSTEM**
C. Villanueva, B.P. Exploration, y P. Metcalf, Fuel Subsea Engineering Ltd.
OCT 5884
 21. **STATION KEEPING IN DEEP WATER: AN ALTERNATIVE TO DYNAMIC POSITIONING**
C.V. Wolff, Reading & Bates Drilling Co. C.J. Lohr, Shell Oil Co.
OCT 5624
 22. **A MULTIPLEXED INFORMATION AND CONTROL SYSTEM FOR AN MSV: CONFIGURATION, INSTALLATION, AND OPERATION**
John E. Sirutis, Honeywell Inc. Wayne D. Martin, Industrial Systems, Inc.
OTC 3756
 23. **DIVERLESS INSTALLATION AND MAINTENANCE OF SUBSEA PRODUCTION SYSTEMS 300 M TEST PROJECT**
Hallvard Ringnes, Det Veritas and Armando Favi, Norsk AGIP A/S
OTC 4579
 24. **TENSION LEG PLATFORM WELL SYSTEM DEVELOPMENT OVERVIEW**
J.R. Labbe, Chevron U.S.A. Inc.,
M.J. Zimmer, Chevron Corp.
OTC 4981
-

-
-
25. **THE DESIGN AND ANALYSIS OF A TLP SUBSEA WELLHEAD**
W.A. Valka, National Supply Co.
J.R. Fowler, Stress Engineering Services Inc.
OTC 4983
 26. **A NEW APPROACH TO COMPLETING A PREVIOUSLY DRILLED SUBSEA WELL**
Jon E. Hed and Bob Draper, Vetco Gray Inc.
OTC 5574
 27. **AN OVERVIEW OF MULTIPLEXED E/H SUBSEA CONTROL SYSTEMS**
M. Fabbri, Ferranti Subsea Systems Ltd.
OTC 5668
 28. **DEEPWATER CHRISTMAS TREE DEVELOPMENT**
P.P. Alfano , Equipamientos Villares S/A C. H. N. Barbosa Petróleo Brasileiro S/A
OTC 5887
 29. **OCTOS 1000 TEMPLATE MANIFOLD TRANSPORT AND INSTALLATION USING ANCHORED RIGS**
S. P. Award, Milton Moretti, and Francisco Santágueda, Petrobrás S/A.
OTC 6979
 30. **POSEIDON MULTIPHASE PUMP: FIELD TESTS RESULTS**
Pierre Gié and Pierre Buvat, TOTAL and Christian Bratu and P. Durando
OTC 7037
 31. **THE POSEIDON TEHCNOLOGY, MULTIPHASE BOOSTING AND TRANSPORTATION SYSTEM**
Información de Fabricante.
 32. **DEEPWATER SUBSEA COMPLETION: STATE OF ART AND FUTURE TRENDS**
D.J.S. Ribeiro and L.A.G. Costa, Petrobrás S.A.
OTC 7240
 33. **THE TROLL OLJE SUBSEA DEVELOPMENT CONCEPT**
Christian Bakken and Arne Liverud, Norsk Hydro a.s
OTC 7308
 34. **WELL DESIGN AND EQUIPMENT INSTALLATION FOR MOBILE COMPLETIONS**
J.R. Gordon, D.V. Johnson, S.R.Herman
OTC 7571
 35. **OTC-7370, "TROLL ALJE PLATFORM"; MORTEN RUUD, NORSK HYDRO; PROCEEDING OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, VOL. 4; HUSTON, TEX., 1993.**
 36. **"FLOATING PRODUCTION SYSTEMS: THE KEY FOR DEEPWATER DEVELOPMENT"**
Michael A. Stambouzus, Single Bouy Mooring; 5th Deep Offshore Technology (d.o.t), Spain, 1989.

-
-
37. **"DISEÑO DE SISTEMA PARA LA EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS EN AGUAS PROFUNDAS"**
Manual de curso de capacitación; University College, London, México 1993.
 38. **DEEPWATER SUBSEA SYSTEM ADAPTED FOR GULF OF MEXICO**
Robert E. Snyder, Ocean Industry, June 1991.
 39. **THE NOMAD CONCEP: A KEY FOR DEEEPWATER**
Información del fabricante.
 40. **NEPTUNO PROYECT, 1997. OVERVIEW AND PROJECT MANAGEMENT OCT 8381.**
R. Don Vardeman, Oryx Energy Company, Stev Richardson, CNG Producing Company, C.R. Mc Candless, J. Ray Mac Dermott, Inc.
 41. **ASIMILACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN, TERMINACIÓN Y REPARACIÓN DE POZOS EN AGUAS PROFUNDAS**
Instituto Mexicano del Petróleo, México 1998.
Subdirección de Exploración y Producción. Gerencia de Ingeniería de Producción. Proyecto CDC-0406, Informe Final.
 42. **ANÁLISIS DE LAS TECNOLOGÍAS EXISTENTES EN LA TERMINACIÓN DE POZOS PARA AGUAS PROFUNDAS**
Instituto Mexicano del Petróleo, México 1998.
Subdirección de Exploración y Producción. Gerencia de Ingeniería de Producción. Proyecto CEA-0150, Informe Final.
 43. **SEMINARIO DE SISTEMAS SUBMARINOS PARA PERFORACIÓN Y EXPLORACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS**
Compañía FMC.
 44. **SUBSEA COMPLETION SYSTEM**
Volumen II. Cia. ABB Vetco Gray. Inc.
 45. **SUBSEA COMPLETION SYSTEM**
Traning Manual
ABB Vetco Gray. Inc.
 46. **DEEPWATER WELL SYSTEMS SCHOOL**
Cia. CAMEROM.