



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

# TECNOLOGIA DE PERFORACION EN AGUAS PROFUNDAS

T E S I S  
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE  
INGENIERO PETROLERO  
P R E S E N T A  
GERARDO LARA RAMIREZ

DIRECTOR DE TESIS:

M. I. JUAN ANTONIO MORALES DIAZ DE VIVAR

MEXICO, D. F.

1999

TESIS CON  
FALSA DE ORIGEN

27 0859



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AVENIDA DE  
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA  
DIRECCION  
60-1-011

**SR. GERARDO LARA RAMIREZ**

Presente

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

**TECNOLOGIA DE PERFORACION EN AGUAS PROFUNDAS**

- I INTRODUCCION**
- II ANTECEDENTES Y GENERALIDADES**
- III PLANEACION DE LA PERFORACION**
- IV EQUIPOS Y HERRAMIENTAS**
- V TECNICAS DE PERFORACION**
- VI COSTOS DE PERFORACION Y CONTROL DEL PROYECTO**
- 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.

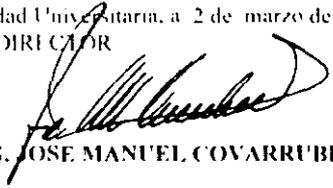
Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

“POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU”

Ciudad Universitaria, a 2 de marzo de 1998

EL DIRECTOR



**ING. JOSÉ MANUEL COVARRUBIAS SOLÍS**

JMCS\*RR/R\*gtg

# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

## FACULTAD DE INGENIERÍA

### TESIS

### TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS

**ALUMNO:**  
LARA RAMÍREZ GERARDO

**DIRECTOR:**  
M.I. JUAN ANTONIO MORALES DÍAZ DE VIVAR

#### JURADO DE EXAMEN PROFESIONAL

**PRESIDENTE:** ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS

**VOCAL:** M.I. JUAN ANTONIO MORALES DÍAZ DE VIVAR

**SECRETARIO:** ING. SALVADOR MACIAS HERRERA

**1ER. SUPLENTE:** ING. HERON GACHUZ MURO

**2DO. SUPLENTE:** M.I. NESTOR MARTÍNEZ ROMERO

Handwritten signatures of the jury members over horizontal lines. The signatures are: Manuel Villamar Viguera, Juan Antonio Morales Díaz de Vivar, Salvador Macías Herrera, Heron Gachuz Muro, and Nestor Martínez Romero.

Agradezco

A Dios por darme la vida y todo lo que tengo

A mi Padre:

Por su ejemplo y apoyo, por el ánimo que me dio para terminar lo que había empezado. A donde quiera que estés te amo y te extraño.

A mi Madre

Por el gran cariño y amor que me has tenido, muchas gracias. Te quiero mucho

A mi esposa Maty

Por tu amor y la ayuda tan importante que le has dado a mi vida.

A mis hijas Karina y Erika

Por ser ellas la principal razón de mi vida

A la Universidad Nacional Autónoma de México

A la Facultad de Ingeniería

Por haber sido allí donde logre y cristalice una de mis metas, haber realizado mis estudios.

A mis Maestros y Compañeros

Gracias

Al Ing Juan Antonio Morales Díaz de Vivar

Por la dirección de este trabajo.

Gerardo Lara Ramírez

## CONTENIDO

PÁGINA

**TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN EN AGUAS PROFUNDAS**

<b>Introducción</b>	1
<b>I. Antecedentes y Generalidades</b>	2
I 1 Introducción	2
I 2 Historia de la Perforación Marina	3
I 2 1 Proceso de Evolución de los Equipos Marinos	4
I 2 2 Perforación Marina en México y en el Mundo	7
I 3 Generalidades	9
<b>II. Planeación de la Perforación</b>	14
II 1 Introducción	14
II 2 Pozo Convencional	15
II 3 Pozo en Aguas Profundas	15
II 4 Secuencia de la Planeación de un Proyecto de Perforación	15
II 4 1 Colección de Datos	15
II 4 2 Determinación de los Gradientes de Formación y de Fractura	18
II 4 3 Análisis de la Profundidad de Asentamiento de Tuberías de Revestimiento	21
II 4 4 Selección de la Geometría del Agujero	23
II 4 5 Planeación de la Terminación	24
II 4 6 Programa de Fluidos de Perforación	24
II 4 7 Programa de Cementaciones de Tuberías de Revestimiento	25
II 4 8 Diseño de Tuberías de Revestimiento	25
II 4 9 Diseño de la Sarta de Perforación	26
II 4 10 Selección del Tamaño y Equipo de Perforación	26
II 4 11 Proyección de los Tiempos de Perforación	27
II 4 12 Análisis de los Costos del Pozo	29
II 5 Aspectos a Considerar en la Perforación de un Pozo en Aguas Profundas	32
II 5 1 Tirante de agua	32
II 5 2 Gradientes de Fractura	32
II 5 3 Condiciones Climatológicas	32
II 5 4 Topografía del Fondo Marino	32
II 5 5 Temperatura del Lecho Marino	33
II 5 6 Aspectos Económicos	33
II 6 Análisis de Factibilidad de Inversión de Proyectos para Pozos de Aguas Profundas	33
<b>III. Equipo y Herramientas</b>	39
III 1 Introducción	39
III 2 Clasificación General de los Equipos de Perforación	39
III 2 1 Equipos con Soporte de Fondo	39
III 2 2 Equipos Flotantes	41
III 2 3 Equipos de Posicionamiento Dinámico	43
III 2 4 Plataformas con Patas Tensionadas	44
III 2 5 Plataforma de Mástil Tipo Boya (Spar Buoy)	45

III 3 Sistema de Perforación Rotatoria	47
III 3.1 Torre	47
III 3.2 Sistema de Energía	47
III 3.3 Sistema de Elevación	48
III 3.4 Sistema de Circulación	48
III 3.5 Equipo Rotatorio	48
III 3.6 Control de Brotes	49
III 3.7 Sistema de Monitoreo	53
III 4 Equipos y Herramientas Marinas	53
III 4.1 Sistema de Anclaje	54
III 4.2 Sistema de Control del Pozos	55
III 4.3 Sistema Compensador de Movimientos	60
III 4.4 Sistema del Riser de Perforación Marino	61
III 4.5 Líneas Guía	73
III 4.6 Sistema Tensionador de las Líneas Guía	73
III 4.7 Bases Guía Permanente y Temporal	73
III 4.8 Sistema de Cabezales Submarinos	73
III 4.9 Herramientas Especiales de Instalación	77
<b>IV. Técnicas de Perforación</b>	<b>78</b>
IV 1 Introducción	78
IV 2 Sistema de Cabezales Submarinos	78
IV 2.1 Procedimientos de Operación	78
IV.3 Sistema de Control de Pozos Submarinos	82
IV 3.1 Operación de los Sistemas de Control	82
IV 3.2 Operación de los Pods de Control	90
IV 4 Risers de Perforación	91
IV 4.1 Operación del Sistema de Riser de Perforación	91
IV 5 Perforación	94
IV 6 Tapa de Abandono	100
<b>V. Costos de Perforación y Control del Proyecto</b>	<b>102</b>
V 1 Costos de Perforación	102
V 1.1 Introducción	102
V 1.2 Características Físicas de los Equipos	103
V 1.3 Costos de Perforación y Terminación	106
V 2 Control Físico del Proyecto	113
V 2.1 Puntos de Partida/Bases de la Estimación	113
V 2.2 Etapas de la Formulación del Presupuesto Oficial del Proyecto	115
V 2.3 Estructura Presupuestaria	116
V 2.4 Presupuestos del Proyecto	119
V 2.5 Control de Costos	119
V 2.6 Fuentes de Financiamiento	120
<b>VI. Conclusiones y Recomendaciones</b>	<b>122</b>
<b>Bibliografía</b>	<b>128</b>

## INTRODUCCIÓN

Los yacimientos más importantes que existen en México se encuentran en la zona marina. De ellos se extrae más del 90% del aceite que se produce actualmente. Debido a la gran demanda de hidrocarburos en el mundo, las actividades de perforación y producción se extienden en áreas con mayor profundidad. Gracias a esto se ha desarrollado enormemente la tecnología para la explotación de pozos en aguas profundas.

El objetivo de este trabajo es analizar, plantear y evaluar las técnicas y herramientas de perforación más recientes en aguas profundas, así como una estimación cualitativa de los costos que integran la perforación de un pozo.

Al igual que en las operaciones de perforación en tierra, se establece la planeación del proyecto de perforación, que es quizá el aspecto más importante de la ingeniería de perforación.

El siguiente trabajo se organizó en cinco temas principales, además de las conclusiones y recomendaciones.

En el capítulo uno se presenta una breve historia de los equipos de perforación marina, los avances que han alcanzado los equipos, herramientas y técnicas de perforación en tirantes de agua profunda en todo el mundo. Además se establecen los alcances del presente trabajo.

En el capítulo dos se presenta el proceso de planeación de perforación, así como un análisis de la factibilidad de inversión de un proyecto para pozos de aguas profundas.

El capítulo tres recopila la información acerca de los equipos y herramientas de perforación que en materia de aguas profundas se han desarrollado.

En el capítulo cuatro se presenta la parte central o medular de este trabajo. Las técnicas de perforación de pozos para aguas profundas.

En el capítulo cinco se hace un análisis de los costos de perforación para cuatro equipos en especial, así como el control del proyecto de inversión para pozos en aguas profundas.

Es conveniente resaltar que los temas aquí cubiertos han sido tratados en diversas publicaciones técnicas, de las que se presentan al final de este trabajo. El citar estas referencias no fundamenta las conclusiones, sino pretende facilitar la búsqueda de información.

**CAPITULO I**

**ANTECEDENTES Y GENERALIDADES**

**I.1 Introducción**

En menos de 40 años, las operaciones de perforación en el mar se han desarrollado de manera importante, hoy en día se ha alcanzado un avance tecnológico en la perforación de aguas profundas, en tirantes mayores de 500 m con gran seguridad, control y capacidad del personal. El equipo y técnicas utilizadas son menos conocidas que la perforación convencional en tierra y la inversión en equipo y personal es mucho mayor. Por otro lado una buena planeación y supervisión es necesaria para una inversión eficiente y rentable.

Indiscutiblemente Petrobrás es el líder mundial en producción en aguas profundas con una serie de récords en el mar, siendo el primero en pasar la marca de producción en aguas de más de 1,000 m de profundidad.

Actualmente Petrobrás tiene una serie de proyectos de investigación y desarrollo para ampliar su capacidad de producción en aguas de hasta 2.000 m con el objetivo de explotar sus tres campos gigantes: Marlim, Albacora y Barracuda que se extienden y pasan de esa profundidad.

La Figura 1.1 muestra los récords de terminación y producción en aguas profundas en los campos marinos de Brasil.

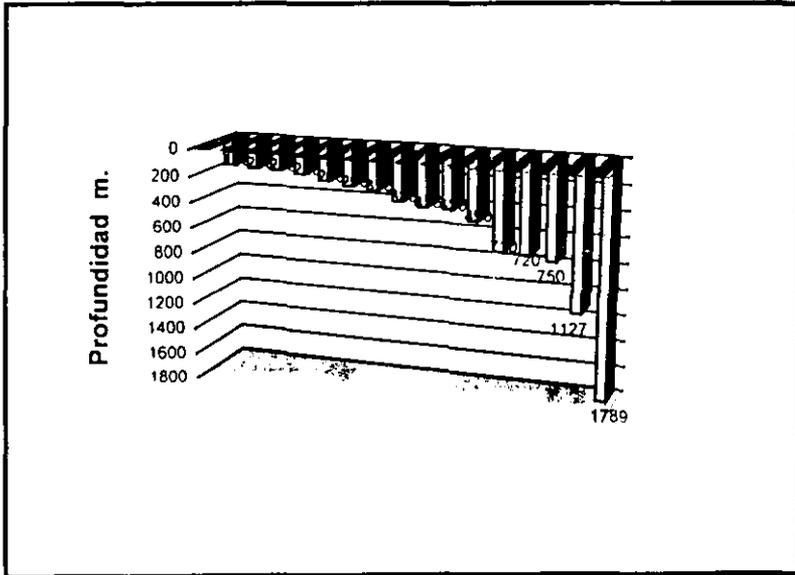


FIGURA 1.1 RÉCORDS DE TERMINACIÓN Y PRODUCCIÓN EN AGUAS PROFUNDAS EN LOS CAMPOS MARINOS DE BRASIL

## I.2 Historia de la Perforación Marina

A través de la historia de la perforación se pretende conocer los avances en las actividades de perforación en aguas profundas. Sabemos que el avance tecnológico es el resultado de la necesidad de satisfacer la demanda de hidrocarburos, los cuales son de vital importancia en la industria y el transporte en el mundo.

Antes de 1950, la industria petrolera estaba muy limitada en las actividades de perforación marinas. Fue en estos años que un equipo de perforación rotatoria se utilizó en un equipo flotante por primera vez. Después de los 50's nació el concepto de riser marino.

Fue hasta los 60's que hubo un acelerado desarrollo en el equipo y técnicas de perforación marinas. En este período se perfeccionaron las unidades semisumergibles, el sistema de control, el sistema de tensionamiento del riser, el sistema acústico de referencia de posición y las terminaciones submarinas.

Los equipos de perforación marinos son conocidos hoy en día como piezas sofisticadas de ingeniería. Sin embargo, no siempre fue así. Las unidades originales fueron simples equipos de tierra, algunas técnicas de perforación se desarrollaron en tierra y se usaron en las primeras operaciones marinas. Estas técnicas funcionaron por un tiempo, pero la necesidad de perforar en aguas profundas desarrolló la tecnología conocida hasta ahora.

Se han desarrollado cuatro equipos básicos de perforación en el mar: Sumergibles, autoelevables, semisumergibles y los barcos de perforación.

En la Figura 1.2 se muestra el proceso de evolución de los equipos de perforación en el mar.

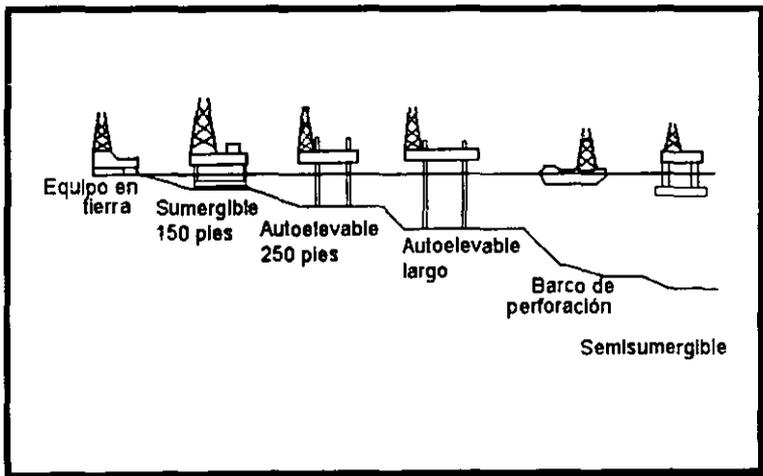


FIGURA 1.2 PROCESO DE EVOLUCIÓN DE LOS EQUIPOS DE PERFORACIÓN EN EL MAR

### I.2.1 Proceso de Evolución de los Equipos Marinos

A continuación se describe el proceso de evolución de los equipos de perforación en el mar.

#### Sumergibles

La Figura 1.3 ilustra la evolución de las unidades de perforación sumergibles, en algún tiempo llamadas barcazas de pantano. Este tipo de unidad es usado en aguas poco profundas como ríos y bahías usualmente menos de 15 m de profundidad.

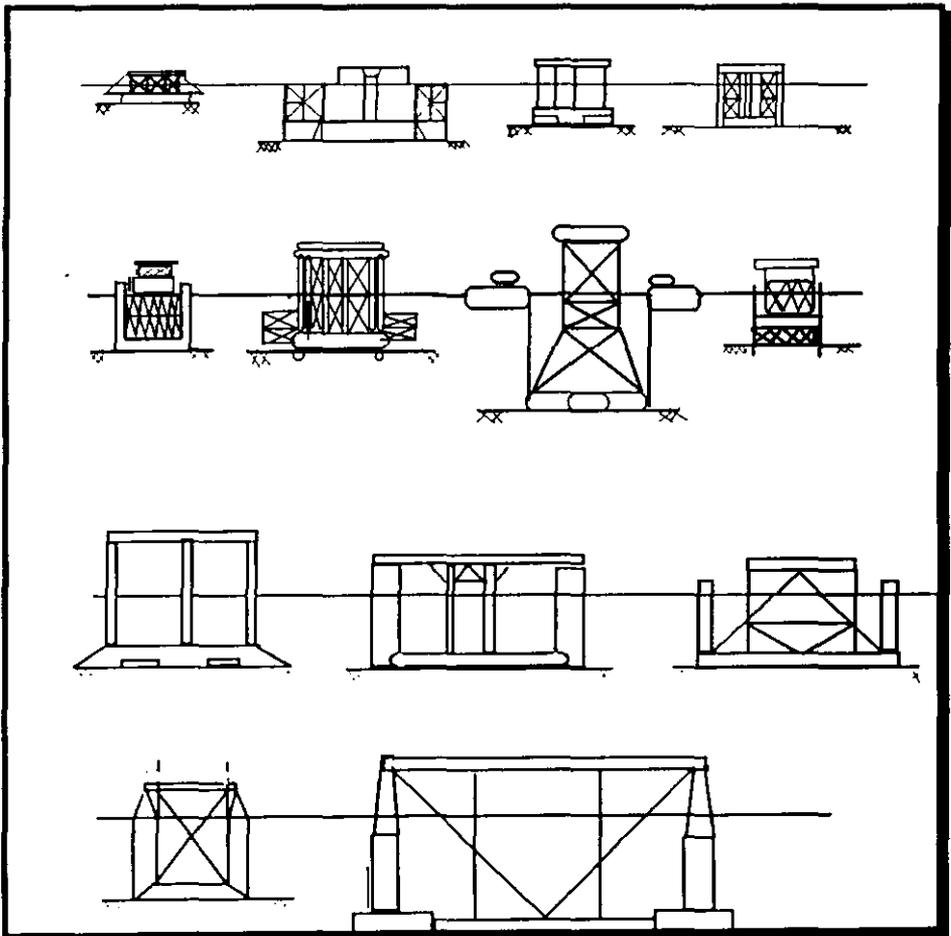


FIGURA 1.3 EVOLUCIÓN DE LAS UNIDADES SEMISUMERGIBLES

Las unidades sumergibles han sido usadas en profundidades de aguas superior a 50 m

**Autoelevables**

El primer equipo Autoelevable fue el Delong Rig No 1, el cual fue construido en 1950 pero fue instalado permanentemente como una plataforma en 1953. La Figura 1.4 muestra la evolución de los Autoelevables. El primer Autoelevable móvil fue el Delong-McDermott no. 1 después conocido como "The offshore company rig No 1".

Los Autoelevables fueron diseñados inicialmente para operar en profundidades de 60 m.

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

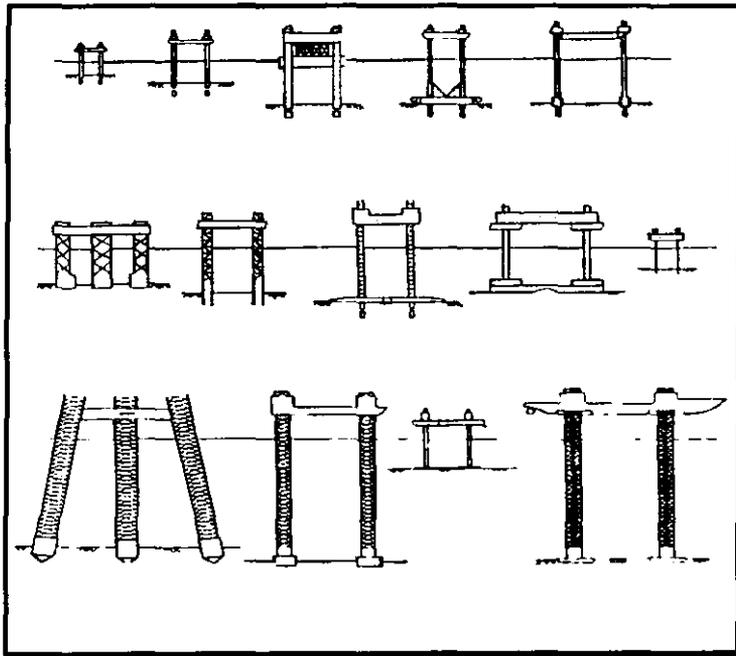


FIGURA 1.4 EVOLUCIÓN DE LAS PLATAFORMAS AUTOELEVABLES

**Semisumergibles**

Los semisumergibles evolucionaron de los equipos sumergibles. Muchos de los semisumergibles hoy en día son diseñados para operar en el fondo del mar o flotar totalmente.

Los equipos semisumergibles son diseñados para operar en profundidades de agua superior a los 500 m y para soportar condiciones marinas severas.

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.

La Figura 1.5 muestra la evolución de los semisumergibles.

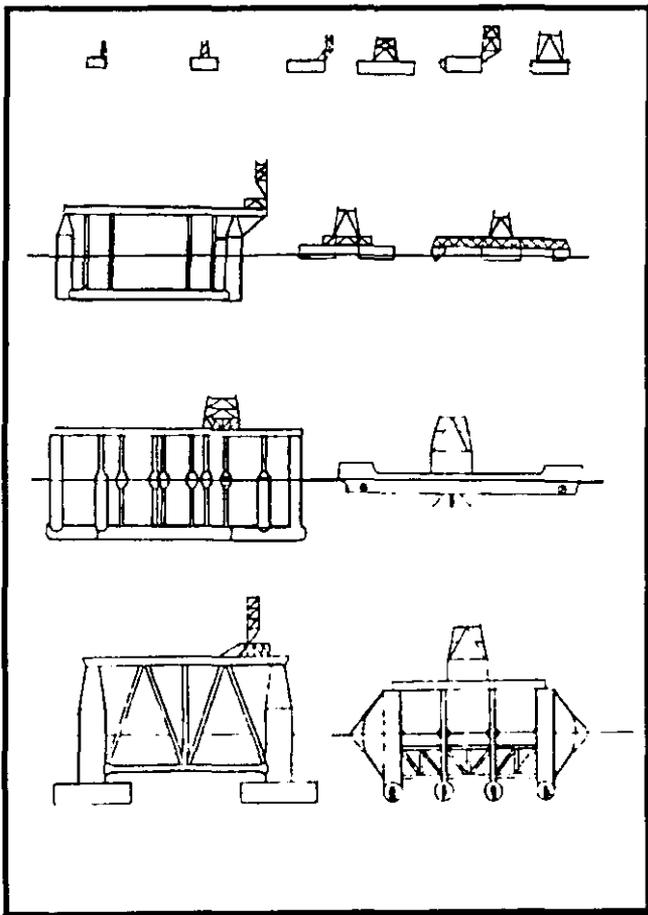


FIGURA 1.5 EVOLUCIÓN DE LAS PLATAFORMAS SEMISUMERGIBLES

### **Sistema de Posicionamiento Dinámico**

El sistema de posicionamiento dinámico consiste en posicionar una unidad de perforación marina en un sitio en el mar mediante un sistema de medición y posición, un control de respuesta y un sistema actuador

### **Proyecto Mohole**

El primer posicionamiento dinámico fue el proyecto Mohole en marzo y abril de 1961

En la prueba el barco "Cuss I" se mantuvo posicionado mediante cuatro unidades propulsoras, controladas manualmente. Estas cuatro unidades fueron colocadas en las cuatro esquinas del barco. La posición fue controlada mediante radar y señales de sonar

### **Proyecto Eureka**

El primer posicionamiento dinámico exitoso fue el de M/V Eureka desarrollado por Shell Oil Company. Esta pequeña embarcación de 36 pies por 136 pies fue originalmente diseñada para operar manualmente, pero debido a la dificultad de operar los dos impulsores de 200 HP se decide utilizar un sistema de control automático

### **Caldrill I**

El segundo Posicionamiento dinámico exitoso fue el del Caldrill I. Un barco de 176 pies de longitud por 33 pie con cuatro impulsores de 300 HP de fuerza cada uno

El barco fue equipado para perforar a 6000 pies con tubería de 4 1/2 pg. el Caldrill operó con 25 pies de oleaje, vientos arriba de 60 mph y corrientes de 3 nudos

### **Challenger.**

En agosto de 1968, aparece el Glomar Challenger con 400 pies de longitud por 65 pies de ancho, con un desplazamiento de 10500 toneladas. El Challenger tiene dos impulsores principales de 2250 HP cada uno. Este barco usa dos sistemas de posicionamiento acústico, controlados por computadora

El sistema de Posicionamiento Dinámico (P.D.) fue originalmente propuesto por la National Science Foundation "Proyecto Mohole". Aunque este proyecto fue cancelado, el Posicionamiento Dinámico fue usado por algunas pequeñas embarcaciones

## **1.2.2 Perforación Marina en México y en el Mundo**

La perforación marina en el mundo inicia en 1890, en Summerland California. Sin embargo, la primera plataforma fue construida en Louisiana en 1947

En octubre de 1953 se crea por decreto la Institución Petróleo Brasileiro, S. A. Petrobrás e inicia actividades en mayo de 1954

Brasil inicio sus operaciones marinas en el año de 1968 teniendo muy buenos resultados en 1977. Petrobrás es indiscutiblemente el líder mundial en producción de aguas profundas con una

serie de récords marinos, siendo el primero en pasar la marca de producción en aguas de más de 1000 m

En 1975 se levantó la estructura hondo a 260 m del fondo marino en las costas de California

En 1978 se construyó la plataforma Conga en un tirante de 312 m

En 1981 se instaló la plataforma Cerveza en el Golfo de México con un tirante de agua de 285 m

A finales de 1989 se instaló la plataforma Bullwinckle con un tirante de 411 m en las costas de Lousiana

En la region del Mar del Norte se originó un avance tecnológico debido a la competencia entre las diferentes firmas petroleras

De la misma manera, en Brasil se ha desarrollado una tecnología propia aplicable a las condiciones de su región, ya que las condiciones climatológicas en las que se tienen que desarrollar cada una de las actividades son muy severas. El desarrollo de estos campos ha contado con la participación de un gran número de compañías internacionales dedicadas a la extracción de hidrocarburos, lo cual ha fortalecido su desarrollo

Pemex inicia la perforación en el Golfo de México en 1959 en la estructura llamada "Santa Ana", que fue determinada por estudios sísmológicos como un domo salino afallado

Durante el periodo de 1958 y 1969 fueron descubiertas Bagre, Cangrejo, Escualo, Esturión, Isla de lobos, Tiburón, Tintorera, Morsa, Rabón Grande y Tortuguero que fueron productoras en la Nueva faja de oro marina

Entre 1963 y 1966 Pemex llevó a cabo la exploración y el posterior desarrollo en forma mixta, combinando la perforación con barco y desde tierra mediante pozos direccionales, en las estructuras llamadas Cabo Rojo y Cabo Nuevo

En 1966 en la costa de Tuxpan se logra definir la estructura Atun. Logrando con ésto el mayor éxito en la explotación marina

En este mismo año de 1966 y de acuerdo a los estudios sísmológicos realizados frente al puerto de Tampico fueron perforados tres pozos exploratorios con el barco perforador INDEPENDENCIA encontrándose la estructura Arenque

De 1970 a 1974 Pemex efectuó exploraciones marinas en las costas del océano Pacífico, principalmente cerca de Guerrero Negro y Puerto Peñasco utilizando los barcos perforadores Independencia, Pánuco, Reforma y Revolución

En 1974 se inicia la perforación exploratoria en la Sonda de Campeche con el pozo Chac-1 localizado a 80 km de la costa de la isla de cd. del Carmen. Este pozo se terminó en julio de 1976

La sonda de Campeche inició su desarrollo en el año de 1976, en esta área marina se encuentran los yacimientos más grandes de nuestro país

### **I.3 Generalidades**

En este trabajo se describen los sistemas requeridos para la perforación de un pozo mediante una unidad flotante

Estos sistemas incluyen el equipo de perforación, el sistema de anclaje, cabezales, preventores y otros. Es importante recordar que el equipo es considerado como una unidad.

El propósito de la perforación es el mismo en tierra que en el mar. Perforar y terminar un pozo exitoso y rentable. La principal diferencia entre un equipo de perforación flotante y los equipos en tierra es el flotante mismo, el equipo para compensar el movimiento y el cabezal que es localizado en el fondo del mar.

La perforación marina está compuesta por los siguientes sistemas:

- 1 Sistema compensador de movimientos
- 2 Sistema de riser marino
- 3 Sistema tensionador del riser marino
- 4 Sistema tensionador de las líneas guía
- 5 Sistema de cabezales submarinos, bases guía permanente y temporal
- 6 Sistema de control de pozos submarinos

Cada uno de estos sistemas será discutido con detalle posteriormente.

Los equipos auxiliares o de soporte facilitan las operaciones marinas, estos incluyen facilidades en la costa, barcos auxiliares, helipuertos, comunicaciones y recolección de datos y monitoreo del equipo. Estos sistemas, subsistemas, componentes y soportes auxiliares son necesariamente integrados a la planeación del proyecto.

Cuatro tipos de equipos flotantes son usados hoy en día. El semisumergible, el barco, la plataforma de patas tensionadas y equipos con posicionamiento dinámico.

#### **Semisumergibles**

La configuración general de una semisumergible consiste de dos cascos longitudinales, los cuales son utilizados como compartimientos de remolque. El casco inferior es también el casco primario del equipo que está bajo el remolque. Gracias a este casco, la unidad semisumergible ofrece menos resistencia al remolque y proporciona una mayor estabilidad. Estas unidades permiten la perforación de pozos con tirantes de agua mayor de los 500 m. Estos constan de tres o cuatro piernas en cada costado unidas en su parte inferior por pontones, los cuales almacenan agua de mar en su interior, permitiéndole la sumersión.

### **Barco de Perforación**

El barco de perforación tiene la forma convencional de un barco, su principal ventaja es la de ser capaz de trasladarse de una localización a otra con razonable rapidez mediante su propio impulso

Existen varios barcos de perforación que se han utilizado para perforar en el mar entre éstos está el Glomar Challenger o el Discoverer Offshore. Los barcos de perforación son los más trasportables de todas las unidades de perforación, sin embargo son las menos productivas

El barco perforador es utilizado en aguas profundas mayor de los 350 m

### **Equipos con Posicionamiento Dinámico**

Las actividades marinas se han extendido hasta regiones muy profundas, donde las condiciones climatológicas son muy severas y donde nuevos problemas son enfrentados. Por ésto se desarrolló una técnica llamada Posicionamiento dinámico

El sistema de Posicionamiento Dinámico es empleado en plataformas semisumergibles y barcos perforadores para poder operar en tirantes de agua de hasta 2000 m.

### **Plataforma de Patas Tensionadas**

La plataforma de patas tensionadas han sido desarrolladas para generar el potencial económico de los nuevos descubrimientos en campos de aguas profundas

La plataforma de patas tensionadas se emplea para la perforación en aguas con un tirante mayor de 600 m

La plataforma se sujeta mediante cables de acero y su base se mantiene en la superficie mediante columnas flotantes

### **Sistema de Anclaje**

Algunos sistemas de anclaje utilizan el convencional sistema de cadena o sistema de cables, o bien una combinación de ambos sistemas. La profundidad de agua y las condiciones oceanográficas son generalmente los factores que controlan la selección del sistema de anclaje para los flotantes

Algunos flotantes son construidos o diseñados para depender totalmente de los impulsores o unidades de energía para mantenerse en su posición. El equipo de posicionamiento dinámico es la respuesta encontrada a los problemas técnicos y a las condiciones climatológicas severas en regiones muy profundas donde las plataformas de patas tensionadas representan una alternativa muy costosa y las estructuras ancladas requieren de mucho tiempo para realizar las maniobras

### **Sistemas de Control de Pozos Submarinos**

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. La ubicación de los dispositivos de control en el sistema submarino es muy importante. 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.

Existen cinco tipos de sistemas de control utilizados para la operación de los sistemas submarinos, los cuales son:

- 1 Hidráulico Directo
- 2 Hidráulico con Válvulas Piloto
- 3 Hidráulico Secuencial
- 4 Electrohidráulico
- 5 Electrohidráulico Multiplexado

### **Sistema de Perforación**

Referente al sistema de perforación este incluye todos los componentes normalmente usados en la perforación convencional en tierra, tales como torre, mesa rotatoria, malacate, bombas, tubería de perforación y lastrabarrenas, herramientas de perforación, sistemas de energía y de circulación de lodos.

El equipo especial de perforación ha sido desarrollado para manejar los problemas relacionados con el ambiente marino. Muchos de estos problemas son únicos en los equipos de perforación flotante y necesarios para:

- 1 Mantener la posición sobre la localización de perforación
- 2 Suministrar correcta conexión entre el Paquete de preventores y el fondo marino
- 3 Operar el Paquete de preventores en el fondo marino
- 4 Compensar el movimiento vertical del flotante a fin de mantener el peso sobre la barrena

Otras consideraciones que son comunes en casi todas las operaciones de perforación marinas son:

- 1 Tirante de agua
- 2 Condiciones climatológicas y oceanográficas

- 3 Problemas de logística en la transportación de suministros y de personal
- 4 Topografía del fondo marino
- 5 Temperatura del lecho marino
- 6 Gradientes de presión y fractura

Todos los equipos flotantes están sujetos a influencias tales como la fuerza de las olas, las de flotación corrientes marinas fuerzas de anclaje vientos y el mismo peso del flotante. Es muy importante conocer la magnitud de estas fuerzas para que el equipo guarde su posición con respecto a la boca del pozo. La limitación del movimiento se hace mediante un anclaje múltiple, seis a doce líneas con pesadas anclas son estratégicamente unidas al equipo para minimizar el movimiento. Algunos semisumergibles y barcos de perforación usan este sistema.

Los equipos flotantes que utilizan el equipo de posicionamiento dinámico involucran el uso de computadoras para controlar las propelas para ejercer un impulso y contrarrestar la fuerza de los vientos y olas.

La Figura 1.6 muestra el anclaje de los equipos flotantes.

Los sensores acústicos son usados para comprobar la posición del flotante, estos informan a la computadora que active el impulso necesario y ajuste la posición.

Si bien, la distancia entre el piso de perforación y el paquete de preventores en los equipos de tierra es mínima, en los equipos flotantes puede ser mayor de 1000 m., por lo tanto existe mayor dificultad en el control. Los sistemas son desarrollados para manejar los problemas de aguas profundas así como el movimiento vertical. Estos son mostrados en la Figura 1.7 e incluye:

- 1 Paquete de preventores submarinos. El cual es bajado hasta el fondo mediante líneas guía unidas a la base guía y a la tubería de revestimiento previamente colocados en el fondo.
- 2 La junta flexible la cual es una esfera presurizada que permite cerca de 10 grados de desviación angular entre el Paquete de preventores y el riser.
- 3 Riser. Es un tubo de gran diámetro la cual sirve como un conducto para el todo de perforación y como guía para el aparejo de perforación.
- 4 Junta telescópica la cual es un eslabón entre la parte superior del riser y el equipo flotante. Esta permite el movimiento vertical del flotante.
- 5 Líneas Flexibles de matar y de estrangular. Estas permiten el movimiento relativo en la junta telescópica y en las juntas flexibles en el sistema riser.

Todos los equipos y sistemas de Perforación marina serán desarrollados en los Capítulos siguientes.

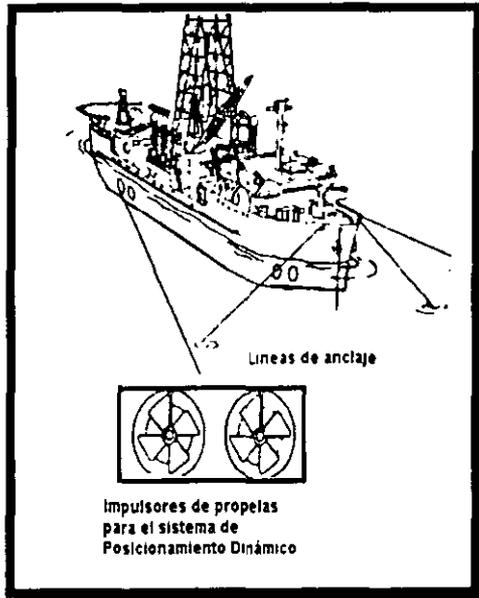


FIGURA 1.6 ANCLAJE DE LOS EQUIPOS FLOTANTES

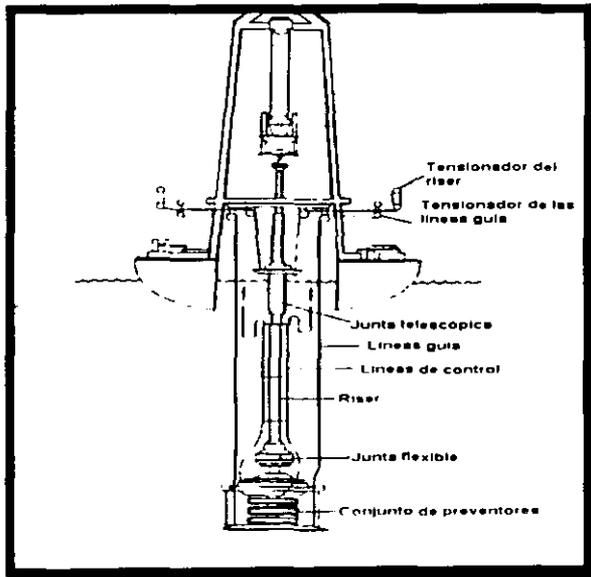


FIGURA 1.7 COMPONENTES DEL SISTEMA DE PERFORACION MARINA

## CAPITULO II

### PLANEACIÓN DE LA PERFORACIÓN

#### II.1 Introducción

La planeación es uno de los aspectos más importantes de la perforación de pozos. Aunque la planeación y las prácticas de pozos pueden variar, el resultado final deberá ser siempre muy similar perforar con el mayor beneficio técnico al menor costo posible. Cada proyecto que quiera llevarse a la práctica seguirá un plan previamente establecido, que tendrá las siguientes características

- ◆ Seguridad
- ◆ Costo mínimo
- ◆ Rentable

Desgraciadamente no siempre es posible llevar a cabo estos objetivos debido a problemas o contratiempos tales como la geología, equipo de perforación, temperaturas, diámetro del agujero o bien el presupuesto

#### **Seguridad**

La seguridad es prioritaria en la planeación. Desde el punto de vista del personal, este debe tener prioridad sobre los demás aspectos del plan.

#### **Costo Mínimo**

Un objetivo de la planeación es minimizar los costos del pozo. En alguno de los casos, los costos pueden ser reducidos con una mejor planeación.

#### **Rentables**

Optimizar los recursos de inversión y mejorar el desempeño de la perforación va encaminada a la obtención de un beneficio económico. Siendo en los costos finales del pozo donde se ven reflejados los esfuerzos realizados para cumplir con los objetivos planteados.

En la planeación deberá haber una adecuada estimación de los tiempos de perforación y de sus costos ya que de estos depende la rentabilidad.

Cuando se aprueba un proyecto en el mar y se decide invertir en él arriesgando el capital, es necesario e imprescindible tener una buena planeación.

Como en las operaciones de perforación en tierra, los parámetros básicos necesitan ser analizados primeramente. Esto incluye el número y tipo de pozos que serán perforados, el número y disponibilidad de los equipos que serán utilizados.

Otros parámetros a considerar para la perforación en el mar son los siguientes: Condiciones climatológicas y oceanográficas para una localización específica, así como las variaciones del clima.

durante el año, ya que las condiciones marinas en algunas áreas cambia significativamente durante algunos períodos. Otra consideración es la disponibilidad de servicios; incluyendo muelles para botes, helipuertos, servicios de contratistas, proximidad con centros de población y otras actividades marinas.

## **II.2 Pozo Convencional**

Un pozo convencional es aquella estructura cilíndrica que comunica el yacimiento con la superficie y que se realiza en tierra o mar, bajo condiciones normales de operación, mediante el uso de tecnología aplicable en cualquier tipo de pozo.

## **II.3 Pozo en Aguas Profundas**

Se define como pozo en aguas profundas, aquel que se perfora en el mar utilizando equipo de tecnología más sofisticada que comúnmente no se usa para perforar un pozo convencional. Las condiciones climatológicas son más severas. Olas, vientos y corrientes marinas son los principales factores climatológicos adversos con los que hay que enfrentarse.

El uso de una unidad flotante, las técnicas de posicionamiento, los equipos de anclaje, los sistemas de tensionamiento del riser y el equipo compensador de movimientos de la sarta de perforación son las principales diferencias entre un pozo convencional y uno no convencional en aguas profundas, entre otras.

## **II.4 Secuencia de Planeación de un Proyecto de Perforación**

La planeación de un pozo es un proceso ordenado, bien definido. Requiere que algunos aspectos de la planeación sean desarrollados antes de diseñar otros. La principal consideración es la economía. Por lo tanto, la estimación y control de los costos es un requisito indispensable.

El proceso de la planeación de la perforación de un pozo submarino se describe en la Figura 2.1.

A continuación se presenta el proceso de planeación para un pozo en tierra, en el cual se hará hincapié en las diferencias para el caso de un pozo marino.

### **II.4.1 Colección de Datos**

Un aspecto importante en la preparación del plan, es determinar las características y problemas en el pozo. Un pozo no puede ser planeado propiamente si los aspectos cercanos a éste son desconocidos. Por eso la perforación requiere inicialmente de mucha información para poder desarrollar el proyecto.

### **Localización de la Perforación**

La correcta programación y perforación de un pozo petrolero requiere del conocimiento de los tipos litológicos que integran la columna geológica a perforar y las profundidades probables de sus contactos, con el propósito de seleccionar adecuadamente entre otras cosas, los tipos de barrenas.

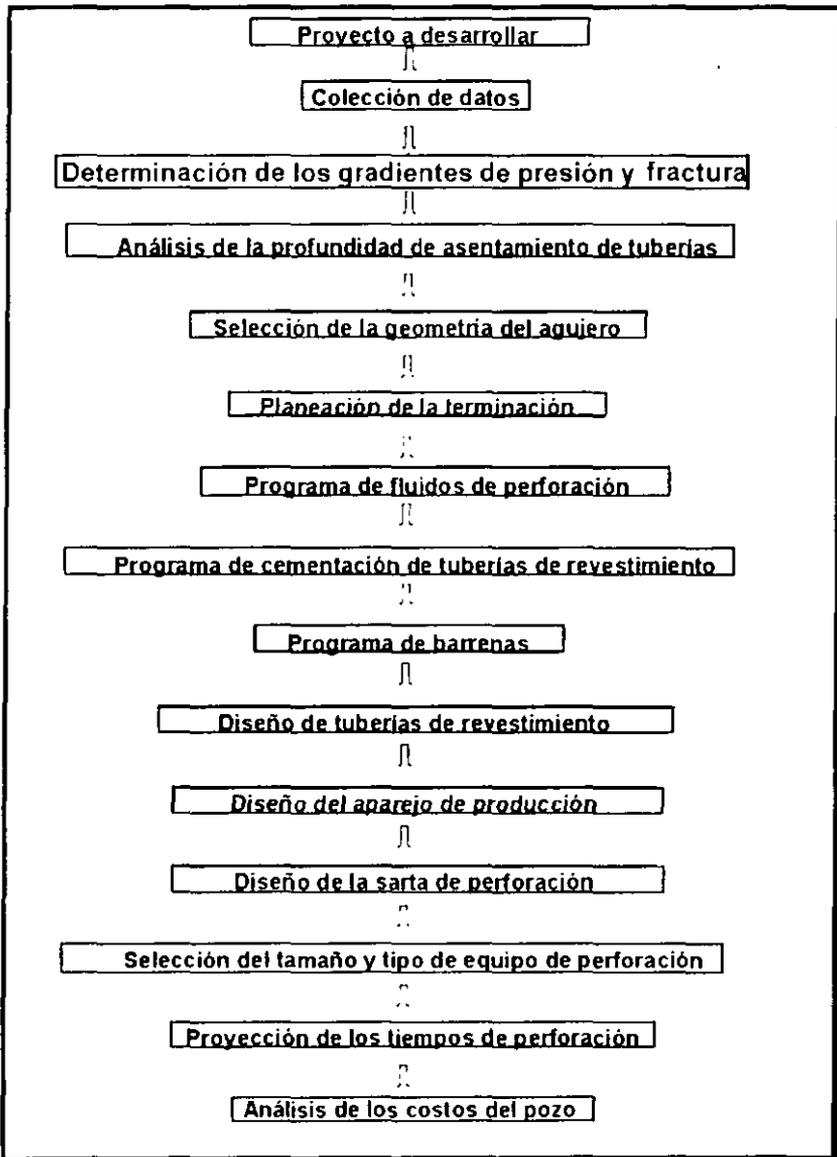


FIGURA 2 1 PROCESO DE LA PLANEACION DE LA PERFORACION DE POZOS

el fluido de perforación, los registros geofísicos adecuados para la correcta evaluación de la formación, las profundidades a las que debe asentarse las tuberías de revestimiento

### Fuente de Datos

Una vez definida la localización donde se ha de perforar, se tendrá que proceder a recopilar toda la información necesaria para el pozo en cuestión

Comunmente los datos usados por la ingeniería de perforación son los siguientes

- ◆ Registro de barrenas
- ◆ Registro de lodos
- ◆ Reportes de perforación
- ◆ Registros
- ◆ Historia de producción
- ◆ Estudios sísmicos
- ◆ Estudios del pozo
- ◆ Contorno geológico
- ◆ Base de datos, servicios de compañías
- ◆ Mapas geológicos
- ◆ Correlaciones de pozos
- ◆ Pruebas de formación
- ◆ Registro de presiones de fondo
- ◆ Terminaciones
- ◆ Historia de producción

Toda la información debe corresponder a pozos del área o similares para que se puedan hacer las correlaciones y comparaciones en la medida de lo posible. En el caso de los pozos submarinos esta información puede ser muy diferente debido a lo alejado de otras localizaciones conocidas

En estos casos la información debe ser expedita en el caso de pozos de desarrollo. La cual debe irse actualizando al perforar más pozos

En el caso de los pozos submarinos, la información adicional que es requerida es la siguiente:

- ◆ Tirante de agua
- ◆ Condiciones del suelo marino
- ◆ Unidad flotante
- ◆ Condiciones climatológicas y oceanográficas

El tirante de agua afecta el comportamiento de los gradientes de presión de formación y de fractura. Las condiciones del suelo marino afectan el proceso de inicio de la perforación y el tipo y características de las tuberías conductoras que soportan el resto de las tuberías, así como las bases guía a utilizar. La profundidad del objetivo con respecto al fondo marino afecta la selección de las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento y el diseño de las mismas. La plataforma afecta el equipo a utilizar, no sólo el superficial, sino el sistema de perforación submarino. Los parámetros oceanográficos y climatológicos afectan la planeación de los aspectos operativos en caso de desconexión de emergencia por mal tiempo.

#### **II.4.2 Determinación de los Gradientes de Presión y Fractura.**

Las formaciones con presiones anormales se encuentran en un rango de edades geológicas que van desde el Paleozoico hasta el Cenozoico, en profundidades desde unos cuantos metros, hasta más de 5,000 m en zonas tanto marinas como continentales.

El éxito de algunas operaciones, tanto de exploración, perforación y terminación de pozos, depende en gran medida de la detección y cuantificación de las zonas de presiones anormales.

La experiencia indica que existe una relación entre la distribución del aceite y gas en el subsuelo con las presiones y temperaturas, de aquí que sea de gran interés el conocimiento de estos parámetros en las operaciones de exploración y perforación de pozos.

Las causas que originan la presión depende de la litología, mineralogía, actividad tectónica y el grado de sedimentación. Siendo los factores que ocasionan las presiones anormales los siguientes:

- ◆ Características del sistema roca-fluidos
- ◆ Represionamiento de la roca del yacimiento
- ◆ Ritmo de sedimentación y depositación
- ◆ Actividad tectónica
- ◆ Fallas y Domo salinos
- ◆ Fenómenos osmóticos

- ◆ Fenómenos de diagénesis

Diagénesis de sedimentos de arenas y lutitas

Diagénesis de sedimentos de carbonatos

### **Cómo se pueden conocer las Presiones Anormales**

Las propiedades de los estratos lutíticos se utilizan para predecir y cuantificar la magnitud de las presiones anormales

El problema de las presiones anormales se ha estudiado con gran amplitud y actualmente existen diversas técnicas para su detección y evaluación. Las tendencias típicas, tanto de presiones normales, como de las anormales se pueden apreciar en gráficas de profundidad contra:

- ◆ Resistividad
- ◆ Conductividad
- ◆ Tiempo de tránsito
- ◆ Porosidad
- ◆ Factor de formación
- ◆ Densidad
- ◆ Temperatura
- ◆ Propiedades mecánicas de las rocas

En zonas sobrepresionadas los valores de los parámetros graficados divergen de la tendencia normal y el grado de divergencia es proporcional a la magnitud de la sobrepresión. Sin embargo, no todas las divergencias representan zonas de presión anormal. De aquí la importancia de correlacionar todos los resultados, para llegar a conclusiones satisfactorias.

### **Importancia de conocer las Presiones Anormales**

El conocimiento aproximado de las presiones de formación y de fractura juega un papel muy importante en la perforación y terminación de pozos.

El conocer en forma adecuada dichas presiones permite realizar una mejor planeación de los pozos del área. Específicamente, se puede:

- ◆ Delinear los perfiles de los gradientes de presión de formación y de fractura
- ◆ Seleccionar la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento
- ◆ Determinar el programa de fluidos de perforación/control

- ◆ Elaboración de programas adecuados de perforación.
- ◆ Reducir potencialmente el daño a las formaciones productoras
- ◆ Aumentar el ritmo de penetración

La presión de formación puede ser el factor principal que afecte las operaciones de perforación. Si la presión de formación no es evaluada adecuadamente, puede conducir a problemas de perforación, tales como pérdidas de circulación, reventones, pegaduras de tuberías, inestabilidad del agujero y costos excesivos

En el caso de los pozos submarinos, todos estos riesgos se amplifican, dadas las condiciones de seguridad extrema que debe tenerse en el manejo y control del pozo

Los factores que afectan directamente la evaluación correcta y precisa de los gradientes de formación y de fractura son el tirante de agua y la posibilidad de que la formación productora a desarrollar sea de tipo marginal, es decir, la profundidad del objetivo con respecto al fondo marino.

#### **Determinación del Gradiente de Fractura**

El gradiente de fractura se requiere conocer para determinar la forma en la que se ha de controlar el pozo, ya sea durante la perforación o durante la terminación.

**El gradiente de fractura sirve para:**

- ◆ Determinar el programa de densidades de los fluidos de perforación y control
- ◆ Determinar la profundidad de asentamiento de las T R 's
- ◆ Realizar el diseño de las tuberías de revestimiento
- ◆ Establecer los valores de densidad diferencial del fluido de perforación por viajes (presiones de suaveo y surgencia)
- ◆ Determinar las velocidades de introducción o extracción de tuberías al pozo
- ◆ Planear la cementación de las tuberías de revestimiento
- ◆ Planear las operaciones de terminación y mantenimiento del pozo
- ◆ Cálculos de control de brotes
- ◆ Presiones de prueba de herramientas y tuberías
- ◆ Operaciones de lavado de pescados y manejo de pescantes

Cuando se consideran gradientes de fractura en pozos marinos, el gradiente de sobrecarga es una función del tirante de agua y de la densidad de las rocas. Por su parte el gradiente de fractura se calcula de la siguiente manera

$$Ga = \frac{(Dw)(Gw) + (Dbm)(Gf)}{Da + Dw + Dbm}$$

donde

Ga Gradiente de fractura aparente, lb/pg2/pie

Da Espacio de aire, pies (espacio entre el mar y la línea de flote)

Dw Tirante de agua, pies

Dbm Profundidad de la zona de interés bajo el fondo marino, pies

Gw Gradiente del tirante de agua, lb/pg2/pie= 0.44

Gf Gradiente de fractura de la roca, lb/pg2/pie (considerando que el pozo esta en tierra)

El tirante de agua introduce una variante a los valores calculados del gradiente de fractura, como se puede ver en la ecuación anterior

Una reducción en el gradiente de fractura tiende a incrementar los problemas por pérdida de circulación, reventones, pegaduras de tuberías, inestabilidad del agujero y costos excesivos

Por lo anterior, es importante considerar el tirante de agua, entre otros factores, para la planeación de la perforación de un pozo en el mar

La exactitud de la predicción de la presión de formación y gradiente de fractura son indispensables para la perforación en pozos en aguas profundas. Problemas de perforación y costos pueden reducirse sustancialmente por el conocimiento anticipado de alta presión de poro anormal. La determinación exacta del gradiente de fractura define la necesidad para proteger la tubería de revestimiento y el límite de profundidad para colocarla

#### II.4.3 Análisis de la Profundidad de Asentamiento de las Tuberías de Revestimiento en Aguas Profundas

La selección del número de tuberías de revestimiento, así como la profundidad de asentamiento de las mismas, está basado en los gradientes de presión de poro y de fractura, los cuales se obtienen a partir de registros geofísicos de pozos vecinos

La Figura 2.2 ilustra la relación que existe entre la profundidad de asentamiento de las T.R., el gradiente de presión de poro, densidad de lodo requerida y el gradiente de presión de fractura

A partir del gradiente de presión de poro, se dibuja la curva de densidad de lodo requerida. Esta se traza para que promedie aproximadamente 0.5 lb/gal ó 0.06 g/cc más que la curva de presión de poro

Al igual que la curva de gradiente de presión se debe considerar un factor de seguridad en la curva de gradiente de fractura, para evitar un reventón. Esto debido a que no se considera su densidad de circulación (caída de presión en el espacio anular al estar circulando)

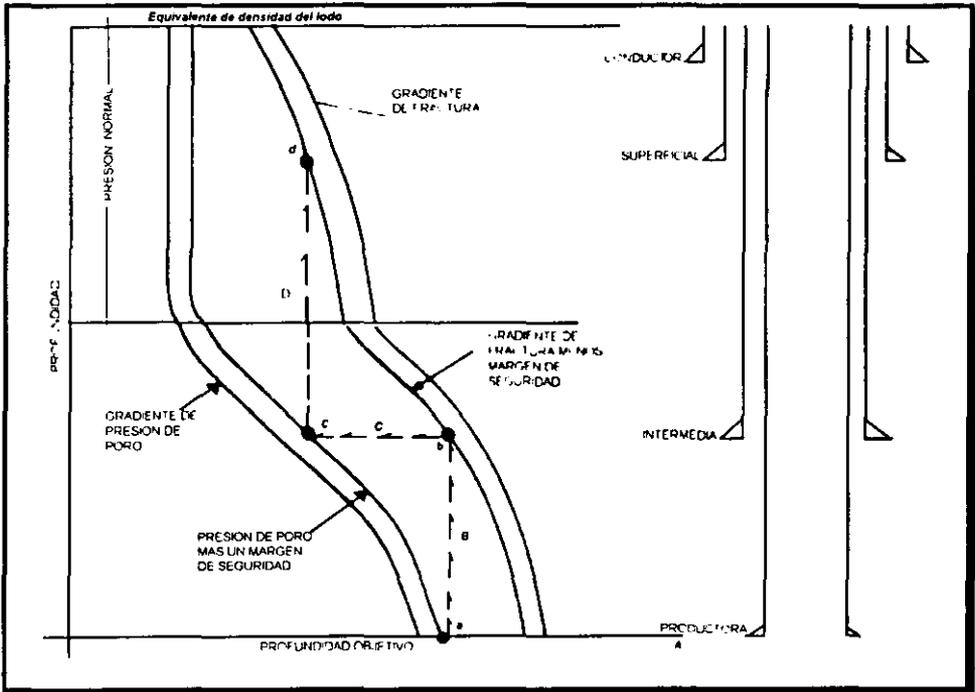


FIGURA 2.2 RELACION ENTRE LA PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE LAS TUBERIAS DE REVESTIMIENTO CON EL GRADIENTE DE PRESION DE PORO, DENSIDAD DE LODO Y EL GRADIENTE DE PRESION DE FRACTURA

El procedimiento para determinar la profundidad de asentamiento de las T R se observa en la Figura 2.2 tal y como sigue

- 1 Se traza una línea horizontal (A) hasta la profundidad objetivo. La intersección de esta línea con la curva de densidad de lodo requerida determina el punto a (punto de densidad máxima del lodo)
- 2 Se traza una línea vertical (B) hasta donde intercepte la curva de gradiente de fractura menos el margen de seguridad, punto b. Al referir este punto b a la vertical, nos determina la profundidad en la que la formación se fracturará con el lodo de densidad máxima
- 3 Además el punto b nos determina la profundidad de asentamiento de T R corta o producción
- 4 Se traza la línea horizontal C desde la profundidad donde se seleccionó asentar la zapata de la T R hasta la curva de densidad de lodo requerida a esa profundidad

- 5 Partiendo del punto de intersección de la horizontal C y la curva de densidad de lodo requerida (punto c), se extiende hacia arriba la línea vertical D hasta la línea de gradiente de fractura menor por el margen de seguridad
- 6 El punto d nos determina la profundidad de asentamiento de la tubería intermedia
- 7 Para seleccionar la profundidad de asentamiento de la T R superficial, se usa el mismo procedimiento

#### II.4.4 Selección de la Geometría del Agujero

La geometría del agujero esta basado en un caso típico, o quizás en uno ideal, para ser perforados desde un equipo de perforación flotante La Tabla 2 1 Muestra dos casos típicos para diámetros de agujero

El primer agujero perforado es de 36 pg de diámetro para la T R de 30 pg El agujero de 36 pg es perforado de 80 a 200 pies abajo de la línea de lodo La T R de 30 pg es manejada y cementada en el lugar Esta tubería es estrictamente para el soporte estructural La estructura guía permanente para soportar el cabezal y el conjunto de preventores es manejada en la tubería de 30 pg

El siguiente diámetro perforado es de 26 pg para el conductor de 20 pg que será colocado cerca de los 1000 pies abajo de la línea de lodo La T R de 20 pg es manejada con el cabezal y cementada en el lugar

El siguiente diámetro perforado es de 17 1/2 pg para una tubería de revestimiento superficial de 13 3/8 pg la T R superficial será colocada de 3000 a 5000 pies abajo de la línea de lodo

Después de colocada la T R Superficial, muchos gobiernos requieren una prueba de escurrimiento Mediante esta prueba se estima el gradiente de fractura de la formación justo abajo del fondo de la tubería

El siguiente agujero será de un diámetro nominal de 12 1/2 pg para una tubería de 9 5/8 pg Idealmente el operador puede colocarla arriba de la zona productora

Un agujero de 8 1/2 pg nominal será perforado para un aparejo de tubería de revestimiento de producción o un liner de producción Después de que la T R o liner es colocado, el pozo será probado Las Tablas 2 1 y 2 2 muestran los diámetros de tuberías típicos

TABLA 2 1 DIÁMETROS DE AGUJEROS PARA TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

Diámetro nominal del agujero (pg)	Tubería de revestimiento (pg)
36	Estructural 30
26	Conductor 20
17 1/2	Superficial 13 3/8
12 1/2	Producción 9 5/8
8 1/4	Liner 7

TABLA 2 2 DIÁMETROS DE AGUJEROS PARA TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO.

Diámetro nominal del agujero (pg)	Tubería de revestimiento (pg)
36	Estructural 30
22	Conductor 16
12 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	Superficial 10 <sup>3</sup> / <sub>4</sub>
9 <sup>1</sup> / <sub>2</sub>	Producción 7 <sup>5</sup> / <sub>8</sub>

#### II.4.5 Terminación de Pozos en aguas profundas

La terminación de un pozo petrolero es el conjunto de operaciones que se realizan para comunicar a la formación productora con la superficie mediante la perforación de la tubería de revestimiento de explotación que es la que aísla la zona productora

Para realizar una terminación óptima de un pozo es necesario disponer de toda la información posible recopilada durante su perforación

El programa de terminación contiene la siguiente información recabada durante la perforación

- 1 Cabezal del Pozo. Describe diámetro, marca, colgadores, tipos de postes guía, inclinación de la base guía
- 2 Objetivo. Determinación del intervalo de producción tipo del árbol submarino que será utilizado.
- 3 Barrenas utilizadas. Diámetro, intervalo perforado y tiempo de rotación en cada etapa.
- 4 Tuberías de revestimiento. Tipo, diámetro, grado, peso y distribución dentro del pozo.
- 5 Accesorios de la tubería de revestimiento. Tipo T R
- 6 Cementaciones. Tipo de cemento y aditivos, intervalos cementados, densidad de la lechada y fecha de cementación
- 7 Registros. Se enlistan los registros efectuados en las operaciones de perforación
- 8 Zonas de interés. Se detalla los intervalos productores que tiene el pozo, porosidad, saturación de agua, tipo de fluido, etc
- 9 Columna estratigráfica. Se describen las formaciones que se penetraron durante la perforación
- 10 Fluido de perforación. Se describen las características, densidad, salinidad, viscosidad, etc

#### II.4.6 Programa de Fluidos de Perforación para Pozos de Aguas Profundas

En la selección de la densidad del fluido de perforación para pozos marinos, se da una consideración especial dada la profundidad de agua. Se supone que el operador normalmente suministra 300 lb/pg<sup>2</sup> de sobrecarga para operaciones en tierra. Se adiciona una mayor sobrecarga para pozos marinos para tener un mayor grado de protección. La densidad del lodo se selecciona para suministrar estas 300 lb/pg<sup>2</sup> de protección en la base del riser marino cuando se desconecta o

bien cuando existe una perdida de fluido cerca del fondo marino. Esta precaución llega a ser significativa en profundidades de agua mayor de 600 pies. Por ejemplo si el riser es desconectado o bien hay una perdida de fluido en el fondo a 600 pies de profundidad con un lodo de 15.0 lb/gal, el sobrebalance en la formación puede ser reducido a unicamente 100 lb/pg<sup>2</sup> si una sobrecarga de 300 lb/pg<sup>2</sup> es usada estando el riser lleno de lodo. En profundidades mayores de 1.000 pies, bajo algunas condiciones y lodo pesado, el pozo puede fluir si el riser es desconectado.

#### II.4.7 Programa de Cementaciones de Tuberías de Revestimiento

Al diseñar una cementación deben tomarse en consideración las profundidades, las temperaturas del pozo, las condiciones del pozo y los problemas de perforación. Los siguientes factores pueden afectar el diseño:

- a) Profundidad, temperatura y tiempo de bombeo
- b) Viscosidad y contenido de agua de la lechada
- c) Tiempo de espesamiento o de bombeo
- d) Resistencia del cemento que se requiere para soportar la tubería
- e) Calidad del agua de mezclado
- f) Tipo de fluido de perforación y de los aditivos empleados
- g) Densidad de la lechada
- h) Calor de hidratación
- i) Permeabilidad del cemento fraguado
- j) Control de filtración
- k) Resistencia a salmueras del fondo del pozo

Deben considerarse muchos factores al diseñar las lechadas de cemento para utilizarlos en los pozos. Los laboratorios de campo deberán de reunir los datos de pruebas obtenidos con los materiales a usarse en los pozos de dicho campo, de otra manera las recomendaciones no tienen ningún significado.

#### II.4.8 Diseño de Tuberías de Revestimiento (T.R)

El plan debe incluir el diseño de la TR, la localización de los centradores, raspadores y equipo de flotación, la velocidad máxima de introducción, instrucciones para circular y reciprocarla, y el diseño de la cementación (composición de la lechada de cemento y régimen de flujo). Se debe especificar la presión de prueba de la TR y la técnica a seguir para efectuar la prueba de goteo, después de perforar la zapata. La prueba de goteo se debe hacer a un gradiente equivalente de cuando menos 0.5 lb/gal (0.06 g/cc) abajo del gradiente de fractura calculado con el fin de no fracturar la formación.

Las tuberías de ademe o revestimiento en un pozo tienen varias funciones. De acuerdo a su colocación en el pozo, una tubería se clasifica como:

- ◆ Tubería superficial
- ◆ Tubería intermedia
- ◆ Tubería de explotación
- ◆ Tubería corta o "liner"

#### II.4.9 Diseño de las Tuberías de Perforación

Las tuberías de perforación cuentan con las características de diseño apropiadas para resistir los esfuerzos de tensión, torsión, compresión, presión interna y presión exterior o colapso. Esto permite que las mencionadas tuberías no sólo realicen funciones en la perforación, sino también en la terminación y en algunas pruebas de presión

Para efectuar un diseño de la sarta de perforación, es necesario seleccionar aquellas tuberías que se ajusten a las condiciones operativas existentes en el área a perforar, por lo cual es necesario conocer las características, especificaciones y resistencias físicas de las tuberías

#### II.4.10 Selección del Tamaño y Equipo de Perforación.

Una parte importante en la planeación de un pozo es la selección del tamaño y equipo de perforación marina ya que de esto depende el buen resultado de las operaciones y aprovechamiento de los costos

La secuencia de planeación de un proyecto de perforación muestra que la selección del tamaño y equipo de perforación es una parte integral en la planeación de un pozo

Muchas compañías petroleras utilizan hoy en día equipos contratados, así como personal para las operaciones marinas

En México ya se ha trabajado en tirantes mayores de 100 m empleando unidades semisumergibles. Las unidades empleadas en estos tirantes han estado a cargo de compañías contratistas. Los contratistas ciertamente necesitan información del número y tipos de pozos a ser perforados, la localización, datos recientes así como la profundidad del tirante de agua

Con esta información ellos pueden ofertar sus propuestas de las unidades adecuadas y disponibles para la operación

En la evaluación de la unidad se debe de considerar otros factores. Por ejemplo, el tamaño y peso. La cantidad de equipamiento y herramientas se incrementan al aumentar la profundidad objetivo

La movilización del equipo es a menudo uno de los principales costos de la inversión. La transportabilidad del equipo decrece con la profundidad objetivo, por lo que un equipo grande es difícil de transportar, no así un equipo para perforación somera que es más pequeño y ligero. La selección del equipo implica tener en cuenta los factores siguientes

- ♦ Profundidad objetivo
- ♦ Potencia
- ♦ Disponibilidad
- ♦ Localización
- ♦ Cargas máximas a manejar
- ♦ Costos

La clasificación de los equipos de perforación marina de acuerdo a SMITH se muestra en la Figura 2.3

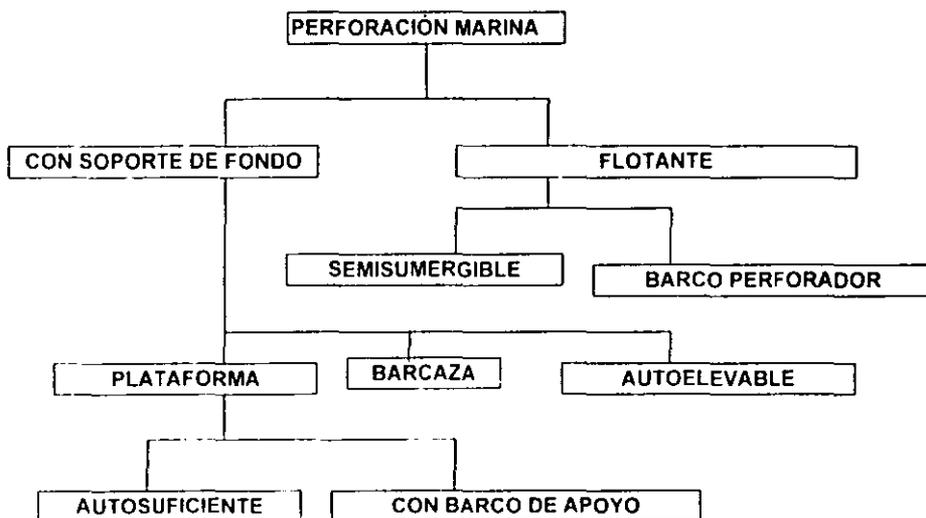


FIGURA 2.3 CLASIFICACIÓN DE LOS EQUIPOS DE PERFORACIÓN MARINA

La descripción general de estas unidades se hará en el siguiente Capítulo

#### II.4.11 Proyección de los Tiempos de Perforación.

La proyección de los tiempos de perforación y el análisis de los costos del pozo determinan la rentabilidad y aprobación del proyecto. Por esto es muy importante una buena planeación para reducir los problemas de perforación al mínimo lo que hará que los costos se reduzcan.

En la planeación se ha establecido la determinación de los tiempos de perforación para posteriormente estimar los costos que harán factible o no la perforación del pozo. Los factores que afectan el tiempo de perforación son:

- a) El ritmo de rotación
- b) Tiempo de viaje
- c) Condiciones climatológicas y oceanográficas
- d) Problemas de perforación
- e) Cambio de etapa

#### Tiempo de rotación.

Esta es en función del tipo de roca, el tipo de barrena, el peso y rotación a la barrena, el fondo de perforación.

**Tiempo de viaje.**

Es el tiempo utilizado en el cambio de barrena el cual está en función de la profundidad, la integridad el pozo, la capacidad del equipo y la eficiencia de la tripulación

**Condiciones climatológicas.**

Las condiciones del tiempo no favorables afecta las operaciones normales de perforación marinas La fuerza del oleaje, las corrientes marinas vientos y fenómenos meteorológicos como huracanes podrán detener las operaciones de perforación

**Problemas de perforación.**

Los problemas en la perforación pueden ser muchos y variados y son manejados rutinariamente Un ejemplo es la Geología Estos problemas se deben reducir con un buen criterio en la planeación del pozo y en el momento en que se produce el problema para así resolverlo lo más rápido posible

**Tiempo para el cambio de etapa.**

Depende del tiempo requerido para correr la T R y del diámetro de la T R , la profundidad de asentamiento, las condiciones del agujero, capacidad del equipo y la habilidad de la tripulación. Además del tiempo que se toma un registro, montaje y desmontaje de preventores, cementación de la tubería, prueba de conexiones superficiales y la prueba de T R

La construcción de un pozo marino comprende las siguientes etapas, trabajos preparatorios para el montaje del equipo y su instalación (transporte del equipo anclaje) (Tm).

Trabajos preparatorios para la perforación (Instalación de las bases guía y del aparejo, etc ) (Tp).

Colocacion del sistema riser (Tr).

Perforación y consolidación del pozo (profundización del pozo, trabajos de medición, bajada al pozo de tuberías de revestimiento y su cementación) (Tpc).

Ensayo de productividad del pozo (Te).

Desmontaje del equipo levantar anclas y preparase para el traslado al nuevo punto de perforación (Td).

La distribución de dichos procesos en función del tiempo estableciendo el orden de su ejecución, representa el ciclo laboral de construcción del pozo y su duración (Tc)

$$Tc = Tm + Tp + Tp + Tr + Tpc + Te + Td$$

Para determinar la duración de la etapa más laboriosa (la perforación y consolidación del pozo **Tpc**) se hace el balance del tiempo total, que comprende los siguientes elementos

a) El tiempo productivo de perforación (**tpr**) que incluye en si

El tiempo de profundización -perforación mecánica (**tm**), operaciones de bajada y subida relacionadas fundamentalmente con el reemplazo de las barrenas desgastadas, (**tb**)

El tiempo de las labores auxiliares preparatorias (reemplazo de la barrena preparación del lodo, etc )(**tl**).

El tiempo de consolidación del pozo (bajada de la tubería de revestimiento y su cementación (**tcs**).

b) El tiempo de los trabajos de reparación (realización del mantenimiento preventivo del equipo, problemas que surgen en el período de perforación y consolidación del pozo) (**trp**)

c) El tiempo debido a las complicaciones que surgen en el pozo por causas geológicas, (**tg**)

d) El tiempo improductivo (**timpr**) que comprende

El tiempo debido a las averías (**ta**).

Las pérdidas de tiempo debido a los paros imprevistos en el trabajo por causas técnicas, de organización o bien por las condiciones climatológicas (**tpar**)

El balance del tiempo total de perforación y consolidación del pozo tiene el siguiente aspecto:

$$Tpc = tm + tb + tl + tco + trp + tg + ta + tpar$$

A fin de planificar correctamente los trabajos de perforación y determinar los ritmos de perforación de los pozos es muy importante estudiar el balance del tiempo real total. Durante su estudio se establecen las pérdidas de tiempo laboral se determina la complejidad de los distintos elementos del ciclo de construcción y se fijan las medidas encaminadas a reducir los plazos de perforación de pozos

#### II.4.12 Análisis de los Costos del Pozo

En los programas de exploración y desarrollo existen 3 clasificaciones generales de gastos a considerar

1 Costos de inversión: Están asociados con la movilización de las operaciones sin tomar en cuenta el número de pozos perforados.

2 Costo del pozo Esta asociado con cada pozo sin tomar en cuenta el tiempo empleado en la perforación y.

3 Costos diarios Esta asociado con la duración de las operaciones

Los costos incurridos en la inversión de perforación marina son clasificados en estas tres categorías. El análisis de los costos son mostrados en la Tabla 2.3

<b>TABLA 2.3 ANALISIS DE COSTOS</b>	
<b>1</b>	<b>Costos de Inversión:</b>
	* Transportación del equipo
	* Modificaciones del equipo
	* Preparación de
	Oficinas
	Almacenes
	Muelles
	Helipuertos
	* Movilización
	Personal
	Servicios
<b>2</b>	<b>Costos del Pozo:</b>
	* Preparación del lugar
	* Servicios de remolque
	* Equipo del pozo
	Cabezal
	Tubería de Revestimiento
	* Suministro del pozo
	Cementaciones
	Empacadores
	* Servicios al Pozo
	Registros
	Pruebas
	Pesca
	Cementaciones
<b>3</b>	<b>Costos Diarios:</b>
	* Renta de equipo
	* Seguridad
	* Combustible y agua
	* Botes de servicio
	Tripulación
	Suministros
	Helicópteros
	* Renta de herramientas
	Barrenas
	Tubería
	Herramientas especiales
	Televisión y radio
	* Servicios
	Registro de lodos
	Transportación
	* Fluidos de perforación
	* Suministro de equipo
	* Reparaciones

## **II.5 Aspectos a Considerar en la Perforación de un Pozo en Aguas Profundas.**

Durante las operaciones de perforación y terminación de pozos, existen condiciones de trabajo específicas que dificultan la planeación y desarrollo de las operaciones mencionadas. Estos problemas se describen a continuación.

### **II.5.1 Tirante de Agua**

La distancia entre la unidad de perforación en la superficie del mar y la cabeza del pozo, localizada en el suelo marino, incrementa las dificultades con respecto a las que se presentan en aguas someras. De este factor dependerán los requerimientos de equipo, herramientas y operaciones especiales, así como también el uso de buzos.

### **II.5.2 Gradiente de Fractura**

El gradiente de fractura se requiere conocer para determinar como se ha de controlar el pozo ya sea durante la perforación o durante la terminación.

El gradiente de fractura determina la profundidad de asentamiento de las T R 's. Así como el diseño de las mismas.

Determinar el programa de densidades de los fluidos de perforación y control.

Establecer los valores de densidad diferencial del fluido de perforación por viajes (presiones de suaveo y surgencia).

Determinar las velocidades de introducción o extracción de tuberías al pozo.

Sin el gradiente de fractura no se podrían planear las operaciones de cementación de las T R 's.

Se podrán hacer cálculos de control de brotes.

### **II.5.3 Condiciones Climatológicas**

Se deberá de tomar en cuenta el comportamiento de las olas, vientos y corrientes marinas en los diferentes periodos del año. Esto será para tomar las providencias necesarias.

Por ejemplo, se considera la acción de estas fuerzas en el diseño del sistema de amarre. Estas fuerzas actúan además sobre el sistema del riser y la junta telescópica en el equipo.

### **II.5.4 Topografía del fondo marino.**

Del conocimiento del lecho marino, dependerá el uso del equipo y la programación de las actividades subsecuentes. Por ejemplo, altas pendientes del fondo marino. El alto declive de la pendiente y el suelo no compacto, han hecho difícil el uso de equipos anclados, así como la

instalación de estructuras submarinas, tales como templetes debido a la complejidad de los cimientos requeridos

#### **II.5.5 Temperatura del fondo marino.**

El cambio de temperaturas entre el fondo marino y la superficie afecta las propiedades reológicas del fluido de perforación, asimismo, ocasiona problemas en la cementaciones como el tiempo de fraguado y resistencia a la compresión, también afecta el flujo de hidrocarburos al formarse hidratos. Estas temperaturas deberán de considerarse durante el diseño de la perforación y terminación del pozo

#### **II.5.6 Aspectos Económicos**

Un aspecto importante a considerar en la planeación de un proyecto de perforación en aguas profundas es el costo del mismo

Se deben optimizar los recursos ya que de ello dependen los beneficios y resultados. Es necesario estimar adecuadamente los tiempos y costos de cada una de las etapas del proyecto

En el siguiente subtema se analiza la factibilidad de inversión de proyectos en aguas profundas

#### **II.6 Análisis de la Factibilidad de Inversión de Proyectos para Pozos de Aguas Profundas**

Durante los últimos años hemos sido testigos del desarrollo sostenido de proyectos y megaproyectos de inversión exitosos en aguas profundas, tanto en Brasil como en los Mares del Norte. Las técnicas innovadoras, capitales y tecnologías materializan proyectos importantes en estos países

Existe una condición sin la cual ni los inversionistas ni cualquier Empresa Petrolera darían el vamos definitivo a la implementación de un proyecto en aguas profundas, esta es la existencia de suficiente experiencia local y probada capacidad en gestión de proyectos que permitan minimizar el riesgo de posibles fracasos. Esta capacidad de gestión acrecentada paulatinamente durante los últimos años refleja en la confianza para formular, emprender y llevar a buen término el proyecto

Para la implementación exitosa del proyecto determinamos un factor al que denominamos "stock" de condiciones internas favorables. Este "stock" incluye una amplia gama de elementos, desde la capacidad de la ingeniería y las empresas de perforación hasta la simplificación y tecnificación de los procedimientos financieros y de operaciones de comercio que aplican hoy en día los bancos comerciales o bien los inversionistas. Sin este factor, dificultades como costos de perforación excesivos, entramientos en la importación de tecnología avanzada, demoras para cubrir compromisos comerciales en el exterior y trabas en el acceso al mercado de crédito externo, frenaría a tal punto el normal desarrollo del proyecto que, sin duda, aun siendo atractivo, no pasaría de las evaluaciones iniciales. Un ejemplo de este caso son los 270 proyectos que tiene archivados Petrobrás, porque no cuenta con los US\$ 40,000 millones que costarían. A corto plazo, la compañía ya está realizando negociaciones con socios extranjeros potenciales para su asociación en los primeros 10 proyectos prioritarios por un valor de US\$ 10,000 millones

Brasil (Petrobrás) alcanzó en 1994 su nivel más alto de ganancias en sus 42 años de existencia, y realizó descubrimientos adicionales equivalentes a cinco veces el volumen extraído de sus reservas para consumo interno. En este proceso, la estatal Brasileña aumentó su nivel de reservas probadas y probables recuperables de petróleo y gas al equivalente de 10.000 millones de barriles.

Como se puede apreciar es aquí, donde se tiene que evaluar las posibilidades técnicas y económicas que permitan desarrollar en nuestro país los nuevos proyectos de perforación en aguas profundas

Se debe pensar en los logros obtenidos en otros países, los cuales han obtenido altas ganancias realizando nuevos descubrimientos de campos aumentando así el volumen de sus reservas

El objetivo central de este análisis es desarrollar, la discusión de los criterios, las metodologías y herramientas que contribuyen más decisivamente a optimizar la Administración o dirección de proyectos de inversión de pozos en aguas profundas

### PROYECTO DE INVERSION

- a) Montaje de un equipo de perforación marino en aguas profundas
- b) Perforación y Explotación de Petróleo crudo y gas natural a través de tecnología más sofisticada que comúnmente no se usa para perforar un pozo convencional

Es posible deducir cuáles serán algunas de las actividades críticas

- a) Se requerirá prolongados y exhaustivos estudios técnicos que permitan conocer la ubicación del manto
- b) El tirante de agua. Ya que de este dependerán los requerimientos de equipo, herramientas y operaciones especiales para realizar la perforación, terminación y producción de hidrocarburos
- c) El gradiente de fractura. Este causa modificaciones en los programas de tuberías de revestimiento
- d) Bajas temperaturas en el fondo marino
- e) Estados de esfuerzos severos en los cabezales y conexiones submarinas debido a las fuertes corrientes en el fondo marino y movimiento de las unidades causada por las olas
- f) Imposibilidad de accesos con buzos
- g) Altas pendientes y suelo no compacto en el fondo marino

Si a estas restricciones sumamos factores como el monto de la inversión, exigencias ambientales, modalidad de ejecución etc., se hace más evidentes las singularidades, diferencias y desafíos únicos inherentes a este proyecto

Existen cuatro aspectos que actualmente en nuestro país se consideran requisitos básicos para la mayoría de los proyectos de envergadura

1. Eficiencia técnica
2. Eficiencia económica
3. Horizonte de planificación de largo plazo
4. Viabilidad social

En este sentido, existen hoy en día condiciones estructurales de nuestra economía, como la apertura de mercados, aranceles bajos etc., que intensifican los requisitos de eficiencia tecnológica y de costos

En relación a su viabilidad social, existe actualmente una conciencia general mucho más desarrollada, en términos tales que la comunidad no está dispuesta a asumir los efectos negativos que producen sobre ella los procesos de explotación de hidrocarburos. Así, el Gobierno, las Instituciones Financieras y el Público en general, parecen determinados a imponer condiciones mucho más estrictas y permanentes en materia de externalidades negativas como la contaminación, o el mal uso de los recursos naturales. La Tabla 2.4 muestra el proceso de evaluación de proyectos.

TABLA 2.4 PROCESO DE EVALUACIÓN DE PROYECTOS

ESTUDIO DEL PROYECTO			
PREPARACION O FORMULACION			
OBTENCION DE LA INFORMACION		CONSTRUCCION DEL FLUJO DE CAJA	
ESTUDIO DE MERCADO	ESTUDIO TECNICO	ESTUDIO DE LA ORGANIZACION	ESTUDIO FINANCIERO

De esta manera, los estudios de la formulación y evaluación aportan la mayoría de los criterios decisionales con que es posible contar, en un medio incierto y complejo, en relación con las diferentes alternativas de inversión y sus rendimientos posibles. Es decir, como producto final de los estudios de evaluación, la Empresa se verá enfrentada a decidir si se abordará el proyecto demostrando ser legal, técnica, económica y financieramente factible, aun presentando niveles de riesgo diferentes

### Administración del Proyecto

Desde el punto de vista de la administración del proyecto, los objetivos serán tres

1. Lograr la mejor calidad técnica de las instalaciones
2. Enmarcarse dentro del presupuesto definido

3 Ejecutar las obras dentro del plazo previsto.

Existe un cuarto objetivo muy importante y que demasiadas veces se olvida, pero que no es exclusivo de la dirección del proyecto, puesto que se comparte con la organización responsable de la operación de las instalaciones. Nos referimos a la implementación de un adecuado procedimiento de entrega, pruebas y puesta en marcha de las instalaciones.

**Estimación de la Inversión**

La primera estimación corresponde a cifras gruesas basadas en la experiencia, información de equipos similares e índices de costos e inversión de equipos, obtenidos de publicaciones especializadas. El uso de fuentes secundarias resulta útil en esta etapa, aunque en algunos casos las cifras pueden resultar muy distintas si no se prevén casos especiales para reflejar las condiciones particulares del proyecto.

Ajustes especiales a estimaciones de la inversión

- 1 Ajuste por capacidad del equipo de perforación
- 2 Modificaciones de tecnología en parte del proceso
- 3 Instalaciones especiales, procesos auxiliares
- 4 Transporte de los equipos desde el país de origen
- 5 Apreciación de mayores obras civiles, fundaciones, plantas de energía, potabilización de agua, localización del equipo y las condiciones climatológicas y marinas.
- 6 Mejores equipos para asegurar un adecuado resguardo ambiental
- 7 Estimación del costo propio de controlar la ejecución del proyecto si se realiza por terceros
- 8 Impuestos aplicables

Está de más ahondar en las muchas deficiencias que puede tener esta información preliminar que no cuenta con cotizaciones, flujos de desembolsos en el tiempo, cálculo de gastos financieros durante la construcción ni tampoco con una cuantificación exacta del volumen de obras. Sin embargo, ella nos entrega una estimación referencial del costo, con un detalle de sus rubros más importantes para fines de evaluación económica y financiera.

La Tabla 2.5 muestra los costos estimados en la perforación de un pozo.

La Figura 2.4 muestra la aplicación de los equipos marinos.

TABLA 2.5 COSTOS ESTIMADOS EN LA PERFORACIÓN DE UN POZO

<b>Costos Directos</b>	
* Preparación de la localización	
* Equipo de perforación	
* Herramientas	
* Fluidos de perforación	
* Renta de equipo	
* Cementaciones	
* Tuberías	
* Cabezales	
* Arboles submarinos	
* Terminación	
* Fletes, aranceles e impuestos	
* Imprevistos	
<b>SUBTOTAL</b>	<b>\$ _____</b>
<b>Costos indirectos</b>	
Planeación	
Soportes	
Transportación	
supervisión y administración	
<b>SUBTOTAL</b>	<b>\$ _____</b>
<b>TOTAL ESTIMACIÓN</b>	<b>\$ _____</b>

### Estimación de Plazos

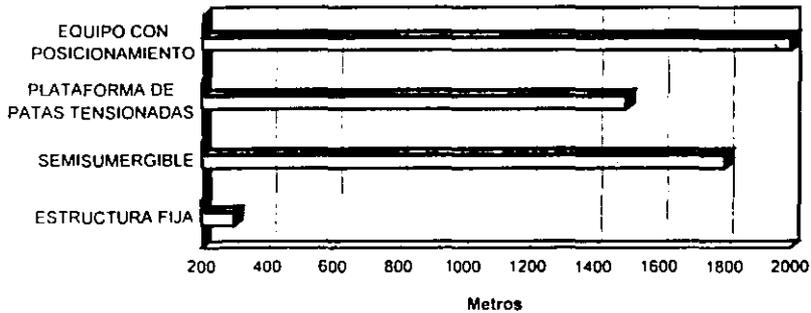
Una primera apreciación acerca del momento óptimo para partir con la producción se establece en los análisis de mercado y de evaluación económica. A continuación nos corresponde desarrollar una apreciación cualitativa, basada en la experiencia, de las etapas involucradas, con alguna estimación de los tiempos para su ejecución.

Para partir con la ejecución del proyecto se efectúa una programación (más bien "acomodación") sucesiva de las actividades de atrás para adelante, es decir, partiendo por la última hacia el presente, tratando de calzar el tiempo de ejecución de las actividades con el plazo disponible. Si resulta que el tiempo disponible entre el "momento cero" (hoy) y la fecha de partida requerida es sencillamente insuficiente, podemos efectuar un análisis adicional para comprimir aún más las etapas o bien definitivamente aplazar la fecha de comienzo de la producción.

De todo lo anterior se desprende que el equipo responsable de la fase de estudio debe concebir el mejor proyecto factible, proveyendo a los inversionistas de información técnico-económica, cada vez más afinada, permitiendo con ello decidir su implementación definitiva

En este sentido, una vez que los objetivos, alcances y características de la inversión han quedado delineados en los estudios de factibilidad, surge la pregunta de cómo materializar estas previsiones y enfrentar la implementación misma del proyecto. Para ello, entra en escena el equipo responsable de la administración y dirección, siendo una de sus primeras tareas abordar el estudio, definición y movilización de la organización capaz de transformar el proyecto factible en una realidad concreta.

**FIGURA 2.4 APLICACIÓN DE LOS EQUIPOS**



## CAPITULO III

### EQUIPO Y HERRAMIENTAS

#### III.1 Introducción

La selección del equipo y herramientas de perforación es muy importante en la etapa de planeación de un pozo, ya que de esta depende el buen resultado de los objetivos trazados así como los costos de perforación. La selección se hace de acuerdo a las siguientes variables: El lugar de la perforación, el tirante de agua y la capacidad del equipo. Es importante hacer notar que el tamaño y el peso del equipo se incrementa 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 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 determina 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 un 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 los 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 los semisumergibles.

En suma, la selección del equipo es determinada por la disponibilidad de los equipos y los costos de movilización.

#### III.2 Clasificación General de los Equipos de Perforación Marina

La Figura 2.3 muestra la clasificación general de los equipos de perforación marina.

##### III.2.1 Equipos con Soporte de Fondo

###### Plataformas Fijas

El desarrollo marino se lleva a través de plataformas fijas. Estas están diseñadas para instalar equipos fijos de perforación y terminación de pozos. La penetración del subsuelo es de hasta 100 m dependiendo de la configuración del mismo. Estos equipos pueden perforar un máximo de 12 pozos con tubería conductora de 30 pulgadas de diámetro cada uno.

Una plataforma autosuficiente es una plataforma grande, donde todos sus componentes están ubicados en la misma, así como las áreas del personal (dormitorios, baños y recreación).

En plataformas pequeñas es práctico utilizar un barco de apoyo en el cual se localiza los dormitorios y otros componentes del equipo de perforación. La Figura 3.1 muestra una plataforma fija.

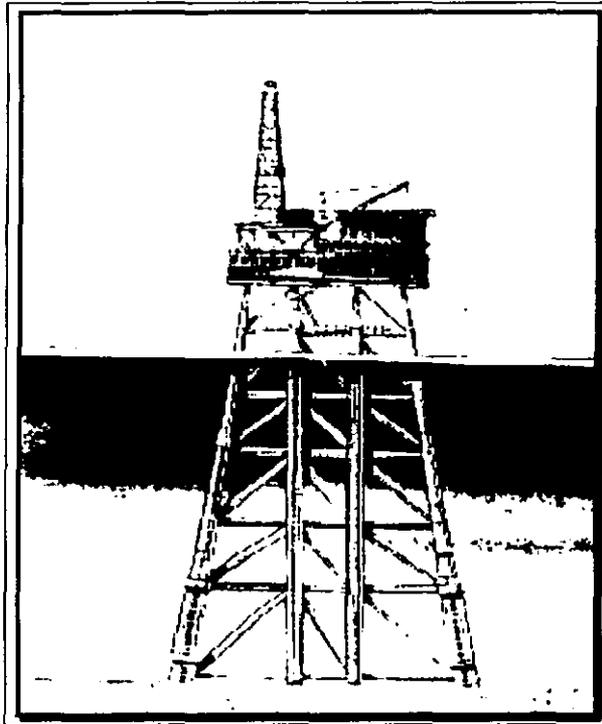


FIGURA 3 1 PLATAFORMA FIJA DE PERFORACIÓN

### **Barcazas**

La barcaza normalmente opera en tirantes de agua entre 3 y 6 m. Está se remolca hasta el lugar de perforación, posteriormente se le llenan los compartimientos de inundación para iniciar las operaciones, al vaciarse flota nuevamente para ser llevada a otra localización si esto es requerido

### **Plataformas Autoelevables**

Estos equipos están diseñados para usarse en tirantes de hasta 90 m

El equipo se remolca al lugar de la perforación con las piernas en el aire, permitiéndole flotar, cuando el equipo es colocado en la localización se bajan las piernas y al contacto con el fondo marino el equipo se eleva

Cuando se utiliza la plataforma autoelevable es necesario tomar en cuenta las siguientes consideraciones

- 1 Profundidad
- 2 Condiciones del medio ambiente
- 3 Tipo y densidad del suelo marino
- 4 Profundidad de perforación
- 5 Necesidad de movimiento en o durante contingencias, temporada de huracanes, en un tiempo mínimo

La Figura 3 2 Muestra una unidad autoelevable típica

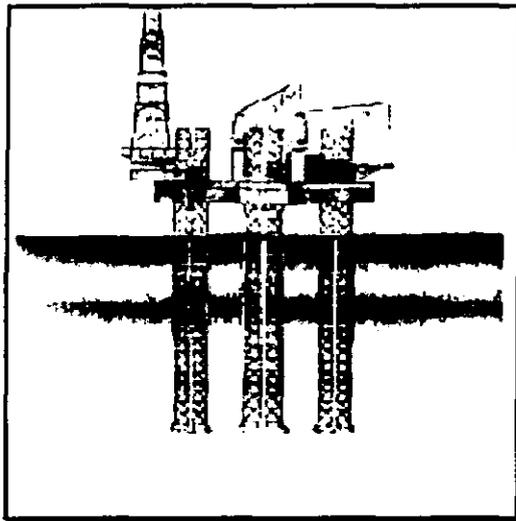


FIGURA 3 2 UNIDAD AUTOELEVABLE

### III.2.2 Equipos Flotantes

#### Plataformas Semisumergibles

Los equipos semisumergibles permiten la perforación de pozos con tirantes de agua van desde los 100 m hasta más de los 500 m. Estos constan de tres o cuatro piernas en cada costado unidas en su parte inferior por pontones, los cuales almacenan agua de mar en su interior, permitiéndole la sumersión. El equipo permanece una parte inmersa y la otra a la intemperie.

Cada punto se soporta por medio de anclas al fondo marino.

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 Figura 3 3 muestra una unidad semisumergible típica.

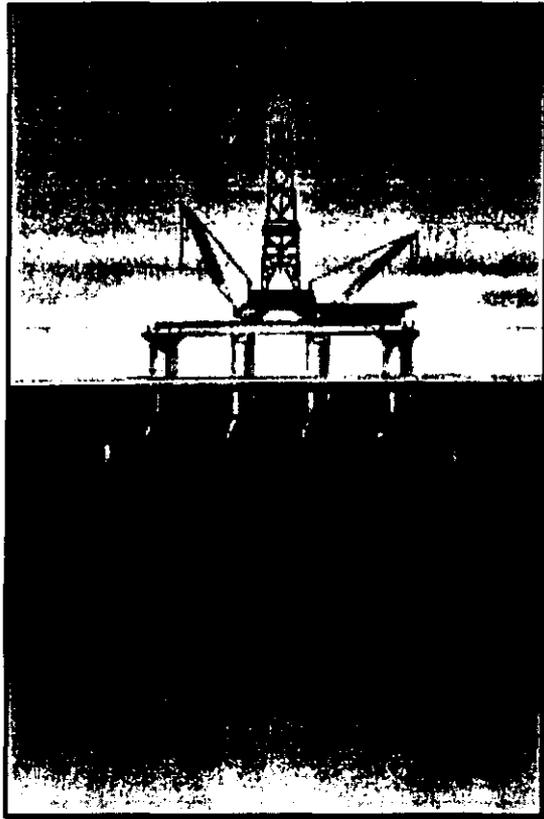


FIGURA 3 3 UNIDAD SEMISUMERGIBLE

La configuración general de los equipos semisumergibles consiste de dos cascos inferiores que son usados como compartimientos de lastre

Los semisumergibles permiten perforar en aguas profundas y anclarse a la localización por el sistema convencional de anclaje o por el sistema de posicionamiento dinámico

En la selección de los semisumergibles es necesario considerar lo siguiente

- 1 Tirante de agua
- 2 Profundidad de perforación
- 3 Condiciones climatológicas y oceanográficas
- 4 Capacidad
- 5 Movilidad

### Barco Perforador

Es muy semejante a cualquier embarcación 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 la perforación

El barco perforador es utilizado en aguas profundas en tirantes que van más allá de los 200 m.

Además tienen una mayor movilidad con respecto a las demás unidades de perforación. La Figura 3 4 muestra un barco de perforación

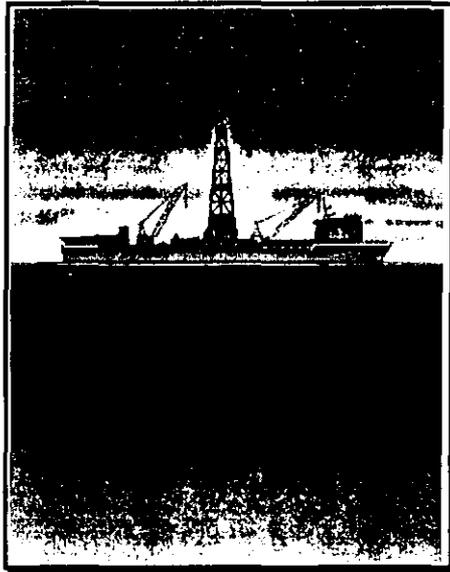


FIGURA 3 4 BARCO DE PERFORACIÓN

### III.2.3 Equipos de Posicionamiento Dinámico

Las actividades marinas se han extendido hasta regiones profundas, donde las condiciones ambientales son más severas y donde se enfrentan nuevos problemas. Por esto se desarrolló una técnica llamada Posicionamiento Dinámico. Esta técnica de mantenimiento de la posición de las unidades flotantes toma en cuenta las fuerzas del viento, las olas y las corrientes marinas tendientes a mover la embarcación.

La posición usualmente se define en términos de porcentaje de profundidad de agua. El porcentaje de profundidad es el error de posición horizontal dividido por la profundidad de agua y multiplicado por 100. Se prefiere el error de posición expresado en porcentaje de profundidad de agua porque éste define la posición y además lo refiere al nivel de esfuerzos en el riser o tubería de perforación. Generalmente la exactitud del sistema de posicionamiento dinámico de 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 el barco hasta el fondo del mar.

El incremento en la profundidad hace que el trabajo de posicionamiento dinámico sea más fácil. Esto es debido, a que un porcentaje igual de agua permite más movimiento en aguas profundas. 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 1000 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

### **Elementos del Posicionamiento Dinámico**

- 1 Medidor de posición con respecto a la boca del pozo
- 2 Control de respuesta o determinación del correcto empuje hasta la posición deseada.
- 3 Sistema actuador Frecuentemente 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 2000 m

### **III.2.4 Plataformas con Patas Tensionadas**

Las Plataformas de Patas Tensionadas han sido desarrolladas para generar el potencial económico de los nuevos descubrimientos en campos de aguas profundas. Se utilizan como sistemas integrales de explotación de hidrocarburos

Las Plataformas de patas tensionadas se emplean para la perforación en aguas con un tirante mayor de 600 m

La plataforma se sujeta mediante cables de acero y su base se mantiene en la superficie mediante columnas flotantes

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

El costo de la plataforma de patas tensionadas se incrementa al aumentar la profundidad, debido a los cables de anclaje. La Figura 3.5 muestra la plataforma de patas tensionadas

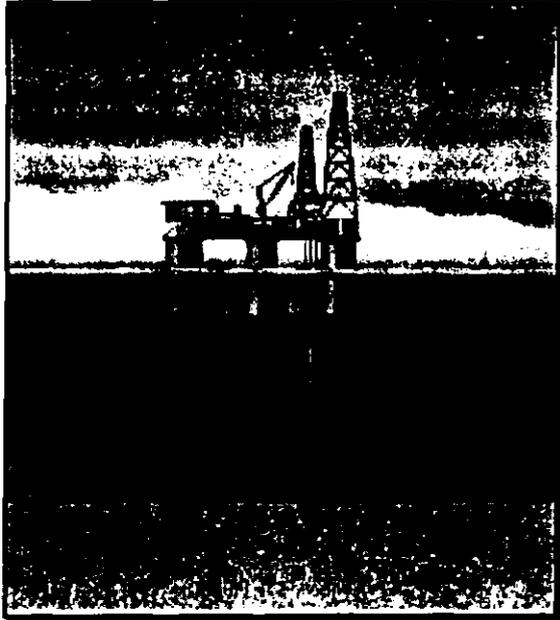


FIGURA 3 5 PLATAFORMA DE PATAS TENSIONADAS

### III.2.5 Plataformas de Mástil Tipo Boya (Spar Buoy).

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 marinas.

El primer Spar utilizado para la explotación de campos es la estructura denominada Flip. Esta 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 del lastre. El levantamiento toma aproximadamente 30 min., de los cuales, los primeros 29 se utilizan en llevarla desde la horizontal hasta unos 10° de inclinación. Una vez que la unidad flotante se levanta se comienza el programa de prueba.

La Figura 3.6 muestra un aspecto del Spar del Proyecto Neptuno de la compañía Oryx, actualmente instalada 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 1930 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 Buoy es relativamente nueva en cuanto a la aplicación en desarrollos de campos en aguas profundas. Aunque a la fecha todavía se están realizando investigaciones acerca de la dinámica de sistemas anclados, de la hidrodinámica del oleaje de superficie, del comportamiento de los Spars, de la interacción entre risers adyacentes, del comportamiento entre componentes en ambientes marinos, de la caracterización de suelos marinos, del comportamiento de cimentaciones. El panorama es todavía muy basto y falta todavía mucho por desarrollar y obtener la mejor tecnología de explotación de campos en aguas profundas.

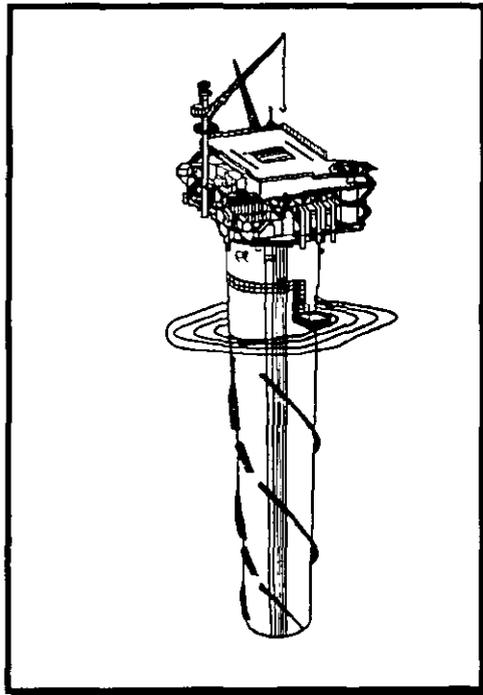


FIGURA 3.6 PLATAFORMA DE MÁSTIL  
TIPO BOYA (SPAR BUOY)

### **III.3 Sistema de Perforación Rotatoria**

Muchos de los equipos y herramientas en operaciones marinas son evaluados tomando en cuenta algunas normas usadas en los equipos de tierra, debido a que el equipo actúa de igual forma en algunas funciones básicas. En estas se incluye el sistema de energía, el de elevación, el sistema de circulación de lodos, tuberías lastrabarrenas, tubería de perforación, algunos instrumentos, cementaciones y registros, entre otros.

#### **III.3.1 Torre**

Una consideración importante que hay que tomar en cuenta cuando se está comenzando un trabajo, es la torre que se va a utilizar. La torre es una estructura de acero que soporta muchos metros de tubería de perforación que a menudo pesa más de 100 toneladas.

Un diseño especial de torre es usado por barcos de perforación, debido al movimiento de inclinación provocado por la acción de las olas. La torre del barco de perforación está diseñada para soportar más de 20 grados de inclinación con tubería de perforación recargada.

#### **III.3.2 Sistema de Energía**

La generación y distribución de la energía eléctrica está dividida en tres sistemas, la principal, la esencial y la de emergencia.

##### **Sistema Principal de Energía**

El sistema principal de energía consta de dos turbinas y dos tableros de alto voltaje. Un tablero de bajo voltaje es parte de este sistema.

La principal función de este sistema es la de suministrar la energía eléctrica a todos los sistemas durante las operaciones.

##### **Sistema Esencial de Energía**

El sistema esencial de energía consta de dos generadores diesel y dos tableros de alto voltaje, los cuales están localizados en la parte delantera del barco. Los tableros de bajo voltaje (incluyendo el panel de emergencia) localizados en la parte delantera del barco son parte del sistema esencial de energía.

La función principal de este sistema es el de suministrar suficiente energía para operaciones limitadas. Además puede suplir la energía para el sistema normal, si un generador del sistema principal es cerrado.

### **Sistema de Emergencia**

Es una unidad diesel que maneja 1 MW. Los 690 V del tablero de bajo voltaje están localizados en la parte delantera del barco. La principal función de este sistema es suministrar la energía para la supervivencia del barco y la tripulación en una situación de emergencia. Las baterías de emergencia son capaces de suplir la energía durante 30 minutos.

### **III.3.3 Sistema de Elevación**

#### **El Malacate**

El malacate es una pieza de equipo grande y pesada que consiste de un tambor que gira sobre un eje alrededor del cual va enrollado el cable de perforación.

Los propósitos principales del malacate son dos: sacar y meter la tubería al agujero. Un cable de acero es enrollado en el carrete del malacate y cuando se pone a funcionar el malacate, el carrete gira.

Dependiendo en que dirección gira el carrete, el bloque de aparejo o bloque viajero sube o baja a medida que el carrete enrosca o desenrosca el cable. Como la sarta de perforación está conectada al bloque de aparejo, esta sube o baja cuando el bloque sube o baja.

#### **Los Bloques y el Cable de Perforación**

El bloque de aparejo, el bloque de corona y el cable de perforación constituyen un conjunto cuya función es soportar la carga que está en la torre mientras se mete o se saca del agujero.

El cable de perforación generalmente está construido de cable de acero de 1 1/8 a 1 1/2 pulgadas de diámetro. El cable debe ser seleccionado de acuerdo con el peso que tendrá que soportar.

### **III.3.4 Sistema de Circulación del Lodo**

Una de las características esenciales de un sistema de perforación rotatorio es el sistema de circulación, también conocido como el sistema de lodo. Para que el sistema de perforación rotatorio pueda funcionar, es indispensable circular fluido a través de la sarta de perforación y por el espacio anular entre la sarta de perforación y la pared del hoyo o la tubería de revestimiento.

En la zona marina el fluido de perforación en el tramo del trante de agua circula a través del riser.

### **III.3.5 El Equipo Rotatorio**

El equipo rotatorio, de arriba hacia abajo, consiste de la unión giratoria, el cuadrante, la mesa rotatoria, la barra maestra y la barrenas. La barra maestra, o barra de carga, es el ensamble de equipo entre la unión giratoria y la barrenas, incluyendo el cuadrante, la tubería de perforación y el portabarrenas.

### III.3.6 Control de Brotes

Cuando surge el tema de control de Brotes, lo primero que viene a la mente es un reventón. Un reventón es una ocurrencia indeseable en cualquier instalación porque pone en peligro la vida del personal y la instalación, puede desperdiciar petróleo y hacer daño al medio ambiente.

Casi siempre el lodo de perforación evita que el fluido de la formación entre al agujero y reviente, pero bajo ciertas condiciones el fluido puede entrar al agujero y causar dificultades.

#### Conjunto de preventores

El conjunto de preventores para operaciones de perforación flotante está localizado en el fondo marino, abajo del riser. Este asegura que el pozo se cierre si existen condiciones climatológicas severas, tales como huracanes. Cuando esto ocurre puede llegar a ser necesario desconectar el riser. Además es extremadamente difícil diseñar un riser y una junta telescópica capaz de resistir altas presiones anulares. Conectores idénticos operados hidráulicamente son colocados arriba y abajo del conjunto de preventores. Esto hace posible colocar un conjunto de preventores adicional arriba del ya existente en una emergencia.

Un ejemplo del conjunto de preventores está mostrado en la Figura 3.7. Las líneas de matar y de estrangular para el conjunto de preventores se conectan al riser. Las líneas hidráulicas requeridas para operar el conjunto de preventores, válvulas laterales, y conectores están unidas al cable guía y se manejan desde la unidad flotante. Un sistema hidráulico directo puede ser usado para aguas con profundidades cerca de 300 pies. El sistema directo es similar al usado en equipos de tierra.

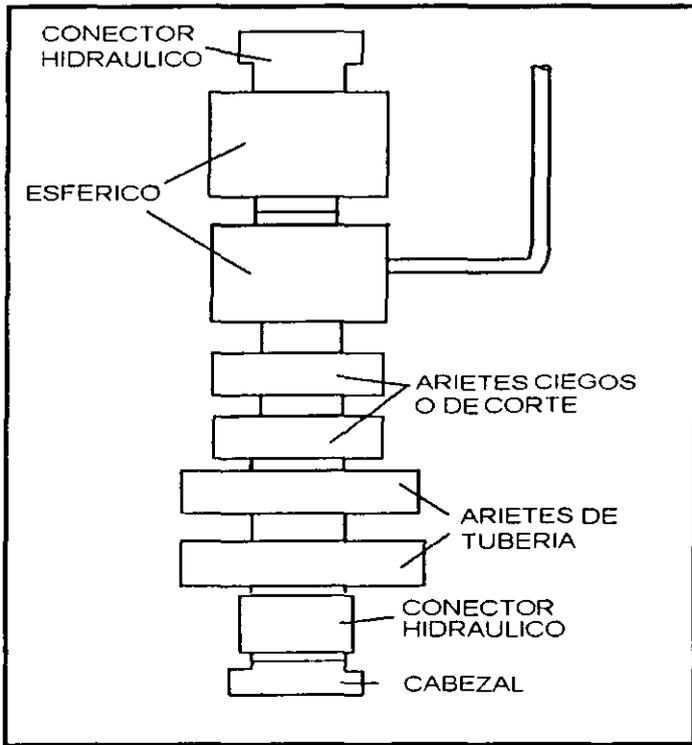


FIGURA 3 7 CONJUNTO DE PREVENTORES

### Prevención y Control de Brotes en Operaciones para Aguas Profundas

Al igual que los avances en la industria petrolera para exploración en aguas profundas, los riesgos se van incrementando en el descontrol del pozo debido a las dificultades relacionadas en la detección de un brote y operaciones de control bajo estas condiciones

Nuevos sistemas, servicios y procedimiento de control más apropiados se han desarrollado para minimizar la ocurrencia de problemas de control del pozo en aguas profundas

La detección temprana de un brote es un factor clave para el control del influjo de gas. El volumen del influjo se ha minimizado gracias a las operaciones seguras del control del pozo y evitar la entrada de gas en el riser antes de cerrar los preventores

La planeación del pozo también debe ser mejorada. Los posibles reventones están siendo estudiados con la ayuda de simuladores para la evaluación y definición de los procedimientos de control del pozo. Así, el margen de tolerancia de un brote para la fase de planeación del pozo, las operaciones seguras en el pozo y el abatimiento del costo podrán ser ejecutados.

En lo referente a la evacuación del personal, la contención del derrame de aceite y el cuidado de los yacimientos, equipo y el pozo mismo deben considerarse en la planeación de un pozo.

Otros aspectos que deben tomarse en cuenta son el desarrollo de

- 1 Un sistema de cómputo para supervisar el conjunto de preventores a fin de incrementar la seguridad operativa
- 2 Procedimientos para minimizar los riesgos durante una desconexión de emergencia en posicionamiento dinámico de la unidad flotante
- 3 Un método para suprimir el margen de seguridad del riser.

#### **Arreglo de Preventores Submarinos**

El objetivo del sistema de preventores en perforación marina es idéntico al de la perforación convencional en tierra, y es la de proveer un control cuando el pozo fluye y suministrar un medio de circulación.

Específicamente para las operaciones marinas, el arreglo puede suministrar

- 1 Cierre completo alrededor de la tubería de perforación y la circulación.
- 2 Capacidad para mantener las condiciones del pozo por períodos prolongados.
- 3 Capacidad para suspender la tubería de perforación cerrando el pozo y mover el barco perforador fuera de la localización.
- 4 Capacidad de restablecer el barco perforador en la localización, comprobar y circular el pozo antes de restablecer la tubería de perforación.

#### **Arreglo de Preventores y Salidas Laterales**

El arreglo de los preventores y de las salidas laterales están sujetas a discusión. Muchos de los arreglos tienen sus ventajas y desventajas. Recomendamos ser cuidadoso en las consideraciones para cualquier operación. Algunas de las recomendaciones definitivas no son aplicables para alguna operación, ya sea en tierra o para una plataforma fija o flotante. Para la perforación exploratoria los preventores de brotes submarinos incluyen un preventor tipo Hydrill y cuatro preventores de anete. Tiene dos salidas laterales para las conexiones de las líneas de estrangular y de matar.

Este puede ser el arreglo, de arriba hacia abajo

- 1 Conector del riser marino
- 2 Preventor Hydrill
- 3 Preventor de ariete ciego o de corte
- 4 Salida lateral
- 5 Preventor de ariete de tubería
- 6 Preventor de ariete de tubería
- 7 Salida lateral
- 8 Preventor de ariete de tubería
- 9 Conector del cabezal

Todo preventor se sobrediseña con respecto a la presión máxima que es esperada en el cabezal. El preventor intermedio (No 6 arriba) y el preventor inferior (No.8) Pueden ser equipados con arietes de igual diámetro que la tubería de perforación más usada. El preventor superior (No. 5) se equipa con arietes de diámetro pequeño cuando el proyecto incluye la última parte del agujero con una tubería de diámetro pequeño.

Todos los preventores de ariete están equipados con dispositivos de cierre que asegura que permanecerá cerrado con la pérdida de control hidráulico de presión.

### **Conectores Operados Hidráulicamente**

En muchos sistemas de perforación flotante se utilizan conectores idénticos en la parte superior e inferior del conjunto de preventores. El superior conecta al riser con el preventor. El inferior conecta al conjunto de preventores con el cabezal. Ambos conectores pueden trabajar a la misma presión que el paquete de preventores. El conector inferior esta expuesto a la presión del cabezal. Bajo operaciones normales el conector superior nunca esta expuesto a grandes presiones, únicamente a la diferencia hidrostática entre el lodo de perforación y el agua de mar en el fondo del océano.

En el conector superior es posible colocar un preventor o un conjunto de preventores en la parte superior del conjunto original en caso de una emergencia.

Comúnmente se utilizan dos tipos de conectores. Las diferencias básicas se encuentran en la manera en que son unidos al cabezal.

Ambos tipos son diseñados para permanecer cerrados después de una pérdida del fluido hidráulico.

Algunos fabricantes recomiendan una junta AX para estos conectores.

### III.3.7 Sistema de Monitoreo

La seguridad y eficiencia requieren constantemente monitoreo del pozo para detectar problemas en la perforación oportunamente. Registrar o mostrar parámetros tales como

- 1 Profundidad
- 2 Velocidad de penetración
- 3 Velocidad de rotación
- 4 Torque
- 5 Velocidad de bombeo
- 6 Presión de bombeo
- 7 Densidad del lodo
- 8 Temperatura del lodo
- 9 Salinidad del lodo
- 10 Contenido de gas en el lodo
- 11 Nivel del pozo
- 12 Velocidad de flujo del lodo

La unidad de monitoreo proporciona información detallada acerca de la formación que está siendo perforada y de los fluidos que están circulando

### III.4 Equipos y Herramientas Marinas

El equipo y procedimientos especiales son necesarios en las operaciones marinas a fin de:

- 1 Mantener la unidad flotante en la localización arriba de la boca del pozo y
- 2 Compensar los movimientos verticales, laterales y la inclinación causados por las condiciones climatológicas y oceanográficas

Los problemas de movimiento son más severos para los barcos que para las unidades semisumergibles. Sin embargo, un barco perforador puede moverse más rápido de una localización a otra.

Los equipos flotantes son retenidos en su localización mediante anclas. Cuando el fondo del océano es demasiado duro para anclas convencionales, estas son cementadas en el fondo marino. El sistema de anclaje está diseñado para restringir el movimiento horizontal cerca del 10% de profundidad de agua para las condiciones más severas. Sin embargo, el movimiento horizontal puede ser reducido a un 3% de profundidad de agua para estas condiciones.

Cuando un equipo flotante es capaz de permanecer en la localización sin anclaje se encuentra bajo una técnica denominada posicionamiento dinámico. La energía requerida para el posicionamiento dinámico es económicamente factible únicamente cuando

- 1 Hay cambios continuos de localización y
- 2 Las líneas de anclaje son excesivamente largas.

### III.4.1 Sistema de Anclaje

Muchos equipos flotantes con sistema de anclaje están diseñados hoy en día para restringir el movimiento horizontal a un 10% de profundidad de agua. Esto parece un límite satisfactorio para diseñar el sistema de control. El sistema de anclaje se diseña para desarrollar fuerzas que contrarresten en el desplazamiento y no permitirle más de un 3%. En otras operaciones, el sistema puede ser diseñado con un 10% de profundidad de agua para unas condiciones más severas pero el 95% del tiempo se restringe a un 3%.

#### Fuerzas Naturales

Tres fuerzas actúan sobre la embarcación y son considerados en el diseño del anclaje

- 1 El viento
- 2 Las olas
- 3 Las corrientes marinas

Las corrientes actúan además sobre el riser y las líneas de anclaje. También los vientos y mareas actúan sobre el riser y la junta telescópica de un equipo semisumergible.

Se requieren cálculos extensos para determinar la magnitud de las fuerzas y su distribución. Los cálculos son tediosos pero pueden ser manejados adecuadamente con programas de cómputo, pero no solamente se depende de los cálculos matemáticos, además se debe de tener buen criterio para el diseño.

Los registros de datos climatológicos proveen bases para un buen resultado en los cálculos. La Figura 3.8 muestra los sistemas de anclaje convencional.

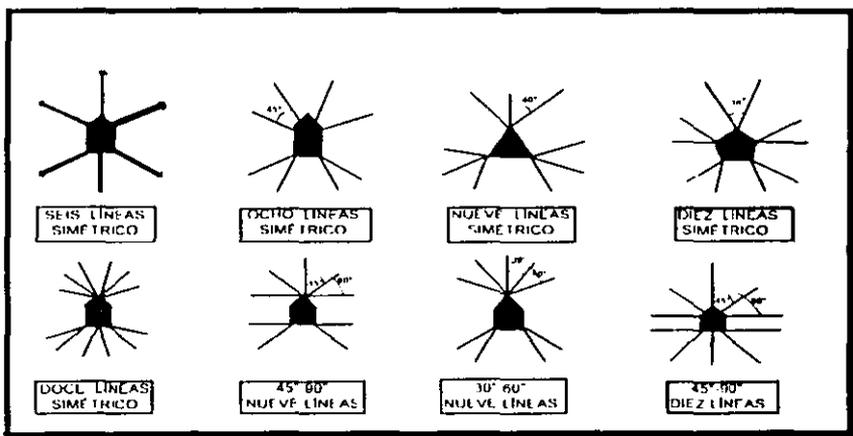


FIGURA 3.8 SISTEMA DE ANCLAJE CONVENCIONAL

### III.4.2 Sistema de Control de Pozos

#### Clasificación de los Sistemas de Control

Los sistemas de control de pozos submarinos se consideran como la parte más importante de una instalación submarina. Las aplicaciones para los sistemas de control submarinos pueden ser en cabezales, conjuntos de preventores, múltiples de válvulas, árboles, actuadores submarinos, etc. La selección del sistema de control requiere de especificaciones bien definidas en el diseño y operación del sistema submarino.

Existen cinco tipos de sistemas de control utilizados para la operación de los sistemas submarinos, los cuales son:

- 1 Hidráulico directo
- 2 Hidráulico con válvulas piloto
- 3 Hidráulico secuencial
- 4 Electrohidráulico
- 5 Electrohidráulico Multiplexado

La Figura 3.9 muestra la clasificación y descripción de los sistemas de control de pozos submarinos.

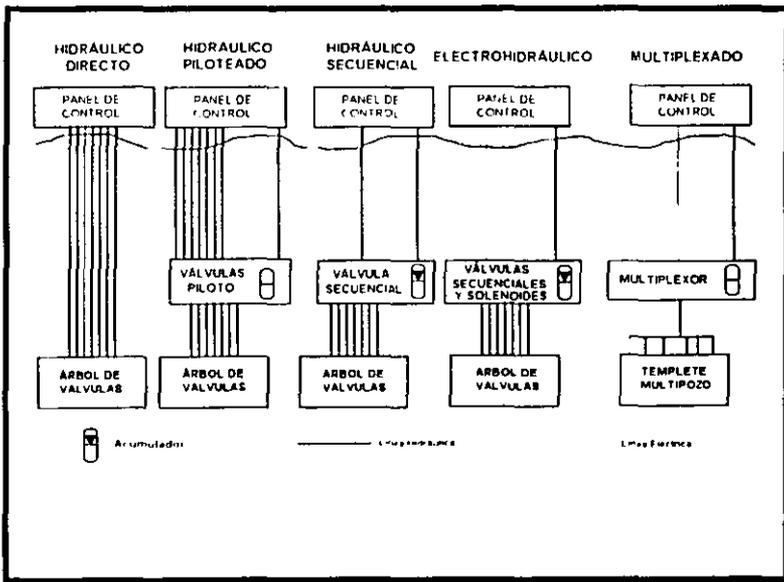


FIGURA 3.9 CLASIFICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DE CONTROL DE POZOS SUBMARINOS

### Sistema Hidráulico Directo

Este sistema típico consiste de los siguientes componentes

- 1 Unidad de potencia hidráulica, la cual consta de un depósito para almacenar fluido, bombas hidráulicas eléctricas y/o manejadas por aire, acumuladores y reguladores hidráulicos.
- 2 Panel de control de producción
- 3 Un panel de control el cual no está incorporado dentro de la unidad potencia hidráulica o el ensamblado es aparte
- 4 Línea umbilical submarina
- 5 Umbilicales submarinos, los cuales consisten de un carrito individual para el control de todos los árboles y de las funciones de instalación

La Figura 3 10 muestra el diagrama de flujo del sistema de control hidráulico directo

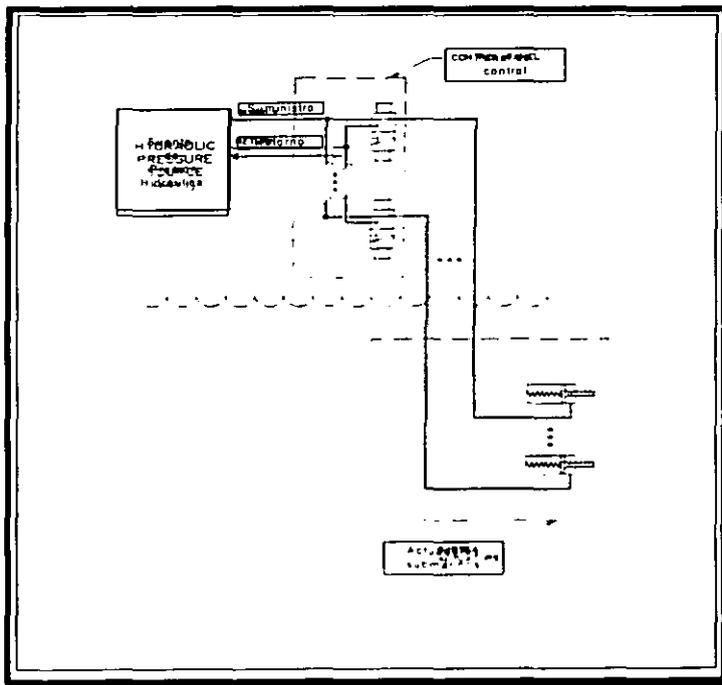


FIGURA 3 10 DIAGRAMA DE FLUJO DEL SISTEMA  
HIDRÁULICO DIRECTO

### Hidráulico con Válvulas Piloto

Un sistema hidráulico piloto típico consiste de los siguientes componentes:

- 1 Unidad de potencia hidráulica
- 2 Panel de control de producción
- 3 Junta de placa de acero submarina
- 4 Panel de control submarino

La Figura 3 11 muestra el diagrama de flujo del sistema de control hidráulico con válvulas piloto.

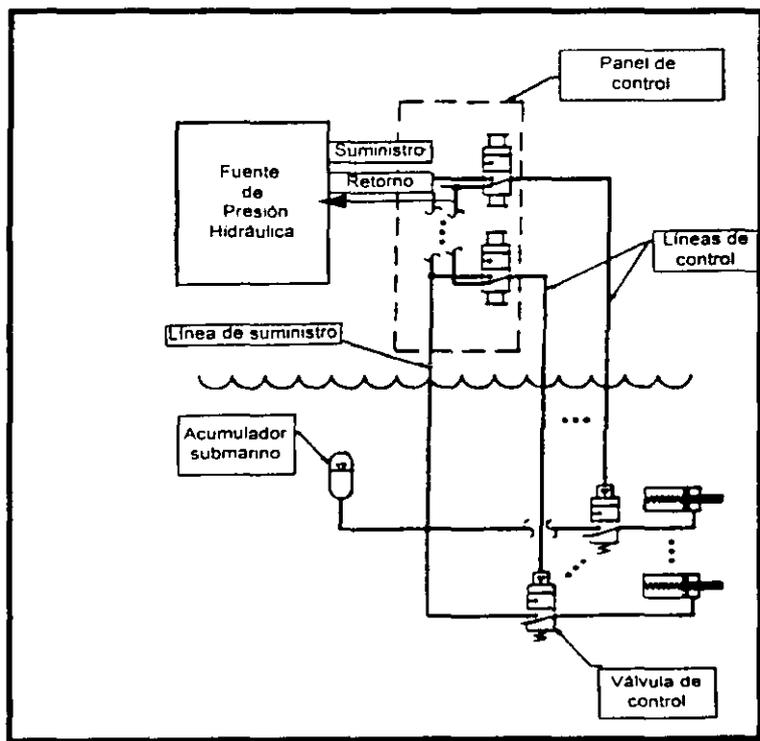


FIGURA 3 11 DIAGRAMA DE FLUJO DEL SISTEMA HIDRÁULICO CON VÁLVULAS PILOTO

### Hidráulico Secuencial

El sistema hidráulico secuencial típico consiste de

- 1 Unidad de potencia
- 2 Panel de control
- 3 Junta de placa de acero
- 4 Panel de control secuencial
- 5 Líneas umbilicales

La Figura 3 12 muestra el diagrama de flujo del sistema hidráulico secuencial

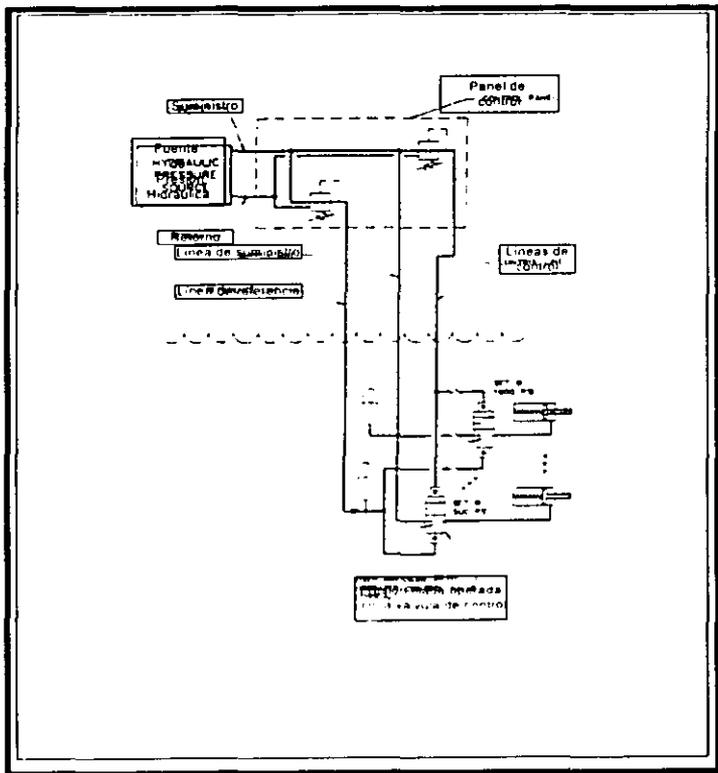


FIGURA 3 12 DIAGRAMA DE FLUJO DEL SISTEMA HIDRÁULICO SECUENCIAL

### Sistema Electrohidráulico

Un sistema electrohidráulico típico consiste de los siguientes componentes

- 1 Unidad de potencia hidráulica
- 2 Panel de control de producción
- 3 Junta de placa de acero submarino

### Sistema Electrohidráulico Multiplexado

El sistema típico Electrohidráulico Multiplexado consiste de los siguientes componentes

- 1 Unidad de control hidráulico
- 2 Computadora/monitor en la superficie
- 3 Fuente de poder eléctrica ininterrumpible
- 4 Junta de placa de acero submarina
- 5 Panel de control electrohidráulico submarino
- 6 Sensores submarinos

Figura 3 13 muestra el diagrama de flujo del sistema electrohidráulico multiplexado

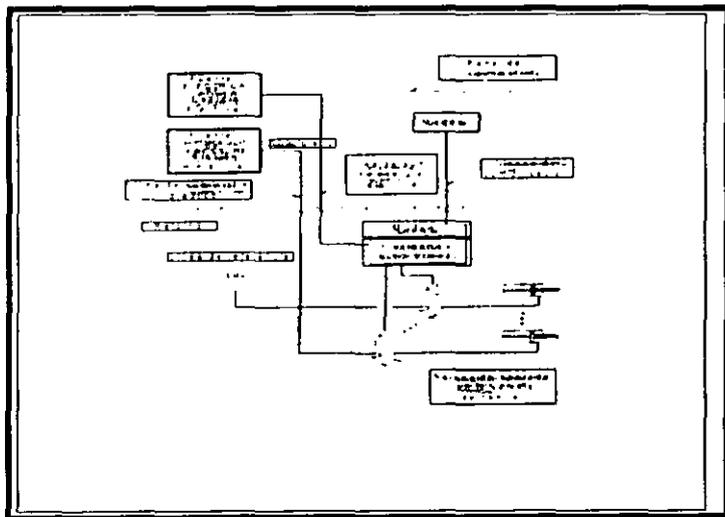


FIGURA 3 13 DIAGRAMA DE FLUJO DEL SISTEMA ELECTROHIDRÁULICO MULTIPLEXADO

En el siguiente Capítulo se presentará la descripción y operación de los sistemas de control.

### **III.4.3 Sistema Compensador de Movimientos**

Este sistema se utiliza para nulificar el movimiento ascendente y descendente de la unidad flotante. Esto es debido a que se requiere un control del movimiento vertical de la unidad flotante durante operaciones tales como la toma de registros geofísicos o en operaciones con línea de acero. Este mecanismo compensador cuelga debajo del gancho y utiliza una línea de acero de trabajo, la cual va desde la cima del tubo del riser alrededor de la polea de trabajo del compensador de movimientos y llega hasta el piso de perforación. Las poleas de trabajo y de registro están conectadas al mismo yugo, el cual está suspendido del compensador de movimientos por un resorte neumático (tensionador especial).

Cuando el sistema flotante se mueve hacia arriba, la polea de trabajo y la línea de registro permanecen en una posición relativamente fija. Cuando el sistema flotante se mueve hacia abajo, la polea permanece nuevamente en una posición relativamente fija, controlada por el resorte neumático. Este movimiento compensado tiene el efecto de nulificar el movimiento relativo entre el sistema flotante y el piso marino generado por el movimiento ascendente y descendente del sistema flotante.

Este mecanismo compensador no se requiere cuando en su lugar se instala un compensador de la sarta de perforación (DSC). El DSC tiene la capacidad de realizar esta función, además de muchas otras.

#### **Compensadores de la Sarta de Perforación**

Durante la perforación, el peso de la sarta está soportada por el cilindro hidroneumático del DSC y el peso de la barrena sobre el fondo. Los cilindros están interconectados a los depósitos de presión (al igual que en el tensionador). El control de la presión de aire en el depósito determina el nivel de tensión. Las técnicas de perforación propias del DSC siempre requieren que la tensión sea menor al peso de la sarta.

Cuando el sistema flotante se mueve hacia arriba, los cilindros de soporte deben correr para extender el DSC y así comprimir el aire desde el cilindro dentro del depósito de presión. El volumen grande del depósito controla las variaciones en la presión debidas a la compresión del aire, al igual que en un tensionador. Estos cilindros mantienen prácticamente el mismo peso sobre la barrena.

Cuando el sistema flotante se mueve hacia abajo, los cilindros de soporte retraen al DSC. Este movimiento tiende a dar más peso sobre barrena pero a medida que los cilindros se mantienen al nivel de presión de aire preseleccionado, el cilindro retrae el DSC manteniendo la carga preseleccionada (tensión), manteniendo así el peso sobre barrena. Durante la retracción del DSC, el aire se expande desde el depósito hasta los cilindros, manteniendo el nivel de presión deseado.

Los tipos básicos del DSC se instalan en la línea muerta, el block de corona, o en el block viajero.

Las técnicas del compensador de la sarta de perforación del block viajero son, según el mecanismo restaurador de la sarta, de cilindro tipo tensión o de tipo compresión.

Las técnicas del compensador de la sarta de perforación del block viajero son, según el mecanismo restaurador de la sarta, de cilindro tipo tensión ó de tipo compresión

#### III 4.4 Sistema de Riser de Perforación Marino

El riser marino es usado para suministrar un conducto al flujo de fluido entre la boca del pozo y la unidad flotante, así como una guía del cable de perforación para el cabezal en el fondo del pozo. El riser debe de resistir las fuerzas laterales provocadas por los vientos y corrientes y el desplazamiento de la unidad. Además debe resistir las cargas axiales impuestas por el peso de flotación del fluido de perforación, tubería de perforación y por el riser mismo. Además, con el sistema de tensionamiento, el riser debe de resistir la tensión impuesta en la superficie.

En general, el riser de perforación es un conducto sencillo cuya finalidad principal es un acceso de la tubería de perforación y otras herramientas. Mientras que un riser de terminación/repación puede ser mucho más sofisticado.

Los llamados riser en general son una parte importante de los sistemas de explotación de campos marinos y pueden ser de perforación, terminación, repación y producción de pozos. Pero el riser marino es el riser de perforación.

El control del pozo se lleva a cabo mediante un par de tuberías paralelas al riser marino llamadas tubería de estrangular y tubería de matar. Por otro lado, se utiliza el conjunto de preventores para auxiliar el control de pozos durante situaciones de emergencia y está localizado por arriba de la cabeza del pozo.

#### Componentes del Sistema de Riser de Perforación

El sistema del riser incluye los siguientes componentes básicos:

1. Cuerpo del riser
2. Uniones del riser
3. Junta telescópica
4. Junta flexible
5. Conectores del riser
6. Sistema tensionador del riser
7. Válvula de llenado
8. Conjunto inferior del riser
9. Líneas de estrangular, de matar y Auxiliares
10. Accesorios

La Figura 3 14 muestra los componentes del sistema de riser marino

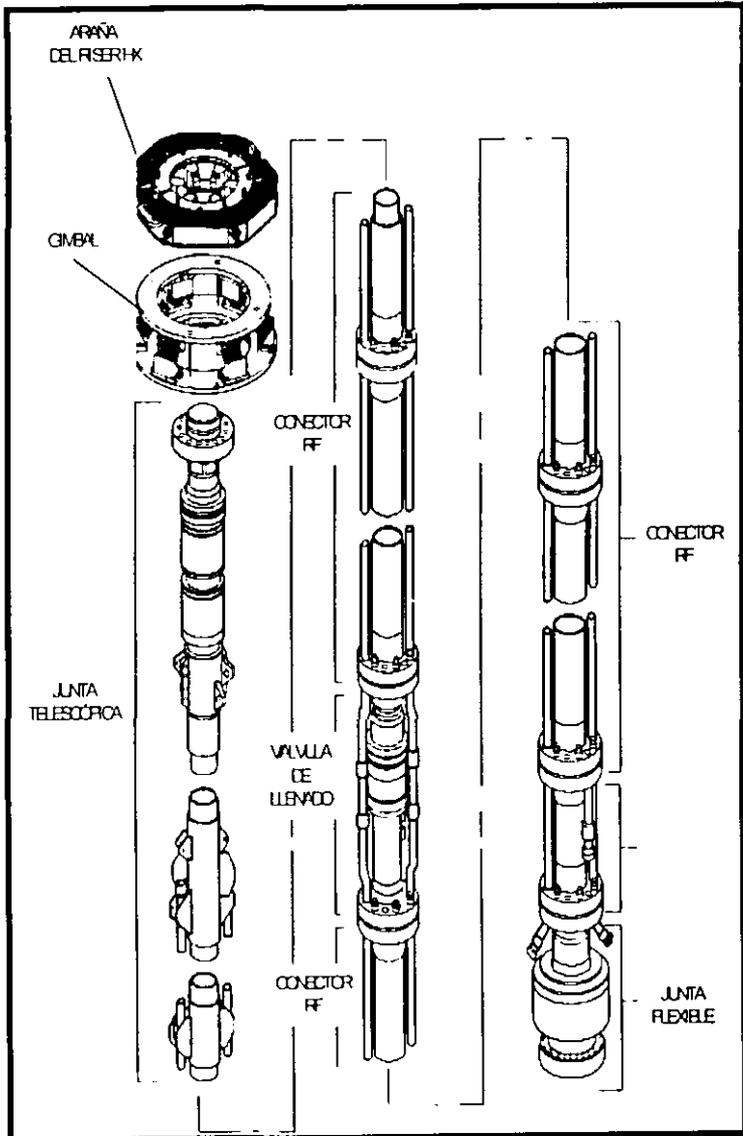


FIGURA 3 14 COMPONENTES DEL SISTEMA DE RISER

## 1. Cuerpo del Riser

Es prácticamente el tubo estructural conductor principal que conforma el riser en general. Se integra por tramos unidos directamente por las uniones del riser

El tamaño del tubo del riser está determinado por el tamaño del preventor y por el cabezal, tomando en cuenta el espacio para el manejo de las juntas de la tubería de perforación y la tubería de revestimiento. Para un cabezal y preventor de 13 5/8 pg. un riser de 16 pg con un espesor de pared de 0 375 pg ó 0 438 pg es ideal. Para una junta submarina de 16 3/4 pg, se recomienda un riser de 18 5/8 pg con 0 500 pg de espesor de pared. La selección del acero de la tubería es importante para una larga vida. El acero debe tener una resistencia a la cedencia mínima que soporte los esfuerzos producidos por la fatiga y ser soldable.

Se tiene buena experiencia con el acero X-52 en aguas profundas en el canal de Sta Bárbara. La tubería X-52 puede ser conveniente para otras operaciones. Sin embargo, el acero HY-80 (A 543, CLASE I) usado en construcción submarina parece superior al X-52 en esfuerzos y resistencia al impacto. Por lo tanto, este es recomendado para risers marinos, particularmente para aguas profundas en operaciones críticas.

## 2. Uniones del Riser

Las uniones están diseñadas para minimizar el tiempo de instalación del riser. Estas suministran una junta capaz de resistir las altas cargas de tensión aplicadas en el sistema de tensionamiento y la variación de esfuerzos impuestos por el viento, olas y corrientes, así como el movimiento del equipo.

Las uniones del riser están instaladas en los extremos de cada junta del riser para conectar las diferentes secciones. Las uniones pueden ser bridadas o mecánicas. Es decir, pueden estar unidas mediante bridas con tornillos y tuercas o bien, pueden estar unidas mediante un acoplamiento mecánico. Las líneas de matar y de estrangular están integradas al riser por las bridas extendidas de las uniones.

## 3. Junta Telescópica

La junta telescópica sirve como una conexión entre el riser y el barco o plataforma de perforación. Como también para compensar los movimientos verticales entre el equipo de perforación y el conjunto de preventores submarinos debido al movimiento del equipo por el oleaje.

La junta telescópica está constituida por dos barriles que se deslizan uno sobre el otro. El barril externo está unido al riser marino y este se encuentra bajo tensión mediante cables desde el barril externo al tensor. El barril interno es de acero pulido y se encuentra sujeto a la parte inferior del desviador de flujo y se le permite el movimiento axial. Los sellos de hule en el espacio anular entre el barril interno y el externo soportan la presión del lodo en la unión. El desviador de flujo es una parte del equipo que se utiliza para controlar los cabeceos del gas a profundidades someras en la etapa de perforación cuando el conjunto de preventores no puede ser instalado.

Durante la operación, el fluido de perforación se retiene y el barril interno se centra mediante un empacador actuado a presión. Este empacador requiere una mínima cantidad de presión de aire para sellar entre los barriles interno y externo. Se trabaja con carga, jalando los anillos de acero.

para aumentar la vida del sello y reducir la fricción. El empacador lleva un buje de desgaste que inhibe cualquier desgaste del sello y ayuda a centrar el barril interno. Un recipiente de lubricación proporciona el elemento de sello con fluido lubricante.

La Figura 3 14 ilustra la junta telescópica en la parte superior del riser.

#### 4. Junta Flexible del Riser

Las juntas flexibles también llamada unión o uniflex, se instala en la parte superior del conjunto de preventores para minimizar los curvamientos y concentración de esfuerzos en el riser. La junta flexible esta localizada en el fondo del sistema, justo arriba del preventor. En operaciones de aguas profundas o de condiciones severas, una junta flexible puede ser puesta arriba del sistema, justo abajo de la junta telescópica. Esta reduce la concentración de esfuerzos creados por la fuerza de las olas y por cambios en la selección entre la junta telescópica y la junta superior del riser.

La junta flexible se selecciona en base a

- 1 Al adecuado ángulo de flexión para el diseñado total del sistema de perforación flotante, el cual es usualmente de 10 grados
- 2 Tener suficiente resistencia a la tensión

La junta flexible se tiene disponible en un rango de tamaños, presiones de trabajo y conexiones para perforación en aguas someras y profundas (a más de 3,000 m) con una carga clasificada de más de 2 millones de libras. La junta flexible estándar está clasificada para 3,000 psi de presión diferencial. También se cuenta con juntas flexibles clasificadas para 5,000 psi y servicio para H2S.

La Figura 3 15 ilustra tipos de juntas flexibles para riser

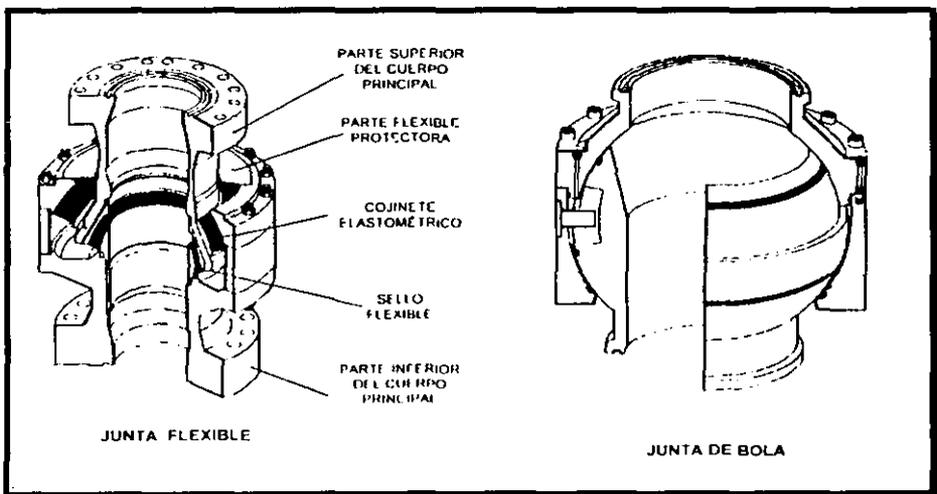


FIGURA 3 15 TIPOS DE JUNTAS FLEXIBLES PARA RISER MARINO

## 5. Conectores del Riser

Los conectores del riser son la interface de unión entre el riser y el conjunto de preventores, en la parte inferior, o entre el riser y la superficie. En el caso del extremo inferior, se tiene diferentes tipos y marcas de conectores

Los conectores tipo collar se utilizan para asegurar el paquete inferior del riser a la parte superior del conjunto de preventores y para asegurar la parte inferior del conjunto de preventores al cabezal. Estos conectores forman un sello firme, al mismo tiempo que soportan esfuerzos de flexión y de pandeo causados por la presión del pozo, la tensión del riser y el movimiento de la unidad flotante.

La Figura 3 16 ilustra conectores para riser marino

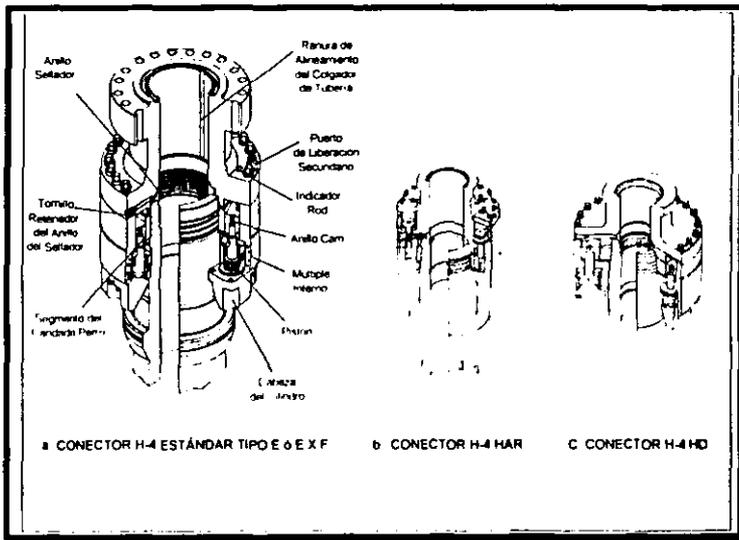


FIGURA 3 16 CONECTORES PARA RISER MARINO

## 6. Sistema de Tensionamiento del Riser Marino

El sistema de tensionamiento tiene un doble propósito, el de compensar el movimiento del barco y al mismo tiempo el de mantener constante la tensión

El tensionamiento del riser puede ser suministrado ya sea por un sistema de peso muerto o bien por el uso de cilindros de tensionamiento neumático

### Sistema de Peso Muerto

En sistemas simples de perforación flotante usados en aguas poco profundas se utiliza un sistema de riser permanente que no requieren tensionamiento. Para aguas profundas se requiere un sistema de tensionamiento para riser. El sistema de peso muerto es generalmente satisfactorio y simple. los contrapesos están suspendidos mediante cable a través de un sistema que lo une a la junta telescópica. Los contrapesos suben y bajan cuando la embarcación se mueve en el mar.

Por lo tanto, el sistema satisface ambos requerimientos: tensión y compensación del movimiento.

Cuando altas tensiones son requeridas, la desventaja del sistema contrapeso-carga muerta llega a ser evidente.

La Figura 3 17 muestra el sistema de tensionamiento por peso muerto.

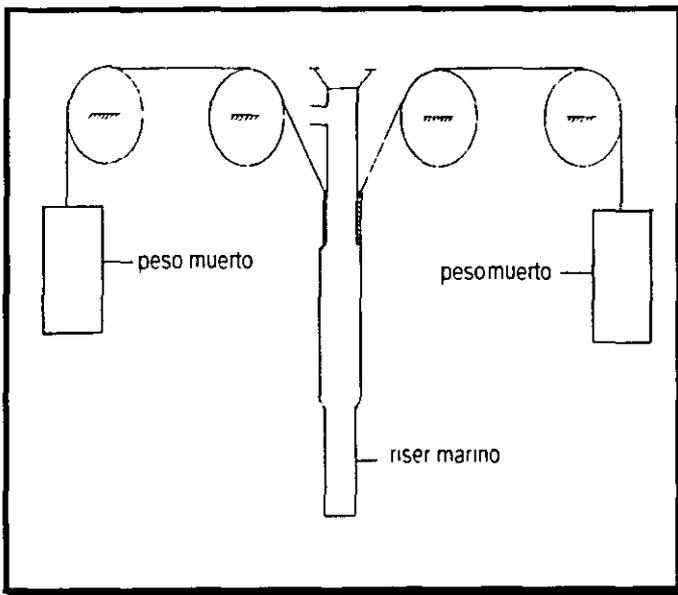


FIGURA 3 17 SISTEMA DE TENSIONAMIENTO POR PESO MUERTO

### **Sistema de Tensionamiento Neumático**

Muchos equipos de perforación flotante están equipados con un arreglo de cilindros neumáticos. Estos están diseñados para suministrar tensión neumática controlada para cada una de las líneas unidas al riser

La unidad de tensionamiento del riser más común tiene 12 pg. de diámetro con un pistón dentro del cilindro. El tamaño del pistón es de 10 pies

Mediante un conjunto de líneas se suministra compensación de 40 pies de movimiento del flotante. Se suministra aire a presión arriba de 2 200 lb/pg. sobre el pistón para ejercer en la línea de tensión más de 60,000 lb. La biela del cilindro está cubierta con un fluido hidráulico para realizar el doble propósito: el de amortiguar la acción del pistón y lubricar el embalaje.

El sistema de tensionamiento neumático es útil en la instalación y colocación del conjunto de preventores en el cabezal submarino. Los tensionadores son conectados a la junta telescópica justo antes de la instalación del conjunto de preventores. El peso del riser y preventor son suspendidos en los tensionadores y gradualmente bajados a su lugar. Después de colocados, los tensionadores se suben y se aumenta la tensión a incrementos de 40,000 lb, la tensión se verifica con un indicador de tensión portátil.

La presión normalmente usada para comprobar la tensión en el riser puede ser calibrada cada 3 meses para asegurar su exactitud.

### **7. Válvula de llenado del Riser**

La válvula de llenado del riser se coloca en cualquier lugar de la sarta del riser para prevenir el colapso, en caso de que se abata el nivel del fluido de perforación en el interior.

Durante las operaciones normales de perforación, la manga interna de la válvula se mantiene cerrada mediante un resorte. Cuando la presión del riser disminuye, la presión del océano presiona la manga y vence la fuerza del resorte. Esto provoca que la válvula se abra y permita la entrada del agua del mar hacia el interior del riser para igualar la presión y prevenir el colapso.

La válvula de llenado del riser se activa mediante la manga sensorial de presión cuando la presión interna del riser se encuentra a 250-350 psi por debajo de la presión del ambiente marino. Cuando se activa, la válvula se abre totalmente para llenar rápidamente el riser. Luego, la válvula de llenado del riser también puede ser abierta manualmente a través de líneas de control desde la superficie.

### **8. Conjunto inferior del Riser**

En realidad, el conjunto inferior del riser de perforación está integrado por algunos componentes descritos anteriormente, pero que se denomina como una subsección de todo el sistema de riser. El conjunto inferior del riser está formado típicamente por un conector (riser/junta flexible), la junta flexible, uno, dos o ningún preventor anular, pods de control submarino y un conector hidráulico que une el sistema inferior del riser con el resto del conjunto de preventores.

## 9. Líneas de Matar, de Estrangular y Auxiliares

Las líneas de matar y de estrangular son utilizadas para proporcionar un flujo controlado de aceite, gas o de fluido de perforación desde el pozo perforado hasta la superficie, cuando el conjunto de preventores está cerrado.

Estas líneas van desde la plataforma, a lo largo del riser, hasta el cabezal. En la junta flexible inferior hay varios esquemas de conexión, como tubería flexible o en lazo, para permitir la flexibilidad requerida en la instalación de un arreglo de alguna línea de unión desde la parte inferior de la sarta del riser (parte superior de la junta flexible), alrededor de la junta flexible, hasta el conjunto de preventores. Las líneas de estrangular y de matar se utilizan en el control de brotes a fin de prevenir que lleguen a ser reventones.

Cuando se detecta un brote, se bombea fluido de perforación por la línea de matar hasta el conjunto de preventores para restaurar el balance de presión en el pozo. Cuando ocurre un brote de gas, se cierran los preventores de arietes alrededor de la sarta de perforación. El gas de invasión se libera en el múltiple de estrangulación mediante el manejo adecuado de la línea de estrangular sobre el riser.

En general, las líneas de estrangular, de matar y auxiliares, transportan fluidos a través del riser. En la mayoría de los casos, estas líneas son una parte integral de cada una de los tramos del riser y están afianzadas sobre un extremo lateral del tubo principal del riser, en las uniones.

El sistema integral del riser tiene las líneas instaladas en las juntas del riser. Esto elimina el manejo del aparejo, la preparación y el tiempo asociado normalmente con las líneas de estrangular y de matar. El sistema integral puede ser instalado y recuperado de 8 a 24 horas, menor al tiempo de otros sistemas, dependiendo de la profundidad de agua.

Adicionalmente, las líneas auxiliares transportan diversos fluidos desde la superficie, hasta los sistemas de control de los preventores o sistemas submarinos, o bien, tienen algún otro propósito específico.

La línea de arranque de lodo, una línea auxiliar, se utiliza como conducto para el fluido de perforación cuando éste se bombea hacia el interior del riser para incrementar la velocidad de circulación anular.

Otro tipo de línea auxiliar es la línea de inyección de aire a presión. Las líneas de inyección de aire se utilizan para suministrar el aire que permite incrementar la flotación del riser.

Otro tipo de líneas auxiliares son los umbilicales para los sistemas de control. Las líneas de suministro hidráulico se utilizan para transportar el fluido hidráulico de operación hacia el sistema de

control submarino del preventor. La mayoría de los sistemas preventores incorpora una línea flexible de suministro de fluido hidráulico en el interior de la línea de control.

Las líneas flexibles de matar y de estrangular permiten el movimiento relativo en la junta telescópica y en las juntas telescópica y flexible del sistema riser.

## 10. Accesorios del sistema Riser

Los accesorios que forman parte del sistema de riser de perforación son los siguientes:

- a) Desviador de flujo
- b) Araña de Riser y Gimbal
- c) Conector de las líneas de matar y de estrangular
- d) Sistema tensionador de las líneas guía
- e) Sistema compensador de movimiento
- f) Líneas flexibles de estrangular y de matar
- g) Equipo de flotación
- h) Sistema de colgamiento del Riser.

### A. Desviador de Flujo

El desviador de flujo es en sí un sistema muy similar al de preventores, el cual está diseñado para cerrar el pozo en la superficie y una o más líneas de descarga de gran diámetro para conducir el flujo lejos del piso de perforación. El sistema de desviación también incluye un medio de cierre del desviador y de apertura de la línea de descarga. Generalmente los desviadores de flujo no están diseñados para soportar altas presiones.

La Figura 3 18 muestra el desviador de flujo tipo KFDS-1000

### B. Araña de Riser y Gimbal

La araña HX del Riser está localizada sobre el piso del equipo de perforación y se utiliza para instalar las secciones del riser a través de la mesa rotatoria. Los cilindros hidráulicos mueven seis dispositivos de trinquetes que soportan el peso del riser durante las conexiones de las secciones.

El Gimbal se instala debajo de la araña HX para reducir los impulsos y para distribuir las cargas sobre la araña y las secciones del riser cuando se instala.

La Figura 3 14 muestra la araña y el Gimbal para un sistema de riser de perforación.

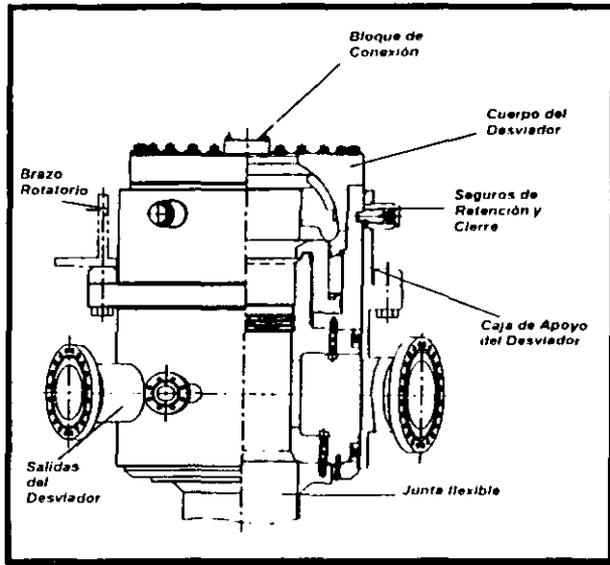


FIGURA 3 18 DÉSVIADOR DE FLUJO TIPO KDFS-1000

### C. Conector de las Líneas de Matar y de Estrangular

Los conectores tipo collar para las líneas de estrangular y de matar permiten la conexión entre la parte superior del conjunto de preventores submarinos y la parte inferior del sistema de riser marino. El conector tipo collar de Cameron utiliza conjunto de sellos tipo AX y puede soportar las grandes fuerzas de separación causadas por presiones internas en las líneas de estrangular y de matar. El sistema de operación hidráulica del conector está diseñado para asegurar una desconexión rápida después de un largo período de conexión.

El conjunto del conector de las líneas de estrangular y de matar instalado por peso es un acoplamiento de presión balanceada que permite una unión rápida y de sello confiable. El balance de la presión asegura que la línea de presión no se separará de su receptáculo de unión. Se requiere una fuerza axial externa para separar esos componentes.

### D. Sistema Tensionador de las Líneas Guía

Las líneas guía del cabezal submarino deben tener cierta tensión para ser efectivas. A fin de mantener las líneas guía a un nivel de tensión preseleccionado, se aplican tensionadores hidroneumáticos a cada una de las cuatro líneas guía del cabezal y normalmente a las líneas de control del conjunto de preventores. Los tensionadores de las líneas guía operan exactamente igual a los tensionadores del riser y están diseñados igual, excepto que estos son más pequeños.

La Figura 3 19 ilustra el diagrama esquemático de un tensionador para líneas guía

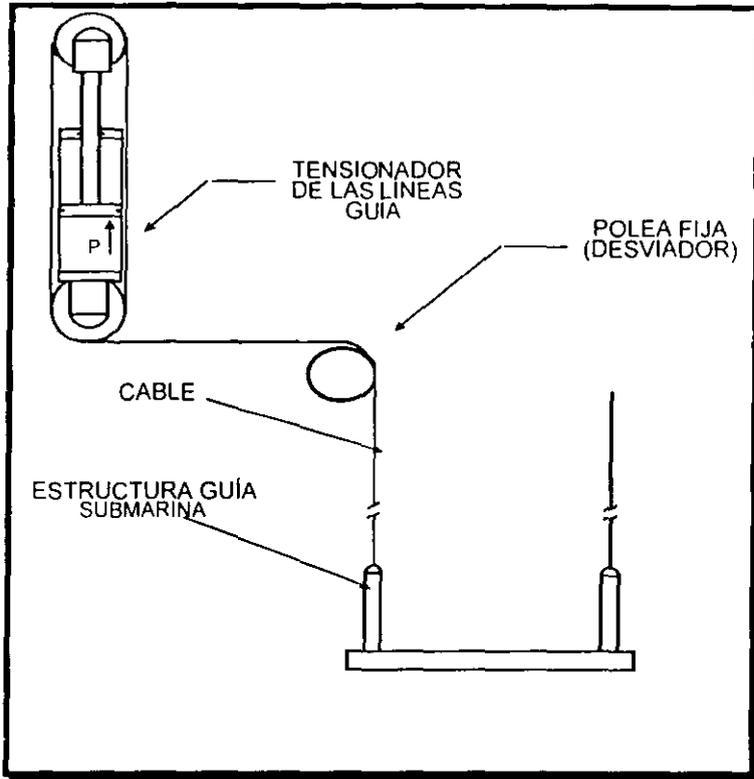


FIGURA 3 19 TENSIONADOR PARA LINEAS GUÍA

#### E. Sistema Compensador de Movimiento

El sistema compensador de movimiento se utiliza para nulificar el movimiento ascendente y descendente de la unidad flotante en operaciones con línea de acero, especialmente en operaciones de registros de pozo. Este mecanismo compensador cuelga debajo del gancho y utiliza una línea de acero de trabajo, la cual va desde la parte superior del tubo del riser, alrededor de la polea de trabajo del compensador de movimiento y llega hasta el piso de perforación. Las poleas de trabajo y de registro están conectadas al mismo yugo, el cual está suspendido del compensador de movimiento por un resorte neumático.

Cuando el sistema flotante se mueve hacia arriba o hacia abajo, la polea de trabajo y la línea de registro permanecen en una posición relativamente fija, controlada por el resorte neumático. Este movimiento compensado tiene el efecto de nulificar el movimiento relativo entre el sistema flotante y el fondo marino generado por el movimiento ascendente y descendente del sistema flotante. Esto elimina el movimiento del sistema flotante que de otra manera permitiría una superposición de la lectura de datos de la sonda de registro.

## F. Líneas Flexible de Estrangular y de Matar

Las líneas flexibles de estrangular y de matar permiten movimiento relativo en la junta telescópica y en las juntas flexible/bola del sistema de riser

Normalmente se utilizan tres tipos de diseño básicos. Estos son tubería flexible, mangueras revestidas de acero o lazos de flujo con extremos roscados, bridados o con abrazaderas. En caso de que se utilicen extremos roscados, éstos deben contener un compuesto sellante.

## G. Equipo de Flotación

El equipo de flotación puede estar sujeto a los tramos del riser para reducir los requerimientos de tensión en la parte superior mediante la disminución del peso sumergido de los tramos.

Existen varios diseños típicos, entre los que se encuentran los siguientes:

### Módulos de Espuma

La espuma sintética es un material compuesto de esferas huecas en una matriz. Las formas más comunes de los módulos de espuma son microesferas delgadas de vidrio en una matriz de resina plástica colocada térmicamente.

El diámetro de los módulos de espuma sintética dependen principalmente de los requerimientos de flotación y de la densidad de la espuma. La densidad de la espuma depende del tirante de agua de diseño. Normalmente se utiliza material más denso para aguas más profundas y soportar presiones de colapso mayores.

El empuje vertical del módulo de espuma se transmite al riser mediante un collar afianzado al tubo del riser justo debajo de la unión superior de cada tramo.

### Cámaras de Aire

Las cámaras de aire se instalan en la unión del riser y proporcionan un espacio anular alrededor de él. Las líneas piloto y de inyección de aire proporcionan los medios para inyectar aire a la presión hidrostática ambiental. El aire desplaza el agua de mar del espacio anular para dar flotación con una válvula en la línea de inyección, cerca del fondo de la cámara, mantiene el agua al nivel preestablecido. El aire se puede purgar del sistema a través de una válvula de descarga actuada mediante la línea piloto. Las válvulas se pueden arreglar y ajustar para proporcionar el nivel de flotación deseada. Los compresores que se encuentran en la unidad flotante se utilizan para proporcionar aire a través de la línea de inyección hacia las cámaras.

## H. Sistema de Colgamiento del Riser

Cuando las condiciones ambientales exceden los límites para una operación segura con el riser conectado, éste y el paquete inferior del riser marino se desconectan desde el conjunto de preventores y se pueden colgar hasta que mejoren las condiciones del tiempo. El riser desconectado se puede colgar desde el gancho, la araña, el nido del desviador o desde estructuras diseñadas especialmente. Las cargas dinámicas del riser en movimiento ascendente y descendente

se deben considerar para asegurar que los componentes del sistema de colgamiento proporcionen la resistencia adecuada para soportar las cargas transversales y axiales impartidas por el riser suspendido sin ocasionar daño ya sea al riser o al sistema flotante

#### **III.4.5 Líneas Guía**

La instalación del riser, equipo, herramientas, barrenas etc son guiadas entre el flotante y el fondo del océano por medio del sistema de líneas guía

Después de la instalación del sistema riser, las líneas guía son usadas posteriormente para bajar una cámara de televisión para una inspección submarina

Las líneas guías están expuestas a cargas laterales impuestas por el flotante y por las corrientes marinas durante el tiempo en el que el equipo es bajado al fondo del océano. Los efectos de estas fuerzas puede ser minimizadas con suficiente tensión y por un buen diseño de los brazos guía y los postes guía

#### **III.4.6 Sistema de Tensionamiento de las Líneas Guía**

El sistema de tensionamiento para las líneas guía tiene requerimientos básicos para el sistema del riser. Esto es, suministrar la tensión necesaria para las líneas y compensar el movimiento del flotante. Mediante el tensionamiento del riser, contrapesos y el tensionamiento neumático se suministra satisfactoriamente este requerimiento.

La experiencia muestra que cables de 3/4 pg son adecuados para trabajos en aguas de 1500 pies. Además muestra que para grandes cargas, estas pueden ser eficientemente guiadas a la base del fondo marino con una tensión en la superficie con una magnitud de 8,000 a 10,000 lb. Tensiones de esta magnitud son requeridas únicamente cuando el objetivo es bajar a la posición o bien recuperar

Debido a las variaciones de tensión requeridas para las líneas, el sistema de tensionamiento neumático es preferido sobre el de contra-peso

#### **III.4.7 Bases Guía Permanente y Temporal**

Las bases guía permanente y temporal forman parte de los sistemas de cabezales descritos en el siguiente tema

#### **III.4.8 Sistema de 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 empacadores anulares

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 un avance 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. 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

Los sistemas de cabezales proporcionan la interfase entre los colgadores de las T R y T P, por un lado y los árboles y las estructuras de las líneas de flujo por otro

Los cabezales submarinos se instalan mediante barcos perforadores o unidades semisumergibles. Estos cabezales pueden instalarse a través de equipos con o sin líneas guía. Actualmente muchos barcos de perforación se acoplan a conjuntos de preventores de 18 3/4 pg los cuales se instalan en sistemas de cabezales de 18 3/4 pg y rangos de trabajo de 10,000 a 15,000 psi. El sistema típico de cabezales submarinos son los de la configuración de 18 3/4 pg

Algunos flotantes, principalmente los barcos perforadores, se equipan con sistemas de perforación de 16 3/4 pg. En cuanto a las interfaces en terminaciones submarinas, éstos se pueden considerar como un sistema equivalente de 18 3/4 pg con la única diferencia en el diámetro

#### **Componentes de un Sistema de Cabezal**

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 elastómero, en tanto para los cabezales terrestres, los sellos son del tipo elastoméricos con opción a tipo metal a metal

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

A continuación se describen los componentes de todo sistema de cabezal

#### **Base Guía Temporal (BGT)**

Una vez que el flotante se ha posicionado en la localización, la primera pieza que es bajada al fondo del mar es la base guía temporal. La BGT tiene dos propósitos:

1. Suministrar el soporte para las cuatro líneas guía
2. Proporcionar una base para la Estructura Guía Permanente

La BGT es equipada con una herramienta soltadora en la tubería de perforación. La base tiene además piernas con dientes de serrucho para penetrar el fondo del océano y prevenir el movimiento de rotación, ya sea cuando se desconecta la herramienta o en subsecuentes operaciones de perforación. La previsión se hace por medio de cables adicionales los cuales pueden guiar una cámara de televisión para monitorear subsecuentes operaciones bajo el agua.

Cuando la BGT esta dispuesta, material pesado es adicionado en sus compartimientos. El material es requerido para dar suficiente peso para el tensionamiento de las líneas guía. La base guía pesa por si misma cerca de 8,000 lb y de 20,000 a 25,000 lb de material es adicionado a esta. La barita es normalmente el material usada para el sobrepeso

La Figura 320 muestra la BGT y la BGP

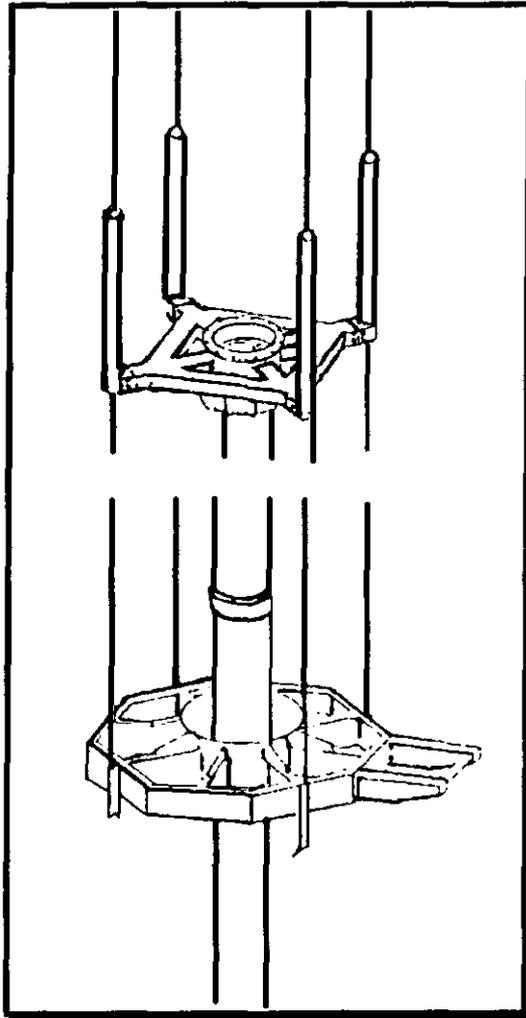


FIGURA 3 20 BASE GUÍA TEMPORAL Y BASE GUÍA PERMANENTE

### **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:

- 1 Suspender y proporcionar un acceso tanto en el interior como en el espacio anular entre las sargas de producción y las sargas de intervención del pozo
- 2 Proporcionar la preparación del sello y orientación posterior de los árboles submarinos
- 3 Sellar el espacio anular y proporcionar una hermeticidad en la localización de coples de T P
- 4 Proporcionar comunicación entre las válvulas de seguridad subsuperficial y la instrumentación de fondo del agujero
5. Proporcionar un medio estructural para sujetar una herramienta instaladora

### **Conjunto de Sellos Anulares tipo Metal-Metal**

Este conjunto de sellos metal a metal 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.

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.

### **Sistema Avanzado de Sellado Metal-Metal**

La tecnología de sello metal a metal se usa ampliamente en todo el mundo, es aplicable a necesidades de alta presión, alta temperatura y perforaciones submarinas. El sistema de sello metálico tiene un rango de servicio de 15.000 psi.

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.

### **Sistema de Colgador Opcional**

Este sistema se instala mediante la aplicación del peso de la sarga instaladora y es una opción que se puede adaptar al conjunto de cabezales, con la diferencia de que este sistema de colgador y el conjunto de sellos se instalan por debajo del lecho marino para una TR de 16 pg. en cualquier punto de la sarga de 20 pg. 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.

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

La instalación del colgador de 16 pg por debajo de la línea del piso marino 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.

### **Base Guía Permanente**

La BGP es la segunda estructura que se instala, después de la Base Guía Temporal, para formar la cabeza del pozo. En su parte inferior presenta un dispositivo llamado balancín de brújula, a través del cual se corrigen los desniveles de la BGP.

La BGP conduce el conjunto de preventores y el 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 retirar la sarta conductora 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 sin la asistencia de buzos o a control remoto.

### **III.4.8.9 Herramientas Especiales de Instalación**

Las herramientas especiales de instalación son todas aquellas utilizadas en la instalación de las bases guía permanente y temporal, de tuberías conductoras, el sistema de cabezales, el sistema de colgadores de tuberías de revestimiento y de la tubería de producción, del árbol, de la tapa del árbol, entre otros. Además, todas las herramientas de prueba y de recuperación.

La mayoría de esas herramientas se mencionan o describen en las secciones correspondientes de cada sistema submarino de perforación. En el mejor de los casos se describe su uso y aplicación a los sistemas mencionados.

## CAPITULO IV

### TÉCNICAS DE PERFORACIÓN

#### IV.1 Introducción

A lo largo de este Capítulo se pretende dar un bosquejo de los adelantos que se han alcanzado durante el desarrollo técnico de perforación en aguas profundas. Se tomarán para ello únicamente los equipos, herramientas y tecnología exclusiva para perforación en el mar.

#### IV.2 Sistemas de Cabezales

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 muchos barcos de perforación se acoplan a conjuntos de preventores de 18 ¾ pg., los cuales se instalan en sistemas de cabezales de 18 ¾ pg. 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 pg.

##### IV.2.1 Procedimientos de Operación

La tubería de perforación se utiliza como medio de instalación mecánica del cabezal al fondo del piso marino. Sin embargo, existen otras técnicas desarrolladas para la instalación y el buen funcionamiento de los cabezales.

Asimismo, 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 ser instalados con o sin líneas guía, sistemas de conexión a través de elementos roscados o sentados en ranuras y candados tipo "J".

La operación del mecanismo de anclaje por rotación es más difícil que el mecanismo de instalación sin líneas guía. Esto se debe principalmente a que la sarta tiende a sufrir efectos de torsión y pandeo por las fuerzas de oleaje, llegando en ocasiones a enrollarse la tubería en el riser. 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 con 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 m.

### **Nido de 18 ¼ pg. y Herramienta Instaladora**

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

La herramienta instaladora del nido de 18 ¼ pg 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 protector de calibre

La instalación del nido de 18 ¼ pg en el nido de 30 pg se hace con una combinación cuyos hombros son de 45 grados por 8 grados. Este sistema reduce los esfuerzos en las conexiones interiores del nido cuando se presentan condiciones severas de trabajo

El nido de alta presión tiene la capacidad para tres colgadores. Una característica importante del nido es la resistencia del hombro a grandes cargas, cuyo calibre es de 17 83 pg

El diámetro del nido es tal que permite alojar un receptáculo de 16 pg con un diámetro de trabajo de 17 56 pg y además puede alojar también la bola colgadora de 16 pg. Con este arreglo se puede introducir una barrena de 17 ½ pg

El cierre hacia abajo a través de la ranura permite colgar la T P y el Tie-back para el nido estándar de 18 ¼ pg

### **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 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 ajustar el 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 de abandono

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

### **Colgador de 16 pg. y Conjunto de Sello**

El colgador se instala sobre un hombro a 35 grados en el receptáculo de la base del nido de alta presión.

Una característica del colgador de 16 pg es que tiene un hombro de carga de alta resistencia y está diseñado para pasar a través del buje de desgaste del nido, así como un diámetro de trabajo de 17 83 pg del nido de 18 ¼ pg y está instalado sobre el hombro de alta resistencia del receptáculo (calibre 17 56 pg ) Este hombro es capaz de absorber una carga de hasta 500,000 lbs. y 3,000 psi

El sello anular esta protegido contra los posibles daños en el interior de la TR o paredes del agujero durante la instalación ya que su diámetro es menor al del cuerpo de la herramienta. Después se opera hidráulicamente hasta sellar totalmente en el espacio anular. La fuerza para activar el sello dependerá del claro anular, así como de las dimensiones del nido y su capacidad de trabajo.

### **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 retira la sarta para romper el seguro por tensión.

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 sello en el colgador de la TR**

Primero, el conjunto de sello se instala en el fondo del agujero aplicando peso de la sarta instaladora sobre el sello hasta que este se expanda cubriendo toda la superficie libre que exista entre el nido del cabezal y el colgador de la TR. De esta forma los recortes viajan por debajo del conjunto de sellos en el espacio anular. El diámetro interior del sello se expande produciendo esfuerzos de contacto alrededor del elemento sello y el colgador.

#### **2. Peso de asentamiento y sello bajo presión**

El peso de la sarta instaladora (aproximadamente 15,000 lbs) corta la espiga que ayuda el 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 conviertan al sello en una cerilla delgada hasta ponerse en contacto con la superficie del nido del cabezal y el colgador de la TR. Ya que el seguro del colgador se mueve hacia abajo, el anillo del seguro del colgador embona perfectamente al 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 receptáculo del buje de desgaste.

Se le da un giro de 4 vueltas a la herramienta para ser enganchado en la ranura tipo "J" en la cima del buje de desgaste. La bola colgadora al ser instalada estará sujeta 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 pg. en el buje de desgaste en el fondo del nido, queda asegurado todo el sistema. La rotación a la derecha desprende la bola colgadora 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

Se debe emplear alguna herramienta para retirar el buje de desgaste. Esta puede ser como la utilizada durante su instalación. La herramienta se retira después de dar 4 vueltas y desactivar los pernos de sujeción en el equipo, además de la rotación de 4 levas en la parte superior de la herramienta.

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 luego a 360 grados para su recuperación. Este corte de los pernos se hace con 30,000 lbs. También se puede sacar el protector de calibre, inicialmente instalado en la superficie, antes de instalar el nido de 18 ¼ pg., usando la misma herramienta. Esto se hace con una carga de 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 bombeo 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 acanaladura del elemento de sello. La recuperación de la parte superior del riser se hará después de cortar el seguro. Cuando se recupera totalmente el sello, la herramienta de recuperación evita el cierre y la liberación prematura del conjunto de sellos.

Si se utiliza una sarta, es necesario remover los cuatro empaques sobre el pistón que retiene el perno. Durante el corte del pasador, 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.

### **Verificación de la Integridad del sello y del Conector en el Cabezal Submarino**

En los cabezales generalmente se presurizan los elementos de sello, donde las abrazaderas y los conectores se activan hidráulicamente, haciéndolos más eficaces. La compresión axial en la superficie de la junta flexible, debido a las cargas sobre el sello y el conector, pueden producir esfuerzos de corte y pandeo.

Se requieren esfuerzos de sujeción en el conector para asegurar que los centros no se separen y se muevan uno con respecto al otro bajo cargas externas, las cuales pueden producir desgaste en los sellos.

La eficiencia de la abrazadera del conector es importante para mantener la junta y el sello íntegros. La resistencia del conector y del centrador están basados en los principios de fabricación de bridas, en tanto que la resistencia del conector hidráulico se mide experimentalmente y, mediante un análisis con el método de elemento finito, se determina la consistencia del radio del eje del conector.

El diseño apropiado del elemento en cuestión se determina mediante un análisis de tres dimensiones asociados con precargas en las uniones de las bridas, y cargas de tensión externa.

## **IV.3 Sistema de control de Pozos Submarinos**

### **IV.3.1 Operación de los Sistemas de Control**

#### **Unidad de Potencia Hidráulica**

El sistema submarino tiene la unidad de potencia hidráulica (HPU) la cual suministra la baja o alta potencia hidráulica. Generalmente, la unidad es diseñada para proporcionar energía acumulada con la utilización de un conjunto de cilindros acumuladores.

La unidad hidráulica es energizada con un par de suministros, aire y electricidad. Todos los arreglos proveen dos servicios:

- 1 Como un medio de respaldo del 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

Suministra el 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

### **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 al campo

Estas líneas umbilicales pueden ser blindadas o no, dependiendo del método de distribución y 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.

### **Carretes de Líneas Umbilicales**

Las líneas umbilicales electrohidráulicas son montadas en carretes superficiales, siendo manejadas neumáticamente o hidráulicamente. Generalmente la unidad está montada en un patín con el carrete sostenido por chumaceras de pedernal y equipada con candados de tipo trinquete y un freno de fricción. Las conexiones entre el carrete rotacional y los servicios en la superficie son a través de un eje central o un empalme secundario, conectado después de las líneas umbilicales son distribuidas.

El carrete está localizado a un lado del área de trabajo de la plataforma y puede ser manipulado utilizando el panel principal de control o controles dedicados exclusivamente para esta función. Asociado con esta unidad de carretes están las poleas de las líneas umbilicales, tensores y malacates auxiliares para las líneas guía de la caja de empalme

### **Pods de Control**

Es la unión entre las líneas de control las cuales suministran energía hidráulica y/o eléctrica y señales desde las instalaciones submarinas que serán controladas, es decir, distribuye la energía a cada componente para su operación

Es una especie de terminal, la cual generalmente está 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, estas energías son suministradas 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.

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 está permanentemente 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.

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 por separado.

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 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.

## **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 ejercidas 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 a el 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 de 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.

### **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

### **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 equipos completo.

### **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, estas funciones requieren de una línea de flujo hidráulico bombeado desde la superficie directo a cada una de las funciones 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 1, se utiliza en aplicaciones donde las distancias para el control son relativamente cortas (usualmente menos de 100,000 pies) entre el árbol y las instalaciones para el control submarino.

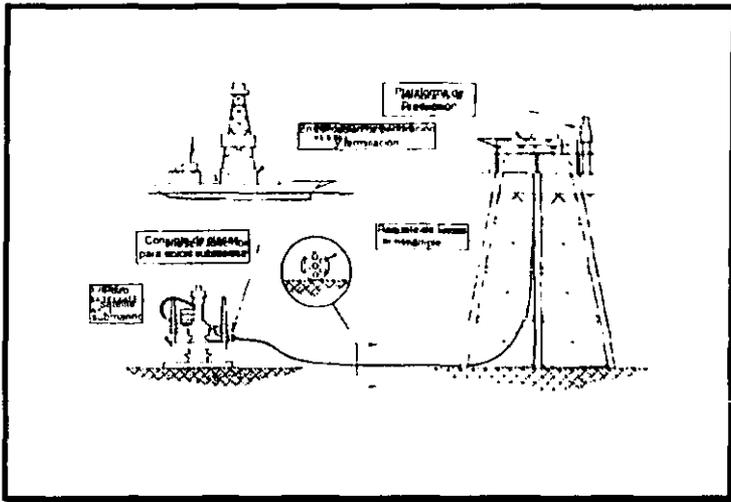


FIGURA 4 1 SISTEMA DE CONTROL HIDRAULICO DIRECTO

Cuando el número de funciones de control requeridas se incrementa, la complejidad y el costo de las líneas umbilicales también

Consecuentemente, el tamaño de las líneas umbilicales y su costo crecen rápidamente hasta ser predominante 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 este 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 pensados para un único sistema sin capacidad de crecimiento, por lo que entre mayores funciones se requieran controlar, más equipo de respaldo se requerirá (incrementando volumen y peso), además aumenta el número de líneas umbilicales y longitudes.

Esto ocasiona que el tiempo de respuesta sea más lento. En un accionamiento de cierre si algún dispositivo de producción, apertura o estrangulación de válvulas en pozos productores puede no ser tan serio como lo sería en el accionar los preventores durante la perforación, en el 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 buzos o una instalación sin buzos. Usualmente la línea umbilical exterior, esta terminada en un eslabón que puede ser atado al armazón del árbol. Esto proporciona alguna protección a las mangueras.

**Sistema Hidráulico con Válvulas Piloto**

Este sistema es conveniente para distancias de alrededor de 50,000 pies (15,240 m) Figura 4 2 la principal corriente de alimentación es bombeada desde la superficie 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

Las líneas umbilicales son ligeramente más pequeñas al de un sistema hidráulico directo, ya que cada válvula submarina requiere una línea piloto (o señal) en las líneas umbilicales, además de esas líneas. Las líneas umbilicales también llevan una línea de presión primaria. Estos impulsores son activados, enviando una señal hidráulica a la válvula piloto, abre y permite que el fluido fluya desde la línea de suministro y de los acumuladores para la selección del impulsor

La señal piloto se inicia desde le 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 ofrece un buen tiempo de respuesta, así como la capacidad de monitoreo, El tamaño de las líneas umbilicales y la adecuación para el desarrollo total de un campo. Al compararse con el sistema hidráulico directo, el sistema con válvulas piloto resulta más complejo y menos confiable.

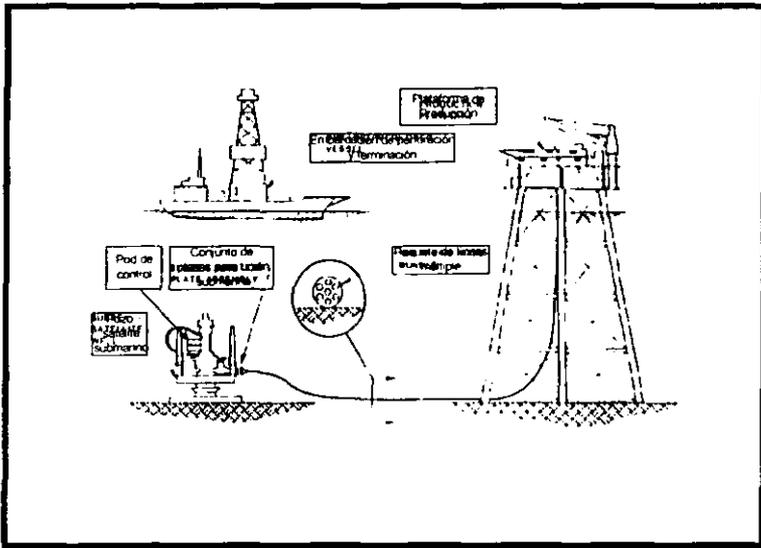


FIGURA 4 2 SISTEMA DE CONTROL CON VÁLVULAS PILOTO

En este sistema al ir incrementándose el número de acciones en el sistema con válvulas piloto, resulta más complejo y conforme aumenta la longitud y número de los cables umbilicales, el tiempo de respuesta es cada vez mayor haciendo en estos casos poco confiable

**Hidráulico Secuencial**

Este sistema tiene acumuladores y válvulas submarinas como el sistema de válvulas piloto, el tamaño del umbilical se reduce significativamente. El paquete umbilical esta formado por una línea de referencia puede ser eliminada dirigiendo la presión de referencia submarina hacia la presión de la línea de suministro. Con una sola línea piloto se puede operar múltiples funciones submarinas a través de un suministro hidráulico común submarino.

La Figura 4.3 muestra el sistema hidráulico secuencial.

El control submarino se obtiene enviando un señal de presión a la válvula secuencial. (Las funciones son seguidas a través de válvulas operadas en orden sucesivo) Estas válvulas están programadas para operar a una presión específica.

A esta presión, el fluido hidráulico es enviado para energizar los actuadores seleccionados. La presión de la señal se incrementa en una serie de pasos discretos lo que generan otras acciones de otras funciones que se realizan a cada incremento de presión.

La mayor desventaja para este sistema hidráulico secuencial es que una vez que el diseño ya esta hecho e implementado, ha este no se le deben hacer modificación alguna, (por lo que este es fijo). El sistema esta también limitado por el número de válvulas que pueden ser manipuladas, debido a que el número de incrementos de presión está limitado por la máxima presión hidráulica de seguridad y a la cantidad de incrementos de presión necesaria para diferenciar entre un paso y el siguiente.

El sistema hidráulico secuencial es menos flexible en su operación, ya que no permite cambio alguno en el sistema, la diferencia entre hidráulico piloto y el hidráulico secuencial son los requerimientos para un pod de control.

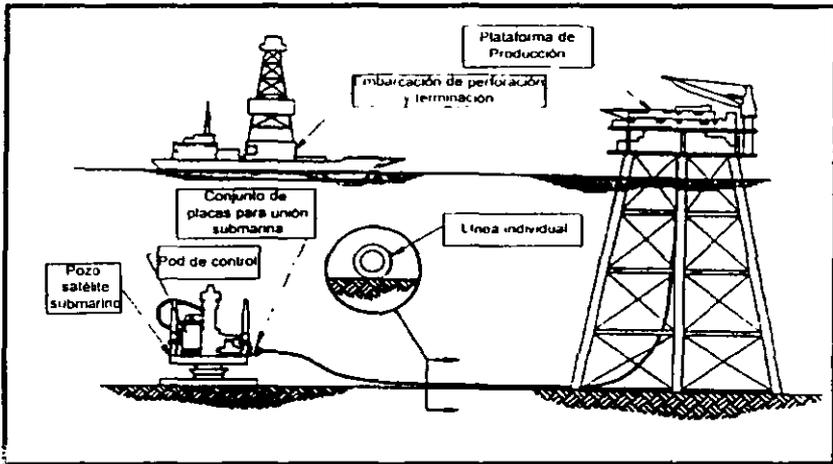


FIGURA 4.3 SISTEMA DE CONTROL HIDRÁULICO SECUENCIAL

### **Sistema Electrohidráulico**

Es sistema electrohidráulico es un control que tiene el mismo principio que el sistema hidráulico con válvulas piloto. El sistema de control electrohidráulico también requiere 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 impulsor 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, dos tipos de conexiones son usadas, la conductiva. 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 e impulsores es limitado

### **Sistema Electrohidráulico Multiplexado**

Este sistema es el más usado de los controles electrohidráulicos y es una versión mejorada de el sistema electrohidráulico. Utiliza conductores comunes o dedicados a suministrar señales de control y energía para la operación de todas las funciones submarinas, codificaciones y descodificaciones electrónicas lógicas son requeridas en la superficie y en el fondo marino. Esta aproximación reduce el cable eléctrico y la complejidad de la conexión eléctrica submarina y permite por si misma el uso de los coples inductivos debajo del agua haciendo y rompiendo circuitos.

Este sistema de control, es capaz de controlar un gran número de impulsores muy rápidamente, utilizando solamente una relativamente 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. La presión del fluido hidráulico se obtiene a través de una línea de suministro en la línea umbilical.

Cuando una señal digital es enviada al multiplexor, este energiza la válvula solenoidal seleccionada, dirigiendo el fluido hidráulico desde la línea umbilical de suministro hacia el impulsor 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 sobre todos los otros sistemas y suministra la capacidad de monitoreo necesaria, la cual no esta disponible en ningún otro sistema hidráulico. Estas razones son la base para la recomendación de un sistema electrohidráulico multiplexado. La cual también se basa en la experiencia de control de un campo con 10 a 20 pozos.

Con este sistema de control se tiene un acceso completo y preciso sobre los sistemas submarinos de reparación, intervención involucradas 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.

La Figura 4 4 Muestra el sistema electrohidráulico multiplexado

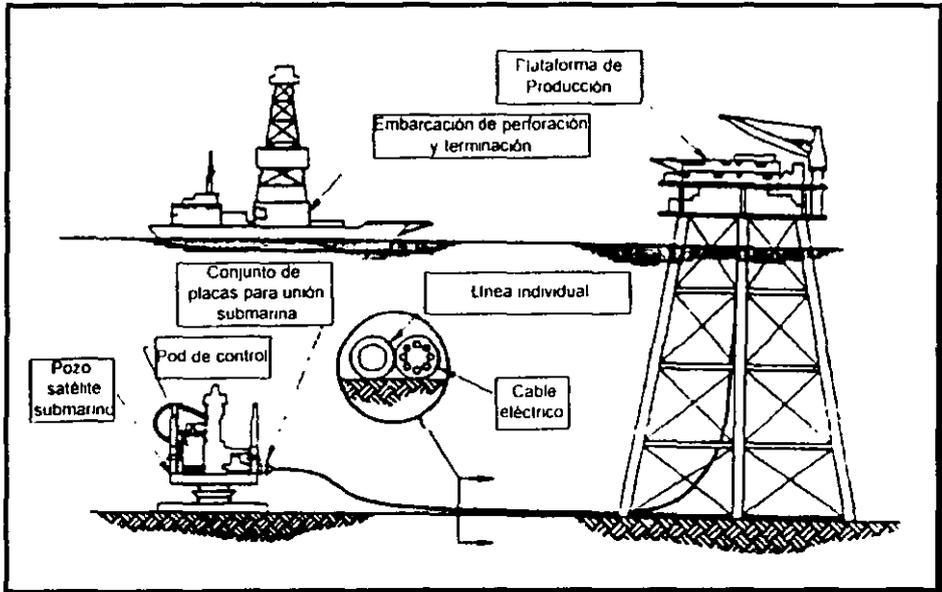


FIGURA 4 4 SISTEMA DE CONTROL ELECTROHIDRÁULICO MULTIPLEXADO

#### IV.3.2 Operación de los Pods de Control

El reemplazo del pod de control usando el paquete de trabajo requiere dos viajes, uno para remover el equipo dañado y otro para instalar el equipo que lo reemplazará. Los pesos de intercambio, usados para mantener el peso y el asiento de los ROV, son dejados en el fondo para la recuperación del pod. Después de ser recobrados se considera que el reemplazo ha sido hecho.

El reemplazo del pod de control toma únicamente de 30 minutos a una hora, más el viaje al y del 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 transporta el paquete de trabajo 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 se desconecta y retorna a la superficie con el pod dañado.

- 5 (Opcional) El ROV es desacoplado del paquete de trabajo y se hace una inspección y limpieza.
- 6 El pod nuevo es colocado en el paquete de trabajo
- 7 El ROV es acoplado con el paquete de trabajo. Se llevan a cabo las pruebas de funcionamiento final. El ROV es lanzado, llevado al sitio de trabajo y reconectado.
- 8 El paquete de trabajo 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.

La instalación del pod de control es básicamente un proceso inverso.

#### **IV.4 Riser de Perforación**

Como se menciona en el Capítulo III, el riser marino o riser de perforación es la tubería ascendente que proporciona un conducto para operar la tubería de perforación y demás herramientas al interior del pozo y evitar la comunicación de los fluidos del pozo con el medio marino.

##### **IV.4.1 Operación del Sistema de Riser de Perforación**

La instalación eficiente y la recuperación subsecuente del riser y del conjunto de preventores son partes integrales del diseño del riser. El diseñador deberá tomar en cuenta tanto los procedimientos normales de instalación, operación y extracción, como los de desconexión de emergencia y de colgamiento empleados durante una tormenta.

Todo sistema de perforación deberá contar con un manual de operación del riser, el cual contendrá la información que refleje su configuración actual, así como los rangos de presión interna y de colapso, tanto del riser como de las líneas integrales. Asimismo, debe contener los procedimientos de inspección y mantenimiento para cada uno de los componentes, los procedimientos de emergencia, etc., por si se presenta alguna contingencia.

##### **Preparación del Riser antes de Instalarlo**

Antes de instalar un riser es necesario determinar su longitud, la cual es función del número de tramos del riser seleccionadas, de los componentes, etc., como se verá más adelante. También es necesario realizar una inspección del tubo del riser, de las líneas auxiliares y del equipo de flotación (si se utilizara), y asegurarse de que las líneas auxiliares estén afianzadas adecuadamente. También se recomienda verificar que los mecanismos de sello estén instalados, verificar la araña del riser para operaciones correctas, remover la caja y/o los pernos protectores e inspeccionar el agujero del riser y las líneas auxiliares para asegurarse de que no existen obstrucciones.

### Instalación del Riser

Dentro de la industria, se utilizan muchos procedimientos seguros y eficientes para instalar un riser, la selección de un procedimiento particular puede depender del equipo específico a bordo de la unidad de perforación, de la experiencia del personal o de la preferencia del operador

El sistema de riser marino debe estar instrumentado y ser monitoreado apropiadamente para asegurar un desempeño seguro y confiable. El grado de instrumentación debe ajustarse a la severidad de las condiciones ambientales y de operación. El personal de operación debe tener un conocimiento fundamental de las relaciones que afectan el comportamiento del riser y entender los principios de operación del sistema de instrumentación

Los instrumentos de rutina para la supervisión del riser incluyen indicadores del ángulo del riser, indicadores de la posición del agujero, manómetros de presión de los tensionadores y sistemas de televisión

Para un procedimiento típico de instalación, los siguientes pasos incluyen las operaciones más críticas

1. Antes de levantar los preventores de la estructura de la araña, los controles (de los preventores) deben colocarse en posición de instalación y debe verificarse el conector del riser. Los controles no deben operarse hasta que el conjunto esté en su posición de instalación determinada
2. La primera sección del riser (generalmente dos tramos) arriba del conjunto de preventores debe ser lo suficientemente larga para permitir la instalación dentro del agua sin detenerse. Cuando el conjunto de preventores está en el agua, se amortigua su movimiento.
3. Las conexiones del riser se deben realizar de acuerdo a los procedimientos recomendados por el fabricante. Se debe verificar la conexión y precarga de cada acoplamiento antes de someterlo a tensión. Las herramientas de conexión y desconexión deben calibrarse frecuentemente para proporcionar la precarga adecuada al acoplamiento del riser
4. Asegurarse que la araña del riser está colocada apropiadamente en su lugar y soportando el riser, antes de remover la herramienta correspondiente. Se debe considerar una araña amortiguada cuando se tengan momentos de pandeo considerables sobre el acoplamiento
5. A medida que se van añadiendo tramos de riser a la sarta, se deben probar con presión a intervalos regulares las líneas de estrangular y de matar, así como las correspondientes líneas auxiliares (normalmente cada cinco tramos). Las líneas de matar y de estrangular se deben llenar con agua, mientras que las líneas del sistema de control se deben de llenar con fluido de control.
6. El número y longitudes correctas de los tramos cortos de riser se deben instalar de tal manera que, al nivel del mar, con el conjunto de preventores colocados sobre el cabezal, el barril exterior de la unión telescópica deberá estar lo suficientemente arriba de su media carrera para absorber la carrera causada por el movimiento de la unidad flotante.

7. La junta telescópica colocada en posición de mínima carrera y asegurada, debe estar en el último tramo de la sarta del riser y el barril exterior debe estar colgado de la araña. En la mayoría de los equipos, el conjunto de preventores se asienta con la junta telescópica en posición de mínima carrera y asegurada y la longitud adicional de la sarta la proporciona la instalación temporal de un tramo extra de riser (conocido como tramo de instalación) arriba de la junta telescópica. En algunos equipos, sin embargo, el desviador del flujo se instala en este punto de tal manera que la junta telescópica pueda ser liberada de sus seguros y extendida a toda su carrera hasta prepararse para instalar el conjunto de preventores en el fondo del mar. La zapata del barril interior y los seguros que sujetan la unión entre los barriles interior y exterior deben estar diseñados para soportar el peso flotado del conjunto de preventores y del riser, así como también de las cargas generadas por efectos dinámicos.
8. El riser, soportado por el gancho instalado en el tramo de instalación, se debe bajar lo suficiente para permitir que las líneas tensionadoras del riser sean afianzadas al barril exterior de la junta telescópica. Los tensionadores del riser se deben ajustar para reducir la carga al gancho mientras se soporta la junta telescópica. En este punto, el conjunto de preventores está en posición de ser instalado.

### **Suspensión de Operaciones con el Riser Conectado**

En caso de que las condiciones ambientales empeoren o que algún equipo falle, la operación de perforación debe suspenderse. Si la situación no es lo suficiente crítica para ordenar la desconexión del riser, entonces se recomienda llevar a cabo los siguientes pasos:

1. Se debe monitorear el ángulo de la junta flexible, la compensación de la unidad flotante, el peso del fluido de perforación y la tensión del riser a bordo.
2. Si el ángulo medio de la junta flexible es superior a los 3 grados y no puede ser corregido mediante el ajuste de la tensión del riser y la compensación de la unidad flotante, entonces deben hacerse los preparativos para suspender cualquier tipo de operaciones que involucren el movimiento de la tubería dentro del pozo.
3. Si las condiciones continúan empeorando, se debe llevar a cabo un proceso apropiado para permitir la desconexión controlada del riser.

Un tensionador hidráulico puede fallar por el mal funcionamiento del sistema hidráulico o por el rompimiento de una línea tensionadora. Si un tensionador falla, el personal de operación debe seguir paso a paso un procedimiento preplaneado.

Típicamente, cuando un tensionador falla, se deben suspender inmediatamente las operaciones de perforación hasta que se hagan los ajustes de tal manera que se pueda continuar de manera segura. Se deben seguir los lineamientos descritos a continuación para determinar el curso de acción a seguir.

1. Se deben continuar las operaciones de perforación, si es que se tiene capacidad disponible de las unidades restantes en servicio, después de aumentar los requerimientos de tensión. Siempre se debe mantener la suficiente tensión para absorber la pérdida repentina de tensión de un tensionador adicional sencillo o doble.

- 2 Si no se puede reunir los requerimientos delineados en el paso anterior, entonces se debe permanecer con las operaciones de perforación suspendidas y con el riser conectado al conjunto de preventores. Se debe dar la suficiente tensión a los tensionadores para prevenir el pandeo del riser mientras se previene la pérdida de un tensionador adicional. Si la capacidad de los tensionadores no es tal que se permita reunir estos requerimientos, entonces se debe circular el fluido de perforación del interior del riser para reducir la tensión requerida.
- 3 Si las condiciones empeoran, entonces se debe desconectar y colgar o extraer el riser marino. Otro problema que se presenta es la pérdida de flotación, la cual puede ser ocasionada por la fuga de aire de los contenedores o porque los módulos de espuma sintética están siendo operados a una profundidad diferente a la que fueron diseñados. La pérdida de flotación produce una reducción en la tensión, lo cual incrementa el ángulo de la junta flexible y el esfuerzo de flexión.

Si la situación que causa la suspensión de las operaciones de perforación se vuelve más severa, de tal forma que no puede ser controlada adecuadamente, se implantará un procedimiento de desconexión.

### **Desconexión del Riser**

El procedimiento de desconexión puede ser normal o de emergencia. En el procedimiento normal, el ángulo de la junta flexible inferior se debe monitorear. Ajustando la tensión a un valor ligeramente por encima del peso de colgamiento del riser y del paquete inferior del riser marino.

Si el tiempo lo permite, es preferible que el riser sea desconectado en el conector, permitiendo a los tensionadores del riser levantarlo por encima del conjunto de preventores.

Después de desconectado, debe moverse la unidad flotante de la localización y deben aflojarse las líneas guía para prevenir el movimiento ascendente y descendente del riser y del paquete inferior del riser por encima de los preventores. Si las condiciones lo permiten, el riser y el paquete inferior del riser pueden retirarse y almacenarse en la unidad flotante. De otra manera, el riser debe subirse tanto como sea posible y colgarse.

Una desconexión de emergencia se requeriría en el caso de un movimiento excesivo de la unidad flotante sobre el cabezal del pozo, o a veces en caso de un reventón.

Después de la recuperación, el riser es enjuagado con agua dulce, inspeccionado visualmente, reparado y almacenado de acuerdo a las recomendaciones del fabricante.

## **IV.5 Perforación**

Con el pleno conocimiento de la localización, se está capacitado para seleccionar el equipo que habrá de emplearse, basándose en las necesidades que se tengan. Deberá contarse con la disponibilidad de personal experimentado, apoyo logístico y costos derivados de esto.

Generalmente en la perforación de pozos con tirantes de aguas profundas, a nivel mundial, se utilizan plataformas semisumergibles. Sin embargo, para el desarrollo de un campo específico pudiera ser más rentable la utilización de otro tipo de estructuras. Tanto los métodos operacionales como los sistemas de cabeza de pozo deberán ser diseñados para soportar y superar las dificultades que el fondo marino presente.

El primer problema que se enfrenta consiste en la instalación de la Base Guía Temporal (BGT) Ésta es la primera estructura que será colocada en el fondo marino. Sirve como base principal de la cabeza del pozo submarino, y deberá de ser instalada de tal forma que se evite cualquier inclinación. Esta estructura es acondicionada colocándole barita en los diferentes compartimientos que la conforman, además de una capa de cemento sobre ésta, con la precaución de distribuir uniformemente las cargas, con lo cual se dará un mayor y mejor reparto de su peso en el momento de ser sentada en el lecho marino.

La verticalidad de la cabeza del pozo es uno de los factores de mayor importancia a considerar en el inicio de la perforación, para evitar problemas futuros durante la etapa de terminación. Desde el momento de colocar la BGT debe considerarse que su inclinación no sea mayor de 2°. La topografía del suelo marino y la falta de compactación influyen en gran medida durante la instalación de la BGT. Por lo tanto, para solucionar este tipo de problemas es necesario soldar a la BGT una extensión tubular de 42" o 46" de diámetro, con una longitud variable de 8 a 12 m. Se recomienda colocar extensiones de lámina alrededor de la estructura para proporcionar una mayor área de fijación.

En esta estructura se instalan los cuatro cabos guía del pozo y dos cabos para la T.V. submarina, los cuales tendrán el mismo alineamiento de los cabos guía de los preventores. Los cabos guía deberán ser marcados con pintura blanca (4m), durante el acondicionamiento de la BGT, para poder observar cualquier alteración que pudiera sufrir, en su posición, la BGT, durante la perforación de las primeras etapas. Para instalar la BGT en el fondo marino se emplea:

- ◆ La herramienta soldadora.
- ◆ Sarta de perforación (Lastrabarrenas)
- ◆ Cabos guía conectados a la estructura

En el cuerpo de la herramienta soldadora de la BGT es soldado el soporte del nivel de bola a una altura y posición tal que permita, durante la operación, una libre visión del nivel. Es necesario aplicar grasa, en cantidad suficiente, entre la rótula y la placa de cobertura de la herramienta soldadora para facilitar el movimiento de la rótula, en un rango máximo de 10°. La desconexión de la BGT se logra girando 1/8 del compensador de movimiento para evitar romper la rótula de la herramienta soldadora antes de lograr desconectar.

La sarta de perforación empleada para bajar la BGT en tirantes de agua mayores a 200 m, y con fuertes corrientes en el fondo del mar, deberá ser diseñada para emplear solo herramienta pesada de perforación, incluyendo un Monel, de tal manera que sea posible tomar una desviación 5 m arriba del fondo marino.

La lectura de la desviación nos hará saber la orientación que tiene la BGT en ese momento. De requerirse, se girará la sarta de perforación para colocar y sentar la BGT con la orientación requerida en base a la dirección que tendrán las líneas de flujo hacia la plataforma de producción.

Con la BGT sentada en el fondo marino, se observa el nivel, si se encuentra dentro de los límites permisibles, se continúa la operación, si ésta resulta mayor a 2°, se recomienda levantar la BGT aproximadamente 1 m y asentar rápidamente, con lo cual es posible disminuir su inclinación. La verificación del asentamiento se realiza con el auxilio del equipo ROV, posteriormente se tensionan los cabos guía hasta alcanzar 2,000 Lbs por encima de su peso y se desconecta la herramienta soldadora para recuperar la sarta de Perforación.

La perforación de todo pozo tiene una secuencia bien definida de acuerdo a los objetivos que se pretenden alcanzar. A continuación se hace la descripción técnica de la secuencia operativa que se sigue para cumplir con la perforación de un pozo.

### **PRIMERA ETAPA DE PERFORACIÓN BARRENA DE 36"**

La perforación del pozo da inicio con la BGT instalada, utilizándose la siguiente sarta

- ◆ Barrena tricónica de 26"
- ◆ Barrena ampliadora de 36"
- ◆ Lastrabarreras (Monel)
- ◆ Estabilizador de 36"
- ◆ Tubería de perforación extrapesada

En algunas ocasiones se puede iniciar con la utilización del Dynadrill básicamente se la BGT ha sido acondicionada con la extensión tubular de 42"

Durante esta primer etapa es usado un dispositivo denominado estructura guía, cuya finalidad es la de guiar la barrena y la sarta de perforación dentro de la BGT cuando aún no se cuenta con el conductor marino de perforación; una vez logrado esto, se coloca una marca de referencia en la tubería de perforación (TP) a la altura de la mesa rotaria como medida de seguridad, para no sacar la barrena de la BGT al ser levantada la sarta.

La perforación del pozo se inicia bajo condiciones de trabajo estrictamente controladas, esto es, poco peso sobre la barrena y pocas revoluciones por minuto, además de usar un lodo altamente viscoso durante los primeros metros. Posteriormente agua de mar con baches de lodo, hasta la profundidad de interés se toma una desviación, de resultar mayor de 2°, deberá repasarse todo el agujero perforado para disminuir el ángulo.

Una vez alcanzada la profundidad de la primera etapa, tanto el cabezal de 30" conectado al revestimiento de 30", como la base guía permanente (BGP) son bajadas en una sola unidad hasta apoyarse en la BGT, previa introducción de los cabos guía dentro de los postes guía de la BGP.

La BGP, es la segunda estructura que se instala después de la BGT para formar la cabeza de pozo, en su parte inferior presenta un dispositivo denominado "balancín de brújula", a través del cual se corrigen posibles desniveles de la BGP (máximo 10°) reduciéndolos hasta cero en algunos casos.

Durante la introducción de la Tubería de Revestimiento de 30", en el último tramo se coloca el cabezal de 30" y su herramienta soltadora, controlando su asentamiento en la BGP mediante ranuras de trabamiento, para después colocar los dos tornillos y placas de fijación entre el cabezal y la BGP.

**SEGUNDA ETAPA DE PERFORACIÓN BARRENA DE 26" CABEZAL 18 3/4"- 10,000 psi**

La fase a ser perforada con barrena de 26" puede realizarse sin conductor marino de perforación, siempre y cuando se trate de un área ya conocida por su desarrollo

La barrena de 26" es introducida, a la BGP, mediante el auxilio de la estructura guala perforándose hasta alcanzar la profundidad correspondiente de la fase. Una vez alcanzada, se introduce la tubería de revestimiento de 20" y en la última junta se coloca el colgador de 18 3/4" con su herramienta soltadora, para bajar el conjunto puede emplearse tubería de perforación o tubería de revestimiento de 20"

Una vez efectuadas las operaciones de cementación, se procede a desconectar y recuperar la herramienta soltadora del cabezal de 18 3/4". Se recomienda no bajar ninguna herramienta al pozo hasta que los preventores de 18 3/4"-10,000 psi hayan sido sentados y fijados en el piñón de la cabeza de pozo; con la finalidad de evitar daños a la misma. Este piñón sirve de punto de conexión, apoyo, y sello de los preventores y del árbol submano

Los sistemas de cabeza de pozo submarino utilizados para la perforación de pozos se muestran en la Tabla 4 1

Actualmente la tendencia a usar el sistema 18 3/4" 10,000 psi es mayor por ser más económico. Ocupa menos espacio en el "Moon Pool" de la subestructura de la torre de perforación, en plataforma semisumergible; en comparación con el sistema 21 1/4" y es más versátil que el sistema 16 3/4", ya que en éste se requiere barrenas ampliadoras hidráulicas de 17 1/2" para perforar la etapa correspondiente al revestimiento de 13 3/8".

Una vez instalado el colgador de alta presión 18 3/4"-10,000 psi se perforan las etapas correspondientes a los revestimientos 13 3/8", 9 5/8" y 7", colocando los respectivos colgadores de tubería y sus empaques

TABLA 4.1 SISTEMA DE CABEZALES

COMPANIA	TIPO DE CABEZAL	PRESION DE TRABAJO	TIPO DE SELLO	OBSERVACIONES
SISTEMAS COOPER CAMERON	STM15	15,000	METAL METAL	SUBMARINO PARA GRANDES CARGAS. ALTAS TEMPERATURAS. ALTAS PRESIONES, FLUIDOS CORROSIVOS
	STC10	10,000	METAL-CAP	SUBMARINO PARA 5 Y 6 SARTAS SIN LINEA GUIA
VETCO GRAY	SG-57SG5XP	10,000, 15000	METAL-METAL	SUBMARINO SIN LINEAS GUIA, RESISTENTES A LA CORROSION. INSTALADOS EN UN SOLO VIAJE CEMENTACIONES DE TR, ANCLAJES, EMPACADORES Y PRUEBA. COLGADOR DE TR Y SELLO SE CORREN SIMULTANEAMENTE.
	MS 700	15,000	METAL-METAL	SUBMARINO SIN LINEAS GUIA, RESISTENTE A LA CORROSION, COMPATIBLE CON TIEBACK DE PRODUCCION Y TERMINACIONES CON TLP. INSTALACION EN UN SOLO VIAJE CON TP, SOPORTA 8 MILLONES DE LB. EL MS-700 SE COMBINA CON 2 ó 3 COLGADORES DE TP. Y UNO DE 18 " PARA TR OPCIONAL.
FMC	UWD 15	15,000	METAL-METAL	SE INSTALA Y SE PRUEBA EN UN SOLO VIAJE. SE PUEDE ACOPLAR UN COLGADOR OPCIONAL POR DEBAJO DEL LECHO MARINO. COMBINA CON OTRAS TECNOLOGIAS PARA ABATIR COSTOS. SE INSTALA CON O SIN LINEAS GUIA. RESISTENTE EN PRESENCIA DE H2S.

### **TERCERA ETAPA DE PERFORACIÓN BARRENA DE 17 ½ PG.**

Para efectuar la perforación de la etapa de 17 ½" se instala el conjunto de preventores 18 ¾"-10,000 psi, previamente probados en la superficie. Es necesaria la instalación del conductor marino de perforación, con la finalidad de mantener el contacto entre la superficie y los preventores asentados en el lecho marino (Cabezal)

Se introduce la sarta de perforación con Dynadrill de 9 ½" y barrena de 17 ½" para rebajar cemento y zapata de 20" con agua de mar. Posteriormente se realizará el cambio de fluido de perforación a emplear. Antes de continuar con las operaciones de perforación, es necesario correr un registro giroscópico, con la sarta de perforación apoyada en los preventores

Para el caso de los pozos de desarrollo, se continuará perforando verticalmente hasta alcanzar la profundidad programada para iniciar la desviación. Si el pozo es exploratorio, la perforación total del mismo se programará lo más verticalmente posible. Sin embargo, pueden existir modificaciones al programa debido a fallas mecánicas o bien a eventos fortuitos durante la perforación

Una vez alcanzada la profundidad de esta fase, se recomienda el acondicionamiento del agujero y del fluido de perforación para facilitar la introducción de la tubería de revestimiento, sin olvidar la instalación del colgador el empaque en el receptáculo del colgador de 18 ¾"

La cementación de esta tubería de revestimiento, y en general de todas, deberá contemplar los espacios de adherencia, presiones hidrostáticas, presiones de colapso, tiempo de fraguado, temperaturas, tiempo de bombeabilidad, etc.; en función de estos factores, habrán de diseñarse las lechadas óptimas que ofrezcan mejores resultados. Estos diseños podrán variar de un campo a otro, dependiendo del tipo de formaciones a cubrir. Por lo tanto, en cada campo se elegirá y realizará el diseño que satisfaga sus necesidades

### **CUARTA ETAPA DE PERFORACIÓN BARRENA DE 12 ¼"**

Durante la etapa de 12 ¼", y antes de continuar con las operaciones de perforación, se procede a probar las conexiones superficiales y subsuperficiales de control

Para continuar con la perforación se emplea una barrena de 12 ¼", la cual rebajará cemento y la zapata de 13 3/8". Al término de esta operación y con la barrena libre, hasta 1 m. por debajo de la zapata de 13 3/8", es necesario efectuar la prueba de cementación, de ser ésta satisfactoria nos permitirá continuar con toda seguridad las operaciones. Si el resultado obtenido en la prueba es negativo, habrá que recementar la zapata y repetir la prueba, hasta obtener resultados positivos

El tipo y peso del fluido de perforación a emplearse dependerá de las condiciones que presenten las formaciones a perforar

Para el caso de pozos direccionales, existe un criterio y bases técnicas a seguir; por lo que, se deberá contar con un técnico en perforación direccional que auxilie en las operaciones, diseñando la estabilización de la sarta y las condiciones de trabajo, para perforar en la dirección y rumbo deseados, hasta alcanzar la profundidad programada

Ya que se ha alcanzado la profundidad programada de la etapa, se procede al acondicionamiento del agujero y del fluido de perforación para tomar los registros geofísicos correspondientes. Si todo es satisfactorio, habrá que introducir la tubería de revestimiento de 9 5/8", sentado el colgador y su empaque en la cavidad de 18 3/4" x 9 5/8". Para efectuar la cementación se sigue el mismo criterio de la etapa anterior.

#### **QUINTA ETAPA DE PERFORACIÓN BARRENA DE 8 3/8"**

En esta etapa las operaciones de perforación son programadas de forma muy similar a la anterior fase, la diferencia estriba en el objetivo que haya de alcanzarse

En función del tipo de pozo (exploratorio o desarrollo) será la cementación de la tubería de revestimiento de 7"; bien puede ser tubería corta (Liner) o asentada en el colgador submarino de 18 3/4". Es necesario recalcar que, previo a la introducción de la tubería de revestimiento se tomarán los registros geofísicos programados, y en algunos casos se realizarán pruebas cortas de producción (DST).

Para el caso de tubería corta, la cementación se programa a que cubra todo el agujero descubierto, con la cima 100 m abajo de la boca de la tubería corta; pero, si el programa es extender hasta el colgador; la tubería corta se cementará en toda su extensión.

Como hemos podido observar, el colgador con su conjunto y la herramienta soldadora, son utilizadas en cada una de las etapas de la perforación; cumpliendo con la siguientes funciones:

- ◆ Permite bajar y sentar la tubería de revestimiento.
- ◆ Facilita las operaciones de cementación.
- ◆ Mantiene un aislamiento seguro y efectivo entre una y otra fase (sello efectivo metal a metal)

Ya que ha sido alcanzada la profundidad total programada, y si el análisis y registros son plenamente satisfactorios, se pasará a al etapa de terminación del pozo. Sin embargo, ésta última etapa estará sujeta a la infraestructura con la que se cuente para su explotación, y sobre todo dependerá de los resultados obtenidos durante las pruebas de producción

Si el pozo resulta improductivo, o si es necesario esperar a contar con la infraestructura necesaria, se procederá a colocar la tapa de abandono

#### **IV.6 Tapa de Abandono**

Ya que se ha determinado concluir las operaciones de perforación, y si el pozo resulta improductivo o no se cuenta con la infraestructura requerida para su explotación, habrán de ser programados los respectivos tapones de cemento, cuyo objetivo es mantener aislado el intervalo probado

Con la finalidad de aislar toda comunicación posible, se programan entre dos o tres tapones de cemento cuya efectividad es probada con peso y presión, de tal forma que garanticen la eficiencia del aislamiento. Seguido a esto, se instala en la cabeza del pozo la tapa de abandono.

Es el último implemento que se instala en la cabeza del pozo, después de haber retirado el conjunto de preventores al término de las actividades de perforación; con la finalidad de proteger de la corrosión los siguientes puntos del colgador de alta presión

El perfil externo del conector.

El área de sello del anillo VX.

Las áreas y sellos existentes en el interior del cabezal

La tapa de abandono tiene tres pernos que entran en las ranuras externas del cabezal, al momento de sentarla en la cabeza del pozo. Tiene una válvula de contrapresión, que sirve para controlar y descargar posibles presiones acumuladas durante el abandono temporal del pozo.

## CAPITULO V

### COSTOS DE PERFORACIÓN Y CONTROL DEL PROYECTO

#### V.1 COSTOS DE PERFORACIÓN

##### V.1.1 Introducción

La estimación de los costos es el paso final en la planeación, en muchos de los casos el costo final estimado del pozo es una de las herramientas administrativas que determina si el proyecto será o no realizado

Algunos de los objetivos esenciales de toda organización de perforación durante la planeación de un campo, son la de optimizar la aplicación de los recursos de inversión y el mejoramiento continuo del desempeño de la perforación estos objetivos van encaminados a la obtención del consiguiente beneficio económico.

Estos factores contemplan aspectos tanto técnicos como de carácter económico, ambos son complementarios en el resultado de un proyecto de perforación. Siendo en los costos finales del pozo en donde se reflejan todos los esfuerzos realizados para cumplir con los objetivos antes planteados.

Sin duda una de las etapas principales en las que recae una gran parte de los resultados económicos es la fase de la planeación del pozo, ya que en ella se delinear y realizan los estudios técnicos y de proyección de los costos que hacen posible definir la obra en tiempos y costos.

Es decir, que desde la perspectiva de la planeación de un pozo dos de los rubros de mayor peso económico son la proyección de los tiempos de perforación y la estimación de los costos de la misma ya que de su adecuada estimación depende en buena parte de la rentabilidad y aceptación del proyecto de perforación.

Todo proyecto de perforación deberá estar apoyado en un análisis económico, que demuestre su rentabilidad

Los resultados obtenidos en este Capítulo son simples comparaciones y tienen como único objetivo el de ejemplificar.

Se sabe que la experiencia en pozos de aguas profundas es muy limitada, pero se cuenta con la información suficiente para formar un criterio que nos permita evaluar las técnicas de perforación y las herramientas no convencionales para aplicarlas en los campos petroleros de nuestro país

El siguiente estudio fue realizado por las compañías petroleras Statoil y Petróleos Mexicanos en los Mares del norte, específicamente en Noruega Siendo las unidades de perforación las siguientes

- ◆ Barco
- ◆ Plataforma Semisumergible
- ◆ Spar Buoy
- ◆ Plataforma de Patas Tensionadas

### V.1.2 Características de los Equipos Analizados

Las características físicas de los equipos se refiere a las dimensiones, peso y distribución de los equipos.

#### Barco de Perforación

El barco que será analizado es el barco de perforación Norne el cual tiene las siguientes características.

Esta unidad cuenta con un sistema de posicionamiento mediante el convencional sistema de anclaje, a través de 12 líneas de cables y anclas

El barco incluye casco y maquinaria. El equipo fue diseñado y construido de acuerdo con las normas establecidas para los barcos de perforación. Los datos de la Tabla 5.1 corresponden a algunas de las características del barco de perforación. La Figura 3.4 muestra el equipo de perforación Norne

TABLA 5.1 CARACTERÍSTICAS DEL BARCO DE PERFORACIÓN

Característica	Medida (m)
Tirante de agua	380.0
Longitud total del barco	260.2
Ancho	41.0
Calada	25.0

#### Unidad Semisumergible

Las características de la unidad semisumergible son las siguientes

La estructura de la cubierta mide 81 m por 81 m y 11.8 de ancho. Los cuartos están localizados en la parte delantera (plataforma sur), los servicios en el centro y los sistemas de proceso se encuentran en la plataforma norte. Las Tablas 5.2 y 5.3 corresponden al tamaño de las columnas y pontones de la plataforma. La Figura 5.1 muestra la unidad semisumergible

TABLA 5.2 TAMAÑO DE LAS COLUMNAS

Concepto	Medida (m)
Altura	16.00
Ancho	16.00
Radio de las esquinas	4.00

TABLA 5.3 TAMAÑO DE LOS PONTONES

Concepto	Medida(m)
Longitud	95.00
Ancho	16.00
Radio de las esquinas	1.50
Calada	25.00

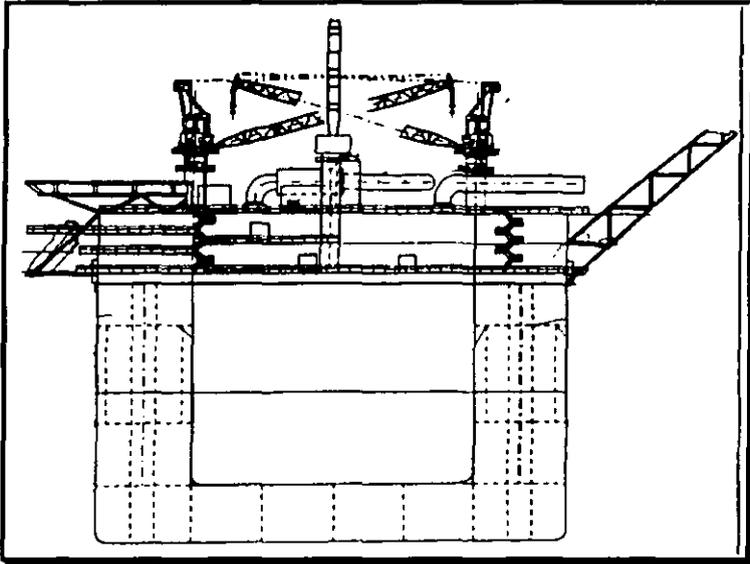


FIGURA 5.1 UNIDAD SEMISUMERGIBLE

#### Plataforma de Mástil Tipo Boya (Spar Buoy)

Las características de esta unidad son las siguientes

El área de proceso está dividida en dos cubiertas, la principal y el "mezzanine"

La plataforma principal tiene instalaciones de separación del aceite. El área del riser y manifold están situados a lo largo del acceso de ruta. Las bombas de inyección y los filtros están en la plataforma principal.

El mezzanine tiene el sistema de compresión y las bombas de vacío para el sistema de inyección de agua.

La plataforma está soportada por cuatro celdas de concreto a través de cuatro bases.

La estructura del Spar Buoy está construida básicamente sobre 7 cilindros verticales. El diámetro exterior de los cilindros es de 20,0 m con un espesor de pared de 600 mm. Estos cilindros están dispuestos de tal modo que queda un cilindro en el centro de la estructura.

La altura total del casco es de 190,00 m. El promedio de la calada es de 165 m en condiciones de operación. Las dimensiones de la cubierta del Spar Buoy se muestran en la Tabla 5.4. La Figura 3.6 muestra la Plataforma de mástil tipo boya (Spar Buoy).

**TABLA 5 4 DIMENSIONES DE LA CUBIERTA DEL SPAR BUOY**

Dimensiones	Medida(m)
Longitud	74 00
Ancho	64 00
Altura	16.00

**Plataforma de Patas Tensionadas**

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

Su instalación es muy sencilla ya que no requiere barcasas grúa. Tiene una gran estabilidad en condiciones meteorológicas adversas. Las características de la plataforma de patas tensionadas se muestran en la Tabla 5.5. La Figura 5.2. Muestra la plataforma de patas tensionadas.

**TABLA 5 5 CARACTERÍSTICAS DE LA PLATAFORMA DE PATAS TENSIONADAS**

Característica	Medida
Profundidad de agua	303 00 m
Peso de la plataforma (incluyendo tensión riser)	17,000 ton
Diámetro de las columnas	19 00 m
Espaciamiento entre columnas	60 00 m
Altura de los pontones	10 65 m
Longitud de la plataforma	55 00 m
Lastre de agua	6,612 ton

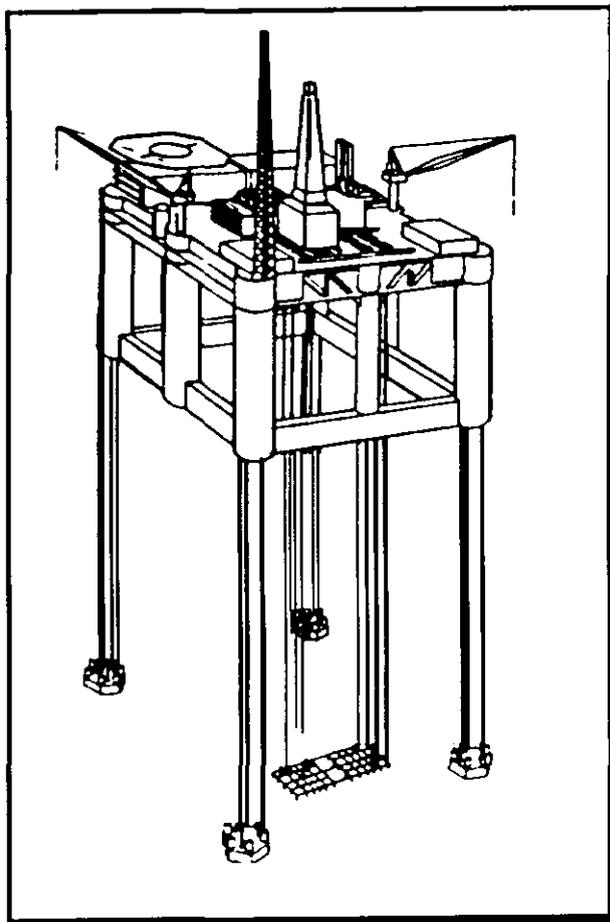


FIGURA 5.2 PLATAFORMA DE PATAS TENSIONADAS

### V.1.3 Costos de Perforación y Terminación

Los costos diarios de perforación usados en el estudio es de US\$ 68,000/día (NOK\* 425,000/día) (\*Moneda Noruega) para los flotantes y US\$ 24,160/día (NOK 151,000/día) para la Plataforma de Patas Tensionadas y el Spar Buoy. Los costos por pozo están divididos en tres principales categorías

- ◆ Costos fijos (por pozo)
- ◆ Costos por tiempo de operación (por día)
- ◆ Profundidad (por metro)

## COSTOS DE PERFORACIÓN Y CONTROL DEL PROYECTO

Los costos de la Tubería de Revestimiento están involucrados en los costos por profundidad. Los costos por terminación incluye el equipo de terminación y es parte de los costos fijos

En este estudio la velocidad de perforación es de 80 m /día

La velocidad de perforación usada es un promedio obtenido en base a diferentes tipos de pozos La Tabla 5.6 muestra los costos de perforación y terminación

**TABLA 5.6 COSTOS DE PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN**

	PPT	SEMI	BARCO	SPAR BUOY
No. de Pozos	21	21	21	21
Preperforados	10	10	10	10
Total de Costos				
Mill NOK	2155	2318	1863	1863
Mill DOL	344.8	379.9	302.9	302.9

Los costos de inversión estimados se basan en el desarrollo del proyecto para cada una de las alternativas, así como las correspondientes técnicas, pesos y dimensiones

Los costos estimados incluye desde la planeación hasta la puesta en marcha del programa Además de los gastos ocasionados por

- ◆ Impuestos, aranceles y honorarios
- ◆ Costos financieros
- ◆ Costos de operación
- ◆ Fluctuación de moneda

### Peso

Los costos estimados para la base superior y la subestructura están basados en los siguientes pesos, en toneladas Las Tablas 5.7 y 5.8 muestran los costos para la base superior y la subestructura

**TABLA 5.7 COSTOS PARA LA BASE SUPERIOR Y LA SUBESTRUCTURA**

<b>Alternativa 1</b>				
	PPT	SEMI	BARCO	SPAR BUOY
Base superior	29 000	23 200	14 300	16 000
Subestructura**	23 200	14 440	15 000	38 100*

**TABLA 5.8 COSTOS PARA LA BASE SUPERIOR Y LA SUBESTRUCTURA**

<b>Alternativa 2</b>				
	PPT	SEMI	BARCO	SPAR BUOY
Base superior	32 300	25 100	15 900	18 100
Subestructura	25 300	15 300	28 600	43 400*

\* Volumen de concreto (metros cúbicos)

\*\* Peso excluyendo los mecanismos

### Costos

Los costos están en Millones de NOK y Millones de Dólares a mediados de 1993, mostrados en la Tabla 5.9

**TABLA 5.9 COSTOS**

	<b>Alternativa 1</b>	<b>Alternativa 2</b>
<b>PPT</b>	NOK 13 890	NOK 15 280
	US\$ 2 222	US\$ 2 445
<b>SEMI</b>	NOK 12 780	NOK 14 120
	US\$ 2 045	US\$ 2 259
<b>BARCO</b>	NOK 9 920	NOK 11 480
	US\$ 1 587	US\$ 1 838
<b>SPAR BUOY</b>	NOK 10 590	NOK 12 290
	US\$ 1 694	US\$ 1 966

### Costos de Operación

Los costos de operación son estimados en base a la experiencia de otras unidades.

Los siguientes elementos han sido incluidos en los costos

- ◆ Costos Pre-Operacionales
- ◆ Personal Marino
- ◆ Comida
- ◆ Materiales, Químicos y Diesel
- ◆ Materiales de Mantenimiento
- ◆ Base en la Costa
- ◆ Soporte Marino
- ◆ Helicóptero

- ◆ Inspección Submarina de las Líneas y los Cables
- ◆ Mantenimiento del Equipo de Perforación
- ◆ Soporte en Tierra.

**Sumario de los Costos de Operación**

Los costos están dados en Millones de NOK y Millones de Dólares, a mediados de 1993 y son mostrados en las Tablas 5 10 y 5 11

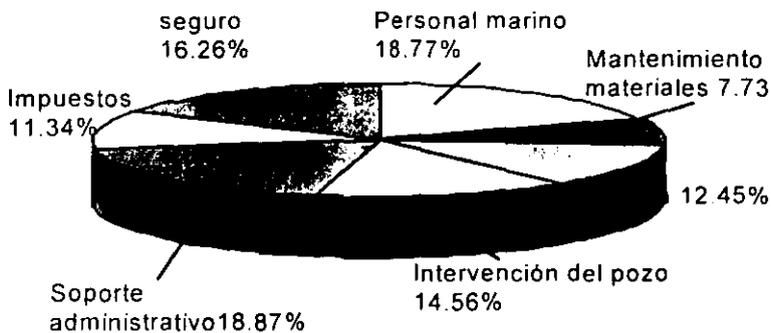
**TABLA 5 10 SUMARIO DE LOS COSTOS DE OPERACIÓN**

	<b>Alternativa 1</b>	<b>Alternativa 2</b>
SPAR BUOY	NOK 620 0 US\$ 99 2	NOK 689 0 US\$ 110 2
BARCO	NOK 621 0 US\$ 99 4	NOK 689 0 US\$ 110 2
SEMI	NOK 643 0 US\$ 102 9	NOK 703 0 US\$ 112 5
PPT	NOK 647 0 US\$ 103 5	NOK 703 0 US\$ 112 5

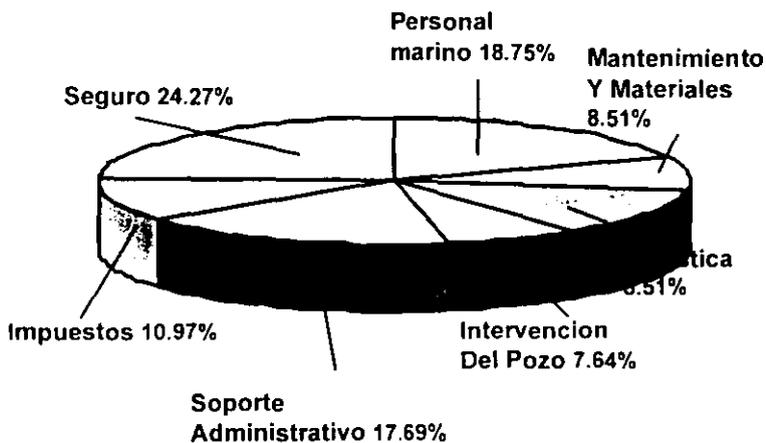
Los costos son prácticamente los mismos para el Spar Buoy y el Barco (nivel bajo), así como para la Semisumergible y la PPT (nivel alto) Por lo que se desglosan los costos de operación para cada nivel, para la Alternativa 1

**TABLA 5.11 SUMARIO DE LOS COSTOS DE OPERACIÓN**

CONCEPTO	Nivel bajo	%	Nivel alto	%
Personal marino	NOK 117 1 US\$ 18 7	18 77	NOK 121 0 US\$ 19 4	18 75
Mantenimiento y materiales	NOK 48 2 US\$ 7 7	7 73	NOK 55 0 US\$ 8 8	8 51
Logística	NOK 77 2 US\$ 12 4	12 45	NOK 78 5 US\$ 12 6	12 18
Intervención del pozo	NOK 90 7 US\$ 14 5	14 57	NOK 49 1 US\$ 7 9	7 63
Soporte administrativo incluye honorarios y sobrecostos	NOK 116 1 US\$ 18 8	18 87	NOK 114 4 US\$ 18 3	17 69
Impuestos	NOK 70 4 US\$ 11 3	11 34	NOK 70 4 US\$ 11 3	10 97
Seguro	NOK 101 3 US\$ 16 2	16 27	NOK 156 6 US\$ 25 1	24 27
<b>TOTAL</b>	NOK 621 0 US\$ 99 6	100 00	NOK 645 0 US\$ 103 4	100 00



SUMARIO DE LOS COSTOS DE OPERACIÓN PARA EL NIVEL BAJO



SUMARIO DE LOS COSTOS DE OPERACIÓN PARA EL NIVEL ALTO

**Suposiciones Económicas**

**TABLA 5.12 SUPOSICIONES ECONÓMICAS**

	Fecha de las suposiciones STATOIL	10/ 09/ 92	
Inflación	1992	1993	1994
Noruega	3 2%	3 2%	3 5%
Estados Unidos	3 2%	3 3%	4 5%
Cambio de moneda NOK/USA	6.75	6.25	6.50

Algunos costos adicionales son mostrados en la tabla 5.13

**TABLA 5.13 COSTOS ADICIONALES**

CONCEPTO	COSTO (mill. Dó)
Sistema de posicionamiento dinámico	25-40
8 puntos de anclaje	20-30
Columna adicional	15-20
BOP 15k	5-10
Riser	2-7
Pierna de autoelevable adicional (40 pies)	2-4 2-3
Riser adicional (1000 pies)	1-2
Bomba de fodos adicional	

Los conceptos considerados en la obtención de los costos son detallados en la Tabla 5.14

**TABLA 5.14 CONCEPTOS CONSIDERADOS EN LOS COSTOS**

<b>Logística</b>	Transporte aéreo
	Transporte marino
<b>Materiales y Mantenimiento:</b>	Barrenas
	Fluidos de perforación
	Accesorios para la T.R.
	Cabezal
	Materiales en general
	Tubería de Perforación
	Tubería de Producción
	Empacadores
	Árbol de Producción.
	<b>Intervención del Pozo:</b>
Pruebas para cementaciones	
Conexiones superficiales de control y pruebas	
Equipo y personal de buceo	
Control de desviaciones	
Registros geofísicos	
Herramientas de pesca	
Pruebas de producción	
Fluidos para terminación	
Estimulaciones	
Equipo para disparo.	

## V.2 CONTROL FÍSICO DEL PROYECTO

El control y la reestimación de los costos de un proyecto de perforación en aguas profundas como en cualquier proyecto, son casi indivisibles. La razón de esto es sencillamente porque siempre la evaluación del "estado del proyecto" para ser completa requiere considerar el avance físico versus recursos desembolsados.

La aplicación de técnicas de programación y control de proyectos constituye un elemento de apoyo insustituible para la administración eficiente de la ejecución. Sobre todo cuando se tornan más complejos, interviene una mayor cantidad de organizaciones en su ejecución, y los volúmenes de la inversión en capital fijo y sus costos de oportunidad económicos, cobran más relevancia.

Las técnicas de programación tienen por finalidad principal identificar las variables claves del proyecto, dimensionarlas y establecer sus interrelaciones recíprocas, con el objeto de adoptar medidas para cumplir con las metas de plazos y costos prefijados.

La formulación del programa requiere de un trabajo multidisciplinario y del apoyo de personal experto en programación de proyectos, tanto para la sistematización de la información que es necesario recolectar como para la operación del sistema.

El quiebre jerárquico del proyecto no significa otra cosa que conceptualizar las actividades de la ejecución, desde diferentes perspectivas, logrando estructurarlas coherentemente para efectos de identificación, clasificación de diseño y funcional, centralización de responsabilidad de ejecución, administración, control de costos, etc.

Este paso inicial es muy importante, porque su análisis, además de contribuir fuertemente al conocimiento del proyecto, posibilita más tarde adoptar decisiones que van mucho más allá del hábito técnico y de la programación. Efectivamente, con el quiebre y modulación del proyecto se perciben más claramente variables de índole estratégica, económicas y administrativas de la ejecución. La Figura 5.3 visualiza el quiebre de un proyecto.

### V.2.1 Puntos de partida/ Bases de la estimación

Como se vio en el capítulo II en los estudios de factibilidad, estos arrojan las primeras estimaciones de los recursos económicos necesarios para materializar la inversión de pozos en aguas profundas. Estos estudios se basan fundamentalmente, en proyectos con características similares recientemente terminados en otros países o en estimaciones de expertos en la materia. Su objetivo es servir como una primera referencia para someter la idea del proyecto a consideración de la Empresa (Pemex), y estimar en forma aproximada la mezcla de financiamiento externo y aportes propios.

El punto de partida para formular el presupuesto del proyecto son los análisis de factibilidad (basados en la información primaria) y los estudios conceptuales. Generalmente, sólo una vez que se ha alcanzado este nivel en el desarrollo del proyecto, se consigue confirmar la mayoría de las siguientes consideraciones:

1. Capacidad del Equipo y Unidad de Perforación Previstas Para el Diseño.
2. Localización de la Perforación
3. Tecnología en Aguas Profundas
4. Definición de Relaciones de Valor.
5. Resguardos Ambientales.
6. Participación de Financiamiento Externo
7. Estimaciones de Cantidades de Obra
8. Mejoras o Modificaciones de Instalaciones Existentes.
9. Plazos Estimados Para Ejecutar el Proyecto
10. Organización de la Ejecución y Participación de Terceros

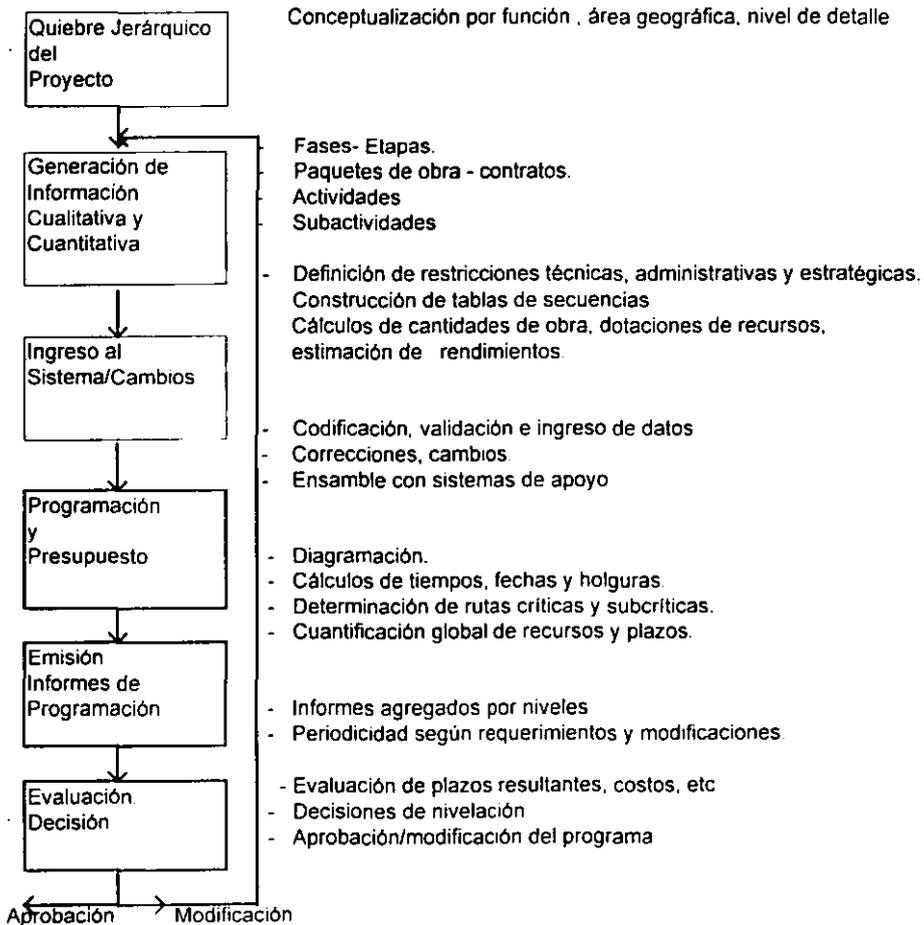


FIGURA 5 3 QUIEBRE JERARQUICO DEL PROYECTO

## V.2.2 Etapas de la Formulación del Presupuesto Oficial del Proyecto.

### **Etapa 1. Factibilidad/Estudios Conceptuales**

- a) Definición de variables claves del proyecto y su alcance técnico.
- b) Presupuesto estático basado en estimaciones secundarias; generalmente sólo incluirá costos directos

### **Etapa 2. Ingeniería Básica**

- Definición de criterios de organización y ejecución del proyecto, alcance de la participación de terceros (Ingeniería, Compras, etc)
- Primeras cubriciones de obras físicas principales
- Presupuesto estático basado en algunas estimaciones primarias y en cotizaciones de los equipos principales; los criterios de organización de la ejecución permiten estimar una buena parte de los costos indirectos del proyecto.

### **Etapa 3. Ingeniería de Detalle**

- Quiebre definitivo del proyecto en paquetes de obra, subpaquetes, actividades y definición de la modulación de la ejecución
- Cubriciones de detalle definitivas (hasta donde existe información relevante)
- Listados completos de maquinaria, equipos auxiliares y suministros (nunca son completos).
- Programación cuantitativa del proyecto terminada, determinación de avances físicos y necesidad de recursos temporizados
- Presupuesto Oficial del proyecto terminado, incorporando el total de los costos directos, indirectos y financieros.

### **+ Afinamiento**

- Incluye distribución en el tiempo, costos de los fondos, bases monetarias, procedimientos de reajuste de contratos, correcciones monetarias, centros de responsabilidad, etc

### V.2.3 La Estructura Presupuestaria

La estructura del presupuesto oficial del proyecto tiene que guardar relación con el quiebre jerárquico anterior, y además con los conceptos y actividades petroleras que se deseen controlar durante la ejecución del proyecto de perforación en aguas profundas.

Básicamente, deseamos presentar y fundamentar en forma muy sencilla la utilización de un modelo práctico para la estructuración del presupuesto del proyecto de perforación, de acuerdo a cuatro categorías. La estructura del presupuesto del proyecto esta mostrada en la Tabla 5.15

**TABLA 5.15 PRESUPUESTO OFICIAL DEL PROYECTO**

<b>Presupuesto Oficial del Proyecto</b>	
1. Costos directos	\$ _____
2. Costos indirectos	\$ _____
3. Costos financieros	\$ _____
<b>TOTAL PRESUPUESTO OFICIAL</b>	<b>\$ _____</b>
4. Desembolsos (egresos) extraordinarios	\$ _____
<b>TOTAL</b>	<b>\$ _____</b>

Las primeras tres categorías forman parte del Presupuesto Oficial del Proyecto.

Los desembolsos (o egresos) extraordinarios representan todos aquellos movimientos y asignaciones de costos discutibles, o ajenos al proyecto original

#### **Costos Directos**

El costo directo está formado por el valor de los equipos de perforación, la herramientas, fluidos de perforación, renta de equipo, cementaciones, tuberías, cabezales, árboles submarinos, terminaciones, instalaciones, suministros de construcción, contratos de obra, reajustes y obras extraordinarias ejecutadas.

### Costos Indirectos

Los costos indirectos, directamente atribuibles a la obra, pero a ningún área en particular, son agrupados en centros de costos o conceptos, para su control, entre estos podemos mencionar los siguientes: planeación, soportes, transportación, supervisiones y administración

En realidad la línea divisoria puede ser muy fina, porque los costos de fletes, seguros o Ingeniería de diseño son teóricamente controlables a nivel del área física, y tal vez de cada equipo en particular. Dentro de este rubro distinguimos conceptos tales como

- ◆ Fletes y seguros de transporte
- ◆ Derechos de aduana
- ◆ Seguros durante la instalación
- ◆ Ingeniería del consultor principal
  - ✦ Honorarios fuera del país
  - ✦ Honorarios dentro del país
  - ✦ Gastos reembolsables.
  - ✦ Impuestos a las asesorías técnicas.
- ◆ Puesta en marcha.
- ◆ Impuestos
- ◆ Imprevistos

Hemos incluido una apertura posible, para el caso de que la Ingeniería fuera aportada por una Empresa petrolera extranjera. Lógicamente, los demás componentes del costo indirecto tendrán sus propias opciones de detalle, según lo que se estime relevante controlar

### Costos Financieros

Los costos financieros van mucho más allá de los intereses, su incorporación, como costo del proyecto, debe reflejar sólo el uso de los fondos para el mismo, y durante el período preoperacional. Si la Empresa hace uso temporalmente y en forma anticipada de los fondos disponibles, dicho costo no corresponde que sea reflejado en el proyecto

Los costos financieros pueden presentarse, básicamente, por conceptos o por Línea de crédito (si es este el caso), hemos utilizado aquí la primera opción

- ◆ Asesoría financiera
- ◆ Asesoría legal
- ◆ Cartas de crédito

- ◆ Seguros de cambio.
- ◆ Implementación Créditos
- ◆ Intereses
- ◆ Primas de riesgo (exposure fees)
- ◆ Comisiones
- ◆ Impuestos
- ◆ Imprevistos.

#### **V.2.4 Los Presupuestos del Proyecto**

Los presupuestos del proyecto se dividen para el control operacional del proyecto de perforación marina, para control contable, para controlar el flujo financiero efectivo, u otros

#### **V.2.5 Control de costos**

La herramienta habitualmente utilizada para controlar los costos es la comparación presupuestaria parcial (del mes, trimestre, etc ) y acumulada desde el inicio del proyecto

Las comparaciones tiene la virtud de ser muy precisas y específicas, pero no entregan información acerca de la evolución de los costos de una manera dinámica, desde el inicio de la ejecución, para esto podemos construir las curvas "s" de costos presupuestados, abarcando todo el período de ejecución e implementado su seguimiento periódico

La Figura 5 4 muestra la Curva "s" de costos del proyecto

Esta representación gráfica tiene la ventaja de ser muy fácil de entender, entregando la visión global combinada del comportamiento de los costos en unidades monetarias y porcentajes Naturalmente, la diferencia mostrada entre el presupuesto y la realidad (costo) no nos indica con claridad la marcha física de la ejecución del proyecto

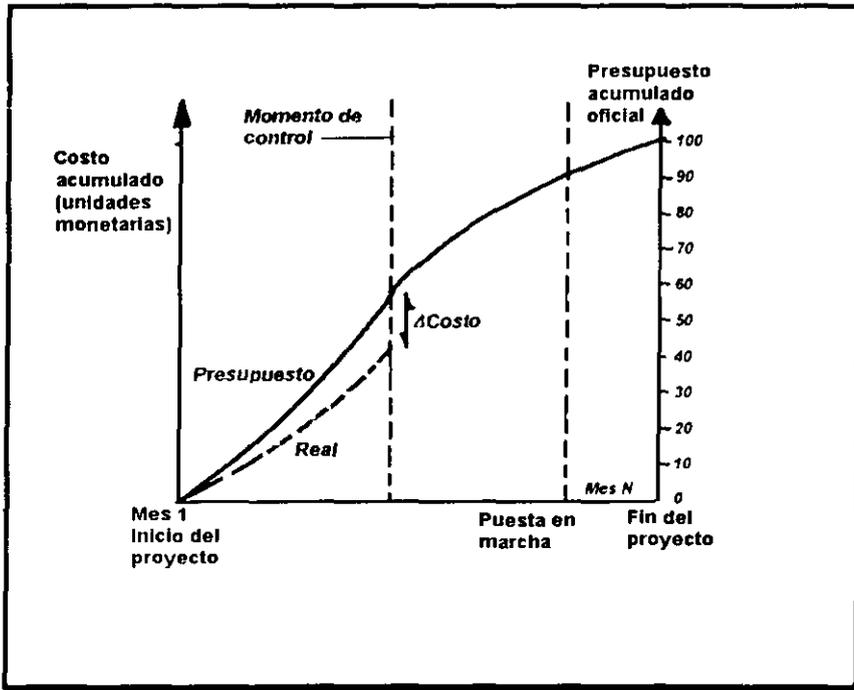


FIGURA 5.4 CURVA "S" CONTROL DEL PROYECTO

### Control Tiempo-Costo-Avance

Ninguno de los métodos de estimación y control hasta ahora comentados es capaz, por sí sólo, de informar a la dirección el estado de situación del proyecto en un momento específico

El método de las curvas PERT/Costo, basado en la comparación simultánea (programado y real) del avance y los costos acumulados en un momento dado, permite suplir las deficiencia de los métodos anteriores; además, constituye una poderosa herramienta para reestimar los plazos y costos finales de ejecución esperados.

La Figura 5 5 Muestra la curva Control-tiempo-Costo-Avance

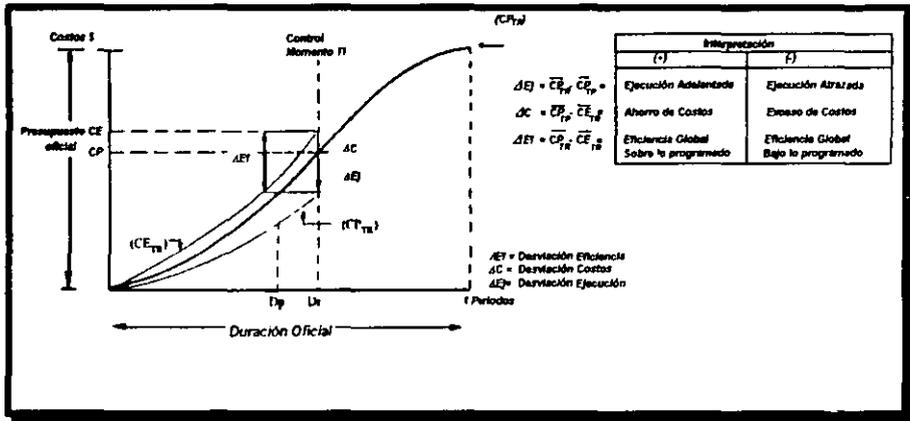


FIGURA 5.5 CONTROL TIEMPO-COSTO-AVANACE

El método PERT/Costo, mediante la representación gráfica de curvas "s" y la utilización de índices, permite medir las desviaciones combinadas de Tiempo-Costo-Avanace en un momento TI de inspección. Por otra parte, permite también efectuar predicciones simuladas de cuál será el estado de situación final, en términos de costo y duración.

Para terminar, resulta obvio que el objeto último de los métodos señalados es orientar a la dirección del proyecto respecto a las medidas correctivas que deban implementarse frente a las desviaciones de la realidad con relación al plan; la bondad del sistema aplicado se define comparando sus costos y beneficios.

La Figura 5.6 muestra un avance físico para un proyecto de aguas profundas.

### V.2.6 Fuentes de financiamiento

El paquete de financiamiento puede incluir varias fuentes complementarias, partiendo por los aportes de la Empresa, hasta opciones diferentes de origen nacional o extranjero. Un proyecto de envergadura normalmente no tendrá otra alternativa que recurrir a varias fuentes a la vez, pues los límites máximos establecidos por las instituciones financieras (a pesar de las garantías), la conveniencia operativa y estratégica de combinarlas, además de los costos involucrados, así lo determinarán.

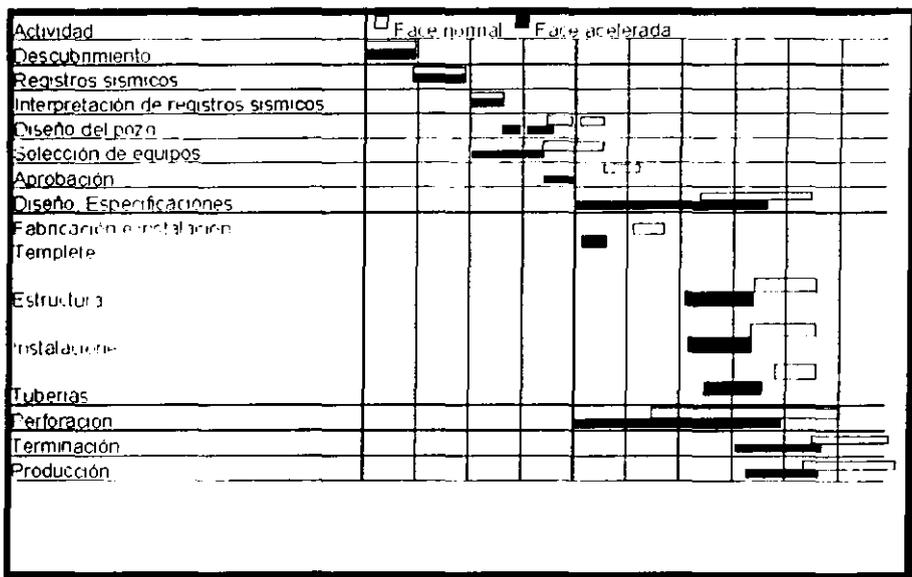


FIGURA 5.6 AVANCE FISICO DE UN PROYECTO DE AGUAS PROFUNDAS

## CAPITULO VI

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### CONCLUSIONES

La descripción y análisis de las técnicas y herramientas de perforación más recientes en aguas profundas, así como un estimación cualitativa de los costos que integran la perforación de un pozo marino, han sido el tema principal de este trabajo.

Como resultado del análisis de la información recabada y con base en las diversas comparaciones realizadas, se pueden obtener algunas conclusiones, que a continuación se detallan

Un pozo en aguas profundas es aquel que se perfora en el mar utilizando tecnología más sofisticada de lo que comúnmente se usa para perforar un pozo convencional. Las condiciones climatológicas son más severas. Las olas, los vientos y las corrientes marinas son los principales factores climatológicos adversos con los que hay que enfrentarse

Las principales diferencias entre un pozo convencional y uno no convencional en aguas profundas, consisten en el tipo de unidad flotante utilizada, las técnicas de posicionamiento de la unidad, los equipos de anclaje, los sistemas de tensionamiento del riser y el equipo compensador de movimientos de la sarta de perforación son, entre otros.

Un ejemplo de pozo perforado y terminado en aguas profundas es el récord mundial alcanzado por Brasil, quien logró producir un pozo a 1,789 m de tirante de agua con un árbol mojado sin líneas guía.

Sin embargo, todo proyecto que quiera llevarse a la práctica seguirá un plan previamente establecido, que tendrá las características de seguridad, costo mínimo y rentabilidad. La planeación es uno de los aspectos más importantes de la perforación de pozos. Aunque la planeación y las prácticas operativas de pozos pueden variar, el resultado final deberá ser siempre muy similar: perforar con el mayor beneficio técnico al menor costo posible

La planeación de un pozo petrolero es un proceso ordenado, bien definido. Requiere que algunos aspectos de la planeación sean desarrollados antes de diseñar otros. La principal consideración es la economía. Por lo tanto, la estimación y control de los costos es un requisito indispensable

Un aspecto importante en la preparación del plan, es determinar las características y problemas en el pozo. Un pozo no puede ser planeado apropiadamente si la información es desconocida. Por eso la perforación requiere inicialmente de mucha información para poder desarrollar un proyecto

Una vez definida la localización donde se ha de perforar, se tendrá que proceder a recopilar toda la información necesaria para el pozo en cuestión. En el caso de los pozos submarinos, la información adicional que es requerida es la siguiente:

- ◆ El Tirante de Agua
- ◆ Las Condiciones del Suelo Marino
- ◆ La Profundidad del Objetivo
- ◆ La Unidad Flotante o Equipo a Utilizar
- ◆ Los Parámetros Oceanográficos y Climatológicos

El tirante de agua afecta al comportamiento de los gradientes de presión de formación y de fractura, cuando este es considerablemente grande (más de 500 m). Las condiciones del suelo marino afectan el proceso de inicio de la perforación y el tipo y características de las tuberías conductoras que soportan el resto de las tuberías, así como las bases guía a utilizar. La profundidad del objetivo con respecto al fondo marino afecta la selección de las profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento y el diseño de las mismas, así como todo el Plan de Perforación en su conjunto. La plataforma afecta el equipo a utilizar, no sólo el superficial, sino el sistema de perforación submarino. Por último, los parámetros oceanográficos y climatológicos afectan la planeación de los aspectos operativos en caso de desconexión de emergencia por mal tiempo y otras actividades usualmente no previstas en el Plan original de Perforación.

El conocer en forma adecuada las presiones de formación y de fractura permite realizar una mejor planeación de los pozos del área. Específicamente se puede:

- ◆ Delinear los perfiles de los gradientes de presión de formación y de fractura.
- ◆ Seleccionar la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento.
- ◆ Determinar el programa de fluidos de perforación/control.
- ◆ Elaboración de programas adecuados de perforación.
- ◆ Reducir potencialmente el daño a las formaciones productoras.
- ◆ Aumentar el ritmo de penetración.

La presión de formación puede ser el factor principal que afecte las operaciones de perforación. Si la presión de formación no es evaluada adecuadamente, puede conducir a problemas de perforación, tales como pérdidas de circulación, reventones, pegaduras de tuberías, inestabilidad del agujero y costos excesivos.

En el caso de los pozos submarinos, todos estos riesgos se amplifican, dadas las condiciones de seguridad extrema que debe tenerse en el manejo y control del pozo.

Los factores que afectan directamente la evaluación correcta y precisa de los gradientes de formación y de fractura son el tirante de agua y la posibilidad de que la formación productora a desarrollar sea de tipo marginal, es decir, la profundidad del objetivo con respecto al fondo marino.

Debe resaltarse que cuando se consideran gradientes de fractura en pozos marinos, el gradiente de sobrecarga es una función del tirante de agua y de la densidad de las rocas. Este es un aspecto muy importante que debe tenerse en consideración cuando se planea perforar un pozo en aguas profundas.

El tirante de agua introduce una variante a los valores calculados del gradiente de fractura.

Una reducción en el gradiente de fractura tiende a incrementar los problemas por pérdida de circulación, reventones, pegaduras de tuberías, inestabilidad del agujero y costos excesivos

Por lo anterior, es importante considerar el tirante de agua, entre otros factores, para la planeación de la perforación de un pozo en el mar.

Otro de los aspectos que se considera de gran importancia en la planeación de un pozo es la selección del tamaño de la unidad y del equipo de perforación marina, así como la movilidad del mismo de una localización a otra, ya que de esto depende el buen resultado de las operaciones y el aprovechamiento de los recursos disponibles para la realización del Proyecto

En la selección de la unidad se deben de considerar factores tales como el tamaño y peso, entre otros, recordando que la cantidad de equipamiento y herramientas se incrementan al aumentar la profundidad del objetivo.

La movilización del equipo es a menudo uno de los principales factores que aumentan los costos de la inversión. Se debe tener en cuenta que la transportabilidad de la unidad decrece con la profundidad del objetivo, por lo que un equipo grande es difícil de transportar, no así una unidad para perforación somera que es más pequeña y ligera. La selección de la unidad implica tener en cuenta los factores siguientes.

- ◆ Tirante de Agua
- ◆ Profundidad Objetivo
- ◆ Potencia
- ◆ Disponibilidad
- ◆ Localización
- ◆ Cargas Máximas a Manejar
- ◆ Costos

Uno de los factores que influyen de manera determinante en la selección de la unidad es el análisis de los costos los cuales determinan la rentabilidad y la aprobación del proyecto. Por esto es importante una buena planeación para reducir los problemas al mínimo, lo que hará que los costos se reduzcan importantemente. De aquí que exista esa condición sin la cual ni los inversionistas ni cualquier empresa petrolera darían el visto bueno definitivo a la implementación de un proyecto de perforación en aguas profundas.

En un proyecto de perforación, la inversión inicial de las unidades es el principal factor para la determinación de los costos de operación diaria y los costos de movilización.

En general, las barcas tienen un costo inicial bajo en comparación con los otros tipos de unidades. Las semisumergibles tienen un costo entre 100 y 250 millones de dólares y un barco con posicionamiento dinámico alrededor de 200 millones de dólares como inversión inicial. Un equipo autoelevable representa una inversión entre de 75 y 100 millones aproximadamente.

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 los semisumergibles.

En suma, la selección del equipo es determinada por la disponibilidad de los equipos y los costos de movilización

Se recalca de manera especial que muchos de los equipos y herramientas en operaciones marinas son evaluados tomando en cuenta algunas normas usadas en los equipos de tierra, debido a que el equipo actúa de igual forma en algunas funciones básicas. En estas se incluye el sistema de energía, el de elevación, el sistema de circulación de lodos, tuberías lastrabarreras, tubería de perforación, algunos instrumentos, cementaciones y registros, entre otros

Pero en la explotación en aguas profundas, los problemas se incrementan con la profundidad del tirante de agua. Tal es el caso de problemas como el descontrol de pozos, el mantenimiento de la unidad flotante en la localización arriba de la boca del pozo y el compensar los movimientos verticales, laterales y la inclinación causados por las condiciones climatológicas y oceanográficas, entre otros.

Para minimizar la ocurrencia de estos problemas, se han creado nuevos sistemas, servicios y procedimientos más apropiados para la perforación de pozos en aguas profundas.

La detección temprana de un brote es un factor clave para el control del influjo de gas. El volumen del influjo se ha minimizado gracias a las operaciones seguras de control del pozo y evitar la entrada de gas en el riser antes de cerrar los preventores.

El objetivo del sistema de preventores en perforación marina es idéntico al de la perforación convencional en tierra, es decir, controlar el pozo durante las operaciones

Sin embargo, en el caso de la aplicación en sistemas marinos y aguas profundas, el arreglo de preventores debe ser redundante, es decir, los sistemas se disponen en arreglos dobles, para fines de extremar la seguridad y el control del pozo. Específicamente para las operaciones marinas, el arreglo del conjunto de preventores permite:

1. El cierre completo alrededor de la tubería de perforación y la circulación
2. La capacidad para mantener las condiciones de pozo cerrado por períodos prolongados
3. La capacidad para suspender la tubería de perforación cerrando el pozo y mover el barco perforador fuera de la localización
4. La capacidad de restablecer el barco perforador en la localización, comprobar y circular el pozo antes de recuperar la tubería de perforación

Por otro lado, en cuanto a la forma de mantener el equipo de perforación sobre el pozo, en su localización, se pueden utilizar las técnicas convencionales de anclaje, o bien la técnica de posicionamiento dinámico. En la técnica convencional de anclaje se utiliza un sistema de anclas y de amarres tendidos hasta el suelo marino. Cuando el fondo del océano es demasiado duro para anclas, estas son cementadas en el fondo marino. El sistema de anclaje está diseñado para

restringir el movimiento horizontal cerca del 10%, con respecto a la profundidad de agua para las condiciones más severas. Sin embargo, el movimiento horizontal puede ser reducido a un 3% de profundidad de agua para estas condiciones.

El sistema de posicionamiento dinámico es empleado en plataformas semisumergibles y barcos perforadores para poder operar en tirantes de agua de hasta 2000 m.

Por otro lado, a fin de compensar los movimientos verticales, laterales y la inclinación causados por las condiciones climatológicas y oceanográficas, se utiliza el sistema compensador de movimientos, el cual es el sistema encargado de nulificar o minimizar el movimiento ascendente y descendente de la unidad flotante. Esto es debido a que se requiere un control del movimiento vertical de la unidad flotante durante las operaciones.

En este trabajo se ha pretendido resaltar las principales diferencias técnicas y operativas entre la perforación de un pozo convencional, ya sea en tierra o en el mar y en aguas profundas. Sin embargo, cada una de estas diferencias constituye por sí misma un tema a ser desarrollado por separado en forma exhaustiva. Dichos temas podrían ser: estabilidad de pozos, asentamiento y diseño de tuberías de revestimiento, control de pozos, flujos de agua somera. Asimismo, en aras de resolver algunos de estos problemas, se están realizando actualmente diversos estudios de investigación a nivel mundial, los cuales incluyen trabajos tales como la aplicación de nuevos diseños de tuberías de revestimiento (tuberías expandibles), aplicación de sistemas de fluidos de perforación y control de doble densidad, aplicación de tecnología de fondo marino, como cabezales rotatorios submarinos, desviadores de flujo submarinos, perforación sin riser marino, etcétera.

### RECOMENDACIONES

La importancia que implica saber utilizar la información de la tecnología de perforación en aguas profundas contenidos en este trabajo, radica en comprenderla y asimilarla, tomando en cuenta las expectativas ya existentes que se han realizado en otros países.

A partir de los análisis realizados a la información disponible y en base a las conclusiones anteriores, se pueden hacer las siguientes recomendaciones:

- ♦ La formulación del programa de perforación requiere de un trabajo multidisciplinario y del apoyo de personal experto en la programación de proyectos, tanto para la sistematización de la información que es necesario recolectar como para la ejecución del Proyecto.
- ♦ Durante las etapas de planeación, diseño y selección deben evaluarse los sistemas, equipos y herramientas que reúnan las características de seguridad, sencillez, economía, factibilidad y rentabilidad.
- ♦ En la etapa de diseño se debe tener una importante consideración al tirante de agua ya que este introduce una variante a los valores calculados del gradiente de fractura.
- ♦ Se debe generar la información adecuada de las operaciones de perforación en nuestro país y en otros, poniendo gran interés en temas como la tecnología, precauciones

ambientales, capacidad del personal marino, el tirante de agua, condiciones climatológicas y oceanográficas, condiciones del suelo marino, profundidad objetivo, unidad flotante, plan de financiamiento, etc.

- ◆ Optimizar en la selección del equipo por emplear. Es decir, el mejor sistema es aquel que garantice la seguridad del equipo y del personal, con el mayor beneficio técnico al mejor costo posible.
- ◆ Conocer tempranamente y con el mayor detalle posible las necesidades financieras del proyecto, sus montos, usos, programación, países fabricantes de equipos y herramientas, etc.
- ◆ Formar anticipadamente una opinión de las fortalezas y debilidades de la empresa y del país: situación de endeudamiento, relaciones comerciales anteriores y actuales con instituciones financieras, proyección económica de las actuales operaciones.
- ◆ Formar anticipadamente una opinión de la posición de las fuentes, tales como: actitud ante proyectos similares en otros países, créditos etc.
- ◆ Este trabajo refleja las expectativas del desarrollo de los campos marinos de nuestro país. Por esta razón se recomienda continuar actualizándolo en la medida que las necesidades específicas lo vayan requiriendo.

**BIBLIOGRAFIA**

1. Adams Neal, J.  
Applied Drilling Engineering  
Volumen 1 pp. 1-45  
tulsa 1985
2. Adams, Neal, Frederick, Marsha.  
Technology Drilling Cost-1  
Oil & Gas Journal  
Dec 6 1982 pp. 131-136
3. Allen, Gault  
Riser Less Drilling: Circumbeting the Size/Cost Cicle in Deepwater Offshore  
may, 1996, pp 49-53
4. Awad, S.P., Moretti, Milton.  
Octos 1000. Templete Manifold Transport and Installation Using anchored rigs.  
OTC 6979. Houston Tex. 1992.  
pp. 23-28
5. Briseño L., Pedro  
Administración y Dirección de Proyectos  
2da. Edición. Edit. Mc Graw Hill. Chile. 1996  
pp. 39-56, 59-77, 81-111
6. Alonso Cárdenas, Ignacio.  
Apuntes de Terminación de Pozos  
Facultad de Ingeniería UNAM
7. Especificaciones de Plataformas para Aguas Profundas  
Arethusa Rig Profile  
Arethusa 1994
8. Foster, P.E.  
Offshore Aplication of a Novel Technology for Drilling Vertical Boreholes  
SPE 28724. 1994  
Veracruz, México  
pp. 539-547
9. González, R., Marsh, P.E.  
Improved Subsea Drilling System For Deep Development Wells in Deep Water: Auger  
Prospect  
SPE 22541 1991 Dallas, Tex.  
pp. 65-73
10. Harris, L.M.  
Deepwater Floating Drilling Operations. The Petroleum Publishing Company  
1972, USA.

11. Hawrylyshyn, George.  
Petroleo Internacional  
Volumen 54 Número 2 México 1995  
pg.6
12. Hughes, E W and Dales, L.R.  
Design and Construction of 150 hp ROV for Subsea Production System an Workover Support  
OTC 6090 1989. Houston Tex.  
pp. 443-446
13. Lovie, Peter M.  
New Technology Helps FPS Systems Savings  
World Expro 1995  
pp. 173-179
14. Mactaggart, Ralph G.  
Offshore Mobile Drilling Units  
Eta Engineers Inc. U S A  
pp. 1-23
15. Márquez González, Oscar Luis.  
Apuntes de Perforación Facultad de Ingeniería, UNAM  
pp 11-45
16. Matthws, W. R. and Kelly, John.  
How to Predict Formation Pressure and Fracture Gradient.  
U.S.A. Febrero 1967.
17. PEMEX/STATOIL 1  
Sistemas de Producción, Diseño, Construcción y Operación en Aguas Profundas  
Drilling and Well Technology  
Seminario 7 - 18 Agosto, 1995 Ciudad del Carmen, México.
18. PEMEX/STATOIL 2  
Sistemas de Producción, Diseño, Construcción y Operación en Aguas Profundas  
Plataform Concepts.  
Seminario 7-18 Agosto, 1995. Ciudad del Carmen, México
19. González, G L. Marsh P.B. Ritter, and Mendel.  
Improved Subsea Drilling System for Development Wells in Deep Water Auger Prospect.  
Society of Petroleum Engineers, Inc  
Dallas, Texas. October, 1991 pp. 65-73
20. Reinhart, T. R.  
Dinamic Positioning Cap. 1 pp. 1-37  
febrero 1978. USA
21. Rucker K., Manfred.  
Apuntes de Evaluación de Proyectos Industriales.  
Facultad de Ingeniería UNAM.

22. Seredá, N.G. Soloviov, E.M.  
Perforación de Pozos de Petróleo y de Gas Natural  
Traducción del Ruso por Orlando Velázquez  
Edit. Mir Moscu. 1978  
pp. 504 - 514.
23. Sheffield, Riley  
Floating Drilling: Equipment and its Use.  
Volumen 2 pp. 1-73
24. Stewart, Hall R.  
Drilling and Production Offshore  
edit. penwell USA. 1983 pp 31-95, 185-187
25. Stewart, Hall R.  
The Technology of Offshore Drilling, Completion and Production  
Eta, U S.A pp. 129-140
26. William, J.D. and Ytrend, S.  
Equipo de Terminación y Arboles Submarinos Snorre.  
SPE 23045 .1991