

01124
35



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

TERMINOLOGÍA PARA LA TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN MARINA.

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A:
OSCAR RAMÍREZ SÁNCHEZ



DIRECTOR DE TESIS:
DR. EN ING. RAFAEL RODRÍGUEZ NIETO

CIUDAD UNIVERSITARIA,

2003

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

A



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.



SECRETARÍA NACIONAL DE EDUCACIÓN PÚBLICA
 DIRECCIÓN GENERAL DE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS

FACULTAD DE INGENIERIA
 DIRECCION
 60-1-0063

SR. OSCAR RAMÍREZ SÁNCHEZ
 Presente

**TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN**

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Dr. Rafael Rodríguez Nieto y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

TERMINOLOGÍA PARA LA TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN MARINA

- LISTA DE FIGURAS
- LISTA DE TABLAS
- RESUMEN
- I INTRODUCCIÓN
- II TECNOLOGÍA PARA PERFORACIÓN MARINA
- III TERMINOLOGÍA PARA OPERACIONES DE PERFORACIÓN MARINA
- IV CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- BIBLIOGRAFÍA
- APÉNDICE

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 HABLARÁ EL ESPÍRITU"
 Cd. Universitaria, D. F., a 23 de enero de 2003
 EL DIRECTOR

ING. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*RLLR*gtg

B



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

TESIS: Terminología para la Tecnología de Perforación Marina.

PRESENTADA POR: OSCAR RAMÍREZ SÁNCHEZ.

DIRIGIDA POR: DR. RAFAEL RODRÍGUEZ NIETO.

JURADO

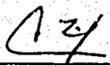
PRESIDENTE: ING. CARLOS LIRA SIL

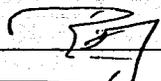
VOCAL: DR. RAFAEL RODRÍGUEZ NIETO

SECRETARIO: ING. CLAUDIA M. CASTRO ROMERO

1ER. SPTE.: QUÍM. ROSA DE JESÚS HERNÁNDEZ ÁLVAREZ

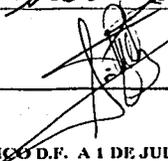
2DO. SPTE.: M. en I. JOSÉ MARTÍNEZ PÉREZ











FECHA: CD. UNIVERSITARIA MÉXICO D.F. A 1 DE JULIO DEL 2003

C

AGRADECIMIENTOS

A mis padres Francisca Sánchez y David Ramírez, por haberme dado la oportunidad de elegir libremente mi carrera profesional, por la confianza los consejos y el apoyo incondicional que siempre me han brindado en los momentos mas difíciles de mi vida; además quiero felicitarlos por luchar siempre para que mis hermanos y yo seamos personas honestas y de bien para la sociedad aplicando nuestro conocimiento profesional para ello.

A mis hermanos David y Víctor Hugo, con los que he pasado los momentos más felices de mi niñez y los cuales me han comprendido en los más difíciles de mi vida, gracias a su apoyo y a su ejemplo he terminado este trabajo.

A la Universidad Nacional Autónoma de México y a la Facultad de Ingeniería, Por haberme brindado la oportunidad de estudiar en sus instalaciones; siempre será un orgullo para mí ser Universitario de corazón.

Al D. En I Rafael Rodriguez Nieto por brindarme su apoyo, sus acertadas y múltiples observaciones en este trabajo, por su crítica constructiva y por ser uno de los mejores profesores honorables que ha tenido la ingeniería en México. Por que gracias a su colaboración en la Facultad esta ha crecido enormemente.

A mis sinodales, por otorgarme un espacio para leer el presente trabajo y cuyas observaciones indudablemente lo han mejorado.

A mis amigos de la escuela; Juan Carlos, Roberto, Eusebio, Alejandro, Israel y a todos los demás compañeros que a pesar de no mencionar su nombre siempre estarán en mis recuerdos.

A todos los Ingenieros de la especialidad de perforación 2003 por haber brindado su amistad y su apoyo, y por sus críticas constructivas. En especial al Ing. Andrés Calva y Onésimo que con sus consejos me ayudaran a mejorar como ingeniero.

CONTENIDO

RESUMEN	ii
LISTA DE FIGURAS	iii
CAPÍTULO I	pág
INTRODUCCIÓN.	1
CAPÍTULO II	
TECNOLOGÍA PARA PERFORACIÓN MARINA.	4
<i>II.1 SISTEMAS INTEGRANTES DE LA PERFORACIÓN MARINA.</i>	5
<i>II.1.1 CLASIFICACIÓN DE LOS EQUIPOS DE PERFORACIÓN MARINA.</i>	5
<i>II.1.2 PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LOS EQUIPOS MARINOS.</i>	6
II.1.2.1 EQUIPO DE PERFORACIÓN SUMERGIBLE (BARCAZA).	7
II.1.2.2 EQUIPOS DE PERFORACIÓN AUTOELEVABLES("JACK-UP,S").	7
II.1.2.3 PLATAFORMAS SEMISUMERGIBLES CON SISTEMA DE ANCLAJE.....	10
II.1.2.4 BARCOS DE PERFORACIÓN.	12

II.1.2.5 PLATAFORMAS SEMISUMERGIBLES DE POSICIONAMIENTO

DINÁMICO.....	13
II.1.2.5.1 UNIDADES DE POSICIONAMIENTO DINÁMICO.	13
II.1.2.5.2 ELEMENTOS DE POSICIONAMIENTO DINÁMICO.	13
II.1.2.5.3 PLATAFORMAS DE PATAS TENSIONADAS.	14
II.1.2.5.4 PLATAFORMAS DE MÁSTIL TIPO BOYA.	14

II.2 SISTEMAS DE CONTROL DE POZOS

SUBMARINOS.

II.2.1 CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE CONTROL DE POZOS SUBMARINOS, CON REFERENCIA AL

SISTEMA HIDRÁULICO:

	15
II.2.1.1 SISTEMA HIDRÁULICO DIRECTO.	16
II.2.1.2 SISTEMA HIDRÁULICO CON VÁLVULAS PILOTO.	17
II.2.1.3 SISTEMA HIDRÁULICO SECUENCIAL.	18
II.2.1.4 SISTEMA ELECTROHIDRÁULICO.	19
II.2.1.5 SISTEMA ELECTROHIDRÁULICO MULTIPLEXADO.	19

II.2.2 COMPONENTES DE LOS SISTEMAS DE CONTROL DE POZOS.

	21
II.2.2.1 UNIDAD DE POTENCIA HIDRÁULICA (HPU).	21
II.2.2.2 LÍNEAS UMBILICALES DE LA SUPERFICIE AL FONDO MARINO.	21
II.2.2.3 CARRETES DE LÍNEAS UMBILICALES.	21
II.2.2.4 "PODS" DE CONTROL.	22

II.2.2.5 COMPONENTES PARA CADA SISTEMA DE CONTROL DE POZOS.	24
II.2.2.6 OPERACIÓN DE LOS "PODS" DE CONTROL.	31
II.2.2.7 ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS SISTEMAS DE CONTROL.	32
II.3 "RISERS" DE PERFORACIÓN, TERMINACIÓN Y REPARACIÓN DE POZOS.	36
II.3.1 INTRODUCCIÓN.	36
II.3.2 SISTEMAS DE "RISER" DE PERFORACIÓN, TERMINACIÓN Y REPARACIÓN DE POZOS.	
II.3.2.1 SISTEMA DE RISER DE PERFORACIÓN.	37
II.3.2.2 SISTEMA DE RISER DE TERMINACIÓN Y REPARACIÓN.	38
II.3.3 COMPONENTES DEL SISTEMA "RISER" DE PERFORACIÓN, TERMINACIÓN Y REPARA- CIÓN DE POZOS.	39
II.3.3.1 COMPONENTES DEL SISTEMA DE RISER DE PERFORACIÓN.	39
II.3.3.2 COMPONENTES DEL SISTEMA DE RISER DE TERMINACIÓN Y REPARACIÓN.	59
II.3.4 OPERACIÓN DEL SISTEMA "RISER" DE PER- FORACIÓN, REPARACIÓN Y TERMINACIÓN DE POZOS.	64
II.3.4.1 OPERACIÓN DEL SISTEMA DE RISER DE PERFORACIÓN.	64

II.3.4.2 OPERACIÓN DEL SISTEMA DE RISER DE TERMINACIÓN Y REPARACIÓN.	68
II.3.5 CLASIFICACIÓN DE LOS "RISERS" DE PERFORACIÓN, REPARACIÓN Y TERMINACIÓN DE POZOS.	73
II.4 EQUIPO Y HERRAMIENTAS DE PERFORACIÓN NO CONVENCIONALES.	75
II. 4.1 SISTEMA COMPENSADOR DE MOVIMIENTOS.	75
II. 4.2 SISTEMA "RISER" MARINO.	77
II. 4.3 SISTEMA TENSIONADOR DEL "RISER" MARINO.	77
II. 4.4 SISTEMA TENSIONADOR DE LAS LÍNEAS GUÍA.	79
II.4.5 HERRAMIENTAS ESPECIALES DE INSTALACIÓN.	79

CAPÍTULO III

TERMINOLOGÍAS. 80

III.1. EQUIPOS Y HERRAMIENTAS.

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

<i>PRESENTACIÓN.</i>	81
III.2 OPERACIONES Y PROCEDIMIENTOS.	83
<i>PRESENTACIÓN.</i>	83
CAPÍTULO IV	86
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	87
<i>APÉNDICE A</i>	88
<i>APÉNDICE B</i>	161
<i>APÉNDICE C</i>	181
<i>APÉNDICE D</i>	187
<i>APÉNDICE E</i>	191
<i>APÉNDICE F</i>	195
REFERENCIAS.	196
BIBLIOGRAFÍA.	197

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

RESUMEN

Esta tesis tiene como objetivo el analizar la tecnología no convencional en las operaciones de Perforación Marina, así como la terminología de herramientas y partes del equipo petrolero instaladas durante la perforación. Consta de cuatro capítulos con temas específicos:

En el primer capítulo presenta la introducción al trabajo de tesis; el segundo capítulo consta de cuatro temas de suma importancia para la planeación en general de la perforación de un pozo petrolero. Estos son: tecnología de perforación en aguas profundas, sistemas de control de pozos submarinos, "riser's" de perforación, terminación y reparación de pozos y herramientas de perforación no convencionales.

- Para la tecnología de perforación marina, se mencionan los diferentes tipos de unidades utilizadas en la perforación, así como ventajas y desventajas de cada una de ellas en operaciones costa afuera.
- Para el control de pozos submarinos; aquí se mencionan los diferentes sistemas que existen en la perforación marina y se hace un análisis comparativo de cada uno de los sistemas, en base a la distancia, tiempo de respuesta, al número de unidades a controlar y a la economía. Se representan gráficamente los resultados del análisis de estos.
- En lo concerniente a los riser's de perforación, reparación y terminación de pozos; se hace una descripción de los componentes de estos sistemas y por separado se hace el análisis de cómo operar cada uno para su instalación, desconexión y operación de estos.
- En cuarto tema se hace un breve análisis de las herramientas de perforación no convencionales.

En el capítulo tercero se tratan las diferentes terminologías involucradas en la perforación marina, mediante tres temas: el primero hace mención a la terminología de herramientas y equipos de dicha perforación; el segundo estudia la terminología referente a las operaciones y procedimientos involucrados en la perforación costa afuera y los últimos apéndices mencionan la diferente

tecnología utilizada en perforación marina en el mundo, con características específicas de cada una de ellas. Finalmente, en un último capítulo se dan las conclusiones y recomendaciones de la tesis.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA	PÁG	
II.1.1	Diferentes tipos de tecnología de perforación marina.	7
II.1.2	Plataforma autoelevable.	9
II.1.3	Plataforma semisumergible.	10
II.1.4	Sistema de anclaje convencional.	11
II.1.5	Barco de perforación.	12
II.1.6	Plataforma de patas tensionadas.	14
II.1.7	Plataforma de mástil tipo boya.	15
II.2.1	Sistema de control hidráulico directo.	17
II.2.2	Sistema de control hidráulico secuencial.	18
II.2.3	Sistema de control electrohidráulico multiplexado.	20
II.2.4	Sistema transversal de un umbilical de un sistema hidráulico directo.	25
II.2.5	Diagrama de flujo del sistema hidráulico.	26
II.2.6	Sistema transversal de un umbilical de un sistema hidráulico con válvulas piloto.	25
II.2.7	Diagrama de flujo del sistema hidráulico con válvulas piloto.	27
II.2.8	Diagrama de flujo del sistema hidráulico secuencial.	28
II.2.9	Sección transversal de un umbilical de un sistema electrohidráulico multiplexado.	29
II.2.10	Diagrama de flujo del sistema electrohidráulico multiplexado.	30
II.2.11	Comparación de los sistemas de control en base a la distancia.	33
II.2.12	Comparación de los sistemas de control en base al número de pozos a controlar.	34
II.2.13	Comparación de los sistemas de control en base a la confiabilidad del sistema.	35
II.2.14	Comparación de los sistemas de control en base a la economía.	36
II.3.1	Componentes del sistema riser.	40
II.3.2	Conectores de riser marino de ABB Vetco Gray.	41
II.3.3	Tipos de juntas flexibles para riser marino.	44
II.3.4	Conectores para riser marino de Cooper Cameron.	45
II.3.5	Conector para riser marino ABB Vetco Gray.	46
II.3.6	Conectores Hidráulicos de FMC.	47
II.3.7	Anillo tensionador del riser.	49
II.3.8	Conjunto inferior del riser marino.	51
II.3.9	Desviador de flujo KDFS-1000.	54
II.3.10	Sistema de desviación de la línea de flujo tipo KFDJ.	55
II.3.11	Tensionador para líneas guía.	57
II.3.12	Riser de terminación y reparación.	61
II.3.13	Clasificación de risers de perforación, terminación y reparación de pozos.	74

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

PAGINACIÓN

DISCONTINUA

En la actualidad, dentro de la Ingeniería Petrolera existen tres grandes áreas: Perforación, Producción y Yacimientos.

La Perforación a su vez se divide en tres áreas: Terrestre, Lacustre y Marina.

Para el caso del área de Perforación Marina se requiere de nuevas técnicas y herramientas, así como nueva terminología, para cada una de las operaciones, dependiendo de cada uno de los sistemas de perforación que se tenga involucrado en éstas.

En lo concerniente a las operaciones de Perforación Marina, se han podido reducir los problemas técnicos y económicos, mediante el conocimiento de las herramientas y capacitación de los trabajadores en el uso de la tecnología reciente.

Entre los puntos a analizar en el trabajo se presentan aspectos operacionales, para aumentar el conocimiento de las terminologías correspondientes, con el fin de que las personas puedan asociarlas en su trabajo, reduciendo el tiempo de operación en la etapa de la perforación, lo cual es esencial dentro de la planeación de la Industria Petrolera.

La planeación de la perforación de un pozo marino es uno de los puntos más importantes en el desarrollo de un campo petrolero de este tipo, ya que como sabemos, de la planeación depende fuertemente que el pozo sea rentable; es decir, no se deben aplicar recursos económicos de más, por no tener un buen conocimiento de los aspectos técnicos y operacionales.

Con el conocimiento, tanto de la tecnología como de la terminología asociadas en todos los sistemas de perforación, se podrá obtener una acertada prevención de los daños que se puedan generar en las etapas de la Perforación Marina; con esto se evitarán muchos problemas, no solo técnicos, sino también de seguridad personal y ambiental.

El Ingeniero Petrolero de Perforación debe estar consciente y tener la capacidad de aplicar las técnicas y terminologías más adecuadas en la perforación, terminación y reparación de un pozo petrolero.

El objetivo de esta tesis es analizar la tecnología en las operaciones de Perforación Marina, así como la terminología de herramientas y partes del equipo petrolero

instaladas durante la perforación, para que con las conclusiones y recomendaciones a que se llegue, tanto los alumnos de la carrera de Ingeniería Petrolera, como los profesionistas y trabajadores involucrados en la explotación de hidrocarburos de yacimientos marinos, tengan una base de la cual partir para la planeación de la perforación.

CAPÍTULO II

TECNOLOGÍA PARA PERFORACIÓN MARINA

II.1 SISTEMAS INTEGRANTES DE LA PERFORACIÓN MARINA

Los sistemas integrantes de un equipo de perforación marino son muy similares a los sistemas de un pozo terrestre. Por este motivo, en este capítulo se hará mención a los temas en los que existen diferencias sustanciales entre la perforación terrestre y la marina.

Los sistemas donde la perforación terrestre y la perforación marina son similares, son los siguientes:

- Sistema de izaje
Torre de perforación o mástil
Malacate
Bloques y cable de perforación
- Sistema rotatorio

Mesa rotatoria
Unión giratoria
Flecha o Kelly
Sarta de perforación
Barrena
- Sistema de circulación de lodo

Fluido de circulación
Tanques y bombas de lodo
Circuito de lodo
- Sistema de energía

Fuente de poder
Transmisión de energía

Todos estos sistemas son descritos en forma clara en otras tesis ^{(1-3)*}, por lo tanto únicamente se describen a continuación los sistemas no convencionales en la perforación marina.

II.1.1 CLASIFICACIÓN DE LOS EQUIPOS DE PERFORACIÓN MARINA.

LOS EQUIPOS DE PERFORACIÓN MARINA CONSTAN DE:

- Plataformas fijas y se dividen en:

Octápodos
Tetrápodos

* Referencias al final

Estructuras aligeradas

- Plataformas autoelevables
De patas independientes
Matt
- Plataformas flotantes
Barco perforador
Semisumergible
TLP (Plataforma de patas tensionadas)

II.1.2 PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LOS EQUIPOS MARINOS

En un principio, las unidades de perforación marina fueron equipos de perforación terrestre, colocados sobre una estructura para perforar y se usaron las mismas técnicas desarrolladas para dicha perforación terrestre.

Se les denomina móviles de perforación a los equipos convencionales montados sobre plataformas autoelevables, semisumergibles y barcos perforadores. Las técnicas desarrolladas para la perforación terrestre se utilizaron por algún tiempo, pero la necesidad de perforar en aguas más profundas creó al nuevo ingeniero de diseño de estructuras costa afuera. Junto con los nuevos conceptos de ingeniería, se creó una nueva generación de equipos de perforación, ahora ya conocidos, como: sumergible (o barcaza), plataforma autoelevable, semisumergible y barco perforador (ver la Fig. II.1.1).

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

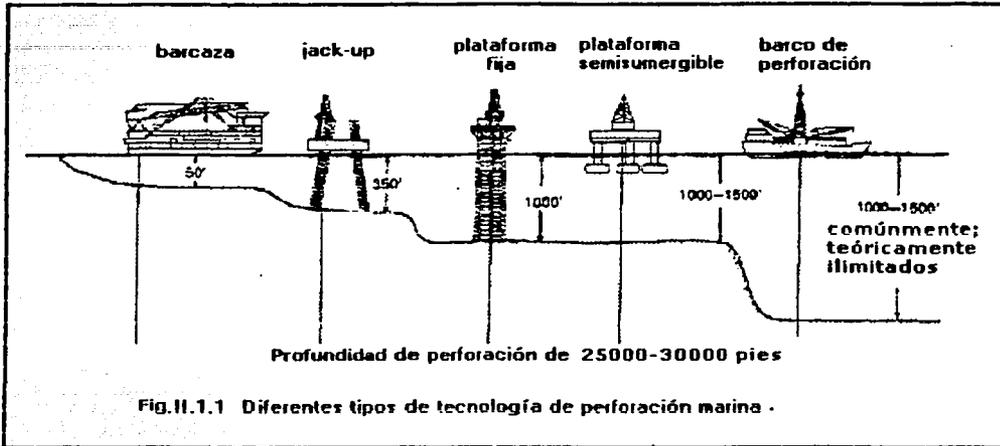
- El lugar de la perforación.
- El tirante de agua.
- La capacidad del equipo.

Es importante hacer notar que el tamaño y el peso del equipo se incrementan al aumentar el tirante de agua. Toda comparación de los equipos y métodos se basa en la inversión inicial, así como en las normas de seguridad para el personal y el medio ambiente.

En los tipos 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 de perforación se determinan con el diseño y las variables anteriores.

En general, las barcazas tienen un costo más bajo en comparación con los otros tipos de unidades, representando una inversión inicial de 3 a 6 millones de dólares, mientras que a los barcos corresponde una inversión inicial de 4 a 7 millones de dólares y los semisumergibles, entre 5 y 20 millones.

La transportabilidad influye de manera muy importante 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 barcazas y los 4 a 6 nudos de las semisumergibles. Por lo tanto, la selección del equipo es determinada por su disponibilidad y los costos de movilización.



II.1.2.1 EQUIPO DE PERFORACIÓN SUMERGIBLE (BARCAZA)

Este equipo es usado en aguas muy someras y protegidas, como ríos, bahías y en aguas de hasta 15 m (50 pies) de profundidad. Dicha unidad tiene dos cascos: el superior, conocido como cubierta Texas, usado para alojar a la cuadrilla de perforación y al equipo. La perforación se lleva a cabo a través de un área rectangular, en la popa de una estructura en cantiliver. El segundo casco es el inferior y constituye el área de lastrado y también es la base sobre la que descansa el equipo en el fondo marino o lacustre.

La plataforma sumergible se transporta a la localización, como una barcaza convencional y el resto es remolcado sobre el fondo del río. El casco inferior está diseñado para resistir el peso de la unidad total y la carga de perforación.

Un factor muy importante es la estabilidad de estas unidades mientras se están lastrando; las técnicas desarrolladas para esta operación fueron las bases para el lastrado de los semisumergibles, los cuales empezaron a desaparecer en los años 70's, por que se requería perforar a mayor profundidad de la que correspondía a las características de su diseño.

II.1.2.2 EQUIPOS DE PERFORACIÓN AUTOELEVABLES (jack-up,s)

Este es un tipo de plataforma especial, usada para perforación y reparación de pozos. Tiene la capacidad de moverse de una localización a otra, por medio de autopropulsión o por medio de

remolcadores. Así, la perforación es su función principal, ya sea de pozos exploratorios o de desarrollo.

Una vez que se encuentra en la posición deseada, las patas de la plataforma son bajadas y asentadas en el fondo marino; después la cubierta es elevada más allá del nivel de agua, hasta tener una plataforma de perforación estable.

La plataforma cuenta con una cubierta que tiene la capacidad de posicionarse a la elevación que se requiera y soporta todo el equipo necesario para lograr su objetivo; además tiene un módulo habitacional y un helipuerto.

Para apoyarse en el lecho marino, esta cubierta se encuentra soportada comúnmente por tres columnas de sección triangular o circular, que tienen en su extremo inferior un sistema de "zapatillas aisladas" o "losa de cimentación". Estos equipos están diseñados para usarse en tirantes de agua hasta de 90 m.

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

- a) Profundidad y condiciones del medio ambiente.
- b) Tipo y densidad del suelo marino.
- c) Profundidad de perforación.
- d) Necesidad de movimiento durante la temporada de huracanes, en un tiempo mínimo.

Los diseños de las plataformas autoelevables pueden ser clasificados generalmente dentro de dos categorías básicas: autoelevables con patas independientes y autoelevables soportadas por plantilla.

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

Una desventaja de la plataforma tipo autoelevable es la penetración mínima del fondo marino, que es de 1.5 a 1.9 m, comparada con una penetración de quizá 12 m de una autoelevable de patas independientes. Como resultado, la plataforma soportada por plantilla requiere menos patas que la autoelevable independiente, para la misma profundidad de agua. Una desventaja de la unidad soportada por plantilla es la necesidad de un nivel plano del fondo marino.

Una inclinación máxima del fondo marino de 1.5° es considerada como límite. Otro problema con la unidad soportada por plantilla ocurre en áreas donde hay grandes formaciones de roca o corales. Estas unidades se diseñan para rumbos uniformes, ya que fondos desiguales pueden ocasionar fallas estructurales.

Las unidades autoelevables se han construido con 3 o hasta 14 patas; cuando la profundidad del agua se incrementa y los criterios ambientales se vuelven más severos, el uso de 4 patas resulta no sólo muy costoso, sino impráctico.

Los tipos de fuerzas más importantes sobre las unidades autoelevables son generados por olas y corrientes; en el punto superior, el óptimo es la unidad autoelevable monopod, también llamado unidad de una sola pata, con la cual se pueden superar otros problemas generados por el oleaje, como en el Mar del Norte, con mares muy agitados.

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

- a) Profundidad del agua y criterios ambientales.
- b) Tipo y densidad del fondo marino.
- c) Profundidad de perforación requerida.
- d) Necesidad de movilidad durante las temporadas de huracanes.
- e) Capacidad para operar con soporte mínimo.
- f) Frecuencia con la que se necesita mover.
- g) Tiempo de traslado para mover el equipo.
- h) Limitaciones operacionales y de remolque de la unidad.

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

La Fig. II.1.2 muestra un ejemplo de una plataforma autoelevable de 3 patas.

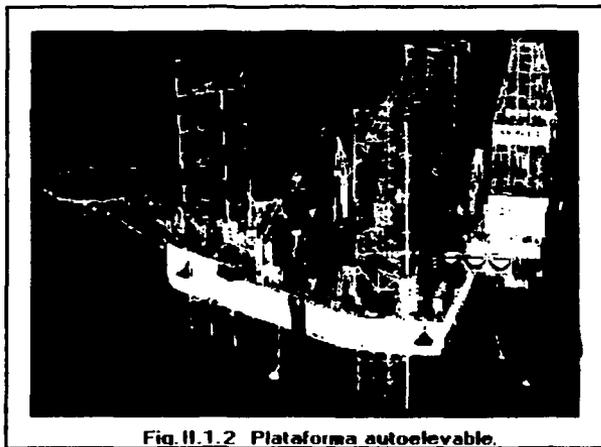


Fig. II.1.2. Plataforma autoelevable.

II.1.2.3 PLATAFORMAS SEMISUMERGIBLES CON SISTEMA DE ANCLAJE

Las plataformas semisumergibles abarcan desde las sumergibles, hasta muchas semisumergibles de hoy en día, las cuales están diseñadas para operar en cualquiera de las dos formas restantes, ya sea sobre el fondo marino, o totalmente a flote. La Fig. II.1.3 muestra una unidad semisumergible típica; una de éstas fue la Blue Water, la cual fue convertida en 1961 a partir de una sumergible, mediante la adición vertical de columnas para flotación.

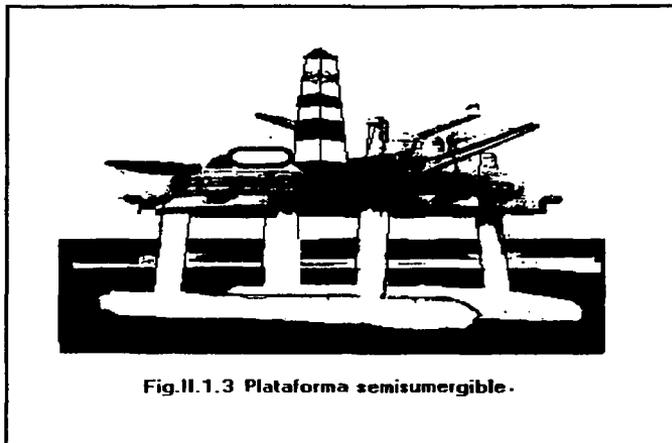


Fig.II.1.3 Plataforma semisumergible.

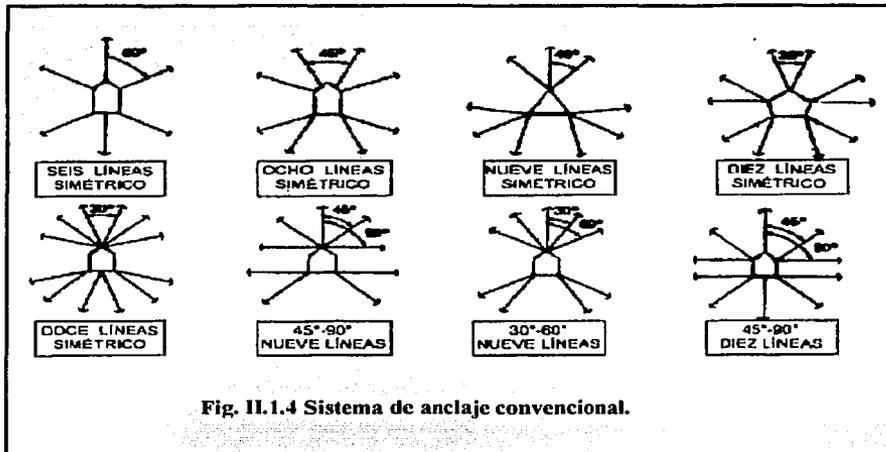
Hoy en día, las plataformas sumergibles están diseñadas para la operación en aguas profundas, superiores a los 500 m. Por lo tanto, están sujetas a condiciones marinas más severas y fuertes vientos. Constan de tres o cuatro patas en cada costado, unidas en su parte inferior por "pontones", los cuales almacenan agua de mar en su interior, permitiéndoles la sumersión; del 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. Las plataformas semisumergibles permiten perforar en aguas profundas y anclarse a la localización por el sistema convencional de anclaje por posicionamiento dinámico. La configuración general de una plataforma semisumergible consiste de dos cascos longitudinales, los cuales son utilizados como compartimientos de remolque y para lograr la corriente de aire necesaria durante la perforación. El casco inferior es también el casco primario del equipo que ésta bajo el remolque. Gracias a este casco, la Plataforma semisumergible ofrece menos resistencia al remolque y proporciona una mayor estabilidad.

Hay otros diseños de plataformas semisumergibles, tales como el triangular, usado por la serie Sedco, o con cuatro cascos longitudinales, como los usados en la serie Odeco. También está el

equipo pentágono, de diseño francés, con cinco puentes flotantes. La unidad pentágono es posiblemente la más exitosa del tipo multicasco, ofreciendo una simetría única y uniformidad de las características de estabilidad. Esta unidad no ofrece la capacidad de remolque de las unidades de cascos remolcables, pero permite buenas características de perforación.

Las plataformas semisumergibles permiten que la perforación sea realizada en aguas muy profundas. Éstas se mantienen en la localización mediante un sistema de anclaje convencional, (ver Fig.II.1.4). Usualmente consta de ocho anclas localizadas en un patrón extendido y conectado al casco por una cadena o un cable de cuerda; algunas veces una combinación plana de ambos.



El método de posicionamiento dinámico evolucionó del sistema sonar de los barcos, según el cual una señal es enviada fuera del barco flotante a un transductor colocado sobre el piso del océano. De cualquier modo, las plataformas semisumergibles se han utilizado para perforar hasta 450 m de tirante de agua, usando el método de ancla y cadena.

Muchas de las plataformas nuevas semisumergibles son como las unidades Aker h3, las cuales están siendo diseñadas para operar en áreas específicas del mundo, tales como el Mar del Norte, donde el criterio de operación es muy severo.

Otra consideración en el diseño y operación de las plataformas semisumergibles es la operación de remolque. Hay varias opiniones sobre esta materia, basadas cada una sobre razonamientos válidos; la operación de remolque es un gran gasto inicial, que puede ser recuperado en un periodo razonable de tiempo.

En la selección de una plataforma semisumergible, es necesario considerar los siguientes criterios:

- a) Profundidad del agua.
- b) Profundidad de la perforación requerida.
- c) Criterios ambientales.
- d) Características de transporte.
- e) Capacidad de consumibles.
- f) Movilidad.

II.1.2.4 BARCOS DE PERFORACIÓN

Son muy semejantes a un barco que navega con propulsión propia; cuentan con un sistema de anclaje, el cual es monitoreado por un sistema de control, que permite que el barco permanezca estable en el lugar de perforación. El barco perforador es utilizado en aguas profundas, con tirantes de agua de mas 350 m; además tienen una mayor movilidad que todas las unidades de perforación.

Los tipos anteriores de unidades de perforación móviles serán discutidos en esta parte de los barcos de perforación. Como su nombre lo indica, ésta es una embarcación usada para propósitos de perforación. (ver Fig. II.1.5). Los barcos de perforación son los más móviles de las unidades de perforación; sin embargo, son los menos productivos, ya que la mayoría de las configuraciones que permiten la movilidad resultan muy malas en su capacidad de perforación.

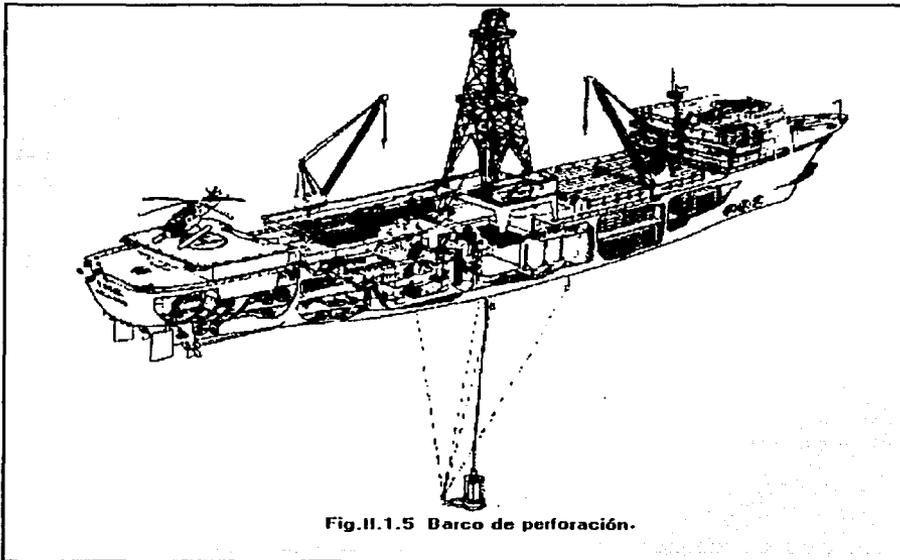


Fig.II.1.5 Barco de perforación.

Los barcos están siendo usados extensivamente en la costa del golfo de México, abriendo un puente para cubrir el vacío entre las perforaciones con las unidades autoelevables y las semisumergibles. Como se discutió al principio, el peso es el mayor problema cuando se usan embarcaciones flotantes.

El anclaje de los barcos de perforación es muy similar a los métodos previamente discutidos para plataformas semisumergibles. De cualquier modo, es un sistema adicional que ha sido desarrollado sobre un barco de perforación denominado el sistema Turrent.

Los barcos de perforación son herramientas versátiles, pero sólo pueden ser consideradas para su uso en áreas de pequeñas alturas de olas y bajas velocidades de vientos.

II.1.2.5 PLATAFORMAS SEMISUMERGIBLES DE POSICIONAMIENTO DINÁMICO

II.1.2.5.1 UNIDADES DE POSICIONAMIENTO DINÁMICO

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

La posición usualmente es definida 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. El error de posición expresado en porcentaje de profundidad de agua es preferido, porque define la posición y además lo refiere al nivel de esfuerzos en el raiser o en la tubería de perforación. Generalmente la exactitud del sistema de posicionamiento dinámico de 1% indica que los vientos y el mar están en calma; un 5% representa un máximo permisible de error con respecto al nivel de esfuerzos permisibles en los tubulares desde el barco hasta el fondo del mar. El incremento en la profundidad hace que el trabajo de posicionamiento dinámico sea más fácil, 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.

II.1.2.5.2 ELEMENTOS DE POSICIONAMIENTO DINÁMICO

Medidor de posición con respecto a la boca del pozo. Da control de respuesta o determinación del correcto empuje hasta la posición correcta en el pozo.

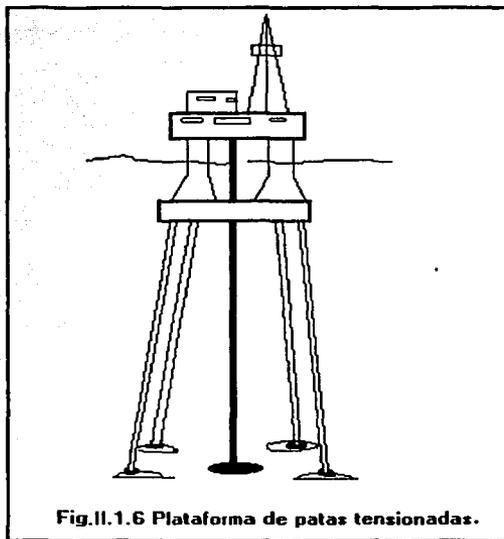
Sistema actuador. Son propelas de velocidad y fuerza variables. El sistema de empuje produce las fuerzas de propulsión que permitirán a la plataforma guardar la posición deseada.

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

II.1.2.5.3 PLATAFORMAS 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. Se emplean para la perforación en aguas con un tirante mayor de 600 m. Están sujetas mediante cables de acero y su base se mantiene en la superficie mediante columnas flotantes.

Su instalación es muy sencilla, ya que no requiere barcaza grúa. Tiene una gran estabilidad en condiciones meteorológicas severas; el costo de la TLP se incrementa al aumentar la profundidad, debido a los cables de anclaje. La Fig. II.1.6 muestra la plataforma de patas tensionadas Hutton.



II.1.2.5.4 PLATAFORMAS DE MÁSTIL TIPO BOYA (SPAR BUOYS)

Existe una nueva generación de unidades flotantes utilizadas en la industria petrolera para la explotación de campos en aguas profundas; estas son llamadas Spar Buoy o simplemente Spar, aunque su uso no es nuevo en otras áreas, incluyendo almacenamiento de aceite o gas en instalaciones costa afuera. Las Spars han sido utilizadas como boyas marcadoras, como estación repetidora de microondas, como plataforma de almacenamiento, como quemador y de producción.

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

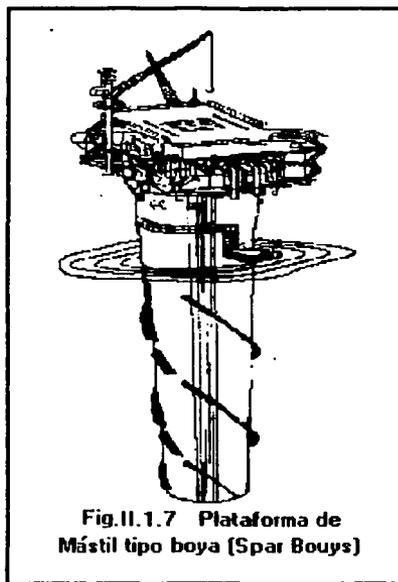


Fig.II.1.7 Plataforma de Mástil tipo boya (Spar Bouys)

II.2 SISTEMAS DE CONTROL DE POZOS SUBMARINOS.

II.2.1 CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE CONTROL DE POZOS SUBMARINOS, CON REFERENCIA AL SISTEMA HIDRÁULICO.

Los sistemas de control de pozos marinos se consideran como la parte más crítica de este tipo; los costos representan entre el 3 y 10% del total de un sistema de explotación. Las aplicaciones para los sistemas de control marinos pueden ser en cabezales, conjunto de preventores, múltiples de válvulas, árboles, actuadores marinos, etc. La ubicación de los dispositivos de control en el sistema submarino es muy importante, para la selección de las bases de diseño y operación del sistema marino.

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

- Hidráulico Directo.
- Hidráulico con Válvulas Piloto.
- Hidráulico Secuencial.
- Electrohidráulico.
- Electrohidráulico Multiplexado.

II.2.1.1 SISTEMA HIDRÁULICO DIRECTO

Los sistemas de control hidráulico son los más simples y más confiables en comparación con los otros, aunque utilizan menos componentes, para realizar cada una de las funciones submarinas; 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, Fig. II.2.1, se utiliza en aplicaciones donde las distancias para el control son relativamente cortas (usualmente menos de 10,00 pies) entre el árbol y las instalaciones de producción y donde se requiere un número limitado de funciones para el control submarino. Cuando la distancia es grande, el tiempo de respuesta se incrementa drásticamente. Por ejemplo, el accionamiento para abrir un preventor submarino a una distancia de 3280 pies puede tomar hasta 45 minutos.

Consecuentemente, el tamaño de las líneas umbilicales y su costo crecen rápidamente hasta ser predominante en el todo del sistema; llegan a ser en algunos casos entre el 50% y 60% del costo total. El sistema de control puede accionar más de un equipo submarino, si es que se está explotando un yacimiento y el sistema seleccionado proporciona la energía hidráulica para diferentes equipos. Con esto se incrementa el número de líneas umbilicales y la complejidad del sistema, haciendo más difícil su operación.

Este sistema necesita espacio para la instalación de los equipos que lo integran (unidad de potencia, paneles de control, etc.) con el correspondiente peso de éstos. Debido a lo anterior, el diseño e instalación están pensados para un único sistema, sin capacidad de crecimiento, por lo que entre más funciones se requieran controlar, más equipo de respaldo se requerirá (incrementando volumen y peso), además aumentando el número de líneas umbilicales y longitudes, lo que ocasiona que el tiempo de respuesta sea más lento. En una acción de cierre de algún dispositivo de producción, apertura o estrangulación de válvulas en pozos productores, la situación puede no ser tan seria como lo sería en el caso de los preventores durante la perforación, en el proceso de control de brotes.

Lo único que se monta 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 unión instalada 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.

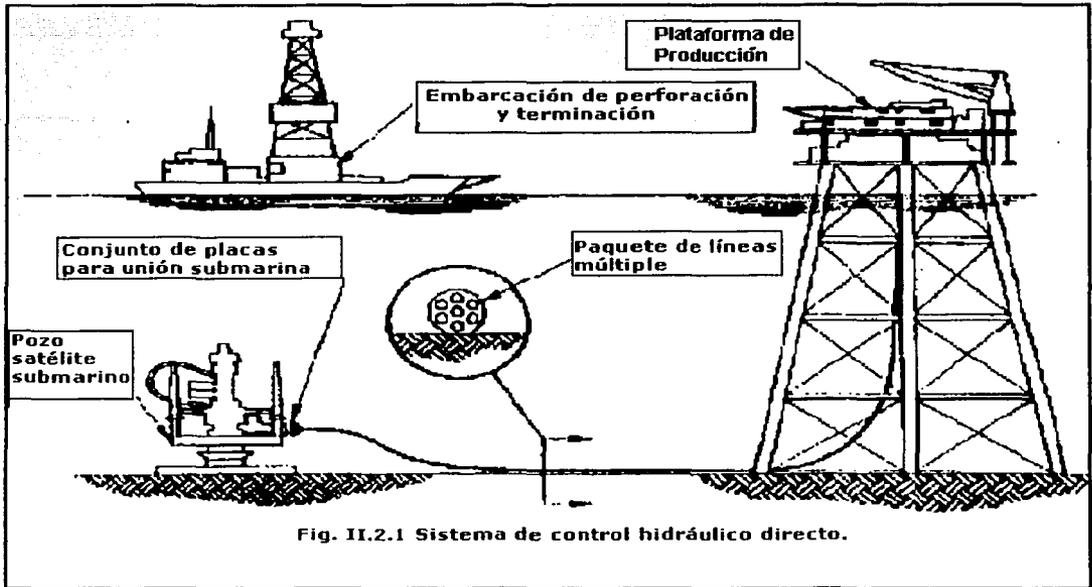


Fig. II.2.1 Sistema de control hidráulico directo.

II.2.1.2 SISTEMA HIDRÁULICO CON VÁLVULAS PILOTO

Este sistema es conveniente para distancias de alrededor de 15,240 m (de un pozo satélite a una plataforma, en el que 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 que las de un sistema hidráulico directo, ya que cada válvula submarina requiere una línea piloto (o de señal) en las líneas umbilicales, además de esas líneas. Las líneas umbilicales también llevan una línea de presión primaria, los impulsores son activados, enviando una señal hidráulica a la válvula piloto, la válvula 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 el panel de control de producción, operando las válvulas piloto submarinas desde la superficie y a través de las líneas individuales en las umbilicales. El sistema hidráulico con válvulas piloto mejora el tiempo de respuesta de un sistema hidráulico directo, mediante el almacenamiento de energía de presión hidráulica en el lugar de trabajo, con válvulas piloto que accionan los impulsores.

El sistema con válvulas piloto ofrece un buen tiempo de respuesta, así como la capacidad de monitoreo. El tamaño de las líneas umbilicales son una limitante para la adecuación del desarrollo total de un campo. Al compararse con el sistema hidráulico directo, el sistema con válvulas piloto resulta más complejo y menos confiable.

En este último sistema al ir incrementándose el número de acciones, se tiene más complejidad conforme aumenta la longitud y número de cables umbilicales; el tiempo de respuesta es cada vez mayor, haciendo en estos casos poco confiable el sistema.

II.2.1.3 SISTEMA 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 está formado por una línea de referencia, que puede ser eliminada dirigiendo la presión de referencia submarina hacia la presión de la línea de suministro.

Con una sola línea piloto se pueden operar múltiples funciones submarinas a través de un suministro hidráulico común submarino, Fig II.2.2, donde el control se obtiene enviando una señal de presión a la válvula secuencial; estas funciones son seguidas a través de válvulas operadas en orden sucesivo, que están programadas para operar a una presión específica.

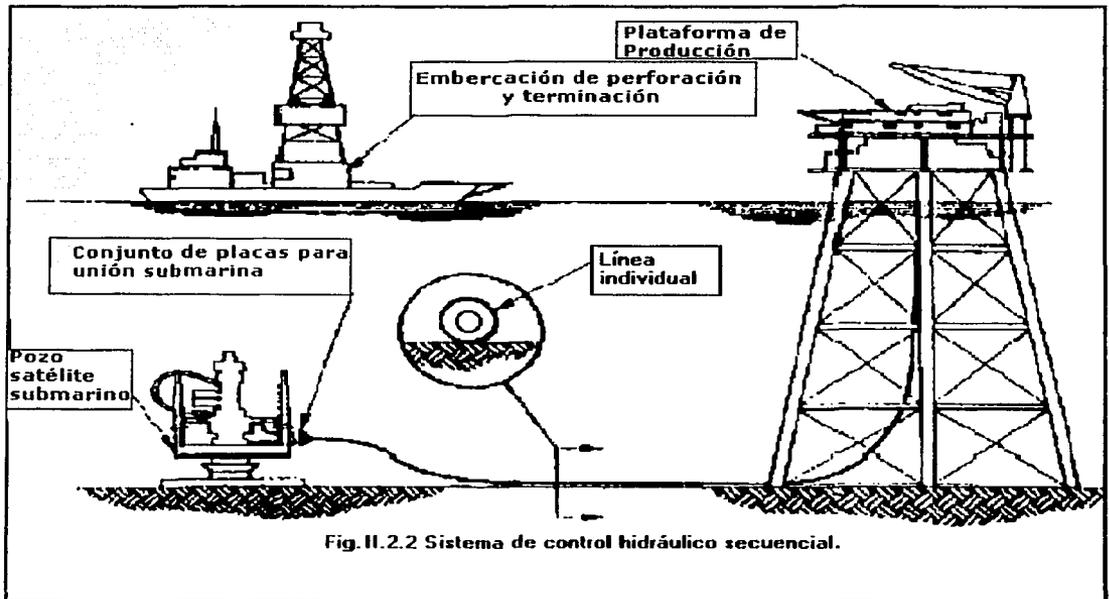


Fig. II.2.2 Sistema de control hidráulico secuencial.

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 genera otras acciones, de otras funciones que se realizan a cada incremento de presión.

La mayor desventaja del sistema hidráulico secuencial es que una vez que el diseño ya está hecho e implantado, no se le debe hacer modificación alguna. Este sistema está 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 que el sistema hidráulico con válvulas piloto, ya que no permite cambio alguno; la diferencia entre el sistema hidráulico piloto y el hidráulico secuencial son los requerimientos para un pod de control.

II.2.1.4 SISTEMA ELECTROHIDRÁULICO

El sistema electrohidráulico es un control que tiene el mismo principio que el sistema hidráulico con válvulas piloto; 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 que se requieren en el árbol, son conexiones de dos tipos, conductiva e inductiva. Con esto aumenta la complejidad de las líneas umbilicales y las interfaces submarinas, por lo que el sistema electrohidráulico es utilizado en situaciones donde, en el diseño, el número de dispositivos e impulsores es limitado.

II.2.1.5 SISTEMA ELECTROHIDRÁULICO MULTIPLEXADO

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

Este sistema de control, es capaz de controlar un gran número de impulsores muy rápidamente, utilizando sólo una línea umbilical relativamente pequeña. 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, Fig. II.2.3 La presión del fluido hidráulico se obtiene a través de una línea de suministro en la línea umbilical.

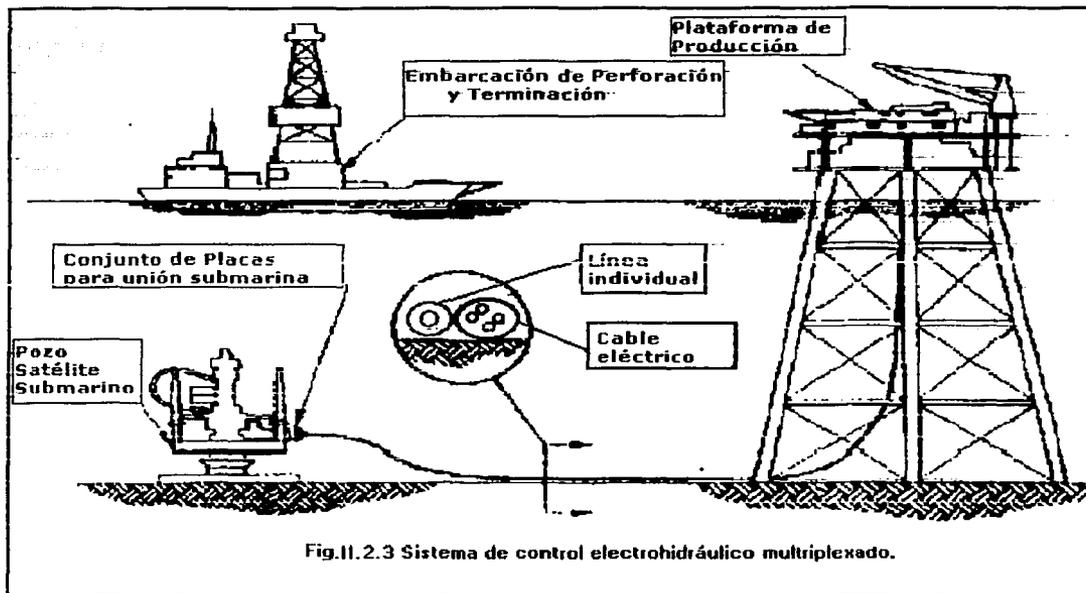


Fig.II.2.3 Sistema de control electrohidráulico multiplexado.

Cuando una señal digital es enviada al multiplexor, éste 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 minitorreo necesaria, la cual no está 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 20 a 100 pozos.

Con este sistema de control se tiene un acceso completo y preciso sobre los sistemas submarinos de reparación e intervención involucrados en instalaciones de aguas profundas. El control y los datos que se recaban, se generan por computadora, teniendo comunicación mediante un simple par de líneas; en la superficie, la formación se despliega en un monitor de color. Todo esto incluye alarmas, datos de tendencia y condiciones del equipo submarino.

II.2.2 COMPONENTES DE LOS SISTEMAS DE CONTROL DE POZOS.

II.2.2.1 UNIDAD DE POTENCIA HIDRÁULICA (HPU)

El sistema submarino tiene la unidad de potencia hidráulica (HPU), la cual suministra la baja o alta potencia hidráulica; generalmente la unidad fue 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:

- Como un medio de respaldo del suministro principal, donde el aire o la electricidad pueden ser cortados.
- Como un medio de incremento del nivel de presión para el cabezal de la válvula de seguridad submarina.

Se suministra el cierre total, el cual permite 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.

II.2.2.2 LÍNEAS UMBILICALES DE LA SUPERFICIE AL FONDO MARINO

Se requiere una línea umbilical desde la superficie hasta el fondo marino para suministrar energía eléctrica e hidráulica, junto con las señales necesarias para el enlace de comunicación entre la computadora submarina y el templete, así como el equipo montado en el campo; estas líneas umbilicales pueden ser blindadas o no, dependiendo del método de distribución y 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 ("stright-down"); en este caso, se debe tener mucho cuidado para asegurar que el blindaje sea capaz de resistir la fatiga impuesta debido al movimiento y forma de las líneas umbilicales.

El enfoque actual es suministrar una capa lubricada entre el blindaje interior y exterior, para resistir el desgaste y fricción, cuando se encuentre en servicio; los conductores y mangueras umbilicales son empacados, envueltos y colocados dentro de estas capas de blindaje, la envoltura de los conductores y mangueras en forma individual es de un material de tipo mylar.

II.2.2.3 CARRETES DE LÍNEAS UMBILICALES

Las líneas umbilicales electrohidráulicas son montadas en carretes superficiales, siendo manejadas neumática o hidráulicamente; en general, la unidad está montada en un patín con el carrete sostenido por chumaceras de pedernal y equipada con candado 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 que 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. Asociadas 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.

El sistema de control hidráulico, se puede dividir en sistema abierto y sistema cerrado:

Un sistema de control cerrado es un sistema en el cual el fluido de control gastado es agotado en forma submarina, en tanto que el sistema de control abierto es un sistema en el cual el fluido de control gastado es retornado a un depósito, localizado en forma submarina o en la superficie y es subsecuentemente rebombeado.

Un sistema de control hidráulico directo cerrado utiliza una línea individual, una válvula de control superficial y una función o grupo de funciones agrupadas; este sistema puede proporcionar control individual sobre cada una de las funciones o grupos de funciones e inferir la realimentación sobre operaciones submarinas de presión, arrancando la línea de control y en el suministro y retorno del fluido suministrador.

Un sistema hidráulico utiliza una válvula de vaciado submarina, el sistema mejora el tiempo de operación de la válvula para eliminar la necesidad del regreso del flujo del fluido de control a la instalación superficial y renovar el fluido de control con cada operación.

II.2.2.4 "PODS" DE CONTROL

Los pods son la unión entre las líneas de control (las cuales suministran energía hidráulica y/o eléctrica y señales desde las instalaciones superficiales) y las instalaciones submarinas que serán controladas; es decir, distribuyen la energía a cada componente para su operación; son una especie de terminales, las cuales generalmente están montadas en una base, de la cual pueden ser removidos para su mantenimiento y reparación.

Un pod de control contiene válvulas piloto que deben ser activadas por un fluido hidráulico, por energía hidráulica o por ambas; estas energías son suministradas desde una unidad superficial. Puede también contener componentes eléctricos y electrónicos, los cuales son usados para el control, para las comunicaciones o para reunir datos.

Los componentes del pod de control deben ser protegidos de las condiciones del medio ambiente y del daño mecánico, el cual puede ocurrir durante la transportación, instalación y manejo. Un casco externo usualmente proporciona esta protección, utilizándose acero inoxidable para evitar la corrosión en todos los bloques de válvulas, reguladores, tubos, conexiones y pernos; con esto se ha incrementado de manera significativa la vida del pod.

Como se ha mencionado, el pod de control contiene el equipo que gobierna el flujo hidráulico que acciona los componentes del conjunto de preventores; Generalmente se instalan dos pods para controlar el sistema, cada pod consiste de tres secciones:

- Un muelle montado en un receptáculo hembra inferior el cual esta permanente instalado en el conjunto de preventores.
- Un receptáculo hembra superior, instalado en el paquete inferior del riser submarino.
- Un armazón recuperable de tipo macho.

Los pods submarinos montados en el conjunto de preventores reciben la presión hidráulica de operación y las señales hidráulicas piloto; cuando éstas se reciben, los pods dirigen la presión hidráulica de operación al conjunto de preventores y al paquete inferior del riser submarino ("Lower marine riser package", LMRP).

Los puertos en la porción inferior, en la sección de la hembra superior, transmiten el fluido hidráulico de operación al conjunto de preventores, para accionarlos; los puertos en la corona, en la sección de la hembra superior, transmiten el fluido hidráulico de operación al paquete inferior del riser submarino. El receptáculo hembra inferior permanece con el conjunto de preventores, mientras que el receptáculo hembra superior y el armazón macho son recuperados, cuando el paquete inferior del riser submarino es recuperado o el armazón macho puede ser recuperado separadamente.

Para poder mantener la confiabilidad en el control de los preventores se instala un sistema de control secundario idéntico; un segundo pod de control y un receptáculo es montado en el conjunto de preventores a 180 grados del otro pod de control y receptáculo; este sistema secundario que aporta la confiabilidad contiene también un sistema de control hidráulico para cada 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, cuando las válvulas de paso, montadas en el operador de funciones del conjunto de preventores, proveen un medio por el cual la fuerza hidráulica puede ser enviada, para hacer funcionar cada pod de control. Las válvulas de paso tienen dos entradas y una sola salida.

Cuando el conjunto de preventores emplea un sistema de control tipo hembra, los receptáculos hembra son montados en la parte superior de la cabeza del conjunto de preventores. Los pods de control machos se ajustan y se sellan en los receptáculos hembra y son corridos junto con el conjunto de preventores.

Los pods de control machos cierran en forma hidráulica y se sueltan en forma mecánica, mediante una herramienta especial, la cual se conecta con la línea de acero corrida desde la superficie. Este cable contiene unas abrazaderas con las que se mantiene fijo al sistema de mangueras.

- 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.

Conexiones de los pods de control a las líneas de control

Las líneas de control deben ser conectadas directamente al pod de control o deben ser conectadas a componentes intermedios; la compostura de la conexión de la línea de control debe ser hecha en la superficie o en forma submarina usando buzos asistentes a métodos que no utilizan buzos, los componentes o los circuitos del control que están aislados de lo producido o de los fluidos inyectados por un sello individual, tendrán el mismo rango de presión a sí como el árbol.

- PROTECCIÓN DE LAS CONEXIONES

Cuando las líneas de control no son instaladas o si el pod de control es removido, se deberá tomar en cuenta 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 convenientes.; las estructuras guía deberán tener un tamaño tal que permita soportar las fuerzas de contacto verticales y horizontales esperadas y deberán ser diseñadas para aceptar equipo completo.

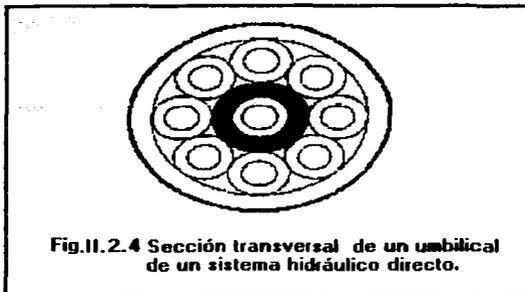
II.2.2.5 COMPONENTES PARA CADA SISTEMA DE CONTROL DE POZOS.

- SISTEMA HIDRÁULICO DIRECTO

Este sistema típico consiste de los siguientes componentes

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

La Fig. II.2.4 muestra la sección transversal del umbilical del sistema hidráulico directo, mientras que la Fig. II.2.5 muestra su diagrama de flujo.

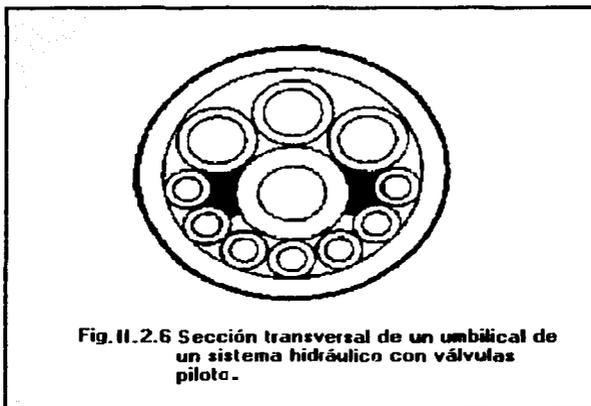


- HIDRÁULICO CON VÁLVULAS PILOTO

Un sistema hidráulico piloto típico consiste de los siguientes componentes:

- Unidad de potencia hidráulica.
- Panel de control de producción.
- Junta de placa de acero submarina.
- Panel de control submarino.

La Fig. II.2.6 muestra la sección transversal del umbilical del sistema hidráulico piloteado, mientras que la Fig. II.2.7 muestra su diagrama de flujo.



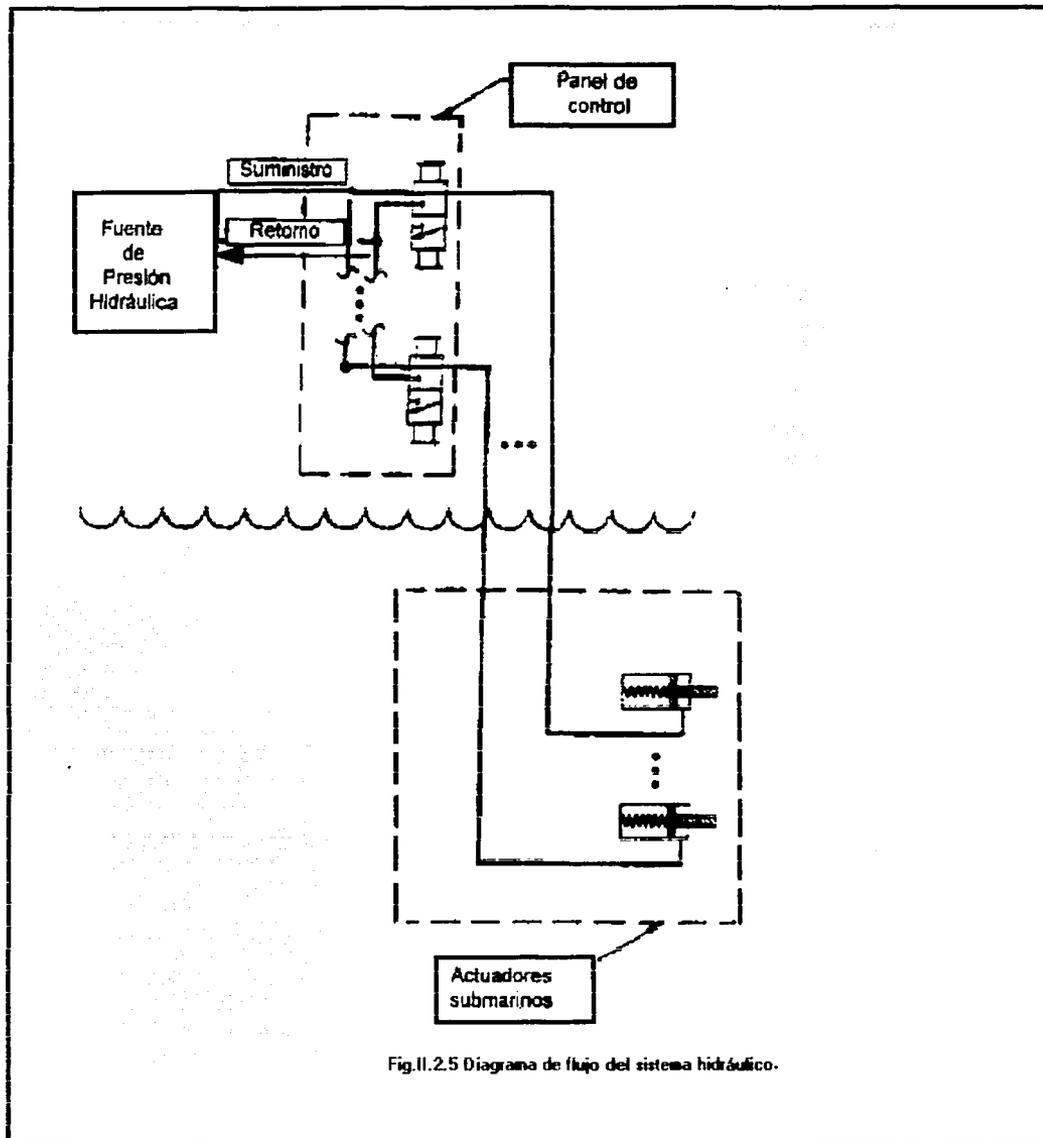


Fig.II.2.5 Diagrama de flujo del sistema hidráulico.

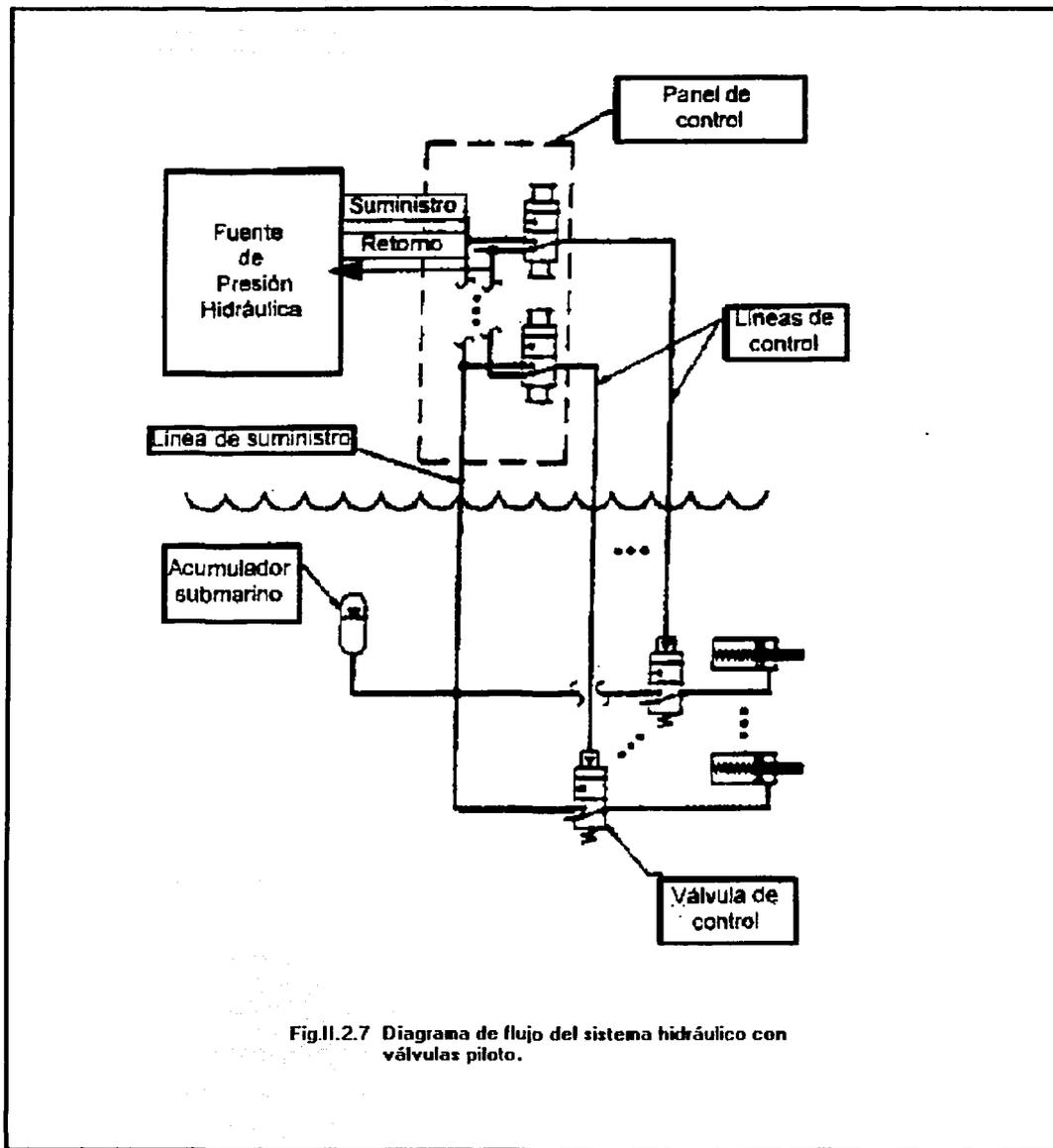


Fig.II.2.7 Diagrama de flujo del sistema hidráulico con válvulas piloto.

• HIDRÁULICO SECUENCIAL

El sistema hidráulico secuencial típico consiste de

- Unidad de potencia.
- Panel de control.
- Junta de placa de acero.
- Panel de control secuencial.
- Líneas umbilicales.

La Fig. II.2.8 muestra el diagrama de flujo del sistema hidráulico secuencial

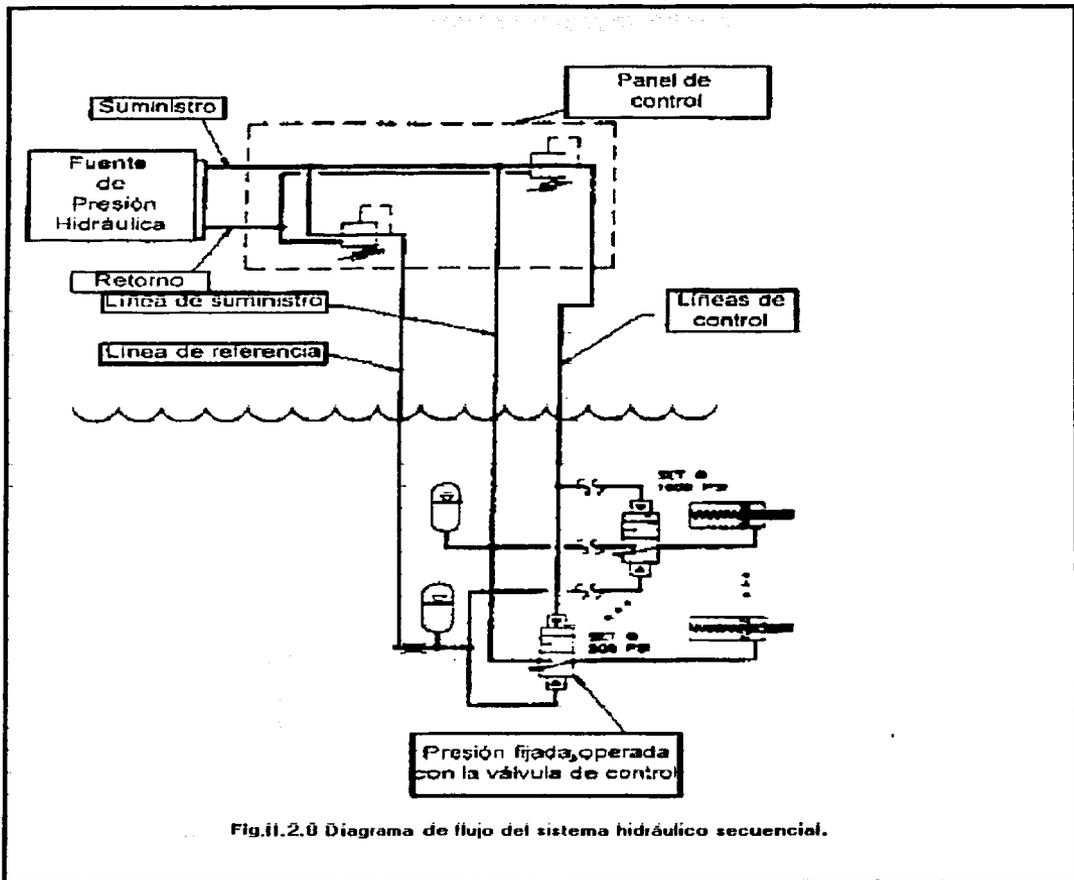


Fig. II.2.8 Diagrama de flujo del sistema hidráulico secuencial.

- SISTEMA ELECTROHIDRÁULICO

Un sistema electrohidráulico típico consiste de los siguientes componentes:

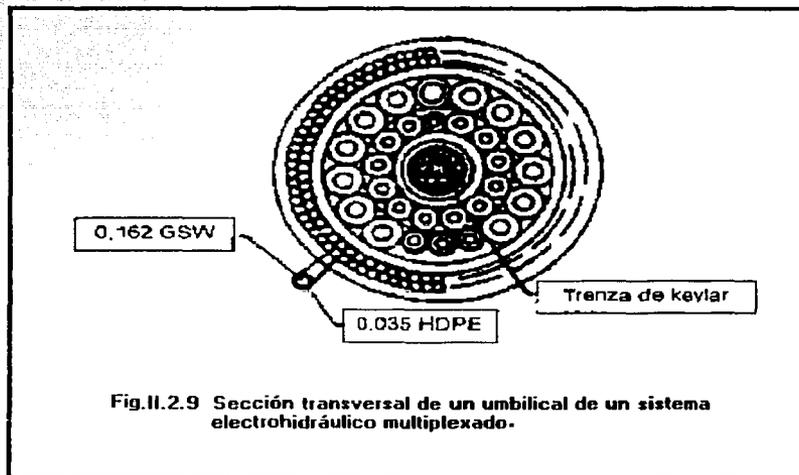
- Unidad de potencia hidráulica.
- Panel de control de producción.
- Junta de placa de acero submarina.
- Panel de control submarino.

- SISTEMA ELECTROHIDRÁULICO MULTIPLEXADO

El sistema típico electrohidráulico multiplexado consiste de los siguientes componentes:

- Unidad de control hidráulico.
- Computadora / monitor en la superficie.
- Fuente de poder eléctrica ininterrumpible.
- Junta de placa de acero submarina.
- Panel de control electrohidráulico submarino.
- Sensores submarinos.

La Fig. II.2.9 muestra la sección transversal del umbilical del sistema electrohidráulico multiplexado, mientras que la Fig. II.2.10 muestra su diagrama de flujo.



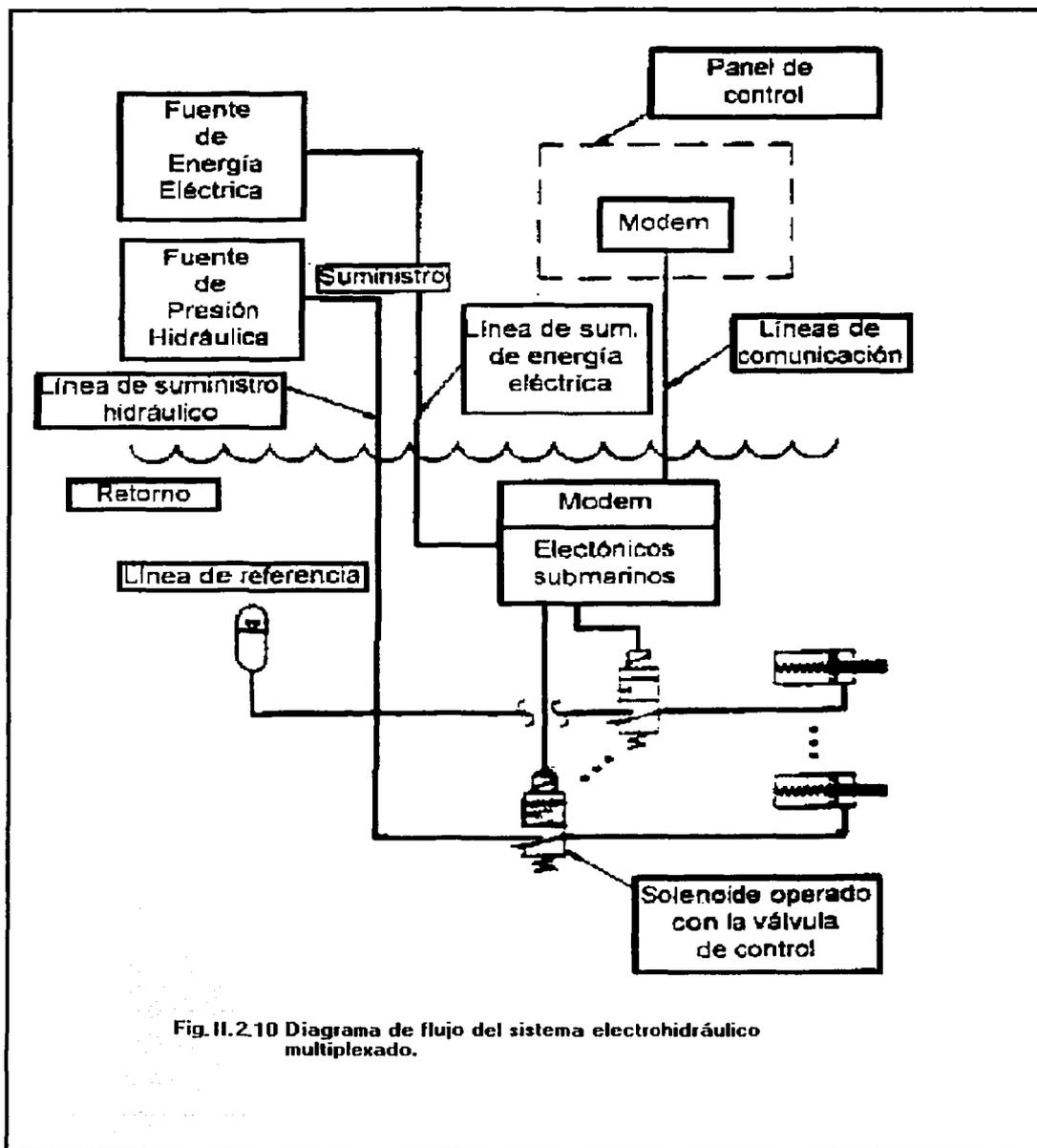


Fig. II.2.10 Diagrama de flujo del sistema electrohidráulico multiplexado.

II.2.2.6 OPERACIÓN DE LOS “PODS” DE CONTROL

El reemplazo de los pods de control, usando el paquete de trabajo requiere dos viajes: uno para remover el equipo dañado y otro para instalar el equipo que lo reemplazara. 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 recuperados se considera que el reemplazo ha sido realizado. El reemplazo del pod de control toma únicamente de 30 minutos a una hora, más el viaje al y del lugar de trabajo, más 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 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 del cambio.
4. El ROV 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 adaptado 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, transportado 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.

El sistema de herramientas de reemplazo pod de control consiste de 4 componentes principales:

- (1) El pod de control y la línea submarina.
- (2) El paquete de trabajo de reemplazo del pod.
- (3) La interfase skid.
- (4) Un ROV.

II.2.2. 7 ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS SISTEMAS DE CONTROL

• INTRODUCCIÓN

En este inciso se hará una comparación entre los sistemas de control, dependiendo de sus características y de sus aplicaciones.

Los parámetros a evaluar serán:

- Distancia del panel de control al actuador
- Número de unidades a controlar
- Confiabilidad del sistema
- Economía

• DISTANCIA

Aunque es costumbre clasificar a los sistemas empleados en la explotación de yacimientos en aguas profundas en función de la longitud del tirante de agua, en los sistemas de control ésta no será la única distancia a considerar, ya que no sólo la distancia vertical estará involucrada en la buena o mala respuesta del sistema de control, sino también el desplazamiento horizontal.

Por ejemplo, si se tiene en perforación un pozo en un tirante de 200 m de agua, con su conjunto de preventores en el fondo marino, pero a su vez con el mismo sistema de control de pozos se está manejando el árbol de válvulas de un pozo en producción colocado a una distancia de 700 m, la longitud de diseño será de 900 m, y en función de esta última se hará la selección.

Para poder realizar la comparación de los sistemas de control de pozos, se ha considerado evaluar el tiempo de respuesta de una sola aplicación, y si está es menos de cinco minutos, se considera aceptable; mayor tiempo ya no será aplicable.

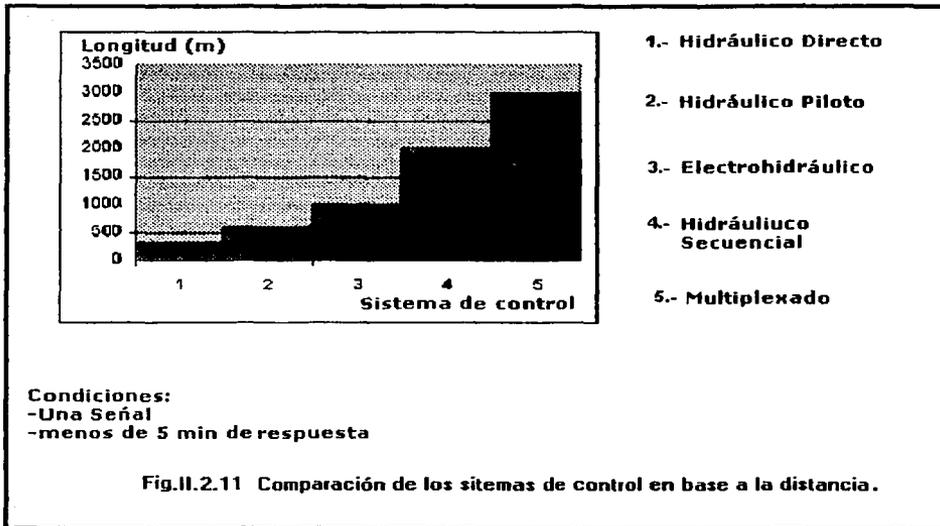
El sistema hidráulico directo tendrá un tiempo de respuesta de cinco minutos o menos, en aplicaciones de hasta 300 m; en estos sistemas, el tiempo de respuesta se incrementa en forma exponencial conforme se incrementa la longitud.

Para ampliar el rango de aplicación, se han incluido válvulas piloto accionadas por un acumulador instalado en el equipo submarino; de esta forma se incrementa la velocidad de respuesta y se amplía el rango de aplicación, lo que hace al sistema hidráulico de válvulas piloto aceptable hasta una distancia de 600 m.

El empleo de válvulas secuenciales, también accionadas con acumuladores submarinos, permite incrementar la velocidad de operación.; el sistema hidráulico secuencial tiene un rango de aplicación de hasta 1000 m, en donde se obtendrá respuesta en menos de cinco minutos para operar el dispositivo.

Los sistemas electrohidráulicos, los cuales incluyen comunicación eléctrica en el accionar de los dispositivos a control remoto, incrementan notablemente la velocidad de respuesta de los dispositivos, el rango de aplicación de estos sistemas es de hasta 2000 m.

Finalmente, siendo los sistemas más complejos los multiplexados, son a su vez los de mayor alcance, teniéndose reportes de su empleo de hasta 3000 m, con lo que se consideró éste su alcance de acción. La Fig. II.2.11 muestra una gráfica de comparación de los sistemas de control en base a la distancia.



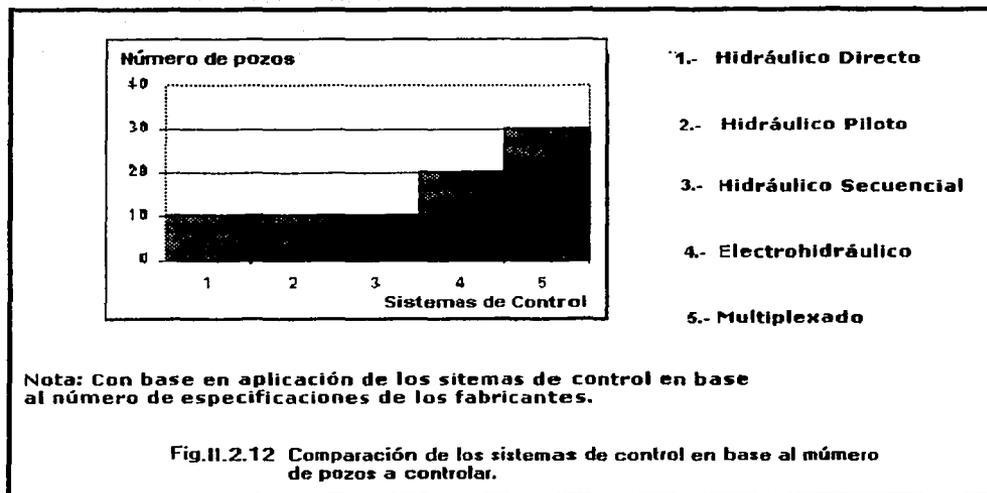
- NÚMERO DE UNIDADES A CONTROLAR

Un aspecto fundamental en la selección del sistema de control de pozos es el número de aplicaciones en los que se va a usar, lo cual determinará la efectividad del sistema.

En la actualidad se ha considerado un número de diez aplicaciones por pozo; por lo tanto, se puede aplicar el concepto como el número de pozos, teniendo en mente que cada pozo representa diez elementos a controlar, siendo estos preventores, válvulas, controladores de presión, estranguladores, POD de control, etc.

Debido a que los fabricantes y proveedores de equipos han planteado el número de aplicaciones en forma muy optimista, siendo que en la realidad los resultados se muestran de un 80 al 90 % menos efectivos, se han tomado los reportes en publicaciones y artículos técnicos de compañías y empresas que han utilizado estos sistemas, como las medidas reales.

Se encontró que en los sistemas hidráulicos (directo, piloto y secuencial) el número de pozos máximo confiable es de diez, los sistemas electrohidráulicos presentan una confiabilidad aceptable hasta veinticinco y el sistema multiplexado ha sido aplicado en forma exitosa en conjuntos de treinta pozos. La Fig. II.2.12 muestra una gráfica de comparación de los sistemas de control en base al número de unidades a controlar.



- CONFIABILIDAD DEL SISTEMA

El empleo de un sistema de este tipo depende en gran medida de qué tanta confianza de operación tendrá; en el capítulo anterior se presentó una forma de evaluar la confiabilidad, la probabilidad de falla y la distribución de probabilidad de falla del sistema.

A grandes rasgos, cuando el sistema es seleccionado en forma adecuada en función a la distancia o tirante de agua, al tiempo de respuesta esperado y al menor costo, la confiabilidad del sistema depende únicamente del número de aplicaciones en que se utilice (o número de pozos).

Los sistemas hidráulicos presentan una confianza de operación arriba del 80% cuando se utilizan entre cinco a diez pozos; con menos de cinco pozos son absolutamente confiables; los sistemas electrohidráulicos no se recomiendan cuando se tienen más de veinticinco pozos en operación y los multiplexados hasta treinta pozos.

La información presentada está basada en aplicaciones reportadas de campos reales en explotación, y de especificaciones de los mismos fabricantes.

- ECONOMÍA

Desafortunadamente no existe un reporte de costos de este tipo de sistemas en publicaciones o bases de información, como los hay para otro tipo de servicios; esto es debido a que los sistemas de control de pozos se diseñan específicamente para cada situación en particular. Pero con datos obtenidos de trabajos realizados por las compañías en México para PEMEX se tienen los precios unitarios de los diferentes costos.

Se ha localizado el precio de sistemas utilizados en ciertas aplicaciones, por ejemplo un sistema hidráulico, con válvulas piloto diseñado y fabricado por la compañía HIDRIL costó 2 millones de dólares; un sistema multiplexado de la compañía SHAFFER para quince pozos se cotizó en 17 millones de dólares, y así se tienen reportes individuales, los cuales para ser utilizados en otros casos por muy similares que sean (mismo número de pozos, similar tirante de agua, etc.) se rediseña y se cotiza en forma independiente.

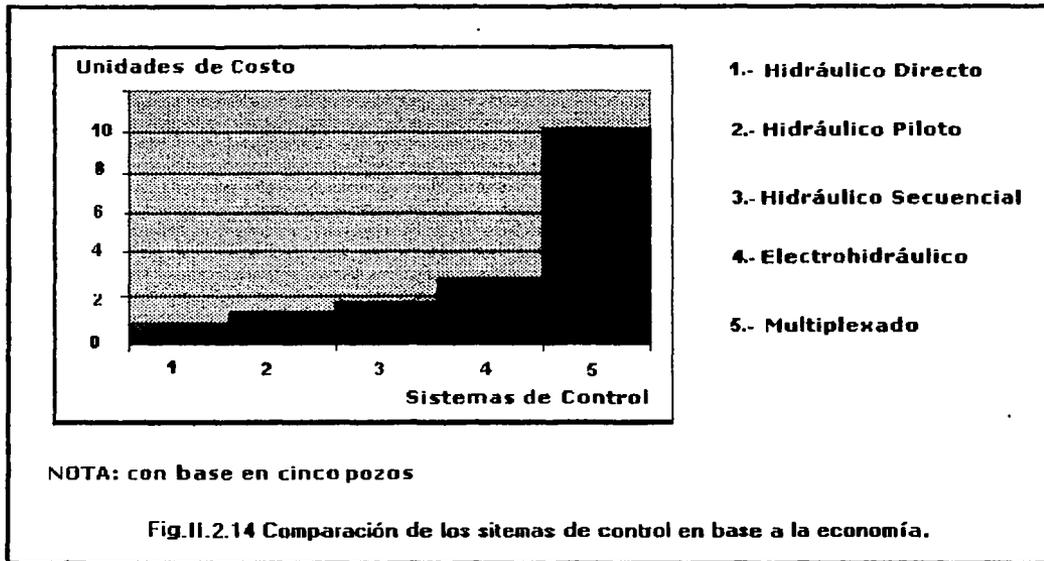
Por esta razón no existe una clasificación o un promedio del precio de sistemas de control, por lo que se ha intentado realizar un análisis cualitativo del costo de estos sistemas como medida comparativa.

Por lógica, el precio del sistema se incrementa en función de la complejidad del mismo. En base a una aplicación de hasta cinco pozos, lo que asegura la confiabilidad de sistema de menor grado (en este caso el Hidráulico directo), y asignando un precio unitario se tiene el siguiente comportamiento:

Sistema	Unidades de precio (millones de dólares)
Hidráulico directo	1
Hidráulico piloto	1.5
Hidráulico secuencial	1.8
Electrohidráulico	3
Multiplexado	10

La Fig. II.2.14 muestra una gráfica de comparación de los sistemas de control en base a la economía.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



II.3 RISERS DE PERFORACIÓN, TERMINACIÓN Y REPARACIÓN DE POZOS.

II.3.1 INTRODUCCIÓN

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 para evitar la comunicación de los fluidos del pozo con el medio marino. 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.

Debido a las diferentes funciones que realizan los risers, éstos reciben diferentes nombres; se acostumbra indicar que un "riser marino" se utiliza para propósitos de perforación, por otro lado, si el riser es utilizado para operaciones de terminación y/o reparación de pozos, entonces se llamará riser de terminación / reparación, si el riser es usado en operaciones de producción, entonces es llamado riser de producción. Sin embargo, debido a la variedad de tipos de riser de producción, se acostumbra nombrarlos de acuerdo a otras características, por ejemplo: integral, no integral, flexible, rígido, "lazy", etc.

En general, el riser de perforación es un conducto sencillo, cuya finalidad principal es el acceso de la tubería de perforación y otras herramientas, mientras que un riser de terminación/reparación es mucho más sofisticado y costoso; este último puede tener uno, dos o más conductos internos para las diferentes líneas de fluidos, utilizadas en el interior del pozo.

Por ejemplo, un agujero para el interior de la tubería de producción, uno para el espacio anular, uno más para la inyección de productos químicos; otro para la línea hidráulica para operar la válvula subsuperficial de control superficial SCSV, etc.

Finalmente, los risers de producción son conductos de un solo agujero o de varias que permiten la producción/inyección de fluidos desde o hacia los pozos, hasta la plataforma de producción o receptora para su posterior transporte y/o tratamiento; es decir, los llamados risers en general son una parte importante de los sistemas de perforación, terminación, reparación y producción de pozos.

En el presente trabajo se hará énfasis en los risers de perforación y terminación/reparación de pozos. En cuanto a los risers de producción, sólo se describirán algunas de sus características que permitan clasificarlos genéricamente y que los puedan relacionar o distinguir comparativamente con los primeros.

II.3.2 SISTEMAS DE RISERS DE PERFORACIÓN, TERMINACIÓN Y REPARACIÓN DE POZOS

III.3.2.1 SISTEMAS DE RISER DE PERFORACIÓN

Como se mencionó al principio, 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 acumulación de los fluidos del pozo con el medio marino.

La perforación del pozo marino se realiza utilizando barrenas que se rotan con equipo desde el piso de la plataforma o con motor de fondo; el movimiento rotatorio se transmite a la barrena por medio de la tubería de perforación, conforme la profundidad del pozo aumenta, se van agregando nuevos tramos de tubería de perforación. Se utiliza fluido de perforación convencional para cumplir con las funciones de lubricar y enfriar la barrena, además de mantener limpio el agujero y contener las paredes del pozo, entre otras; después el fluido retorna al piso de la plataforma por el espacio anular entre la tubería de perforación y las paredes del pozo.

El lodo también sirve como elemento de seguridad primario para controlar la presión de la formación; el peso de la columna de lodo contrarresta la presión de la formación en el fondo del agujero, por esta razón el agujero se encuentra siempre lleno de lodo y su densidad es tal, que la presión hidrostática debe exceder ligeramente a la presión de la formación.

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 esta localizado por arriba de la cabeza del pozo, ya sea en el fondo marino o en el piso de la plataforma.

Un riser marino debe ser diseñado de tal forma que resista con seguridad los efectos del medio ambiente y operaciones; las olas, mareas y fuertes corrientes que actúan en el riser crean fuerzas significativas y algunas veces vibración. El riser es una parte muy costosa del equipo de plataforma que debe ser manejado cuidadosamente.

III.3.2.2 SISTEMAS DE RISER DE TERMINACIÓN Y REPARACIÓN

El riser de terminación y reparación es una extensión de los agujeros de producción y/o anular de un pozo submarino hasta un sistema flotante superficial, el cual consiste de uno o más conductos a presión que proporcionan un acceso no restringido dentro del agujero de producción y/o anular de un árbol submarino o un colgador de tubería de producción o dentro de la tubería de producción. El riser puede incluir también las líneas de control hidráulico necesarias para la operación de las herramientas instaladoras o árboles submarinos

Los risers de terminación y reparación se utilizan durante las operaciones de terminación del pozo para instalar y retirar el colgador de tubería de producción y árbol submarino, durante las operaciones de reparación se utilizan para entrar con línea de acero o tubería flexible hacia los agujeros de producción y del espacio anular

Un sistema de riser de terminación generalmente está acompañado por las siguientes herramientas y equipos principales:

- Herramientas para instalar el colgador de tubería
- Medios sellantes en el interior del conjunto de preventores para pruebas de presión.
- Uniones intermedias del riser Sistema tensionador
- Árbol superficial

Un sistema de riser de reparación generalmente está acompañado por las siguientes herramientas y equipos principales:

- Herramientas para instalar el árbol
- Preventor para la línea de acero o tubería flexible con el tamaño y la configuración requerida para la reentrada vertical.
- Uniones intermedias del riser

- Sistema tensionador
- Árbol superficial

II.3.3 COMPONENTES DEL SISTEMA "RISER" DE PERFORACIÓN, TERMINACIÓN Y REPARACIÓN DE POZOS.

III.3.3.1 COMPONENTES DEL SISTEMA DE RISER DE PERFORACIÓN

El sistema de riser de perforación está integrado por los siguientes componentes básicos:

- Cuerpo del riser.
- Uniones del riser.
- Junta telescópica.
- Junta flexible.
- Conectores del riser.
- Sistema tensionador del riser.
- Válvula de llenado.
- Conjunto inferior del riser.
- Líneas de estrangular, de matar y auxiliares.
- Accesorios.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

La Fig. II.3.1 muestra un diagrama esquemático de los componentes del sistema de riser de perforación (cortesía de Cooper Cameron).

A. 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 material utilizado puede ser acero de diferentes grados y aleaciones, aunque también se pueden utilizar materiales de baja densidad y alta resistencia. El riser de perforación generalmente está en tensión y sólo una parte pequeña de su peso se recarga en el cabezal submarino.

B. UNIONES DEL RISER

Las uniones del riser están instaladas en los extremos de cada junta del riser para conectar las diferentes secciones; existen diferentes uniones de riser, dependiendo del fabricante. 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.

Por ejemplo, el conector RF de Cameron está diseñado para conexión brida a brida atornillada y está clasificado para 2 millones de libras de tensión y la precarga es igual a la carga de diseño.

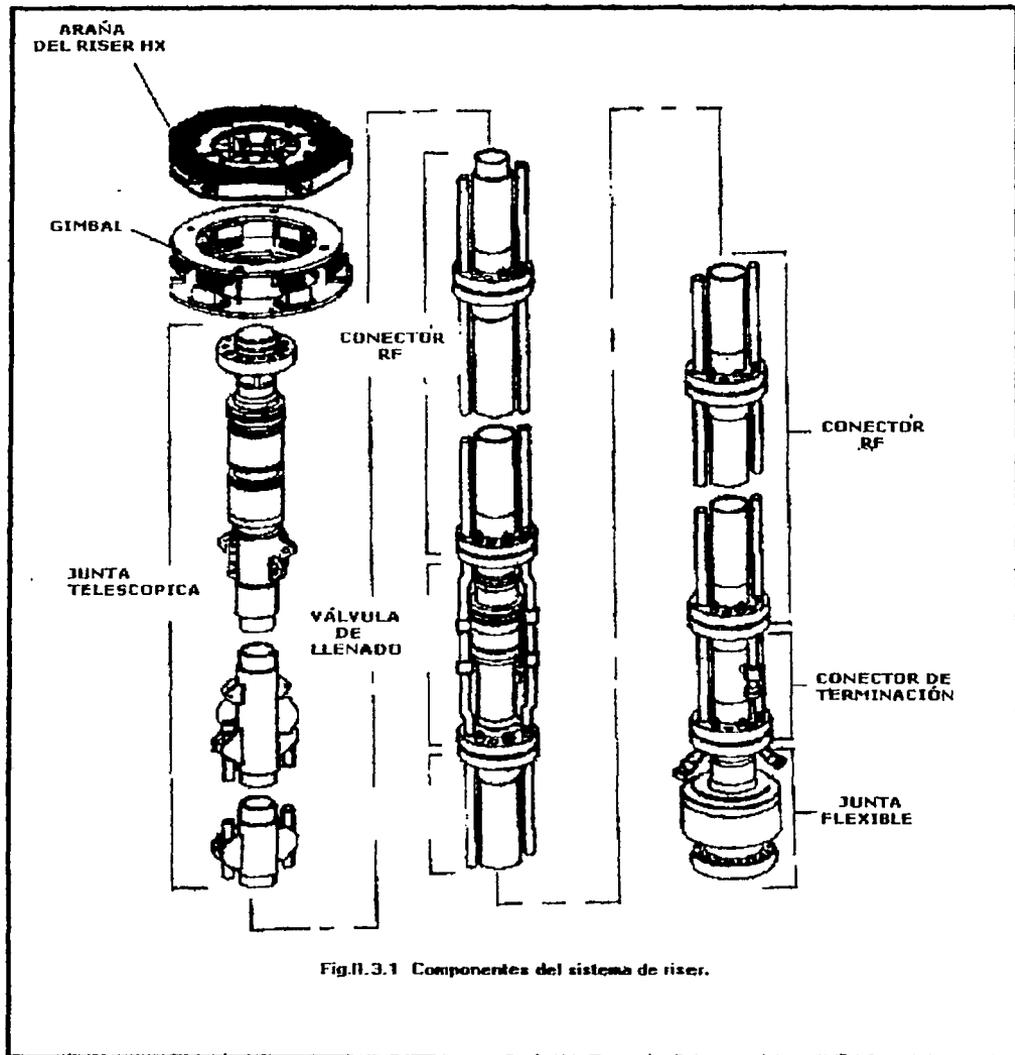


Fig.II.3.1 Componentes del sistema de riser.

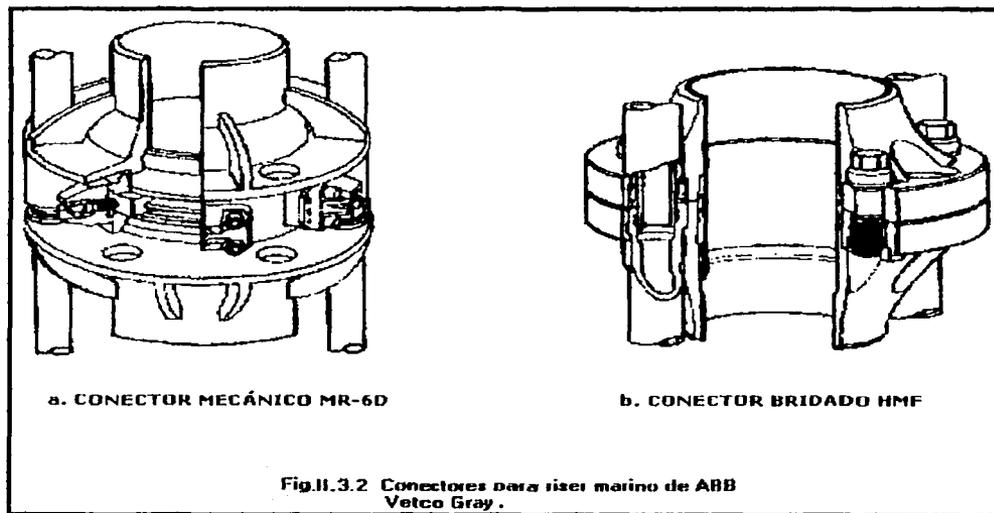
Los tornillos del conector RF están forjados con extremos sin punta para reducir cualquier agresividad metálica y limpiar de residuos las cuerdas hembras; las tuercas y los tornillos están

retenidos en las bridas para eliminar la posibilidad de pérdida de partes durante la instalación; las bridas están diseñadas para seis líneas, más de 5 pg de diámetro exterior y 15 000 psi de presión de trabajo.

El conector RF cumple con el estándar clase E del API RP2R; los accesorios RF están clasificados para servicio en temperaturas desde -20 hasta 250 °F, para permitir el almacenamiento e instalación en ambientes fríos; estos también cumplen los requerimientos NACE para servicio amargo.

Por otro lado, el conector RD, también de Cameron, utiliza conectores de bayoneta, los cuales permiten alinear las uniones de las secciones del riser; el apriete de los tornillos del actuador desplaza un seguro de anillo de cuatro piezas, el cual permite una distribución de la carga sobre un área grande de contacto; los segmentos del actuador desplazan y retienen el seguro de anillo para prevenir la formación de rebaba detrás del anillo y un seguro de resorte cargado sobre los tornillos del actuador previene el aflojamiento debido a la vibración del riser.

Por su parte, el conector bridado HMF para riser de ABB Vetco está diseñado para los requerimientos de capacidad de carga en aplicaciones de aguas profundas, el diseño de diámetro escalonado del piñón y de la carga facilita la unión, aún con severos movimientos de la unidad flotante. Los tornillos de cierre se aprietan de tal forma que la precarga es mayor que la carga clasificada eliminando la falla debida a la fatiga del metal o la separación de las bridas; es de construcción robusta de mínimo mantenimiento y está clasificado para 2 millones de libras de carga axial por lo tanto el conector excede los requerimientos de la clasificación Clase E del API RP2R. En la Fig. II.3.2 se ilustra el conector HMF.



Por otro lado el conector mecánico MR-6D de ABB Vetco para riser está diseñado para alta resistencia con conexión rápida, tiene perfil cónico modificado del piñón para fácil acoplamiento;

tiene tornillos actuadores que empujan a los seguros de cierre dentro del piñón, generando la precarga requerida para reducir los esfuerzos alternos en el conector durante cargas cíclicas, las cargas de tensión y flexión pasan directamente hacia los seguros dentro del cuerpo del conector, eliminando así la carga de los tornillos actuadores, un seguro automático previene que los tornillos actuadores se retraigan debido a la vibración o carga cíclica. El diseño simple y compacto no permite espacios para la acumulación de residuos que pudieran evitar un rápido desarmado, este conector mecánico excede los requerimientos de la clasificación Clase D del API RP2R. El bajo peso del conector reduce los requerimientos de flotación en aguas profundas. En la Fig. II.3.2 se ilustra el conector MR-6D.

C. JUNTA TELESCÓPICA

La junta telescópica se instala en la parte superior de la sarta del riser de perforación y se utiliza para compensar los movimientos verticales entre el equipo de perforación y el conjunto de preventores submarinos debidos al movimiento del oleaje.

La junta telescópica está constituida por dos barriles que se deslizan uno sobre el otro: el barril externo está unido al riser marino se encuentra bajo tensión mediante cables desde el barril externo al tensor y 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, el desviador de flujo será discutido más adelante.

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 moldea con carga absorbiendo 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, esto ayuda a centrar el barril interno, aquí un recipiente de lubricación proporciona el elemento de sello con fluido lubricante.

Las juntas telescópicas de Cameron están disponibles con cuellos de ganso plegables para permitir el paso del aparejo a través de la mesa rotatoria; se tienen disponibles empacadores sencillos o dobles en diferentes longitudes de carrera para todos los tamaños de riser, se pueden implementar sistemas tensionadores del riser de los tipos fijo giratorio. La Fig. II.3.1 (pág. 40) ilustra la junta telescópica en la parte superior del riser.

D. JUNTA FLEXIBLE

La junta flexible, también llamada unión flexible o uniflex, se puede instalar en la parte superior del conjunto de preventores para compensar el movimiento lateral del riser y en la parte inferior de la sarta del riser de perforación y se utiliza para compensar los movimientos laterales entre el equipo de perforación y el conjunto de preventores submarinos debidos al movimiento por el oleaje; la máxima de flexión soportada por la junta flexible es de 10° .

Entre las características principales de la junta flexible se tiene que está autocontenida, autocentrada, está libre de fricción y no requiere lubricación; el elemento flexible consiste de componentes esféricos de acero y elastómeros, los cuales están laminados en capas alternantes y están moldeadas al nido interno y a la brida externa de sello, este elemento puede soportar altas cargas de compresión y de movimientos de cizallamiento. La combinación de los dispositivos tensionadores y la presión del fluido de perforación pone al elemento flexible en compresión mientras que el riser se mantiene en 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, pero también se cuenta con juntas flexibles clasificadas para 5 000 psi y servicio para H₂S. La junta flexible de Vetco tiene las siguientes características:

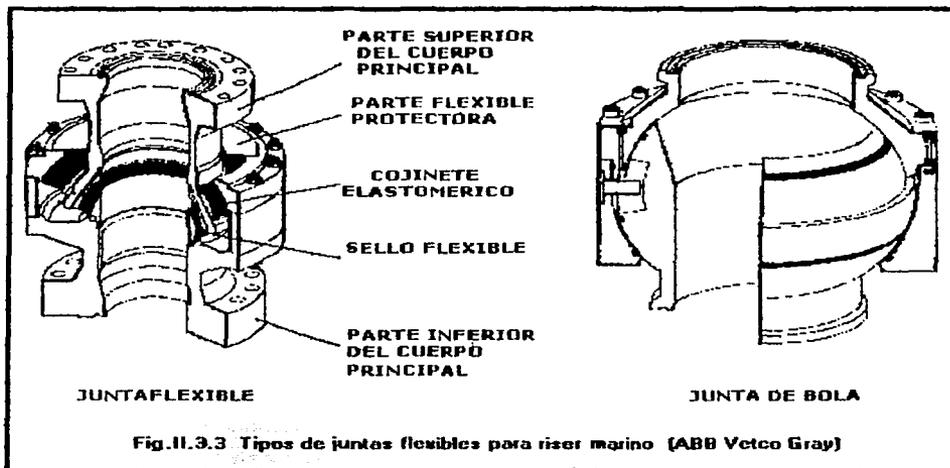
- Está recomendada para operaciones de perforación, tanto con líneas guía , como sin líneas guía.
- Consiste de un solo elemento flexible.
- Permite una inclinación vertical hasta de 10° entre el riser y el conjunto de preventores.
- Tiene capacidad de carga a la tensión de dos millones de libras.
- Se tienen sellos estáticos entre los diferentes componentes; no tiene sellos deslizantes.
- Capacidad para servicio con H₂S y con fluidos base aceite.
- Larga vida de servicio y mantenimiento mínimo.
- No se requiere balancear la presión.
- Se tiene disponible para operaciones en perforación y producción.

Por otro lado, la junta de bola fabricada por Vetco, tiene las siguientes características:

- Permite una inclinación vertical de 10°.
- Minimiza las cargas por pandeo causadas por el movimiento lateral de la unidad flotante de perforación.
- Tiene más de un millón de libras de carga a la tensión.
- Tiene un sistema de balance de presión para compensar las cargas de compresión y de tensión, minimizando la resistencia a la fricción y al pandeo.

- Está disponible en tamaños compactos que permite integrarse a sistemas de riser marinos desde 16 hasta 24°.

La Fig. II.3.3 ilustra la junta flexible y la junta de bola de ABB Vetco.



E. CONECTORES DEL RISER

Los conectores del riser son la interfase 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 tienen diferentes tipos y marcas de conectores.

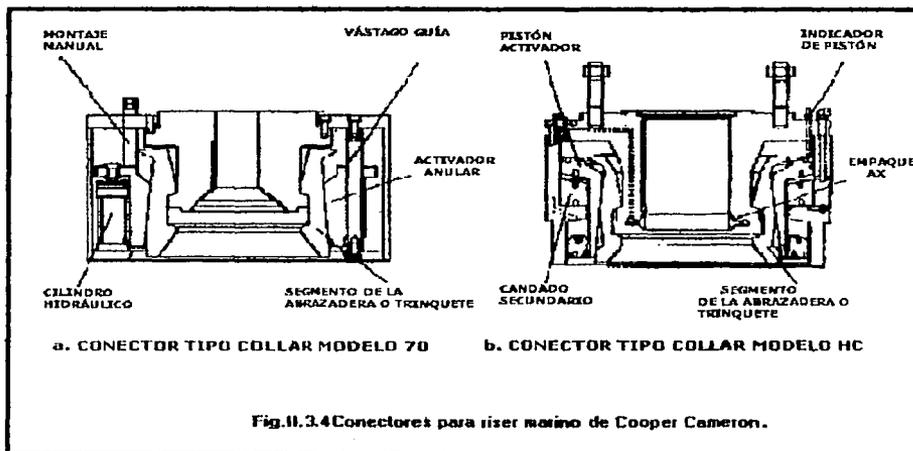
Los conectores tipo collar de Cooper Cameron modelo 70 y HC se utilizan para asegurar el paquete inferior del riser a la parte superior del conjunto de preventores y para asegurar la parte inferior del conjunto de preventores al cabezal. Estos conectores forman un sello firme, al mismo tiempo que soportan esfuerzos de flexión y de pandeo causados por la presión del pozo, la tensión del riser y el movimiento de la unidad flotante.

Las características de dichos conectores son las siguientes:

- Los conectores tipo collar modelo 70 y HC se aseguran mediante segmentos de cierre pivoteados en forma de dedos, estos segmentos forman un cono que guía al conector hasta su posición de cierre. Para abrir se aplica presión rotando los segmentos hasta su posición de abertura completa para permitir la desconexión a un ángulo mayor de 30°.
- Ambos conectores tienen un ángulo de 25° sobre la cara del segmento abrazador y un área grande de pistón actuador para crear una mayor fuerza de cierre a una presión hidráulica dada.

- Los conectores modelo 70 y HC utilizan anillos de sello metal a metal tipo AX sobre los extremos del collar para asegurar la integridad del sello.
- Los conectores se actúan sobre la brida o extremo de la abrazadera con anillos de sellos CX que se empaquetan y retienen por el cuerpo de la abrazadera o brida para asegurar un contacto cuerpo a cuerpo con una mínima fuerza de la abrazadera.
- Los componentes modelo 70 se actúan mediante cilindros hidráulicos que operan con 1500 psi y proporcionan una fuerza de apertura que es 80% mayor que la fuerza de cerrado. Los conectores modelo 70 también están disponibles con operación manual.
- Los conectores HC se actúan mediante un cilindro hidráulico anular que proporciona precargas de cierre sustancialmente mayores que los del modelo 70, estos conectores están disponibles con pistones secundarios de apertura.

Los conectores modelo 70 tipo collar se tienen disponibles en tamaños desde 13 5/8" hasta 21 1/4" en presiones de trabajo desde 2 000 hasta 15 000 psi. Los conectores HC se tienen disponibles desde 13 5/8" hasta 21 1/4" y desde 5 000 hasta 15 000 psi de presión de trabajo. La Fig. II.3.4 muestra un diagrama de los conectores tipo collar modelo 70 y HC.



Los conectores fabricados por Vetco para sistemas de perforación submarinos son los llamados conectores H-4; estos son conectores hidráulicos y se utilizan además para lo siguiente:

- Conexión del conjunto de preventores al cabezal.
- Conexión del árbol al cabezal.
- Conexión del sistema de riser marino al conjunto de preventores.
- Conexión del ensamble de riser de producción al múltiple submarino.
- Conexión del múltiple submarino a la plantilla de producción.

- Terminaciones tipo Caisson y perforación en islas artificiales.
- Conexión de anclaje de un solo punto a la base del ancla.

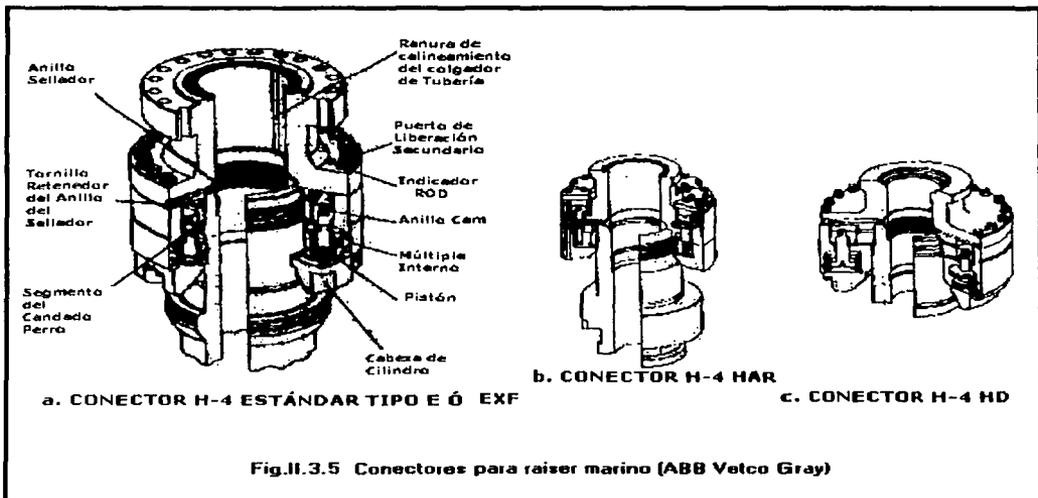
Los conectores H-4 de Vetco tienen trinquetes de cierre para lograr un ajuste mecánico radial de más del 95% de las cuatro ranuras de cierre del cabezal para distribuir uniformemente las cargas de flexión y de tensión sobre una mayor área del cabezal. La presión máxima de actuación es de 3000 lb/pgz, la capacidad de presión de trabajo es de 15 000 psi. La carga de compresión positiva del anillo de sello dentro de las ranuras del perfil del cabezal crean un sello confiable de alta presión; el daño al anillo de cierre durante la conexión se previene mediante una prealineación del conector y la capacidad de flotación del sello, el sistema de operación hidráulico doble proporciona una capacidad de abertura redundante.

Por otro lado, los conectores H-4 de Vetco están disponibles en los modelos de liberación de alto ángulo HAR, el estándar (estilo E o ExF) y el de servicio pesado HD.

El conector hidráulico H-4 de liberación de alto ángulo HAR se utiliza para conectar el paquete inferior del riser marino con el conjunto de preventores en un sistema de perforación de aguas profundas. Mantiene su capacidad de liberación con más de 10° de deflexión del riser.

El conector hidráulico H-4 estándar (estilo E ó ExF) está especialmente diseñado para conectar el conjunto de preventores al cabezal y el sistema de riser marino al conjunto de preventores.

El conector hidráulico H-4 para uso pesado HD está diseñado para soportar cargas de tensión y de flexión extremas. La precarga axial excede los seis millones de libras (a una presión de cierre de 3000 lb/pgz), dando una conexión rígida al cabezal; estas es una conexión segura aún a cargas de tensión de más de siete millones de libras. La Fig. II.3.5 muestra los conectores H-4 HAR, H-4 estándar (estilo E ó ExF) y H-4 HD de ABB Vetco Gray.

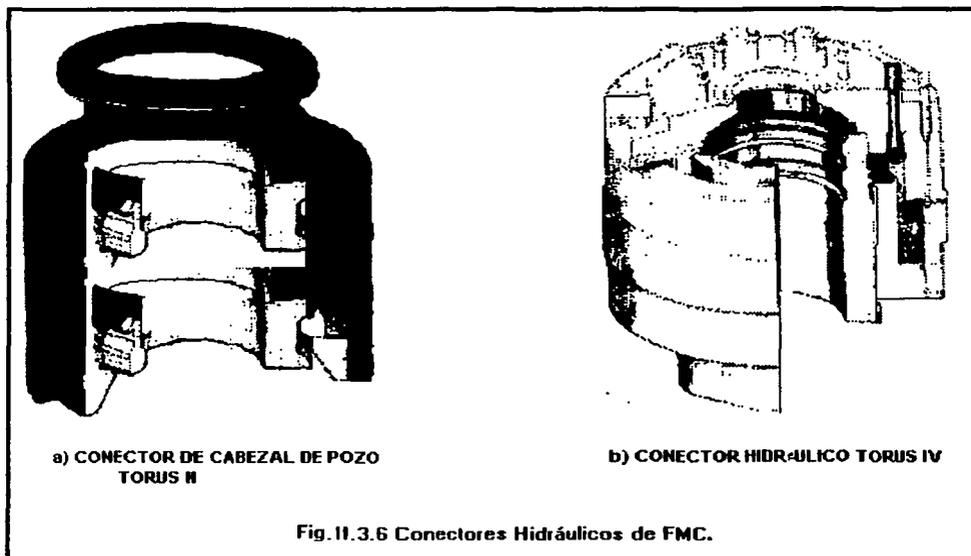


Por otro lado, los componentes hidráulicos Torus II y Torus IV de FMC son conectores para cabezal de pozo de operación hidráulica que conectan y sellan sobre el perfil del cabezal con una abrazadera convencional empleando 12 trinquetes radiales, se utilizan para conectar el conjunto de preventores, el árbol submarino o el cabezal de la tubería de producción con el cabezal de pozo submarino. También permiten la conexión entre el riser y el conjunto de preventores.

El rango de variación de la presión de operación hidráulica es de 650 a 3000 psi; en casos de emergencia puede soportar hasta 5000 psi, aunque la presión de operación normal es de 1 500 psi. Los conectores Torus II y Torus IV están clasificados para 5000 y 1000 psi en diámetros de 11 a 18 3/4", el diseño de cara plana a cara plana entre los trinquetes y el anillo de retención no se ve afectado por vibraciones externas. El área grande del pistón, junto con la gran ventaja mecánica, se combinan para producir una precarga alta a presiones de operaciones estándar y el anillo de reacción en la parte baja del conector se puede ajustar a la precarga requerida.

El pistón anular genera una carga uniforme sobre todos los trinquetes y además se utilizan sellos de primera clase en todas las superficies móviles. El sello AX se retiene mediante cuatro retenes manuales operados desde la parte superior del conector, este sello puede reemplazarse sin trabajar debajo del conjunto de preventores o del árbol, el sello del conector a cabezal es un anillo de sellado de metal a metal.

El conector Torus IV tiene las mismas características que el conector Torus II, excepto que el mecanismo de repliegue de los trinquetes es mediante un resorte y no de un pistón. Además, la retención del sello es por medio de tres pasadores de retén que se activan desde un lado del conector. La Fig. II.3.6 muestra un diagrama de los conectores hidráulicos Torus II y Torus IV de FMC.



F. SISTEMA TENSIONADOR DEL RISER

El sistema tensionador del riser consiste de un conjunto de líneas de acero o cables que mantienen en tensión el riser marino con el fin de evitar que la totalidad de su peso se recargue sobre el mismo y sobre el conjunto de preventores o sobre el cabezal, este peso crearía cargas adicionales de flexión y de pandeo que podrían fatigar alguno de los componentes del sistema de perforación submarino.

Existen básicamente dos diseños de sistemas tensionadores:

El primero de menos uso, aunque más económico, es el sistema fijo tensionador de cables, consiste de un cuerpo tubular colocado debajo del desviador de flujo y sobre el barril interior de la junta telescópica con soportes para las líneas de acero o tensionadoras. No permite el movimiento de rotación alrededor del riser y no es recomendable para unidades flotantes.

El segundo es el anillo tensionador del riser que consiste de un cuerpo tubular instalado entre el desviador de flujo y el barril interior de la junta telescópica, este anillo tensionador está diseñado para permitir el movimiento giratorio alrededor del riser y por lo tanto permite el movimiento de rotación de la unidad flotante que se este utilizando. El movimiento de rotación de la unidad flotante puede deberse al oleaje marino, a los vientos de diferente direcciones, o bien, al posicionamiento dirigido de la unidad.

El anillo tensionador del riser RST de Cameron permite una conexión rápida de los cuellos de ganso y como anillos tensionadores estándar, permite rotar el equipo con respecto a la junta telescópica; el anillo RST tiene seis o más bayonetas de cuellos de ganso actuadas hidráulicamente, que se alinean mediante pernos instalados en el piso del equipo, a medida que la junta telescópica se instala en el anillo RST, los pernos se acoplan en las ranuras que se encuentran en la junta, para alinear la conexión. La presión hidráulica extiende los pistones hidráulicos de las bayonetas y conecta los cuellos de ganso.

Los insertos de sello y los pistones sobre las bayonetas de los cuellos de ganso son reemplazables para asegurar la facilidad en el mantenimiento; El anillo tensionador RST tiene una capacidad de carga a la tensión de 2 millones de libras, cuando el riser marino tiene que ser extraído, el anillo RST se guarda debajo del nido del desviador de flujo. Cameron también proporciona anillos tensionadores estándar y anillos tensionadores estacionarios o fijos.

Por otro lado el anillo tensionador del riser marino tipo KT o tipo SDL de ABB Vetco gray, cuando se utiliza con el conjunto desviador de flujo, forma un sistema de terminación para el riser marino, el cual tiene las siguientes características.

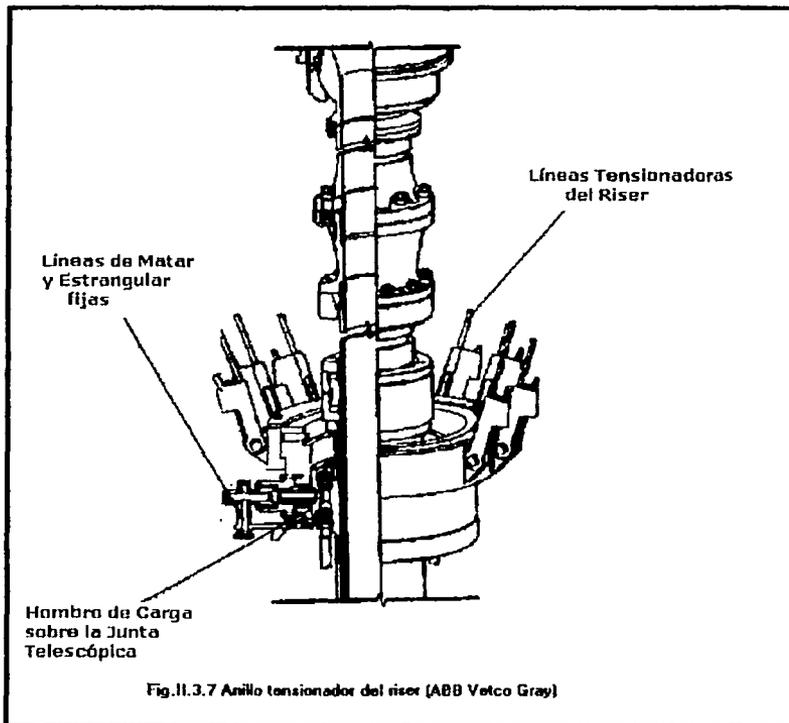
- Las líneas tensionadoras del riser permanecen conectadas y espaciadas apropiadamente todo el tiempo.
- Todas las líneas hidráulicas para el cierre y retracción de los trinquetes permanecen conectadas todo el tiempo.

- El anillo tensionador se instala en el nido del soporte del desviador, proporcionando una localización de depósito conveniente, sin estorbar.

Además de las anteriores, el modelo KT tiene ciertas características específicas:

- Las terminaciones de las líneas de estrangular, de matar y auxiliar están conectadas permanentemente.
- El armado y desarmado de la junta telescópica se realiza a través de bayonetas hidráulicas.

Estas características simplifican enormemente la instalación y extracción del riser marino, eliminando las tareas tediosas y peligrosas del armado y desarmado de las líneas tensionadoras y de las mangueras hidráulicas en el área de piso. La Fig. II.3.7 muestra el anillo tensionador del riser de ABB Vetco Gray.



G. 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 y luego, la válvula debe ser cerrada desde la superficie mediante una señal hidráulica. La válvula de llenado del riser también puede ser abierta manualmente a través de líneas de control a la superficie.

H. CONJUNTO INFERIOR DEL RISER

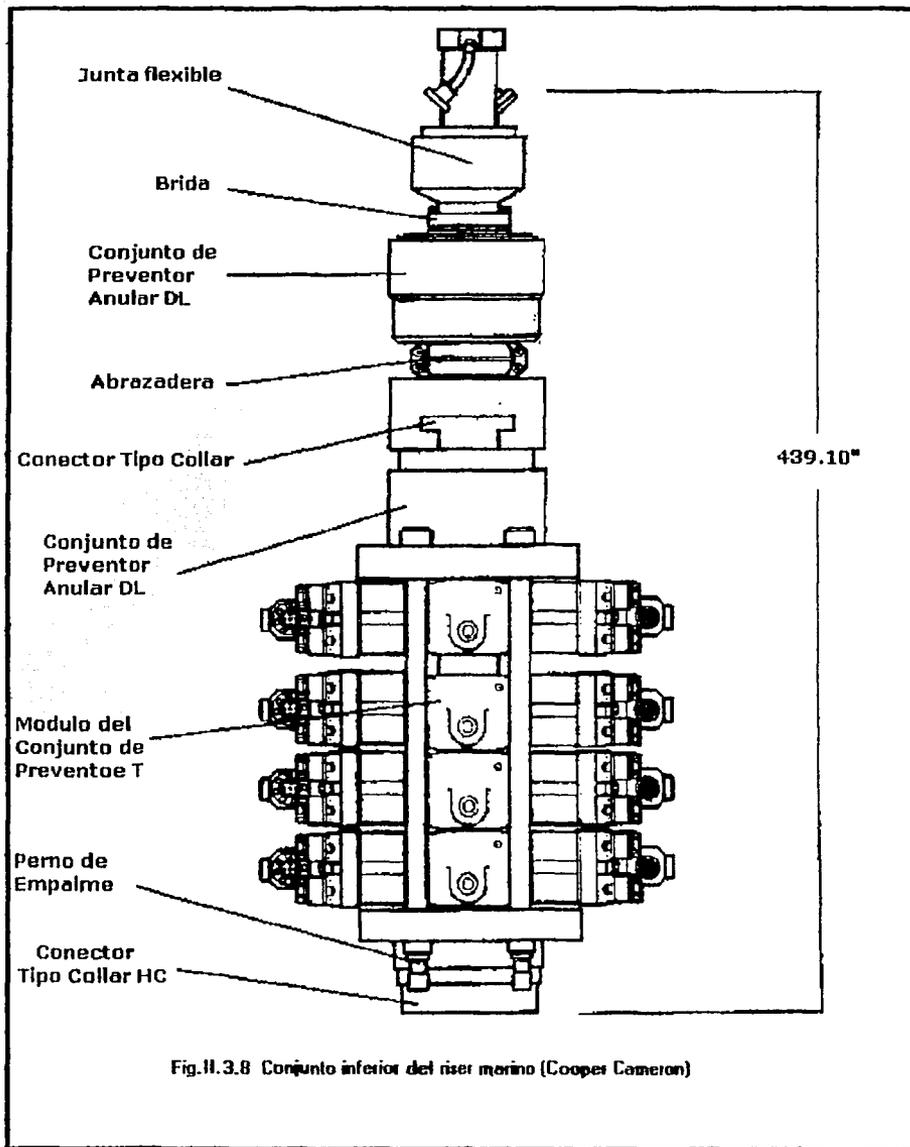
En realidad, el conjunto inferior del riser de perforación, está integrado por algunos componentes descritos anteriormente, pero que se denomina como una subsección de todo el sistema de riser. El conjunto inferior del riser está formado típicamente por un conector (riser/junta flexible), la junta flexible, 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. La Fig. II.3.8 (pág.51) muestra un arreglo convencional para un conjunto inferior del riser así como el conjunto de preventores respectivo.

Las líneas flexibles de estrangular y de matar, así como las líneas umbilicales y el pod de control, no están ilustradas por simplicidad; nótese el orden del arreglo, de arriba hacia abajo, primero está la junta flexible o unión bola, luego una brida que conecta con el preventor anular, después de éste, una abrazadera que se une a un conector hidráulico tipo collar.

I. LÍNEAS DE ESTRANGULAR, DE MATAR 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 interior 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 y cuando ocurre un brote de gas, se cierran los preventores de arietes alrededor de la sarta de perforación, y 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 uno de los tramos del riser y están afianzadas sobre un extremo lateral del tubo principal del riser, en las uniones. 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 del 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.

Existen otros tipos de líneas auxiliares, estas son: la línea de inyección de aire a presión, se utilizan para suministrar el aire que permite incrementar la flotación del riser, y las 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 línea de control.

J. ACCESORIOS DEL SISTEMA DE RISER

Algunos accesorios diversos que forman parte del sistema de riser marino de perforación son los que se listan a continuación:

- Desviador de Flujo.
- Arena del Riser y Gimbal.
- Conector de las Líneas de Matar y de Estrangular.
- Sistema Tensionador de las Líneas Guía.
- Sistema Compensador de Movimiento.
- Líneas Flexibles de Estrangular y de Matar.
- Equipo de Flotación
- Sistema de Colgamiento del Riser.

J.1 DESVIADOR DE FLUJO

El desviador de flujo es en sí un sistema muy similar al de preventores, el cual está diseñado para cerrar la superficie del pozo 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.

Los sistemas de desviación tipo KFDS de ABB Vetco Gray tienen gran aplicación en las unidades flotantes de perforación, mientras que los tipo KFDJ (también de Vetco) encuentran su aplicación en plataformas fijas y autoelevables.

Los sistemas de desviación de flujo de Vetco están diseñados para protección confiable con un mínimo de manejo de equipo. Las características más relevantes son las siguientes:

- La caja de soporte se encuentra fija permanentemente al piso de la mesa rotatoria y no restringe el paso de equipo o herramientas a través del agujero; todo el sistema de riser se puede instalar a través de la caja de soporte del desviador.
- La caja de soporte permite la instalación de las líneas de venteo y de flujo en cualquier configuración de más de 20°.
- Todas las líneas de fluido de perforación, de control hidráulico y otras conductoras de fluidos permanecen conectadas a la caja de soporte, durante todo el programa de perforación.

En el caso del sistema desviador tipo KFDJ de Vetco, se tienen las siguientes características especiales de diseño:

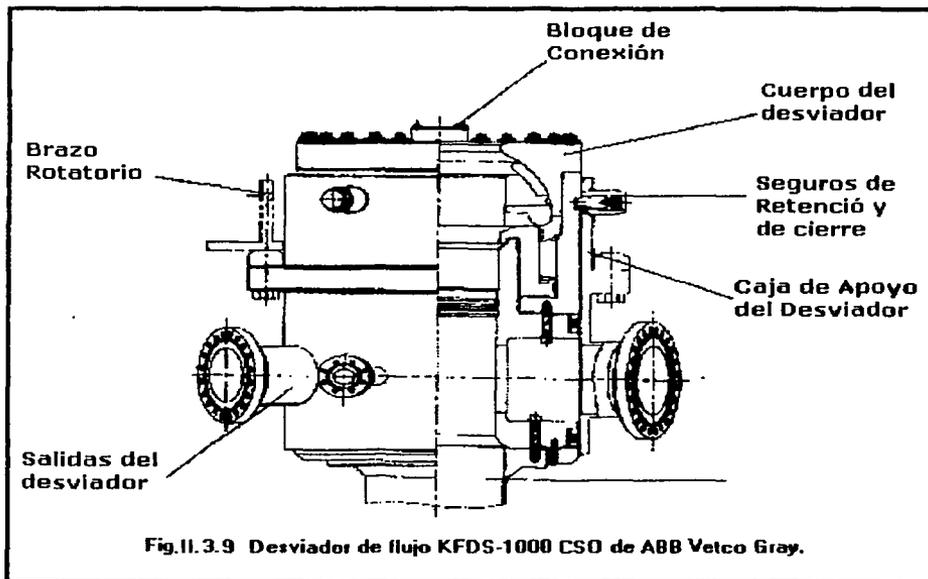
- El desviador, el carrete espaciador y el carrete empacador de enchufe se pueden instalar o extraer sin tener que conectar o desconectar líneas de flujo o llenado.
- Se pueden instalar colgadores para sistemas de suspensión mudline y barrenas de diámetro hasta de 26", para mesas rotatorias de 36", o hasta mesas rotatorias de 49 1/2" sin desconectar el desviador.
- El desviador, el carrete espaciador y el carrete empacador de enchufe se empatan a través de una mesa rotatoria de 37 1/2". El agujero mínimo a través de la caja de apoyo estándar es de 36 1/2" de diámetro interno, para la instalación de la mesa rotatoria de 37 1/2".
- El carrete empacador de enchufe que está en la parte inferior del cuerpo del carrete espaciador del desviador permite la reducción del tiempo de conexión que normalmente se requiere con bridas soldadas o con tubos.
- Se proporciona una protección completa mientras se corren las sartas de tuberías de revestimiento o mientras se perfora, mediante un rango completo de tamaños de empacadores del desviador. Todos los empacadores de desviador utilizan la misma herramienta instaladora tipo J.
- Se tiene disponible en capacidades de 500, 1000 y 2000 psi.
- Se tiene también disponible con un inserto rotatorio que proporciona un mecanismo de empacamiento de baja presión sobre la flecha o la TP durante operaciones de perforación.

Por su parte el sistema desviador tipo KFDS-CSO, también de Vetco, tiene las siguientes características:

- Presión de trabajo de 1000 psi para cierre con mandril de 5" (500 psi para cierre con agujero descubierto).
- Tiempo de cierre de diez segundos en tubería o agujero descubierto.

- Máximo 31 galones de fluido de control hidráulico para el cierre; 15 galones para apertura.
- Diseño de caja estándar que permite salidas múltiples de hasta 20".
- Diámetro del soporte de la caja de 49 1/2".
- Presión de operación máxima del sistema de control de 1500 psi.
- Instalación simplificada con la herramienta instaladora actuada con pernos HT-3 de Vetco.
- Se adapta a la herramienta estándar de prueba del desviador.
- Diseño de peso mínimo.
- La conexión del cuerpo del desviador contiene funciones de operación hidráulicas para ser conectado o desconectado rápidamente.

La Fig. II.3.9 muestra el desviador de flujo tipo KFDS-1000 CSO de ABB Vetco Gray, y en la Fig. II.3.10 se ilustra un sistema de desviación de la línea de flujo de tipo colgador de tubería conductora KFDJ de ABB Vetco Gray.



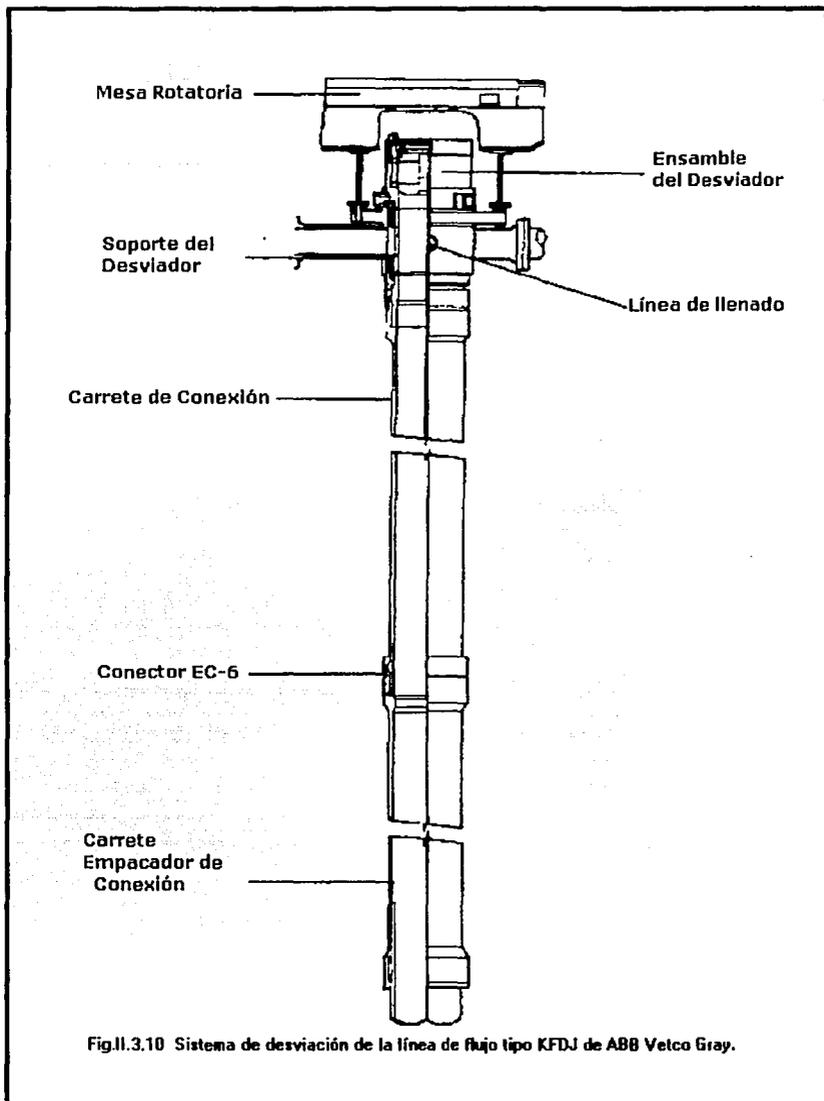


Fig.II.3.10 Sistema de desviación de la línea de flujo tipo KFDJ de ABB Vetco Gray.

1.2 ARAÑA DEL RISER Y GIMBAL

La araña HX del riser esta 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, en la Fig. II.3.1 componentes del sistema riser muestra la araña y el Gimbal para un sistema de riser de perforación .

1.3 CONECTOR DE LAS LÍNEAS DE MATAR Y DE ESTRANGULAR

Los conectores tipo collar para las líneas de estrangular y de matar permiten la conexión en 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 esta diseñado para asegurar una desconexión rápida después de un largo periodo 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 separara de su receptáculo de unión y se requeriría una fuerza axial externa para separar esos componentes.

1.4 SISTEMA TENSIONADOR DE LAS LÍNEAS GUÍA

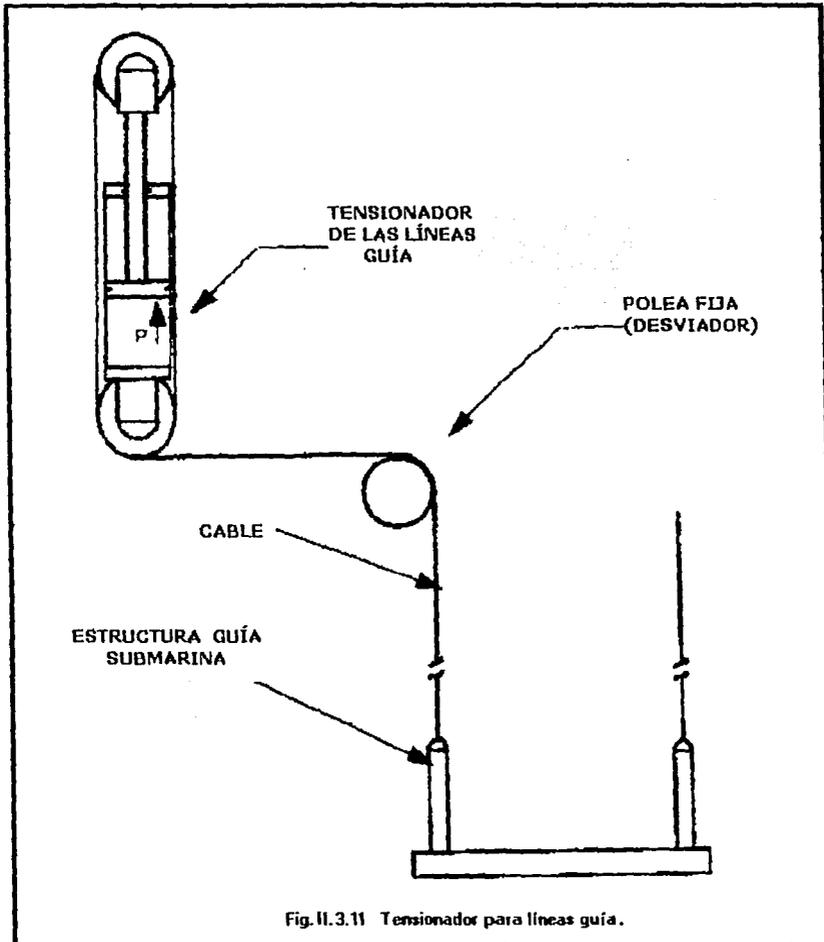
Las líneas guía del cabezal submarino deben tener cierta tensión para ser efectivas; a fin de mantener las líneas guía a un nivel de tensión preseleccionado, se aplican tensionadores hidroneumáticos a cada una de las cuatro líneas guía del cabezal y normalmente a las líneas del control del conjunto de 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 Fig. II.3.11 (pág. 57) ilustra el diagrama esquemático de un tensionador para líneas guía.

1.5 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 (tensionador especial).

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. Cuando se instala un compensador de la sarta de perforación (DSC), no se requiere este mecanismo compensador.



1.6 LÍNEAS FLEXIBLES 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, estos deben contener un compuesto sellante.

Las líneas flexibles deben ser compatibles con el resto del sistema de tuberías de estrangular y de matar y con el conjunto de preventores, así como con el múltiple de estrangulación. La selección de las líneas flexibles debe incluir lo siguiente:

- Requerimientos de longitud y tolerancia.
- Compatibilidad de las conexiones.
- Capacidad a las presiones (gas y líquido).
- Capacidad de resistencia al colapso.
- Capacidad de resistencia a las temperaturas mínima, máxima y ambiental.
- Radio de pandeo mínimo.
- Compatibilidad con los fluidos.
- Resistencia al desgaste por fluidos abrasivos.
- Resistencia a la corrosión.
- Resistencia a la fatiga por pandeo y ciclos de presión.

1.7 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 depende principalmente de los requerimientos de flotación y de la densidad de la espuma, la cual depende del tirante de agua de diseño. Normalmente se utiliza material más denso para aguas más profundas y soportar presiones de colapso mayores; el diámetro máximo permisible se determina por el agujero del desviador de flujo y/o otras restricciones a través de las cuales pasan los tramos del riser.

Generalmente, los flotadores se instalan en pares alrededor de los tramos del riser, varios pares por tramo y tienen cortes para las líneas de estrangular, de matar y auxiliares. 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 abiertas del fondo. Éstas 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, y 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 deseado y los compresores que se encuentran en la unidad flotante se utilizan para proporcionar aire a través de la línea de inyección hacia las cámaras.

1.8 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.

II.3.3.2 COMPONENTES DEL SISTEMA DE RISER DE TERMINACIÓN Y REPARACIÓN

El sistema de riser de terminación y reparación está integrado por los siguientes componentes básicos.

- Conector del Conjunto de Preventores
- Paquete Inferior del Riser de Reparación
- Paquete de Desconexión de Emergencia
- Junta de Esfuerzo
- Tramos del Riser

- Junta de Tensión
- Junta Telescópica
- Conector del Árbol superficial Árbol Superficial
- Araña (o Mesa Rotatoria Falsa)
- Herramientas de Prueba y Manejo
- Conjunto de Preventor para Tubería Flexible y Línea de acero
- Componentes Auxiliares Diversos

La Fig II.3.12 (pág 61) presenta el arreglo general del sistema de riser de terminación y reparación.

A. CONECTOR DEL CONJUNTO DE PREVENTORES

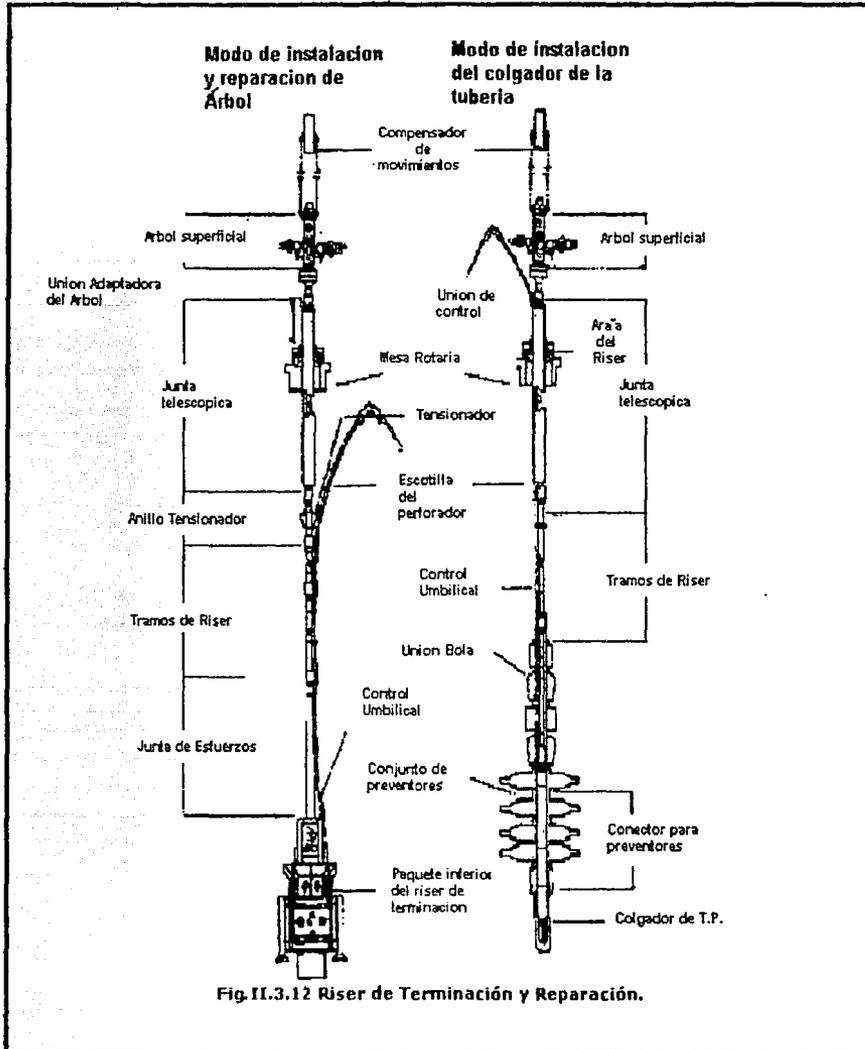
El conector del conjunto de preventores es un tramo especializado del riser de "terminación y reparación, utilizado cuando éste se despliega dentro de un riser de perforación y del conjunto de preventores, para instalar y recuperar el colgador de tubería. Proporciona los mismos requerimientos estructurales y funcionales (soporte de cargas axiales, transmisión de fluidos y de presión) que los tramos del riser de terminación y reparación estándar; adicionalmente, puede cumplir las siguientes funciones:

- Proporcionar un medio de unión para las líneas de control y los agujeros del riser.
- Permite el paso desde el riser hasta la herramienta instaladora del colgador de tubería.
- Permite la orientación del colgador de tubería.
- Representa un área de sellado en el preventor anular para prueba, control del pozo y una posible operación de herramientas. Extensión anular del conjunto de preventores en el preventor submarino para pruebas, control del pozo y posiblemente en el manejo de herramientas.

Los conectores de Cooper Cameron se muestran en la Fig.II.3.3 Los conectores H-4 de ABB Vetco Gray de alto grado de liberación, estándar (estilo E o E x F) y de servicio pesado, se muestran en la Fig II.3.4. Los conectores Torus 11 y Torus IV de FMC se muestran en la Fig II.3.5. (figuras mostradas en la págs 45,46,47 respectivamente).

B. PAQUETE INFERIOR DEL RISER DE REPARACIÓN

El paquete inferior del riser de reparación es la parte del equipo del extremo inferior en la sarta del riser, cuando se encuentra en el modo de reparación; proporciona una extensión del árbol submarino, recuperable por separado, para el control rutinario del pozo durante las reparaciones, puede consistir de un conjunto de preventores para la línea de acero y para la tubería flexible o de un paquete de válvulas de corte.



C. PAQUETE DE DESCONEXIÓN DE EMERGENCIA

El paquete de desconexión de emergencia es el segundo equipo del extremo inferior en la sarta del riser, normalmente localizado justo arriba del paquete, inferior del riser de reparación, cuando el riser está configurado para la reparación. Su función es proporcionar un punto de liberación rápida, justo arriba del conjunto de preventores en el caso en el que el equipo tuviera que moverse o en alguna otra emergencia que pudiera mover al equipo de la localización del pozo.

Alternativamente, el punto de desconexión de emergencia puede estar en la interfase del carrete de recentrada del árbol; en este caso, el conector inferior del paquete inferior del riser de reparación serviría como paquete de desconexión de emergencia y las válvulas del árbol serían utilizadas para el cierre del pozo.

D. JUNTA DE ESFUERZO

La junta de esfuerzo es una unión especializada del riser; es la unión más baja en el aparejo; cuando está configurada para la reparación, esta unión cumple con los mismos requerimientos estructurales y funcionales (soporte de la carga axial, transmisión de fluidos y de presión) que los tramos del riser estándar. Adicionalmente, cumple con otros dos requerimientos específicos la transición de la flexión y el paso de la línea del centro del agujero.

La junta de esfuerzo proporciona al sistema de riser una zona de transición de rigidez intermedia entre el árbol y el riser. De esta forma, se reducen los altos valores de esfuerzos concentrados. Típicamente, la vida de fatiga se alarga, así como el tiempo de operación del sistema.

E. TRAMOS DEL RISER

Los tramos del riser consisten de miembros tubulares y uniones; los tramos del riser están disponibles típicamente en longitudes que varían entre 30 y 50 pies; uniones más cortas, "uniones pup", pueden también estar provistas para asegurar espacio propio mientras se instala el árbol submarino, el colgador de tubería ó durante las operaciones de reparación. Los miembros tubulares actúan como una extensión de los agujeros anulares y/o de producción desde el árbol submarino o desde el colgador de tubería hasta la superficie; su función básica es contener los fluidos del pozo perforado durante las operaciones de terminación y reparación, mientras se provee un acceso vertical a los agujeros anulares y de producción para las operaciones de la línea de acero.

Las uniones del riser pueden ser unidas por conectores de rosca premium o con conectores de especialidad mecánica que proporcionan un medio de , desconexión y de conexión fácil de las uniones del riser. El conector puede proporcionar un soporte para dominar el peso del aparejo del riser sobre la araña del riser mientras se instala éste; los conectores pueden proporcionar puntos de dispersión para las cargas y descargas de las uniones del riser sobre el equipo; las cargas de tensión debidas a la instalación del árbol submarino o al sistema de tensionamiento del equipo son llevadas a través de los miembros tubulares y son transferidas de unión a unión por medio del conector.

F. UNIÓN DE TENSION

La unión de tensión proporciona un medio para el tensionamiento del riser de terminación y reparación con el sistema de tensionamiento del equipo durante el modo de reparación. Cuando está en uso, la unión de tensión se localiza abajo de la junta telescópica.

G. JUNTA TELESCÓPICA

La junta telescópica es una unión especializada del riser que está diseñada para proteger al riser del daño al movimiento ascendente y descendente del equipo. Esta unión puede ser una parte integral de la unión adaptadora del árbol superficial; cuando está instalada, proporciona una camisa protectora que se extiende a través de la mesa rotatoria esta camisa puede estar en dos partes de tal forma que sea removible.

H. UNIÓN ADAPTADORA DEL ÁRBOL SUPERFICIAL

El propósito de la unión adaptadora del árbol superficial es conectar la parte inferior del árbol superficial con el riser; la configuración de su agujero debe ser consistente con la unión del riser estándar esta unión especializada usualmente se fabrica en el árbol superficial antes de la instalación.

I. ÁRBOL SUPERFICIAL

El árbol superficial proporciona control para el flujo de fluidos en los espacios anulares y/o de producción tanto durante la instalación del colgador de tubería como durante las operaciones de terminación y reparación del árbol submarino. Puede proporcionar soporte al peso del sistema de riser de terminación y reparación.

J. ARAÑA

La araña se encuentra sentada sobre el impulsor rotatorio o sobre la mesa rotatoria; ella proporciona un punto de colgamiento para el riser de terminación y reparación integral, algunas arañas cerrarán la mesa rotaria por los agujeros del perno de manejo de la flecha en el impulsor maestro, con los engranes del perno, la araña puede resistir apriete. Para los risers no integrales se utilizan el tubo deslizador y las rotatorias falsas, en lugar de la araña.

K. HERRAMIENTAS DE PRUEBA y DE MANEJO

Las herramientas para las pruebas y para el manejo del riser son diseñadas para el manejo, general de las uniones del riser y de los componentes del riser, soportan el aparejo del riser completo y prueban el sistema de riser antes y durante la instalación y recuperación del equipo.

L. PREVENTOR PARA LA LÍNEA DE ACERO y PARA LA TUBERÍA FLEXIBLE y VÁLVULAS DE CORTE

Los ensambles del preventor y de la válvula de corte son mecanismos de control del pozo asociados con el paquete inferior del riser de reparación.

El preventor para la línea de acero y para la tubería flexible es, un preventor submarino afianzado a la parte superior de un árbol submarino para facilitar la intervención de la tubería flexible y de la línea de acero; los arietes del preventor son diseñados para cortar la línea de acero o el colgador de tubería y sellar el agujero, todo en una operación.

Las válvulas de corte son válvulas de compuerta o válvulas bola, diseñadas para cortar la línea de acero o el colgador de tubería y sellar el agujero, todo en una sola operación.

M. COMPONENTES AUXILIARES DIVERSOS

Los componentes especiales auxiliares diversos son: abrazaderas umbilicales, herramientas de armado, módulos de flotación, gimbals y rotatorias falsas, aunque no son los únicos.

N. ABRAZADERAS UMBILICALES

Estas abrazaderas sujetan los umbilicales a las uniones del riser de terminación y reparación.

O. HERRAMIENTAS DE ARMADO

Estas herramientas facilitan el armado de los conectores de las uniones del riser.

P. MÓDULOS DE FLOTACIÓN

Estos módulos están típicamente afianzados o armados al exterior de las uniones, del riser de terminación.

Q. GIMBALS

Es la unión entre la araña y la unión del riser.

R. ROTATORIA FALSA

Este componente está sentado sobre la rotatoria de perforación y proporciona un perfil de cuñas para sartas de tuberías dobles o triples; permite alinear al umbilical de la herramienta instaladora del colgador de tubería dentro del riser de perforación sin interferir con el deslizamiento.

II.3.4 OPERACIÓN DEL SISTEMA DE RISER DE PERFORACIÓN, TERMINACIÓN Y REPARACIÓN DE POZOS.

II.3.4.1 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 del riser y de las líneas integrales. Así mismo, debe contener los procedimientos de inspección y mantenimiento para cada uno de los componentes, los procedimientos para instalar y recuperar el riser, los límites de operación y los procedimientos de emergencia, etc., por si se presentara alguna contingencia.

A. PREPARACIÓN DEL RISER ANTES DE INSTALARLO

Antes de instalar un riser es necesario determinar su longitud, la cual es función del número de uniones 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.

B. 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 desempeño 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:

- 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.
- 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.

- Las conexiones del riser se debe realizar de acuerdo a los procedimientos recomendados por el fabricante; se debe verificar la conexión y precarga de cada acoplamiento antes de utilizarlo como un elemento de tensión, las " herramientas de conexión y desconexión deben calibrarse frecuentemente para proporcionar la precarga adecuada al acoplamiento del riser.
- Asegúrese de 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.
- 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.
- El número y longitudes correctas de los tramos cortos de riser se deben instalar de tal manera que, al nivel medio 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.
- 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 de 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.
- 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.

C. 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:

- a) 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.

- b) 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.
- c) 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.

Tipicamente, 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) 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 y siempre se debe mantener la suficiente tensión para absorber la pérdida repentina de tensión de un tensionador adicional sencillo o doble.
- b) Si no se pueden 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.
- c) 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 pueda ser controlada adecuadamente, se implantará un procedimiento de desconexión.

D. 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 y el posicionamiento, se intentará mantener muy bajo el ángulo de la

junta flexible para facilitar la liberación del conector del riser y reducir la tensión aun 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 se desconecte 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.

III.3.4.2 OPERACIÓN DEL SISTEMA DE RISER DE TERMINACIÓN Y REPARACIÓN.

Las uniones del riser deberán ser inspeccionadas y restauradas antes de transportarlas hacia el equipo de perforación; las partes críticas y superficiales son protegidas adecuadamente durante el embarque, el manejo y el almacenamiento temporal.

En la práctica general, las uniones del riser son reinspeccionadas antes y después de cada uso para determinar si ha ocurrido daño durante su utilización, almacenamiento o manejo; adicionalmente, los risers son inspeccionados por corrosión y pérdida de revestimiento. Durante la operación del riser es muy importante tomar en cuenta algunas consideraciones de su manejo, como las siguientes:

- Las consideraciones de empuje y de espacio exterior requieren usualmente que el árbol superficial y la unión adaptadora del árbol superficial estén preensamblados.
- Se debe tomar en cuenta el manejo y soporte del árbol superficial en la torre de perforación, el soporte debe ser considerado debido a los movimientos del sistema de perforación y a la masa del árbol superficial.
- Se deberá considerar el manejo de los umbilicales, así como la preconexión, el llenado, la limpieza y las pruebas del árbol superficial y de su umbilical previo a su almacenamiento en la torre de perforación.

Otras consideraciones que permiten optimizar el manejo del riser son las de instalación. A continuación se comentarán solo las más importantes.

- Las herramientas de armado del conector del riser son seleccionadas por el personal para facilitar el manejo.
- Se darán consideraciones para asegurar que los conectores del riser son armados con los valores prescritos de torque y precarga. También se darán consideraciones para la transmisión del torque a través de la unión y el conector del riser, así como en la araña del riser.
- El diseño del árbol superficial considerará el armado de las líneas de flujo y de prueba anulares y producción. Los requerimientos especiales de las líneas de prueba son considerados como parte de los requerimientos del espacio exterior del árbol superficial.
- Los parámetros de operación del sistema de riser de terminación son monitoreados con detalle y en todo momento para asegurar que el riser está siendo operado dentro de los límites prescrito. Los parámetros de operación generalmente comprenden los empujes, la compensación del sistema flotante y la tensión en la cima.

Dentro de las operaciones específicas del riser, las más importantes son las siguientes:

- La desconexión del riser desde el árbol. Previo a la desconexión del sistema de riser de terminación y reparación desde el árbol, se deberán considerar las siguientes operaciones:
 1. El sistema de riser deberá ser purgado de los hidrocarburos. Esto puede ser realizado a través de una válvula localizada sobre el árbol o sobre el paquete inferior del riser marino.
 2. La tensión específica del riser y el ángulo de liberación son verificados antes de la liberación de la herramienta instaladora del árbol.
- La desconexión de emergencia. Si un evento de emergencia, tal como la pérdida de anclaje del sistema flotante o el empeoramiento de las condiciones ambientales, causa una condición de desconexión del riser, la operación de desconexión puede no permitir la purga. Si se utiliza un preventor, se recomienda que el punto de desconexión de emergencia esté sobre el paquete inferior del riser de terminación. Así, el árbol y el paquete inferior del riser de terminación proporcionarán barreras para los fluidos del pozo.

Finalmente, dos aspectos muy importantes que se deben tomar en cuenta son la inspección y el mantenimiento; durante estas etapas se deberán mantener registros de operaciones y establecer programas de inspección para asegurar una rentabilidad operacional alta; estos registros deberán contener como mínimo la siguiente información:

- Descripción del trabajo operador, campo, tirante de agua.
- Condiciones ambientales.
- Días de utilización
- Descripción del daño

- Registros de inspección y mantenimiento .Registros de reparación
- Condiciones inusuales de operación

A. PROCEDIMIENTOS DE INSTALACIÓN Y RECUPERACIÓN DE UN RISER

Las operaciones de instalación de un riser de producción pueden considerarse similares a las de los risers de perforación; las múltiples del templete del pozo toman el lugar de los BOP de perforación, a la mitad de las aguas profundas de un campo marginal. Los risers pueden ser corridos en líneas guía permanentemente sujetadas al buque de producción flotante.

Cuando los buques de producción son conducidos y permanentemente anclados encima del templete, la primera etapa es establecer las líneas guía a los postes guía en el templete. La primera línea guía puede ser establecida por técnicas de perforación sin líneas guía y las tres subsecuentes por el uso de un armazón guía especial. A la inversa, buzos pueden ser usados para establecer líneas guía.

Después, el montaje del riser del fondo es conducido por encima de la escotilla de perforación; el procedimiento en este punto asume que el riser múltiple ha sido corrido y conectado al templete, entonces las líneas guía son insertadas dentro de los embudos guía del montaje. Después las líneas umbilicales del sistema de control son conectadas a sus respectivas terminaciones y el montaje está preparado para ser bajado a los múltiples ya instalados en el templete.

La unión del primer riser está enroscada al montaje del riser del fondo, las vigas arañas son extendidas a parte y el montaje es bajado dentro de la escotilla de perforación abierta; las uniones sucesivas del riser son añadidas a la línea y corridas a través de la mesa rotatoria. Las uniones acopladas son enroscadas en el piso de perforación en la cima de la subestructura mientras la línea está suspendida en una araña. Bajo la subestructura, las líneas umbilicales de control están sin carrete desde el tambor de almacenaje y firmemente atadas a las uniones del riser, para evitar que se enrollen alrededor del riser cuando éste está bajo la acción de olas o corrientes.

Cuando el montaje del riser del fondo está dentro de los 20 pies del multi mandril, la última unión del riser es levantada con una larga herramienta que puede alcanzar desde el piso de perforación hasta las vigas araña en la escotilla de perforación, aproximadamente 40 pies abajo. Las vigas arañas son conducidas hacia atrás en el lugar y una hendidura del riser colgada de una araña es patinada sobre las vigas. El riser está colgado de la araña permitiendo la instalación del montaje del riser más alto almacenado debajo de la subestructura.

El cable de acero tensado del riser está conectado al tensor de la perforadora; las mangueras cubiertas por líneas de flujo pueden ser conectadas ahora o después de que el riser entero haya sido conectado al múltiple y tensado; el montaje entero del riser más alto es levantado con una herramienta que está sujeta al movimiento compensador a través del gancho.

Los tensores del riser son extendidos a toda su carrera; el montaje enroscado es lentamente bajado hacia el multimandril con cada vez más peso siendo acoplado por los tensores. Cuando el conector del montaje del riser más bajo está en la cima del multi mandril, el conector es cerrado en el lugar y los tensores son inmediatamente colocados para la tensión requerida.

Ahora, el riser de producción es instalado y tensado. Las mangueras cubiertas, si no fueron conectadas previamente, pueden ser instaladas ahora; los preparativos finales pueden ser hechos para verificar la presión con rectitud del Múltiple de las válvulas y el funcionamiento conveniente del sistema de control para las funciones del Múltiple.

Los procedimientos de recuperación de un riser normal son exactamente inversos a los procedimientos de instalación, con la excepción de que el múltiple de producción permanece en el lugar y todas las líneas conteniendo aceite son desalojadas.

Cuando existe la necesidad de desconectar un riser, éste es desconectado en el conector entre el montaje del riser del fondo y el Múltiple. La desconexión es activada con el sistema de control y después son retirados; todos los pozos submarinos y las válvulas múltiples deben ser cerrados ya que todas las funciones de control son perdidas efectivamente por la desconexión del riser.

B. MANEJO DE UN RISER A BORDO

El manejo abordo de la unión de un riser de producción puede ser llevada a cabo por uno de varios métodos usados para el manejo de riser de perforación. Sin embargo, en algunos casos, donde la mayor parte de las uniones de riser 10-12 serán instaladas y la velocidad de instalación no es muy crítica, se recomienda que las uniones sean manejadas con una simple grúa y fajas.

Durante la instalación, las uniones son levantadas desde el casillero de la tubería por la grúa, uno de los extremos de la unión es dejado en el piso de perforación a través de la puerta en V de la torre. Este extremo es levantado con la herramienta que maneja el riser suspendida del gancho y la grúa maneja el otro extremo hasta que él este bien dentro del piso de perforación. El método es simple y no requiere equipo adicional de manejo, a parte del que normalmente es proporcionando en un semisumergible.

La recuperación del riser de producción también será similar a la recuperación del riser de perforación; si las características de movimiento del buque pueden complacer el centro grande de gravedad, si no, las uniones serán dejadas en la cubierta inmediatamente al lado de la escotilla de perforación.

La unión riser/buque recomendada es un concepto que permite la tracción del riser durante tiempos severos; el propósito es permitir operaciones personales retrasando la tracción del riser con tal de que sea posible minimizar el tiempo; de este modo, el sistema de manejo del montaje del riser superior requiere un diseño cuidadoso para permitir operaciones seguras en tiempos severos.

El sistema es esencial para la rápida recuperación de la producción bajo condiciones de emergencia; él será capaz de manejar el montaje superior entero sin tener que desconectar los tensores del riser en la perforadora tensionados o las mangueras cubiertas de líneas de flujo en el tubo en S; un carrito por encima o un sistema de un brazo articulado puede ser previsto para realizar estas metas. Está dirigido a minimizar el trabajo manual requerido para sacar el riser, así reduciendo el efecto del movimiento del buque o del tiempo en operaciones personales.

Las dimensiones principales de la escotilla de perforación de 25 pies X 25 pies (7.6 m. X 7.6 m.) son necesarias para alojar las mangueras cubiertas del montaje del riser superior que son demasiadas para pasarlas a algún equipo submarino.

C. CRITERIO OPERACIONAL

La instalación del riser es una operación de movimiento sensible y será llevada a cabo con tan buenas condiciones ambientales como sea posible; el manejo del ensamble del riser del fondo y del Múltiple y el cierre en el lugar son las operaciones más, críticas; en general, las operaciones de manejo no serán intentadas con mas de 3-4 pies de movimiento ascendente y descendente del buque el cual depende del el buque semisumergible, corresponderá a olas de 10-12 pies.

La recuperación del riser con el múltiple requerirá condiciones ambientales similares a las de instalación, debido a lo estrecho del múltiple a través de la escotilla de perforación producción.

Un riser puede permanecer conectado durante 100 años de tormenta desde el punto de vista de la integridad estructural del riser. En realidad, sin embargo el riser no puede permanecer conectado durante estas condiciones, porque los semisumergibles normalmente cambian a corrientes poco profundas anticipando una mayor tormenta.

Algunos semisumergible disminuyen a corrientes de alrededor de 20 pies, que efectivamente remueve 20 pies del tensor de riser y 50 pies de capacidad de carrera; tal reducción de la corriente permite un movimiento ascendente y descendente total de solamente 30 pies antes de que los tensores del fondo afuera o las mangueras cubiertas sean jaladas aparte, para una mayor tormenta, los 30 pies de movimiento ascendente y descendente del buque probablemente serán excedidos.

Este problema podría ser resuelto por la instalación de mangueras con una longitud cubierta de 10 pies adicionales y por el reajuste del cable del tensor antes de que la tormenta arribe. Sin embargo, las mangueras de tan larga longitud cubierta son indeseables porque durante las condiciones de operación normal ellas cuelgan en el agua. El reajuste de los tensores mientras una tormenta se desarrolla no significa una tarea fácil. La conclusión es que aunque el riser pueda estructuralmente permanecer conectado, él será probablemente colgado o recuperado para mayores tormentas.

Los análisis de colgamiento indican que el colgamiento no presenta algún problema estructural, para el riser; operacionalmente para llevar acabo un colgamiento, las vigas araña en la escotilla de perforación niveladas deben ser llevadas juntas y firmemente ancladas a la cubierta; el riser será colgado desde la araña de la escotilla de perforación. Es esencial que esta araña colgante sea capaz de balancearse. Por otra parte, un esfuerzo excesivo en el riser puede ocurrir en la cima, causado por la acción de las tormentas, olas y corrientes.

Operacionalmente, la decisión de recuperar o colgar el riser antes de la tormenta es difícil; aproximadamente de 8 a 10 horas podrían ser necesarias para recuperar el riser integral; adicionalmente, el riser no será desconectado con movimientos ascendentes y descendentes del buque excediendo los 40 pies. debido al peligro de colisión entre el montaje del riser del fondo y el múltiple durante la desconexión. Por lo tanto, cuando los movimientos ascendentes y descendentes del buque se aproximan a los 30 pies con señales de empeoramiento del tiempo, el riser será desconectado y colgado. Aquí se asume que el sistema de anclaje puede mantener el

buque compensado para que el ángulo del riser del fondo no exceda los 5-6°, de otra manera el conector no soltará.

Para ser práctica, la recuperación del riser probablemente no será llevada a cabo con movimientos ascendentes y descendentes del buque que pasen los 20 pies. Los movimientos verticales y horizontales del buque durante tales condiciones del tiempo impiden al personal trabajar con seguridad, hasta con el sistema recomendado. Por lo tanto, si el personal que está operado decide que el riser será recuperado, el proceso de recuperación comenzará cuando los movimientos ascendentes y descendentes totales del buque sean de 20 pies, o menos si los pronósticos del tiempo indican un movimiento rápido de la tormenta principal.

D. CONSIDERACIONES FUNCIONALES Y OPERACIONALES

Cada línea riser está diseñada para satisfacer rangos establecidos de presión, corrosión, erosión y temperatura durante el mantenimiento de la integridad estructural. Las consideraciones operacionales incluyen abastecimiento para el manejo del sistema riser durante condiciones extremas de tormenta, fallas en el amarre, fouling marino, cargas de interfase entre las líneas y la protección del contra de las cargas externas.

Los planes para la inspección, mantenimiento y reparación a largo plazo pueden influir en el diseño del sistema riser.

Actividades operacionales tales como la corrida de diablos a través de las diversas líneas de flujo y el abastecimiento para el desplazamiento de los hidrocarburos previo a la desconexión del riser también influyen en el diseño de los riser de producción.

11.3.5 CLASIFICACIÓN DE LOS RISERS DE PERFORACIÓN, TERMINACIÓN Y REPARACIÓN DE POZOS.

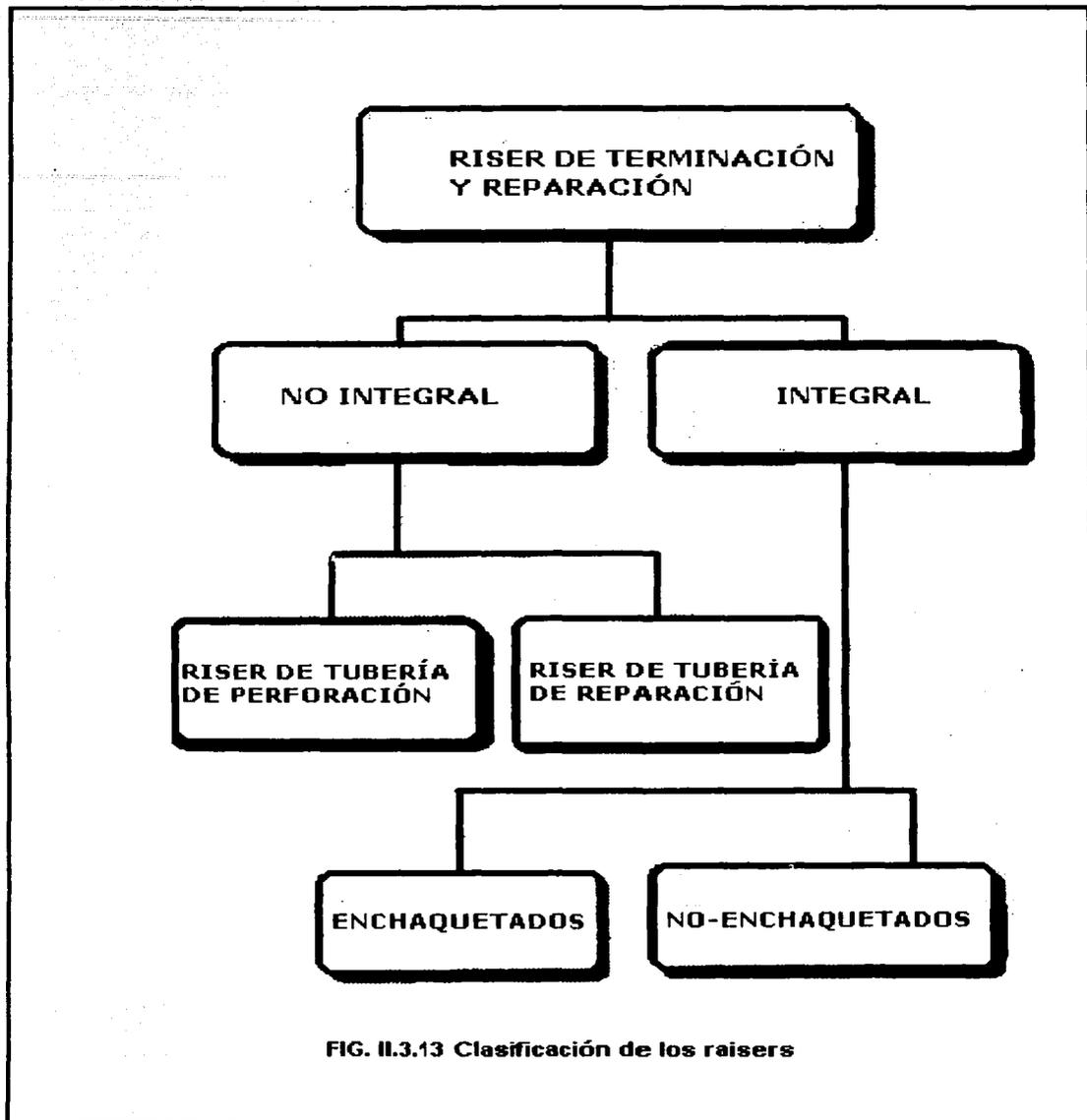
Existen dos tipos básicos de estos risers, que son el no integral y el integral. En la Fig II.3.13 se presenta una clasificación de los risers de terminación y reparación.

A. RISER NO INTEGRAL

Están hechos de sartas anulares y de producción independientes; normalmente se instalan con uniones ligeramente escalonadas para permitir herramientas convencionales que manejan tuberías de perforación o producción que son usadas para hacer las uniones. Se pueden agrupar en dos tipos que son risers de tubería de perforación y risers de tubería de producción.

B. RISERS DE TUBERÍA DE PERFORACIÓN

Consisten de una sarta individual de tuberías de perforación, con un control hidráulico umbilical afianzado; están algo limitados en aplicación y capacidad debido a la limitación de un agujero de acceso únicos. Son usados típicamente en aplicaciones donde se requieren accesos mínimos los agujeros o anulares de producción.



C. RISERS DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

Consisten de una o más sartas individuales de tubería de producción y de un control hidráulico umbilical. Si las sartas de tubería de producción múltiples son utilizadas, cualquiera de ellas puede ser dejada independiente de cada una de las otras, o asegurada a la vez usando algunos tipos de mecanismos de abrazadera. El control hidráulico umbilical es afianzado o atado a una de las sartas de producción.

D. RISER INTEGRAL

Son risers en los cuales los conductos que contienen presión están montados en un ensamble o unión común; son clasificados típicamente en enchaquetado o no enchaquetado; la unión del riser integral permite hacer simultáneamente líneas de producción y anulares.

E. RISERS ENCHAQUETADOS

Este estilo de risers consiste de uno o más conductos a presión alojados dentro de un nido estructural externo; estos risers deben también contener líneas de control hidráulico dentro del nido estructural, e usan típicamente en aplicaciones donde se anticipan altas tensiones o cargas de flexión.

F. RISERS NO ENCHAQUETADOS

Este tipo de risers está constituido por conductos múltiples a presión que se mantienen juntos por abrazaderas mecánicas o por otros medios y son asegurados por un mecanismo de conexión común. Normalmente se instala un control hidráulico umbilical separado atado al riser.

Son típicamente usados en aplicaciones donde la frecuencia de uso es alta, pero donde las condiciones de carga no son tan severas como para los risers del tipo enchaquetado.

II.4 EQUIPO Y HERRAMIENTAS DE PERFORACIÓN NO CONVENCIONALES

II.4.1 SISTEMA COMPENSADOR DE MOVIMIENTOS

El sistema compensador de movimientos 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 pozos. 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 y llega hasta el piso de perforación. Las poleas de trabajo y de registros 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 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 piso marino, generado por el movimiento ascendente y descendente del sistema flotante; esto elimina el movimiento del sistema flotante, que de otra manera se sobrepondría por la lectura de los datos de la sonda de registro.

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

• COMPENSADOR DE LA SARTA DE PERFORACIÓN

Durante la perforación, el peso de la sarta está soportado por el cilindro hidroneumático del DSC y el peso de la barrena sobre el fondo; los cilindros están interconectados a los dispositivos de presión (al igual que en el tensionador), en tanto que 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 la carga (tensión) de soporte preseleccionada y así 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) y el peso sobre la 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 son:

- Línea muerta.
- Block de la corona.
- Block viajero.

Las técnicas del compensador de la sarta de perforación del block viajero son las siguientes:

- Cilindro tipo tensión.
- Cilindro tipo compresión.

Por otro lado, las técnicas de un compensador de la sarta de perforación, para el block de la corona, son:

- Nivel de tensión.
- Inicio de la perforación.
- Instalación del conjunto de preventores.
- Instalación de tuberías de revestimiento.

II.4.2 SISTEMA DE "RISER" MARINO

El sistema de riser marino, conocido como riser de perforación, fue discutido con más amplitud en el Subcapítulo II.3; se puede decir, a modo de definición, que el riser marino es la tubería ascendente que proporciona un conducto para operar la tubería de perforación y demás herramientas al interior del pozo, evitando así la comunicación de los fluidos del pozo con el medio marino. 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.

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

Finalmente, los risers de producción son conductos de un solo agujero o de varios, que permiten la producción / inyección de fluidos desde o hacia los pozos, hasta la plataforma de producción o receptora, para su posterior transporte y/o tratamiento.

Es decir, los llamados risers en general son una parte importante de los sistemas de explotación de campos marinos y pueden ser de perforación, terminación, reparación o de producción de pozos. Pero el riser marino es el riser de perforación.

II.4.3 SISTEMA TENSIONADOR DEL "RISER" MARINO

El sistema tensionador es utilizado para aplicar una fuerza vertical a la cima del riser, para controlar su esfuerzo y desplazamiento; las unidades de este sistema están localizadas normalmente sobre el sistema flotante, cerca de la periferia del piso de perforación.

El riser marino está afianzado al lecho marino por medio del conjunto de preventores, por lo que no puede estar sujeto firmemente al sistema de perforación flotante y el soporte debe provenir de la tensión axial aplicada a la cima del riser y/o de la flotabilidad por su longitud. La tensión controla el nivel del esfuerzo en el tubo del riser y afecta su alineación durante las operaciones de perforación, a medida que aumenta la longitud del riser, la profundidad del agua, el peso de lodo, etc, también se incrementan los requerimientos de la tensión axial para proporcionar un soporte apropiado.

El cálculo de la tensión axial requerida, es un problema complejo de deflexión de una viga, con un cierto número de variables; este cálculo se debe utilizar en todas las aplicaciones de campo.

Sin embargo, una regla para determinar la tensión axial aproximada, utiliza el peso del tubo del riser en el agua, el peso del fluido de perforación en el agua, el peso del fluido de perforación en el agua y un factor de seguridad.

La tensión nominal aproximada es:

$$T_n = (P_x a)(W_{ra} + W_{fpa}) \times 1.2$$

donde:

T_n es la tensión nominal.

P_a es la profundidad del agua.

W_{ra} es el peso del riser en el agua.

W_{fpa} es el peso del fluido de perforación en el agua

1.2 es un factor de conversión

Este nivel de tensión mantendrá la unión del fondo del riser en tensión positiva, mientras exceda el peso del riser.

Los tensionadores del riser son operados en parejas, para que los dos tensionadores conectados diagonalmente opuestos al lado del riser siempre estén en el mismo nivel de tensión. Se usan parejas adicionales de tensionadores para lograr, tanto la tensión disponible, como los niveles altos de tensión, por la utilización de todos los tensionadores sobre el riser al mismo tiempo.

La siguiente lista presenta los requerimientos básicos de cualquier buen diseño de un tensionador, a fin de que funcionen bien en su aplicación.

- Capacidad de tensión.
- Carrera del cable.
- Capacidad de la velocidad de respuesta.

Por otro lado, los criterios de selección toman en cuenta algunas consideraciones importantes, para diseñar un sistema tensionador efectivo, las cuales son:

- El ángulo de flotación.
- La vida del cable.
- Los acumuladores y el contenedor de la presión del aire.
- El fluido y los requerimientos de flujo del aire.
- Pérdida de fricción y de inercia.
- Límite de tensión dinámica (DTL).
- La tensión máxima .

Asimismo, las fuentes básicas de tensionamiento por flotación se basan en dos técnicas principales. La primera utiliza materiales de flotación que se moldean para darles forma y se afianzan al tubo del riser. La segunda técnica utiliza cámaras concéntricas al tubo del riser llenas de aire y consiguen su flotación por el aire atrapado. Ambas técnicas reducen el peso del sistema de riser en el agua, lo que reduce la tensión axial requerida.

Además, por otro lado, las técnicas de tensionamiento desde la superficie pueden ser alguna de las siguientes:

- Neumáticos de resorte.
- Cilindro de ariete-activado por compresión.
- Cilindro de actuación doble-activado por compresión.
- Cilindro de actuación sencilla- activado por tensión.

II.4.4 SISTEMA TENSIONADOR DE LAS LÍNEAS GUÍA

Las líneas guía del cabezal submarino deben estar tensadas para ser efectivas; con este fin, para 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 éstos son más pequeños.

II.4.5 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 conductora y el sistema de colgadores de tuberías de revestimiento y de la tubería de producción, del árbol, de la tapa del árbol, entre otros. Además, de todas las herramientas de prueba y de recuperación.

La mayoría de esas herramientas se mencionan o se 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.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

ESTA TESIS ACCEDIDA
DE LA BIBLIOTECA

CAPÍTULO III

TERMINOLOGÍAS

III.1 EQUIPOS Y HERRAMIENTAS.

PRESENTACIÓN

En este Subcapítulo III.1 se hace la presentación y se concluye en forma general, lo importante que son los equipos y las herramientas, dentro de la perforación marina. La descripción de estos equipos y herramientas se realiza en el Apéndice A, que está al final.

En México se ha limitado, tanto por el equipo como por las herramientas, este tipo de perforación, debido a que la tecnología desarrollada y/o utilizada no permite perforar con grandes tirantes de agua; por tanto, es muy importante que dentro del desarrollo profesional se empiece a profundizar y ampliar nuestro conocimiento sobre la tecnología utilizada en otros países, para la perforación de pozos petroleros en aguas profundas, con el fin de mejorar el desarrollo e implantación de proyectos que involucren la tecnología de perforación marina en nuestro país.

La descripción de cada uno de los equipos y herramientas, no es muy detallada, puesto que el objetivo principal es analizar las diferencias de cada una de éstas comparadas con las utilizadas en la perforación terrestre. Muchos de estos equipos y algunas de las herramientas están automatizadas; el mejor conocimiento conducirá a diseñar, programar y supervisar los trabajos de instalación, operación y reparación de los equipos y de las herramientas.

Las herramientas no son muy distintas a las utilizadas en la perforación terrestre; las diferencias que llegan a existir se deben a que en la perforación marina, el espacio dentro de las plataformas es muy reducido y determinante para su operación. En cuanto a los equipos, éstos son distintos básicamente de la mesa rotatoria hacia abajo (subestructura), debido a que cada una de las plataformas o barcos de perforación son diseñados y utilizados dependiendo de la altura del tirante de agua, así como de las condiciones a las que van a estar expuestas.

El análisis de cada uno de los equipos utilizados en la perforación marina, tanto como de algunas de las herramientas involucradas para la instalación, reparación, etc., se realiza en forma detallada en el Capítulo II, con lo que en este subcapítulo se concluye, que el conocimiento preciso de cada uno de los equipos, así como de las herramientas, ayudará en el desarrollo de la carrera de ingeniero petrolero, que puede ser un especialista en perforación de aguas profundas, para que, en el momento que se tenga la supervisión de la instalación y funcionamiento de éstas, sea de la mejor manera para la mayor eficiencia del trabajo.

III.2 OPERACIONES Y PROCEDIMIENTOS

PRESENTACIÓN

Dentro de este Subcapítulo III.2 se hace la presentación y se obtienen conclusiones en forma general sobre las operaciones y procedimientos involucrados en la perforación marina, así como sobre algunas de las técnicas más comunes empleadas en este tipo de perforación. Todo esto es descrito en el Apéndice B.

Se hace una descripción de las técnicas utilizadas durante y en cada etapa de la perforación, cementación, toma de información (registros y núcleos), pesca, control de brotes, circulación de lodo, terminación y reparación de pozos, etc.

Se menciona cada una de las operaciones, procedimientos y técnicas mencionadas en este capítulo, de lo cual puede darse cuenta de que se tendría que realizar un análisis profundo de cada una de ellas; es decir, se requiere estudiarlas mucho más allá de lo común, para poder aplicarlas en el campo. Por lo regular, en este tipo de operaciones, procedimientos y técnicas, se tiene que contratar, por parte de Pemex, a especialistas para realizar cada una de ellas; el Ingeniero Petrolero de perforación, tiene la obligación de confirmar o rechazar cualquier tipo de trabajo a realizar. Con un buen conocimiento y con ciertos criterios de campo, aplicados a los procedimientos, se puede obtener un mejoramiento en cada una de las diferentes operaciones realizadas en la perforación marina.

El analizar cada una de las operaciones, procedimientos y técnicas con todo detalle, conduciría a un trabajo muy extenso, que a su vez sería un tema completo de tesis, por lo cual se hacen descripciones lo más sencillo posibles, sin dejar de omitir que cada una de ellas es un tema especializado, el cual es descrito en libros y manuales sobre la perforación en general.

Otra aportación de este Subcapítulo es la descripción de ciertos métodos utilizados en la perforación marina, tanto para plataformas, como para barcos de perforación, así como el desarrollo de éstos, lo que da una idea de cómo aplicarlos en la práctica.

Se recomienda que para tratar de entender cada una de las operaciones, procedimientos métodos y técnicas, éstas se estudien por separado para que después, con toda la información recabada, se pueda hacer un análisis general que integre toda esta información y así poder crear un diseño adecuado para la perforación de un pozo marino.

Existen muchos métodos, operaciones, procedimientos y técnicas, pero en este Subcapítulo sólo se tratan los más comunes y de mayor importancia en la perforación de pozos marinos.

En esta parte se puede concluir, de forma general, que no sólo con el conocimiento y el análisis de las métodos, operaciones, procedimientos y técnicas, se estará capacitado para realizarlas y/o supervisarlas, sino que se tienen que aplicar varias veces en el campo y después hacer un análisis minucioso de cada una de ellas, para que se desarrolle así un verdadero criterio, con el fin de poder juzgar e innovar éstas, creando nuevos diseños de operación o nuevas tecnologías.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

FALTA

PAGINA

85

CAPÍTULO IV

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Con base en el desarrollo presentado se puede concluir que la selección del equipo y herramientas de perforación es muy importante en la etapa de planeación de un pozo, ya que de ésta depende el buen resultado de los objetivos trazados y los costos de perforación.

La selección se hace de acuerdo a las siguientes variables:

- El lugar de la perforación.
- El tirante de agua.
- La capacidad del equipo.

Por lo que el análisis de las mismas es el factor principal, para la determinación de la selección del equipo mas adecuado para la perforación marina.

Del análisis de los sistemas de control de pozos submarinos, se puede concluir que la mejor selección de un sistema dado, está en función de la distancia o tirante de agua, del tiempo de respuesta, del número de unidades a controlar y del costo del mismo.

El análisis de los diferentes tipos de riser's marinos, que existen en la explotación de pozos, tiene como fin el mejor entendimiento de las funciones que estos tienen dentro de la perforación marina así como de la instalación y accesorios necesarios para realizarla.

El análisis específico , tanto de los equipos y de la utilización de las herramientas así como de las operaciones involucradas en la perforación marina, conducirá a la realización de buenas prácticas de perforación, como son la seguridad del equipo, del personal de trabajo y de la protección al medio ambiente.

Dentro de la tesis se encuentran recomendaciones específicas de cómo operar los equipos y las herramientas, para un mejor entendimiento de las operaciones involucradas en la perforación marina.

Se recomienda un análisis profundo, por separado de los sistemas tratados en la tesis y todos los otros sistemas de la perforación marina, para el mejor entendimiento de ésta.

APÉNDICE A

EQUIPO Y HERRAMIENTAS

A

Abrazadera del raiser (Riser clamp)

Una abrazadera atornillada sobre la pierna o brazo enchaquetado de una plataforma con el propósito de asegurar el riser a la estructura.

Abrazadera de tubería (Pipe clamp)

Un collar colocado alrededor de la sarta de tubería de perforación cuando ésta está colgando en las correas de deslizamiento para prevenir que la sarta de tubería se caiga deben suspenderse las correas de deslizamiento para posteriormente amarrarse. La abrazadera de tubería es utilizada para este propósito, pero si el revestimiento requiere soporte extra se le acondiciona una abrazadera de revestimiento.

Accesorio de la barrena (Bit sub)

Es una longitud corta de tubería con los dos extremos de caja, esto es, hembras en cada extremo. Este accesorio se coloca entre la barrena y el primer "drill collar".

Acoplar tubería ("Make up")

Es el opuesto a "break out". Significa acoplar tubería o herramientas, en una sarta.

Acumulador (Accumulator)

Es un recipiente capaz de almacenar energía en alguna forma, para responder a cualquier demanda alta, repentina, durante un corto periodo, y es recargado a un gasto más bajo y más lento. El acumulador es usado en ingeniería costa afuera en sistemas de control operados hidráulicamente; por ejemplo, en mecanismos de control de la cabeza del pozo. El acumulador es un recipiente a alta presión que contiene un fluido y algunos medios para comprimirlo. Un tipo usa nitrógeno para comprimir fluido hidráulico a través de un diafragma interno, proporcionando un fluido a alta presión que hace actuar el pistón, en la operación de una válvula de control. Un circuito de retorno permite al fluido regresar al recipiente cuando la presión se descarga.

Aguas azules II, III y IV

Son tres unidades de perforación semi-sumergibles operados por la compañía Santa Fe International. Vea el Apéndice E para mayores detalles.

Agujero de ratón (Mouse hole)

Como el agujero de rata, es un agujero estrecho en el piso de la cubierta de una torre de perforación. Este agujero es usado para poner el siguiente tubo hasta que se requiere para enroscarlo en la sarta de perforación.

Altura del derrick (Derrick height)

Es la distancia desde la cima del piso del derrick hasta el fondo de la mesa de agua, medida a lo largo de las patas de un conjunto de perforación.

AMDP No 1 y No. 2

Son dos unidades de perforación "jack-ups" operadas por Aramco. Ver el Apéndice D para más detalles.

Amortiguador de pulsación (Pulsation dampener)

Un aparato hidro-neumático diseñado para minimizar el choque o vibración que resulta de cambios repentinos en la presión o fuerza que actúa sobre un sistema mecánico; es un absorbedor de choques. Cambios en la presión del fluido de perforación causados por las condiciones de perforación pueden ser minimizadas por el uso de un amortiguador de pulsación. Una unidad típica es mostrada en la ilustración acompañante.

Araña (Spider)

Es una herramienta de control y agarre, frecuentemente neumático, utilizado en el manejo de cubiertas y tuberías de perforación en la mesa rotatoria. La araña, la cual puede ser descrita como muelles de poder en operación, consiste en una pesada bisagra que encierra 3 o 4 partes de muelles (gradas) multiplicados. Cuando es adaptada a la mesa rotatoria es capaz de soportar algunos cientos de toneladas de tubos. Por ejemplo. Cuando se maneja el ensamble de pila, una araña de 500 toneladas puede ser requerida. Algunos modelos pueden ser adaptados para su uso como elevador o grúa.

Árbol de conexiones múltiples (Tree)

Un ensamble de válvulas, mecanismos de control y tuberías o tubos, adaptados al cabezal del pozo, los cuales forman una parte esencial de un pozo el cual producirá hidrocarburos. Se pueden encontrar varios tipos de árboles (derivaciones o conexiones múltiples) en la ingeniería de pozos. Un árbol seco es instalado encima del agua, un árbol húmedo requiere una instalación sub-marina; ambos son conocidos como Christmas trees (árboles de navidad o de derivaciones o conexiones múltiples o juego de válvulas de cabezal de pozo). En las etapas primarias o tempranas del desarrollo de un pozo un árbol de servicio es adaptado, pero éste es reemplazado por un árbol de producción después de la finalización. Durante una evaluación del pozo, las pruebas de flujo requieren de la instalación de un árbol (derivaciones o conexiones múltiples) del examen de pruebas del contenido de la formación por medio de la tubería de perforación (drill stem test tree).

Árbol de navidad (Christmas tree)

Es el complejo de válvulas y tuberías instaladas en la cabeza del pozo para controlar el flujo de aceite o gas a alta presión; se le llama así debido a que los tubos forman varias ramas que tienen válvulas y mecanismos de control

Arbol de producción (Production tree)

Un ensamble de válvulas, tuberías y controles adaptados al cabezal del pozo de producción. Es un árbol de navidad o de conexiones múltiples de producción.

Árbol de válvulas (Manifold)

Es un complejo de tuberías que forman la unión de varias líneas de entrada con una o más salidas, e incorpora válvulas e instrumentos donde sea necesario para vigilar el flujo de fluidos en líneas individuales. En un sistema de producción en el fondo del mar el árbol de válvulas se encierra en un centro de válvulas, un complejo de válvulas de estrangulamiento es a menudo ajustada al conjunto de preventores, antes de que un pozo sea terminado, para controlar cualquier flujo de hidrocarburos.

Ariete de preventor (Ram preventer)

Un tipo de preventor de explosión el cual opera para cerrar el espacio entre el revestimiento y la tubería de perforación, o cualquier tubería que esté dentro del conductor.

Ariete hidráulico (Ram)

Un pistón operado hidráulicamente hecho de acero o hule duro. En ingeniería costa afuera el ariete hidráulico es el pistón reemplazable el cual sella la perforación cuando un preventor de explosión es puesto en acción. Los arietes o pistones hidráulicos ciegos tienen terminaciones planas las cuales se encuentran frente al diámetro del agujero cuando la tubería de perforación está afuera. Ya que los arietes o pistones hidráulicos son fácilmente reemplazables medidas diferentes pueden ser rápidamente instaladas para acomodar diferentes revestimientos y diámetros de tubería.

Arpón de cable de acero (Wireline grapnel)

Una herramienta de pesca utilizada para recuperar líneas de acero rotas. El arpeo tiene un cuerpo pequeño, debajo del cual está suspendido un número de ganchos de acero para ballestas para cachar cualquier cable de acero flojo.

Arpón (Spear)

Un pescante diseñado para trabarse a el diámetro interior de cualquier tubo adherido, o para penetrar la tubería y enganchar un empacador para repararse. Un típico arpón incluye un muelle de carburo de tungsteno o garfio, el cual puede ponerse para agarrar el pescado, o ser puesto otra vez si el pescado no se engancha.

Asa (Bail)

Es una asa similar a la de una cubeta. Se usa en el gancho cuando se levanta de un extremo, por ejemplo, el swivel en una torre de perforación, el que es suspendido de un gancho abajo de la polea viajera.

B

Bahram

Es una unidad de perforación del jack-up bajo construcción para la Compañía Offshore, que puede usar el nombre de Offshore Bahram. Ver Apéndice D.

Balanza de lodos (Mud balance)

Es un instrumento para determinar la densidad de un fluido de perforación. La balanza consiste de una base, un brazo graduado, un contrapeso, y una taza que tiene un volumen de fluido constante. Para operar el instrumento, la taza llena se suspende en un extremo del brazo, el cual descansa en un dispositivo tipo navaja en la base. Un deslizador en el brazo se ajusta de tal manera que la taza y el contrapeso estén en equilibrio, en donde la densidad puede leerse de la escala.

Balastre (Ballast)

Es una sustancia pesada, como el agua o hierro, colocada en el fondo de un recipiente para regular su estabilidad en el agua y permitirle asumir una altura deseada sobre el agua, que sea consistente con el modo de operación del recipiente. El balastreo es una parte esencial del proceso de instalación de la plataforma costa afuera en su localización, en la estabilidad de unidades de perforación semi-sumergibles y en operaciones de buque tanque.

Barcaza de lanzamiento (Lay ramp)

Es una barcaza con un fondo plano y una cubierta plana, que tiene un espacio en la cubierta grande y limpio para transportar una plataforma jacket. Esta barcaza se ajusta con un mecanismo de inclinación, por medio del cual un jacket puede ser elevado en un extremo y deslizado al agua.

Barcaza "Deck" (Deck barge)

Una barcaza de flotación diseñada para transportar módulos de cubierta de un lugar de construcción o puerto a una plataforma costa afuera.

Barcaza A (Barcaza A)

Es una barcaza de perforación sumergible operada por la compañía Odeco. Ver el Apéndice G para más detalles.

Barcaza (Barge)

Es un bote de fondo plano. La industria de petróleo costa fuera ha visto la introducción de un gran rango de barcasas que sirven para propósitos específicos como almacenar tubería, elevar módulos de plataformas y para controlar fuegos. Aunque pocas de ellas retienen la forma tradicional de fondo plano, ellas tienen tales nombres como barcaza enterrada, barcasas de grúa, barcasas de piso, barcasas de perforación, barcaza flotadora, barcasas de jack-up, barcasas pontoon, barcasas de rampa, barcasas de arrastre y barcasas de reparación.

Barcaza carrete (Reel barge)

Una clase especial de barcaza desarrollada para trabajos en las instalaciones costa afuera. Su principal característica es un carrete grande que sostiene varios cientos de metros de tubería de línea pre-soldada flexible. La barcaza carrete fue introducida para acelerar las operaciones de instalación de tubería, una milla por hora de tubería de diámetro pequeño estando dentro de sus capacidades. Otra aplicación es para operaciones de re-acondicionamiento (rehabilitación, re-perforación o limpieza de pozos), en tales casos la

barcaza carrete carga la tan mencionada tubería sin fin utilizada al darle servicio a los pozos.

Barcaza contra fuego (Fire-fighting barge)

Es una barcaza especialmente equipada para combatir fuegos en equipos y plataformas marinas. La US Red 1 fue probablemente la primera barcaza de este tipo.

Barcaza de construcción (Crane barge)

Es un tipo de barcaza en gran demanda para operaciones costa afuera de aceite y gas. La barcaza grúa, que puede ser también barcaza de tendido, a veces llamada barcaza "derrick" tiene una grúa de gran capacidad de levatamiento. Sus servicios son esenciales cuando módulos pesados son instalados en plataformas costa afuera. Algunas barcasas grúa son convertidas en buques-tanque que proveen una gran cubierta de trabajo. Entre las que satisfacen la demanda mundial está la barcaza Thor, que es capaz de levantar 2 000 toneladas cortas sobre el "stem", o 1 750 ton cortas a través de una revolución completa. Entre otras de capacidad similar están el "Microperi 26", la "Ballena Azul (Blue Whale)", el "Challenger" y el "ETPM 1 601".

Barcaza de flotación (Flotation barge)

Es una barcaza construida especialmente con el propósito de transportar grandes estructuras, tales como pltaformas de producción y módulos de cubierta, a su localización costa afuera. Un nombre alternativo es barcaza de cubierta, en tanto que el nombre barcaza de flotación es a veces aplicado a lo que es propiamente una "flotation raft".

Barcaza de instalación de tubería (Pipe-laying barge)

El nombre completo de la embarcación la cual es usualmente conocida simplemente como una barcaza de cableado.

Barcaza de perforación (Drilling barge)

Es un término usado libremente para describir cualquier tipo de barco de perforación costa afuera, pero también se refiere específicamente al antiguo tipo de equipo de perforación de fondo plano, sin impulso propio. Los últimos son equipos muy pequeños con un desplazamiento de 3500 toneladas, aunque hay algunos de más de 10 000 toneladas. Detalles de algunas barcasas de perforación se dan en la tabla del Apéndice G.

Barcaza de pontón (Pontoon barge)

Un bote o balsa de fondo plano utilizado para transportar revestimiento y otro tipo de equipo para instalaciones costa afuera. Generalmente referido como pontón.

Barcaza de reacondicionamiento (Workover barge)

Una pequeña unidad de perforación móvil especialmente equipada para soportar operaciones de re-acondicionamiento.

Barcaza de trabajo (Work barge)

Una embarcación de tipo de remolque de usos generales utilizada en el soporte de trabajos de instalación costa afuera. La barcaza de trabajo, o bote de trabajo, debe estar equipada con pequeñas grúas, montacargas y un engranaje de buceo.

Barcaza de tubería (Pipe barge)

Una barcaza con un pozo amplio y grande en la popa, usado para cargar varias toneladas de tubería de diámetro grande en apoyo de operaciones de instalación de tubería submarina. La barcaza de tubería transporta tubería desde la base suministradora hacia la barcaza de instalación de tubería y la alimenta con secciones pre-revestidas como es requerido.

Barcaza derrick (DB)

Abreviación usada para barcaza de perforación y algunas veces para barcaza “derrick”.

Barcaza derrick (Derrick barge)

Es un tipo de barcaza que tiene mucha demanda para apoyar las operaciones de desarrollo de campos de aceite y gas. Este tipo de barcaza (o barcaza grúa) está equipada con una o más grúas de gran altura y gran capacidad, de la clase requerida para elevar módulos pesados y equipo de producción sobre las plataformas de producción.

Barcaza Jack – up (Jack-up barge)

Es otro nombre para la unidad de perforación jack – up.

Barcaza remolcadora (Tow barge)

Otro nombre para la barcaza de flotación.

Barco de apoyo (Drilling tender)

Es un barco de apoyo diseñado para ayudar en las operaciones de perforación en una plataforma fija costa afuera. La cubierta, “drawworks”, y otro equipo de perforación son instalados en la plataforma, en tanto que los tanques de lodo, potencia, unidad de cementación, grúas, almacenamiento bruto, comunicaciones y otros servicios los tiene este barco. La ilustración muestra detalles del barco de este tipo “Grand Large”, que es típico de los que se emplean en el Golfo de México, Nigeria y otras regiones.

Barco de investigación de la perforación (Drilling reseach vessel)

Es una clase de barco equipado para llevar a cabo investigaciones en el mar, especialmente en relación con la exploración de hidrocarburos. Algunos de estos barcos están ahora en operación en el mundo, perforando en aguas muy profundas, nucleando, muestreando, haciendo levantamiento geológico, y llevando a cabo una variedad de investigación geológica, particularmente aquellas investigaciones relacionadas a al lugar de construcción de estructuras costa afuera. El ejemplo mejor conocido es tal vez el “Glomar Challenger”, pero muchos otros barcos están ahora en servicio.

Barco de perforación (Drill ship)

Es un equipo de perforación móvil, que tiene forma de barco, o flotador, especialmente construido o convertido para perforación de pozos de aceite o gas en aguas profundas. Estos equipos ofrecen mayor movilidad que un jack-up o una unidad de perforación semi-sumergible, pero no son tan estables cuando se está perforando. Su principal ventaja es la habilidad de perforar en casi cualquier profundidad de agua. Los barcos modernos de este tipo se colocan en su sitio con equipo de posicionamiento dinámico, que les permite mantenerse en el lugar arriba del agujero, particularmente en mal tiempo.

Teniendo mayores capacidades de almacenamiento que otros tipos de equipo de perforación de desplazamiento comparativo, estos equipos son a menudo más adecuados para perforar pozos más profundos y operan independientemente de los barcos de servicio y suministro. Una característica de estos equipos con instalaciones automáticas, es su habilidad para maniobrar con precisión, con la ayuda de "thrusters" ajustados con propulsores controlables. La ranura de perforación en uno de estos equipos es a través de su centro de gravedad, y la cubierta montada arriba le da a este equipo su apariencia distintiva. Hoy en día hay 76 estos equipos en servicios a través del mundo, y otros 39 están en construcción. Ellos varían desde un peso de 500 toneladas hasta más de 36 000, aunque la mayoría están en el rango de 5 000 y 10000 toneladas de peso muerto. Un equipo moderno de estos, tal como el ilustrado "IHC Holland", cuesta más po menos cincuenta millones de dólares (25 millones de libras esterlinas).Algunos detalles de estos equipos en servicio y los que están en construcción se dan en la tabla del Apéndice F.

Barco de perforación (DS)

Es una abreviatura algunas veces usada para barco de perforación.

Barógrafo (Barograph)

Es un instrumento meteorológico básico usado para medir y registrar la presión del aire. Lo hace así indicando la cantidad de movimiento de un disco metálico delgado, que se flexiona en respuesta a los cambios de presión atmosférica y que actúa sobre el disco y registra el movimiento continuamente en una gráfica. El barógrafo se fija en boyas y algunas veces forma parte de un equipo que registra el tiempo en una unidad de perforación costa fuera.

Barra de acero (Kelly)

Es una barra de acero hueca, larga, de sección cuadrada o hexagonal, acoplada en su extremo inferior a la parte alta de la tubería de perforación, y su extremo superior al swivel que cuelga de la cubierta de una torre de perforación. Se ensambla en la mesa rotatoria y trasmite una par rotatorio de la mesa rotatoria a la sarta de perforación. El kelly puede deslizarse verticalmente a través del bushing del kelly de tal manera que se mueve lentamente hacia abajo a medida avanza la perforación, hasta el punto en que otro tubo necesita ser agregado. Entonces se eleva, el tubo es acoplado y el kelly reconectado, listo para que el ciclo se repita. Grief stem es otro nombre para el kelly.

Barrena (Bit)

Es una herramienta de perforación para cortar la roca. En perforación rotacional, que es ahora la práctica universal, hay dos tipos básicos de barrena: la barrena de cortadores rodantes y la barrena de arrastre, la cual no tiene partes que se mueven como la barrena de cortadores rodantes. Las barrenas de arrastre rara vez se usan actualmente, pero son útiles al perforar lutitas suaves, en tanto que la barrena de diamantes puede penetrar más fácilmente formaciones duras. Las barrenas de dientes son capaces de perforar todo tipo de perforaciones. Una barrena "spudding" es un tipo especial de barrenas usada para perforar los primeros cientos de pies del pozo y es normalmente una herramienta de gran diámetro. La barrena de diamantes es otra herramienta especial usada en operaciones de núcleo. La vida de las barrenas depende de varios factores, como el tipo de formación, la velocidad de rotación, el peso sobre la barrena y el fluido de perforación. Más o menos de

200 a 400 horas de operación pueden esperarse de una herramienta de diamante, pero solamente de 15 a 25 horas de una barrena de cortadores rodantes. Las ilustraciones muestran ejemplos de la barrena de cortadores rodantes, la barrena de diamantes y la barrena de núcleo.

Barrena con cortador de roca rodante o cilíndrico (Rolling-cutter rock bit)

Es una barrena cortadora de roca de tipo moderno la cual reemplazó a la barrena cola de pescado. Tiene cortadores cónicos equipados con filas de dientes recubiertos de tungsteno, los cuales dan vueltas en la parte de abajo con una acción cortadora y cinceladora, mientras que los biselos en los dientes cortan dentro de la pared de taladrado. Los dientes de espaciado amplio y contención larga son utilizados para perforar formaciones suaves, y los dientes de espaciado cerrado y contención corta son utilizados para perforar formaciones duras. La barrena es de auto limpieza y puede resistir una fuerza compresiva de tres a cuatro toneladas por pulgada de diámetro. Las barrenas con cortador de roca rodante o cilíndrico vienen en muchos tamaños, pero la mayoría de los agujeros están hechos con herramientas de 8" de Diámetro Exterior (203.2mm). El promedio de vida entre descarga o disparo es de alrededor de 15 a 20 horas, una fracción de vida de una barrena de diamante.

Barrena convencional (Conventional bit)

Es una barrena para perforar la roca en donde el fluido de perforación fluye a través un puerto convencional, a diferencia de la barrena a chorro, donde el fluido se mueve con altas velocidades y presiones a través de la boquilla.

Barrena de arrastre (Drag bit)

Es una barrena que corta roca con una hoja fija dura, sin partes móviles. Esta barrena, que por definición incluye la barrena de diamantes, es útil para perforar arcillas suaves.

Barrena de chorro (Jet bit)

Es una barrena para cortar roca que tiene boquillas a través de las cuales chorros de fluido se dirigen a la cara de la roca a alta presión. La penetración de roca dura se hace más fácil mediante esta forma. Además, las boquillas pueden emplearse para levantar los recortes del fondo del pozo.

Barrena de diamante (Diamond bit)

Es una barrena cortadora de roca que no tiene partes móviles separadas. La barrena se hace de una pieza de acero que es inmersa en un molde, que consiste de una matriz de diamantes polvo de tungsteno, y luego todo esto es fundido. El extremo de la barrena se le hace cuerda para unirlos a un drill collar. Una barrena de diamantes remueve roca por abrasión; dura más y es menos afectada por el fluido que la barrena de cortador rodante, pero es más frágil. Ver también perforador de diamante para núcleo.

Barrena de diamante para núcleo (Diamond core bit)

Es una barrena de diamantes tubular con un diámetro interno grande. En operación, la perforadora no desintegra la roca, sino que corta un núcleo que se va formando dentro del barril nucleador acoplado a la barrena y el cual se secciona como se requiera, y se trae a la superficie. Un nucleador de diamantes típico de 8¾" (22.2mm) de diámetro cortará un

núcleo de $4\frac{3}{8}$ " (11.1 mm) de 50 pies (16 metros) de largo a una velocidad de rotación de 40 revoluciones por minuto.

Barrena de excavación (Spud bit)

Cualquier barrena que remueve roca al empezar un programa de perforación. El término describe una larga barrena, es un tipo especial de barrena excavadora o escarda, no desigual a la herramienta de cable original, la cual es utilizada para empezar una desviación cuando se perfora un pozo direccional.

Barrena nucleadora (Core bit)

Es una barrena especial usada para cortar núcleos; por ejemplo, puede ser de diamantes.

Barril nucleador (Core barrel)

Es una sección de una herramienta de tubería especial, que puede ser acoplada a un cortador de núcleos de diamantes, o puede tener su propia zapata cortadora. A medida que se va obteniendo el núcleo, comúnmente de $2\frac{1}{2}$ " a 5" de diámetro (63.5 a 127 mm), dentro de la tubería, cuando alcanza la longitud requerida se rompe y se lleva a la superficie para investigación. Los barriles nucleadores pueden ser de 30 metros de largo.

Batiscafo (Bathyscaphe)

Es un tipo de submarino diseñado para hacer exploraciones bajo el agua, a grandes profundidades. Originalmente fue concebido por Charles W. Beebe, la idea fue desarrollada por Auguste Piccard y por la Marina de los Estados Unidos. El trabajo de desarrollo hecho por aquellos pioneros es reflejado en diseños actuales de sumergibles usados en ingeniería costa fuera, y mucho de nuestro conocimiento oceanográfico actual se basa en sus esfuerzos. Ver también buceo en seco.

Big John

Es un tipo de barcaza de una unidad de perforación operada por la compañía Atwood Oceanics Inc. Vea el Apéndice F para más detalles.

Block viajero (Travelling block)

El Block viajero es parte de los malacates o aparejos de maniobras en una plataforma de perforación. Este consiste de un número de poleas acanaladas o de garganta encasilladas en una armazón o ensamblaje, pero mientras que el caballete porta-poleas es acomodado en la parte más alta de la torre de perforación, block viajero se levanta y cae como un cable desde el malacate o aparejo de maniobras y es metido o recogido o dejado afuera o liberado. Un gran gancho en la parte de abajo del block o aparejo es adaptado a la cabeza giratoria, el cual al ser unido a la sarta de perforación permite que la sarta de perforación sea elevada o bajada como sea requerido.

Bloque de impresión (Impression block)

Es una ayuda para pesca donde la naturaleza exacta de la parte superior del pescado no se conoce. El bloque de impresión es un bloque de acero revestido con plomo, y puede ser dejado caer en el agujero para hacer contacto con el pescado, y obtener una impresión de la parte superior.

Bola Rompedora (Ball breaker)

Es un dispositivo sónico usado en operaciones oceanográficas para indicar que se ha llegado al fondo. Un marco de metal que contiene un peso suspendido arriba de una bola de vidrio se baja en el mar; al alcanzar el fondo, el peso golpea la bola, enviando ondas sonoras a la superficie.

Bomba contabilizadora (Pump stroke counter)

Un contabilizador electrónico simple el cual opera en pasos que coinciden con cada golpe de la bomba o bombas de lodo de perforación. El contabilizador es colocado en la consola del perforador, y ofrece al perforador un rápido levantamiento sobre el esfuerzo involucrado en el llenado del agujero con lodo durante el sacado de la tubería. Algunos contabilizadores pueden mostrar el rango de bombeo, en golpes por minuto, y puede incorporar un aparato para indicar cuando el agujero está lleno.

Bomba de lodos (Mud pump)

También conocida como bomba slush. Es una bomba impulsada por un motor usada para circular fluido de perforación en el pozo. Unidades típicas instaladas en plataformas de perforación pueden llevar hasta una potencia de 1 600 HP, y son capaces de circular fluido a 700 u 800 gpm, a una presión de 3000 psia a 5000 psia.

Bomba (Pump)

Una máquina con aplicaciones numerosas en el campo de la exploración y producción de petróleo y gas. Las bombas son usadas para levantar agua, por ejemplo, para inyección de agua; para circular fluido, como el fluido de perforación es circulado por la bomba de lodo o fango de perforación; para comprimir gas, como en las estaciones compresoras; o para descargar fluido, como en la descarga de la carga de un barco tanque petrolero. Las bombas de líneas principales de petróleo o gas son casi siempre bombas centrífugas ya que son capaces de trabajar por periodos largos sin detenerse. Las bombas de movimiento alternativo son utilizadas para manejar petróleo muy viscoso, pero es común para las bombas de tipo centrífugas o recíprocas ser acopladas en series.

Boquilla (Nozzle)

Es un tipo especial de inserto ajustado en la superficie del cortador rotatorio de una barrena, a través del cual fluido a alta presión pasa directamente a la formación causando que se rompa más fácilmente. Una boquilla típica se muestra en la ilustración.

Boya (Buoy)

Es un objeto flotante, normalmente cilíndrico o esférico, de construcción soldada que algunas veces llena con espuma para tener una mayor flotación. Las boyas sirven como puntos de anclaje para navíos y como plataformas para la instalación de equipo de navegación, meteorológico e hidrográfico. Muchas boyas especializadas han hecho su aparición con la exploración de aceite costa fuera en años recientes, incluyendo la boya de datos (también conocida como boya oceanográfica o meteorológica).

Buque de instalación de tubería y grúa de perforación (Pipe-laying and derrick essel)

Un barco construido para el doble role de barcaza de instalación de tubería y barcaza grúa. Este tipo de embarcación, también llamada barcaza de grúa o de torre de perforación, es equipado para levantar estructuras costa afuera (algunas de las cuales son capaces de manejar cargas individuales hasta de 2 000 toneladas netas), así como también realizar el trabajo de instalación de tubería.

Bushing del kelly (Kelly bushing)

Es un bush que tiene un agujero cuadrado o hexagonal en su centro, a través del cual se desliza el kelly, y que se ajusta en el centro de la mesa rotatoria. El propósito del bush que es removible es que se puedan tener diferentes tamaños del kelly para que se usen sin necesidad de tener que reemplazar toda la mesa rotatoria. Algunas veces se usan dos bushings, un bushing maestro y un bushing subsidiario.

C

C201, C202, C203, C225, C226, C333, C334

Barcazas de perforación (drilling barges) operados por Creole Petroleum Company. Ver el Apéndice F para mayores detalles.

Cabeza de perforación (Drill head)

Es el extremo de un collar, o de otra herramienta a la cual se acopla la barrena.

Cabezal de la TR (Casing head)

Es una instalación sujeta con tornillos (bolted) o soldada en la cabeza del pozo. Sirve como base para los preventores durante las operaciones de perforación y para el árbol de navidad cuando el pozo es terminado. Es también una salida para cualquier producción que se haya tenido.

Cabezal del pozo (Well-head)

El complejo cabezal instalado en la parte de arriba de la sarta de revestimiento de la superficie o en la tubería conductora, dando acceso a un agujero con el propósito de perforar, controlar la presión en el hoyo y regular el flujo de fluidos desde este. Los cabezales de pozo instalados en la tubería conductora son secos, encontrándose localizados en la piso de trabajo del sótano de una plataforma fija. Aquellos instalados en la sarta de la superficie son húmedos, y están ubicados en el lecho marino. Antes de la finalización de un pozo el cabezal es un cabezal de pozo de servicio, incorporando un árbol de servicio; después de la finalización se cambia a un cabezal de pozo de producción, el cual incluye un árbol de producción.

Cabezal o amortiguador de choques del block (Travelling block bumper)

Un tope o amortiguador parachoques de hule montado en la parte de arriba del block viajero. Tiene el propósito de minimizar el choque o daño que podría ocasionarse si el block fuera elevado demasiado alto, y colisionara con la parte de debajo del travesero o caballete porta poleas.

Cable

La longitud de un cable es un término náutico generalmente usado para igualar un décimo de una milla náutica, 608 pies, o 100 brazas, cuando se refiere a cuerdas o cadenas usadas en sistemas de amarre de embarcaciones costa fuera. Algunos, sin embargo, igualan la longitud de un cable a 720 pies o 120 brazas.

Cadena corta (Jerk)

Es una longitud corta de cadena que va junto a las tenazas usadas en el piso de una estructura de perforación. La cadena se pone alrededor de un tubo obteniendo un brazo de palanca para acoplar o desacoplar tubería. También es llamada cadena "spinning".

Cadena y llaves (Chain and tongs)

Es una combinación de cadena y llaves que algunas veces forma parte del equipo de perforación. Un extremo de la cadena se une al brazo de la llave y el otro se enreda a la tubería para obtener mayor potencia

Caja de guardado (Stuffing box)

Un empaque de paño y goma moldeada de empaques puestos entre el tubo de perforación y embalado para facilitar el pasaje de equipo de cables bajo un hoyo, mientras a la vez se previene que escape el fluido. La caja es capaz de resistir bajo presión y es no es afectada por fluidos a temperaturas altas.

Caja de conocimiento (Know ledge box)

Es una caja en el piso de una torre de perforación donde el perforador guarda información vital en relación con el programa de perforación.

Caja húmeda (Wet box)

Un caja cilíndrica con charnelas o bisagras, la cual puede ser asegurada alrededor de la tubería o tubería de perforación cuando se está jalando una sarta húmeda, para recolectar el fluido de perforación conforme la tubería es desenganchada. Un enchufe de drenado permite que se descargue a través de una manguera hacia el colador para lodo para reutilizarlo. El uso de la caja húmeda, el cual debe ser suspendido sobre el piso de la plataforma, previene el derrame del fluido sobre el piso durante los viajes.

Calibrador (Caliper)

Es un dispositivo para medir el diámetro de un pozo, al irlo bajando en el mismo.

Cámara de flotación (Buoyancy chamber)

Es un nombre alternativo para el tanque "ballast", lata de flotación o esfera de flotación, pro también se refiere específicamente para separar tanques unidos a una plataforma, para asegurar que tenga la posición correcta cuando haya inclinaciones.

Campana del enchufe de pesca (Overshot grab)

Una herramienta de pesca diseñada para lavar el enchufe de la línea de cable en la parte de arriba de una herramienta o instrumento de la punta hacia abajo. Está tan bien construida que se agarra del enchufe y no puede ser liberada sino solamente con las manos.

Canasta (Basket)

1. Es una plataforma o jaula de madera o metal y cuerdas, usada para transportar hombres y materiales entre un barco de suministro y una plataforma de perforación costa fuera.
2. Es una herramienta hueca usada para recoger desperdicios del fondo de un pozo. Algunas veces se le llama canasta de desperdicios.

Canasta junk (Junk basket)

Es una herramienta de pesca especial usada para remover partículas sueltas de un pozo, por ejemplo, fragmentos rotos de una barrena, que podrían dañar operaciones subsecuentes de perforación si no se recuperan. Una canasta junk se muestra en la ilustración. Se parece un barril nucleador y puede usarse como tal si tiene una zapata milling en su base. Atrapadores internos, que pueden incluir un imán permanente poderoso, reciben y mantienen el junk, mientras un dispositivo de chorro puede ser incorporado para aflojar los detritus y hacer su recolección más fácil.

Carrete de perforación (Drilling spool)

Es la sección tubular de un conjunto de preventores en el cual se conectan las líneas de matar y de ahogar. A veces el carrete se divide en dos secciones, con una conexión en cada mitad y uno de los preventores en medio.

Casa de lodo (Mud house)

Un almacenamiento abordo de una torre de perforación en donde los sacos de los ingredientes de lodo son guardados.

Casa de perro (Dog house)

Un almacenamiento abordo de una torre de perforación en donde los sacos de los ingredientes de lodo son guardados.

Casco (Hull)

Es el marco o cuerpo de un barco. En terminología de equipo de perforación, es la parte de la estructura que soporta las columnas de estabilización de una unidad de perforación semi-sumergible, y la cual está totalmente sumergida cuando está trabajando. Algunos cascos son simples "pontons", otros tienen la forma de barco para un mejor funcionamiento y pueden incorporar alguna forma de unidad de propulsión. También se usan para tener agua de balastre, y en este caso el casco proporciona espacio para almacenar combustible y agua.

Centralizador (Centralizer)

Es un dispositivo que consiste de dos collarines de resorte que se mantienen a corta distancia, usualmente por seis u ocho hojas con resorte. Los resortes son doblados en el centro para que cuando el centralizador sea colocado alrededor de una sección de TR, ésta se mantiene en el centro del agujero mientras es bajada en el pozo, por los resortes sostenidos contra la pared. Centralizar la TR es deseable para que el cemento sea distribuido uniformemente alrededor de ella. Dispositivos similares, llamados resortes centralizadores, son usados para centralizar herramientas que se corren en el pozo.

Centrifugadora (Centrifuge)

Es una máquina giratoria para separar sólidos de diferentes densidades. Material espesante, que necesita ser retenido en un fluido de perforación, es separado de sólidos no deseables con baja densidad, tal como recortes de roca, por la centrifugadora, que es localizada en el extremo de salida del sistema de lodo, antes de que éste sea recirculado.

Cinturón de seguridad ajustable (Belly band)

Es otro nombre de "belly buster".

Cojín de tubería (Pipe pad)

Una bolsa protectora llena con madera lana, o alguna sustancia similar, para prevenir que la tubería sea dañada durante la transportación, almacenaje y soldadura.

Colgador de TR (Casing hanger)

Es un soporte (bracket support) dentro de la cabeza del pozo, debajo de los preventores donde la TR es suspendida. Los colgadores son acomodados verticalmente, y la tubería de revestimiento más ancha es colgada en el colgador más bajo.

Colgador (Hanger)

Es un dispositivo de soporte para tubería de producción, de revestimiento o liner que se cuelga de un agujero.

Colgando en la TR (Hanging in the casing)

Es la práctica de tensionar TR después de cementar mediante la suspensión de la sarta desde la cabeza de la TR. Esto asegura que cualquier expansión subsecuente de TR no cementada, debido a la alta temperatura de los fluidos, no daña la TR cementada ni el cemento fraguado.

Columna estabilizada (Column stabilized)

Es una parte del diseño de una unidad de perforación semi-sumergible, por la cual la cubierta es sostenida por un número de columnas verticales que se erigen de tanques de flotación en la forma de pontones. Sin lastre en el casco, el centro de flotación es alto en el agua y la fuerza de las olas es disipada a través de toda la unidad, la cual se comporta como una embarcación pesada. Pero con lastre en el casco, el centro de flotación se baja y las olas pueden afectar solamente el área pequeña presentada por las columnas estabilizadoras y la estabilidad de la embarcación es mejorada. La ilustración muestra una unidad semi-sumersible de perforación, detallando los pontones y las columnas estabilizadoras.

Collar del riser (Riser conector)

Una representación de collar maquinado operado hidráulicamente agarrado del extremo del riser, por el cual ésta puede ser encerrada y asegurada a otra sección. El conector de tubería subiente o montante facilita la desconexión rápida de la tubería subiente o montante del cabezal del pozo, si por alguna razón la unidad de perforación tiene que ser desenganchada y retirada.

Compensador (Compesator)

En el contexto de perforación costa afuera, un compensador es un dispositivo para contrarrestar el efecto que tiene el movimiento de la embarcación sobre ciertas operaciones de perforación. Por eso, estos compensadores son instalados en sistemas de grúas, y los compensadores protegen la sarta de perforación. Dispositivos similares son llamados tensionadores, por ejemplo, el tensionador de la línea “guige” y el tensionador del “riser”. Ambos mantienen a su equipo asociado en tensión, independientemente del movimiento vertical de la unidad de perforación.

Compensador de la tubería de perforación (Drill string compensator)

Es un compensador que “siente” el oleaje de un equipo flotante, y automáticamente compensa el movimiento bajando o elevando el swivel. A medida que un equipo flotante es sujeto al oleaje marino, la sarta se moverá hacia arriba o hacia abajo en el agujero, con variaciones consecuentes intolerables en el peso de la barrena.

Compensador de movimiento (Heave compensator)

Es un sistema hidráulico o hidro-neumático diseñado para proteger la sarta de perforación y el conjunto de preventores de posible daño debido al movimiento vertical de una torre flotante anclada. El compensador soporta la tubería de perforación y asegura que cualquier movimiento vertical de la parte alta de las juntas en la parte alta del riser es compensado por un movimiento opuesto de la sarta de perforación. Hay dos clases de compensadores, pasivos y activos. En un sistema pasivo, un resorte hidro-neumático permite movimiento limitado de la sarta en tanto mantiene una carga casi constante sobre la barrena. En un sistema activo, la variación de la carga es mucho más reducida debido a que la tensión se mantiene constante mediante la potencia del sistema hidráulico.

Compensador de movimiento (Motion compensator)

Es un sistema hidráulico o hidro-neumático diseñado para proteger la sarta de perforación y el conjunto de preventores de posible daño debido al movimiento vertical de una torre flotante anclada. El compensador soporta la tubería de perforación y asegura que cualquier movimiento vertical de la parte alta de las juntas en la parte alta del riser es compensado por un movimiento opuesto de la sarta de perforación. Hay dos clases de compensadores, pasivos y activos. En un sistema pasivo, un resorte hidro-neumático permite movimiento limitado de la sarta en tanto mantiene una carga casi constante sobre la barrena. En un sistema activo, la variación de la carga es mucho más reducida debido a que la tensión se mantiene constante mediante la potencia del sistema hidráulico.

Componente (Component)

Es un nombre alternativo para un módulo, siendo una sección prefabricada de una plataforma costa afuera, el cual es construido en tierra y transportado por una barcaza a la plataforma y se coloca en posición por una barcaza con grua.

Compuerta (Gate)

Es otro nombre para “pipe ram”.

Conductor externo (Outer conductor)

Un tubo corto de revestimiento (típicamente de 30" (762mm) de diámetro exterior) que corre en un agujero a más o menos 60 metros, para hacer la función de anclaje para la instalación del equipo en el lecho marino. El tubo es bajado en líneas guías con una base guía atada al tope, y después de ser cementada en posición forma una base más segura para la posterior perforación y para el curso del tubo de superficie. El conductor exterior también sirve como un camino de regreso para el fluido de perforación en las etapas tempranas de la perforación de un barreno. Algunas veces es llamado tubo ancla o pila fundamento.

Conductor interior (Inner conductor)

Es la tubería de revestimiento final que se corre en un pozo, y algunas veces se le llama la sarta de aceite puesto que penetra la formación productora. Este conductor puede también ser corrido en un pozo evaluador aún cuando la producción no se considere, para simplificar la evaluación del yacimiento. El conductor interior es usualmente de 7" de diámetro exterior (177.8 mm).

Conductor intermedio (Intermediate conductor)

Es otro nombre para tubería de revestimiento intermedia.

Conectar o enganchar (Nippling up)

Conectar o enganchar un conjunto de preventores. La operación se hace normalmente desde la plataforma sobre una unidad de perforación jack-up, y el nombre probablemente viene de las bridas de ajuste en forma de cono. El término es también usado en forma general para significar cualquier acto de conectar dos componentes.

Conexión de barra excéntrica (Offset sub)

Es una herramienta de perforación usada en conjunción con un turbo-perforador o un perforador eléctrico para facilitar el cambio de dirección en una barrena. La herramienta, que es también conocida como un sustituto desviador, es maquinado con un ángulo offset (excéntrico, sobresaliente) preciso a la barrena y al dirigirlo en la dirección deseada deberá perforarse un pozo desviado con la inclinación exacta requerida.

Conexión de llenado (FC) (Fill connection)

Es el punto de entrada para un fluido de perforación en la adición rutinaria de lodo en el fluido ya circulando en el pozo. Esta línea entra al conjunto de preventores, normalmente a un nivel diferente de la línea de matar.

Conexión de tubería subiente (Riser tie-in)

La unión en el extremo curvo de la sección más baja de la tubería subiente o montante donde ésta se encuentra con la línea de flujo o línea de tubería en una plataforma de producción.

Conjunto modular (Modular rig)

Es un diseño moderno de una plataforma de perforación móvil, donde los componentes básicos, unidad de lodo, unidad de cementación, dormitorios, y otros, se montan en un

patín y pueden ser instalados en diferentes posiciones de la plataforma de acuerdo a las necesidades que se tengan.

Consola del perforador (Driller's console)

Es un conjunto de manómetros, indicadores, controles y alarmas, es el punto terminal del sistema de instrumentación del perforador por medio del cual él puede controlar las operaciones de perforación. Las principales variables de lodo (volumen, temperatura, presión de las bombas, emboladas de las bombas, nivel de las presas, densidad) y las variables de la perforación (metros perforados, rapidez de penetración, peso de la barrena, revoluciones de la mesa rotatoria) son desplegadas y registradas en cartas o gráficas multi-canales. Todos los controles necesarios asociados con la operación de los preventores y los procedimientos de cierre del pozo, con la operación de los "drawworks", el sistema de lodo y el equipo de la cubierta son conectados a la consola, junto con anunciadores y alarmas para avisar situaciones y hechos anormales, y hay normalmente un registrador de tiempo transcurrido que muestra el tiempo muerto del equipo de perforación.

Corona

Bloque fijo en la parte alta del mástil, que soporta el peso de la sarta de perforación. Tal como muestra la siguiente ilustración, consiste de un grupo de "sheaves" sobre una flecha, apoyada en baleros en un pesado marco rectangular. El cable pasa a través de los "sheaves" de la polea viajera, para crear un poderoso mecanismo de grúa.

Corona del chango (Monkey board)

Es una plataforma ocupada por un hombre que ayuda a los miembros de una torre de perforación a hacer un viaje redondo de tubería. Se localiza en la parte superior del mástil, donde se apoyan tubos que van a ser unidos en la sarta de perforación.

Coronel Drake

Es una unidad de perforación semi-sumergible, bajo construcción en los Estados Unidos. Ver el Apéndice E para más detalles.

Cortador de despegue de tubería (Washover cutter)

Una herramienta de pesca equipada con cuchillas filosas extendidas hacia adentro. El cortador de despegue de tubería se desliza sobre la tubería de perforación atorada y, al ser rotado, sus cuchillas se mueven hacia adentro para cortar a través de la tubería, permitiendo que ésta sea recuperada.

Cortador de rodillos (Cross – roller bit)

Un tipo de cortador de roca de la barrena, que tiene dos pares de cortadores giratorios montados en rodillos, que están en ángulos rectos unos de otros.

Cortador de TR (Casing cutter)

Es una herramienta de corte interna, de pesca, que se corre con tubería de perforación. La herramienta incluye un dispositivo para localizar y estabilizar el cortador en el punto de corte, uno para anclarla firmemente a la TR y un ensamble con navaja rotatoria. Cuando se gira la tubería, los cuchillos son forzados hacia afuera, y un dispositivo los libera

permitiendo retractarlos y colocar la herramienta recuperada, a una diferente profundidad.

Cuatro secciones de tubería (Fourble)

Es un tramo de tubería de perforación consistente de cuatro secciones de tubería acopladas, que es un arreglo no común en perforación costa afuera.

Cubierta de acero (Corset)

Una cubierta protectora de acero que rodea la parte superior de una tubería conductora en operaciones de perforación de un "jack-up".

Cubierta de acero (Cap)

Una cubierta de acero que tiene la forma de un domo soldada en el extremo de la primera sección de tubería submarina y diseñada para mantener el agua fuera de la tubería y darle algo de flotabilidad.

Cubierta (Deck)

Es el término general para un área de trabajo en una plataforma costa afuera. Más específicamente, se aplica a la barcaza horizontal de un "jack-up", la plataforma sobre el casco de un semi – sumergible (semi-submersible), y la sección prefabricada de una plataforma permanente que es instalada en el "jacket", y sobre la cual los módulos, equipo de perforación y planta de producción son instalados. La ilustración muestra una vista en planta de una superestructura.

Cubierta Texas (Texas deck)

Un nombre coloquial que le fue dado a la cubierta principal de una unidad de perforación móvil. El término probablemente se deriva del gran tamaño de la cubierta de la tan nombrada Torre de Texas, un tipo de plataforma soportada en el fondo construida para acomodar equipo de radar e instalada fuera de la costa del Atlántico de los Estados Unidos.

Cuello de ganso (Gooseneck)

Es una sección curvada de tubería en la parte superior del swivel, que está conectada a la tubería flexible por la que pasa el lodo hacia la sarta de perforación.

Cuello de pescado (Fishing neck)

Una porción de tubería que se ajusta a una herramienta del fondo del pozo. El propósito de este cuello de pesca es facilitar que sea jalada la pieza por una herramienta de pesca sin que se dañe la TR.

Cuña (Wedge)

Una herramienta grande en forma de cuña colocada en un agujero para desviar la barrena alrededor de una obstrucción, o para alterar el ángulo de inclinación de un hoyo. Un desviador o guía sondas es un tipo especial de cuña utilizado para este propósito.

Chatarrra de metal (Junk)

1. Piezas rotas de metal que quedan en el pozo. Si las piezas no pueden ser extraídas mediante la pesca con una canasta junk pueden ser sacadas con una junk mill o desintegradas por una carga explosiva y las sacan del pozo con fluido de perforación.
2. Significa abandonar un pozo bloqueado por un pescado, cuando la operación de pesca para removerlo sería muy costoso.

D

De una sola pieza (Monopod)

Es una plataforma de acero costa afuera cuya cubierta se apoya en una columna de acero tubular de gran diámetro. Una de estas plataformas fue instalada en Lower Cook Inlet, Alaska, en 1965; este tipo de construcción se consideró que había menos posibilidades de ser dañada por el hielo, que la estructuras de 3 o 4 patas.

Dedo (Finger)

Es una barra de metal o madera ajustada horizontalmente en la parte interna de un cubierta para apoyar tramos de tubería. Estos son los dedos en donde la tubería temporalmente removida de la sarta es almacenada.

Delfín (Bideford)

Es una unidad de perforación semi-sumergible operada por la compañía de perforación Blandford Shiping-Dolphin. Ver el Apéndice E para más detalles.

Derrick en pozos múltiples (Multiple well derrick)

Es un derrick que puede ser movido en patines sobre una gran área de pozo de luna, permitiendo que varios pozos sean perforados desde la misma localización, sin necesidad de reposición de la plataforma. Este tipo de derrick puede ser encontrarse en plataformas de producción, en donde los risers de tantos como 60 pozos pueden ser agrupados dentro de los confines de la plataforma.

Desenroscador de barrena (Bit braker)

Es un accesorio colocado en la mesa rotatoria de una torre de perforación para agarrar la barrena y desenroscarla del "drill collar" adyacente o estabilizador.

Desviador o guía sondas (Whipstock)

Una herramienta de perforación la cual desvía el ángulo de la barrena o broca y altera la inclinación de un hoyo gradualmente. Un tipo de desviador o guía sondas consiste de un gran barril con un filo de cincel, y una barrena de junta de charnela interior suspendida en un perno rompible de seguridad. El filo de cincel perfora dentro de una formación suave verticalmente para una distancia corta, y el perno de seguridad es luego cortado, permitiendo que la barrena interior se caiga. Después la rotación de la sarta deja al filo de cincel estacionario, mientras que la barrena interior rota a través de una perforación lateral en el barril, desviando el hoyo ligeramente, de tal manera que cuando la perforación es reanudada con una barrena normal el hoyo gradualmente se desvía (ver la ilustración en la siguiente página).

Diablo desplazador (Go-devil)

1. Es un protectil, tal como una bola, que se deja caer en un pozo para detonar un dispositivo explosivo, o para iniciar la operación de una herramienta (ver ilustración).
2. Es un nombre alternativo de diablo (pig) usado para limpieza de tuberías.

Diente (Tooth)

El elemento cortante de una barrena de rodillos. Los dientes como algunas veces son llamados, son ya sea molidos, aserrados de un cono sólido, o son accesorios calzados para inserción en un pozo de carburo de tungsteno adaptados en el calibrador en la superficie del cono. Los dientes de ambos tipos son especialmente adaptados con la forma para perforar a través de la muchas diferentes clases de roca.

Dispositivo de conexión (Crossover sub)

Un dispositivo que facilita cambiar el diámetro externo de una sarta. Tiene extremos macho y hembra de diferentes diámetros, posibilitando que el diámetro exterior aumente o disminuya, según se requiera.

Doble (Double)

Dos secciones de tubería de perforación o de revestimiento unidas para hacer una tubería.

Drill collar no-magnético (Non-magnetic drill collar)

Es un tipo de drill collar hecho de material no ferroso, cuyas propiedades no magnéticas permiten el uso de instrumentos para monitorear la desviación de la sarta de perforación en operaciones de perforación direccional.

Dyposemi

Como su nombre lo indica, el Dyposemi es una unidad de perforación semi-sumergible ajustada con equipo de posicionamiento dinámico. Se desarrolla experimentalmente por el Instituto Francés del Petróleo (Institut Français du Pétrole) y otros intereses franceses, y consta de 3 pontones de propulsión y de flotación, que soportan una cubierta circular y tienen una cubierta de perforación en el centro.

Dyvi Alpha

Es una unidad de perforación semi-sumergible operada por K/S Dyvi Drilling A/S. Ver Apéndice E para mayores detalles.

Dyvi Beta y Dyvi Gamma

Son dos unidades de perforación jack-up que estaban comprometidas para terminarse en 1976, para K/S Dyvi Drilling A/S. Ver Apéndice D para mayores detalles.

E

Elevador (Elevator)

Es un mecanismo suplementario que consiste de alguna forma de grapas suspendida de una polea y usado para manejar tuberías de producción y de revestimiento, cuando tramos de tubería están siendo agregados o removidos en la cubierta de una torre de perforación. Cuando tubería nueva está siendo utilizada en la cubierta, el hombre que labora en esta

actividad ajusta el elevador alrededor de la tubería, la cual es entonces bajada a los hombres del piso para acoplarla en la sarta. Así cuando la tubería se almacena los hombres de piso ajustan el elevador alrededor de la tubería y ésta es manejada por el hombre de piso. Un elevador operado a potencia es usado para la TR y esto es combinado con un "spider".

Embudo de lodo (Mud funnel)

Es un embudo Marsh usado para analizar y probar el lodo.

Empacador recuperable (Straddle packer)

Un sistema sellador de goma utilizado en una perforación para aislar una sección de una formación cuando se hace la prueba de producción. El embalador se pone sobre una parte seleccionada de la formación, permitiendo a las características de la producción de esa sección ser medidas.

Empacadores (Packer)

Es un sello de hule inflable o comprimible el cual tiene muchas aplicaciones en las perforaciones marinas. Uno de los usos es el de aislar a la tubería del encamisado para incrementar la eficiencia de la producción y prevenir daños por fluidos corrosivos y arena. Los empacadores colocados alrededor de las tuberías individuales en un pozo de terminación múltiple permiten la producción desde varios horizontes y logran que la producción continúe mientras una de las fuentes de producción se encuentra en mantenimiento. Otro de los usos es el de ayudar a detectar las fugas entre las cuerdas de revestimiento. Los empacadores han sido desarrollados como herramientas complejas para responder a las demandas de muchos tipos diferentes de operación de empaquetamiento, tales como la terminación de zonas múltiples, el aislamiento de zonas y las pruebas. Algunos son recuperables, otros son permanentes, otros son colocados hidráulicamente, otros mecánicamente. Los empacadores inflables encuentran aplicaciones en hoyos sin encamisar para sellar el agua en el fondo, y para pruebas o aplicación de ácidos. Una herramienta típica podría ser de tres pies (1 metro) de largo, 3/1/2" (88.9 mm) de Diámetro Exterior (OD) y pesar 50 libras (23 kg), y además de los componentes de sello esenciales podría incluir mecanismos de colocación y liberación y correas de deslizamiento de anclaje.

Enchufe de pesca (Overshot)

1. Una herramienta de pesca que tiene una abertura con un enchufe, la cual, cuando es arrojada dentro de un agujero, puede abarcar o enchufar a un pez, agarrándolo con seguridad, y permitiendo que el pez pueda ser sacado del agujero.
2. Un revestimiento de longitud corta usado para unir el revestimiento el cual está siendo remendado o conectado. El enchufe de pesca sobre las dos piezas de revestimiento, permite que sea hecha una junta o unión más segura.

Enchufe de proximidad (Proximity switch)

Un contacto eléctrico operado magnéticamente siempre que una pieza de metal ferroso viene en proximidad cercana a éste. Este aparato es utilizado para contar las revoluciones de la mesa y es la base del contador de la mesa rotatoria RPM en la consola del perforador.

Enfriador posterior (After cooler)

Es un aparato para enfriar gas natural después de que pasa por las etapas de compresión, en una estación de compresoras. La compresión eleva la temperatura del gas y éste tiene que ser enfriado en una serie de intercambiadores de calor, antes de que entre a la tubería de transmisión.

Enlace de radio tele impresora (Radio teleprinter link)

Un sistema de radio comunicaciones que utiliza tele-impresoras como equipo terminal, uno de los principales métodos de comunicación entre las plataformas de perforación y la costa.

Ensamble de BOP's (BOP stack)

Es un ensamble de preventores de reventones y equipo asociado montado en la cabeza del pozo con el propósito de controlar la presión de fondo. Un ensamble típico de preventores comprende un conector de "raisers", un preventor de reventones anular, uno más preventores de reventones ram, conectores para matar o ahogar el pozo, un carrete de perforación y un conector en la cabeza del pozo. Estos componentes pueden estar ordenados en muchas configuraciones diferentes y tienen rangos de presión para ajustarse a necesidades particulares, dependiendo del programa de perforación y si el control se efectúa manualmente o a control remoto; un ensamble típico de preventores se muestra en la ilustración.

Ensamble de control de pozo (Well control assembly)

El equipo para controlar la operación de cada cierre de emergencia, las válvulas de control y estranguladoras, el tubo ascendente y los conectores del cabezal del pozo, y otros componentes operados hidráulicamente en el cabezal del pozo. En el sistema directo de control, el acumulador hidráulico y la estación de control están localizado en la plataforma, y líneas de flujo individuales son tomadas para cada válvula separadamente. En el sistema indirecto, una línea de flujo es tomada para un canal del sub-sistema que contiene válvulas piloto (las cuales pueden ser puestas en marcha eléctricamente), las cuales en su momento alimentan a las válvulas principales separadas. El sistema de control incorpora un panel de control en la posición del perforado, y frecuentemente incluye una muestra gráfica.

Ensamble de perforación obturado (Packed hole assembly)

Un tubo de perforación que contiene estabilizadores o herramientas de calibre completo de cara anterior. La pesca es difícil cuando el tubo de perforación es un ensamble obturado, ya que hay un pequeño o nulo espacio entre el tubo y el agujero de la pared. Sin embargo, un ensamble de perforación obturado logrará un agujero más recto.

Ensamble de pila (Pile assembly)

La parte más alta de un conductor externo, el cual forma una base para la instalación de equipo del cabezal del pozo.

Ensanchador o escariador de fondo (Underreamer)

Una barrena de perforación giratoria de cuchillas o cortadores fijos o variables utilizada para perforar agujeros de diámetro grande. Hay dos tipos básicos de ensanchadores o escariadores de fondo, o abre-agujeros, la unidad de etapa simple, que se muestra en la

ilustración, y la unidad de etapa doble. La unidad de etapa simple puede tener una punta de pala o paleta para perforar a través de obstrucciones menores, pero la herramienta de etapa doble puede ser utilizada para perforar y ensanchar al mismo tiempo. La sección inferior consiste de una barrena tri-cónica convencional, y ésta está separada del ensanchador de fondo por una pequeña longitud de tubería. El ensanchador de fondo es también una barrena giratoria-cónica pero los conos están adaptados a los brazos o tenazas cortadoras, las cuales son forzadas hacia fuera hidráulicamente. Los brazos o tenazas cortadores pueden ser intercambiables, agregando flexibilidad a la herramienta. El chorro surtidor inverso está incorporado en algunos modelos, mientras que un tipo de ensanchador de fondo de cuchillas ha sido desarrollado para el ensanchamiento de fondo de formaciones suaves.

Equipo de anclaje (Mooring equipment)

Son balastres contra el viento, grúas, cables, cadenas, pichanchas y alambres usados para asegurar un barco o una boya. Este se instala en una unidad de perforación semi-sumergible y le permite mantenerse en la estación mientras se perfora y restringe su movimiento por el oleaje. Un equipo típico de tamaño medio, rectangular, semi-sumergible, diseñado para operar en 200 metros (600 pies aproximadamente) de columna de agua tiene pichanchas de anclaje de 13 000 kg aproximadamente (30 000 libras aproximadamente), espaciados en pares separados 45°, de cada uno de sus cuatro esquinas. Estos pueden ser corridos en cadenas de 50.8 mm a 76.2 mm (dos o tres pulgadas) o cables de 1 000 metros (3 300 pies) de longitud, de acuerdo con la profundidad de las operaciones y las condiciones del mar. está disponible una variedad de anclajes para el diseñador, quien puede escoger 6, 8, 9, 10 o 12 líneas con pichanchas espaciadas 30°, 40°, 45°, 60° o 90°, de acuerdo con la configuración del conjunto de perforación. El peso de la pichancha y otros factores tales como la longitud de la línea, normalmente imponen restricciones que limitan lo práctico de usar de usar equipo de anclaje para mantener un conjunto de perforación en su lugar, en profundidades de agua de más de 300 metros (1 000 pies) de profundidad, y unidades operando en aguas más profundas requieren equipo de posicionamiento dinámico.

Esforzador Regional (Regional Endeavour)

Un barco de perforación operado por Drillships Limited y contratado con Atwood Oceanics Inc. Ver Apéndice F para más detalles.

Eslabón giratorio de poder (Power swivel)

Un eslabón giratorio eléctrico, una innovación moderna en perforación rotatoria costa afuera.

Espacio de la tenaza (Tongs space)

Esa sección de una tubería o herramienta alrededor de la cual la tenaza se adapta cuando se lleva a cabo la retención o contra fuerza o el franqueo o despojo. Esto es normalmente una longitud corta de tubería simple debajo de las cuchillas, correas de deslizamiento u otros accesorios de extra calibración.

Estabilizador de la perforación (Drilling stabilizer)

Es una herramienta de perforación que consta de un corto tramo de tubería de perforación en el cual hojas en espiral, de tungsteno son maquinadas o soldadas. El propósito es proporcionar una tubería rígida cerca de la barrena que no se flexione y cause que el agujero se desvíe sin poder predecir esto. Siendo del mismo diámetro que la barrena, el estabilizador sirve como rimador y mantiene las paredes del pozo paralelas, en tanto que los espacios entre las hojas permiten el paso del fluido de perforación. Ver el estabilizador.

Estabilizador de rodillos (Roller stabilizer)

Un estabilizador, tal y como es ensamblado en una sarta de perforación, el cual es adaptado con rodillos o cilindros en vez de cuchillas. Un estabilizador de rodillos o cilindrado es empleado entre la barrena y un fresador cuando se perforan agujeros de diámetro grande.

Estabilizador no rotatorio (Non- rotating stabilizer)

Es un tipo de estabilizador en el cual sus hojas son maquinadas como parte integral de una manga que se ajusta en el cuerpo de la herramienta. Centraliza los drill collars en el pozo sin que gire, y se intenta con éste reducir el riesgo de pegarse la tubería.

Estrangulador (Choke)

Es un orificio restringido en una tubería que sirve de control de la velocidad de un fluido que fluye a través de ella. Un estrangulador puede ser arreglado o ajustado. En el tipo ajustable el gasto puede ser regulado por una válvula de aguja. Estranguladores del fondo del pozo, de superficie y de tormenta son variadamente usados en la tecnología de perforación de pozos. Los estranguladores también son conocidos como "beans", nipples y tapones de flujo.

Estrangular (Throttling)

Un término comúnmente utilizado en la tecnología del fluido para describir el control del rango o velocidad del fluido por medio de una válvula reguladora, como una válvula de dosificación o medición o una válvula mariposa.

Estructura de flotación (Flotation raft)

Es una estructura que consta de un número de tanques cilíndricos unidos por partes de acero para formar una base en la cual se contruya una plataforma de pilotes de acero. El "raft" se hace tan grande como uno de los lados de la plataforma de tal manera que pueda servir como una barcaza de flotación cuando la plataforma está lista para ser remolcada.

Estructura de gravedad (Condrill)

Es una estructura de gravedad que se basa en el diseño Condeep, conveniente para usarla como una plataforma de perforación o una plataforma de producción y almacenaje en aguas profundas. Se dice que es la primera plataforma de perforación diseñada en concreto reforzado, por A/S Hoyer – Ellefsen y Odffjell Drilling y Consulting Company, especialmente para operaciones en el Mar del Norte. La estructura tendrá una base octogonal, compuesta por 14 celdas cilíndricas que forman una unidad. Seis de éstas son para almacenar aceite o servir de lastre, las 8 restantes soportarán la cubierta. Una sarta

de perforación pasará a través del centro de la estructura, formando una protección para los "risers". La capacidad de almacenaje será pequeña, del orden de 200 000 barriles.

Estructura de gravedad (Condeep)

Es fabricada de concreto reforzado mediante el diseño conjunto de dos grupos noruegos, A/S Hoyer-Ellensén y Aker. "Condeep" puede ser de perforación, producción, o bien plataforma de producción y almacenaje, en aguas de más de 117 metros de profundidad. La ilustración a continuación muestra una típica plataforma "Condeep" diseñada de acuerdo a los requerimientos del cliente. La base es un grupo de 19 cilindros huecos, cada uno de 20 metros de diámetro y 56 de alto, que sirven de compartimientos de balastre y tanques de almacenaje, capaces de contener un total de 900 000 barriles de aceite. Tres cilindros de concreto tapados se extienden hacia arriba para sostener una cubierta de acero, haciendo la estructura de un total de 200 metros de altura. La cubierta acomoda dos torres de perforación, equipo de producción y habitaciones para los trabajadores. Dos de las columnas verticales proveen protecciones para los "risers", posibilitando al personal trabajar en condiciones normales, secas a una atmósfera. Varias plataformas similares han sido ordenadas y están bajo construcción en Noruega, para campos en el Mar del Norte.

F

Flotador (Flotation)

Es un nombre coloquial dado a una estructura flotadora costa afuera, por ejemplo un barco de perforación o bien una unidad de perforación semi-sumergible, en contraposición a una estructura asentada en el fondo como un jack-up o una plataforma de pilotes de acero.

Fresador, escariador o ensanchador (Reamer)

Un tipo especial de herramienta cortadora de roca , un escariador de pozo de de perforación. Cuando éste es colocado justo encima de la barrena principal el fresador o escariador sirve como un estabilizador y mientras mayor sea el peso esto ayuda a asegurar una perforación más recta.

Fresadora (Taper mill)

Una herramienta de corte equipada con cuchillas de cara dura los cuales son ahusadas casi a un punto. El propósito de la fresadora es cortar a través de un obstrucción de forma irregular dentro de un agujero, por ejemplo, una tubería colapsada.

G

Gancho centrador de pared (Wall hook guide)

Una guía, algunas veces llamada guía de pescante de cuñas, utilizada en las operaciones de pesca donde existe la posibilidad de que un pescante de cuñas pueda desviar al pez ya que el hoyo es muy ancho. Es un tubo ancho con un corte de perforación dentro de un extremo, y la punta del faldón del émbolo del lado de la perforación enrollada ligeramente hacia adentro para formar un gancho, el cual guía al pescante de cuñas hacia el centro del hoyo.

Gancho de tubería (Pipe hook)

Un gancho de metal curvado acondicionado con una agarradera, y utilizado por la tripulación para manejar las secciones de la tubería de perforación.

Gancho (Hook)

Es un gancho de ojo suspendido de la polea viajera, o un mecanismo incorporado dentro de la polea, en una torre de perforación, al cual se une el swivel.

Gato de tubería (Pipe jack)

Una palanca con un mango grande acondicionada con un collar semicircular en un extremo; la herramienta es utilizada por el personal de piso para levantar la parte más baja de un soporte de tubería en pie antes de jalar el soporte desde el torrero (chango) hasta amarrar el elevador (montacargas). El collar es colocado bajo el hombre en el extremo donde se encuentra el seguro y el fondo de la agarradera actúa como si fuera una palanca permitiendo que la tubería sea levantada lo suficiente para que ésta sea separada de los otros soportes en la cremallera, sin dañar las roscas.

Generador de energía/motor primario (Prime mover)

El elemento de acarreo (manejo) en un sistema de generación de electricidad, que comprende al generador de energía o motor primario y al generador o alternador. En un ambiente costa afuera la elección del generador de energía o motor primario depende de la disponibilidad de combustible y agua, y de la naturaleza del deber para lo cual éste es requerido. El usuario puede escoger desde un motor eléctrico o convertidor, una turbina de vapor o una turbina de gas, hasta un motor de gas o diesel. La turbina de gas es particularmente apropiada para una plataforma costa afuera donde suministros de gas natural pueden estar disponibles para combustible, mientras que algunos motores de combustión de gas pueden quemar gas, petróleo crudo o destilados. Las unidades más grandes pueden ser acopladas juntas, por ejemplo cuatro unidades de 12 000 HP pueden echar a andar un generador común produciendo sobre 100 MV.

Generador de poder (Power generator)

Una unidad manejada por diesel, gas, vapor o eléctricamente que produce poder de corriente directa o corriente alterna por medio de motores de manejo (por ejemplo: por bombas, malacates, compresores), para producir electricidad y propósitos variados. El equipo de generación de poder consiste de un elemento de manejo, llamado el movilizador primario, y un generador de electricidad o alternador, junto con un equipo de control asociado. Las unidades más grandes instaladas en plataformas de producción y en plataformas de perforación pueden ser capaces de entregar 30 MV de electricidad a D 000 voltios.

Generador termo-mecánico (Termo-mechanical generator)

Un generador eléctrico el cual produce una salida de corriente alterna desde cualquier fuente de calor conveniente. Los desarrollos de generadores termo-mecánicos que utilizan al propano como la fuente de calor, están encontrando aplicaciones en ingeniería costa afuera.

Grado de tubería (Pipe grade)

Clasificación de tubería utilizada en las aplicaciones de campos petroleros. Donde la tubería está hecha de acuerdo a las especificaciones de API (por ejemplo, especificaciones 5", 5AC, 5AX, 5L y 5LS) el grado de la letra indica el material especificado en la especificación apropiada. Esta letra debe ser seguida por un número que indica el esfuerzo de rendimiento de la tubería en miles de libras por pulgada cuadrada (psi). Algunos grados típicamente usados son X65 y X70 para tubería de línea, H40 y J55 para tubería de producción, C75 y N80 para tubería de revestimiento y D y E para tubería de perforación.

Guía

Son dos piezas paralelas verticales montadas dentro de la estructura de un barco perforador, y algunos diseños de equipos de perforación semi-sumergibles. Las guías evitan el movimiento lateral de la polea viajera cuando se mece el barco.

Guía base

Es un dispositivo fijo en la parte superior de un agujero que sirve como un ancla en el fondo marino las líneas guía que se extienden hacia abajo desde una plataforma de perforación. La guía base está formada por una placa y una estructura permanente; la primera tiene un "dagger skirt" que penetra en el fondo marino para hacer una guía segura a través del cual el agujero para el conductor exterior es perforado. El conductor exterior, con base permanente en la parte superior, se baja en las líneas guía a través de la placa hasta que la base descansa en la placa. Las líneas en la guía permanente son entonces fijadas y la base anclada con sacos de barita, está lista para correr tubería de revestimiento e instalar la cabeza del pozo.

Guía del enchufe de pesca (Overshot guide)

Ver guía del gancho centrador de barrena.

H

Helipuerto (Helipad)

Es un terreno pequeño de aterrizaje para naves de alas rotatorias. La mayor parte de los equipos y plataformas y algunos barcos tienen un helipuerto o también llamado cubierta de helicóptero.

Herramienta de corte (Mill)

Es una herramienta de corte usada en operaciones de pesca en el pozo. Se diseña para cortar a través de la TR, empacadores, residuos y otros pescados que no pueden ser removidos por otros medios. Consta de un cuerpo corto, con cuerda para acoplarlo en la tubería de perforación, cuyas hojas o superficies de corte están resvestidas con carburo de tungsteno, o otro material de dureza similar.

Herramienta cortadora concava (Concave mill)

Es un tipo de "junk mill" cuyas hojas están alineadas hacia arriba y hacia el centro del agujero.

Herramienta de molienda (junk mill)

Es una herramienta "milling" que tiene hojas de tungsteno para desintegrar material de desperdicio atascado en un pozo. A veces se le llama un mill de fondo plano, y cuando sus hojas se doblan hacia el centro es un mill cóncavo. Si se le ajusta una extensión para lavar el pescado, entonces se le llama skirted mill .

Herramienta de perforación con acelerador (Accelerator jar)

Es un dispositivo de almacenamiento de energía usado junto con una herramienta de perforación convencional. El acelerador ayuda a esta herramienta a entregar un chorro de mayor impacto que el que es posible con una herramienta de perforación sola.

Herramienta (Jar)

Es una herramienta de perforación que se baja en un pozo en una sarta de pesca. Su propósito es entregar "blows" controlados, o "jars", hacia arriba o hacia abajo, de tal manera que una herramienta que la acompaña puede bajarse en un viaje, o ejercer un jalón en el pescado que está atorado. Aceleradores, "jars" hidráulicos y "bomper subs" son varios tipos de estos "jars" usados en aplicaciones especiales.

Herramienta (Tool)

En un sentido especial el término se refiere a cualquier aparato utilizado en el agujero hacia abajo, en relación con el registro de anotaciones cronológicas de la perforación, la pesca, el pegamiento o empaquetadura, la prueba, el dar servicio o mantenimiento, y la operación del cableado de acero o de alambre. Aún la tubería de perforación y los collars o centradores vienen dentro de esta definición y las uniones de tubería vástago son manufacturadas por estas tuberías. En un sentido general el término incluye a cualquiera de los numerosos implementos utilizados en ingeniería costa afuera, incluyendo las tenazas, las llaves de fuerza de torsión y los que se asimilen.

Herramienta corta (Kelly saver sub)

Es una herramienta corta fácilmente reemplazable acoplada a un extremo del kelly. Esta pieza toma la mayor parte del daño cuando la tubería de perforación es acoplada o desacoplada, por lo tanto prolongando la vida del kelly, cuya parte superior es rara vez desacoplada.

Hilado de cadena (Spinning Chain)

Una cadena larga la cual está alrededor de la tubería de perforación con el fin de poder quebrar tubería desde la cuerda de perforación. Atravesando la otra punta (de la tubería) alrededor de un catete la tubería puede ser doblada como si fueran tenazas.

Hilador, aguja giratoria (Spinner)

Una poderosa herramienta, suspendida por una línea encima del piso de una torre de perforación con el propósito de hilar rápidamente la tubería de perforación o collars, donde se coloca la tubería. La araña consiste de una armadura en la cual se monta el motor de manejo y se ensambla la marcha (casi siempre de poder de aire) y por fricción de bocas de algún tipo el cual une el tubo cuando el poder se aplica.

Hilera de dientes (Heel row)

Es la hilera de dientes del cono de una barrena que es la que está más cerca al mango de la barrena (ver la ilustración). Puesto que el heel row está en la parte más amplia del cono, sus dientes establecen el calibre del agujero.

Hilera de la nariz (Nose row)

Es la fila más interna de tres filas de dientes en el cono de una barrena con cortadores rotatorios. Ver la ilustración.

Hilera intermedia (Intermediate row)

Es la hilera de enmedio de tres hileras de dientes en el cono de una barrena cortadora de roca.

I**Inclinómetro (Inclinometer)**

Es un instrumento para medir el echado. Es usado en la perforación para verificar que la verticalidad de un pozo está dentro de los límites prescritos. Ver también indicador del riser y línea de inclinómetro "taut".

Indicador de ángulo del riser (Riser angle indicator)

Un sistema acústico cuyo propósito es mostrar el ángulo del riser marino con respecto al cabezal del pozo en operaciones de perforación flotante. Éste consta de los elementos comunes de un sistema acústico, un sonORIZADOR metálico submarino, un sensor adaptado al riser, detectores en la parte baja de la plataforma, y un indicador de ángulo. Una prevención oportuna de cualquier sobre esfuerzo de la tubería es obtenida de tal manera que una acción que pueda evitarlo pueda ser llevada a cabo.

Indicador de peso (Weight indicator)

El instrumento más importante de un perforador el cual muestra cuanto peso es suspendido desde el caballete porta polca móvil. Mide el tiro o tensión de una línea de cableado, usualmente a través de un transformador de presión adjunto a un cable muerto. En la práctica la desviación de la línea es medida y mostrada, y da una indicación de la carga tipo de libro directo en la línea y cualquier cambio en la carga en la torre.

Indicador de tensión de la tenaza (Tongpull indicator)

Un medidor de deformación que muestra la tensión precisa en el brazo del alicate o tenaza cuando realiza juntas de sarta de tubería de perforación.

Indicador del punto libre (Free point indicator)

Es un instrumento electrónico que puede indicar un movimiento, usado como herramienta de pesca cuando se trata de encontrar la profundidad de una sección rota de la sarta de perforación. Se baja con cable tanto como sea posible en el pozo, y luego se eleva lentamente en tanto que la sarta es girada. Abajo del punto libre no se siente ningún par de torsión, pero el instrumento dará una indicación positiva tan pronto como se alcanza el punto libre.

Inserto de dientes (Pellet)

Otro nombre para un tipo de insertado de diente en un taladro cortador de roca.

Instalación de equipo de perforación (Rigging up)

Es la preparación de una plataforma y el equipo de perforación para una tripulación de plataforma antes de que comience un programa de perforación.

J

Jack-up apoyado por un "mat" (Mat supported Jack-up)

Es un tipo de conjunto de perforación de tipo auto-elevable, que descansa en el fondo del mar en un gran armado de acero, más que en patas ajustables independientes, como sucede en la unidad de perforación convencional jack-up. Esta configuración bajo el agua ofrece mejor estabilidad en ciertos tipos de suelos, y hay menos perturbación en el cimiento. Detalles de un cierto número de estos equipos de perforación se dan en la lista de unidades de perforación jack-up en servicio y bajo construcción en el Apéndice D, mientras que la ilustración muestra un modelo de un jack-up de este tipo.

Junta flexible (Flexible joint)

Es la unión de bola en el extremo inferior de un riser submarino donde está acoplado a la sarta BOP. Esta unión permite una cierta cantidad de deflexión lateral (de 9 a 10 grados es común) del riser debido al movimiento horizontal de la sarta de perforación. A veces una segunda unión flexible es colocada en el extremo superior del riser, abajo de la unión telescópica, para dar mayor libertad de movimiento.

Junta cachorro (Pup joint)

Una tubería de longitud intermedia que es utilizada para completar una sarta a una longitud dada.

Junta de tubería (Pipe joint)

Es el empalme del extremo del enroscado macho (seguro) de una tubería hueca con el extremo del enroscado hembra (caja) de una tubería similar (ver ilustración). Las roscas de una tubería de perforación están adelgazadas para dar fuerza a la junta, los cuales deben ser apretados por medio de gas, y resistentes a la corrosión y a la erosión. Las juntas de tubería de perforación están probadas con relación a fugas al aplicárseles presión tan alta como a 16 000 psi. La junta de tubería, también llamada junta de herramienta, no debe ser confundida con las juntas de tubería, las cuales son simples (singles) de tubería.

Junta (Joint)

1. Es el nombre que a veces se le da a una longitud o sección de tubería de perforación, riser, o tubería de revestimiento. Las juntas varían en longitud pero una junta típica de tubería de perforación puede ser de 10 metros (33 pies) de largo. Secciones cortas de tubería son usadas para hacer una sarta de tubería para dar una cierta longitud, y éstas son llamadas llamadas juntas pup.
2. Es una herramientas de juntas.

Junta knuckle (Knuckle joint)

Es una bola con un resorte y tipo de socket usada en la perforación de agujeros desviados. Esta junta se coloca justamente arriba de la barrena la cual se mantiene a un ángulo prefijado por la acción del resorte. Una junta de estas libre del swivelling se usa algunas veces en una sarta de herramientas con cable, mientras que otra variación se usa conjuntamente con un "overshot", cuando se realiza la pesca de un pescado que está en un cierto ángulo en el agujero.

Junta o unión VAM (VAM joint)

Una unión de tubería vástago muy fuerte, virtualmente a prueba de fugas, utilizada para conectar dos piezas de tubería con extremos de pasador, revestimiento o tubo de producción. Esta unión patentada está enroscada internamente en cada extremo, permitiendo máxima claridad dentro de un barreno, y caracteriza un taladrado de empalme o enlace sin recesos o rebajadas. Mientras que sus enroscados ahusados dan una máxima fuerza junto con un sello ajustado por medio de gas.

K

Kelly (Grief stem)

Es un nombre alternativo para el kelly usado en operaciones de perforación rotatoria.

L

Lavado o despegue de tubería (Washover)

Correr una herramienta de pesca sobre un pez. El diámetro interior de la herramienta es más ancho que el diámetro exterior del pez y de esta manera lo "lava o despega".

Limpiador (Wiper)

Un anillo de sellado extra colocado afuera de los sellos de fluido normal al final de una herramienta hacia abajo del hoyo, tal como un destrabador. El limpiador excluye cualquier partícula abrasiva de entrar a las superficies de trabajo de la herramienta.

Línea de apoyo (Back-up line)

Es un cable que soporta las "tongs" arriba del piso de perforación cuando ellos se usan para acoplar o desacoplar tubería.

Línea de bloques (Block line)

Es otro nombre para línea de perforación, en una torre de perforación.

Línea de carga (Load line)

Es un nombre alternativo para línea de flujo.

Línea de lodo (Mud line)

1. Es una maguera flexible por la que circula fluido de perforación. Una de estas líneas toma lodo preparado de la bomba de lodos al swivel, en la cima del kelly, y otra conecta con el dispositivo de mezclado de lodo y lleva agua de perforación. La conexión que llena el conjunto de preventores es otra línea de lodo.

2. La capa superior de arena y lodo en el fondo del mar.

Línea de matar (Kill line)

Es una manguera conectada al espacio anular abajo del preventor en un pozo terminado, a través de la cual se bombean agua y lodo para neutralizar la presión del pozo antes de que se le haga el servicio. En esta línea está se incluyen una válvula de seguridad grande para regular el flujo del lodo, y una válvula de no retorno. La línea de matar es también el punto focal para controlar un kick.

Línea de perforación (Drilling line)

En el cable desde el "drawworks" en un equipo de perforación. Un extremo está enredado en el tambor de perforación, y el extremo libre pasa a través de la corona y de la polea viajera hasta una línea muerta anclada en la cubierta. A veces se le llama cable de perforación, o la línea de bloque.

Línea muerta (Dead line)

Es el extremo de un cable de trabajo en un equipo, de perforación rotatoria. Es fijado en la estructura para que cuando el cable se enreda en el "hoisting drum", la polea viajera se eleva hasta la corona. A la inversa, la polea viajera se baja soltando cable.

Línea terminal o de cola (Tail line)

Una cuerda de seguridad (salva vidas) usada por el tripulador de la plataforma o perforadora cuando está trabajando en una posición peligrosa en la torre. La cuerda es usualmente hecha de cordaje de manilla de una pulgada, y es sujeta a su "atajadero de barriga" por el sujetador de resorte o agarre automático. Debe ser capaz de sostener una carga de 200 libras que caen desde una distancia de ocho pies.

Líneas guía (Guide lines)

1. Es un conjunto de líneas extendiéndose desde la ranura de perforación de una estructura de perforación semi-sumergible hasta una guía base en fondo marino, con el propósito de guiar el equipo hacia abajo y hasta el cabezal submarino del pozo. Hay normalmente dos líneas para instalar el riser marino, dos para las mangueras hidráulicas hasta el preventor, y otras para los dispositivos de localización sónicos y equipo de televisión en el agua. Las líneas guías se mantienen en tensión mediante tensionadores montados abajo de la mesa rotatoria.
2. Es un cable entre una boya y un dispositivo localizado en el fondo marino, cuya posición debe ser asignada.

Llave de mano (Hand tong)

Es una llave pequeña de mano operada con cadena, que se usa en un taller de ingeniería, para enroscar o desenroscar objetos que no pueden ser asegurados con cualquier otro tipo de llave. La llave que se muestra en la ilustración funciona en la misma forma que la llave más grande usada en el piso de la torre de perforación.

Llave para TR (Casing tong)

Es una llave muy poderosa para unir y desunir tramos de TR. Como la TR es más ancha y pesada que la tubería de perforación, las llaves para acoplar y desacoplar tramos de TR

son más grandes que las llaves de tubería de perforación; las partes de estas pueden ser ajustadas a diferentes diámetros de tubería.

M

Manguera de flotación (Flotation hose)

Es un collar, hecho normalmente de plástico o hule, ajustado a una manguera para darle flotación, haciéndola claramente visible y fácil de manejar.

Manguera (Hose)

Es una tubería flexible que transporta fluidos. Muchos tipos de mangueras se usan en el ambiente costa afuera, flotantes y no flotantes (la primera comprende collars flotantes de hule o plástico), de alta y baja presión, con aceite compatible y no compatible. Hay mangueras para carga de buques tanque, para disposición de desperdicios y detritos, y para combatir el fuego. Cuando la manguera se usa para llevar un fluido en un sistema hidráulico, a menudo se le llama línea, como es en la terminología de fluidos de perforación, por ejemplo la línea de lodos. Pueden haber mangueras que resistan muy alta presión, del orden de 10 000 psia. El término manguera flexible tiene un significado especial en la tecnología de perforación, que es el nombre dado a la manguera que transporta fluido de perforación al cuello de ganso en la parte alta del swivel en la cubierta de un equipo de perforación.

Manguera rotatoria (Rotary hose)

La manguera que carga el fluido de perforación desde el soporte de la tubería en el piso de la plataforma o perforadora hacia el cuello de ganso.

Manómetro (Gauge)

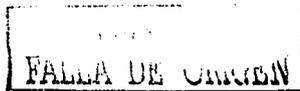
También se deletrea gage; es sinónimo de calibrador y diámetro, siendo usado particularmente con referencia a los extremos exteriores cortantes de una barrena. La superficie del calibrador es el extremo con pendiente ligera de un cono en el cual se insertan los dientes.

Maquina para elevar y bajar tubería (Drawworks)

Es una maquinaria muy potente para elevar o bajar sartas de tuberías de perforación o de revestimiento, en el agujero. Esta maquinaria incluye el "prime-mover" que suministra la potencia a los motores, el mecanismo de grúa y sus poleas, los embragues y el equipo de control asociado y la corona y la polea viajera. Un conjunto de perforación costa afuera requiere un "prime-mover" de alrededor de 3000 HP para impulsar la maquinaria tal como se muestra en la ilustración.

Mástil de ménsula (Cantilever mast)

Es una parte de la cubierta en un "jack-up" que se proyecta encima de uno de los lados de la misma cubierta. La disposición provee una ranura de perforación mayor que un corte en el lado de la cubierta.



Medidor de flujo (Flowmeter)

Es un instrumento para medir el gasto de un fluido. En las industrias de gas y aceite la medición de gastos de líquidos desde menos de un galón hasta más de 40 000 galones por minuto se lleva a cabo mediante medidores de flujo de turbina y de vórtice. La ilustración es una vista de una medidor de flujo de turbina. Éste puede ser operado bi o unidireccionalmente y puede ser equipado con carátulas de lectura locales y de control remoto. Otro tipo de flujómetro usa electromagnetismo para medir el gasto de líquidos que conducen la electricidad.

Medidor de gel (Gelometer)

Es un instrumento para medir la resistencia del gel. Consta de una taza que contiene la muestra del fluido de perforación, alguna forma de mover un pistón en la taza y una carátula.

Mesa rotatoria (Rotatory table)

Una pieza de maquinaria pesada adaptada dentro del piso de la torre como un medio para hacer rotar la sarta de perforación, y al mismo tiempo permitir a la barra cuadrada giratoria de transmisión ser descendida o ascendida a través de ésta de manera que la tubería pueda ser añadida o retirada. Como puede ser visto en la ilustración, la mesa consiste de una caja de engranaje donde la transmisión no está apretada fuertemente ésta puede moverse hacia arriba y hacia abajo dentro de la mesa. Las mesas rotatorias muy grandes pueden acomodar los vástagos de la barra cuadrada giratoria de transmisión hasta 50" (1.27 metros) de corte transversal.

Molino de ventana (Window mill)

Una herramienta de molino utilizada para cortar un hoyo en el revestimiento, como una preliminar a la perforación de desviación del hoyo. Un guía sondas o desviador, u otra herramienta desviadora, es dirigida a través de la ventana ocasionando por la herramienta que cambie de dirección.

Molino guía (Pilot mill)

Una herramienta de molienda que se incorpora a una nariz/cabo el cual se acomoda dentro del componente que va a ser molido. El molino debe ser ajustada con un estabilizador para centralizar la herramienta dentro de una tubería de revestimiento, o si el fierro de desecho está siendo molido la punta del molino debe ser revestida con metal duro para cortar a través de las obstrucciones en el fierro de desecho. En los dos tipos de molino piloto/guía la herramienta de corte consiste de un numero de cuchillas verticales revestidas con carburos iscertados.

Movimiento vertical del barco (Heave)

Es el movimiento vertical de un barco con respecto al fondo marino. Es de gran significado en la operación de plataformas de perforación flotantes, ancladas, puesto que el contacto de la torre al riser y a la sarta de perforación son afectados. Además aún cuando los compensadores de heave protegen el equipo de perforación, la perforación tiene que pararse cuando el heave excede de 6 a 8 pies, por el peligro del personal que la maneja la tubería en el piso de la torre.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

N

Nariz (Nose)

Es la punta de un cono en la barrena de cortadores rotatorios.

Navaja (Blade)

Es un aditamento de cortar que va en el cuerpo de una herramienta de perforación. Las navajas de un estabilizador pueden ser integradas, esto es que están maquinadas en una sola pieza, o soldadas al cuerpo. La mayoría de las navajas están revestidas con material endurecido, especialmente aquéllas de herramientas de uso pesado, que pueden ser de diámetro grande, extragrande o cortadores interiores.

Nave madre (Mother ship)

Es una combinación versátil, que consta de una nave de apoyo y uno o más vehículos pequeños sumergibles maniobrados por el hombre, equipados para llevar a cabo una diversidad de tareas en el fondo marino. El barco Vicker "Voyager" es un buen ejemplo de una nave madre moderna, que opera en la serie Piscis de sumergibles. El barco provee apoyo en la forma de comunicaciones, alojamiento, servicio de navegación, e instalaciones de reparación.

Obturador variable (Variable choke)

Un aparato regulador de presión. El orificio del obturador puede ser alterado en tamaño al atornillar o destornillar una válvula, de ese modo controla la velocidad de un fluido que fluye a través de ésta. Una aplicación proporciona una forma de ajustar la presión del lodo o barro de perforación para contrarrestar una presión de formación opuesta, y entonces permitir que un sea puesto bajo control.

O

Ocean 66

Una unidad de perforación auto-elevable operada por Odeco Inc. Ver Apéndice D para más detalles.

Ocean Bounty

Una unidad de perforación semi-sumergible operada por Imeco/JILD, Ver Apéndice E para más detalles.

Ocean Champion

Una unidad de perforación auto-elevable, anteriormente conocida como "Perforadora Tormenta VIII", bajo construcción para Odeco, y correspondiente para finalización en 1976. Ver Apéndice D para más detalles.

Ocean Chief

Una unidad de perforación auto-elevable operada por Odeco Inc. Más detalles de Océano Jefe, el cual fue anteriormente conocido como "Perforadora Tormenta VI", son dados en el Apéndice D.

Ocean Digger

Una unidad de perforación semi-sumergible operada por Odeco, Australia. Ver Apéndice E para más detalles.

Ocean Driller Una unidad de perforación semi-sumergible operada por Odeco Inc. Ver Apéndice E para más detalles.

Ocean Explorer Una unidad de perforación semi-sumergible operada por Odeco Inc. Ver Apéndice E para más detalles.

Ocean Express

Una unidad de perforación auto-elevable operada por Odeco Inc. y anteriormente llamada "Perforadora Tormenta IX". Ver Apéndice D para más detalles.

Ocean Hurricane

Un barco perforador operado por Odeco Inc. Ver Apéndice F para más detalles.

Ocean King

Una unidad de perforación auto-elevable operada por Odeco Inc. Ver Apéndice D para más detalles.

Ocean Kokuei

Una unidad de perforación semi-sumergible operada por Odeco, Inc. Más detalles de Kokuei, que significa "buena fortuna", son dados en el Apéndice E.

Ocean Leader

Una unidad de perforación auto-elevable, anteriormente "Perforadora Tormenta IV", operada por Odeco Inc. Ver Apéndice D para más detalles.

Ocean Master 2

Una unidad de perforación auto-elevable, operada por Loffland Brothers Company. Ver Apéndice D para más detalles.

Ocean Patriot

Una unidad de perforación auto-elevable operada por Odeco Inc. Más detalles del Océano Patriota, el cual anteriormente fue llamado "Perforadora Tormenta III", son dados en el Apéndice D.

Ocean Pioneer

Una unidad de perforación auto-elevable operada por Odeco Inc. Más detalles del Océano Pionero, el cual anteriormente fue llamado "Perforadora Tormenta I", son dados en el Apéndice D.

Ocean Pride

Una unidad de perforación auto-elevable operada por Odeco Inc. El Océano Orgullo anteriormente fue llamado "Perforadora Tormenta II", y más detalles son dados en el Apéndice D.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Ocean Prospector

Una unidad de perforación semi-sumergible operada por Odeco/JILD. Ver Apéndice E para más detalles.

Ocean Queen

Una unidad de perforación semi-sumergible operada por Odeco Inc. Ver Apéndice E para más detalles.

Ocean Ranger

Una unidad de perforación semi-sumergible correspondiente para finalización en 1976 para Odeco/Fearnley-Eger. Ver Apéndice E para más detalles.

Ocean Rover

Una unidad de perforación semi-sumergible operada por Odeco Inc. Ver Apéndice E para más detalles.

Ocean Ruler

Una unidad de perforación auto-elevable operada por Odeco Inc. La Océano Gobernante fue anteriormente "Perforadora Tormenta VII", y más detalles son dados en el Apéndice D.

Ocean Scout

Una unidad de perforación semi-sumergible operada por Odeco Inc. Ver Apéndice E para más detalles.

Ocean Star

Una unidad de perforación auto-elevable operada por Odeco Inc. Ver Apéndice D para más detalles.

Ocean Tempest

Un barco de perforación bajo construcción para Japan Odeco y correspondiente para finalización en 1976. Ver Apéndice F para más detalles.

Ocean Tide

Una unidad de perforación auto-elevable operada por Ben Line/Odeco Inc. Ver Apéndice D para más detalles.

Ocean Traveller

Una unidad de perforación semi-sumergible operada por Odeco Inc. Océano Viajero fue la primera perforadora para perforar en la Cuenca de Shetland del Este en el Mar del Norte, en invierno, y la primera en perforar en el Sector Noruego del Mar del Norte. Ver Apéndice E para más detalles.

Ocean Victory

Una unidad de perforación semi-sumergible operada por Odeco Inc. Ver Apéndice E para más detalles.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Ocean Viking

Una unidad de perforación semi-sumergible operada por Odeco Inc. Océano Vikingo goza de la reputación de ser el primero en tener un golpe de suerte comercial petrolero en el Mar del Norte. Ver Apéndice E para más detalles.

Ocean Voyager

Una unidad de perforación semi-sumergible operada por Odeco Inc. Océano Viajero fue la primera perforadora para perforar en el Noreste del Océano Atlántico en invierno. Ver Apéndice E para más detalles.

Odeco Seven

Una barcaza de perforación sumergible operada por Odeco Inc. Ver Apéndice G para más detalles.

Odin Drill

Una unidad de perforación semi-sumergible operada por Oslo Drilling A/S. Ver Apéndice E para más detalles.

Orilla sobrepuesta (Stabbing board)

Una plataforma erguida dentro de la grúa de una torre de perforación. El operador de la grúa se para sobre la tabla para sostener el piso y poner la tubería cuando se está colocando o ensamblando a la cuerda de perforación durante del desarrollo de un viaje completo.

Orión

Una unidad de perforación autoelevable operada por la Compañía Offshore. Ver Apéndice D para más detalles.

P

Pacnorse

Un barco de perforación bajo construcción para Pacnorse Drilling y Santa Fe International, y correspondiente para finalización en 1977. Ver Apéndice F para más detalles.

Pan II

Es una unidad de perforación auto elevable operada por la Iran Pan-American Oil Company (IPAC). Ver Apéndice D para mayores detalles.

Pat Rutherford Señor

Una unidad de perforación semi-sumergible operada por Fierl International and Viking Offshore. Ver Apéndice E para más detalles.

Pata (Leg)

1. En la terminología costa afuera la pata describe la columna vertical o casi vertical de una unidad de perforación jack-up. Algunas están hechas de acero tubular, otras de sección triangular o rectangular, y su función es apoyar la estructura en el fondo

marino y darle estabilidad cuando está perforando. Un sistema jack permite que las patas sean elevadas o bajadas eléctricamente o hidráulicamente.

2. Es la parte de una barrena cortadora que tiene las flechas en las cuales los conos rotatorios son ensamblados.

Pata telescópica (Telescopic leg)

Una característica de un diseño nuevo de unidad de perforación auto-elevable con plancha de apoyo capaz de perforar en aguas de mas de 375 pies (aproximadamente 120 metros) de profundidad. Como su nombre lo implica, cada una de sus tres patas consiste de tubos concéntricos. Esto permite a la superestructura ser alzada a la altura requerida sobre la plancha de apoyo sin usar patas excesivamente largas las cuales

TELESCOPIC
FALLA DE ORIGEN

Penrod 64 y 65

Dos unidades de perforación auto-elevables operadas por la Penrod Drilling Company. Ver Apéndice D para más detalles.

Penrod de la 66 a la 69

Cuatro unidades de perforación auto-elevables bajo construcción para la Penrod Drilling Company y correspondientes para finalización en 1976. Ver Apéndice D para más detalles.

Penrod 70 y 71

Dos unidades de perforación semi-sumergibles operadas por la Penrod Drilling Company. Ver Apéndice E para más detalles.

Penrod 72

Una unidad de perforación semi-sumergible completada al final de 1975 para la Penrod Drilling Company. Ver Apéndice E para más detalles.

Penrod 74

Una unidad de perforación semi-sumergible operada por la Penrod Drilling Company. Ver Apéndice E para más detalles.

Penrod 75

Una unidad de perforación semi-sumergible bajo construcción para la Penrod Drilling Company y correspondiente para finalización en 1976. Ver Apéndice E para más detalles.

Pentágono 81

Una unidad de perforación semi-sumergible ahora conocida como Neptuno 7. Ver Apéndice E para más detalles.

Pentágono 82

Una unidad de perforación semi-sumergible operada por Forex-Neptune. Ver Apéndice E para más detalles.

Pentágono 83

Una unidad de perforación semi-sumergible ahora conocida como la Perforadora Maestra (Drill Master). Ver Apéndice E para más detalles.

Pentágono 84

Una unidad de perforación semi-sumergible operada por Forex-Neptune. Ver Apéndice E para más detalles.

Pentágono 85 y 86

Dos unidades de perforación semi-sumergibles ahora conocidas como Venture I y Venture II respectivamente. Ver Apéndice E para más detalles.

Pentágono 87

Una unidad de perforación semi-sumergible ahora conocida como Medusa. Ver Apéndice E para más detalles.

Pentágono 88 y 89

Dos unidades de perforación semi-sumergible bajo construcción para Gowart-Olsen y correspondiente para finalización en 1976. Estas plataformas son ahora conocidas como Henrik Ibsen y Alexander Kielland, respectivamente. Ver Apéndice E para más detalles.

Pentágono 90

Una unidad de perforación semi-sumergible ahora conocida como General Moscón. Ver Apéndice E para más detalles.

Pentágono 91

Una unidad de perforación semi-sumergible bajo construcción para K/S Morland y correspondiente para finalización en 1976. Ver Apéndice E para más detalles.

Pentágono 92

Una unidad de perforación semi-sumergible bajo construcción para Offshore Drilling Monrovia y correspondiente para finalización en 1976. Ver Apéndice E para más detalles.

Perforación con cable (Cable tool drilling)

Es un método de perforación en el cual una barrena es suspendida en un alambre o cable; éste es conducido hacia el piso bajo su propio peso. Esta forma de perforación ha sido reemplazada casi totalmente por la perforación rotatoria, especialmente costa afuera, aunque algunas veces es usado costa dentro.

Perforador a percusión (Percussion drill)

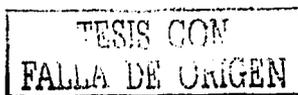
Tipo de barreno cortador de roca el cual es una combinación del barreno de cable antiguo y del barreno rotatorio moderno. La barrena es colocada volviéndose rápidamente, con golpes como de martillo por una corriente de fluido circulante el cual le permite rotar conforme este martillea.

Perro Negro

Una unidad de perforación auto elevable operada por Saipem SpA. Ver Apéndice D para más detalles.

Pescado (Fish)

Es un objeto, como una barrena rota, pedazos de tubería de perforación o de cualquier herramienta, que se queda en el pozo después de que la sarta de perforación ha sido removida del mismo. Intentar su recuperación es pescarlo con la ayuda de herramientas especiales. La pesca es un arte y requiere los servicios de un experto por lo que algunas compañías preparan en este sentido a algunas personas que trabajan con ellos.



Pescador de rosca (Taper tap)

Una herramienta de pesca simple que consiste de un tubo de acero largo con una rosca ahusada en su extremo. En la operación el pescador es simplemente bajado al pez, y girado mientras se aplica peso, forzando a que el extremo ahusado agarre adentro el pez.

Petrel

Un barco de perforación bajo construcción Offshore Europe y correspondiente para terminación en 1976. Ver Apéndice F para más detalles.

Petrobras I, III, y IV

Tres unidades de perforación auto-elevables operadas por Petrobras, la agencia nacional de petróleo y gas del Brasil. Ver Apéndice D para más detalles. Petrobras IV fue llamada anteriormente Penrod 63.

Petrobras II

Un barco de perforación operado por Petrobras, la agencia nacional de petróleo y gas del Brasil. Ver Apéndice F para más detalles.

Pinzas de carga (Lead tongs)

Es la parte superior de un par de pinzas operadas a mano usadas para almacenar tubería. A las pinzas inferiores se les llama pinzas de "back-up".

Piscina de luna (Moonpool)

Es un área expuesta en un conjunto de perforación a través de la cual tubería conductora y otro equipo se bajan al mar, y se conducen las operaciones de perforación. En un conjunto flotante de perforación la piscina de luna se localiza en el centro de gravedad donde se siente menos el movimiento del barco, pero si está colocada en un jack-up, esto no es crítico. Otro nombre para esta área es pozo de luna.

Piso de canasta del chango (Fourble board)

Es una plataforma en la cubierta de un equipo de perforación donde el hombre de la cubierta hace su trabajo. Es localizado en lo alto del conjunto (arriba de la canasta del chango), desde donde los tramos de tubería pueden ser fácilmente manejados y almacenados.

Pistola de lodo (Mud gun)

Es un dispositivo a chorro usado para agitar lodo en la presa de lodo, en una práctica llamada disparándole a la presa.

Plantilla dirigida (Stripper head)

Una plantilla usada para correr las ristras de tubería simultáneamente en un agujero donde la terminación múltiple se desea. La plantilla consiste de un cuerpo circular en que un número de hoyos se perfora correspondiendo a el número de las ristras de tubería.

Plataforma (Platform)

Una superficie plana elevada sobre el mar o el lecho marino, como una estación de trabajo para llevar a cabo operaciones costa afuera. Varios diferentes tipos de plataforma son comúnmente utilizadas, la elección depende en un número de factores, de los cuales el más importante es el role – exploración, desarrollo, tanque de carga, producción y así sucesivamente. La profundidad de las aguas, las condiciones del mar, el clima y la distancia desde la costa son otros factores importantes, mientras que el tamaño de un campo y las características de producción pueden ser importantes en la elección de plataforma de desarrollo.

Las plataformas de perforación pueden ser plataformas de acero apilado, estructuras de gravedad, embarcaciones móviles, islas artificiales o plataformas soportadas hidrostáticamente. El acero apilado y las estructuras de gravedad son invariablemente utilizadas para desarrollo, y las últimas pueden tener un role doble ya que funcionan también como plataformas de almacenamiento. En efecto, una estructura de gravedad en el Mar del Norte es utilizada solamente como un tanque de almacenaje y otra llegará a ser una estación de compresor. Se está dando un uso incrementado de los sistemas de boya de anclaje de punta simple como plataformas de tanques de carga, y todavía otro tipo, la plataforma articulada, una plataforma complaciente, está encontrando muchas aplicaciones, tales como carga, anclaje y quema. Las plataformas submarinas todavía no han sido probadas, pero una estación de producción submarina va a ser puesta en marcha en el Golfo de México para su aprobación muy pronto. La ilustración compara los perfiles de operación en algunas plataformas de perforación costa afuera.

Plataforma “compilant” (Compliant platform)

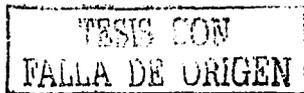
Una plataforma de acero que es anclada de su base al fondo marino, pero su parte superior se permite que se mueva con la fuerza de las olas. La ventaja de este concepto es que se ahorra peso estructural. Un ejemplo de una plataforma “compliant” es la llamada plataforma articulada (articulated platform). Otro, un tipo más grande, presente en la fase de diseño, y destinada para prueba en el Golfo de México, una torre alta, asegurada cerca de cubierta a un número de líneas ancladas. Pequeñas olas causan un ligero movimiento debido al tamaño de la estructura, mientras que el desplazamiento causado por olas más poderosas es amortiguado por contrapesos unidos a cada línea.

Plataforma amarrada, encadenada (Tethered platform)

Una plataforma costa afuera la cual flota y está anclada por medio de un número de cables largos asegurados a unos hincados de pilotes sobre el lecho marino. Un concepto de diseño usando esta técnica ha sido propuesto para el role de plataforma de producción la cual, puede ser instalada rápida y económicamente y es reclamada con miras a la explotación económica de campos marginales.

Plataforma araña (Spider deck)

Una subestructura debajo de la plataforma principal de un semi-sumergible de perforación. La plataforma está suspendida bajo el piso de la torre y da acceso al tope del elevador (grúa), y otro equipo bajo la mesa rotaria. Es el equivalente a una plataforma de bodega o sótano o una unidad elevable de perforación.



Plataforma de cables de tensión (Tensión leg platform)

Una plataforma ligera, de concreto flotante o plataforma de acero, la cual es anclada a cajones de aire comprimido o compuertas flotantes (caissons) en el lecho marino por numerosos cables. Debido a que la estructura misma es flotante, los cables de anclaje o patas (legs), se encuentran bajo tensión y mantienen a la plataforma en una condición estable necesaria para las operaciones de perforación, para carga, o cualquier otra actividad. Las ventajas máximas son las operaciones en aguas profundas virtualmente sin límite alguno, la facilidad de construcción, la movilidad y la relativa insensibilidad al mal clima. Las plataformas de cables de tensión encuentran aún en la etapa de diseño experimental, pero parece que los modelos se verán pronto, y uno de los diseños para una plataforma de perforación se encuentra bien avanzado. La ilustración muestra uno de los tipos propuestos.

Plataforma de perforación (Drilling platform)

Es una plataforma costa afuera y generalmente es una estructura que está apoyada en el fondo del mar, capaz de perforar muchos pozos desde la misma localización. Puede estar equipada para servir otros propósitos, tales como producción, separación, tratamiento, así como perforación de desarrollo. Generalmente es construida como plataforma de pilotes de acero o estructura de gravedad, pero ocasionalmente se han adaptado unidades móviles de perforación jack-ups, o bien unidades de perforación semi-sumergibles. Un ejemplo de lo último es el empleo del equipo Transworld 58 como una plataforma de producción-perforación en el campo petrolero Argyll del Mar del Norte.

Plataforma de pozos múltiples (Multiple well platform)

Es un sistema de producción en el fondo marino en el que un número de pozos son conectados por un conjunto de válvulas en un solo cabezal en el fondo marino. Las plataformas de producción son también invariablemente plataformas de pozos múltiples.

Plataforma híbrida (Hybrid platform)

Es el nombre dado a la estructura de gravedad para operaciones en aguas profundas, en la cual acero y concreto se usan en su construcción en proporciones más o menos iguales. La ventaja de la construcción híbrida es que el trabajo puede dividirse en tres áreas distintas, permitiendo a la torre, la base y sus módulos ser construidos al mismo tiempo, y no se necesita de un sitio de aguas profundas. La ilustración muestra un ejemplo, la plataforma híbrida RDL, que tiene una base de concreto, pero el jacket y el "declare" son hechos de acero.

Plataforma oscilatoria (Oscillating platform)

Otro nombre que se le da a la plataforma articulada o plataforma compliant (complaciente o de deformación).

Plataforma (Rig)

1.-Un ensamble de equipo de perforación de pozos utilizado para esta. Los componentes principales de una plataforma de perforación están mostrados en la ilustración continua. Estos comprenden una torre, los malacates, con su línea de perforación, el caballete porta poleas y el montón izador, y un sistema de circulación de fluido de perforación, incluyendo soportes de tubería en pie, manguera flexible, tanques y bombas de lodo o

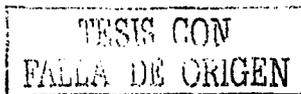
barro. Cuando la perforación está en proceso un eslabón o placa giratorio es suspendido desde el gancho debajo del montón izador, el cual sostiene al vástago cuadrado de transmisión y a la sarta de tubería de perforación en la mesa rotatoria y transporta el fluido de perforación dentro de la tubería de perforación y a través del apilado de la válvula de cierre de emergencia dentro del agujero.

2.-Una unidad entera equipada con equipo de perforación de pozos (ver plataforma o perforadora [1]) y utilizada para la perforación para petróleo o gas costa afuera. Aunque una plataforma de perforación puede ser descrita como una perforadora o aparejo de perforación, el término usualmente se refiere a una unidad móvil de alguna manera acondicionada con equipo de perforación y control, y otros equipos para permitirle a ésta permanecer en locación por un tiempo considerable. En los inicios de las perforadoras o plataformas de exploración costa afuera éstas eran de tipo fijas soportadas en el fondo y sumergibles, pero no fueron lo suficientemente móviles y las unidades de perforación auto-elevables fueron introducidas para operar en aguas más profundas y en localizaciones dispersas. Las perforadoras auto-elevables están aún en demanda y representan cerca de la mitad de todas las plataformas o perforadoras operacionales del mundo, pero las necesidades para mayor movilidad y para una capacidad para trabajar en aguas todavía más profundas fueron cubiertas por los flotadores, los semi-sumergibles y los barcos de perforación. El barco es el más móvil y en teoría no está restringido por la profundidad del agua, pero no es tan estable como lo es el semi-sumergible, particularmente durante mal tiempo, y éste último es probablemente la más versátil plataforma de perforación costa afuera. Plataformas especialistas como las plataformas de bifurcación y plataformas montadas en vehiculos de colchón de aire e islas artificiales han sido desarrolladas, pero ninguna todavía en números significativos, mientras que los nuevos diseños tales como el "dyposemi", aún no han alcanzado la etapa de prueba. Los detalles de las plataformas auto-elevables, semi-sumergibles, barcos de perforación y unidades de perforación de todo tipo en servicio y bajo construcción están mostrados en las tablas en los Apéndices del D al F, ambos inclusive.

3.-Un prefijo, usualmente asociado con una letra o un número, adscrito a muchas unidades de perforación móviles o fijas costa afuera como un medio de identificación. Éste es a menudo utilizado para identificar una plataforma bajo construcción antes de que un nombre sea escogido, pero algunos operadores, particularmente la Transworld Drilling.

Plataformas de acero apilado

Las plataformas de perforación y producción convencionales de las cuales muchos cientos han sido instaladas costa afuera en muchas partes del mundo, principalmente en el Golfo de México. La configuración estándar, como se muestra en la ilustración de la siguiente página, consiste de un enchaquetado de acero enclavado al lecho marino por unos grandes pilotes de acero, sobrepasado por una cubierta de acero que alberga equipo y módulos o edificios de alojamiento, una o más plataformas de perforación y una pista de aterrizaje para helicópteros. Las plataformas de acero apilado tienen la ventaja de ser muy estables bajo las peores condiciones marinas, ya que son virtualmente inmóviles. En aguas poco profundas la plataforma apilada es probablemente la más preferida sobre los demás diseños, aunque también son muy factibles en aguas con mucha profundidad, por ejemplo, una está por instalarse sobre 260 metros en el Golfo de México. Unos ejemplos típicos en aguas Británicas son las cuatro instaladas en el campo Forties, (Graythorp I y II



y Highland I y II). La construcción del enchaquetado en secciones separadas usualmente comienza costa adentro. Ellos son luego ensamblados en una enchaquetado de flotación, ya sea costa adentro o en un dique seco. Cuando la estructura está finalizada es remolcada cuidadosamente hacia su destino, donde es primeramente inclinado al ajustar el balasto en los tanques de flotación, luego levantado, y finalmente sumergido sobre el sitio indicado en el lecho marino. El enchaquetado es luego apilado y asegurado y la super estructura y los módulos o edificios de alojamiento son erigidos y la plataforma está lista para sus operaciones.

Plataformas especiales (Special vessel)

Un número de plataformas diseñadas o convertidas para desempeñar tareas directamente relacionadas para operaciones marinas. Estas plataformas incluyen equipos especiales de anclado y manejo de cadenas, cementación, entubado y transportación de cubierta, levantar cargas pesadas, armas de fuego, soporte de buceo, servicio de pozos y pruebas, investigación y adquisición de datos.

Plataforma de perforación de concreto (Concrete Perforated Platform)

Es un tipo de estructura de concreto, que incorpora al concepto "Jarlan", de los cuales hay varios ejemplos. Generalmente los cimientos son una estructura protegida por una pared perforada, para minimizar "scouring" y la erosión del subsuelo. Tal núcleo central está rodeado por una pared exterior, también protegida de las fuerzas del mar por perforaciones "Jarlan"; se erige desde la base y soporta una cubierta de concreto. La base es construida en una "graving dock", la cual es inundada, posibilitando a la estructura ser remolcada a una localización de aguas profundas para que se construya la torre para ser construida y se instale la cubierta. Como todas las estructuras de "gravedad", gradualmente se hunde en el agua a medida que procede la instalación y finalmente es balastrada y sumergida en el fondo marino. Un ejemplo típico de esta clase de estructura es la estación compresora para el campo de gas Frigg en el Mar Norte, y recientemente modificada para usarla como una plataforma de perforación. Esta plataforma (ver ilustración de estación compresora) fue construida en Andalsnes, Noruega. Incorpora una flecha central poco común que protegé los "risers" y permite el acceso a una cámara seca de una atmósfera de presión. El tanque central de almacenamiento de Ekofisk en el Mar Norte es una estructura similar, pero los compartimentos de la base son usados para almacenar aceite.

PMI-I; III; IV; V y VI

Unidades de perforación autoelevables operadas por Progress Marine Inc. Estas unidades utilizadas para ser conocidas como Dresser I; II; IV; V y VI. PMI-II y VII fueron perdidas en el mar. Ver Apéndice D para más detalles.

Pod

1. Un contenedor sellado instalado en preventor submarino el cual da alojamiento al equipo hidráulico asociado con la operación de los preventores de explosión, conectores de elevación y otros sistemas hidráulicos.
2. Un ensamble que da alojamiento al presurizador o al propulsor dirigible a como está instalado bajo el casco de una unidad de perforación semi sumergible.

Polar IV

Una unidad de perforación semi sumergible bajo construcción para Golar Metall y correspondiente para finalización en 1976. Ver Apéndice E para más detalles.

Polar Cub

Una unidad de perforación operada por la Offshore Company. Ver Apéndice G para más detalles.

Polaris I y II

Ver Western Polaris (Polaris del Oeste) I y II.

Polyglomar Driller

Una unidad de perforación semi sumergible operada por Rasmussen y Global Marine Inc. Ver Apéndice E para más detalles.

Pontón (Pontoon)

1. Un bote o balsa de fondo plano utilizado para soportar una estructura de acero pesada cuando es remolcado hacia abajo hacia un punto de ensamble costa afuera. Es generalmente llamado pontón de flotación.
2. Un bote o balsa de fondo plano utilizado para transportar revestimiento y otro tipo de equipo para plataformas costa afuera. También llamado barcaza de pontón.
3. La base de una compuerta flotante o columna estabilizadora de una plataforma de perforación semi sumergible, la cual puede ser llenada con balasto para ajuste de flotación, o con almacenes, tales como de agua de perforación ó de aceite combustible.
4. El nombre que algunas veces se le da a la cubierta plana de una unidad de perforación autoelevable.
5. Otro nombre para la rampa articulada adjunta a la barcaza de rampa.

Posicionador acústico (Acoustic transponder)

Es parte de un sistema que proporciona datos precisos de posicionamiento bajo el agua. El posicionador es un transmisor receptor que transmite una señal sónica de frecuencia predeterminada, solamente después de recibir una señal reconocida. A medida que se mide el tiempo preciso de respuesta y que puede ser identificada por el interrogador a medida que emerge de una posición conocida, el rango y la dirección del posicionador pueden determinarse con gran aproximación. Los posicionadores acústicos se usan para guiar una unidad móvil de perforación en la posición correcta con el fin de reentrar a un pozo que había sido abandonado temporalmente.

Poste guía (Guide post)

Es un tubo ranurado vertical de los cuales hay al menos cuatro ajustados a la base guía, que sirven como mangas de protección para la línea guía desde arriba de los preventores y hasta la cabeza del pozo. Estos postes permite que las líneas guía ser conectadas y desconectadas con facilidad desde el piso de la estructura de perforación.

Pozo de prueba (Test well)

Un pozo perforado con el propósito de extraer núcleos (testigos de perforación o pruebas de sondajes) para estudio litológico, o para investigar las características probables de

producción de una acumulación de petróleo. La Asociación Americana de Geólogos Petroleros clasifica a los pozos de pruebas dentro de pozos de pruebas de criaderos o depósitos de aguas someras y profundas.

Pozo escalonado (Step-out well)

Un pozo nuevo perforado una distancia corta desde el descubrimiento de otro pozo. Un pozo de paso-hacia fuera se puede considerar un pozo de valorado, un pozo de la delineado o un pozo desarrollado, dependiendo del estado del programa de perforación.

Pre-embarque (Pre-loading)

Bajar la plataforma de perforación autoelevable hasta que alcancen al lecho marino, luego subir el casco de la plataforma a la altura correcta sobre el agua. El pre-embarque siempre se hace antes de que la perforación pueda comenzar desde una plataforma autoelevable.

Prensa filtro (Filter press)

Es un equipo de prueba usado para analizar fluidos de perforación y lechadas de cemento y para determinar sus propiedades de filtración. La prensa consiste de un contenedor de lodo, una fuente de presión (por ejemplo, una botella de CO₂ o de nitrógeno), un filtro y un cilindro de medición graduado.

Presa de lodo (Mud pit)

Es un recipiente de lodo preparado y almacenado en un tanque sobre la cubierta del conjunto de perforación. Una presa activa alimenta la bomba de lodo y recibe lodo usado del pozo después de que se pasa por una malla reusarlo. Es una presa de reserva de lodo preparado.

Preventor de sacos (Bag preventer)

Es un término coloquial para el preventor anular de reventones.

Preventor interno (Inside preventer)

Es un dispositivo de prevención de reventones ajustado dentro de la sarta de perforación, o disponible para conexión al interior de la sarta. Este tipo de preventor es normalmente una válvula de no retorno dentro de una junta de tuberías o entre el "kelly" y el "swivel", o puede ser almacenado en la torre de perforación para usarse en una emergencia. Estos preventores también se les conocen como defensas "last ditch" contra reventón.

Preventores de reventones (BOP) (Blowout preventer)

Es un equipo de seguridad instalado en la cabeza del pozo, inmediatamente después de que la tubería conductora ha sido bajada y colocada en el pozo. El BOP, como es comúnmente llamado permite que cualquier flujo del pozo pueda ser controlado por el perforador, evitando una presión excesiva en el fondo del pozo que dañe a la formación o bien que al llegar a la parte de arriba del pozo pueda poner en peligro al personal y al equipo. Hay dos tipos básicos de preventores: el preventor ram y el preventor anular.

Preventor para tubería (Pipe ram)

Un tipo de ariete/pisón hidráulico en un preventor de explosión, al cual se le da la forma para que ajuste alrededor de la tubería de perforación y selle el espacio anular cuando el preventor de explosión (BOP) sea operado.

Propulsor controlable (Pitch)

Los propulsores de los barcos cuyos "pitches" (el ángulo con el que las propelas entran al agua) pueden ser ajustados, para dar pequeños incrementos en empuje demandado por un posicionamiento dinámico para mantener la embarcación en una estación. "Pitch" controlable a veces se abrevia c. p.

Propulsor de conducción (Steerable propeller)

Una unidad semisumergible de empuje ajustada a una unidad de perforación, unida al remolque de la barcaza de la tubería o a otro remolque que requiere de precisión en el manejo omni-direccional de la embarcación en operaciones de colocación exactas. También conocido como propulsor del timón, puede ser rotado hasta 360°, y se conoce generalmente como vaina montada.

Protector de tubería (Pipe protector)

Una manga hecha de goma afianzada a acero, la cual es colocada sobre una tubería o junta de herramientas para protección. Los protectores de tubería son también accesorios flexibles, de una sola pieza o componentes articulados o asegurados. Ambos tipos logran una medida ajustada alrededor de la junta para que ésta esté protegida.

Protector enroscado (Thread protector)

Una cubierta que se puede retirar, ajustada sobre los enroscados machos expuestos en el extremo que tiene el seguro o pasador (extremo macho) de una tubería o de un revestimiento de perforación, o dentro del extremo de enchufe o muesca (hembra), enfrentando a los enroscados de protección en contra de los de peligro debido a un manejo sin precaución. El uso de los protectores enroscados es una precaución vital ya que los enroscados dañados podrían causar que las tuberías tengan fugas bajo presiones altas. Un protector de extremo de enchufe o muesca (hembra) es mostrado en la ilustración.

Puente de quemado (Flare bridge)

Es una extensión de una plataforma de acero, construida con el propósito de quemar aceite o gas. El puente proporciona un camino de acceso a los quemadores.

Punto de arpón (Spear point)

Un punto forma de estrella sobre el cono número uno de un cortador rotatorio de roca. El punto de arpón desempeña la misma función que la punta de la barrena, que es la de penetrar o cortar la roca.

Punto más alto de la estructura de perforación (Gin pole)

Es el punto más alto en una estructura de un equipo de perforación. Consiste de dos o más miembros verticales de los cuales un bloque puede ser suspendido para propósito de subir o bajar la corona o cualquier otro equipo a la parte superior de la estructura.

R

Ram ciego Blank (ram)

Es un "ram" que tiene una superficie ciega o plana, que va dentro de un preventor de reventones.

Rampa de tubería (Pipe ramp)

Una cubierta inclinada dirigida desde la rejilla/casillero de tubería hacia arriba del piso de la plataforma, en una plataforma de perforación donde la tubería es almacenada en cubierta afuera de la torre de perforación.

Ranger I y III

Dos unidades de perforación auto elevables operadas por la Atlantic Pacific Marine Corporation. Ver Apéndice D para más detalles.

Ranura de perforación (Drilling slot)

1.-Es el área no obstruida abajo de la cubierta de un equipo de perforación a través de la cual se dirigen las operaciones de perforación. En un equipo de un solo pozo esta ranura se hace sólo lo suficientemente grande para la TR y otro equipo voluminoso, pero en una plataforma de muchos pozos se tiene una gran ranura y una cubierta movable de tal manera que los pozos puedan ser perforados son reposicionar el equipo de perforación. Muchas plataformas con ranuras de 24 pozos, algunas de 32 y una de 40 están operando hasta 200 kilómetros de la costa en el Golfo de México.

2.-Es un término coloquial usado para denotar la asignación de un cierto tiempo en un programa planeado para la perforación de uno o varios pozos. Así, un equipo de perforación puede asignársele 6 semanas para perforar en el Mar Mediterráneo, seguido por cuatro semanas para perforar costa afuera del oeste de Africa, con un periodo intermedio para relocalización.

Ranura en J (J latch)

Es un arreglo de ranura usado para asegurar dos partes que embonan juntas. La ranura, en tiene la forma de una J, es cortada en el cuerpo de uno de los componentes y la protuberancia se inserta en el otro. Para unirlos, la protuberancia es dirigido hacia la ranura, siguiendo el contorno de la J hasta que ya queda fija. Después es liberada y puesta en el gancho. Se requiere presión y movimiento de giro para desunir las piezas. La ranura es a menudo empleada para unir herramientas que van a ser bajadas al pozo.

Recipiente activo (Active pit)

Es un receptáculo de acero que contiene el fluido de perforación preparado. El fluido del recipiente activo se bombea en el sistema de circulación de lodo y regresa al recipiente activo después del tratamiento en el separador de arcillas (shale shaker). Un recipiente activo, o recipiente de succión como a veces se le llama, puede tener muchos miles de galones de fluido de perforación.

Recipiente de escarda Spud can

Un largo tanque en el fondo de cada pata de una unidad elevable de perforación, para reforzar el final de la pata y prevenir la estructura del hundimiento profundo dentro del

suave fondo del mar. Los recipientes de escarda pueden dar a la torre mayor estabilidad cuando se perfora.

Reforma

Una barcaza de perforación operada por Perforadora México, S.A. Ver el Apéndice F para más detalles.

Registrador continuo del peso del todo (Continuous mud-weight recorder)

Es un instrumento que mantiene un registro continuo de la densidad del fluido de perforación que circula en un pozo cuando se lleva a cabo la perforación.

Registrador de profundidad (Depth gauge)

Es un registrador de presión usado por buzos Scuba. Otros registradores de presión usados en buceo se llaman registradores neumáticos o medidores neumáticos.

Registro acústico (Acoustic log)

Es un registro eléctrico de cable que usa los principios del ecosonido, para determinar los tipos de roca que se encuentran cuando se perfora un pozo. El tiempo que toma una onda sonora en ser reflejada da una indicación de la impedancia acústica de la roca, la cual, por correlación con datos existentes, puede mostrar qué clase de roca es y da alguna información sobre su porosidad. También es conocido como registro sónico.

Registro de Conductividad (Conductivity log)

Es un registro eléctrico que mide la conductividad de la formación perforada, en mhos, el recíproco de resistencia. Este tipo de registro, en el cual una corriente de campo magnético es medido, es correctamente denominado registro de inducción. Puede ser usado cuando el agujero está desprovisto de flujo, con un lodo base aceite, o en conjunción con un registro eléctrico en agua dulce.

Registro de inducción (Induction log)

Es un registro eléctrico, comúnmente conocido como registro de conductividad, que mide la conductividad electromagnética (inducción) de las rocas en una formación que es perforada.

Registro de la resistividad (Resistivity log)

Un registro eléctrico en el cual la resistencia de la roca encontrada al perforar un agujero es medida en ohms. En relación con otros registros eléctricos, el registro de la resistividad o resistencia específica permite a los geólogos petroleros darse una idea de la estratificación perforada y evaluar su porosidad y su permeabilidad.

Registro de lodo (Mud logging)

Es un sistema para registrar continuamente el contenido de hidrocarburos del lodo circulado hacia afuera del agujero. El lodo es analizado automáticamente, y un registrador de pluma indica la presencia de aceite o gas sobre una gráfica que se mueve a medida que se va profundiza el agujero, de tal manera que la profundidad de cualquier manifestación puede verse instantáneamente.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Registro de proximidad (Proximity log)

Un registro eléctrico el cual registra la resistividad de una formación. Es similar a un registro eléctrico normal excepto que los electrodos están colocados en una proximidad cercana a la pared del agujero permitiendo que la resistencia pueda ser medida con más exactitud.

Registro de recuperación de tubería (Pipe recovery log)

Un registro eléctrico en el cual la atenuación de una señal desde un transductor es trazada en contra de la profundidad del agujero. El transductor es bajado en una línea de cables debajo de un agujero donde la tubería está adherida, y la señal de atenuación es monitoreada conforme ésta esta siendo bajada. Cualquier irregularidad en el espacio anular se mostrará como desviaciones en la señal de atenuación, y la profundidad de la condición de adherencia puede ser resuelta.

Registro integrado (Integrated survey)

Es un registro a fondo costa afuera donde los registros geológicos (sísmico, gravimétrico y magnético) son realizados simultáneamente con otros registros geofísicos, por ejemplo, batimetría y muestreo del fondo del mar, e datos derivados de todas fuentes son registrados y analizados en una operación

Registro radioactivo (Radioactive log)

Es un aparato para registrar la radioactividad de las rocas de formación, o su respuesta a la radiación desde un recurso independiente, en contra de la profundidad del agujero. El estudio de la radioactividad natural de la estratificación sucesiva puede dar una indicación de permeabilidad por correlación, mientras que la irradiación puede apuntar hacia la presencia de aceite o agua para la referencia hacia el nivel de concentración de hidrógeno. Ambos tipos de registro pueden ser corridos con tubería de revestimiento. Los registros de rayos gamma, gamma-gamma y neutrón son tipos especiales de registro radioactivos.

Registro Sp (SP log)

Una abreviación para registro del potencial espontáneo o registro de autopotencial.

Reina del Lago

Una barcaza de perforación operada por Santa Fe International. Ver Apéndice F para más detalles.

Revestimiento (Jacket)

1. Es un revestimiento protector aplicado a una tubería de aceite o gas submarina antes de ser sumergida, para protegerla de corrosión y daño accidental mientras se coloca en el fondo marino. El "jacket" consta de capas de material, tal como fibra de vidrio, "chippings" de vidrio, papel y "pitch", a su vez protegidas por una capa de concreto hasta de 3" (76.2 mm) de espesor. El concreto proporciona un efecto antiflotador y también protégé a la pared de la tubería.
2. Es una sección de acero o concreto de una plataforma de producción costa afuera de aceite o gas, desde la base hasta la cubierta, que contiene todas las tuberías conductoras y a la cual los módulos de cubierta están construidos.

3. Es un término que se utiliza poco para sistema de flotación, en el cual una plataforma de acero (pilled) puede ser construida y usada para flotar y transportarla hasta su destino costa afuera.

Revolución

Una barcaza de perforación operada por Perforadora México, S.A. Ver Apéndice F para más detalles.

Rig 103 and Rig 105

Dos unidades de perforación auto-elevables operadas por Santa Fe International. Ver Apéndice D para más detalles.

Rimtide

Una unidad de perforación semi-sumergible operada por Odeco Inc. Ver Apéndice G para más detalles.

Río Panuco

Un barco de perforación operado por la agencia Mexicana nacional de petróleo y gas, PEMEX. Ver Apéndice F para más detalles.

Riser marino (Marine riser)

Es una tubería de gran diámetro, que se hace de varias uniones de tubos, típicamente de 16" a 20" (406.4 a 508 mm) de diámetro externo. También conocidas como un conductor marino; se instala entre la cubierta un equipo de perforación flotante y la cabeza del pozo en el fondo marino. Realiza las mismas funciones que la tubería conductora en la perforación con jack-up, esto es, un acceso al pozo y una trayectoria de retorno para el fluido de perforación. A diferencia de la tubería conductora, el riser marino no penetra el fondo del mar. El extremo inferior está unido a la parte superior de conjunto de preventores a través de una junta de bola y conector hidráulico, y la parte superior entra al conjunto de perforación a través de una junta slip. El riser normalmente se mantiene en tensión por un tensionador del riser para evitar que se enrede debido a la presión del agua. Conexiones de rápida liberación permiten una extracción rápida en caso de emergencia.

Robray 300

Una unidad de perforación auto-elevable operada por Robray Offshore. Ver el Apéndice D para más detalles.

Ross Rig

Una unidad de perforación semi-sumergible operada por Rosshavet and Vestfold A/S. Ver Apéndice E para más detalles.

Rowan Alaska

Una unidad de perforación auto-elevable la cual fue completada al final de 1975 por la Rowan International. Ver el Apéndice D para más detalles.

Rowan Anchorage

Una unidad de perforación auto-elevable operada por la Rowan International. Ver Apéndice D para más detalles.

Rowan Fairbanks

Un barco de perforación bajo construcción para la Rowan International y correspondiente para finalización en 1976. Ver Apéndice F para más detalles.

Rowan Houston

Una unidad de perforación auto-elevable operada por la Rowan International. Ver Apéndice D para más detalles.

Rowan Luisiana

Una unidad de perforación auto-elevable la cual fue completada durante 1975 para la Rowan International. Ver Apéndice D para más detalles.

Rowan Midland

Una unidad de perforación semi-sumergible bajo construcción para la Rowan International y correspondiente para finalización en 1976. Ver Apéndice E para más detalles.

Rowan Morgan City

Una unidad de perforación semi-sumergible operada por la Rowan International. Ver Apéndice G para más detalles.

Rowan New Orleans, Rowan Texas

Dos unidades de perforación auto-elevables operadas por la Rowan International. Ver Apéndice D para más detalles.

S**Saranda vibradora (Vibrating screen)**

Parte de un colador para lodo. Una saranda inclinada que agita el lodo que regresa del barreno. Los cortes innecesarios no pasan a través de la saranda, pero caen al filo para ser recolectados, mientras que el lodo para a través de ella y es re-utilizado.

Sarta de perforación (Drill stem)

Técnicamente, se usa la frase "drill string". En la práctica este término es raramente usado excepto en relación con las pruebas con tubería de perforación.

Sarta de perforación (Drill string)

En un ensamble, que consta de "kelly", tubería de perforación, herramientas, collars y barrena de perforación, que están suspendidos del swivel en la cubierta y que son girados por la mesa rotatoria. Se forma pieza por pieza, añadiendo tramos de tubería a medida que la barrena penetra la formación. Estrictamente, la sarta de perforación como se ha descrito es la flecha de perforación, y la sarta de perforación consiste solamente de tubos

y juntas, pero el término “drill stem” es raramente usado excepto en referencia a la prueba con tubería de perforación.

Sarta de pesca (Fishing string)

Es un ensamble de herramientas de pesca. Este ensamble comprende la herramienta que se pone en contacto con el pescado y varios drill collars al final de la sarta de perforación.

Sarta de tubería de perforación de prueba (Drill stem test)

Es un ensamble de dispositivos cerca de la parte final de la sarta de perforación, para el propósito de probar una formación, para determinar sus características de flujo de gas y aceite. Las siguientes piezas comprenden una sarta típica: árbol de prueba en el fondo marino, una válvula de seguridad, una válvula de reversa, registradores de presión, estrangulador del fondo del pozo, empacadores, y tubería de perforación perforada.

Sarta húmeda (Wet string)

Una sarta de tubería de perforación o tubería que está llena de fluido de perforación.

Sarta intermedia (Intermediate string)

También se le llama conductor intermedio. Es una sarta de tubería de revestimiento que se corre después de la sarta superficial pero antes del conductor interior. En un agujero profundo la sarta intermedia forma la parte principal de la TR y puede estar hecha de dos o más sarts menor diámetro, típicamente $13\frac{3}{8}$ " (339.7 mm) de diámetro exterior a 1300 metros, y $9\frac{5}{8}$ " (244.5 mm) de diámetro exterior a 2400 metros. Como toda tubería de revestimiento, su función principal es asegurar el pozo contra derrumbes. Un papel secundario es contener cualquier zona de alta presión fluido que se encuentra algunas veces a estas profundidades.

Seguro de TR (Casing climp)

Un “collar” atornillado (a collar bolted) alrededor de una TR cuando está colgada, como una medida de seguridad para prevenir que se resbale. Un “collar” similar, llamado seguro de tubería, es usado para asegurar la tubería de perforación.

Seguro/pasador (Pin)

- 1.El extremo con rosca macho, o extremo con seguro/pasador, de una junta de tubería, la cual es acoplada al extremo con rosca hembra, o extremo de caja.
- 2.Otro nombre que se le da al apilamiento de acero, el cual es utilizado para asegurar una estructura de acero al lecho marino.

Silo de lodo (Mud silo)

Es una torre cilíndrica en la cual los ingredientes del fluido de perforación se almacenan hasta que se requieren. Los silos de lodo pueden verse a los lados de cualquier servicio costa afuera y base de suministro.

Sistema de posicionamiento (Positioning System)

Una combinación de sistemas electrónicos y mecánicos capaces de maniobrar una embarcación o plataforma de perforación hacia una posición predeterminada sobre un punto del lecho marino. Los sistemas de posicionamiento se dividen en dos clases: el

posicionamiento dinámico, donde el error de posición es detectado y la embarcación timonea automáticamente hasta que el error es eliminado, y el posicionamiento pasivo, donde la detección es solamente automática y el error es reducido, y finalmente eliminado, por comandos de timoneo basados en la interpretación que hace el piloto del aparato restaurador de la posición.

Soldadura de collar (Stringer collar)

La primer soldadura cuando se unen dos tubos en una operación de colocación de tubería submarina. También llamado el pase de raíz, es seguido por la collar de relleno, y después el collar de cubierta.

Soportes de conductores (Conductor bracing)

Son soportes para conductores marinos que se elevan desde el fondo del mar en una plataforma de producción. Los "bracing struts" forman puntos de anclaje para los "risers", a intervalos entre el el fondo marino y la cubierta.

Southern Cross

Unidad de perforación semi-sumergible bajo construcción de Santa Fe Internacional y por completarse en 1976. Ver Apéndice E para mas detalles.

Spear de la TR Casing hanger

Es una herramienta interna de pesca, también conocida como "jar down spear", usada para asir la TR y que pueda ser recuperada del pozo, posiblemente después de que haya sido cortada por un cortador de TR. La herramienta es bajada dentro de la TR, y cuando está en posición se ensambla en la TR, simplemente al girar la herramienta.

SS.

Abreviación para semi-sumergible y unidad semi-sumergible de perforación o torre semi-sumergible.

St Louis

Una unidad sumergible de perforación operada por Odeco Inc. Vea el apéndice G para otros detalles.

Stadrill

Unidad de perforación semi-sumergible, formada por Sedco 705 operada por Shell UK. Ver apéndice E.

Staflø

Unidad de perforación semi-sumergible se perforación operado por Royal Dutch Shell. El nombre es un acrónimo para estable mientras flota. Staflø fue utilizado para explorar los campos Auk y Brent en el Mar del Norte. Ver apéndice E.

Stormdrill I

Unidad elevable de perforación, conocida como pionero del océano. Vea el apéndice D para otros detalles.

Stormdrill II

Unidad elevable de perforación, conocida como orgullo del océano. Vea el apéndice D para otros detalles.

Stormdrill III

Unidad elevable de perforación, conocida como patriota del océano. Vea el apéndice D para otros detalles.

Stormdrill IV

Unidad elevable de perforación, conocida como líder del océano. Vea el apéndice D para otros detalles.

Stormdrill V

Unidad elevable de perforación, funcionó por las Marine Drilling Company. Ver el Apéndice D para otros detalles.

Stormdrill VI

Unidad elevable de perforación, conocida conocida como jefe del océano considera el apéndice D para otros detalles.

Stormdrill VII

Unidad elevable de perforación, conocida como regla del océano. Vea el apéndice II para otros detalles.

Stormdrill VIII

Unidad elevable de perforación, conocida conocida como campeón del océano. Ver el Apéndice D para otros detalles.

Stormdrill IX

Unidad elevable de perforación, conocida como océano expreso. Vea el apéndice D para otros detalles.

Sub de levantamiento (Lifting sub)

Otro nombre de tapón de levantamiento.

Sub-sacudidor Bomper sub

Es una herramienta que va el fondo del pozo, de largo más o menos igual a un tubo de perforación, pero más ancho y más pesado. Proporciona un movimiento telescópico en la parte inferior de la sarta de perforación para compensar el movimiento de la torre de perforación de perforadores flotantes y al mismo tiempo mantiene constante el peso sobre la barrena.

Suspensión de la línea de lodo (Mud line suspension)

Es una TR de apoyo en el fondo marino, o línea de lodo. En operaciones de perforación con jack-up la suspensión de la línea lodo permite que la tubería conductora sea separada de la primera sarta de TR, en lugar de unirla y penetrar alguna distancia en el agujero.

Sustituto ajustado (Stop sub)

Un sustituto corto ajustado con un collar del metal (metal collar), que cuando está ajustado en una cuerda que evita que la herramienta penetre demasiado lejos al pescar.

Sustituto corto (Sub)

Sustituto corto y también para sub-ensamble. El término generalmente se refiere a una herramienta que forma parte de una cuerda de perforación o cuerda pescadora. Es frecuentemente un artículo menor tal como un tubo para levantar, o una parte de componente de una herramienta grande, pero algunas herramientas importantes tal como tarro de parachoques se refieren frecuentemente como subs.

Sustituto desviado (Deflecting substitute)

Otro nombre para "offset sub".

Swivel de la línea de flujo (Flowline swivel)

Es una forma de dirigir el flujo de la sarta de perforación en una prueba con tubería de perforación. El swivel mismo es montado en una junta corta de tubería de perforación y contiene una válvula de cierre.

Swivel eléctrico (Electric swivel)

Es un swivel que tienen un motor eléctrico para girar la sarta de perforación. El swivel eléctrico es suspendido de un compensador de movimientos y se desliza en rieles verticales. Elimina tanto al kelly como a la mesa rotatoria y permite que se usen tramos largos de tuberías.

Swivel marino (Marine swivel)

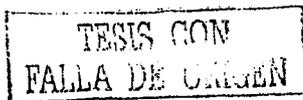
Es una herramienta diseñada de ajuste y de cierre dentro de la TR, en la cabeza del pozo, y sirve como un punto fijo para la operación de una herramienta de corte en el pozo en operaciones de perforación flotante. Fijando el swivel a la TR, el cortador puede hacer su trabajo, sin ser afectado por el movimiento de la barcaza.

T**Tainaron**

Un barco de perforación terminado a finales de 1975 y que ahora es operado por Tropic Drilling and Exploration. Ver Apéndice F para más detalles.

Tanque de balastra (Ballast tank)

Es el espacio donde va el agua que sirve de balastra dentro de la cámara sellada de concreto o de acero, de una unidad de perforación semi-sumergible. La estabilidad se obtiene sumergiendo parcialmente la estructura mediante el bombeo de agua en los tanques de balastra, aumentando por lo tanto el peso total del recipiente. Los tanques son desbalastrados expulsando agua con aire o con nitrógeno comprimido. El término equivalente en una estructura de gravedad se llama celda, que es parte de una cámara de concreto celular. Similarmente, latas de flotación o esferas son tanques de balastra usados para controlar la flotación de plataformas de acero con pilotes.



Tanque estacionario (Standby vessel)

Un tanque que atiende a la torre de perforación marina, particularmente un semi-sumergible. El tanque estacionario, permanece en la estación, lista para brindar asistencia cuando se requiera, principalmente en el manejo de anclas.

Tanque de flotación (Doughnut)

Es un tanque de flotación en la columna vertical de algunas unidades de perforación semi-sumergibles que tiene forma de anillo con una flecha vertical que va a través de su centro. Esta configuración le ha dado el nombre popular de doughnut.

Tanque de lodo (Mud tank)

Es otro nombre para presa de lodo.

Tapón de anclaje (Mooring plug)

Es un dispositivo en el centro de la cubierta de un barco de perforación, en el cual se monta la cubierta de perforación. El barco de perforación se ancla en su localización a través de este dispositivo, mientras que el barco e permite que gire alrededor de él. Este arreglo es una alternativa para anclar un barco y perforar a través de un pozo de luna en el centro del barco.

Tapón elevador (Lifting plug)

Es una herramienta de perforación diseñada para ajustar a la parte superior de un drill collar para facilitar su manejo, o para facilitar que sean elevados cuando están en una condición de atascamiento. También llamado un sub de levantamiento, puede ser de tres a seis pies (de uno a dos metros) de largo, con cuerda macho en un extremo, y con brida, algunas veces con un dispositivo para levantamiento, en el otro extremo. Dos tipos de estos tapones son mostrados en la ilustración.

Taurus

Una unidad de perforación auto-elevable fabricada para Robray Offshore. Ver apéndice D para mayor información.

Teledyne 16 y 17

Dos unidades de perforación auto-elevables operadas por la Teledyne Movable Offshore Company. Ver Apéndice D para mayores detalles.

Tempest

Un barco de perforación bajo construcción para Odeco Inc, y correspondiente para su terminación en 1976. Ver el Apéndice F para más detalles.

Tenazas (Tongs)

Un tipo de llave de tuerca apropiada para apretar o aflojar objetos redondos tales como la tubería. Las tenazas simples consisten de una longitud de cadena adaptada al horquete o caballete de un brazo de metal rígido que tiene un trinquete o chicharra o un gancho en el mismo extremo. El extremo libre de la cadena es enlazado alrededor del objeto que va a ser volteado, ya sea adaptado a un dispositivo de trinquete o chicharra o pasado sobre el gancho o dejando una cadena de repuesto libre. El movimiento inicial del brazo en la

dirección correcta aprieta la cadena, y los movimientos posteriores ejercen un palanqueo suficiente para voltear al objeto. Sobre una plataforma de perforación se pueden utilizar dos juegos de alicates o tenazas, uno para sostener la sarta de tubería y el otro para apretar o aflojar la unión conforme sea apropiado. Estos alicates o tenazas son llamados alicates o tenazas de contra fuerza y llaves de desenrosque. Los alicates o tenazas de poder pueden combinar ambos en una unidad sencilla, y pueden ser utilizados tanto en tubería de perforación como en revestimiento.

Tenazas de poder (Power tongs)

Es una herramienta totalmente automatizados utilizados en operaciones de perforación para conectar y desconectar tubería, especialmente de revestimiento, de varios tamaños. Las tenazas de poder combinan una agarradera, la cual es reversible, con una unidad de poder hidráulico auto contenedor completada con un indicador de momento de torsión. Los valores correctos del momento de torsión deben ser observados cuando se acopla tubería para prevenir daño en las juntas. Las mordazas ajustables están revestidas con cojinetes curvos para evitar que la tubería se dañe, y son auto sujetados. Las tenazas de poder están suspendidas por un gran estribo desde el cable de las tenazas.

Tenazas de apoyo (Back-up tongs)

Es uno de los pares de "tongs" usadas en el piso de la torre de perforación para conectar o desconectar tubería de perforación. Este dispositivo sostiene la parte inferior de la tubería mientras que las "tongs" de carga mantienen la parte superior.

Tensionador de la línea guía (Guide line tensioner)

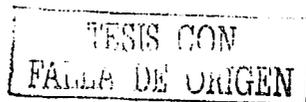
Es un sistema hidroneumático similar al sistema de tensión del riser, cuyo propósito es mantener la tensión correcta en las líneas guía entre la estructura y la base guía, independientemente del movimiento de la estructura. El tensionador se diseña para tensiones menores a 10 000 libras y por lo tanto los cables, cilindros y otros componentes son más pequeños que aquellos usados en el sistema tensionador del riser.

Tensionador de tubería (Pipe tensioner)

Un accesorio de amarre mecánico para mantener la tubería en tensión cuando ésta está siendo instalada. En una barcaza de instalación de tubería la tubería debe estar tensionada después de la soldadura para dar a las partes soldada integridad antes de que sean expuestas a las presiones bajo el agua. El tensionador comprime una serie de arietes/pistones hidráulicos los cuales ejercen un jaloneo que va gradualmente en aumento hacia una tensión pre-establecida, conforme la tubería se dirige hacia el obturador, simulando tan cerca como sea posible la tensión real cuando la tubería se encuentra en el lecho marino.

Tensionador del riser (Riser tensioner)

Un sistema de cables adaptados al raiser marino debajo de la junta telescópica y unida por medio de poleas a una serie de cilindros neumáticos dispersados debajo de la cubierta de la plataforma. Su propósito es mantener al raiser en tensión en todo momento a pesar del peso de la plataforma de perforación. Es una práctica común instalar cuatro o seis tensionadores, cada uno con una capacidad de carga de alrededor de 60 000 lb, para compensar por los movimientos verticales varias veces la longitud del golpe de los



pistones en los cilindros. Los primeros sistemas tensionadores utilizaban pesas de plomo pero éstas tenían la desventaja de aumentar las cargas de la cubierta.

Terebel

Un barco de perforación operado por el Institut Français du Pétrole, y usado para ensayos y pruebas en relación con perforaciones costa afuera. Ver Apéndice F para mayores detalles.

Terminación múltiple (Multiple completion)

Es la producción de aceite o gas de formaciones separadas dentro del mismo pozo. Cada zona produce a su propia tubería de producción y es aislada de sus vecinos por empacadores colocados entre la tubería de producción y la TR, y entre tuberías de producción. Una terminación en zonas múltiples se muestra en el diagrama.

Timesaver II

Una unidad de perforación auto-elevable operada por Underwater Gas Developers Limited. Ver Apéndice D para más detalles.

Topper I, II y III

Tres unidades de perforación auto-elevables operadas por la Zapata Offshore Company, y algunas veces conocidas como Perforadoras o Plataformas Zapata 22, 23 y 24, respectivamente. Ver Apéndice D para más detalles.

Torre de quemado (Flare bridge)

Es una extensión de una plataforma de acero, construida con el propósito de quemar aceite o gas. El puente proporciona un camino de acceso a los quemadores.

Torre (Derrick)

Es una red como una torre que se eleva desde la ranura de perforación en la cubierta de una torre de perforación. El derrick apoya el mecanismo de hoisting (corona y poleas viajeras) para subir y bajar la sarta de perforación. Hay un espacio dentro del "derrick" para apilar tubería a medida que es desensamblada durante las operaciones de perforación, y la plataformas se erigen a varios niveles donde los hombres del derrick se apoyan cuando manejan la tubería. La altura total de un derrick es condicionada por el requerimiento de manejar tramos de tubería de dos, tres o cuatro tubos, pero un derrick típico costa afuera puede ser de 45 metros de alto y tener 10 metros cuadrados de base. Algunos derricks tienen mastiles en cantilever, otros son montados en patin para permitir perforación múltiple de pozos.

Transductor o convertidor (Transducer)

Un instrumento para convertir una propiedad física en una forma diferente, tal y como energía mecánica en energía eléctrica. Los transductores o convertidores encuentran muchas aplicaciones en la ingeniería costa afuera, particularmente en donde se emplea sónar. Por ejemplo, en un transductor o convertidor magneto-estrictivo un diafragma de metal se expande y se contrae bajo la influencia de un campo magnético, y se transmite energía acústica. Un proceso de reconversión similar sucede cuando el retorno de las vibraciones de sonido se convierten en señales eléctricas.

Translake I y II

Dos unidades de perforación auto-elevables operadas por Underwater Gas Developers Limited. Ver el Apéndice D para más detalles.

Transocean I y II

Dos unidades de perforación auto-elevables operadas por la Transocean Drilling Company. Ver Apéndice D para más detalles.

Transocean IV

Una unidad de perforación auto-elevable bajo construcción para la Transocean Drilling Company y correspondiente para terminación en 1976. Ver Apéndice D para más detalles.

Transworld 44, 45, 46, 47 y 54

Cinco unidades de perforación sumergibles operadas por la Transworld Drilling Company. Estas son a menudo simplemente llamadas Plataforma o Perforadora 44, 45, etc. Ver el Apéndice G para más detalles.

Transworld 50, 59, 62 y 63

Cuatro unidades de perforación auto-elevables operadas por la Transworld Drilling Company. Ver el Apéndice D para más detalles de estas Plataformas o Perforadoras, las cuales son también conocidas como Plataformas o Perforadoras 50, 59, etc.

Transworld 58

Una unidad de perforación semi-sumergible operada por la Transworld Drilling Company, pero temporalmente convertida en una plataforma de producción en el campo petrolero Argyll en el Mar del Norte. Ver el Apéndice E para más detalles.

Transworld 60

Una unidad de perforación auto-elevable operada por la Transworld Drilling Company. Esta unidad es de un diseño poco común en el cual su base rectangular es sumergible y la cubierta está elevada sobre cuatro piernas tubulares. Ver el Apéndice D para más detalles.

Transworld 61

Una unidad de perforación operada por la Transworld Drilling Company. Aunque esta unidad está clasificada como una unidad semi-sumergible su cubierta de forma cruciforme está elevada sobre cuatro piernas tubulares de gran diámetro. Ver Apéndice E para más detalles.

Transworld 64

Una unidad de perforación auto-elevable bajo construcción para la Transworld Drilling Company y correspondiente para su terminación en 1976. Ver Apéndice D para más detalles.

Transworld 67

Una unidad de perforación auto-elevable anteriormente conocida como Mecom Plataforma o Perforadora 40, y operada por la Transworld Drilling Company. Ver

Apéndice D para más detalles de esta plataforma o perforadora, la cual también es conocida como Plataforma o Perforadora 40.

Treasure Finder, Treasure Hunter, Treasure Seeker

Tres unidades de perforación semi-sumergibles bajo construcción para Wilhelm Vilhelmsen. Treasure Hunter (Cazador de Tesoros) estuvo correspondiente para su finalización en 1975 y los otros en 1976. Ver Apéndice E para más detalles.

Tren estabilizador (Stabilizer train)

Una serie de herramientas ensambladas en una sarta de perforación para asegurar la verticalidad del pozo.

Tres tramos de tubería (Thribble)

Un soporte de tubería de perforación de tres secciones de longitud. La tubería es a menudo apilada en thribbles (tres tramos de la tubería vástago acoplados) (cerca de 30 metros en total) dentro de una torre, pero los dobles o cuádruples (dos o cuatro tramos de la tubería vástago acoplados) son ensamblados algunas veces, dependiendo de la altura de la torre.

Tripie de quemado (Flare tripod)

Es un soporte con tres patas para quemado.

Tubería conductora (Conductor pipe)

Es una tubería de revestimiento de gran diámetro, típicamente 20" OD (508 mm), pero algunas veces es más grande; se extiende desde la cubierta hasta aproximadamente 60 metros de profundidad. Como el conductor exterior en operaciones con equipos flotantes, forma una base segura para futura perforación y para el almacenamiento de tubería. También es una guía durante las fases iniciales para la sarta de perforación y sirve como una trayectoria de retorno para el fluido y recortes de perforación, hasta que se introducen otras tuberías de revestimiento.

Tubería de línea (Line pipe)

Es tubería de acero usada en construcción. Tubería de línea y soldada eléctricamente es manufacturada hasta cerca de 18" (457.2 mm) de diámetro exterior, y tubería de línea en espiral o de soldadura larga con arco eléctrico está disponible hasta de 56" (1 422.4 mm) de diámetro exterior está disponible. Todos los tipos son hechos de varios grados API (5L, 5LS, 5LX, etc.) en longitudes de 40 a 50 pies (12.2 a 15.2 metros) aproximadamente.

Tubería de perforación (Drill pipe)

Es una tubería de acero de pared delgada, normalmente de 4½" (114.3 mm) o de 5" (127 mm) de diámetro exterior, que forma la mayor parte de una sarta de perforación. Tiene un diámetro exterior más pequeño que la barrena que la acompaña, y una pieza de tubería puede ser desde 18 hasta 45 pies de largo (5.5 a 14 metros), aunque una pieza típica es de alrededor de 33 pies de largo (10 metros). La piezas de tubería son acopladas ya sea por

cuerdas integrales o por juntas con cuerdas soldadas en la tubería, para formar dobles, triples o cuádruples partes de tubería. Grados de la tubería son establecidos por API (American Petroleum Institute) y otros cuerpos y son producidos en peso normal o peso extra, según se requiera. Tubería de Grado D tiene una resistencia de 55 000 libras por pulgada cuadrada; el Grado E, 75 000 psi. Grados más pesados son identificados por una letra seguida por un número que indica la resistencia en miles de psi, por ejemplo, P110. El hueco de la tubería se usa para circular fluido de perforación en el agujero principalmente, pero también se usa como un canal de acceso para las herramientas que se corren en el pozo. El hombro de una tubería de perforación puede ser cuadrado o "tapered".

Tubería de producción (Oil string)

La tubería final de revestimiento en un agujero el cual será completado como un pozo de producción. La tubería de producción, revestimiento conductor o de producción, ya que es conocido de manera diversa, contiene la tubería de flujo de la tubería de producción la cual conduce el fluido desde la formación de producción a la superficie. Generalmente está hecha de un revestimiento de Diámetro Exterior de 7" (177.8mm), pero algunas veces se usa un revestidor de tubería en lo más profundo del pozo para extender la tubería a la zona de producción.

Tubería de reparación (Casing patch)

Es una herramienta usada para reparar TR dañada, o para unir, sellar y cementar dos tuberías. Consiste de un cuerpo de un diámetro externo más grande que el de la TR, un ensamble que sostiene el "patch", un garfio u otro dispositivo de asentamiento. En operación, puede ser acoplada a la tubería que se está corriendo.

Tubería de revestimiento (Casing)

Es una tubería muy fuerte, de acero con paredes anchas, puesta dentro de un pozo como un forro para asegurar el agujero y prevenir que las paredes se colapsen. A diferencia de la tubería corta, la TR se corre poco después de perforar los primeros cientos de metros del pozo. Secciones de la tubería son acopladas como en la tubería de perforación, pero pueden estar soldadas, insertadas o "interlocked", y cuando la sarta alcanza la profundidad requerida es cementada en posición; con la tubería de perforación en su lugar, un espacio anular es formado. Un pozo profundo necesitará varias reducciones de diámetro para hacer un programa de TR. La TR puede ser sin costura o soldada, de varios grados API, por ejemplo, H40, J55, N80, y P110. Los tamaños varían de 4" (101.6 mm) OD más o menos a 30" (762 mm) OD, mientras que los pesos van de 11 lb/ft a 200 lb/ft (16.4 kg/m a 298 kg/m aproximadamente), dependiendo del diámetro, grosor y grado. TR de fibra de vidrio reforzada está siendo usada en un campo petrolero costa fuera para combatir los efectos de la contaminación de azufre.

Tubería de soporte (Stand of pipe)

Un sustituto corto de tubería o cubierta que consiste de 2, 3 o 4 secciones individuales unidas. La tubería es puesta en el porta tubería para reducir el tiempo tomado para completar un viaje completo cuando se cambia una barrena, aunque algunas uniones se deben hacer o quebrar.

Tubería flexible (Flexible house)

Es el nombre dado a una tubería robusta, gruesa que transporta fluido de perforación del piso de la torre al cuello de ganso del swivel en la parte alta de la sarta de perforación.

Tubería grout (Grout pipe)

Es una manguera u otra tubería que lleva cemento hacia abajo en el espacio anular entre los pilotes y las patas del jacket en una estructura costa afuera.

Tubería lavadora (Washpipe)

El nombre dado al zapata lavadora dentro de una herramienta o equipo de perforación a través del cual pasa fluido de perforación. Puede ser una parte integral del equipo, como en el caso de un eslabón o placa giratoria, o un percusor, o una tubería de diámetro pequeño utilizada para dirigir el fluido a través o alrededor de un pez atorado.

Tubería liner (Liner pipe)

Es un tipo de TR de acero que no se extiende hasta la superficie en un pozo sino que es suspendida en un colgador. Esta tubería tiene dos usos. Es frecuentemente usada para reparar TR's dañadas y sellan agujeros por donde hay pérdidas de circulación. También se usa como una sarta para la producción de aceite en donde corrida de una TR normal se considera innecesaria. Estas dos aplicaciones son mostradas en la ilustración.

Tubería pesada (Collar)

Es una sección de tubería muy pesada y rígida colocada encima de la barrena para dar peso extra. "Collars" tienen diámetros internos angostos en comparación con sus dimensiones externas y por lo tanto tiene paredes anchas que son muy fuertes y rígidas, factores que contribuyen a perforar un agujero derecho. Treinta "collars" pueden ser unidos en una sarta de perforación para dar un peso de 40-50 toneladas sobre la barrena. Los tamaños típicos son de 31 pies de largo por 10" OD, 8" OD, o 6¼ OD, 9.5 metros por 254, 203.2 o 159.2 mm. "Collars" no magnéticos son añadidos cerca de la barrena al perforar un pozo direccional.

Tubería (Pipe)

Un término muy amplio usualmente referido a la tubería de perforación, collares y tubería de línea, pero utilizado en ingeniería costa afuera para describir cualquier clase de bienes tubulares, incluyendo el revestimiento. La tubería puede ser clasificada de acuerdo con su diámetro (ID=diámetro interno, OD=diámetro externo), su peso (libras por pie), su rango de presión (psi o clase), su construcción (remolcado, soldado), y sus características especiales (revestimiento, anti flotabilidad, flexible y así sucesivamente), pero la tubería utilizada en perforación y para las líneas de tubería es usualmente distinguida por su grado de tubería API.

Tubo de soporte (Standpipe)

Una tubería rígida que se levanta desde el piso de la torre, y tomando el fluido de perforación desde la presa de lodos, via la manguera flexible, a el cuello de ganso de la superficie o tope del pivote (eslabón)

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

U

Unidad de empacamiento (Packing unit)

Son el hule moldeado y el elemento de empaquetamiento de acero reemplazables usados en un preventor de explosión en el espacio anular el cual sella el espacio anular cuando el Preventor de Explosión (BOP) es activado.

Unidad de perforación (Drilling unit)

En el campo de perforación costa afuera, una unidad de perforación se refiere a una estructura apoyada en el fondo, tal como una unidad de profración jack-up, o un flotador, tal como un barco de perforación o una unidad semi-sumergible. El término también describe un equipo de perforación.

Unidad de perforación (Jack – up)

Es un término corto para unidad de perforación jack – up. Algunos veces se le llama estructura, plataforma, unidad de perforación auto – elevable, estructura jack – up, barcaza jack-up y algunas veces simplemente JU.

Unidad de perforación jack – up (Jack-up drilling unit)

Es un tipo de estructura de perforación móvil diseñada para operar en aguas someras, generalmente menos de 110 metros de profundidad. Estas estructuras son plataformas de perforación muy estables ya que descansan en el fondo marino y no son sujetas al movimiento del agua como las estructuras semi-sumergibles y los barcos de perforación. Tienen un casco que puede tener la forma de un barco, triangular, rectangular, o forma irregular, apoyados en patas tubulares. Cuando la estructura está siendo remolcada a la localización de perforación, las patas se elevan, y se proyectan solamente unos pocos metros abajo de la cubierta, y la estructura se comporta como una caja flotante con dificultad, y así puede ser remolcada solamente en buenas condiciones de mar, a baja velocidad. Una vez que llega al lugar las patas se bajan mediante sistemas eléctricos o hidráulicos hasta que descansan en el fondo marino y la cubierta es nivelada, unos 20 metros arriba del oleaje. La mayoría de estas estructuras tienen tres, cuatro o cinco patas, pero unas pocas de los primeros modelos tienen ocho o diez, y una de ellas tiene 14. Las patas son verticales o ligeramente inclinadas para una mejor estabilidad. En un diseño las patas están fijadas en un enrejado de acero, el cual le da el nombre de jack – up apoyado por el enrejado. Una abertura de perforación es normalmente cortada en un lado de la cubierta, pero en algunas estructuras la perforación se hace en catiliver en uno de los lados. La principal desventaja del jack – up es su vulnerabilidad cuando se está moviendo, pero es una clase que es más barata que otras estructuras móviles, y casi la mitad de las estructuras marinas costa afuera en el mundo que están en servicio son de ese tipo, algunas de los cuales son unidades grandes con su propio sistema de propulsión. El jacñ – up de perforación , “Neptuno 1” se muestra en la ilustración. Éste es un rig de una pata, a diferencia del “Neptune Gascogne”, que es una estructura operada por el mismo

propietario, Forex – Neptune. Algunos detalles de unidades de perforación jack – up en servicio y bajo construcción son dados en la tabla del Apéndice D.

Unidad de perforación móvil (Mobile drilling unit)

Es un conjunto de perforación que se puede mover con relativa facilidad de una localización a otra. Unidades de perforación móvi costa afuera incluyen unidades de perforación jack-up, barcos de perforación, barcasas de perforación y unidades de perforación semi- sumergibles. La mayoría de plataformas de perforación y producción, aunque algunas son capaces de ser movidas, no se consideran que sean unidades de perforación móviles.

Unión de tubería vástago (Tool joint)

1.-Cualquier empalme de tuberías, herramientas o collares en una sarta de perforación.
2.-La parte reforzada de una tubería que es el enroscado hembra (caja), o una parte reforzada de conexión que es el enroscado macho (seguro o pasador). Los extremos de la caja y del seguro o pasador están comúnmente soldados a una tubería de perforación simple y los dos extremos pueden ser unidos para hacer una unión para tubería.

Unión sustituta (Universal joint sub)

Una unión, conexión o niple pequeño de dos partes unido de una manera que permite un pequeño grado de movimiento angular uno con respecto del otro. La unión sustituta, conexión de barra o niple de varilla universal es utilizada entre una herramienta de cables de acero (conductores) y un perforador acompañante, por ejemplo, entre una bomba de presión y una barra perforadora o de percusión, para darles una medida de flexibilidad como si estuvieran yendo hacia abajo del agujero.

Unión telescópica (Telescopic Joint)

Una unión deslizante en el extremo superior de un ducto ascendente o montante marino. La unión telescópica permite algunos grados de elevación y cae de la plataforma o perforadora con respecto al cabezal de pozo, sin tensionar demasiado al riser. Un ejemplo típico de una unión telescópica se muestra en la ilustración.

Unión tipo bola (Ball joint)

Es una unión en forma de bola en una tubería o flecha, que permite un grado de movimiento lateral entre sus dos mitades. Una unión de bola típica capaz de desviar más o menos diez grados (20° en total) usada para unir el riser marino la cima de una pila BOP, se le llama unión flexible en esta aplicación.

V

Válvula (Valve)

Un aparato mecánico que controla el flujo de líquido, aire o gas. Se utilizan muchos tipos diferentes de válvulas en la ingeniería costa afuera, pero hay dos clases básicas, aquellas que paran o comienzan el flujo, y aquellas que lo regulan u obturan (estrangulan). Los nombres de algunas describen su función sin dar una pista para su construcción, por

consiguiente hay válvulas de control, de dosificación, de retención o checadora, de alta presión, reguladoras, pilotos o de mando, de seguridad, de alivio, de cierre o interrupción, aisladora, criogénica, y muchas otras válvulas. Por el contrario, las válvulas con nombres como válvula de macho, de mariposa, de fuelle, de aguja, de bola, de compuerta, y de globo, ofrecen algunas pistas sobre su construcción, pero no indican su aplicación. Las válvulas pueden ser operadas manualmente, o por poder neumático o hidráulico, a través de un actuador o actuante en un sistema de control remoto automático.

Válvula “bellows” (Bellows valve)

Es una válvula a prueba de fugas, especialmente diseñada para usarse en el manejo de sustancias tóxicas, criogénicas o fluidos corrosivos, o en aplicaciones en alto vacío y alta temperatura. La parte principal es de metal y aísla completamente el asiento de la válvula de las superficies externas.

Válvula “check” (Check valve)

Es una válvula de un solo sentido. Sistemas de flujo donde una tubería principal dirige fluidos de diferentes fuentes usan válvulas “check” para asegurar que los flujos separados no se mezclen. Válvulas “check” permiten el flujo en una sola dirección y usualmente son abiertas por presión del fluido que actúa en contra de un resorte. Cualquier presión en la dirección contraria cierra la válvula y por esta razón es conocida como válvula de no retorno.

Válvula aislante (Isolating valve)

Es cualquier válvula de cierre que sirve para excluir una porción de una línea de transmisión, o de un proceso de la corriente principal que está en operación. Un ejemplo del uso de esta válvula es para minimizar el peligro de contaminación de una fuga de una tubería. Mediante el cierre de la válvula adecuada la presión se libera, permitiendo que la fuga sea reparada, con pérdida mínima de fluido hacia los alrededores.

Válvula de alivio (Relief valve)

Un tipo de válvula de control de fluido la cual opera solamente en una condición de sobre-presión. Un diagrama con resorte de compensación o disco de ruptura en el cuerpo de la válvula reacciona a la sobre-presión y diversifica el fluido, usualmente dentro de una línea de paso o desvío, o a la atmósfera, hasta que la presión cae por debajo del nivel de operación.

Válvula de bola (Ball valve)

Es un dispositivo para controlar el flujo de fluido en una tubería, en la cual una compuerta esférica se usa para cerrar o abrir la válvula. Válvulas de bola, que son hechas para tuberías de diámetro grande o pequeño, se usan para regular el flujo, o para cerrarlo o para dirigirlo hacia múltiples lugares, en un tipo de válvula de cierre, encerrado se asegura mediante la acción de aire comprimido por un pistón el cual fuerza la bola hacia su base. La liberación de presión permite a la bola regresar contra la presión del resorte. La válvula de bola algunas veces se le llama válvula de globo.

Válvula de cola de pescado (Fish tail valve)

Es una variación de la válvula de mariposa.

Válvula de compuerta (Gate valve)

Es un tipo de válvula de control muy usada en plantas de procesamiento de gas y aceite, en las cuales el mecanismo regulador es un pistón que pasa a través de la línea de flujo. Con la válvula completamente cerrada, el pistón obstruye la línea completamente, evitando cualquier flujo, pero a medida que se abre la válvula, un agujero circular o puerto en el pistón gradualmente se alinea con el agujero. Cuando el puerto está exactamente alineado con el agujero, la válvula está completamente abierta, y el flujo no está restringido. Este tipo de válvula se presta para operación a control remoto automático, y puede operarse fácilmente con seguridad, esto es cerrarse en ausencia de cualquier fuerza que la mantenga abierta. Una típica aplicación de la válvula de compuerta es al usarla en el cierre de un pozo en el fondo marino.

Válvula de inversión o contra-marcha (Reversing valve)

Parte de una sarta de tubería de prueba de formación, por medio de tubería de perforación (ver unión o conexión sustituta de circulación inversa).

Válvula de mariposa (Butterfly valve)

Es una válvula de cierre en la cual el elemento controlador es un disco plano. Como muestra la ilustración, un maneral junto al centro del disco pasa a través del cuerpo de la válvula, permitiendo que el disco sea girado de tal manera que llene completamente el orificio en la posición de cierre. Regular el flujo es posible entre límites muy cercanos mediante el giro del disco, hasta que en la posición completamente abierta el disco es paralelo a la dirección del flujo. Una válvula de cola de pescado es una variante de la válvula de mariposa, siendo ambas comúnmente usadas para controlar el flujo de aceite y gas en tubería y en plantas de procesamiento.

Válvula de no retorno (Non-return valve)

Es una válvula check usada en ingeniería de fluidos y que permite el flujo de ellos en una sola dirección. El mecanismo regulador es un tapón con un resorte, que opera en la dirección del flujo. Cualquier fluido que tratara de pasar en sentido contrario fuerza a un tapón contra el agujero de la válvula e impide el flujo, mientras que en el sentido contrario se empuja el tapón contra un resorte y no se impide el flujo. Las válvulas de no retorno sirven como preventores de reventones cuando se conectan arriba de la barrena de perforación, en una sarta de pesca, o en la sarta de TR, donde se les refiere como dispositivos de seguridad que apoyan el conjunto de preventores. También se utilizan para protección contra represionamiento, y para evitar el mezclado de dos corrientes de fluido.

Válvula de regulación (Regulating valve)

Cualquier tipo de válvula de control utilizada para parar, arrancar, estrangular o acelerar el flujo del fluido. Una válvula de mariposa es un ejemplo típico de una válvula reguladora, una válvula tapón es otro ejemplo.

Válvula de seguridad marina (Sub-sea safety valve)

Una válvula de seguridad de puerta cuyo propósito es el cerrar un pozo o una línea de flujo, cuando se activó remotamente, o en caso de la pérdida de presión hidráulica. La

válvula de seguridad de puerta se instala normalmente sobre la pila BOP o en un árbol de producción.

Válvula o bola tapón (Kelly cock)

Es una bola o válvula de tapón localizada entre el kelly y el swivel, en la sarta de perforación, que sirve como un último dispositivo de seguridad que da alguna medida de protección al equipo que se encuentra en el agujero, cuando otros métodos de prevención de reventones han fallado o no se han aplicado. El kelly cock puede ser operado hidráulicamente desde la consola del perforador.

Válvula de emergencia del preventor de reventones (Emergency blowout preventer)

Es una válvula de seguridad que se mantiene lista en el piso de la cubierta, en una torre de perforación. En una emergencia, puede ser lanzada dentro de la sarta de perforación si el preventor de reventones de atasca o falla.

Venture I and II

Dos unidades de perforación semi-sumergibles operadas por la Pel-Lyn Company. Estas unidades fueron anteriormente llamadas Pentagone 85 y 86, y se dan más detalles en el Apéndice E.

Vibra núcleos (Vibracorer)

Una herramienta de perforación miniatura, rotatoria, de tipo como para percusión, para extraer muestras de la capa dura y más alta del lecho marino. Núcleos o testigos de alrededor de 3" a 4" (de 78.2 a 101.6 mm) de diámetro pueden ser sacados del lecho marino abajo hasta 10 metros. Las muestras del vibracorer (vibra núcleos) son necesarias para la investigación en sitio de la plataforma y para evaluación.

Vicksburg

Una unidad de perforación auto-elevable operada por Atwood Oceanics Inc. Ver Apéndice D para más detalles.

Vinegarroon

Una unidad de perforación auto-elevable operada por la Zapata Offshore Company. Ver Apéndice D para más detalles.

W

Waage Drill I y II

Dos unidades de perforación semi-sumergibles operadas por la Waage Drilling A/S. Ver Apéndice E para más detalles.

WD Kent

Una unidad de perforación auto-elevable, anteriormente llamada G L Temple, operada por la Reading and Bates Drilling Company. Ver Apéndice D para más detalles.

Westdrill I

Una unidad de perforación auto-elevable operada por la Westburne International Drilling Limited. Westdrill I antes se llamaba Kenting I. Ver Apéndice D para más detalles.

Western Delta

Una unidad de perforación auto-elevable operada por la Western Oceanics. Ver Apéndice D para más detalles.

Western Offshore I, III y VI

Tres barcasas de perforación, también conocidas como Wodeco I, III y VI, operadas por la Fluor Drilling Services Inc. Ver Apéndice F para más detalles.

Western Offshore IV; V y VII

Tres barcos de perforación, también conocidas como Wodeco IV, V y VII, operadas por la Fluor Drilling Services Inc. Ver Apéndice F para más detalles.

Western Offshore VIII y IX

Dos barcos de perforación bajo construcción para Fluor Drilling Services Inc. Ver Apéndice F para más detalles.

Western Pacesetter I, II y III

Tres unidades semi-sumergibles de perforación operadas por la Western Oceanics. Ver Apéndice E para más detalles.

Western Polaris I y II

Dos unidades de perforación auto-elevables bajo construcción para la Western Oceanics. Ambas están pendientes para su terminación a principios de 1976. Ver Apéndice D para más detalles.

Western Star

Una unidad de perforación auto-elevable operada por la Western Oceanics. Ver Apéndice D para más detalles.

Western Triton I y II

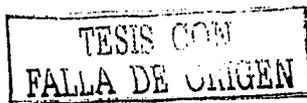
Dos unidades de perforación auto-elevables bajo construcción para la Western Oceanics. Ambas están pendientes para su terminación a principios de 1976. Ver Apéndice D para más detalles. Un Triton anterior se perdió en el mar.

West Venture

Una unidad de perforación semi-sumergible operada por la Smedving Drilling Company. Ver Apéndice E para más detalles.

West Wind

Un barco de perforación bajo construcción para la Progress Drilling International y pendiente para terminación en 1976. Ver Apéndice F para más detalles



White Dragon (Dragón Blanco)

El nombre Inglés para la serie de unidades de perforación móviles llamadas hakuryu, Hakuryu II, etc.

Z**Zapata Concord**

Una unidad de perforación semi-sumergible operada por la Zapata Offshore Company. Ver Apéndice E para más detalles.

Zapata de despegue de tubería (Whasover shoe)

Una herramienta de despegue de tubería, tal como una zapata rotatoria, que tiene un filo dentado diseñado para cortar a través de desechos los cuales ocasionan que la tubería de perforación o la barrena se atoren.

Zapata Explorer

Una unidad de perforación auto-elevable operada por la Zapata Offshore Company. Ver Apéndice D para más detalles.

Zapata Lexington

Una unidad de perforación semi-sumergible bajo construcción para la Zapata Offshore Company y pendiente para su terminación en 1976. Ver Apéndice E para más detalles.

Zapata Nordic

Una unidad de perforación auto-elevable operada por la Zapata Offshore Company. Ver Apéndice D para más detalles.

Zapata rotatoria (Rotary shoe)

Una herramienta cortadora utilizada en operaciones de pesca. Las zapatas rotatorias son utilizadas para bañar y moler un objeto atorado en el agujero, o para cortar los desechos alrededor de éste de tal manera que la tubería depuradora o de lavado pueda ser instalada, u otra herramienta aterrizada para agarrar y rescatar al pez. Hay disponibles muchas clases de zapatas para propósitos específicos. Todas ellas consisten de una longitud corta de tubería con un extremo de conexiones macho y hembra y una cuchilla de cara dura u otra superficie cortadora al otro extremo. Algunas zapatas rotatorias son capaces de cortar por dentro, otras por fuera, y algunas en la parte del fondo; otras pueden ser utilizadas en cualquiera de estas maneras.

Zapata Saratoga

Una unidad de perforación semi-sumergible bajo construcción para la Zapata Offshore Company y pendiente para su terminación en 1976. Ver Apéndice E para más detalles.

Zapata Trader

Un barco de perforación operado por la Zapata Offshore Company. Ver Apéndice F para más detalles.



Zapata Uglan

Una unidad de perforación semi-sumergible operada por la Zapata Offshore Company. La Zapata Uglan fue la primera unidad semi-sumergible en cruzar el Océano Atlántico bajo su propio poder. Ver Apéndice E para más detalles.

Zapata Venturer

Un barco de perforación bajo construcción para la Zapata Offshore Company y pendiente para su terminación en 1976. Ver Apéndice F para más detalles.

Zapata Yorktown

Una unidad de perforación semi-sumergible bajo construcción para la Zapata Offshore Company y pendiente para su terminación en 1976. Ver Apéndice E para más detalles.

Zephyr I y II

Dos unidades de perforación semi-sumergibles operadas por la Odeco Inc. Ver Apéndice E para más detalles.

APÉNDICE B

OPERACIONES Y PROCEDIMIENTOS

A

A chorro (Getting)

1. Es fluido que es bombeado a alta presión a través de un orificio. El término específicamente se aplica en el uso de una barrena de chorro para cortar roca muy dura. Un chorro típico (velocidad de 200 metros por segundo) rompe la formación y lava los recortes más eficientemente, aumentando la rapidez de penetración, tal vez por un factor de dos.

En la remoción de recortes de un sacudidor de arcillas mediante lavado de la malla con un chorro de agua a alta presión. El chorro ayuda a obtener más rápida separación del lodo de los recortes. El chorro también es útil para limpiar las presas de lodo.

Acidificación (Acidizing)

Es la práctica de tratar una formación con ácido para romper roca obstructora y mejorar la permeabilidad de la zona almacenadora de aceite, por lo tanto aumentando el flujo de aceite. Ácido hidroc্লórico y ácido hidrofлуórico son dos líquidos muy corrosivos usados en el proceso, que actúan formando canales en la roca para permitir que el aceite fluya más fácilmente. La técnica también es conocida como estimulación o tratamiento con ácido y es más efectiva en rocas carbonatadas.

Acoplamiento de tubería (Make up)

Es el opuesto a "break out". Significa acoplar tubería o herramientas, en una sarta.

Aereación (Aeration)

Fluidos que se cargan con aire. Un fluido de perforación puede ser aereado inadvertidamente, o en una forma cuidadosamente controlada para cambiar su densidad. La aereación tiene el efecto de reducir la carga hidrostática del fluido circulante, evitando la pérdida de circulación y haciendo la perforación más sencilla. Sin embargo, demasiado aire puede ser dañino, porque reduce densidad, y esta pérdida puede recompensarse mediante aditivos.

Agitación irregular (Gunning the pit)

Es la agitación irregular del fluido de perforación por medios mecánicos, usando una pistola de lodo o un mezclador eléctrico, para ayudar en la separación de recortes y en la remoción de bolsas de gas.

Agujero direccional (Directional hole)

Es otro nombre para pozo desviado.

Amontonado (Stacked)

Una expresión que significa fuera de servicio o descansando. Es frecuentemente usada para indicar que una torre está temporalmente fuera de uso por falta de demanda.

Análisis de núcleos (Core analysis)

Es la investigación detallada de los núcleos para evaluar la naturaleza y calidad de fluidos contenidos, como probablemente existieron cuando fueron cortados de las formaciones. El análisis de núcleos toma en cuenta el efecto del filtrado de lodo y el escape de gas, aceite y agua, en el viaje hacia la superficie. La estrecha correlación con los registros de perforación es un aspecto esencial en el análisis de núcleos, ya que factores como rapidez de penetración, permeabilidad, rapidez de circulación y tamaño del núcleo pueden afectar la susceptibilidad a pérdidas y tanto los análisis de registros como los de núcleos son vitales para hacer una evaluación eficiente del yacimiento.

Apilar (Stack)

- 1.- El sustantivo se refiere a un montaje de equipo, por ejemplo un preventor de soplido externo o una pila de llama.
- 2.- El verbo significa el dejar o guardar, cuando una torre de perforación se amontona cuando no se requiere perforar.

C

Carga variable (Variable load)

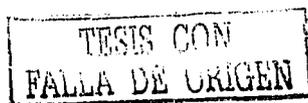
La carga del peso directo o peso muerto soportada por una plataforma flotante, de manera distinta a su desplazamiento normal bajo lastre. La carga variable está compuesta por artículos tubulares, lodo de perforación a granel y almacenes de cemento, combustible, agua de perforación y agua potable. Los suministros típicos cargados por una unidad de perforación semi-sumergible son 1 000 toneladas de tubulares, 600 toneladas de lodo de perforación a granel y cemento, 1 000 toneladas de combustible, 500 toneladas de agua de perforación y 100 toneladas de agua potable. Algunos de estos pueden también servir como lastre, pero una plataforma típica puede cargar una carga variable de 2 000 a 3 000 toneladas.

Cementación (Cementing)

1. La aplicación de una gruesa capa de cemento a una tubería submarina para darle flotabilidad negativa y protegerla de corrosión y daño cuando es tendida.
2. Sellar el espacio anular entre la TR y la pared del pozo o entre dos TR concéntricas llenando el espacio entre ellas con una lechada de cemento. Después de que la tubería de perforación ha sido removida, se bombea lechada de cemento dentro de la TR para desplazar el lodo de perforación; luego se inserta un tapón de cementación, seguido de un fluido que fuerza el cemento al fondo del pozo y luego hacia arriba por el espacio anular, hasta que se alcanza la superficie. Una vez terminada la operación, el cemento mantiene a la TR en su lugar y evita que entre agua. Después continúa la perforación a través del tapón. El documento API, RP10B presenta una práctica recomendada para probar el cemento y sus aditivos.

Chorro de levantamiento (Get lifting)

Recortes y fluidos del fondo del pozo por bombeo del líquido a través de las boquillas de una barrena de perforación de roca. El chorro de levantamiento es una de las operaciones de servicio llevadas a cabo en un programa de reparación de pozos.



Chorro inverso (Reverse jetting)

Una técnica empleada con algunos tipos de ensanchadores o fresadoras. Las corrientes de chorro del fluido de perforación están dirigidas de manera ascendente a través de boquillas en una unión o conexión sustituta surtidora o de chorro, y sobre los conos de la broca del ensanchador o fresador. Esto ayuda a mantener limpios a los conos y asiste en el cambio de los cortes.

Circulación (Circulation)

Circulación normal en el movimiento del fluido de perforación, que es bombeado de la presa de lodo del equipo de perforación, bajando por la sarta de tubería hasta el fondo del pozo, subiendo por el espacio anular hasta el vibrador de arcillas y de regreso a la presa. El bombeo en la dirección contraria es circulación inversa. Se dice que la circulación se “rompe” cuando el bombeo se detiene y comienza después de un periodo de descanso. Cuando el fluido se escapa a través de fracturas en la formación, debido a que la carga hidrostática del fluido es mayor que la presión de la formación, la circulación se pierde. El gasto de circulación es el volumen, por minuto, que fluye alrededor del circuito, mientras que el tiempo de circulación, o ciclo, es el tiempo que toma el lodo para circular a través de un ciclo completo. La presión de circulación es monitoreada continuamente por el perforador, quien también puede controlar las variaciones de presión en el fondo del pozo.

Circulación interrumpida (Broken circulation)

Es la acción de parar temporalmente la circulación del fluido de perforación en un pozo.

Circular hacia arriba (Circulate up)

Bombar fluido de perforación alrededor del agujero hasta que los recortes de roca de una formación particular lleguen a la superficie, donde pueden ser examinados para posible contenido de hidrocarburos. La expresión también se refiere a la acción tomada para contener una burbuja de gas y manipular cuidadosamente la presión del fluido de perforación.

Colgando en la TR (Hanging in the casing)

Es la práctica de tensionar TR después de cementar mediante la suspensión de la sarta desde la cabeza de la TR. Esto asegura que cualquier expansión subsecuente de TR no cementada, debido a la alta temperatura de los fluidos, no daña la TR cementada ni el cemento fraguado.

Colgando en los slips (Hanging in the slips)

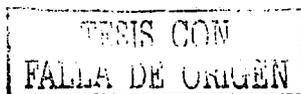
Es la suspensión de la sarta de perforación o de TR de los slips en una mesa rotatoria.

Conectar conjunto de preventores (Nippling up)

Conectar o enganchar un conjunto de preventores. La operación se hace normalmente desde la plataforma sobre una unidad de perforación jack-up, y el nombre probablemente viene de las bridas de ajuste en forma de cono. El término es también usado en forma general para significar cualquier acto de conectar dos componentes.

Conexión (Tie-in)

Es la unión de dos secciones de una línea de tubería, o de un tubo ascendente o montante y una línea de tubería. Los contratos para instalar una línea de tubería a menudo le son asignados a dos o más contratistas, e invariablemente una larga línea de tubería es instalada en varios puntos sobre la ruta. La conexión es el último paso para completar la línea de tubería,



cuando todas las secciones están unidas, lo que comúnmente se lleva a cabo en el lecho marino, y a pesar de ello, una conexión de superficie ha sido lograda satisfactoriamente.

Congelado (Frozen)

Es un término usado para describir una condición de estascamiento donde, por ejemplo, los recortes de la formación han atascado la tubería de perforación en el pozo. Se dice que la tubería está congelada cuando no gira.

Contra flujo (Counter flush)

Es la circulación de fluido de perforación bajando por el espacio anular y subiendo por la tubería de perforación. Esta práctica, también conocida como circulación reversa, es usada para recuperar muestras de fluido en un vástago muestreador y núcleos en una operación de núcleo.

Corrida de repaso (Running back)

La media vuelta o retorno de un viaje de ida y vuelta o entrada y salida de la tubería de revestimiento (disparo ó sacada de la tubería). El taladro, los collares, herramientas y la tubería son acoplados pieza por pieza o soporte por soporte, y llevados hacia abajo dentro del agujero, usualmente después de cambiar el barreno.

Corrida de revestimiento (Running casing)

En su sentido más amplio la corrida de revestimiento involucra todas las operaciones necesarias para consolidar las paredes de un barreno con revestimiento. Éstas incluyen el unirlo pieza por pieza y bajarlo dentro del agujero, suspender la sarta de tubería en el colgadero o barra de suspensión, cementar, y cuando el cemento está colocado, probar la adhesión del cemento. Más holgadamente esto simplemente significa colocar el revestimiento en el agujero, para ser seguido por un proceso conocido como fraguado de revestimiento.

Cortes lavados (/Washed cuttings)

Muestras de cortes de barreno desde la formación que está siendo perforada, después de que han sido filtrados del fluido de perforación en el colador de lodo o centrífuga, lavados para remover cualquier contaminante, y secados. Los cortes lavados son requeridos por los geólogos para examinación en intervalos regulares mientras que el hoyo está siendo hecho, para checar la presencia de hidrocarburos. Algunas agencias gubernamentales requiere la entrega de cortes lavados para sus institutos geológicos para propósitos de correlación estratigráfica.

D

Daño a la formación (Formation Damage)

Es el daño al horizonte productivo de un pozo. La pared del pozo puede dañarse por el efecto sellante del filtrado de lodo, por los recortes, o por los componentes sólidos de un crudo viscoso pesado, cualquiera de ellos puede inhibir la producción.

Degasificación (Degassing)

1. Eliminación de destilados volátiles y gases de fluido de perforación. Como su presencia en el fluido es un riesgo continuo de fuego, equipo de detección es instalado en el

sistema de regreso de lodo, para mayor seguridad. Un método de desgasificación es agitar el lodo con un chorro de alta velocidad que rompa cualquier bolsa de gas atrapada.

2. La eliminación rutinaria de gases, ambos, hidrocarburos y no-hidrocarburos, del aceite (oil), en una planta de desgasificación en la plataforma de producción. La planta incluye separadores (separators) de presiones alta y baja y una pequeña unidad de "despojo" para purificar el petróleo (oil) y extraer el gas sulfhídrico (o sulfuro de hidrógeno).

Desplazamiento (Displacement)

Es el peso de un volumen de agua desplazada por un cuerpo que está flotando, tal como un barco o un conjunto de perforación flotador, con todo el equipo a bordo. El desplazamiento es igual al peso del cuerpo y es expresado en toneladas. Ocasionalmente el desplazamiento se refiere al volumen de agua desplazada medido en metros cúbicos.

Desprendimiento de pared (Cave-in)

Es el colapso completo de la pared dentro de un pozo. Cuando el colapso es causado por un reventón, se conoce como un cráter, porque no es usual que esto lo haga un fluido que escapa. La desintegración de la pared por un hundimiento menor se le llama "sloughing."

E

Elevación rápida (Kick)

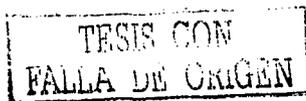
Es una elevación rápida en la presión del fluido de perforación que está en circulación, como consecuencia de que se encuentra una alta presión en la formación que está siendo perforada. El kick es evidente del registro de instrumentos del perforador y debe ponerse bajo control rápidamente para evitar posible reventón. Esto es obtenido cerrando el pozo, determinando la causa, y aplicando medidas correctivas. Mediante bombeo de más lodo para mantener una contrapresión, se obtiene mayor gasto del fluido y el kick puede ser controlado por un control juicioso de las características del fluido de perforación, y un balance cuidadoso de las presiones en el pozo. Cuando lo último se alcanza, se dice que el pozo está muerto.

En el freno (On the brake)

Una expresión atribuida a la perforación de pozos principalmente, aunque frecuentemente es utilizada para identificar a la persona al mando quien tiene el control directo sobre la maquinaria. La expresión fue probablemente aplicada primero al perforador, quien de todo el personal de la perforadora es el hombre capaz de poner el freno e interrumpir la perforación cuando aparecen circunstancias imprevistas.

Esfuerzo de torsión (Torque)

La habilidad de un mecanismo para hacer un trabajo, comúnmente el de rotación, el cual toma en cuenta la distancia a través de la cual cierta fuerza es aplicada. La mayoría de las operaciones de perforación (la elevación o izado, el bombeo de lodo o barro de perforación, la rotación de la sarta de perforación) requieren de un alto esfuerzo de torsión inicial el cual, debido a las distancias y los pesos involucrados, demanda el empleo de generadores de energía o motores primarios con rangos de caballos de fuerza muy altos. Una unidad comúnmente utilizada para medir el esfuerzo de torsión es pies-libras (lb/ft), y los metros mostrando la torsión en las unidades serán encontrados en los alicates o tenazas mecánicas o de poder o energía y en la consola de perforación.



Espesor del enjarre (Cake thickness)

En la tecnología del fluido de perforación se refiere a la profundidad de un filtro, o forro, depositado contra una formación porosa por filtración.

Estrangulamiento (Throttling)

Un término comúnmente utilizado en la tecnología del fluido para describir el control del rango o velocidad del fluido por medio de una válvula reguladora, como una válvula de dosificación o medición o una válvula mariposa.

Excéntrico (Offset)

Desviación de una perforación de su curso normal. El offset es a menudo usado sin calificación donde la desviación no es planeada, pero el término también se usa con calificación (por ejemplo, 5° offset) para significar un cambio angular predeterminado.

Extremos de las tenazas (Latching the tongs)

Significa poner los extremos de las tenazas alrededor de la tubería de perforación o de la tubería de revestimiento y asegurarlas con un giro simple. Las tenazas usadas en el piso de una torre de perforación para enroscar tubería fuertemente son suspendidas de un cable junto a la mesa rotatoria, y éste es el trabajo pesado para asegurar la tubería, antes de que se aplique la potencia para darle vuelta a la tubería.

F**Filtración (Filtration)**

Es el proceso de separar o filtrar sólidos suspendidos en un líquido. La filtración de un fluido de perforación ocurre naturalmente debido a la naturaleza porosa de la formación perforada, y conduce a la construcción de un pastel de filtrado y a la pérdida de fluido. Las cualidades de filtración de un lodo son ajustadas por el ingeniero de lodos cumplir con diferentes condiciones estáticas o dinámicas.

Floculación (Flocculation)

Es un proceso que ocurre, por ejemplo en el fluido de perforación sujeto a contaminación severa por sales y calcio de los recortes de la perforación. El fluido forma grumos. La floculación en el fluido de perforación inhibe la formación del filtrado de lodo, y un defloculante tal como lignosulfonato se emplea para controlar esta condición.

Flotado (Flout-out)

Es la operación crítica que involucra la transportación segura de una plataforma de acero desde su sitio de construcción a su destino final costa afuera. Hay dos métodos básicos que se han usado con éxito para instalar grandes plataformas en aguas profundas. Un método es construir la plataforma en una barca flotadora y luego remolcarla a su lugar de instalación. El otro método es similar, pero la construcción se hace en tierra firme y el ensamblado, completo con los tanques de flotación, se lanza al agua. En su destino la plataforma es inclinada ajustando balastre, y después sumergiéndola cuidadosamente su sitio de instalación.

Fracturamiento (Fracturing)

Como la acidificación, es un medio para tener acceso a la formación productora. En lugar de ácido, fluido a alta presión es dirigido a la roca causando que ésta se rompa. Se usan aditivos para mantener abiertas las fracturas.

G

Golpee (Strike)

El resultado del fin de una operación de perforación exitosa cuando la estructura evidencia la presencia de hidrocarburos. Un golpe algunas veces llamado una muestra no indica necesariamente que un pozo resultará comercialmente productivo, pero provee la confirmación de los pronósticos de los geólogos y una línea para futuras perforaciones.

Grasa (Dope)

1. Es un modismo que significa cualquier clase de grasa densa usada en trabajo de perforación. Es más frecuentemente aplicado a la grasa usada en las cuerdas de la tubería de perforación.
2. Es el revestimiento "somástico" o bituminico aplicado a tuberías de gran diámetro antes de que se les dé un revestimiento de concreto.

H

Hacer el agujero (Make hole)

Significa perforar el pozo. También se usa para reanudar la perforación, por ejemplo, después de un viaje redondo.

Hacer y romper (Make and brake)

Son etapas en la ejecución de un viaje redondo, uno para preparar la tubería, y el otro para "romperla".

I

Inclinación de patas (Batter)

La inclinación construida en las patas de un jacket de una plataforma de acero con pilotes, que tiene el efecto de hacer el área de su base más grande que el área de cubierta, dándole estabilidad a la plataforma cuando descansa en el fondo marino.

Inclinómetro de cable teso o tirante (Taut line inclinometer)

Parte de un sistema de posicionamiento de embarcaciones simple y económico. El inclinómetro de cable teso o tirante puede ser usado como un instrumento de posicionamiento pasivo, o como un respaldo para un sistema de posicionamiento dinámico. Este consiste de un inclinómetro de precisión montado sobre un cable teso o tirante suspendido entre la embarcación (o plataforma de perforación) y un objeto sobre el lecho marino. El instrumento mide la inclinación del cable teso o tirante en dos ejes, de los cuales los comandos timoneables pueden desviarse con el propósito de mantener la embarcación en posición.

Indicator del punto libre (Free point indicator)

Es un instrumento electrónico que puede indicar un movimiento, usado como herramienta de pesca cuando se trata de encontrar la profundidad de una sección rota de la sarta de perforación. Se baja con cable tanto como sea posible en el pozo, y luego se eleva lentamente en tanto que la sarta es girada. Abajo del punto libre no se siente ningún par de torsión, pero el instrumento dará una indicación positiva tan pronto como se alcanza el punto libre.

Inicio de Otra Barrena (Kicking off)

Es un término usado en la perforación de un pozo desviado, y significa iniciar con otra barrena, en su curso desviado. Esta operación también es conocida como kick-out.

Instalación de equipo de perforación (Rigging up)

Es la preparación de una plataforma y el equipo de perforación para una tripulación de plataforma antes de que comience un programa de perforación.

Inundación de tanques (Crash flood)

Es el acto de inundar rápidamente algunos de los tanques de flotación que sostiene una plataforma de acero, para hacer que la estructura se incline antes de que sea sumergida en forma controlada, a su posición en el fondo del mar. Inundación "crash" minimiza el movimiento de balanceo (rolling) inducido, cuando los tanques de flotación son inundados.

J**Jalar para liberar (Straight pull release)**

El significado de lanzar o liberar una herramienta del pozo. Cuando la herramienta es jalada desde arriba, los pernos de esquiileo se rompen, abriendo la válvula de paso del circuito hidráulico y lanzando los lados que colocaron la herramienta en su lugar.

L**Lavado o despegue de tubería (Washover)**

Correr una herramienta de pesca sobre un pez. El diámetro interior de la herramienta es más ancho que el diámetro exterior del pez y de esta manera lo "lava o despega".

Lavado de pozo (Washing in)

Limpiar un hoyo inyectando agua salada o gas aceite para reemplazar el fluido de perforación. Esto es algunas veces realizado antes de que comience el examen de pruebas del contenido de la formación por medio de la tubería de perforación (drill stem test).

Levantando las correas de deslizamiento (Pulling the slips)

El levantamiento de las correas de deslizamiento del espacio entre la tubería de perforación y la mesa rotatoria en una plataforma de perforación. Con el peso de la tubería tomada por los elevadores, las correas de deslizamiento en forma de cuña pueden ser retiradas por las agarraderas, permitiendo a la sarta ser elevada o bajada como sea requerido.

Liberación de rotación (Rotation release)

Un medio de liberar una herramienta barreno hacia abajo. Al rotar la herramienta, normalmente hacia la derecha, el desvío de circuito hidráulico es abierto, permitiendo a las correas de deslizamiento liberarse y que la herramienta sea recuperada. Ver liberador de tracción directa.

Localización acústica (Acoustic location)

Es el uso del principio del sonido del eco para localizar objetos bajo el agua que no se pueden ver. Hay dos modos de localización acústica, los cuales pueden llamarse el activo y el pasivo. En el sistema pasivo el objeto por sí mismo lleva un dispositivo que emite ondas sonora, las cuales son recibidas en diferentes puntos del recipiente de búsqueda, lo cual permite que distancias y ángulos del objeto sean determinadas. Este tipo de sistema de localización

acústica se usa en posicionamiento dinámico, como el sistema activo, en donde le objeto que va a ser localizado lleva un sistema acústico (acoustic transponder), el cual es interrogado por el buscador antes de la transmisión. El sistema activo también se usa para liberar una boya.

Luz no – incendiaria (Non-incendive light)

Es una fuente de luz segura para usarse en áreas en las que hay un alto riesgo al fuego, por ejemplo en zonas riesgosas 0 y 1, o en cualquier lugar en el que el petróleo, gas o productos petroquímicos, están presentes. Un tipo de esta luz es auto - energizada por el tritio actuando sobre el fósforo, cuya brillantez depende de la cantidad de tritio usado.

Llenado del agujero (Filling the hole)

Es mantener el pozo lleno con fluido de perforación, por la vía de la línea de llenado o de conexión para evitar un posible reventón o “cave-in”, cuando la sarta de perforación es extraída.

M

Magneto “ditch” (Ditch magnet)

Es material magnético colocado en el circuito de regreso del lodo para coleccionar piezas de metal antes de que entren al sistema de circulatorio y dañen las bombas.

Matar (Kill)

1. Matar un pozo es tomar una acción para controlar un kick y restaurar la presión del pozo a aquella correspondiente a la de un pozo muerto o quieto.
2. Neutralizar la presión del fluido en un pozo terminado antes de que se le dé servicio. Esto se hace circulando agua y lodo a través de la “línea de matar”, después de que se cierra el preventor.

Medidor de flujo de vórtice (Vortex flowmeter)

Un método de medición del rango de flujo de líquidos y gases en términos volumétricos, usando el principio de que la velocidad del flujo es directamente proporcional a la frecuencia a la cual los vórtices están colgados desde un cuerpo en la corriente de flujo. Un diseño de medidor de flujo de vórtice utiliza un cuerpo alineado contra corriente especialmente diseñado para generar vórtices, detectándolos con la ayuda de un transductor capacitivo, y muestra el rango de flujo directamente en una forma digital o análoga. El transductor, mostrado en forma de diagrama en la ilustración opuesta, consiste de dos electrodos separados desde dos diafragmas soldados por una dieléctrica de aceite. Cuando el flujo comienza las vórtices ocasionan un movimiento asimétrico de los diafragmas, variando la capacidad en cada sección y generando una salida de corriente para manejar una muestra digital o un metro.

Mezclado de lodo (Mud mixing)

Es la preparación de fluido de perforación, que comúnmente se le llama mudding up.

Movimiento de embarcación (Vessel motion)

Cualquiera de las seis diferentes formas de movimiento a las cuales una embarcación flotante puede estar sujeta. Considerando que los ejes de la embarcación sean longitudinal (eje-x), lateral (eje-y) y vertical (eje-z), hay un movimiento translacional a lo largo de cada uno, llamados oleaje, ladeo y henchadura o elevación, respectivamente y un movimiento rotacional alrededor de cada eje, llamados balanceo, inclinación, y guiñada, respectivamente. Cada uno

de estos movimientos tiene que ser considerado en relación al despliegue operacional de una embarcación flotante, tal como un barco de perforación o una unidad de perforación semi-sumergible, en la etapa de diseño.

N

No revestido (Uncased)

Un agujero sin revestir, sin protección. No es normal que un agujero esté completamente sin revestir, pero más o menos los últimos cien metros de un agujero apropiadamente revestido tienen que ser dejados abiertos, para que los desprendimientos o derrumbes no puedan ocurrir.

O

Obturado (Packed off)

Un término que significa que un preventor de anular está cerrado en alguna parte del agujero del pozo, efectivamente sellando el espacio anular.

Operación de cable de acero (Wireline operation)

Una técnica de bajar herramientas e instrumentos dentro de un agujero en un cable sólido o trenzado. Solamente se requiere un montacargas para este tipo de operación la cual puede ser llevada a cabo con el cierre de emergencia (BOP) cerrado. La operación de cable de acero desarrollada de la necesidad de bajar explosivos para perforar ahora es utilizada para poner y recuperar una variedad de herramientas hacia abajo del hoyo, en el registro, muestreo y en muchas otras operaciones.

Operación de registro (Logging)

La acción de actividades de registro permanentemente, mediciones durante un programa de perforación, ya sea automáticamente por medios electrónicos, o en forma narrativa. Un buen registro es vital para al éxito de cualquier programa de perforación. Muchos registros se usan como herramientas para formular una tarea como capacidades de producción de una estructura, otros son esenciales para la seguridad y las operaciones eficientes de perforación, y todos son fuentes de experiencia para apoyar futuras actividades de exploración. El registro tiene muchas formas, desde una simple medición hasta registros complicados de pruebas que involucran la medición de propiedades eléctricas y radioactivas de las rocas y fluidos, y de análisis de núcleos y recortes.

P

Paro de perforación por sedimentos o recortes (Sticking)

Una condición que retrasa invariable un programa de perforación y llama con frecuencia la atención de un experto en pesca. Es causada por alojar tubería de perforación, o herramienta, en el agujero originado por la acumulación de cortes o sedimentos. La profundidad en la cual una condición de pegado ocurre se debe determinar, y una forma de hacer esto es hacer un registro de la recuperación de la tubería. Cuando los lados de la tubería se pegan se dicen que están congelados.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Pata de perro (Dog leg)

Es un agujero que cambia de dirección abruptamente como la parte trasera de la pata de un perro. También se le conoce como codo; una pata de perro puede ser común en un "campo de agujeros" torcidos.

Pegamiento en la pared (Differential wall sticking)

Es un atascamiento de la sarta de perforación en el pozo como resultado de la formación del enjarre, normalmente en un lado de un drill collar. El enjarre causa una presión diferencial alrededor de la tubería que la fuerza contra la pared. Este efecto ocurre cuando se penetra una zona permeable, y esto es más probable que ocurra cuando la sarta no está girando.

Pérdida de circulación (Lost circulation)

Es una pérdida del fluido de perforación causada por la entrada de lodo a la formación que se está perforando. El lodo debe ser examinado para encontrar la causa antes de que el fluido sea añadido, puesto que puede estar invadiendo la roca porosa que contiene aceite o gas. La circulación puede ser restablecida agregándole al lodo material para pérdida de circulación (LCM), s un material que contiene papel, celofán, polvo, mica, fibra de vidrio, o cáscaras de nuez, que fluyen hacia la formación y la sellan.

Perforación (Drilling)

Los hoyos por la perforación en el revestimiento adyacente a una formación de producción, un paso preliminar para completar un pozo. Un empaquetador es colocado sobre la formación y las cargas en forma, luego se perfora el revestimiento, permitiendo al petróleo o al gas entrar al espacio debajo del empaquetador. A esto se le llama perforación de chorro. Luego se corre la tubería y se coloca para traer el fluido a la superficie. En el examen de pruebas del contenido de la formación por medio de la tubería de perforación se corre una pistola dentro de la tubería en una línea de cableado para hacer la perforación. A ésta se le llama perforación con pistola. La perforación química es otro método empleado.

Perforación "mist" (Mist drilling)

Es una técnica de chorro que ayuda a remover la roca por erosión. Aceite o agua, o aceite y agua, dispersados en aire o gas con un agente espumante, se usa como un fluido de perforación, el cual, al ser inyectado a alta presión, forma un mist en la cara de corte, y ayuda a la barrena a hacer su trabajo. Un avance de perforación más rápido es posible mediante este tipo de perforación, en comparación con el corte conveccional de la roca.

Perforación a chorro (Jet perforating)

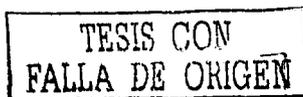
Es la perforación de agujeros en la tubería de revetimiento para preparar un pozo para producción. En la perforación a chorro los agujeros son perforados mediante descargas, más que como proyectiles, como la perforación por pistola.

Perforación abrasiva (Abrasion drilling)

Una técnica experimental de corte de rocas. En vez de usar una barrena convencional, un material abrasivo, tal como arena endurecida, es dirigida a través de las boquillas a gran velocidad, para remover la roca por erosión.

Perforación adelante (Drilling ahead)

Es la perforación de un pozo de acuerdo a un programa planeado, o bien perforar un pozo vertical, en contraposición a un pozo desviado.



Perforación con cable (Cable tool drilling)

Es un método de perforación en el cual una barrena es suspendida en un alambre o cable; éste es conducido hacia el piso bajo su propio peso. Esta forma de perforación ha sido reemplazada casi totalmente por la perforación rotatoria, especialmente costa afuera, aunque algunas veces es usado costa dentro.

Perforación de cimentación (Foundation drilling)

Es un método para asegurar la cimentación firme de una plataforma en una capa de arcilla, donde el incado de pilotes no es practicable. Son agujeros a través de las patas de la plataforma, con una herramienta de perforación. Cuando el agujero es terminado se cementa para formar una base estable.

Perforación de desarrollo (Development drilling)

Es la extensión de un programa de perforación una vez que ya se encuentra el campo y que se prueba que es capaz de producir en forma económica. Pozos de desarrollo, que pueden ser pozos verticales o desviados, son normalmente perforados desde plataformas permanentes. Algunos pozos de desarrollo pueden ser pozos productores, y otros, inyectoros, de tal manera que su número y localización depende de la extensión del campo y del mecanismo de empuje empleado.

Perforación direccional (Directional drilling)

Es una técnica adoptada para explotar tanto del área como se pueda de un campo de gas o aceite, desde una sola plataforma. Mediante pozos desviados desde una cierta plataforma localizada convenientemente, como se muestra en el diagrama, el campo puede ser cubierto por muchos pozos muy espaciados hasta cerca del perímetro del área. Todos los pozos empiezan verticalmente pero gradualmente son dirigidos hacia los puntos deseados por medio de un wedge o whipstock, u otra herramienta de deflectora, de tal manera que se tengan los ángulos de desviación deseados. Ángulos finales de 60° pueden ser obtenidos (45° es común) permitiendo por ejemplo que un horizonte productor a 3000 metros de profundidad sea penetrado aunque cuando un pozo vertical desde una plataforma quede a 300 metros de un pozo vertical.

Perforación rotatoria (Rotary drilling)

La perforación de un agujero a través de las rocas al rotar una barrena al final de una sarta de perforación, mientras que al mismo tiempo circula fluido para remover los cortes de roca. Este método es utilizado universalmente costa afuera, pero la perforación con equipo o herramientas de cable o herramientas para perforación a percusión es todavía practicada de alguna manera costa adentro.

Pesca (Fishing)

Es el arte de recuperar partes de herramientas que se han roto o de tuberías, del pozo. Instrumentos especializados, tales como el indicador de punto libre y una variedad de herramientas especiales son manufacturados para este propósito y rara vez se abandona un pozo debido a que se quede un pescado en el mismo. Las herramientas de pesca se diseñan para cortar, jalar, enganchar, levantar o desintegrar el material y aunque algunas operaciones de pesca son sencillas, trabajos difíciles requieren de los servicios de un especialista. Entre los tipos comunes de herramientas de pesca están la zapata lavadora, el cortador de tuberías de producción, de revestimiento y de perforación, el magneto de pesca, el gancho de pesca, las tenazas de pescar, el socket con cuerda y muchos otros tipos de herramientas.

Peso en la barrena (Bit weight)

Es la fuerza de compresión que se impone en la barrena de perforación mediante los “drill collars”, estabilizadores y partes inferiores de la tubería, en la sarta de perforación. Se expresa normalmente en libras por pulgada del diámetro de la barrena, siendo un rango típico de 3 000 a 6 000 lb/in.

Pie descalzo (Bare foot)

Es una expresión americana para un pozo que está sin tubería de revestimiento en una parte o en toda su profundidad. Pozos profundos siempre tienen tubería de revestimiento, pero una terminación simple es a veces lograda cementando la última sección de tubería de revestimiento en una caprock arriba de yacimiento. El resto del agujero es entonces corrido sin tubería de revestimiento en el yacimiento, con la ventaja de que el agujero puede ser profundizado fácilmente si es necesario.

Pilings perforados (Drilled pilings)

Es un método para asegurar una plataforma de acero al fondo del mar mediante pilotes. Un equipo desviado primero perfora agujeros en el fondo del mar a través de los centros de las patas que los sostienen. Después los pilotes son empujados por un martillo de pilotes en el fondo del mar a través de los agujeros, cementados en su posición y atornillados a la estructura.

Posicionamiento dinámico (Dynamic positioning)

También conocido como estacionamiento dinámico. Es un método de mantener la posición de un barco o de un equipo de perforación con respecto a un punto en el fondo marino, mediante la activación de unidades de propulsión, en respuesta a las señales recibidas desde un detector de error en la posición. Este método de mantener automáticamente la posición es con frecuencia controlado por computadora e incorporado en el diseño moderno de barcos de perforación y algunas unidades de perforación semi-sumergibles. Tiene la ventaja de que la posición puede cambiarse fácilmente y el sistema puede ser integrado con otros sistemas de fijar la posición, comúnmente encontrados en los barcos. En un sistema típico, como se muestra en el diagrama, 4 hidrófonos se ajustan al casco de un barco o a un equipo de perforación, recogen señales de transductores en el fondo marino, y los ángulos entre ellos son calculados, comparados con los ángulos requeridos, y se usan para generar instrucciones a propulsores que se ajustan con propelas controlables. Estos responden a las demandas hasta que ya no hay error, cuando el barco ya está en su posición. Cualquier desviación subsecuente es enseguida corregida en una forma manera similar.

Posicionamiento pasivo

Hay dos métodos pasivos de alinear la posición de una plataforma de perforación u otra embarcación sobre un objeto en el lecho marino, tal como un cabezal de pozo. El método más simple es medir la inclinación, en dos ejes, de una línea de tirante adjunta al objeto y hacia una boya de superficie o al casco de la embarcación, desde el cual el puede ser calculado el desplazamiento (offset). Este método no es muy exacto ya que las corrientes bajo el agua pueden distorsionar la línea. El método acústico es más flexible y exacto, y puede ser usado para localizar una boya, tal como la boya de retirada amarrada por debajo de la superficie. En el sistema acústico de referencia de la posición un transponder acústico en el lecho marino emite señales de sonido las cuales son recibidas por hidrófonos dispersados a lo largo del casco de la embarcación. Desde estas señales la posición de la

embarcación relativa al transponder puede ser calculada y demostrada, permitiendo que las instrucciones de timoneo sean dadas para alinearlo exactamente con el objeto en el lecho marino.

Pozo de desechos (Disposal well)

Es un pozo perforado con el propósito específico de reinyectar agua salada producida a un yacimiento.

Pozo de desvío (Relief well)

Un pozo desviado perforado dentro de una estructura con el propósito de aliviar o desahogar la presión en un pozo adyacente el cual a sufrido una explosión.

Pozo de prueba (Test well)

Un pozo perforado con el propósito de extraer núcleos (testigos de perforación o pruebas de sondajes) para estudio litológico, o para investigar las características probables de producción de una acumulación de petróleo. La Asociación Americana de Geólogos Petroleros clasifica a los pozos de pruebas dentro de pozos de pruebas de criaderos o depósitos de aguas someras y profundas.

Pozo descubridor (Discovery well)

Es un pozo de exploración que muestra evidencia de aceite o gas en donde no se había registrado ninguna producción anterior.

Pozo desviado (Deviated well)

Es un pozo perforado en un ángulo oblicuo, normalmente desde una plataforma de producción, y el cual consecuentemente entra al horizonte productor en una cierta distancia lejos del pozo principal perforado verticalmente. Un pozo desviado se inicia siendo un pozo vertical, y luego es desviado gradualmente en una cierta forma estimada, a medida que se va profundizando, por medio de herramientas como whistock, knuckle joint, spud bit, o turbo perforación. Es posible perforar pozos con una divergencia tan grande como 60° de la vertical. Un pozo también puede ser desviado deliberadamente para evitar un obstáculo, tal como un pescado irrecuperable. A esta operación se le conoce como rastreo de lado.

Pozo escalonado (Step-out well)

Un pozo nuevo perforado una distancia corta desde el descubrimiento de otro pozo. Un pozo de paso-hacia fuera se puede considerar un pozo de valorado, un pozo de la delineado o un pozo desarrollado, dependiendo del estado del programa de perforación.

Pozo muerto (Dead well)

Es un pozo que es tranquilo y no muestra señales de presión excesiva bajo, después de que un brote ha sido controlado con éxito.

Pozo profundo (Deep water site)

En el contexto de construcción de plataformas costa afuera, un sitio de aguas profundas es uno donde el agua no es más profunda que 200 metros costa adentro, pero rápidamente se profundiza alrededor de 150 metros a una corta distancia de la tierra. Tales lugares son esenciales para construir plataformas de gravedad que necesitan progresivamente aguas más profundas durante su construcción y fases de prueba. Se hunden más en el agua a medida que la construcción avanza. Si todas las fases pueden realizarse a una corta distancia de la tierra,

la tarea puede ser realizada más económicamente, aunque un remolcador puede ser requerido para el destino final. Noruega, con su litoral fiordo está bien equipada con sitios de aguas profundas y se ha convertido en un constructor principal de estructuras de gravedad (ejemplo, Condeep). En Gran Bretaña, sitios de la costa oeste de Escocia están siendo desarrollados.

Pozo vertical (Vertical web)

Un agujero perforado sin desviación intencional, el cual desciende en una forma perpendicular atinadamente en todo su curso hacia la profundidad total. Un pozo vertical debe desviarse por arriba de 5 grados, pero no es intencionalmente desviado, no si tuviera algunas curvas cerradas o dobleces pata de perro a lo largo de su profundidad.

Predicción del período crítico (Critical period forecasting)

Pronósticos por períodos, de operaciones planeadas en el mar, que son críticos desde un aspecto climatológico. Para mover una unidad de perforación “jack-up”, por ejemplo, se requieren de varias horas de clima tranquilo, para hacerlo de una manera segura, donde pronósticos por tiempos son esenciales. Antes del período crítico, cuando las patas se elevan o se bajan, pronósticos especiales son requeridos y continúan siendo suministradas a lo largo de la operación.

Pre-embarque (Pre-loading)

Bajar las piernas de una plataforma de perforación autoelevadiza hasta que alcancen al lecho marino, luego subir el casco de la plataforma a la altura correcta sobre el agua. El pre-embarque siempre se hace antes de que la perforación pueda comenzar desde una plataforma autoelevadiza.

Preparación de lodo (Mudding up)

Es la preparación del fluido de perforación con las características correctas requeridas para un cierto programa de perforación. También se le llama mezclado de lodo. Los ingredientes requeridos se alimentan a un dispositivo en el mezclador de lodo desde sacos o tanques; cuando éstos están bien mezclados la línea de lodo se abre para liberar al fluido hacia la base de dispositivo para mezclado final, quedando listo para transferir el fluido a la presa de lodo.

Programa de lodos (Mud programme)

Es un programa planeado para suministrar fluido de perforación que tenga las características requeridas, a medida que se necesita. La preparación del lodo es dictada por la naturaleza de las formaciones que se encontrarán al ir perforando, y el programa es diseñado por el ingeniero de lodos, quien consulta al geólogo, usando datos de registros geofísicos preliminares. Tal es la naturaleza impredecible de la búsqueda de aceite que el programa de lodos debe ser flexible y capaz de modificación instantánea para llenar condiciones inesperadas del pozo, tales como cambios en la presión y temperatura.

Prueba a la penetración del líquido (Liquid penetrant testing)

También se le llama prueba a la penetración de un colorante, y es una técnica de prueba no destructiva que tiene una aplicación general en ingeniería para detectar fallas en la mayoría de los metales y en algunos no-metales. La parte que se examina se prueba con un solvente antes de que aplique el penetrante, seguido por un revelador. Las fallas se muestran como marcas coloreadas brillantes al ponerlas contra el fondo negro del revelador.

Prueba con tubería de perforación (DST) (Drilling stem test)

Es una prueba que involucra una terminación temporal de un pozo para probar sus posibilidades productivas, con las sarta de perforación en el agujero. Una DST, como se le conoce normalmente, puede ser conducida dentro de la TR o en agujero abierto, y da información esencial acerca del gasto de producción que puede esperarse de un horizonte productor en particular. Esta prueba interfiere poco con el programa de perforación, y una vez que se termina, permite que se reanude la perforación rápidamente de tal manera que otros horizontes puedan ser explorados. La prueba se realiza con una sarta DST, que comprende una prueba de árbol, de las válvulas, de los empacadores y de los estranguladores, que se bajan con las sarta de perforación al horizonte productivo seleccionado, en cual es aislado del resto del pozo. Se remueve el lodo de la sección de prueba, se registra presión y temperatura, y se permite el flujo de gas o aceite, que se lleva a la superficie a través de un estrangulador, mediante circulación inversa. Muestras de fluido son enviadas en botellas de transferencia para ser analizadas, acompañadas por registros, y se hace una evaluación detallada del yacimiento, de la cual puede su juzgarse valor comercial. Los resultados de una DST son anunciadas públicamente en la forma "2 600 barriles por día fluyendo a través de un estrangulador de $\frac{3}{4}$ ", en la DST".

Prueba de formación (Formation testing)

Son operaciones que se llevan a cabo para determinar la naturaleza y cualidades de los hidrocarburos presentes en un yacimiento. Éstas conciernen a las investigaciones sobre la porosidad y permeabilidad efectiva, la naturaleza de las rocas, la presencia de cualquier agua congénita y las presiones del fluido en el pozo. Los objetivos de la evaluación de formaciones son estimar el volumen de aceite o gas recuperable, establecer el gasto de producción probable y permitir tomar una decisión sobre la terminación del pozo en un horizonte particular. Estos objetivos pueden ser obtenidos mediante una prueba con tubería de perforación, conjuntamente con análisis de núcleos y análisis de registros.

Prueba ultrasónica (Ultrasonic testing)

Una técnica de prueba no-destructiva ampliamente utilizada empleada en la calibración del espesor y para detectar imperfecciones diminutas en los materiales, tales como metales, rocas y plásticos. Las ondas ultrasónicas son emitidas a la muestra bajo prueba, usando una frecuencia ultrasónica alta (de 500kHz a 15 MHz), y la energía reflejada es analizada. El espesor puede ser calculado al estudiar la atenuación y la velocidad de las ondas reflejadas, ya que los materiales diferentes influyen a éstos hacia conocidos grados. La detección de fugas del tamaño de un seguro o pasador de agujero en líneas de tubería es posible utilizando una oruga o carril ultrasónico el cual viaja a lo largo a dentro de la tubería, barriendo la superficie interior por donde va.

Purga (Purging)

La limpieza de los interiores de las tuberías u otros recipientes de flamables, tóxicos u otros líquidos, los cuales pueden ser peligrosos o pueden contaminar a otros fluidos. Un gas seguro, tal y como el nitrógeno, es frecuentemente utilizado para este propósito.

Q

Quemado (Flaring)

Es la acción de quemar aceite o gas no deseados. El quemado fue una vez una vista común en los campos de aceite, pero ahora, con más frecuencia ocurre en una plataforma costa afuera

cuando un pozo es probado y pequeñas cantidades de hidrocarburos deben ser dispersadas, o bien cuando gases de la refinería no deseados deben ser quemados. El quemado de gas puede ser necesario en una plataforma producción de aceite donde el gas es insuficiente para hacer rentable su recuperación, o para ser usado en pozos inyectores. Gas de producción en exceso también puede ser quemado temporalmente, cuando está construyéndose el gasoducto y cuando la recuperación del aceite asociado no puede demorarse.

R

Rapidez de corrosión (Corrosion ratio)

Es la rapidez de pérdida de metal de una estructura debido a la acción electro-química.

Rapidez de perforación (Drilling rate)

Es un término que significa lo mismo que rapidez de penetración.

Reacondicionamiento (Workover)

Un programa de trabajo realizado en un pozo existente el cual o ha dejado de producir o no está produciendo económicamente. Las operaciones de re-acondicionamiento pueden involucrar la re-evaluación de la formación de producción, la limpieza de la arena de las zonas de producción, la elevación de chorro, el re-emplazamiento del equipo de barreno hacia abajo, la profundización del pozo, la acidación o fracturamiento, o la improvisación del mecanismo de manejo.

Recalcado (Upset)

El límite engrosado de una sección de tubería de perforación, revestimiento u otro tubo de perforación. El recalcado sirve para fortalecer la tubería en las raíces del límite enroscado internamente, esto es usualmente logrado al soldar una pieza especial llamada unión de tubería vástago.

Re-entrada (Re-entry)

La acción de entrar a un cabezal de pozo después de que la perforación ya ha sido suspendida, y la tubería de perforación y la tubería de revestimiento o montante ya han sido removidos.

Relevador acústico (Acoustic log)

Es un método para liberar un objeto sumergido, tal como una boya señaladora, que causa que se vaya a la superficie al operarlo. Un recipiente interrogante trasmite una señal de sonido codificada que activa un dispositivo relevador, por ejemplo una unión explosiva, que permite que la boya se eleve, llevando con ella un alambre unido al equipo que está en el fondo marino. El dispositivo relevador acústico es una característica de la boya, en una sistema de instrucción acústica el cual se muestra en un diagrama.

Remoción de tapón de cemento (Drilling out)

Es la remoción del tapón de cemento desde el fondo de la última sarta de TR, mediante perforación, que es una preparación para continuar la perforación después de que la TR es colocada.

Reporte de perforación (Drilling report)

Es un reporte narrativo que tiene el perforador, donde registra todos los hechos que ocurren durante sus horas de trabajo. Éstos generarán comentarios en cuanto al funcionamiento de la barrena, la rapidez de penetración, presiones, temperaturas, características del lodo,

calibración del agujero y su desviación, ent. Este reporte o registro del perforador, como también se le llama, es una registro muy valioso en todas las operaciones de perforación.

Reventón (Blowout)

Es un escape de gas y/o aceite repentino, violento y sin control; contiene lodo, a alta presión de un pozo. Los reventones ocurren cuando la presión de la formación excede la carga hidrostática del fluido de perforación, y han causado gran daño y aún pérdidas de torres y equipos de perforación. También son peligrosos para la vida y por lo menos causan costosas demoras en el programa de perforación.

Rotación (Rotating)

Una fase en el programa de perforación durante la cual la mesa rotatoria está encargada de transmitir la barrena. El tiempo total de rotación es expresado en relación a muchas horas de rotación.

S

Seguir perforando (Drilling in)

Es la acción de penetrar una capa rocosa.

Sistema de posicionamiento (Positioning System)

Una combinación de sistemas electrónicos y mecánicos capaces de maniobrar una embarcación o plataforma de perforación hacia una posición predeterminada sobre un punto del lecho marino. Los sistemas de posicionamiento se dividen en dos clases: el posicionamiento dinámico, donde el error de posición es detectado y la embarcación timonea automáticamente hasta que el error es eliminado, y el posicionamiento pasivo, donde la detección es solamente automática y el error es reducido, y finalmente eliminado, por comandos de timoneo basados en la interpretación que hace el piloto del aparato restaurador de la posición.

Sobreponer (Stab)

Unir dos ensambles de tubería insertando una en la otra. Los pernos sobresalientes debajo de la plataforma son sobrepuestos dentro de la abertura, uniendo los agujeros de la cubierta de acero sobre la plataforma, y una tubería de perforación es sobrepuesta o enroscada dentro de un collar, o un elevador es sobrepuesto dentro de una pila BOP(stack). Algunos ensambles son ajustados con conos sobrepuestos o guías para facilitar su conexión.

Sostenimiento para desenroscar (Back – off)

1. La acción de asegurar una sección de tubería de perforación mientras que otra es desenroscada de ella. El término se aplica a una operación de pesca y también a una rutinaria de desenroscar tuberías. En la pesca, una carga explosiva se detona contra una junta de tubería mientras se mantienen a tensión, y la explosión resultante puede librar la conexión y permitir que la tubería se desenrosque.
2. To pay out line from the gramworks and so lower the travelling block.

Sostenimiento para enroscar (Back-up)

Es la acción de asegurar una sección de tubería mientras otra es enroscada en ella. este concepto es el prefijo de varios términos pertenecientes al uso de “tongs” para este propósito

en el piso de la torre de perforación, por ejemplo sostenimiento de “tongs” y sostenimiento de líneas.

Suspensión de la línea de lodo (Mud line suspension)

Es una TR de apoyo en el fondo marino, o línea de lodo. En operaciones de perforación con jack-up la suspensión de la línea lodo permite que la tubería conductora sea separada de la primera sarta de TR, en lugar de unirla y penetrar alguna distancia en el agujero.

Sustancia gelatinosa (Gelled up)

Es un modismo usado por los ingenieros de lodos, que significa cualquier sustancia que se hace gelatinosa.

T

Terminación (Completion)

Es una fase en la preparación de un pozo para producción. Después de que el pozo ha sido revestido y cementado, cada horizonte productivo es terminado al hacer contacto permanente entre éste y el pozo, e instalado tubería de producción y el equipo apropiado para controlar el flujo del fluido. El contacto con cada horizonte puede ser logrado directamente, en el caso de una terminación en agujero descubierto, o by perforando la tubería de revestimiento. Las terminaciones pueden ser simples o múltiples y tuberías separadas son corridas de acuerdo al número de zonas productiva; mientras que también puede efectuarse una terminación sin tubería de producción. El término terminación es también usado, aunque no muy seguido, para referirse a un pozo que está seco y ha sido taponado.

Terminación de Operación (Flange up)

Es un término que significa la terminación de una operación, particularmente haciendo la conexión final en un sistema de tuberías, como cuando la cabeza de un pozo se prepara para recibir al árbol de navidad. Este término usado coloquialmente, significa dejar el trabajo cuando éste ya se ha terminado.

Terminación doble (Dual completion)

Es una terminación múltiple en la cual la producción se toma de dos yacimientos simultáneamente.

Terminación múltiple (Multiple completion)

Es la producción de aceite o gas de formaciones separadas dentro del mismo pozo. Cada zona produce a su propia tubería de producción y es aislada de sus vecinos por empaques colocados entre la tubería de producción y la TR, y entre tuberías de producción. Una terminación en zonas múltiples se muestra en el diagrama.

Tiempo abajo (Downtime)

1. Es el periodo durante el cual cualquier pieza de equipo está inactivo o no adecuado para usarse, por ejemplo que está para repararse o bien no se usa debido al mal tiempo. Las unidades de perforación jack-ups, una vez que son jacked-up, experimentan poco “downtime” debido al mal tiempo, a diferencia de las unidades semi-sumergibles, las cuales a menudo tienen que parar la perforación en el mal tiempo. El downtime puede ser de mucha importancia en áreas como el Mar del Norte.

2. Es el tiempo que toma el fluido de perforación en viajar desde el piso de la cubierta a través de la sarta de perforación y hasta la barrena.

Tracción (Pulling out)

La primer etapa en un viaje de ida y vuelta (entrada y salida de la tubería de revestimiento) (desenganche), el hecho de retirar la sarta de perforación del agujero.

U

Unión de elevadores (Latch on)

Es una expresión que significa unir los elevadores o tenazas a un tubo de la tubería de perforación o revestimiento.

Unión de tubería vástago (Tool joint)

1. Cualquier empalme de tuberías, herramientas o collares en una sarta de perforación.
2. La parte reforzada, doblada o pandeada de una tubería que es el enroscado hembra (caja), o una parte reforzada, doblada o pandeada de conexión que es el enroscado macho (seguro o pasador). Los extremos de la caja y del seguro o pasador están comúnmente soldados a una tubería de perforación simple y los dos extremos pueden ser unidos para hacer una unión para tubería.

V

Variables de la perforación (Drilling variables)

Son los factores que influyen en el avance de la barrena de perforación en el agujero. El tipo de barrena, el peso sobre ella, la densidad del lodo, la presión de las bombas de lodo, la velocidad de rotación, el par de torsión y las características de la formación que está siendo perforada, todas son variables de la perforación que afectan la velocidad de penetración.

Viaje no programado (Unscheduled trip)

Retirar de un agujero y correr de regreso la sarta de perforación, para tratar de satisfacer todas las necesidades de algún evento no programado, tal como una operación de pesca.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

APÉNDICE C

UNIDADES DE PERFORACIÓN "JACK-UP" EN SERVICIO Y CARACTERÍSTICAS DE LAS UNIDADES

En esta tabla se mencionan los nombres de cada una de las unidades de perforación Jack-Up, nombre de la constructora, datos operacionales como profundidad de agua, área de trabajo y los números y tipos de patas (el sufijo "L" se refiere a la estructura en forma de reja y la "T" en forma tubular)

Nombre de la unidad	Compañía constructora	Profundidad del agua (pies)	Área de trabajo	Número de patas
Al Ittihad	Marathon Scotland	250	Golfo Pérsico	3L
AMDP No 1	Marathon USA	90	Golfo Pérsico	3L
AMDP No 2	Marathon USA	200	Arabia Saudita	3L
Antares	Bethlehem Singapur	115	Abu Dhabi	4T
Apsheron	Baku USSR	50	Mar Caspio	4T
Azerbaijan	Baku USSR	65	Mar Caspio	4T
Bahram	Far East Shipbuilding Singapur	250	-	4L
Baku	Astrakhan USA	200	Mar Caspio	4L
Bali Dolphin	Marathon USA	150	España	3L
Bedford x	England	70	Mar del Norte	4T
Bob Buschman	Marathon USA	250	Cabinda	3L
Borgsten Dolphin	Mitsui Japon	300	-	
Britannia		200	Mar del Norte	4L
C E Thornton	Levingston USA	110	Golfo Pérsico	3L
Chaparral	Marathon USA	300	Mar del Norte	3L
Chazar	IHC Holland	200	Mar Caspio	4L
Chickamauga	Marathon Singapur	300	Kuwait	3L
Cris Seger	Marathon USA	225	Brineí	3L
Cowie 1	IHC Holland	55	Nigeria	4
De Long 144	Levingston USA	-	Golfo Pérsico	4L
Demaga	Marathon USA	300	Brasil	3L
Diamond M-99	Levingston USA	300	Golfo de México	3L
Diamond M-Gem	Levingston USA	300	Golfo de México	3L
Diamond M-Nugget	Levingston USA	300	Chile	3L
Dickson M. Saunders	Marathon USA	150	Indonesia	3L
Dixilin Two-Sixty	Marathon USA	260	Golfo de México	3L
Dixilin Tree-Seventy	Marathon USA	370	Golfo de México	3L
Dyvi Beta	CFEM France	350	Mar del Norte	3L

Nombre de la unidad	Compañía constructora	Profundidad del agua (pies)	Área de trabajo	Número de patas
Eagle S	Navire Finland	205	-	3L
Earl rowe	Marathon USA	250	Indonesia	3L
Endeavour	Marathon USA	250	Nigeria	3L
Enterprise	Gutte Hoffnungshutte	110	Abu Dhabi	4T
Estrellita	McDermont USA	150	Golfo de Suez	4T
F. G. McClintock	Marathon Singapore	300	Brunei	3L
Fuji	Mitsubishi Japon	175	China	4T
Gatto Savatico	Pignoni Italia	140	Malagasy	4L
Gemini	Bethlehem	225	Golfo de Suez	4T
George F Ferris	Pacific Coast USA	200	Alaska	4L
Gulf Commander	Marathon USA	120	Brasil	3L
Gulf Tide	John Brown Scotland	250	Mar del Norte	4L
Hakuryu	Harima Japon	110	Golfo de Suez	3L
Hakuryu IV	Mitsui Japon	300	Bruma	3L
Heron	Marathon USA	300	Iran	3L
Hustler	Todd USA	90	Abhu Dabi	4T
Hutnance I	Bethlehem USA	250	-	3T
Hutnance II	Bethlehem USA	250	-	3T
Ile de France	IHC Holanda	200	Abhu Dabi	5L
Intrepid	Marathon USA	300	Golfo de México	3L
John C Marthens	Albina USA	125	Indonesia	4T
J. Storm I	Bethlehem USA	225	Golfo de México	3T
J. Storm III	Bethlehem USA	225	Golfo de México	3T
J. Storm IV	Bethlehem USA	350	Golfo de México	3T
Jubilee	Levingston USA	225	Iran	4L
J W Mclean	Bethlehem USA	225	Indonesia	3T
Kaspi II	Astrakhan USSR	200	Mar Caspio	4L
Kenting I	see Westdrill I	-		
Key Biscayne	Marathon Singapur	250	Bangladesh	3L
Key Gibraltar	Marathon Scotland	300	Mar del Norte	3L
Key Largo	Marathon USA	300	Oeste de Africa	3L
Key Victoria	Marathon Scotland	250	Zaire	3L
Key West	Marathon USA	300	Brasil	3L
Khazar	see Chazar	-		
Lofco V1001	-	250	-	3
Maersk Explorer	IHC Holanda	250	Mar del Norte	3L
Marlin 3	Bethlehem USA	250	Golfo de México	3L

Nombre de la unidad	Constructora	Profundidad del agua (pies)	Área de trabajo	Número de patas
Marlin 4	Bethlehem USA	150	Brasil	3T
Marlin 6	Levingston USA	300	Golfo de México	3L
Mecom Rig 40	ver Transworld 67			
Mercury	UCS Scotland	250	Iris Sea	4L
Meteorite	--	100	Nigeria	3
Mike G Rutherford	Dorman Long South Africa	275	--	
Milton G Hulme II	Bethlehem Singapore	250	Indonesia	3T
Mobile Unit 52	American Bridge USA	100	Nigeria	14T
Mobile Unit 54	American Bridge USA	125	Golfo Pérsico	8L
Mobile Unit 55	American Bridge USA	125	Abu Dhabi	8L
Mobile Unit 60	McDermott USA	120	Venezuela	3T
Mr Gus II	Bethlehem USA	150	Golfo de México	4T
Mr Jack	Marathon USA	300	Mar Adriatico	3L
Mr Louie	Port Houston Iron USA	150	Nigeria	12T
Mr Mel	Marathon USA	350	Golfo de México	3L
Mr Neil	American Marine USA	80	Great Lakes Canada	4T
Mr Sam	McDermott USA	155	Golfo de México	6T
Mr Si	Marathon USA	300	Golfo de México	3L
Neptune 1	CFEM France	250	Brasil	3L
Neptune 2	ver Neptune Gascogne			
Neptune Gascogne	CFEM France	190	Brasil	3L
North Star	John Brown Scotland	225	Abu Dhabi	4L
Nugget	ver Diamond M - Nugget			
Ocean 66	Avondale USA	120	Golfo de México	4T
Ocean Champion	Bethlehem Singapore	250	-	3T
Ocean Chief	Bethlehem USA	224	Golfo de México	3T
Ocean Express	Bethlehem USA	250	-	
Ocean King	Marathon USA	340	Golfo de México	3L
Ocean Leader	Bethlehem USA	175	Golfo de México	3T
Ocean Master 2	Marathon USA	300	Nigeria	3L
Ocean Patriot	Bethlehem USA	150	Cameroons	3T
Ocean Pioneer	Bethlehem USA	80	Nigeria	3T
Ocean Pride	Bethlehem USA	150	Golfo de México	3T
Ocean Ruler	Bethlehem USA	250	Gabon	3T
Ocean Star	Bethlehem USA	175	Golfo de México	3T
Ocean Tide	UCS Scotland	250	Mar Adriático	4L
Offshore Bahram	ver Bahram			
Offshore Enterprise	ver Enterprise			
Offshore Mercury	ver Mercury			
Offshore Pegasus	ver Pegasus			
Offshore 52,54 and 60	ver Mobile Unit 52 etc			
Orion	John Brown Scotlan	275	Mar del Norte	4L
Pan II	American Bridge USA	170	Iran	8L
Pegasus	Gutte Hoffnungshutte	125	Nigeria	4T
Penrod 53	Marathon USA	300	Golfo de México	3L

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Nombre de la unidad	Constructora	Profundidad del agua (pies)	Área de trabajo	Número de patas
Penrod 54	Marathon USA	300	Golfo de México	3L
Penrod 55	Marathon USA	150	Brasil	3L
Penrod 56	Marathon USA	150	Abu Dhabi	3L
Penrod 57	Marathon USA	150	Abu Dhabi	3L
Penrod 58	Marathon USA	225	Mar del Norte	3L
Penrod 59	Marathon USA	225	Brasil	3L
Penrod 60	Marathon USA	340	Golfo de México	3L
Penrod 61	Marathon USA	340	Golfo de México	3L
Penrod 62	Marathon USA	340	Brasil	3L
Penrod 63	ver Petrobras IV			
Penrod 64	Marathon Scotland	300	Mar del Norte	3L
Penrod 65	Marathon Scotland	300	Mar del Norte	3L
Penrod 66	Marathon USA	300	-	3L
Penrod 67	Marathon Scotland	300	Mar del Norte	3L
Penrod 68	Marathon USA	300	-	3L
Penrod 69	Marathon USA	300	-	3L
Perro Negro	Pignoni Italy	140	Mar Adriatico	3L
Petrobras I	Estaleiro Maua Brazil	148	Brasil	4T
Petrobras III	Baker-IHC Holland	328	Brasil	3L
Petrobras IV	IHC Holland-Verolme Brazil	330	Brasil	3L
PMI-I	McDermott USA	60	Golfo de México	4T
PMI-III	McDermott USA	70	Golfo de México	4T
PMI-IV	McDermott USA	70	Golfo de México	4T
PMI-V	McDermott USA	70	Golfo de México	4T
PMI-VI	McDermott USA	60	Golfo de México	4T
Polar Cub	ver Appendix 14			
Ranger I	Bethlehem USA	70	Golfo de México	3T
Ranger III	Bethlehem USA	70	Golfo de México	3T
Rig 103	Marathon Singapore	250	Qatar	3L
Rig 105	Marathon Singapore	250	Golfo de Suez	3L
Robray 300	Robin Shipyards Singapore	300	-	3L
Rowan Alaska	Marathon USA	300	Saudi Arabia	3L
Rowan Anchorage	Marathon USA	250	Indonesia	3L
Rowan Houston	Marathon USA	225	Nicaragua	3L
Rowan Louisiana	Marathon USA	350	Golfo de México	3L
Rowan New Orleans	Marathon USA	225	Sharjah	3L
Rowan Texas	Marathon USA	225	Dubai	3L
Sagar Samrat	Mitsubishi Japan	250	India	4L
Sagittarius	Robin Shipyards Singapore	300	-	3L
Santa Fe Explorer	Steel structure England	160	Indonesia	4T
Saturn	IHC Holland	110	Abu Dhabi	8
Scan Bay	Bethlehem Singapore	300	-	3T

Nombre de la unidad	Constructora	Profundidad del agua (pies)	Área de trabajo	Número de patas
Scan Sea	Bethlehem Singapore	300	-	3T
Scorpio	Robin Shipyards Singapore	300	-	3L
Sea Shell	IHC Holland	120	Golfo Pérsico	8
Sedco Gusto	Werf-Gusto Holland	100	Qatar	8T
Sedneth II	IHC Holland	200	Iran	5L
Shenandoah	Marathon USA	300	Golfo de México	3L
Skillco 145	Gulfport De Long USA	100	Trinidad	8T
Stormdrill I	ver Ocean Pioneer			
Stormdrill II	ver Ocean Pride			
Stormdrill III	ver Ocean Patriot			
Stormdrill IV	ver Ocean Leader			
Stormdrill V	Bethlehem USA	175	Golfo de México	3T
Stormdrill VI	ver Ocean Chief			
Stormdrill VII	ver Ocean Ruler			
Stormdrill VIII	ver Ocean Champion			
Stormdrill IX	ver Ocean Express			
Taurus	Robin Shipyards Singapore	300	-	3T
Teledyne 16	Bethlehem Singapore	250	Indonesia	3T
Teledyne 17	Bethlehem Singapore	250	Indonesia	3T
Timesaver II	Russell Canada	100	Great Lakes Canada	6T
Topper I	Marathon USA	120	Golfo de México	3L
Topper II	Marathon USA	125	Abu Dhabi	3L
Topper III	Marathon USA	300	Golfo de México	3L
Translake I	Port Colbonn Canada	45	Great Lakes Canada	3T
Translake II	Russell Canada	50	Great Lakes Canada	3T
Transocean I	Kieler Howaldtswerke West Germany	140	Mar del Norte	6T
Transocean II	Smith Dock England	155	Mar del Norte	6T
Transocean IV	Kieler Howaldtswerke	300	-	6T
Transworld 50	Bethlehem USA	70	Golfo de México	3T
Transworld 59	Bethlehem USA	125	Golfo de México	3T
Transworld 60	Mitsui Japan	200	South-east Asia	4T
Transworld 61	ver Appendix 12			
Transworld 62	Bethlehem USA	300	Golfo de México	3L
Transworld 63	Bethlehem Singapore	250	Burma	3L
Transworld 64	Baker USA	300	-	3L
Transworld 67	Levisgston USA	40	Golfo de México	6T
Trident I	Far East Shipbuilding Singapore	250	Brunei	3L
Trident II	Marathon Singapore	300	-	3L
Trigone I	CFEM France	-	-	3L
Trigone II	CFEM France	-	-	3L
Vicksburg	Marathon USA	300	-	3L
Vinegarroon	Marathon USA	148	Brasil	3L

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Nombre de la unidad	Constructora	Profundidad del agua (pies)	Área de trabajo	Número de patas
W D Kent	Marathon USA	200	Saudi Arabia	3L
Westdrill I	Davie Canada	180	Gabon	3L
Western Delta	Marathon USA	173	Golfo de México	3L
Western Polaris I	Bethlehem Singapore	250	Irán	3T
Western Polaris II	Bethlehem Singapore	250	Suroeste de Asia	3T
Western Star	Marathon USA	110	Brasil	3L
Western Triton I	Marathon Singapore	250	Suroeste de Asia	3L
Western Triton II	Marathon Singapore	250	Suroeste de Asia	3L
Zahraa	Province France	154	Golfo de Suez	4T
Zapata Explorer	Marathon USA	250	Mar del Norte	3L
Zapata Nordic	Marathon USA	300	Mar del Norte	3L

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

APÉNDICE D

UNIDADES DE PERFORACIÓN SEMI-SUMERGIBLES EN SERVICIO Y OTRAS EN CONSTRUCCIÓN

La tabla siguiente menciona los nombres de las unidades en servicio y en construcción de las unidades de Perforación Semi-Sumergibles. Muestra datos como nombre, constructora, profundidad de tirante de agua, área de trabajo y columnas.

Nombre de la unidad	Constructora	Profundidad del agua (pies)	Área de trabajo	Número de Columnas
Aleutian Key	Mitsui Japan	600	Sureste de Asia	6
Alexander Kielland	CFEM France	1000		6
Atlantic 1	Aken Norway	1000	-	8
Atlantic 2	Finland	1000		8
Bidefor Dolphin	Aker Norway	1000	Portugal	8
Bluewater II	Kaiser USA	900	Golfo de México	4
Bluewater III	Levingston USA	600	Mar del Norte	4
Bluewater IV	Levingston USA	1500	Golfo de México	4
Borgny Dolphin	Aker Norway	1000	Mar del Norte	8
Borguila Dolphin	Mitsui Japan	1000		8
Celtic I	Finland	600		8
Chris Chenery	Germany	1000	Mar del Norte	6
Colonel Drake	Marathon USA	600		
Deep Sea Driller	Aker Norway	750	Mar del Norte	8
Deep Sea Saga	BMV Norway	1500	Mar del Norte	8
Diamond M-Century	Alabama Drydock USA	600	Golfo de México	8
Diamond M-Epoch	Alabama Drydock USA	1000	Golfo de México	8
Diamond M-Farmand	Alabama Drydock USA	1000	Golfo de México	8
Diamond M-New Era	Alabama Drydock USA	1000	Golfo de México	8
Drill Master	CFEM/UIE France	660	Mar del Norte	5
Dundee Kingsnorth	ver Kingsnorth Dundee			
Dyvi Alpha	Trosvik-Framnaes Norway	1000	Mar del Norte	8
Globa I	Framnaes Norway	2000	Mar del Norte	
Gral Mosconi	CFEM France	1000		5
Haakon Magnus	Aker Norway	600	India	8
Hakuryu II	Mitsubishi Japan	600	Filipinas	6
Hakuryu III	Mitsubishi Japan	1000	Bangladesh	8
Kakuryu V	Mitsubishi Japan	1000		8
Henrik Ibsen	CFEM France	600		8
Ivarans Explorer	Aker Norway	1000		8

Nombre de la unidad	Constructora	Profundidad del agua (pies)	Área de trabajo	Número de Columnas
Kingsnorth II	Rauma-Repola Finland	1000	Mar del Norte	8
Kingsnorth Dundee	Rauma-Repola Finland	1000	Mar del Norte	8
Louisiana	Ingalls USA	600	Trinidad	6
Margie	Marathon Singapore	600	Mar del Sur de China	8
Mariner I	Levingston USA	600	Trinidad	6
Mariner II	Levingston USA	600	Golfo de México	6
Mariner III	Tacoma USA	600		6
Marlin 7	Bethlehem USA	1000	Golfo de México	6
Medusa	CFEM France	660	Golfo de México	5
Nautilus 707	Avondale USA			
Nautilus 709	Halifax Canada			
Neptune 7	CFEM France	660	Mar del Norte	5
Nordana	Aker Norway	1000		
Norjarl	Aker Norway	660	Mar del Norte	8
Norskad	Trosvik-Framnaes Norway	600	Mar del Norte	8
Ocean Bounty	Mitsubishi Japan	3000		12
Ocean Digger	Transfield Pty Australia	6000	Oeste de Australia	16
Ocean Driller	Avondale USA	600	Golfo de México	18
Ocean Endeavour	Transfield Pty Australia	600	Far East	12
Ocean Explorer	Avondale USA	600	Golfo de México	18
Ocean Kokuei	Mitsubish Japan	600	Mar del Norte	12
Ocean Prospector	Mitsubishi Japan	600	Korea	14
Ocean Queen	Avondale USA	1200	Golfo de México	16
Ocean Ranger	Mitsubiski Japan	3000		8
Ocean Rover	Avondale USA	600	Mar del Norte	12
Ocean Scout	Bethlehem USA	600	Golfo de México	8
Ocean Traveler	Avondale USA	600	Golfo de México	16
Ocean Victory	Avondale USA	600	Mar del Norte	12
Ocean Viking	Aker Norway	600	Mar del Norte	16
Ocean Voyager	Nylands Norway	600	Mar del Norte	12
Odin Drill	Aker Norway	700	Mar del Norte	12
Pat Rutherford Snr	Bethlehem USA	600	Trinidad	6
Penrod 70	de Barreras Spain	700	Tunisia	6

Nombre de la unidad	Constructora	Profundidad del agua (pies)	Área de trabajo	Número de Columnas
Penrod 71	Marthon USA	1000	Mar del Norte	6
Penrod 72	Marathon USA	1000	Golfo de México	6
Penrod 74	Far East Shipbuilding Singapore	1000+	Nueva Zelanda	6
Penrod 75	Marathon USA	1000	Mar del Norte	6
Pentagone 81	ver Neptune 7			
Pentagone 82	Marathon USA	600	Mar del Norte	5
Pentagone 83	ver Ndrill Master			
Pentanoge 84	Rauma-Repola Finland	660	Mar del Norte	5
Pentagone 85	ver Venture I			
Pentagone 86	ver Venture II			
Pentagone 87	ver Medusa			
Pentagone 88	CFEM France	660		5
Pentagone 89	CFEM France	1000		5
Pentagone 90	ver Gral Mosconi			
Pentagone 91	CFEM France	1000		5
Pentagone 92	CFEM France	1000		5
Polar IV	Framnaes Norway	1500		7
Polyglomar Driller	Aker Norway	600	Mar del Norte	8
Ross Rig	Normarig Norway	1000	Mar del Norte	8
Rowan Midland	Levingston USA	600	Golfo de México	8
Scarabeo II	San Marco Italy	600	Tyrrhenian Sea	3
Scarabeo III	Blohm & Voss West Germany	1000	Libia	3
Scarabeo IV	Blohm & Voss West Germany	1000		3
Sea Quest	Harland & Wolff England	600	Mar del Norte	3
Seaway I	Rauma-Repola Finland	600		8
Sedco 135	Ingalls USA	600	Portugal	3
Sedco 135A	Mitsubishi Japan	600	Sarawak	3
Sedeo 135D	Rotterdam DOCKYARD Holland	600	España	3
Sedco 135E	Mitsubishi Japan	600	Indonesia	3
Sedco 135F	Halifax Shipyards Canada	600	Mar del Norte	3
Sedco 135G	Mitsubishi Japan	600	Mar del Norte	3
Sedco 700	Levingston USA	1000+	Mar del Norte	8
Sedco 701	ver Sedneth 701			
Sedco 702	Avondale USA	1000+	Brasil	8
Sedco 703	Avondale USA	1000+	Mar del Norte	8
Sedco 704	Halifax Shipyards Canada	1000+	Mar del Norte	8
Sedco 705	ver Stadriil			
Sedco 706	Kaiser USA	2000	Gulfo de Alaska	8
Sedco 707	Avondale USA	1500		8
Sedco 708	Kaiser USA	1000	Gulfo de Alaska	8
Sedco 709	Hallifax Shipyards Canada	3000	Mar del Norte	8

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Nombre de la unidad	Constructora	Profundidad del agua (pies)	Área de trabajo	Número de Columnas
Sedco J	Halifax Shipyards Canada	800	Eastern Canada	3
Sedco K	Levingston USA	800	Mar del Norte	3
Sedneth I	Rotterdam Dockyard Holland	600	Mar del Norte	4
Sedneth 701	Halifax Shipyards Canada	1000+	Mar del Norte	8
Semi I	Mitsubishi Japan	1500	Golfo de Alaska	5
Skau-Shore	de Barreras Spain	600	España	6
Southern Cross	Evans Deakin Australia	1500	Austria	8
Stadrill	Halifax Shipyards Canada	1000	Mar del Norte	8
Staflo I	Furness England	600	España	18
Transworld 58	Hederlandische Dochyard Holland	600	Mar del Norte	4
Transworld 61	Sasebo Japan	600	Mar del Norte	4
Treasure Hunter	Aker Norway	1000		
Treasure Seeker	Rauma-Repola Finland	1000		
Venture I	Rauma-Repola Finland	700	Mar del Norte	5
Venture II	Rauma-Repola Finland	700	Mar del Norte	5
Waage Drill I	Avondale USA	600	Mar del Norte	12
Waage Drill II	Avondale USA	600	Mar del Norte	12
WesternPacesetter I	Bethlehem USA	1000	Mar del Norte	6
Western Pacesetter II	Bethlehem USA	1000	Golfo de México	6
Western Pacesetter III	Bethlehem USA	1200	Golfo de México	6
West Venture	CFEM France	660	Mar del Norte	5
Zapata Concord	Avondale USA	2000	Golfo de México	6
Zapata Lexington	Avondale USA	2000	Golfo de México	6
Zapata Saratoga	Avondale USA	2000	Golfo de México	6
Zapata Uglan	Bethlehem USA	1000	Mar del Norte	6
Zapata Yorktown	Avondale USA	2000	Golfo de México	6
Zephyr I	Bethlehem USA	600	Mar del Norte	8
Zephyr II	Bethlehem USA	600	Brasil	8

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

APÉNDICE E

BARCOS DE PERFORACIÓN EN SERVICIO Y OTROS EN CONSTRUCCIÓN.

La tabla siguiente menciona los nombres de cada uno de los barcos de perforación, constructora de estas unidades, datos operacionales de trabajo, área de trabajo y otros detalles. En el lado derecho se utilizan, la abreviación sp que significa self-propelled (Autopropulsado) y la dp que significa dynamic positioning (Equipo con posicionamiento dinámico).

Nombre de la unidad	Constructora	Profundidad del agua (pies)	Área de trabajo	Otros detalles
Astragale	CNTIM France	600	Filipinas	Renovado a sp
Ben Ocean Lancer	Scott Lithgow Scotland	3000		Convertido a sp
Big John	Levingston USA	600	Sarawak	Convertido a barcaza
Brinkerhoff I	Marine Ironwork Tacoma	600	Filipinas	Convertido a barcaza sp
C 201	rebuilt La Salina Ships Venezuela	100	Venezuela	Convertido a barcaza
C 202		100	Venezuela	Convertido a barcaza
C 203		100	Venezuela	Convertido a barcaza
c 204		100	Venezuela	Convertido a barcaza
C 225		100	Venezuela	Convertido a barcaza
C 226		100	Venezuela	Convertido a barcaza
C 333		100	Venezuela	Convertido a barcaza
C 334		100	Venezuela	Convertido a barcaza
Caldrill I	Craig Shipbuilding USA	500+	Costa Oeste de USA (presently idle)	Convertido a barco sp y buque dp
Canmar Explorer I	Todd USA	600		Barco perforador
Canmar Explorer II	Todd USA	600		Barco perforador
Chancellorsville	Livingston Singapore	1000	Sureste de Asia	Convertido a sp
Cuss I		600	Costa Oeste de USA	Convertido a barcaza
Cyclone	Bethlehem USA	600	Brasil	Barco perforador sp
Dalmahoy	Tampa Shipyard USA	700	India	Barco perforador sp
Danwood Frost		1000		
Danwood Ice	Hapaag-Lloyd West Germany	1000	Ghana	Barco perforador sp
Discoverer I	Southern Shipbuilding USA	600	Nigeria	Convertido a barcaza
Discoverer II	Mitsui Japan	1500	Bursa	sp
Discoverer III	Mitsui Japan	1000	Bursa	sp semi-automatizada
Discoverer IV	Mitsui Japan	1500		sp
Discoverer 511	Todd USA	1500		Convertido a barco sp
Discoverer 534-1	Mitsui Japan	3000		sp
Discoverer 534-2	Mitsui Japan	6000		sp y dp
Douglas Carver	Marathon Scotand	600	Mauritius	Convertido a sp
East Wind	Red Fox USA	600		ex Wodeco II
Escar	Serete France	2000		sp

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

Nombre de la unidad	Constructora	Profundidad del agua (pies)	Área de trabajo	Otros detalles
Eureka	Weaver USA	600		Bote sp y dp
E W Thornton	Levingston USA	600	India	sp
Ferder (MV)	Boeles Holland	600	Brasil	Bote de trabajo sp
Fredericksburg	Levingston Singapore	1500	India	sp
Gettysburg	Levingston Singapore	600	Tailandia	Convertido a barcaza
Glomar II	Equitable USA	600	Golfo de México	sp
Glomar III	Equitable USA	600	Golfo de Suez	sp
Glomar IV	Todd USA	600	Golfo de Suez	Convertido a sp
Glomar V	Equitable USA	600	España	sp
Glomar 40	Levingston USA	u/1		sp y dp
Glomar 41	Levingston USA	U/i		sp y dp
Glomar 42	Mitsui Japan	u/l		sp y dp
Glomar Challenger	Levingston USA	u/l	Worldwide	sp y dp
Glomar Conception	Levingston USA	600	Alaska	sp
Glomar Coral Sea	Levingston USA	1500	California	sp
Glomar Grand Banks	Levingston USA	600	Golfo de México	sp
Glomar Grand Isle	Levingston USA	600	Golfo de México	sp
Glomar Java Sea	Levingston USA	1500		sp
Glomar North Sea	Todd USA	600	Túnez	Convertido a sp
Glomar Sirte	Todd USA	600	Noroeste de Africa	Convertido a sp
Glomar Tasman	Todd USA	600	Nueva Zelanda	Convertido a sp
Goldrill IV	Levingston USA	600		Remodelado a sp
gp-9	Veraderos Venezuela	120	Venezuela	Convertido a barcaza
GP-10	Veraderos Venezuela	120	Venezuela	Convertido a barcaza
Havdrill	IHC Holland	1000+	Canadá	sp y dp
Heron (MV)	Associated Marine Services	600	Boston USA	Convertido a sp
Hughes Glomar Explorer	Sun Shipbuilding and Dry Dock USA.	u/l	Worldwide	sp
Hurricane	Bethlehem USA	600	Sicily	Convertido a barco sp
Independencia	Avondale USA	600	Mexico	Convertido a barcaza
Investigador	Newcastle State Dockyard Australia	600	Thailand	Convertido a barcaza
James	Avondale USA	1000		Convertido a sp
J W Bates	Aker Norway	600	Mar Mediterraneo	Convertido a sp
Kantan Prospector No 1	Shanghai Hutang China		Wellow Sea	Convertido a barco
Kathleen M	Todd USA	600		Convertido a sp
La Ciencia	City Island Shipbuilding	600	Costa Oeste de USA	Convertido a sp

Nombre de la unidad	Constructora	Profundidad del agua (pies)	Área de trabajo	Otros detalles
Mary J	Todd USA	600	Golfo de México	Convertido a barco sp
Mission Exploration	Avondale USA	600		Convertido a sp
Mission Viking	Avondale USA	1500		Convertido a barco sp
Mohawk	Avondale USA	1000		Convertido a buque
Navifor Norse	Gotaverken Sweden	650	Oeste de Africa	Convertido a sp
Navigator	Levingston USA	600	Bahrein	Convertido a barco sp
Neddrill I	Mitsubishi Japan	1000		Convertido a buque
Neddrill II	Mitsubishi Japan	2000+	Canadá	Convertido a buque
Nordrill	Kingston Shipyard Canada	200		Convertido a sp
Ocean Hurricane	ver Hurricane			
Ocean Tempest	ver Tempest			
Pacnorse I	Scott Lithgow Scotland	3000	Labrador Canadá	sp y dp
Pelerin	IHC-Gusto Holland	3281		sp y dp
Pelican	IHC-Gusto Holland	1400		sp y dp
Penguin	IHC-Gusto Holland	3281		sp y dp
Petrel	IHC-Gusto Holland	3000	Mar del Norte	sp y dp
Petrobras II	Mitsui Japan	984	Brasil	sp
Reforma	Avondale USA	600	México	Convertido a Barcaza
Regional Endeavour	Newcastle State Dockyard Australia	1400	Australia	Convertido a sp
Reina del Lago	Levingston USA	100	Venezuela	Convertido a sp
Revolución	Avondale USA	600	México	Convertido a Barcaza
Rey del Lago	Levingston USA	100	Venezuela	Convertido a Barcaza
Rig 12	Robin Shipyards Singapore			Convertido a Barcaza sp
Rio Panuco	Avondale USA	600	México	Convertido a Barcaza sp
Rowan Fairbanks	Marathon Singapore			
Saipem Due	West Germany	1000+	Mar Céltico	sp y dp
Salvesen D2	South Shields Middle Dock England			sp y dp
Scan Queen	East Levingston Singapore	1000		Convertido a sp y dp
Seaside I	China		Golfo de Pohai	sp y dp
Seaside II	China		Golfo de Pohai	Convertido a Barcaza
Sedco 445	Mitsui Japan	u/l	Marruecos	sp y dp
Sedco 470	Avondale USA	6000	Golfo de Pohai	sp y dp
Seco 471	Halifax Shipyards Canada	3000	Mar del Norte	Convertido a sp y dp
Sedco 472	Halifax Shipyards Canada			
Shiloh	Levingston USA	600	Golfo de Pohai	sp y dp
Sonda I	ver J W Bates			Convertido a Barcaza

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Nombre de la unidad	Constructora	Profundidad del agua (pies)	Área de trabajo	Otros detalles
Tainaron		1000+	Sureste de Asia	Convertido a sp
Tankaigo I	Nippon Kokan Japan	600	Japón	
Tempest	Bethlehem USA	600		Convertido a sp
Terebel	IFP France	650	Mar Mediterráneo	Barco Perforador sp
Typhoon	Bethlehem USA	1000	Gabón	Convertido a barcaza sp
Western Offshore I	Todd USA	600	Indonesia	Convertido a barcaza
Western Offshore II	Over East Wind			
Western Offshore III	Puget Sound Bridge and Dry Dock USA	1000	Dubai	Convertido a barcaza
Western Offshore IV	Todd USA	1500	Taiwán	Convertido a Tanque sp
Western Offshore V	Todd USA	1000	Grecia	Convertido a Tanque sp
Western Offshore VI	Long Beach USA	600	Indonesia	Convertido a barcaza
Western Offshore VII	Mitsubishi Japan	600	Indonesia	Convertido a Tanque sp
Western Offshore VIII	Taiwan Shipbuilding Taiwan	750	Taiwán	Convertido a Tanque sp
Western Offshore IX	Mitsubishi Japan	750	-	Convertido a Tanque sp
West Wind	Mitsubishi Japan	1500	-	Convertido a Tanque sp
Wodeco I, II, etc.	Western Offshore			
Zapata Trader	Gulfport USA	600	Mar del Norte	Convertido a sp
Zapata Venturer	Sasebo Japón	2000	-	Convertido a sp

APÉNDICE F

UNIDADES DE PERFORACIÓN SUMERGIBLES Y OTRAS VARIACIONES DE ESTAS EN SERVICIO.

La tabla siguiente muestra los nombres de cada uno de los barcos de perforación, semisumergibles y otras unidades, en zonas de perforación marina; así como datos básicos para su reconocimiento a nivel mundial

Nombre de la unidad	Constructora	Profundidad del agua (pies)	Área de trabajo	Otros detalles
Barge A	Todd USA	13-70	Golfo de México	Sumergible
Calabar Queen			Nigeria	Barcaza
Delta Offshore	America Marine USA	25	Golfo de México	Sumergible
El Dorado	Alabama Drydock USA	65	Golfo de México	Sumergible
John Hayward	America Marine USA	30	Golfo de México	Sumergible
Lutece	Forex Francia		Nigeria	Barcaza
Manilla			Nigeria	Barcaza
Margaret	Alabama Drydock USA	65	Golfo de México	Sumergible
Movable 2	Ingalls USA	80	Golfo de México	Sumergible
Movable3	Alexander USA	45	Golfo de México	Sumergible
Mr Arthur	Alabama Drydock USA	80	Golfo de México	Sumergible
Mr Charlie	Alexander USA	40	Golfo de México	Sumergible
Odeco Seven	Levinstong USA	35	Golfo de México	Sumergible
Penrod 50	Levinstong USA	50	Golfo de México	Sumergible
Penrod 51	Bethlehem USA	50	Golfo de México	Sumergible
Polar Cub	McDermott USA	110	Venezuela	Plataforma rígida
Rimtide		30	Golfo de México	Sumergible
Rowan Morgan City	Levinstong USA	20	Sureste de Asia	Barcaza
S-55 Noble	Avondale USA	60	Golfo de México	Sumergible
Seadrill II		35	Golfo de México	Sumergible
Seadrill III		35	Golfo de México	Sumergible
St louis	America Marine USA	35	Golfo de México	Sumergible
Swamp Chief	Levinstong USA	60	Nigeria	Barcaza
Swamp Master	Levinstong USA	22	Nigeria	Barcaza
Swamp Queen	Levinstong USA	22	Nigeria	Barcaza
Transworld 44	Ingalls USA	40	Golfo de México	Sumergible
Transworld 45	Ingalls USA	40	Golfo de México	Sumergible
Transworld 46	Ingalls USA	70	Golfo de México	Sumergible
Transworld 47	Ingalls USA	70	Golfo de México	Sumergible
Transworld 54	America Marine USA	175	Golfo de México	Sumergible

REFERENCIAS

- 1.- **Aburto Badillo Mariano. "Plataformas Marinas en México". (2002).**
- 2.- **Meza Pérez Edgar Antonio. "Perforación de pozos petroleros" .(2003).**
- 3.- **Manual de Cien Años de la Perforación en México. "AIPM. (2002).**

BIBLIOGRAFIA

- 1.- Adams N J. "Drilling Engineering, a Complete Well Planning Approach".(1985)
- 2.- Borgoyne A T. Jr. " Applied Drilling Engineering". (1991).
- 3.- Callow C. "Power from the Sea".(1973).
- 4.- Drilling Manual. "The Toolpusher's Manual".(1970).
- 5.- Encyclopedia of Science and Technology.(1971).
- 6.- Harris L M. "An Introduccion to Deepwater Floating Drilling Operations".(1972).
- 7.- Harry Whitehead. "An Illustrated international Glossary and reference Guiede To The Offshore Oil and gas"
- 8.- Instituto Mexicano del Petróleo. "Perforación y Equipo".
- 9.- Instituto Mexicano del Petróleo. "Manual de Perforación Marina".
- 10.- International Petroleum Encyclopedia. Petroleum Publishing Co. (1975).
- 11.- Luar E. "Control of the Sea Bed". (19749.
- 12.- Trillo R L. "Ocean Technology". (19749.
- 13.- Rogers W F. "Composition and Properties of Oil Well Drilling Fluids". (1963).
- 14.- Stamp S D. "A Glosaary of Geographical Terms". (1966).
- 15.- Van MA P H. " Petroleum Economics and Offshore Mining Legislation". (1971)
- 16.-Waddams A L. "Chemicals from Petroleum". (1968).