



# **ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**

**FACULTAD DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA  
ESPECIALIZACIÓN PETRÓLEOS**

**"EVALUACIÓN DE LOS DISEÑOS DE BHA EN PERFORACIONES  
HORIZONTALES (APLICADO EN EL POZO AMO B-10 DEL BLOQUE 16  
DEL ORIENTE ECUATORIANO)"**

**TESIS DE GRADO**  
Previa la obtención del Título de:

**INGENIERO DE PETRÓLEO**

Presentada por:

**HILDA RAQUEL MEZA ALDAS**

---

GUAYAQUIL - ECUADOR

2000

## **AGRADECIMIENTO**

Agradezco a Dios por guiar mis pasos. A mis padres Alfredo e Hilda por todo su amor, dedicación y apoyo en todo momento recibidos. A mi hermana Betty por todo su apoyo y comprensión.

Mi eterna gratitud a todas las personas que conforman la compañía YPF Ecuador, por la oportunidad recibida y al Ingeniero Armando Cors de la compañía Anadrill por su invaluable ayuda.

Un especial agradecimiento al Ingeniero Ricardo Gallegos O. y al Ingeniero Gabriel Colmont. Por sus valiosas colaboraciones para la realización de esta tesis. Y mi gratitud sincera a la Escuela Superior Politécnica del Litoral por haber forjado los pilares de mi Carrera.

## **DEDICATORIA**

A Dios por haberme  
dado vida y salud para  
terminar este trabajo.

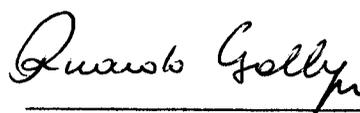
A mis padres Hilda y  
Alfredo por su confianza  
y apoyo incondicional en  
todos los momentos de  
mi vida estudiantil.

# TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



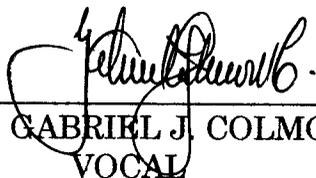
---

ING. EDISON NAVARRETE  
DECANO DE LA FICT



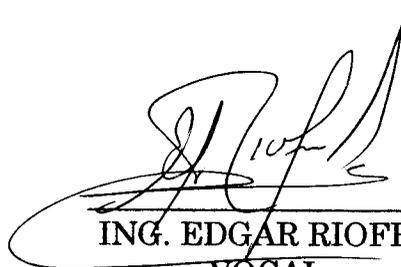
---

ING. RICARDO GALLEGOS  
DIRECTOR DE TESIS



---

ING. GABRIEL J. COLMONT  
VOCAL



---

ING. EDGAR RIOFRIO  
VOCAL

## **DECLARACIÓN EXPRESA**

"La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, me corresponden exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL"

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)

---

HILDA RAQUEL MEZA ALDAS

## RESUMEN

La perforación horizontal es una técnica de gran aplicabilidad, la cual tiene como fin incrementar el recobro y drenaje de los fluidos subterráneos. Dichos pozos se caracterizan por ser perforados con altos ángulos de inclinación (generalmente superiores a  $85^{\circ}$ ), en caso de querer minimizar el problema de conificación de agua estos pozos deben ser paralelos al tope del estrato productor de hidrocarburos, si se requiere reducir el efecto de conificación de gas deben ser paralelos a la base y si se presentan ambos problemas (conificación de gas y agua) deben ser perforados paralelamente en la sección intermedia. Para el logro de este objetivo se emplean herramientas de dirección y ángulo mientras se perfora (MWD) las cuales permiten navegar a través de las formaciones objetivo; adicionalmente se utilizan herramientas de registro mientras se perfora (LWD) las cuales sirven de referencia para mantener el pozo en el objetivo predeterminado.

La parte más crítica del trabajo de un perforador direccional es el diseño y la orientación del BHA (Ensamblaje De Fondo); por otro lado el objetivo de toda Empresa Operadora es Minimizar viajes por cambios de BHA. En resumen tanto la empresa operadora como la empresa de prestación de servicios que se encarga del direccionamiento del pozo quieren perforar un pozo hasta la Profundidad Total lo antes posible; la reputación de un Perforador Direccional

depende, en gran parte, del juicio y “sentir” que tenga para elegir el BHA apropiado para una situación dada. Es importante mantener una mentalidad abierta acerca del diseño del BHA. Se puede creer que se tiene el BHA calculado, hasta que se muda a una nueva locación. Y darse cuenta que pocos o ninguno de sus BHAs anteriores trabajan como lo esperaba. Esto es entendible al comienzo ya que diseñar BHA no es una ciencia, sino un arte. Mantener récords precisos y extensos de rendimientos de BHAs es vital. Cuando un Perforador Direccional “nuevo” llega a un área, la única ayuda que posee en seleccionar los BHAs es el conocimiento del comportamiento de pozos perforados anteriormente.

El objetivo principal de esta tesis es el de brindar una información básica para los estudiantes, futuros Ingenieros de Petróleos acerca de las consideraciones a tomarse en el diseño de Ensamblajes de Fondo (BHA) en Perforaciones Horizontales en el Ecuador.

El contenido de la tesis esta presentado de la siguiente forma:

En el primer capitulo se trata de las consideraciones generales, se da conceptos básicos sobre lo que es en si la perforación horizontal, se explica cual es el objetivo de perforar horizontalmente, se detalla cuales son las ventajas y desventajas de perforar horizontalmente.

El segundo capítulo es el más importante de la tesis ya que en este capítulo se dan todas las consideraciones básicas que se deben tener en cuenta al momento de hacer el diseño del ensamblaje de fondo (BHA).

En el tercer capítulo se presentan los diseños de BHA iniciales y ajustados del pozo Amo B-10, ubicado en el bloque 16 y área Tivacuno del Oriente Ecuatoriano. Cabe recalcar que los diseños iniciales de los BHA son los presentados en el Well Plan, ósea antes de que el pozo sea perforado. Y los diseños ajustados de los BHA son los diseños que en la marcha de la perforación fueron realizados.

En el capítulo cuarto se presentan los resultados obtenidos con su respectiva evaluación

Finalmente en el capítulo quinto se plantea las conclusiones y recomendaciones generadas a través del desarrollo del presente trabajo.

<b>ÍNDICE GENERAL</b>	<b>Pag.</b>
RESUMEN.....	VI
ÍNDICE GENERAL.....	IX
ABREVIATURAS.....	XIV
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XVII
ÍNDICE DE TABLAS.....	XIX
INTRODUCCION.....	1
1. PERFORACIÓN HORIZONTAL.....	5
1.1. Generalidades.....	5
1.1.1. Introducción.....	5
1.1.2. Objetivo.....	6
1.1.3. Características De La Perforación Horizontal.....	7
1.1.3.1. Perforación Horizontal De Radio Largo.....	9
1.1.3.2. Perforación Horizontal De Radio Medio.....	13
1.1.3.3. Perforación Horizontal De Radio Corto.....	17
1.1.3.4. Perforación Horizontal De Radio Ultracorto.....	21
1.2. Numero De Pozos.....	22
1.3. Ventajas Y Desventajas De La P.H. ....	24
1.3.1. Ventajas.....	25
1.3.2. Desventajas.....	28

2. CONCEPTOS Y DISEÑOS DE BHA.....	30
2.1. Rotary BHA (BHA Rotatorios O Estándares).....	31
2.1.1. Teoría Sobre BHA Rotatorio.....	34
2.1.1.1. Principios De Un BHA Rotatorio.....	34
2.1.1.2. Fuerza De Deslizamiento.....	34
2.1.1.3. Rigidez.....	36
2.1.2. Conjunto Liso.....	38
2.1.3. Bha Con Un Estabilizador.....	40
2.1.4. Bha De Dos Estabilizadores.....	42
2.1.5. BHAs De Múltiples Estabilizadores.....	46
2.1.5.1. Estabilizadores Undergauge Near Bit.....	48
2.1.5.2. Segundo Estabilizador UG.....	49
2.1.5.3. Derrumbamiento Del Hueco.....	50
2.1.6. BHA Para Levantar La Inclinación.....	52
2.1.7. BHA Para Mantener La Inclinación.....	55
2.1.8. BHA Para Bajar La Inclinación.....	57
2.1.9. BHA Especiales.....	60
2.1.9.1. Estabilizadores En Tándem.....	60
2.1.9.2. Rimadores De Rodillo.....	61
2.1.9.3. BHA Tipo Chorro.....	62
2.1.9.4. BHA Tipos Hueco Vertical.....	64
2.1.9.5. BHA Tipo Gilligan.....	65

2.2. Problemas Comunes Con BHAS.....	67
2.2.1. Efectos De La Formación.....	67
2.2.2. Brocas Desgastadas.....	68
2.2.3. Sidetrack Accidental.....	69
2.2.4. Broca Descalibrada.....	70
2.2.5. Pegamiento Por Diferencial.....	71
2.2.6. Parametros De Perforación.....	71
2.3. Equipos Y Herramientas Del BHA.....	73
2.4. Diseño De BHA En Perforaciones Horizontales.....	75
2.4.1. Motor De Perforacion (Motor Drilling).....	76
2.4.1.1. Motores De Navegacion.....	76
2.4.1.2. Sustituto Inclinado /Motor De Fondo Recto (Bent Sub/Straight Motor).....	79
2.4.1.3. Substituto Inclinado / Motor Corto.....	83
2.4.1.4. Motores De Junta De Desviación Inclined.....	83
2.4.1.5. Motores De Doble Inclinação.....	86
2.4.2. Recomendaciones Operacionales Para Motores Que Ganan Angulo.....	89
2.4.3. BHA Utilizados En La Sección Horizontal Del Pozo.....	91
2.4.3.1. Reglas De Navegación (Steerable Rules).....	91
2.4.3.2. BHA Típico Navegable.....	95
2.4.3.3. Sartas De Perforación Estabilizadas O Estándares(Rotary Assemblies).....	96
2.4.3.4. Recomendaciones Para Sartas De	

Perforación Estabilizadas.....	102
2.4.4. Sección Horizontal.....	103
2.4.4.1. Motor Recto Estabilizado.....	104
2.4.4.2. Sarta De Perforación Rígidas Estándares.....	105
3. DISEÑOS DE BHA DEL POZO AMO B-10.....	108
3.1. Diseños De BHA' s Iniciales.....	108
3.1.1. Intervalo 128'- 5,950' MD (Hueco de 17 1/2", Casing de 13 3/8").....	108
3.1.2. Intervalo 5,950' MD-8,994' MD (Hueco de 12 ¼").....	110
3.1.3. Intervalo 8,994' MD – 10,014' MD (Hueco de 8 ½").....	112
3.2. Diseños De BHA's Ajustados.....	113
3.2.1. Intervalo 0'-128' (Hueco de 26", Conductor de 20").....	113
3.2.2. Intervalo 128'- 5894'MD / 5753' TVD (Hueco de 17 1/2", Casing de 13 3/8").....	114
3.2.3. Intervalo 5894'MD/5753' TVD- 7654' TVD/8905' MD (Hueco de 12 1/4", Tubería de revestimiento 9 5/8").....	116
3.2.4. Intervalo 7654' TVD /8905' MD-7675' TVD /10014' MD (Hueco de 8 1/2", Liner 7", colgador a 7700' TVD /8728' MD).....	119
4. RESULTADOS OBTENIDOS Y SU EVALUACIÓN.....	122
4.1. Resumen del Pozo Horizontal AMO B-10 (H M-1).....	122
4.1.1. Intervalo 0'-128' (Hueco de 26", Conductor de 20").....	123
4.1.2. Intervalo 128'- 5894' MD / 5753' TVD (Hueco de 17 ½", Casing de 13 3/8").....	124
4.1.3. Intervalo 5894' MD / 5753' TVD - 8905' MD / 7652' MD	

(Hueco de 12 1/4", Liner de 9 5/8").....	125
4.1.4. Intervalo 7652 TVD/8905' MD-7666' TVD/10000' MD (Hueco de 8 1/2" Liner 7", colgador a 8300' TVD/8728' MD)..	125
4.2. Registros Eléctricos.....	126
4.2.1. GR-MWD.....	126
4.2.2. CDR-GR.....	127
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	130
5.1. Conclusiones.....	130
5.2. Recomendaciones.....	133
ANEXOS.....	136
BIBLIOGRAFIA.....	188

## ABREVIATURAS

BHA:	Bottom Hole Assembly: Ensamblaje de Fondo de Pozo
B'UP:	Build Up : Ganancia
BURexp:	Expected or Planned Building Rate: Tasa de Ganancia de Angulo Esperada o Planeada
BURmax:	Máximum Expected Build Rate: Máxima Tasa de Ganancia de Angulo Esperada
BURmin:	Mínima Build Rate Expected: Mínima Tasa de Ganancia de Angulo Esperada
BURs:	Build – Up Rates: Tasas de Ganancias de Angulo
CSC:	Casing: Tubería de Revestimiento
DC:	Drill Collar: Lastrabarrena, Portabarrena o Collar de Perforación
DLS:	Dog leg Severity: Severidad de Pateperro
DP:	Drill Pipe: Tubería de Perforación
HWDP:	Heavy Weight Drill Pipe: Tubería de Perforación Pesada Estándar
ID:	Inside Diameter: Diámetro Interno
JT:	Jetting: Tipo Chorro
KOP:	Kick – off Point: Punto de Desvío

MD:	Measurement Depth: Profundidad Medida
MWD:	Measurement While Drilling: Medición y Registro Durante la Perforación
NDS:	Navigation Drilling System: Sistemas de Perforación por Navegación
NMDC:	Non – Magnetic Drill Collar: Lastrabarrenas o Collares de Perforación Antimagnéticos
NMHWDP:	Nonn – Magnetic Heavy Weight Drill Pipe: Tubería de Perforación Pesada Antimagnética
LU= L'UP:	Locked Up: Mantenimiento
LWD:	Loggin While Drilling : herramientas de registro mientras se perfora
OD:	Outside Diameter: Diámetro Externo
PDM:	Positive Displacement Mud Motor: Motor de Fondo de Desplazamiento Positivo
RR:	Rimadores de rodillo
ROC:	Ratio of Curvature: Radio de Giro de la Curva
ROP:	Rate of Penetation: Tasa de Penetración o Velocidad de Perforación
RPM:	Revolutions per Minute: Revoluciones por Minuto
RT:	Rotary Table: Mesa Rotaria
SNMDC:	Stabilizer Non – Mangnetic DC
STAB:	Stabilizer: Estabilizador
Tb:	Based of Target True Vertical Depth: Profundidad Vertical Verdadera de la base del Horizonte Productivo
TD:	Total Depth: Profundidad Total

TR:	Tubería de Revestimiento
TVD:	True Vertical Depth: Profundidad Vertical Verdadera
WOB:	Weight on Bit: Peso Aplicado Sobre la Broca
WOC:	Water Oil Contact: Contacto Agua Petróleo

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1	Esquema de un Pozo Horizontal.....	5
Figura 1-2	Tipos de Perforación Horizontal.....	8
Figura 2-1	Fuerza de Deslizamiento de BHA.....	35
Figura 2-2	BHA como un cilindro sin sustancia.....	36
Figura 2-3	Fuerza Péndulo y Peso sobre la broca.....	39
Figura 2-4	BHA con un estabilizador.....	41
Figura 2-5	BHA De Dos estabilizadores.....	43
Figura 2-6	Fuerza Lateral Negativa.....	43
Figura 2-7	Comparación de Fuerzas Laterales sobre BHAs con Uno Dos Estabilizadores.....	44
Figura 2-8	BHA B'UP usando Dos Estabilizadores.....	45
Figura 2-9	Efecto de aumento de WOB en la fuerza lateral.....	46
Figura 2-10	inclinación vs fuerza lateral para 3 BHAs.....	47
Figura 2-11	Incremento de fuerza lateral con adición de un estabilizador.....	47
Figura 2-12	estabilizador desgastado cerca de la broca.....	49
Figura 2-13	segundo estabilizador desgastado.....	50
Figura 2-14	efecto del derrumbamiento del hueco sobre la fuerza lateral.....	51

Figura 2-15	BHAs para elevar inclinación.....	53
Figura 2-16	BHAs para mantener inclinación.....	55
Figura 2-17	Un BHA de mantenimiento típico para hueco de 12 ¼”.....	56
Figura 2-18	BHAs para bajar inclinación.....	58
Figura 2-19	BHA tipo semi-caida.....	60
Figura 2-20	BHA tipo chorro típico.....	63
Figura 2-21	Ejemplo de BHA tipo Gilligan.....	67
Figura A -1	Ubicación del Bloque 16.....	137
Figura A -2	Pozo Horizontal Amo B-10 Esquema De Trayectoria 3D.....	138
Figura A -3	Ensamblaje de motor PowerPak.....	139
Figura A -4	Corte transversal del motor PowerPak.....	139
Figura A -5	Ensamblaje de Dump Valve de PowerPak.....	140
Figura A -6	Ensamblaje De La Sección De Poder Del Motor Powerpak.....	140
Figura A -7	Ensamblaje de Transmisión de PowerPak.....	141
Figura A -8	Ensamblaje de SAB del motor PowerPak.....	141
Figura A -9	Ensamblaje Axial Del Bearing Del PowerPak.....	141
Figura A -10	Corte transversal de la herramienta LWD.....	142
Figura A -11	Registro rayos gamma enfocado.....	142
Figura A -12	Herramienta Powerpulse MWD.....	143
Figura A -13	Herramienta CDR.....	143

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2-1	Módulos De Elasticidad.....	38
Tabla 4.1	Topes Formacionales.....	127
Tabla 4.2	Topes de la formación Napo.....	128

## INTRODUCCIÓN

En los últimos 15 años y en particular a partir de 1984 la perforación de pozos horizontales ha cobrado creciente interés. Esta alternativa permite explotar con mayor eficiencia yacimientos compactos, de baja productividad, poco espesor y baja permeabilidad. Así como yacimientos con problemas de conificación de agua y gas, cuya explotación mediante pozos convencionales resulta con frecuencia incosteable.

La perforación de pozos horizontales rinde sustanciales beneficios económicos por concepto del resultante aumento de producción, debido a que mediante esta técnica se incrementa el área de drenaje de la formación productora, obteniéndose de esta manera considerables mejoras del índice de productividad

Las tasas de ganancia o de incremento de ángulo y las condiciones locales dictaran la selección de equipos, para perforar las diferentes secciones del pozo: sección de ganancia del ángulo, la sección tangente y la sección horizontal. Algunos equipos son estándares como los BHA convencionales (BHA sin motor) o bent sub (sustituto de inclinación) con straight motors (motores rectos) o sterable motors (motores de navegación). Para perforar la parte horizontal del pozo existen equipos específicos como ser motores de doble inclinación (double bend motors).

No obstante se aplican las mismas reglas, manteniendo esto lo más sencillo posible. Minimizando la cantidad de componentes, en las sartas de perforación ya se trate de sartas normales o sartas de motor de fondo. Por encima del motor de navegación es suficiente el utilizar un estabilizador (de menos diámetro que el hueco) a menos que se tenga la posibilidad de tener un pegamiento por diferencial, tres o cuatro estabilizadores, incluyendo el near bit (cerca de la broca), son suficiente para diseñar un ensamblaje convencional para perforar manteniendo la inclinación en la sección horizontal.

La innovación tecnológica tiene mayor valor cuando produce operaciones más seguras y rentables, que mejoren la rentabilidad del usuario y el proveedor. Quizá en ninguna parte es, esto más evidente que en la industria de petróleo y gas, donde los mercados competitivos y los desafíos operacionales en la actualidad han intensificado la necesidad de tecnología que ayude a bajar costos y proporcione un retorno más alto de la inversión.

Para encontrarse los desafíos propuestos por el mercado actual, las compañías de petróleo y gas están exigiendo mayor eficacia en la perforación y más alto rendimiento. La perforación horizontal ha mejorado la producción y la calidad de los pozos.

La tecnología de medida al momento con poder direccional subterráneo sistema integrado de perforación. Abre una ventana al momento eso permite

al perforador y geólogo ver virtualmente las formaciones y fluidos de la formación cuando se está perforando. Como resultado, los pozos pueden ser perforados más eficazmente y con mayor precisión

Guiar la tubería de perforación direccionalmente, rápidamente y seguramente a través de la corteza de la tierra al objetivo, depende de la actuación del hardware e instrumentación de la navegación, la especialización del perforador direccional, y la planificación cuidadosa.

El perforador direccional formula un plan de perforación antes de perforar el pozo pero debe prepararse a modificar ese plan, cuando él guía la broca al objetivo de la formación y recibe más información geológica. Hasta ahora, el perforador direccional tenía que manipular la tubería de perforación basado en medidas mientras perforaba (MWD) de hecho esto tenía su dificultad debido a la distancia entre la broca y el dispositivo de medida, usualmente de 60 a 100 pies, dependiendo del ensamblaje de fondo. En muchos casos, los pozos tuvieron que perforarse a través del fondo o tope del yacimiento debido a que estos datos no estaban disponibles en la broca.

La perforación horizontal es una técnica que ha venido desarrollando YPF Ecuador desde el año de 1996, cuando se realizaron los primeros estudios, para su aplicación en el bloque 16 del Oriente Ecuatoriano. Se hace realidad a través del proyecto de radio medio, el cual va a coronar con éxito en 1997 con la perforación del pozo horizontal Amo B-7 de radio medio en el campo

Amo B. Hasta la fecha se han perforado tres (3) pozos horizontales y un pozo multilateral pertenecientes a las áreas de crudo pesado.

Esta tesis pretende ser una introducción a principios del BHA, conceptos y diseños. No pretende un acercamiento teórico a la materia. El objetivo es dar amplias referencias para seleccionar BHAs. Tomar decisiones en cambios a efectuarse al BHA, lo cual es a menudo más difícil que seleccionar un BHA básico.

# CAPITULO I

## ANTECEDENTES GENERALES DE LA P.H.

### 1.1 Generalidades

#### 1.1.1 Introducción

Un pozo horizontal se define como un pozo perforado desde la superficie, el cuál se va desviando desde la vertical hasta alcanzar  $90^\circ$  y penetrar al yacimiento con una sección completamente horizontal.

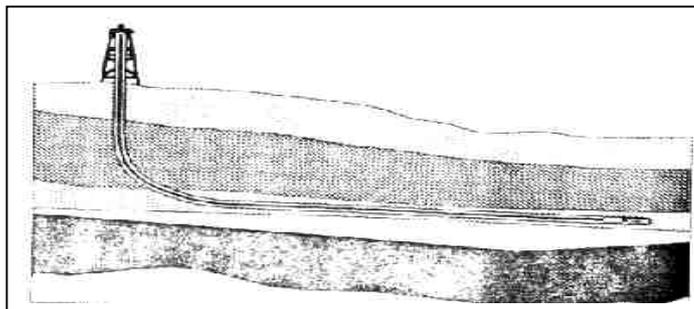


Fig. 1.1 Esquema de un Pozo Horizontal

Usando la perforación tipo racimo se puede perforar varios pozos desde una sola plataforma de perforación desviándolos de modo que lleguen al fondo de la zona productiva de acuerdo al espacio requerido entre pozos, este tipo de perforación se reduce el impacto ambiental.

### **1.1.2 Objetivo**

Básicamente el principal objetivo de la perforación del pozo horizontal AMO B-10, es encontrar un método económico para mejorar la productividad y obtener una mayor recuperación final de hidrocarburos mediante el aumento del factor de recobro y el mejoramiento de la eficiencia de barrido especialmente por tratarse de un yacimiento delgado.

Con la perforación de este tipo de pozos, el índice de productividad del yacimiento puede incrementarse considerablemente por causa de su gran área de flujo.

La perforación horizontal apunta hacia el cambio radical de las condiciones de flujo, creando patrones de flujo paralelos en lugar del conocido patrón de flujo radial, es este cambio en el patrón de flujo lo que mejora el índice de productividad.

El parámetro más importante en la perforación horizontal es la longitud de navegación de la sección horizontal dentro del yacimiento, específicamente la longitud de la sección horizontal con relación al espesor de la formación productora.

### **1.1.3 Características De La Perforación Horizontal**

Existen cuatro tipos básicos de pozos horizontales, los cuales dependen del radio de curvatura que se aplica durante la perforación. El radio de curvatura esta determinado por la tasa de ganancia de ángulo que se utiliza para pasar desde la vertical hasta la horizontal, existiendo una relación inversa entre las dos; es decir, que cuando se usa una tasa de construcción o tasa de ganancia de ángulo alta, el radio de curvatura disminuye.

Estos cuatro tipos de perforación son:

- Radio largo o curvatura convencional
- Radio medio o curvatura media
- Radio corto o alta curvatura
- Radio ultracorto.

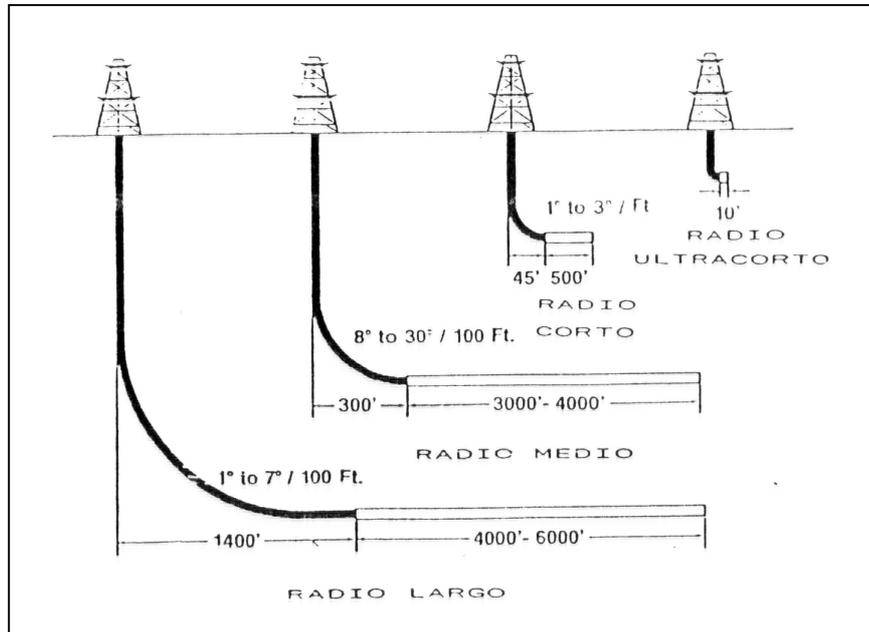


Fig.1.2 Tipos de Perforación Horizontal

La distancia horizontal que puede ser perforada se incrementa con el aumento del radio de curvatura, o también llamado de giro. Pasando de los 10 pies de alcance lateral en el radio ultracorto hasta más de 5000 pies en el radio largo.

Aunque el incremento en el radio de giro permite el uso de herramientas de perforación y completación más convencionales, genera también otros factores desfavorables tales como:

- ◆ Se incrementa la longitud perforada de la selección curva.

- ◆ Se incrementa el desplazamiento lateral antes que el pozo alcance la horizontalidad (un potencial problema en bloques o concesiones pequeñas).
- ◆ Se incrementa el espesor que debe ser perforado con la sección de ganancia de ángulo o construcción de la curva atravesando formaciones suprayacentes (un problema potencial sí las mencionadas formaciones tienen fracturas o capas de gas que deben ser aisladas completamente).

La tendencia de los pozos horizontales esta dirigida al radio medio debido a su habilidad para guiar exactamente la trayectoria del hueco, sus altas tasas de perforación, el hecho de que pueden usarse tuberías y herramientas de completación convencionales, su buen desempeño en desviaciones (side-tracks) y porque sus desplazamientos mas cortos reducen los problemas de limites de concesión.

#### **1.1.3.1 Perforación Horizontal De Radio Largo**

Estos pozos son perforados con equipos de perforación y ensamblajes de fondo convencionales o con motores direccionales, además, tiene la flexibilidad de perforar con amplios rangos de tamaños de agujeros y de

herramientas. Los métodos, en general el método de radio largo puede ser definido como un agujero con al menos una sección en la cual la inclinación del pozo se incrementa de  $1^{\circ}$  a  $6^{\circ}$  /100 pies.

El método de radio largo ofrece usos limitados para su desarrollo. A pesar de que numerosos agujeros de radio largo han sido perforados con el propósito de investigar y determinar la extensión del yacimiento, esta técnica es más empleada cuando se requiere alcanzar objetivos alejados de la localización superficial, tales como plataformas de perforación costa afuera, localizaciones remotas y/o abruptas, así como inaccesibles o yacimientos ubicados bajo ciudades. Para perforar radios largos son más flexibles que los otros métodos.

En esta técnica el punto de desviación (KOP) se encuentra cerca de la superficie para permitir que el objetivo sea alcanzado a la profundidad correcta y como la longitud de la sección de construcción es grande, se incrementa la longitud de las formaciones encontradas, por lo que se requieren varios tamaños de agujeros y de

TR's, sin embargo, presenta ligeras curvas (patas de perro).

Además, como la separación del KOP al objetivo es grande, se puede reducir la longitud de sección horizontal a perforarse debido al peso, torque y arrastre de la tubería. Aunque con este método se obtienen mayores longitudes horizontales.

El control de la dirección en pozos de radio largo se puede llevar a cabo por medio de herramientas disparo simple, disparos múltiples, navegables, MWD y orientación giroscópica.

Otra de las ventajas de este método es que se pueden llevar a cabo terminaciones con grandes extensiones de tuberías cortas ranuradas, con empacador, con tuberías cortas preempacadas, entubadas y cementadas o bien en agujero abierto y terminaciones selectivas. También se puede registrar fácilmente en agujero abierto con la técnica de transportación con tubería de perforación y los registros de producción con tubería flexible equipada con un cable conductor.

Con este método se pueden emplear todas las técnicas de producción artificial.

Una de las grandes desventajas de este sistema, es que debido a la gran longitud de la sección de construcción se tiene que atravesar gran cantidad de formaciones sin aislarlas, pudiendo ocasionar problemas en formaciones inestables o problemáticas.

La sección de construcción del pozo de radio largo puede ser perforada por varias técnicas. El pozo puede desviarse empleando un motor de fondo, el cual puede usarse en toda la sección, o con un ensamblaje convencional, al emplear éste, el motor sólo se usará en ciertos intervalos para guiar el pozo o compensar la dirección esperada.

Conforme la curvatura del radio largo se acerca al objetivo y la inclinación final se alcanza, los aparejos para construir deben ser reemplazados por un motor o por un aparejo para mantener el ángulo.

### **1.1.3.2 Perforación Horizontal De Radio Medio**

La perforación de un pozo mediante el método de radio medio se lleva a cabo conforme la tubería API lo permita, dadas las limitaciones impuestas por esfuerzos combinados de flexión y torsión en la sarta de perforación. Esto equivale a una pata de perro de  $20^{\circ}/100$  pies cuando se perfora con rotaria, y de  $30^{\circ}/100$  pies cuando se emplea motores de fondo.

Las secciones de construcción y horizontal son generalmente perforadas con herramientas modificadas, las cuales están configuradas para emplearse con ensamblajes de campo estándar, creando un paquete que puede ser empleado para cualquier equipo con modificaciones mínimas.

La naturaleza del yacimiento tiene gran efecto sobre la aplicabilidad de este método, pero este efecto es menor que en el caso del método de radio largo. Los sistemas de radio medio pueden ser más económicos cuando se emplean en yacimientos fracturados, en problemas de conificación de agua y gas, en formaciones fracturadas,

de baja permeabilidad, en yacimientos con poca energía y en formaciones de poco espesor.

La profundidad vertical que se necesita para alcanzar el yacimiento en los pozos de radio medio se reduce y esto es una de las más fuertes ventajas de este método. El perfil de un pozo de radio medio indica que se requiere menos longitud a perforar y mucho menos desplazamiento horizontal para alcanzar el objetivo horizontal, además de tener menos agujero descubierto en comparación con los pozos de radio largo. Una curva típica de radio medio requiere menos de 500 pies de separación, mientras que una curva de radio largo requiere alrededor de 1400 pies.

Con un pozo de radio medio, muchas zonas problemáticas pueden ser perforadas en la sección vertical y ser revestidas antes de perforar la zona crítica de curvatura y empezar la horizontal. La longitud mas corta del agujero curvo puede salvar tiempo y problemas potenciales.

Debido a la corta longitud de construcción se reduce el torque y arrastre, además, son más consistentes sus

ritmos de construcción, aunque tienen curvaturas mayores que las de radio largo.

Los agujeros de radio medio pueden ser perforados en pozos nuevos o ya existentes. En pozos nuevos, el procedimiento es similar a los pozos de radio largo. Existen ventajas al desviar un pozo existente con respecto a uno nuevo, estas son:

- Al desviar un pozo ya existente se reducen los costos con respecto a uno nuevo.
- En objetivos de poco espesor donde es crítico el control de la desviación, se tiene un conocimiento exacto de la zona de interés, disminuyendo los riesgos geológicos en los pozos desviados.
- Las mediciones para determinar la trayectoria del pozo se pueden llevar a cabo con las mismas técnicas que para radio largo, asimismo, como se dispone de herramienta para una gran variedad de tamaños de agujeros, se pueden llevar a cabo la mayoría de los sistemas de producción artificial.

- Generalizando, los sistemas de radio medio pueden ofrecer numerosas ventajas sobre la perforación de radios largos por costos adicionales mínimos.

Las desventajas de la perforación de radio medio son relativamente pocas. En altos ritmos de inclinación, los esfuerzos de flexión a través de las juntas de las herramientas, los esfuerzos en el cuerpo del tubo y la fuerza lateral de la broca, causada por la gran curvatura en agujeros de radio medio, puede causar grandes diámetros y posibles desviaciones de la broca. Otra desventaja que se tiene con este método es la limitación de la sección horizontal perforada.

Al diseñar ensamblajes de fondo para pozos de radio medio se debe poner énfasis para alcanzar uniformes y predecibles índices de construcción. Desgraciadamente, la incertidumbre y la variación en el funcionamiento de la mayoría de los motores para construir los ángulos excedentes la tolerancia permitida del objetivo horizontal. Por esto, es necesario diseñar intervalos de ajuste en la curva para comenzar las incertidumbres.

### 1.1.3.3 Perforación Horizontal De Radio Corto

La perforación horizontal de radio corto ha sido tanto como la perforación de radio largo. Por definición, abarca un amplio rango de índices de construcción fuera de los otros sistemas empleando herramientas articuladas o flexibles para perforar curvaturas del rango de 60° a 120°/100 pies.

Esta técnica es empleada en muchos yacimientos de tamaño limitado, ya que el pozo puede ser cambiado a horizontal y terminado con menos desplazamiento del requerido por un pozo de radio largo. También se aplica para yacimientos con baja permeabilidad, naturalmente fracturados y para formaciones irregulares.

El poco desplazamiento y la limitada profundidad requerida para pozos de radio corto lo hacen mas apropiado en formaciones con cimas problemáticas causadas por la litología o yacimiento. Así, en un pozo de radio corto, la zona de problemas puede ser entubada antes de que el agujero crítico se inicie a perforar.

En yacimientos de gas, el acercamiento del radio corto reduce el riesgo de proyectar el casquete de fondo, ya que se puede perforar verticalmente a través del casquete de gas y cementar una TR antes de perforar la zona del objetivo.

El sistema usado para perforar la mayoría de los recientes pozos de radio corto emplea herramientas de reflexión controlada con ángulos de construcción predecibles, de disparos simples y orientación giroscópica en el punto de inicio de la desviación.

La perforación de radio corto tiene algunas desventajas. Las herramientas son menos vigorosas que las de otros sistemas, y no están completamente estandarizadas por el API. El manejo de estas herramientas pueden ser lentas y difíciles con equipos de perforación, marcando su propia planeación y cuidado en su manejo. Pero en contraparte con esta técnica se pueden emplear equipos de terminación. Comúnmente, las herramientas de radio corto son operadas con la aplicación de torque desde la superficie lo cual limita el torque total y caballaje disponible en la cara de la broca.

Con esta tecnología el tamaño del agujero es la mayor limitación del método. Los pozos de radio corto pueden ser perforados en agujeros nuevos o existentes. Las herramientas de menor tamaño para radio corto trabajan en agujeros entubados de 5 ½ ", mientras que las más grandes trabajan en TR's de 7" o mayores. Además, con esta técnica se tiene la ventaja de que se pueden perforar varias secciones horizontales desde un mismo pozo.

La preparación para agujeros de radio corto es mínima para agujeros abiertos, pero puede ser muy complicado en agujeros entubados. En agujeros abiertos, el pozo debe ser registrado y calibrado para seleccionar el objetivo y el ensamblaje de cuchara desviadora que se requiera. El tamaño y la configuración de la cuchara desviadora requieren agujeros rectos, sin espirales desde el zapato hasta 20 pies abajo del punto de inicio de desvío y puede realizarse en pequeñas secciones uniformes que pueden estar fuera de calibre menos que 1/8" con longitudes de 10 pies, mientras que las salientes y los derrumbes causan complicaciones al ensamblaje.

En agujeros entubados, la tubería de revestimiento es seccionada para crear una ventana en el punto de desviación. La sección máxima puede ser de 25 a 35 pies de longitud o una sección parcial de 10 a 13 pies, dependiendo de las condiciones de la TR y del agujero. Los pozos dañados o pozos viejos generalmente requieren de secciones completas, mientras que pozos nuevos en formaciones con mínima estimulación pueden ser terminadas usando secciones parciales.

En secciones completas requiere ampliar, colocar tapones de cemento y reperforar la sección del intervalo, mientras la sección parcial es cortada y el agujero es cortado como tal.

La limitada profundidad vertical requerida para la curva de radio corto permite que equipos de bombeo sean colocados en la parte inferior de un agujero vertical cercano a la zona de producción, sin pandeo o deterioro de las varillas de bombeo.

Esta técnica es empleada en yacimientos con presiones tan bajas como 18 psi, las cuales pueden llevar los fluidos producidos arriba del KOP en agujeros de radio

corto, contrapuesto a las 130 psi de energía requeridos en yacimientos con radio medio.

#### **1.1.3.4 Perforación Horizontal De Radio Ultracorto**

El método más nuevo de perforación horizontal es el método de radio ultra-corto, este método utiliza fluido a alta presión para perforar un agujero semi-horizontal, con un radio el cual puede cambiar de pulgadas a pies.

En términos limitados, puede ser definido como un sistema que virtualmente no tiene sección de construcción, como una sección lateral. Este sistema emplea equipo especializado y la preparación del pozo que se requiere depende de la configuración del pozo (agujero abierto o entubado).

Si la técnica de radio ultracorto se lleva a cabo en agujeros entubados, el pozo debe ser seccionado, mientras que en agujeros abiertos se requiere hacer una preparación mínima. La sección horizontal es perforada con fluidos a presión (10000 psi) empleando un equipo especial de boquillas que se lleva en un viaje.

Este sistema es mas empleado para formaciones suaves con fácil penetración, tales como arenas y puede ser factible para proyectos de soluciones minerales y limpieza de acuíferos y la estabilidad e integridad del agujero son las principales preocupaciones. El tamaño del agujero, varia de 2 a 6 pulgadas, y es función de la formación, de las cabezas de inyección empleadas y del fluido bombeado, mientras que la longitud horizontal se limita a unas decenas de metros.

## **1.2 Numero De Pozos**

Uno de los más importantes aspectos de la perforación horizontal es la selección del pozo candidato, no existen reglas rígidas para la selección del yacimiento.

Una de las primeras consideraciones que se toma en cuenta es la parte económica y costos del proyecto. Los pozos horizontales son más caros en una relación de 2 a 3 veces más que un pozo vertical y 1.5 veces que un pozo convencional.

Para perforar un pozo horizontal para explotar un yacimiento usualmente se requiere recoger información acerca del yacimiento y de las condiciones existentes en el área.

Por esta razón los parámetros que deben ser considerados incluyen:

- ◆ Profundidad del objetivo.
- ◆ Espesor o potencia de la zona productiva.
- ◆ Mecanismo de producción del yacimiento.
- ◆ Porosidad.
- ◆ Permeabilidad absoluta.
- ◆ Presión de formación.
- ◆ Características de la roca reservorio.
- ◆ Saturación de fluidos.
- ◆ Gravedad específica del gas y del petróleo.
- ◆ Temperatura del yacimiento.
- ◆ Restricciones verticales dentro del yacimiento.
- ◆ Historia de producción.
- ◆ Hidrocarburos originales en sitio.
- ◆ Hidrocarburos remanentes.
- ◆ Diámetro del pozo.
- ◆ Tipo de levantamiento artificial.

Los pozos horizontales se consideran factibles en las siguientes áreas donde han sido económicamente probados con éxito.

- ✓ Yacimientos potentes fracturados verticalmente.

- ✓ Yacimientos con problemas de interfaces de fluidos (conificación).
- ✓ Yacimientos delgados.
- ✓ Formaciones de alta permeabilidad vertical y baja permeabilidad horizontal.
- ✓ Yacimientos saturados con petróleo pesado.

YPF Ecuador Inc. Ha planificado el desarrollo del Bloque 16 y área Tivacuno, mediante la perforación de pozos horizontales, hacia las formaciones productivas con el objetivo de incrementar el índice de productividad, obtener una producción comercial de hidrocarburos y lograr la mayor recuperación de reservas.

Tres son los pozos horizontales perforados en el bloque 16, el primero está localizado en el Campo Tivacuno y dos restantes en el Campo Amo, ha estos pozos se los puede clasificar como pozos horizontales de radio de curvatura medio, la sección horizontal tiene un promedio de 1000 pies de navegación dentro del yacimiento.

### **1.3 Ventajas Y Desventajas De La P.H.**

La perforación horizontal es una técnica que ofrece una alternativa viable para el incremento del índice de productividad y la recuperación de la mayor cantidad de reservas de hidrocarburos.

Esta técnica de perforación ha tenido en los años recientes avances relativamente rápidos y resultados sorprendentes en varios aspectos de su desempeño pero hay aspectos tanto positivos como negativos asociados con este tipo de perforación.

### **1.3.1 Ventajas**

Las ventajas que un pozo horizontal presenta frente a otro vertical o desviado están relacionados tanto con la fase de perforación como de producción.

En los pozos horizontales o de ángulo elevado (mayor a 70°), la tensión generalmente desaparece y la sarta de perforación pasa libremente inclusive a través de curvas muy pronunciadas.

Las vibraciones producidas por la broca, sumadas a la tensión son una de las más frecuentes causas de fatiga y de falla de la sarta de perforación. Estas vibraciones también desaparecen a ángulos elevados, la explicación para esto es que el peso total de la sarta descansa sobre el lado inferior del hoyo por lo que las vibraciones que genera la broca se atenúan rápidamente.

Otro factor favorable tiene que ver con la flexión de la tubería de perforación, se ha observado mediante cálculos y experiencias que a altas inclinaciones, la tubería de perforación empujada por

gravedad contra el fondo del hoyo es capaz de permanecer bajo cargas altamente compresivas sin flexiones, esta propiedad permite la reducción del peso del conjunto de fondo y obtener menos fricción.

Las formaciones productoras por lo general son mucho más suaves (blandas), que las formaciones sobreyacentes, por lo que pueden perforarse más rápidamente.

Las ventajas que ofrecen los pozos horizontales en lo referente a la producción son variadas entre las principales:

Los pozos horizontales, en general dan mayores recuperación de reservas que los pozos verticales, las dos razones para obtener reservas más altas son las siguientes:

- El incremento del área de drenaje.
- El incremento del índice de productividad.

Según historias de producción actuales, las tasas de producción alcanzadas con la perforación de pozos horizontales varían entre 5 a 20 veces más que la de pozos verticales.

La caída de presión o diferencial de presión (drawdown), durante la producción es menor en un pozo horizontal.

El índice de productividad es mucho más sensible al daño superficial en un pozo vertical que en uno horizontal de las mismas condiciones, esto es de especial importancia cuando se está frente a formaciones débilmente consolidadas.

La velocidad de flujo en un pozo horizontal será mucho menor que en un pozo vertical, lo cual reduce el arrastre.

Las altas tasas de producción con velocidades menores de flujo y caída de presión más baja proporcionan flujos totales económicos con lo que se mejora la eficiencia y la economía de recuperación de petróleo.

Una de las ventajas de los pozos horizontales sobre los verticales es el incremento del contacto directo entre la sección lateral del pozo y la zona productora.

El intervalo punzonado por el pozo vertical está limitado por el espesor de la zona productora, si se tiene en cuenta que generalmente la longitud del horizonte productivo es mayor que su potencia.

Otra ventaja es la posibilidad de completar varios pozos horizontales desde una misma locación y cubrir un área de

drenaje mayor, especialmente en áreas de alta sensibilidad ambiental.

La perforación horizontal permite producir petróleos de alto grado API (crudos pesados).

En el caso de una zona productora muy delgada, las perforaciones verticales pueden ser antieconómicas debido a que los punzonamientos están insuficientemente abiertos para la producción para ciertas formaciones delgadas con empuje de fondo, los pozos horizontales ayudan a prevenir y reducir la conificación de agua.

### **1.3.2 Desventajas**

Las principales desventajas que se presentan en la perforación de pozos horizontales son las siguientes:

La fricción lateral causada por la rotación de la sarta aparece en forma de un torque que se incrementa muy rápidamente en desviaciones mayores a 60°.

Otra desventaja de los pozos horizontales es concerniente a los ripios de perforación, los ripios son remolidos a un tamaño muy pequeño por el efecto de fresado de la sarta este efecto es

causado por el peso total de la sarta, descansando sobre el lado inferior de la sección horizontal donde se alojan la mayoría de los ripios.

Una cantidad de ripios finamente molidos se mezcla con el lodo de perforación y consecuentemente causan un alto contenido de sólidos.

En cuanto a la producción, los pozos horizontales presentan algunas desventajas en comparación con los pozos verticales las más significativas son las siguientes:

Inefectividad en formaciones potentes, sobre todo en las formaciones con permeabilidad vertical baja y permeabilidad horizontal alta, tomando en cuenta que la permeabilidad afecta la productividad.

Los costos de perforación, completación y mantenimiento de un pozo horizontal son bastante elevados.

# **CAPITULO II**

## **CONCEPTOS Y DISEÑOS DE BHA**

Para un Perforador Direccional la parte más crítica de su trabajo es diseñar y orientar los BHA, por otro lado el objetivo de toda Empresa Operadora es minimizar viajes por cambios de BHA. En resumen todos quieren perforar un pozo hasta la profundidad total (TD) lo antes posible, la reputación de un Perforador Direccional (PD) depende, en gran parte, en el juicio y “sentir” que tenga para elegir el BHA apropiado para una situación dada.

Este capítulo pretende ser una introducción a principios, conceptos y diseños del BHA. No pretende un acercamiento teórico a la materia, el objetivo es dar amplias referencias para seleccionar los BHA, ya que es a menudo más difícil tomar decisiones en cambios a efectuarse al BHA que seleccionar un BHA básico.

Es importante que el Perforador Direccional mantenga una mentalidad abierta acerca del diseño del BHA, ya que puede creer que tiene su BHA

calculado, hasta que se muda a una nueva locación y al darse cuenta que pocos o ninguno de sus BHA anteriores trabajan como lo esperaba, se puede confundir, finalmente es vital mantener récords precisos y extensos de rendimientos de BHA. Cuando un Perforador Direccional “nuevo” llega a una locación, la única ayuda que posee en seleccionar los BHA es conocer el comportamiento de pozos anteriores.

## 2.1 BHA Rotatorios O Estándares

Antes de que apareciesen las herramientas MWD y/o motores dirigibles, el procedimiento clásico para un trabajo de perforación direccional (Por ejemplo en un hueco de 17 ½”) el KOP era como sigue:

- ◆ Uno o más BHA rotatorios (típicamente en huecos de 36” y 26”) fueron usados para perforar la sección superior del pozo. Un BHA rotatorio de 17 ½” fue usado para el zapato del CSG de 20” y perforo hasta el KOP. El pozo sería normalmente planeado para tener suficiente hueco abierto desde el casing de 20” hasta el punto KOP para eliminar la posibilidad de una interferencia magnética al realizar el mismo.
- ◆ Fueron bajados, una broca (de 17 ½” o menor), y un motor combinado con un sustituto de inclinación (bent sub). Registros de desviación single-shot fueron tomados a intervalos cortos. La inclinación del pozo fue construida a 8° en formación dura y

típicamente +/- 15° en formación más blanda. Habiendo alcanzado el requerido acimut de este pozo (tomando el margen de acimut), este BHA fue sacado del pozo.

- ◆ Se bajo un BHA tipo rotatorio. La inclinación fue construida cerca del ángulo máximo requerido por el programa. Controlando los parámetros de perforación (particularmente WOP y r.p.m.) todo esfuerzo se hizo para mantener en curso el acimut del pozo. Entonces este BHA fue sacado.
- ◆ Después un BHA rotatorio fue bajado para mantener ángulo (lock assembly). En un pozo tipo J, el objetivo normal era mantener la inclinación hasta el próximo punto de csg. Variaciones pequeñas en inclinación eran permitidas. Nuevamente, parámetros de perforación eran variados según la necesidad. Ya que el BHA era rígido, en teoría ofrecía la mejor posibilidad de mantener el acimut del pozo dentro de los límites prescritos.

De lo anteriormente expuesto, es claro que varios viajes eran requeridos por cambios de los BHA (aun asumiendo que el comportamiento del pozo era perfecto desde el punto de vista del Perforador Direccional). Cuando ocurrían problemas direccionales (comportamiento imprevisible del BHA), varios días eran a menudo perdidos. Aun peor ocasionalmente resultaban huecos chuecos.

Con los Registros por medio del MWD el PD tiene mayor control sobre los intervalos. Se hizo común tomar registros en cada "single" en las fases B' UP y de partida. Mejor aún, en formaciones suaves se hizo posible incrementar el ángulo al máximo requerido (hasta 50° de inclinación) con la combinación broca / motor / bent sub / MWD, sin que la fricción no fuese excesiva. Esto eliminaba un viaje completo.

Con el arribo de motores dirigibles una fase completa del pozo es posible perforarla usando un BHA que incluya una broca con motor dirigible/ estabilizador/ MWD combinado en un BHA.

El significativo costo extra incurrido por usar un motor dirigible fue contrapesado por el ahorro de tiempo en viajes, conveniencias del equipo y la reducción de desgaste de la tubería de perforación.

La comparación de un BHA dirigido con uno clásico, es sin embargo, mas complejo que lo mencionado anteriormente. En ciertas áreas BHA dirigibles son ciertamente los más eficientes en costo para la Empresa Operadora. Sin embargo, existen también muchas áreas donde el uso de los BHA convencionales es más económico. Aun más, usualmente la condición del pozo es mejor (menos fricción) donde más de un viaje completo es realizado.

Es una practica común mantener motores convencionales y sustitutos torcidos en el taladro(RIG) donde los motores dirigibles están en uso. Están hoy como respaldo ya que su costo de renta es relativamente barato.

### **2.1.1 Teoría Sobre BHA Rotatorio**

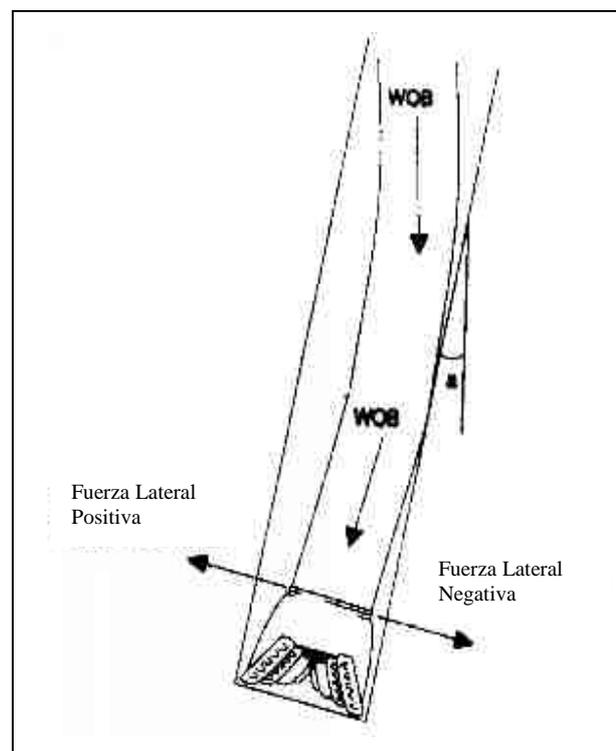
Una vez que la deflexión y dirección del pozo (Esto es el punto de arranque) a sido alcanzado por la broca/motor/sustituto de inclinación, el resto del pozo (a parte de las corridas de corrección) es perforado usando técnicas convencionales de perforación rotatoria.

#### **2.1.1.1 Principios De Un BHA Rotatorio**

El BHA afecta a la trayectoria del hueco. El diseño del BHA puede variar desde muy simple (broca, DC, DP) hasta un conjunto complicado (broca, amortiguador, rimadores tipo rollo, estabilizadores, NMDC, DC de acero, sustitutos, XO, sustitutos extendidos martillos, HWDP y DP)

#### **2.1.1.2 Fuerza De Deslizamiento**

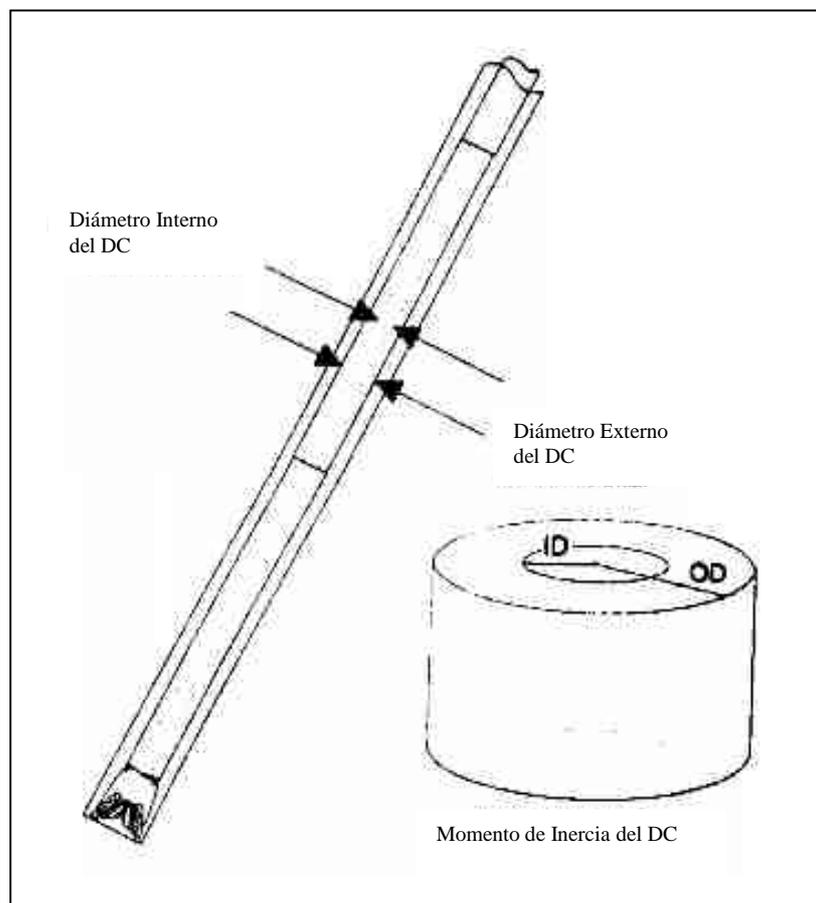
Todo BHA causa una fuerza lateral en la broca (fig.2-1) esto resulta en un incremento en la inclinación del hueco (fuerza lateral positiva-efecto fulcrum), no hay cambios en la inclinación (fuerza lateral neta 0 - BHA rígido) o una caída de la inclinación (fuerza lateral negativa- efecto péndulo) además, y por lo tanto se produce cambios en la dirección del hueco (desplazamiento de la broca), estos cambios pueden ser minimizados o incrementados por parámetros de perforación específicos del BHA rotatorio



**Figura 2-1 Fuerza de Deslizamiento de BHA**

### 2.1.1.3 Rigidez

Casi todos los componentes de perforación usados en un BHA (ej. DC) pueden ser considerados como cilindros huecos (fig. 2-2). Su rigidez puede ser fácilmente calculada.



**Figura 2-2 BHA como un cilindro sin sustancia**

**Coefficiente de rigidez =  $E \times I$**

Donde:

E= Modulo de YOUNG (lb/in<sup>2</sup>)

I= Momento de inercia (in<sup>4</sup>)

$$I = \pi(OD^4-ID^4) / 64$$

Donde:

OD = diámetro externo

ID = diámetro interno

El coeficiente de rigidez es una medida de la rigidez del componente. Una tabla del modulo YOUNG de valores para varios materiales es dada en la tabla 2-1. Nótese cuan flexible es el aluminio y cuan rígido el tungsteno, comparado con el acero aleado, ejemplo: determine la rigidez de un DC de acero teniendo:

a.) OD=8" y ID=2 - 13/16"

Solución:

$$\begin{aligned} E \times I &= 30.0 \times 10^6 \times \pi \times (8.0^4 - 2.8125^4) / 64 \\ &= 5.9397 \times 10^9 \end{aligned}$$

OD = 7" y ID=2-13/16"

Solución:

$$\begin{aligned} E \times I &= 30.0 \times 10^6 \times \pi \times (7.0^4 - 2.8125^4) / 64 \\ &= 3.444 \times 10^9 \end{aligned}$$

En este caso una reducción del OD de 12.5% (para el mismo ID) resulta en una reducción de rigidez del 42%.

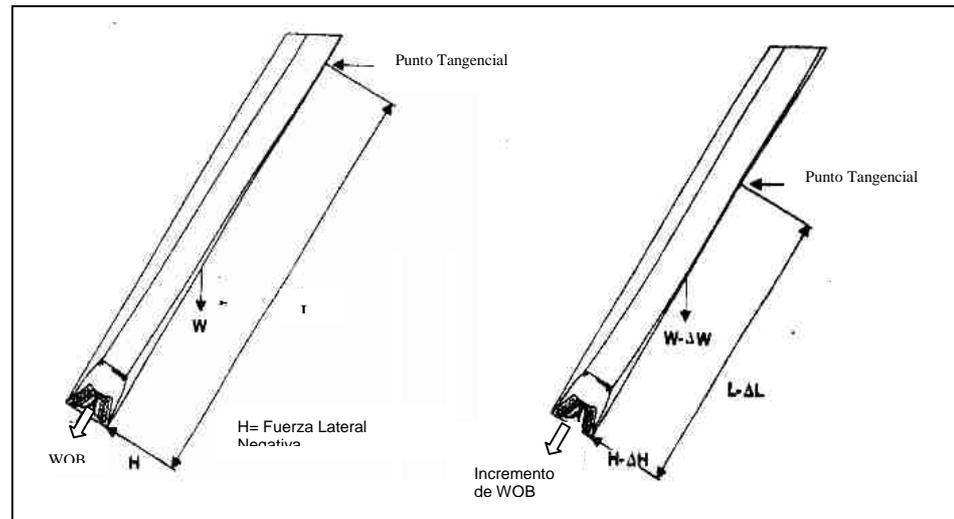
Es muy importante al diseñar un BHA tomar en cuenta la rigidez del DC. Si una herramienta MWD debe usarse junto a la broca es absolutamente esencial conocer la rigidez del collar MWD. De lo contrario la severidad alcanzada esperada “de la pata de perro puede diferenciarse grandemente”.

**Tabla 2-1 Módulos De Elasticidad**

Material	Usado en	Lb/m <sup>2</sup>
Acero aleado	Drill pipe	30.0 x 10 <sup>6</sup>
	Drill collars	30.0 x 10 <sup>6</sup>
Aluminio	Drill pipe	10.5 x 10 <sup>6</sup>
	Drill collars	10.5 x 10 <sup>6</sup>
Monel	Non-magnetic collars	26.0 x 10 <sup>6</sup>
Acero limpio	Non-magnetic collars	28.0 x 10 <sup>6</sup>
Carburo del Tungsteno	Bit inserts	87.0 x 10 <sup>6</sup>
Tungsteno	Collars	51.5 x 10 <sup>6</sup>

### 2.1.2 Conjunto Liso

El tipo de BHA más simple (broca, DC,DP) es mostrado en la figura 2-3



**Figura 2-3 Fuerza Péndulo y Peso sobre la broca**

Es aplicable una fuerza lateral negativa (fuerza péndulo) sobre la broca, con peso cero.

La fuerza pendular máxima a la broca es:

$$H = (W_c \cdot L \cdot BC \cdot \sin I) / 2$$

DONDE:

L = longitud tangencial

BC = factor de flotación

W<sub>c</sub> = peso de DC en aire (suspendido)  
(lb/ft)

I = inclinación

A mayor inclinación del hueco, mayor es la fuerza pendular.

Si aplicamos una carga axial (peso sobre la broca), una fuerza positiva es introducida (doblamiento). El punto tangencial se corre más cerca a la broca. Así la fuerza pendular es reducida. Es alcanzada en algunos puntos una condición de fuerza lateral neta cero.

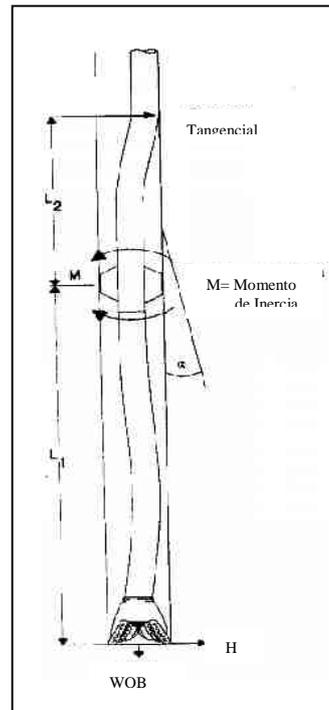
Resulta una mayor fuerza pendular si usamos DC más rígidos. Para alcanzar una condición balanceada debe ser usado un peso mayor sobre la broca. Quizá esto no sea posible.

Este tipo de BHA no es usado en pozos desviados, ya que al usar conjuntos lisos se tiene una pérdida de control del pozo, y los resultados son impredecibles.

### **2.1.3 BHA Con Un Estabilizador**

Una manera fácil de controlar el punto tangencial es insertar un estabilizador en el BHA (fig. 2-4). Si el estabilizador se encuentra lo suficientemente alejado de la broca, este no tiene efecto en el comportamiento del BHA. Sin embargo, si el estabilizador es movido mas cerca a la broca, el punto tangencial cambia. El o los DC entre la broca y el estabilizador sé flexan cuando es aplicado un cierto peso sobre la broca. Un punto es alcanzado donde el máximo de fuerza negativa lateral ocurre (péndulo). Se

produce el efecto pendular moviendo el estabilizador cerca de la broca.



**Figura 2- 4 BHA con un estabilizador**

Eventualmente, un punto es alcanzado cuando la fuerza lateral 0 ocurre. Moviendo el estabilizador aun más abajo da una fuerza lateral positiva. Cuando se aplica peso directamente sobre el estabilizador El DC sé flexa. El estabilizador forza a la broca hacia la parte alta del hueco. Esto se llama efecto de Fulcrum. El incremento del rango de la tasa B'UP se obtiene al aumentar peso sobre la broca (hasta cierto punto).

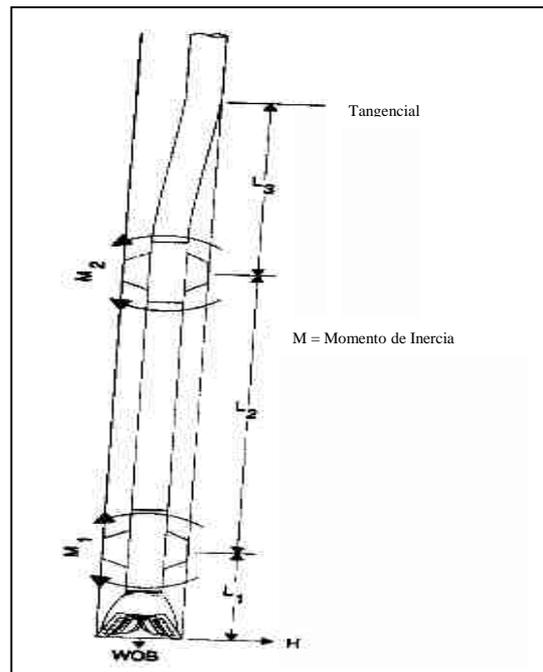
Mayor va a ser la tasa B'UP mientras más flexible sea el Collar ubicado directamente sobre el estabilizador nearbit (NB). A menor OD del collar directamente sobre el NB, mas cerca a la broca el punto de contacto se realiza. Así se alcanza una fuerza lateral positiva más alta.

Normalmente no son usados los BHA de un solo estabilizador tipo B'UP. En ninguna circunstancia debe correrse un solo estabilizador, si más tarde tienen que ser bajados los BHA multi-estabilizadores en el hueco. Con el uso de dos o más estabilizadores en cada BHA su comportamiento es más predecible y las condiciones del hueco son mejores.

#### **2.1.4 BHA De Dos Estabilizadores**

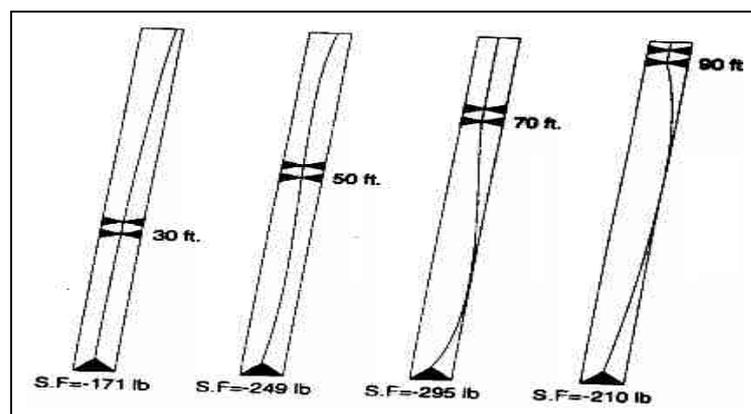
El BHA multi-estabilizador más simple tiene un estabilizador NB (3'-6' de la broca, a la orilla a la aleta del estabilizador) un segundo estabilizador a cierta distancia sobre este NB (Fig 2-5)

Para un peso dado sobre la broca, la distancia de la broca al primer estabilizador (L1) y entre los estabilizadores (L2) determina el punto tangencial.



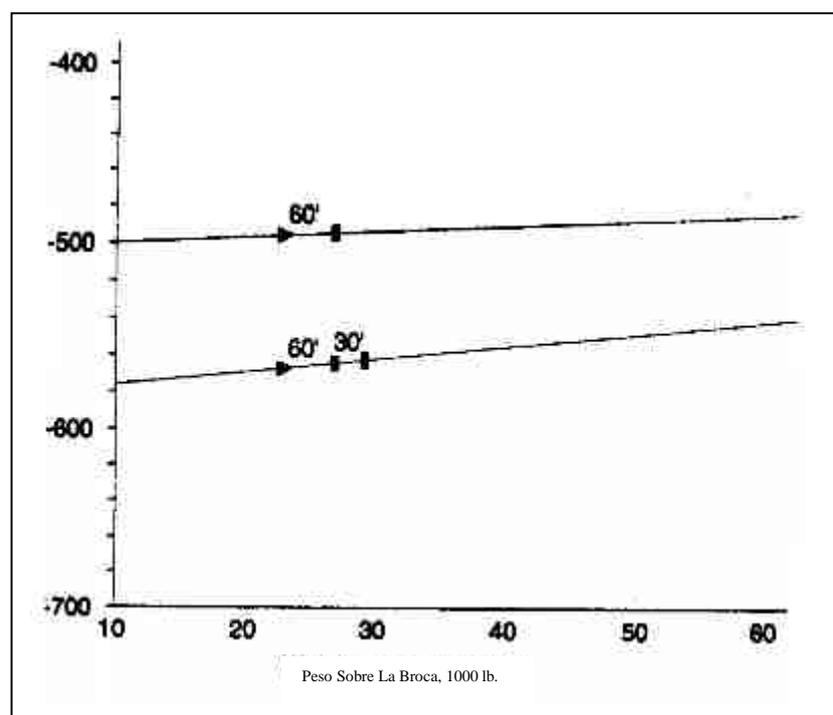
**Figura 2- 5 Bha De Dos Estabilizadores**

Si ocurre la tangencial entre la broca y el estabilizador inferior resultan fuerzas laterales, (fig. 2-6)



**Figura 2- 6 Fuerza Lateral Negativa**

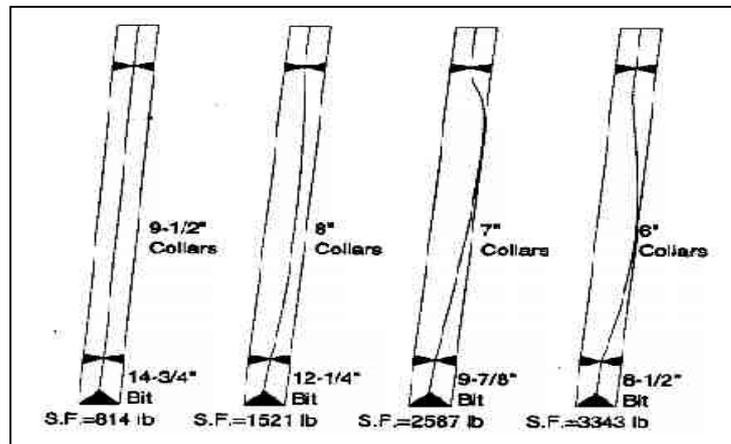
En la fig. 2-7 se aprecia una comparación de valores para fuerzas laterales, para un BHA péndulo de un estabilizador vs un BHA péndulo de dos estabilizadores. El segundo estabilizador aumenta la fuerza lateral negativa reduciendo el efecto de la fuerza positiva de construcción.



**Figura 2-7 Comparación de Fuerzas Laterales sobre BHAs con Uno Dos Estabilizadores**

La Fig. 2-8 muestra un BHA de dos estabilizadores de 90' tipo B'UP en la cual la tangente ocurre entre los estabilizadores. Varios tamaños de brocas y DC son mostrados, junto con

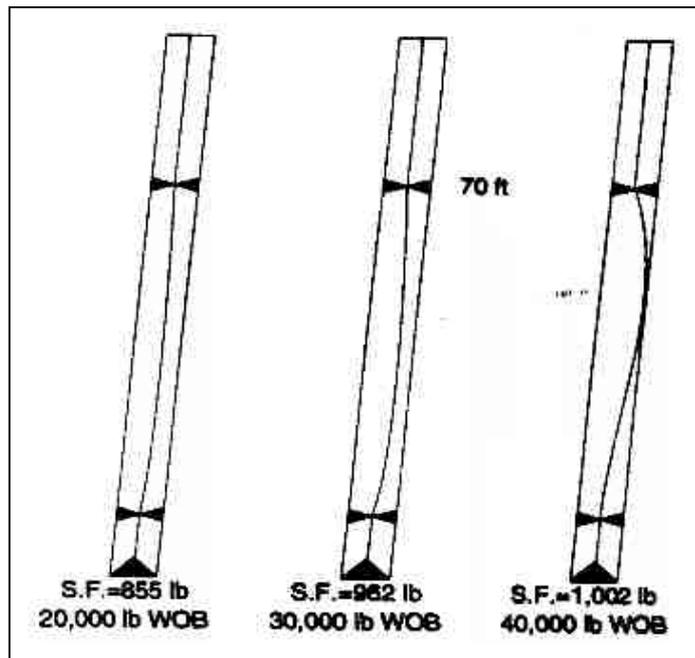
fuerzas laterales de la broca para pesos de WOP=30000 lbs en cada caso



**Figura 2-8 BHA B'UP usando Dos Estabilizadores**

La Fig. 2-9 muestra los efectos al aumentar el peso sobre la broca. En la practica, el peso sobre la broca es para el Perforador Direccional una de las maneras más importantes de controlar la tasa de B'UP.

Rimar en formaciones suaves tienen un efecto significativo.



**Figura 2-9 Efecto de aumento de WOB en la fuerza lateral**

### 2.1.5 BHAs De Múltiples Estabilizadores

La adición de un tercer estabilizador a 30' sobre el estabilizador original inferior tiene un efecto significativo de como responde un BHA tipo B'UP. La fig. 2-10 es una gráfica de inclinación vs fuerzas laterales a la broca para 3 BHAs de 2 estabilizadores fig. 2-11 muestra como el uso de un tercer estabilizador aumenta la fuerza lateral.

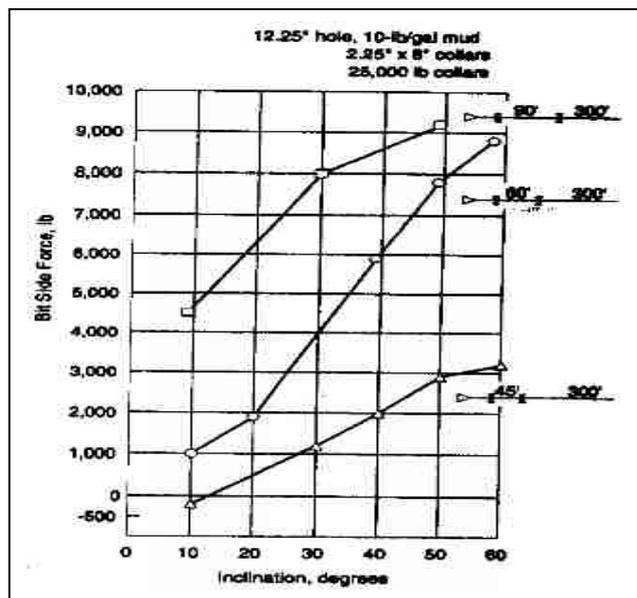


Figura 2-10 Inclinación Vs Fuerza Lateral Para 3 BHA

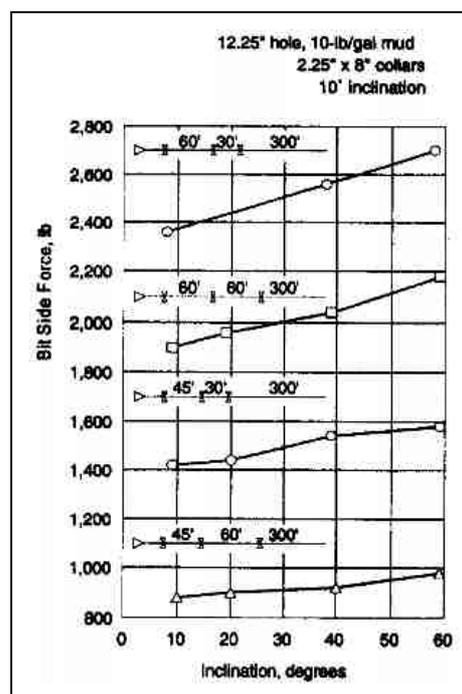


Figura 2-11 Incremento De Fuerza Lateral Con Adición De Un Estabilizador

En los BHA rígidos el uso de un tercer estabilizador es esencial. De lo contrario el comportamiento del BHA es errático e imprevisible.

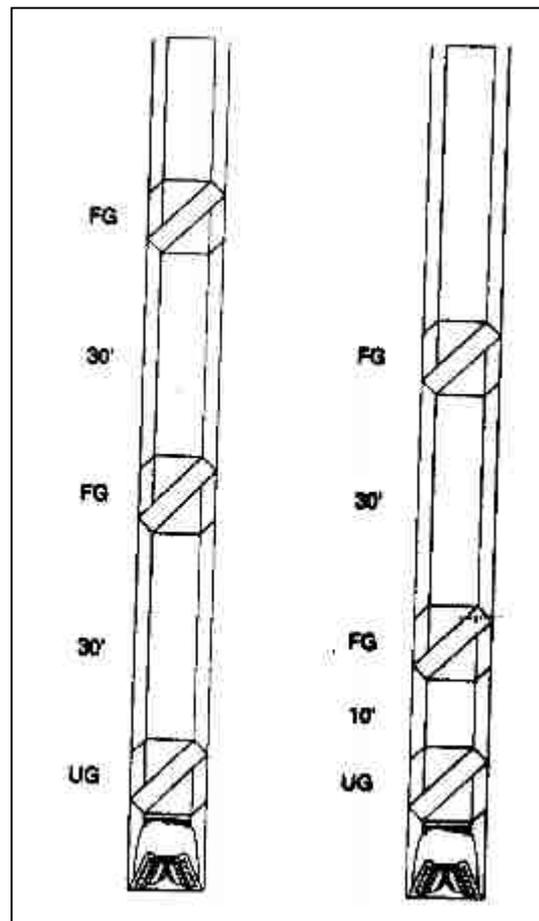
Sin embargo, en BHAs tipo drop off (péndulo) los BHA de 2 estabilizadores es suficiente normalmente. Un tercer estabilizador tendría un efecto mínimo en casi todos los casos. A menos que sea absolutamente necesario (ej. problemas de pegamiento diferencial), es aconsejable limitar el número de estabilizadores a 3 para cualquier BHA. Ayuda a mantener el torque rotatorio dentro de límites aceptables que reduce el desgaste mecánico en el hueco esto es lo adecuado en casi todas las locaciones en el mundo.

#### **2.1.5.1 Estabilizadores Fuera De Diámetro Cerca De La Broca**

Resulta una pérdida de fuerzas laterales sobre la broca si el estabilizador es UG (fig. 2-12). Entonces la tasa de construcción es así reducida con un BHA tipo B'UP. Resulta una caída de inclinación en un BHA rígido.

Mientras mayor el desgaste mayor el efecto. En los BHA drop off, se recomienda el uso de un estabilizador

NB-UG (cuando conviene económicamente) en pozos tipo "S" al comienzo del drop of

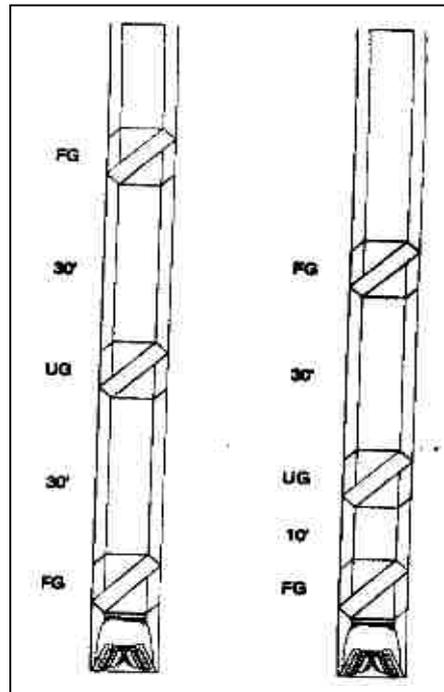


**Figura 2-12 Estabilizador Desgastado Cerca De La Broca**

#### 2.1.5.2 Segundo Estabilizador UG

Si el segundo estabilizador es UG (fig.2-13), se hace más fácil obtener un punto tangencial, debajo del mismo

se hace más fácil levantar el ángulo. Mientras más UG sea el estabilizador, mayor es el efecto.



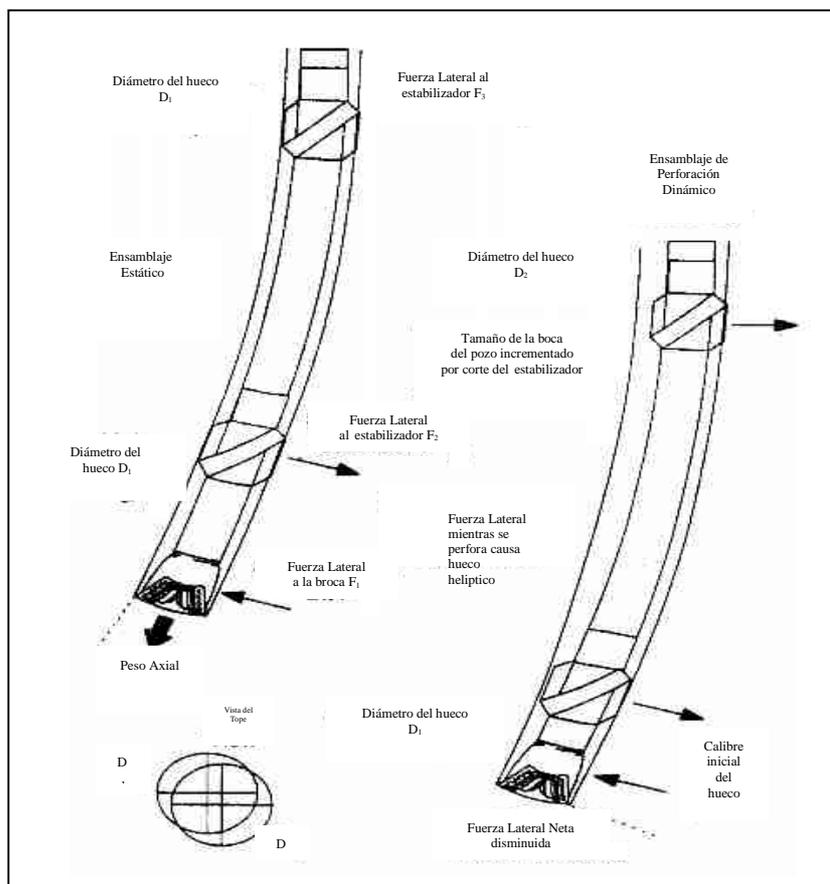
**Figura 2-13 Segundo Estabilizador Desgastado**

En los BHA rígidos, un segundo estabilizador UG es usualmente y deliberadamente incluido en el BHA. El objetivo es alcanzar una condición neta 0 de fuerza lateral a la broca.

### 2.1.5.3 Derrumbamiento Del Hueco

En formaciones suaves el derrumbamiento del hueco ocurre debido a altas velocidades anulares (fig. 2-14).

Tratar de mantener o levantar la inclinación se hace muy difícil (la imposibilidad de mantener suficiente peso sobre la broca).



**Figura 2-14 Efecto Del Derrumbamiento Del Hueco Sobre La Fuerza Lateral**

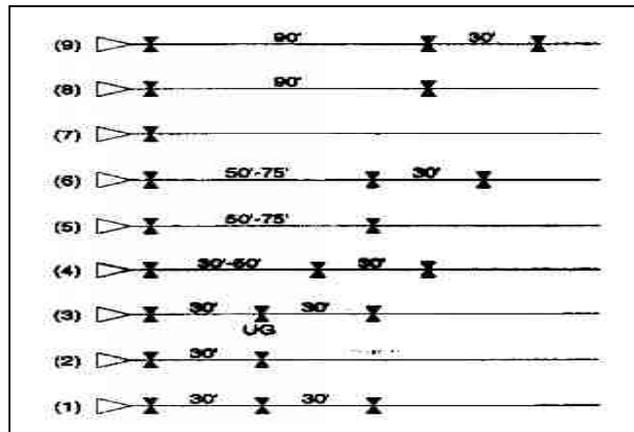
En formaciones muy suaves puede ser necesario usar tasas de flujos menores mientras se perfora, pero lave a través de cada parada /tubo con una tasa de flujo completa antes de hacer la conexión. Si esto no

resuelve el problema, un viaje sería necesario para cambiar el collar inferior por uno más flexible (BHA "GILLIGAN"). Si esto no es aceptable, una corrida con motor puede ser requerida. Es importante para el Perforador Direccional asegurarse que no este demasiado atrasado en el programa debido a la lenta tasa de B'UP, que requiera poner tapón y efectuar una desviación (sidetrack).

Algunas veces va a ser necesario perforar primeramente un hueco piloto seguido de un ampliador /under reamer. Examinemos un típico BHA diseñado para levantar, mantener o bajar. Es importante notar que todo esto son solo guías. La experiencia en un una locación en particular va a ayudar al Perforador Direccional en afinar el BHA

### **2.1.6 BHA Para Levantar La Inclinación**

La Fig. 2-15 muestra ejemplos de BHA comúnmente usados para elevar la inclinación. Rangos de elevación del orden de  $5^{\circ}/100'$  y mayores son posibles con el BHA N-9 dependiendo de la geología, inclinación, diámetro del hueco, diámetro del DC y parámetros de perforación.



**Figura 2-15 BHAs Para Elevar Inclinación**

El BHA N-3 es usado en un conjunto de elevación de bajo a mediano, dependiendo del desgaste del estabilizador central y de como responde el BHA debido al peso, para cualquier BHA tipo B'UP, el estabilizador NB tiene que ser de calibre total, mientras menor sea el tamaño del hueco, mas critico se hace.

El rango de aumento de la inclinación (rango B'UP, en  $^{\circ}/100'$ ) es muy importante. Un rango máximo seguro es cerca de  $5^{\circ}/100'$ . Si el rango de la curvatura del hueco es alto y ocurre a una profundidad somera, "patas de perros" pueden formarse en la curva mientras perforamos. Si la curva es entubada, el cgs puede gastarse mientras se perfora la parte inferior del pozo. El desgaste es causado por la rotación de la tubería de perforación (TP) en tensión y mientras se pasa el área de alta curvatura.

Muchas Operadoras aceptaran una máxima severidad de  $3^{\circ}/100'$  (y a veces menos) para una pata de perro.

Es importante conocer de la Operadora el límite aceptable para un rango B'UP la rigidez efectiva de un DC aumenta cuando los r.p.m. aumenta. Esto conduce a reducir el rango B'UP.

Al incrementar la inclinación se hace más fácil elevar el ángulo. Así cuando un MWD es disponible, se aconseja correr un registro por cada tubo durante la fase B'UP. Esto permite al Perforador Direccional evitar patas de perro indeseables e innecesarias. Podría ser necesario reducir el peso sobre la broca y/o iniciar un rimado cuando ocurra una aceleración del rango B'UP.

Es una práctica común utilizar un número mínimo de DC en un BHA. Dos paradas de DC son típicas. El peso remanente sobre la broca se obtiene sobre la Tubería de Perforación tipo HW. Un cálculo de peso debe realizarse por cada diseño de BHA (considerando inclinación del hueco, factor de flotación, posición de un martillo de perforación más un factor de seguridad). De ninguna manera debiese la TP bajarse en compresión en un pozo direccional normal.

### 2.1.7 BHA Para Mantener La Inclinación

Para mantener la inclinación del hueco con una variación pequeña, debe de perseguirse una condición de fuerza lateral neta cero en la broca. Este tipo de BHA debe ser rígido. La rigidez del BHA también ayuda a controlar la desviación de la broca.

Aun eligiendo un buen BHA de mantenimiento (LU), ocurre a menudo en la practica, pequeños cambios en la inclinación del hueco, sin embargo, el objetivo es obtener una corrida de broca completa sin necesidad de hacer un viaje para cambiar el BHA, la experiencia en la locación debe dar al Perforador Direccional información para afinar el BHA.

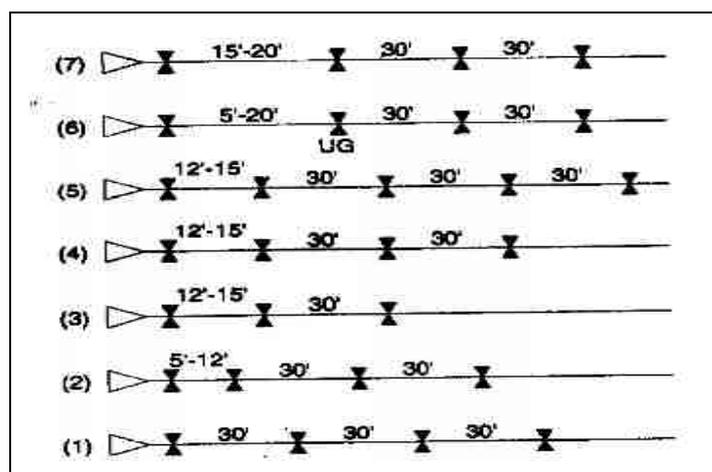
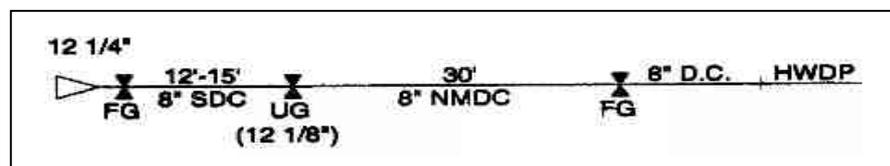


Figura 2-16 BHAs Para Mantener Inclinación

La Fig. 2-16 provee algunos típicos BHA LU.

En la fig. 2-17 se muestra un BHA de mantenimiento típico para hueco de  $12\frac{1}{4}$ " y una inclinación a  $30^\circ$ . Si una pequeña elevación fuese necesaria (semi-B'UP), al segundo estabilizador deberá reducirse el calibre, por lo general a 12"



**Figura 2-17 BHA de mantenimiento típico para hueco de  $12\frac{1}{4}$ "**

Es aconsejable que el Perforador Direccional tenga a su disposición estabilizadores desgastados desde  $11\frac{1}{2}$ " hasta  $12\frac{1}{2}$ " en incrementos de  $\frac{1}{8}$ ".

El BHA 1 de la fig. 2-16 puede tener una tendencia ya sea de elevación o de caída. Este BHA usando DC de 8" en hueco de  $17\frac{1}{2}$ " y formación suave puede que apenas pueda mantener la inclinación. Sin embargo, usando el mismo BHA y DC en el hueco  $12\frac{1}{4}$ " puede conducir a un significativo rango B'UP ( $0.5^\circ - 1.0^\circ / 100'$ ).

El comportamiento de este tipo de BHA es determinado por los siguientes factores:

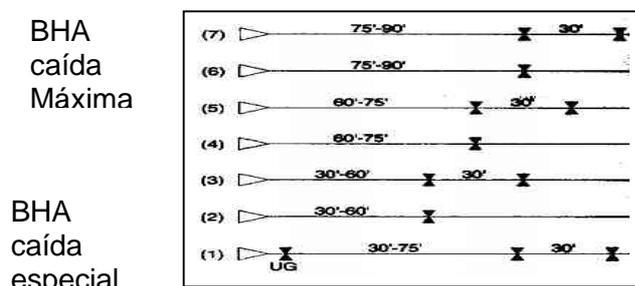
- ❖ Tamaño del hueco
- ❖ Distancia entre el NB y estabilizadores inferiores
- ❖ Rigidez del DC directamente sobre el NB
- ❖ Calibre de los estabilizadores
- ❖ Efectos de la formación
- ❖ Parámetros de perforación

En suma, la reducción del calibre del segundo estabilizador da los mismos resultados que dejando el estabilizador igual pero incrementando la distancia entre este y el NB en una cierta medida. De todas maneras para propósitos de control direccional, el primer caso es el mejor.

BHA tipo LU tienen el porcentaje más alto de pozos desviados perforados. El juicio del PD y experiencia en la selección de BHA es vital para el ahorro de viajes.

### **2.1.8 BHA Para Bajar La Inclinación**

La Fig. 2-18 lista una selección de conjuntos comunes usados para bajar la inclinación.



**Figura 2-18 BHA para bajar la inclinación**

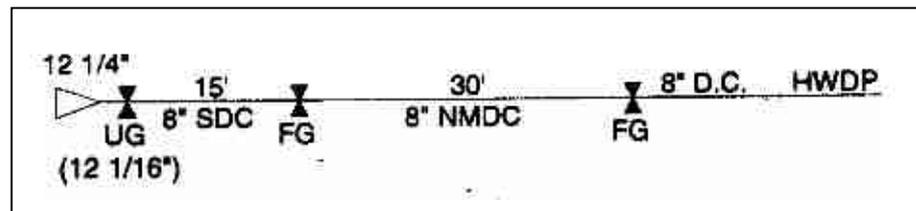
EL BHA N-5 (60' péndulo) es el más común donde un rango alto de caída (1.5°-4.0°/100') es necesario, por ej., en pozos direccionales tipo S., Sin embargo, dichos pozos son normalmente planeados para tener un rango de caída de 1° - 2° /100'. Con objeto de evitar "ojos de llave" y desgaste excesivo en sartas de perforación. Así, un plan común es comenzar la caída más temprano de lo que indica el programa con un BHA menos agresivo incorporando un estabilizador NB desgastado (una modificación del BHA N-1.) Un rango de caída de 1°- 1.5° /100' puede obtenerse con dicho BHA. Cuando la inclinación a caído cerca de 15° (a dicho punto la fuerza de gravedad es mucho menor) se realizara un viaje completo. BHA N-5 es entonces usado para perforar hasta PT. Este plan debe de discutirse con la operadora antes que comience el trabajo. Un viaje extra esta involucrado.

Usualmente el rango de caída se hace más lento significativamente debajo de  $8^{\circ}$ - $10^{\circ}$  de inclinación. Cuando la inclinación cae a  $2^{\circ}$ , el pozo es considerado vertical. Sin embargo, la inclinación debe ser continuamente monitoreada, para asegurar que esta no comience a incrementar nuevamente. Es aconsejable rimar cada conexión.

Hay muy poco control, sobre la dirección del hueco cuando se utiliza un BHA tipo péndulo. Algunas veces el pozo gira excesivamente cuando se usa una broca triconica durante la caída. El PD así debe de tener algunas tolerancias disponibles en cuanto a dirección del hueco cuando comienza la caída. Los r.p.m. deberán ser mantenidos altos (esto también ayuda al rango de caída).

Un BHA tipo LU incorporando un near bit (NB) desgastado (fig. 2-19) es conocido como un BHA tipo semi-caída. Este tipo de BHA es a menudo usado en pozos inclinados donde el PD esta "sobre la línea" y desea caer al objetivo con un rango de caída lento y suave (típicamente  $0.1^{\circ}$  -  $0.5^{\circ}/100'$ ). El rango de caída alcanzado es determinado por cuan desgastado este el NB. Parte del arte del PD es elegir el estabilizador desgastado

correcto para una situación dada. Experiencia de pozos adyacentes es indispensable.



**Figura 2-19 BHA tipo semi-caída**

## 2.1.9 BHA Especiales

### 2.1.9.1 Estabilizadores En Tándem

Es bastante común correr un estabilizador directamente sobre el NB. Esto normalmente es con propósitos de controlar la dirección. Una alternativa es correr un NB de un área calibrada más larga (mayor contacto con la pared).

Un torque rotatorio alto puede resultar en ambos casos.

Es peligroso correr estabilizadores en tandem directamente después de un BHA más flexible, es aconsejable rimar a fondo a la primera indicación de que la broca esta “tomando peso”.

Debido al incremento de rigidez de un estabilizador tandem, es normalmente necesario incrementar el espacio entre este y el próximo estabilizador, Comparado cuando se usa un estabilizador NB estándar.

#### **2.1.9.2 Rimadores De Rodillo**

En formaciones medianas/duras donde el torque rotatorio es excesivo, puede ser necesario dispensar alguno o todos los estabilizadores en el BHA, rimadores de rodillo (RR) son una buena alternativa. Sin embargo, aun cuando son relativamente fáciles rotar se comportan distintamente que un estabilizador desde el punto de vista direccional. Como regla, tiene la tendencia de bajar el ángulo. Así, el espacio entre el RR-NB y el estabilizador RR inferior tiene que ser mayor que uno tipo LU usando estabilizadores solamente. El espacio exacto debe dirigirse basándose en experiencias en el área.

Otra alternativa es la combinación de correr en tandem un NB - RR / estabilizador. Es importante chequear las condiciones de los rodillos después de cada carrera y

reemplazar los cortadores, pasadores y blocks como se requiera

### **2.1.9.3 BHA Tipo Chorro**

En formaciones muy suaves “jetting” (JT). JT es una manera fácil y económica de arrancar un pozo, es perfectamente compatible con los MWD. Aun cuando algo de golpes de la Tubería de Perforación es normalmente requerido, el golpe de la carga sobre la herramienta MWD no es excesivo (formación suave).

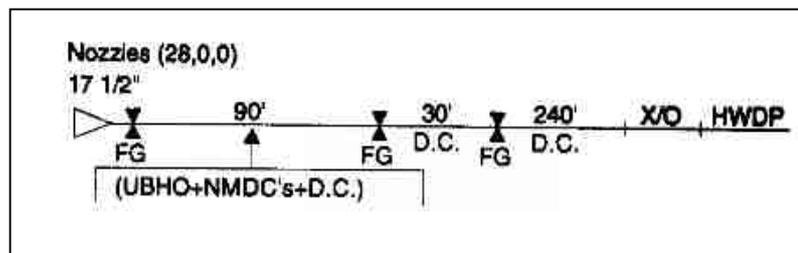
JT tiene la ventaja que el pozo puede arrancarse dentro de la dirección requerida y elevar la inclinación hasta un ángulo máximo en una sola corrida.

Otra aplicación del JT es el alejamiento del pozo en una plataforma de multi pozos. Donde insuficiente e imprecisa información, de registros no existen de pozos adyacentes, JT es mas seguro contra la colisión que usando un motor de fondo.

Como sé mencionó previamente, el BHA tipo JT es un BHA tipo B'UP modificado alineando el pasador de la camisa de orientación (shoe mule) directamente sobre

el centro del orificio grande (donde 2 ciegos son usados) o sobre el centro de dos orificios grandes (donde un ciego es usado) es la diferencia básica.

Un BHA tipo JT usado para arrancar en hueco de 17 1/2" a una profundidad somera (ej. 500') en formación suave se muestra en la fig. 2-20



**Figura 2-20 BHA tipo chorro típico**

Deberán Tomarse Precauciones Para Correr Un BHA Tipo JT

- 1) Planear el trabajo, levante suficientes DC en el BHA(cuando el KOP es somero) para permitir que exista suficiente peso sobre el BHA para iniciar y poder cargar el peso requerido. Asegúrese que el perforador que no inicie con más peso que el disponible. De lo contrario, se doblara el kelly /sarta, no es una situación buena, es aconsejable tener DC

12 x 8" y HWDP de 30 x 5" en la sarta mientras se haga el trabajo JT. Tome en cuenta la inclinación etc. en los cálculos de disponibilidad de peso sobre la broca al levantar DC y HWDP.

- 2) No corra martillos de perforación en un BHA tipo JT.
- 3) No se demore demasiado en este intervalo, chequee la severidad de la pata de perro en cada tubo. Aumente o disminuya el intervalo jeteado según se requiera. Limpie patas de perros excesivas rimando/lavando y corriendo registros. Una buena guía es jetear 5' y perforar el remanente de cada uno de los primeros dos tubos. Chequee el resultado de la severidad de las patas de perro.

#### **2.1.9.4 BHA Tipos Hueco Vertical**

Varios años atrás un BHA péndulo de 60' era a menudo usado para controlar la desviación en pozos verticales. En algunas áreas todavía es usado cuando no hay severa inclinación de la formación. Sin embargo, si se aplica un alto peso sobre la broca con dicho BHA la inclinación puede incrementarse y el resultado será un hueco chueco.

Ahora un BHA rígido es preferido (PACKED OFF), da una mejor posibilidad en obtener un hueco vertical. Si, debido a los severos efectos de la formación el hueco se desvía, puede ser necesario correr un motor de fondo o un BHA tipo péndulo (con bajo peso sobre la broca y altas revoluciones) para enderezar nuevamente el pozo a la vertical antes de volver a correr el BHA rígido.

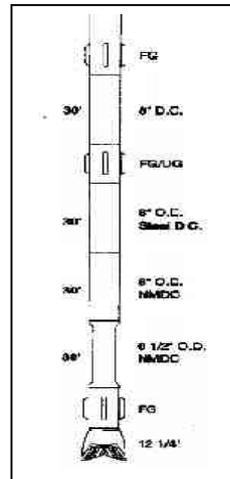
#### **2.1.9.5 BHA Tipo Gilligan**

Este BHA es un BHA de B'UP flexible diseñado para Aplicaciones específicas donde altos rangos de B'UP son necesarios, por ejemplo si en un trabajo direccional convencional nos encontramos muy por "debajo de la línea" del programa direccional probablemente con una inclinación significativamente menor para este punto; en perforación horizontal el uso de un BHA de ganancia rotatorio es más rápido y más fácil en la fase B'UP (menos fricción del hueco) para el PD, que usar el motor de fondo, con tal que la dirección del hueco pueda ser corregida mas tarde usando un motor dirigible.

Rangos B'UP del orden de 6 a 11 grados/100' son posibles, dependiendo de la flexibilidad de los componentes tubulares (DC flexible HWPD y aun la tubería de perforación) directamente sobre el estabilizador NB. Es vital tomar registros a intervalos cortos para hacerle el seguimiento al rango de B'UP alcanzado. Nuevamente, así como la inclinación del hueco aumenta el rango B'UP también aumenta.

Era frecuente que antes que llegasen los motores de fondo se usaran BHA tipo gilligan para ejecutar side track tipo ciego (pozos verticales) apoyándose contra el tapón de cemento.

Esto incluiría un tramo flexible (ej. HW) directamente sobre la broca. Debido a su naturaleza primitiva una severa alta pata de perro es inducida, esta ultima aplicación para un BHA tipo gilligan es muy de vez en cuando, quizás nunca vista. Sin embargo, los BHA gilligan todavía son usados para otras aplicaciones un ejemplo típico gilligan se muestra en la fig. 2-21.



**Figura 2-21 Ejemplo de BHA tipo Gilligan**

## 2.2 Problemas Comunes Con los BHA

### 2.2.1 Efectos De La Formación

Sucede a menudo que cuando la TDV es alcanzada. El comportamiento del BHA cambia significativamente esto es un BHA que a mantenido su inclinación hasta los 5000' puede comenzar a bajar el ángulo. ¿Porque?, asumiendo que el NB no se haya desgastado, probablemente sea debido a efectos de formación (cambios en formación, cambio de buzamiento, o encuentro contra la formación, etc.). Es vital mantener una buena base de datos y tratar de anticipar el problema para el próximo pozo.

Formaciones abrasivas dan problemas al PD. Asegúrese que la broca tenga una buena protección del calibre. Use estabilizadores de buena resistencia a la abrasión con un revestimiento geotérmico o insertos tipo TCIs (insertos de carburo y tungsteno) presionados. Chequee el calibre de los estabilizadores cuando saque tubería. Observe cortes tipo ranura en las orillas principales de los estabilizadores lo que indica la necesidad de cambiar dicho estabilizador.

Cuando se hace difícil bajar la inclinación, algunas veces un DC de mayor diámetro externo es usado como la parte inferior del péndulo. Otra posibilidad es usar un SDC de tungsteno la concentración del mismo peso en un elemento mucho mas corto debiese de aumentar la fuerza lateral efectiva del péndulo.

### **2.2.2 Brocas Desgastadas**

Si la sección larga del hueco se encuentra en formaciones blandas intercalada con incrustaciones duras, las brocas de dientes largos pueden gastarse. El ROP bajara rápidamente, las fuerzas laterales netas decrecerán debido a la acción constante de estabilizadores en el hueco.

Si un BHA que a mantenido la inclinación empezara a perder ángulo. Sin embargo, si el punto de registro esta significativamente detrás de la broca, esta reducción en el ángulo no será vista a tiempo. Si el desgaste de los dientes es mal interpretado como broca embolada y se continua haciendo esfuerzos para seguir perforando, serios daños pueden ocurrirle al pozo, como una caída de inclinación de 6° (en una pata de perro severa). Además, una broca con dientes gastados tiende a perder dirección. Por lo tanto es importante sacar una broca gastada.

### **2.2.3 Sidetrack Accidental**

Debe tenerse mucho cuidado en formaciones suaves donde los BHA de multiestabilizadores (ya sea B'UP, o L'UP) son corridos, al alcanzar el punto de inicio con motor de fondo / sustituto torcido,. La circulación deberá romperse justo antes del punto de inicio. El BHA deberá lavar /trabajar hacia abajo, utilizando un rango de flujo total, el perforador direccional (DP) debe estar en el piso mientras esto ocurra. Si la rotación de la sarta es absolutamente necesaria, mantenga los r.p.m. bajos y reduzca el tiempo de rotación al mínimo. El riesgo de que el pozo haga un

side track (subsecuentemente el costo de poner tapón y reperforar) es alto.

Varios puntos de inicios han sido perdidos en varias partes del mundo por descuido del arte del PD cuando el punto de inicio es hecho desde un hueco piloto en formación suave, un underreamer (escariador) o ampliador es utilizado para abrir el hueco o aumentar su diámetro antes de correr casing. Nuevamente para evitar un side track indeseable, un bullnose (un tapón ciego) (no una broca) y posiblemente un sustituto corto de DC debiese correrse debajo del escariador /ampliador.

#### **2.2.4 Broca Descalibrada**

En formaciones duras es especialmente importante chequear cada broca por desgaste de calibre etc. Cuando sacamos tubería, cuando bajamos una broca nueva y/o BHA es imperativo que el perforador empiece a rimar a la primera señal que el hueco este fuera de calibre(sarta toma peso). Si él trata de arremeter la broca al fondo esta será estrangulada. La vida de la broca será muy corta.

### **2.2.5 Pegamiento Por Diferencial**

Cuando el pegamiento diferencial es un problema, mas de tres estabilizadores pueden correrse en un esfuerzo para minimizar el contacto de los DC con la pared. Sin embargo, la distancia de estos estabilizadores extras, normalmente tiene que causar poco efecto. Ellos conducen solamente al incremento del torque rotatorio.

Es vital minimizar los tiempos para tomar registros (aun con MWD) en un área con un potencial de pegamiento diferencial.

### **2.2.6 Parámetros De Perforación**

Altas r.p.m. rotatorias /top drive actúan sobre la rigidez de la sarta. Así, para control direccional si son posible altas revoluciones por minuto deben usarse durante la fase rotatoria de B'UP, que es cuando el BHA es más flexible.

De todas maneras es vital chequear con el Ing. de MWD por un rango aceptable de r.p.m. (para evitar resonancia). En un trabajo nuevo las especificaciones del trabajo (particularmente bombas de lodo y malacate) deben ser chequeadas con el toolpusher.

Valores típicos para un hueco de 17½" durante las fases rotatorias tipo elevación / rígido con una broca de dientes de acero serian 160 -170 r.p.m. La transmisión de la rotatoria seria normalmente puesta en alta. Para un hueco de 12 ¼" las r.p.m. normalmente son inferiores (ej. 100-140), debido a la durabilidad de la broca y otros factores.

Para inducir un desplazamiento hacia la derecha se recomienda disminuir las r.p.m. siempre que la dirección del hueco lo permita. El peso sobre la broca puede ser simultáneamente incrementado, siempre que la inclinación del hueco lo permita.

Brocas tipo PDC normalmente tienen tendencia a caminar hacia la izquierda. Esto debe permitirse al planear el ángulo de arranque para la etapa antes del punto de inicio. La experiencia del área debe usarse en tomar esta decisión.

Normalmente para incrementar el rango de B'UP, se debe incrementar el peso sobre la broca. Sin embargo, cuando el peso sobre la broca alcanza un cierto valor, un torcimiento en reversa puede ocurrir usando un BHA tipo B'UP flexible (ej. 90' entre NB y el estabilizador inferior). Valores máximos sugeridos de peso sobre la broca para huecos de 17 ½" son de 55000 lbs. Si la inclinación no aumenta lo suficiente con este peso, es muy

poco probable que el incremento de peso sobre la broca pueda mejorar la situación. Observe la hidráulica o posiblemente saque herramienta para bajar un conjunto más flexible.

Es vital que el PD observe cuidadosamente el rango B'UP. Los parámetros de perforación normalmente deben ser cambiados con frecuencia (típicamente después de cada registro). No hay excusa para no mantener un control estricto sobre el rango B'UP. La Operadora normalmente no se queja porque el PD toma demasiados registros. Pero si se quejara si el pozo sale de su curso, debido a un insuficiente control por parte del PD.

### **2.3 Equipos Y Herramientas Del BHA**

Es la responsabilidad del PD de asegurarse de tener el equipo necesario (dentro de lo razonable) para futuros BHAs los cuales deben estar disponibles en el taladro. Esto se aplica independientemente de si las herramientas provienen de la Empresa Contratista Direccional, de la Operadora o terceros.

El PD debe chequear el equipo direccional minuciosamente al arribar a la locación, equipo adicional debe ser ordenado con bastante anterioridad. Suficientes motores sustitutos torcidos, etc. deben estar en la locación como repuesto.

Algunas sugerencias para BHA rotatorios:

- 1) Usar selección de estabilizadores (normalmente una combinación tipo camisa y aletas integradas para huecos de 17 ½ o menores) cubriendo la pared en 360°, deberán estar disponibles.
- 2) SDC son componentes vitales para un BHA tipo L'UP. Si es posible una selección de SDC (ej. 5',10' y 15') deben estar disponibles. En un pozo donde la interferencia magnética de la sarta (motor de fondo), se espera sea un problema durante la B'UP, SDC no-magneticos (en lugar de acero) deben ser proveídos.
- 3) Chequee que el taladro tenga suficiente DC y tubería HW disponible.
- 4) Chequee que la Operadora tengan suficientes boquillas de brocas de cada medida (incluyendo las necesarias al correr motor de fondo).
- 5) Tenga por lo menos un DC de repuesto no magnético de cada medida. Como los NMDC se dañan mas fácilmente (roscas, espejos), dichos DC dañados deben ser regresados al taller para ser reacondicionados al arribar los reemplazantes.
- 6) Cualquier XO, float sub, bit sub, etc. requeridos mas tarde, deben estar en el taladro.

Hay que pensar con anticipación, el PD debe estar pensando con anticipación por lo menos un BHA.

## 2.4 Diseño De BHA En Perforaciones Horizontales

La selección de equipos, para perforar las diferentes secciones del pozo (ganancia del ángulo, la sección tangente y la sección horizontal) la dictaran, las tasas de ganancia o de incremento de ángulo y las condiciones locales. Algunos equipos son estándares como los BHA's convencionales (BHA.s sin motor) o bent sub (sustituto de inclinación) con straight motors (motores rectos) o sterable motors (motores de navegación). Para perforar la parte horizontal del pozo existen equipos específicos como ser motores de doble inclinación (double bend motors).

No obstante se aplican las mismas reglas, manteniendo esto lo más sencillo posible. Minimizando la cantidad de componentes, en las sartas de perforación ya se trate de sartas normales o sartas de motor de fondo. Por encima del motor de navegación es suficiente el utilizar un estabilizador (de menos diámetro que el hueco) a menos que se tenga la posibilidad de tener un pegamiento por diferencial, tres o cuatro estabilizadores, incluyendo el near bit (cerca de la broca), son suficiente para diseñar un ensamblaje convencional para perforar manteniendo la inclinación en la sección horizontal.

## 2.4.1 Motor De Perforación (Motor Drilling)

**Incremento De Angulo Con Ratas Por Debajo De 6° /8° Por 100ft**

### 2.4.1.1 Motores De Navegación (Steerable Motors)

Motores de navegación estándares proporcionarán tasas de ganancia de ángulo dentro de este rango (< 6° / 8° por 100ft). El efecto de péndulo no afectara en pozos de alta inclinación. El BHA puede ser rotado como se requiera, el resto del ensamblaje puede ser un ensamblaje de mantenimiento de ángulo como en el siguiente caso.

#### **6'' HUECO (HOLE)**

- ◆ Broca (bit)
- ◆ Motor de navegación (Steerable Motor)
- ◆ Drill collar corto no magnético (10' a 15')
- ◆ Estabilizador no magnético gastado (5' a 5'<sup>3</sup>/<sub>8</sub>)
- ◆ MWD (Measurements While Drilling)
- ◆ 1 o 2 Drill collar no magnético (NMDC's)
- ◆ 1 X HWDP
- ◆ Martillo (Jar)

- ◆ 30 X HWDP
- ◆ DP a superficie

NOTA: El NMDC puede no ser requerido.

(La cantidad de collares y HWDP, y la colocación del martillo mostrado aquí son solo como un ejemplo. Las condiciones locales son las que dictaran la composición exacta del BHA

### **8"1/2 HOLE**

- ◆ Broca (bit)
- ◆ Motor de navegación w/8"1/4 hasta 8"1/8 estabilizador
- ◆ Drill collar corto no magnético (10' a 15')
- ◆ Estabilizador no magnético gastado (7"3/4 a 8"3/4)
- ◆ MWD (Measurements While Drilling)
- ◆ 1 o 2 Drill collar no magnético (NMDC's)
- ◆ 1 X HWDP
- ◆ Martillo (Jar)
- ◆ 30 X HWDP
- ◆ DP to surface

### **12"1/4 HOLE**

- ◆ Broca (bit)

- ◆ Motor de navegación w/12<sup>1</sup>/<sub>8</sub> estabilizador
- ◆ Drill collar corto no magnético(10' a 15')
- ◆ Estabilizador no magnético gastado(11<sup>1</sup>/<sub>2</sub> to 12<sup>1</sup>/<sub>8</sub>)
- ◆ MWD (Measurements While Drilling)
- ◆ 1 o 2 Drill collar no magnético (NMDC's)
- ◆ 3 x DC
- ◆ Martillo (Jar)
- ◆ 30 X HWDP
- ◆ DP a superficie

Para reducir la cantidad de deslizamiento se puede usar un ensamblaje de construcción por ejemplo, en un hueco de 8<sup>1</sup>/<sub>2</sub>" puede ser

- ◆ Broca (bit)
- ◆ Motor de navegación w/8<sup>1</sup>/<sub>4</sub> hasta 8<sup>1</sup>/<sub>8</sub> estabilizador
- ◆ Drill collar corto no magnético (10' a 15')
- ◆ MWD (Measurements While Drilling)
- ◆ Estabilizador no magnético gastado (NM stabilizer undergauge) (8" to 8<sup>1</sup>/<sub>4</sub>)
- ◆ 1x Drill collar no magnético (NMDC)
- ◆ 1 X HWDP
- ◆ Martillo (Jar)

- ◆ 30 X HWDP
- ◆ DP a superficie

Este tipo de BHA, dependiendo de las condiciones locales, parámetros de perforación, la inclinación del hueco será construida entre 3° a 5° / 100 ft en modo rotatorio. Es muy común el deslizar hasta 20°, 25° y después construir el resto rotando la decisión final del tipo de ensamblaje (ensamblaje de ganancia de ángulo, ensamblaje de mantenimiento o semi mantenimiento de ángulo) a usar será una función directa del tipo de perfil del pozo y las condiciones locales.

#### **2.4.1.2 Sustituto Inclinado /Motor De Fondo Recto (Bent Sub/Straight Motor)**

Existen dos principales problemas con el uso de los sustitutos inclinados y los motores rectos estándares.

La fuerza que empuja lateralmente la broca se incrementara con el ángulo del sustituto de desviación inclinada, causando un desgaste de la broca y los cojinetes del motor lo que produce una perdida de torque del motor. Una falla prematura del motor a tasas de penetración baja puede ocurrir con el uso de

sustitutos de inclinación altas ( $3^\circ$ ,  $3\frac{1}{2}^\circ$ ). Por ejemplo en 7.75" DELTA 500 DYNA DRILL con un  $2\frac{1}{2}^\circ$  BENT SUB en un hueco de  $12\frac{1}{4}$ " perderá un 70% de su fuerza lateral en la broca. El mismo motor con un Bent Sub de 1 grado en el mismo diámetro del hueco perderá solamente un 20% de su fuerza lateral sobre la broca. Esta pérdida de poder podrá ser interpretada por el perforador como una falta de poder del motor y forzará a incrementar los parámetros de perforación al máximo (sino por encima de los parámetros operacionales) Bent Subs por encima de  $2\frac{1}{2}^\circ$ ,  $3^\circ$  tendrá tendencia a colgar la sarta de perforación durante el deslizamiento (dependiendo del diámetro del pozo / medida del motor, el tipo de formación).

El efecto pendular comenzará a notarse con inclinaciones mayores con ciertas condiciones de  $35^\circ$  /  $45^\circ$  de inclinación. La tasa de construcción de la inclinación será disminuida mientras el ángulo se construye a altas inclinaciones (mayor de  $60^\circ$ ) al colocar la cara de la herramienta (tool face), seteada a  $50^\circ$  ya sea a la izquierda o derecha, producirá usualmente una

caída de inclinación, mientras más pesado sea el motor mayor será el efecto de péndulo.

Sin embargo, esta técnica no debe ser descartada ya que fue usada con éxito en otras locaciones. Por ejemplo con el siguiente BHA se perforo desde 6° de inclinación hasta 84° sin problemas y prácticamente con un incremento de ángulo constante el diámetro del pozo es de 12 ¼" y se usaron tres brocas, la primera broca se saco debido a la falla del estator del motor (STATOR FAILURE), segunda broca la sacaron debido a la falta de poder del motor (lavado del dump valve) y la tercera broca alcanzo la profundidad requerida.

### **Descripción Del BHA**

- ◆ Bit
- ◆ Drilex D 825 (length 23.20) (motor de fondo)
- ◆ 2 ½ Bent Sub
- ◆ 8" MWD with PRS(Pressure Relieve Sub)
- ◆ 8" LWD(Logging Well Drilling)
- ◆ 2 x 8" NMDC
- ◆ 6 x 8" DC
- ◆ Jar

- ◆ XO
- ◆ 5 HWDP
- ◆ XO
- ◆ 18 DP
- ◆ 2 HWDP
- ◆ JARS
- ◆ 5 HWDP
- ◆ DP a superficie

El promedio de la tasa de construcción de la curva fue de  $6^{\circ}/100\text{ft}$  durante toda la corrida, la tasa de construcción no fue afectada por el incremento de inclinación.

### **Sección De Ganancia De La Curva - Con Tasas De Ganancia Por Encima De $6^{\circ} / 8^{\circ}$ Por 100'**

Tasas de ganancia por encima de  $6^{\circ}$  hasta  $8^{\circ} / 100\text{ft}$  están fuera de alcance de los Motor Steerable, Standar y Bent Sub/ combinado con un motor recto estándar. Por encima de esta tasa de construcción se deberán usar motores de ganancia de ángulos, en general ellos no deben ser rotados.

### **2.4.1.3 Substituto Inclinado / Motor Corto**

Mientras más cerca este el doblamiento de la broca se obtendrán dog-legs más severos los mismos serán utilizados en tasas de ganancia por encima de 15°/ 100ft en pozos de 6" y 8<sup>1</sup>/<sub>2</sub> ". Como un resultado del diseño de motores mas cortos se tendrá con los mismos un tiempo de vida menor, menos torque disponible, si se los compara con los motores estándares

### **2.4.1.4 Motores De Junta De Desviación Inclorada**

Los motores Bent Housing fueron desarrollados como una alternativa de la técnica de la fuerza lateral ejemplo (Bent Sub / Straight Motor). Como la broca esta más inclinada que empujada sobre la pared la perdida de poder se reduce y se incrementa el rendimiento de la broca.

Los primeros Bent Housing Motor eran lisos, sin usar una almohadilla de desgaste o camisa. Ellos son similares a un motor de navegación, sin un near bit. Estos motores lisos son solo efectivos en huecos de

tamaño pequeño, usualmente en un hueco mayor que  $8\frac{1}{2}$  ", ellos no serán muy exitosos.

Luego se añadieron almohadillas (pad) o camisas gastadas a la junta de desviación inclinada o inmediatamente después de las mismas. Estos actuaron como un punto de palanca y empujan la broca contra la pared del pozo. Las tasas de incremento resultante no tuvieron variación con el peso sobre la broca. Altas tasas de construcción de ángulo son alcanzadas con este tipo de motor.

Recientemente motores de junta de desviación de inclinación variable Bent Housing ajustables en la superficie, de una manera rápida tuvieron apareamiento. Estos motores son muy versátiles. Un motor puede ser capaz de suplir diferentes rangos de ganancia de inclinación. En bajos rangos de seteados estos motores son rotados. El mismo motor puede ser atizado para hacer la ganancia de la curva de la sección y la sección horizontal. Por instancia en el Austin Chalk en un hueco de 6" se utilizó BENT HOUSING seteados a  $2\frac{1}{2}^{\circ}$  o  $3^{\circ}$ , el motor empieza a entregar de

20° a 30° /100ft en la construcción del ángulo en el modo de deslizamiento. Una vez que los 90° son alcanzados, el motor es sacado del pozo. El Bent Housing se lo coloca seteado a 1° hasta 1<sup>1</sup>/<sub>2</sub>° y el motor corre otra vez, perforándose rotando o deslizando como se requeriría. El mecanismo del Bent Housing ajustable puede ser sobre dimensionado o puede ser del mismo OD que el motor (Esto actúa como una camisa).

Para incrementar la tasa de ganancia puede ser utilizada una junta flexible (flex joint) encima del motor. Como su nombre lo indica, el Flex joint es un drill collar gastado o HWDP el cual es más flexible y incrementara el efecto de pivoteo por el uso de una almohadilla (pad) o una camisa. Esta se a utilizado extensivamente en el Austin Chalk.

Un típico BHA es:

- ◆ Bit
- ◆ Motor
- ◆ Flex Joint
- ◆ MWD

- ◆ 1 or 2 NMDC

#### **2.4.1.5 Motores De Doble Inclinación**

Es obvio que si se adiciona un sustituto de desviación (bent sub) encima de un motor con junta de desviación inclinada Bent Housing Motor la severidad resultante se va a incrementar (dog-leg severity). Hay muchas maneras de empatar el bent sub con el bent housing, las roscas sobre el bent sub puede ser cortada de tal manera que el bent sub y el bent housing puedan ser alineados cuando estos son torqueados con la tolerancia API para las roscas. Normalmente el dump valve es removido y el bent sub es colocado en el tope del motor a manera de obtener tasas de ganancia mayores. Si es necesario correr un dump valve el mismo podrá ser colocado encima del bent sub. Una vez que el bent sub es alineado sobre un motor este no debe ser removido en el campo, ya que este no puede ser alineado otra vez. Esta técnica no puede ser montada en la locación.

Otra solución es la utilización de un sustituto de orientación, facilitando la colocación de diferentes bent

subs para alinearse con la junta de desviación (bent housing motor), reduciendo el requerimiento del equipo. El sustituto de orientación tiene que ser tan corto como sea posible para permitir que el bent sub pueda ser todo lo efectivo posible.

Como una solución rápida, se puede usar anillos delgados para alinear el bent sub y el bent housing sin incrementar la distancia entre ellos. Toma mucho tiempo efectuar esta operación. Es mas importante que los anillos delgados utilizados sean de un acero duro maleable, de otra manera dañaran el espejo de las herramientas, estos anillos pueden ser utilizados una sola vez.

Un double bend motor es construido para hacer coincidir el bend housing del motor y un bent sub. El bent housing puede ser liso, con almohadillas gastados o camisas gastadas, o puede ser un motor de navegación estándar.

Una configuración totalmente lisa es usada para el rango bajo de construcción de la curva, por debajo de  $8^{\circ}$  ,  $10^{\circ}$  / 100ft.

Un bend housing motor con una almohadilla gastada o una camisa desgastada combinada con un bent sub es el típico motor de radio medio. La fuerza extra inducida por una almohadilla o la camisa podría producir una alta pata de perro. La forma y el espesor de la almohadilla, puede ser muy variable, mientras más gruesa sea la almohadilla (pad), mas fuerte será la fuerza resultante lateral mientras más cerca este del bent sub del bent housing se obtendrá tasas de construcción mayores. tasas de construcción por encima de  $20^{\circ}$  / 100ft en  $8 \frac{1}{2}$ " y  $12 \frac{1}{4}$ " y,  $30^{\circ}$ /100ft en 6" son obtenidos con este tipo de motor. El ángulo del bent sub no es tan importante con este tipo de motor. Por ejemplo cambiando el bent sub  $1^{\circ}$  por uno de  $2^{\circ}$  no sé a incrementado drásticamente la capacidad de la pata de perro.

### **Los Motores De Doble Inclinación No Deben Ser Rotados**

Una junta de desviación inclinada estabilizada con un estabilizador sobre el sustituto inclinado (bent sub) es la combinación usada por Eastmann Christensen para los DKO motors. Estos motores son realmente versátiles,

en huecos de 12 ¼” y 8 ½” ellos producirán una severidad de ganancia de ángulo de 10°, 12° /100ft mientras se deslizan y pueden ser rotados con cuidado.

El motor para radios medianos de Baker Hughes esta compuesto de una junta de desviación inclinada ajustable. Los rangos de severidad de ganancia de este tipo de motor cubrirán claramente lo necesario para este tipo de pozo.

#### **2.4.2 Recomendaciones Operacionales Para Motores Que Ganan Angulo**

Los motores de ganancia de ángulo tienen la misma sección de poder y la misma sección de cojinetes que los motores estándares, existen muchas practicas de perforación en los cuales estos difieren de las usadas en la combinación de motores rectos y lisos con sustituto inclinado.

- La alineación de la cara de la herramienta (tool-face) del MWD con la línea de los motores debe ser echo con mucho cuidado.
- La tasa de ganancia de ángulo es constante desde el inicio de la corrida del motor. Se tendrá la misma tasa de ganancia en los primeros diez pies de la corrida (0° inclinación) y al

final de los últimos diez pies (al fin de la ganancia 90°). No existe una distancia de arranque

- Se debe tomar con extremo cuidado el arranque del inicio de la desviación (kick off), arrancando en la dirección correcta. Por ejemplo iniciado el desvío con un giroscopio de una foto, el cual será asentado por encima del MWD lo que pondrá la profundidad de la foto de 50 hasta 60ft de la broca. Setenta u ochenta pies tienen que ser perforados como un ejemplo, se permite asumir lo siguiente. Un motor con levantamiento de ángulo con una severidad de 15°/100ft es orientado 60° a la izquierda de la parte alta del pozo. La inclinación del hueco es 20° y 45' son perforados con esta colocación de cara de herramienta (survey 45' desde la broca). El cambio del acimut será de 14°.
- Los motores de ganancia de ángulo tienen tendencia a mantenerse una vez que la curvatura del hueco es inicializada. Teniendo la cara de la herramienta constante es usualmente bastante fácil. En formaciones blandas la geometría del motor creará una ranura en el lado bajo del hueco, si el hueco fue desviado inicialmente (kicked off) en la dirección correcta: será perfecto, si el motor tiene que ser

reorientado será dificultoso. La paciencia será la clave de la operación.

### **2.4.3 BHAs Utilizados En La Sección Horizontal Del Pozo**

Recientemente motores con una junta lisa inclinada fueron usados con éxito para la sección de la perforación horizontal, generalmente en huecos de 6". La experiencia esta basada principalmente en el uso de motores estabilizados, pero las mismas reglas serán aplicadas para ambos tipos de motores, por lo menos parcialmente.

#### **2.4.3.1 Reglas De Navegación**

Unas pocas reglas han sido desarrolladas basándose en la experiencia de campo.

- ◆ No debe ser corrida una dump valve por que estas pueden ser obstruidas con cortamientos. Si un viaje mojado es un problema la solución podría ser el uso de un substituto de circulación o de una tobera (nozzle) en el rotor o la inserción de la dump valve en la parte más arriba de la sarta de perforación. ( por el uso de cualquiera de estas alternativas debe considerarse que, en el caso de una pesca existe

limitación como por ejemplo no poder recuperar el MWD etc.).

- ◆ Las juntas inclinadas que produzcan severidad menor de  $3^{\circ}$  /100ft son inefectivas, orientados en la parte alta del pozo inclusive perderán inclinación cuando el pozo este con  $90^{\circ}$ .
- ◆ Con junta de desviación inclinada que producen severidad de 5 hasta  $7^{\circ}$  /100ft en huecos de 8-1/2" severidades y 6 para  $10^{\circ}$  /100ft en huecos de 6-1/8" son los recomendados a ser usados. La cantidad de pies deslizados será reducida como resultado cuando se usa este tipo de junta de desviación inclinada. La pata de perro en la sección horizontal no incrementara el torque de la perforación ya que la tubería es mínimamente comprimida. El deslizamiento será más difícil debido al incremento a la fricción, pero solo después de una longitud larga en la sección horizontal (3000 hasta 4000ft con el uso de lodos base aceite y que él ultimo casing esta asentado lo más cerca posible de la sección horizontal). Las desventajas del uso de estas juntas de desviación inclinada son que durante el

deslizamiento para vencer la alta fricción se necesita una fuerza mayor comparado con el uso de la junta de desviación inclinada menores. Otra vez la selección del ángulo de la junta de desviación inclinada estará comprometido con la dureza de la formación, el espesor del objetivo, etc.

- ◆ En formaciones duras no es recomendable el usar junta de desviación inclinada muy agresiva por el riesgo de colgamiento y un desgaste de calibre de la broca. La selección de la junta de desviación inclinada por lo tanto puede ser un compromiso.
- ◆ El diseño de la completación y el equipo dictaran la máxima severidad aceptable para la pata de perro en la construcción de la curva y drenaje. Un pozo puede ser perforado y no completado y es vergonzoso. Hay que chequear con el grupo de planeamiento cuando se necesita una excesiva pata de perro o son partes del plan de perforación.
- ◆ Dog leg severity (DLS) producido por orientar hacia la parte alta o baja tienen el mismo efecto cuando el pozo tiene 90°. La tuerca de fondo y el uso de motores con junta de desviación inclinada / más

cerca de la broca en los motores rectos erradica el efecto del péndulo. Es muy conocido de que el uso de motores rectos con un sustituto de inclinación cuando son orientados hacia la parte baja del pozo bajaran drásticamente el ángulo inclusive cuando la inclinación del pozo es muy baja. El efecto pendular añadido al sustituto inclinado induce una fuerza lateral. Este efecto pendular no existe con motores navegables estabilizados.

- ◆ La forma y la cantidad de estabilizadores afectan el deslizamiento. Aletas rectas (straight blades) reducen drásticamente la fricción. El perfil del estabilizador es crucial para la habilidad de deslizar efectivamente, los estabilizadores que tienen una esquina filosa deben ser evitados. Los redondeados de doble biselado deben ser usados. Es una buena practica preparar con tiempo el trabajo y proveerse con los estabilizadores requeridos para el mismo. Esto es especialmente importante en secciones de drenaje largo (mayores a 3000ft). La longitud de las aletas del estabilizador no tiene que ser mayor de 5''

por 8 1/2" hueco y 6" por 12 1/4" hueco (de las aletas).

#### **2.4.3.2 BHA Típico Navegable**

Un ensamblaje navegable para perforar la parte horizontal o de drenaje con un hueco de 6", podría ser (Austin Chalk):

- ◆ Bit
- ◆ 4-3/4" Steerable Motor w/1-1-1/2 Bent housing
- ◆ Cross over
- ◆ Float sub
- ◆ Flex joint
- ◆ UBHO
- ◆ 2x4"3/4 NMDC
- ◆ 129 x "S" DP
- ◆ 50 x HWDP
- ◆ DP a superficie

En este caso el motor es liso con una junta de desviación inclinada ajustable note inclusive que el martillo no esta incluido en la sarta de perforación

debido a que su diámetro interno no permitiría pescar para recuperar el MWD

### **2.4.3.3 Sartas De Perforación Estabilizadas O Estándares(Rotary Assemblies)**

A comienzo de los ochenta, ELF fue la pionera en utilizar sarta de perforación estabilizadas o estándar en la perforación de pozos horizontales. Después de iniciada la desviación (kicking off) con un motor de fondo y sustito inclinado, el pozo fue perforado principalmente en modo rotatorio. Los motores fueron usados solo por corridas de corrección. La sección horizontal fue perforada rotatoriamente. Con la rotación estándar con o sin motor de fondo recto para poder darle mayor fuerza a la broca para perforar después de los 90° de inclinación. Por supuesto todos los pozos fueron del tipo de radio largo. Pero un BHA tipo gilligan o cracker fueron usados ocasionalmente para poder alcanzar la inclinación y TVD deseados. Un pozo completo podría ser perforado con el uso de BHA estándares. El inicio de la desviación (kick off) se lo inicia con la técnica de jetting, el perfil del pozo fue construido a 90° solo con BHA's estándares y este

seguido por un BHA estándar en la parte de drenaje horizontal. Este estilo representa una mayor diferencia con la práctica de la industria actual haciendo un mayor énfasis en los sistemas navegables.

### **Sección De Ganancias Con Severidades Menores De 5° / 100ft**

Usualmente este punto inicial de desviación (kick off) será inicializado con la combinación de un motor sustituto inclinado, o jetting. Una vez que el pozo a sido desviado hasta aproximadamente 10° a 20° se podrá utilizar sartas de perforación estabilizada de ganancia de ángulo.

### **8" ½ Hole**

Sartas de perforación estabilizadas pueden ser utilizadas, las condiciones locales, tipo de broca, hidráulica, etc., dictara la configuración exacta del BHA. El BHA estándar para levantar el ángulo hasta 90° usando el MWD M1 de Anadrill es:

- ◆ Bit 8" ½
- ◆ 8" ½ NB

- ◆ 1x 6" ½ NMDC
- ◆ MWD 7" - M1
- ◆ 1X 6" ½ NMDC
- ◆ DC'S
- ◆ DP

Sobre varios proyectos de Anadrill la tasa de ganancia obtenida fue constante desde 60° hasta 90°. Alrededor de un promedio de 3° / 100ft con un ligero incremento cuando el rumbo (drift) es mas de 75°. En este caso el estabilizador que va en el collar del MWD debe ser de 8" OD de sus aletas.

12" ¼ Hole

Sartas de perforación estándares de ganancia tendrán libertad. La configuración exacta del BHA será dictada por las condiciones locales, tipo de broca, hidráulica, etc.

### **Sección De Ganancia Con Severidad Menores De 5° / 100'**

#### **12" ½ Hole**

Un ensamblaje Gilligan de 8½" levantara el ángulo con una severidad desde 4 a 7°/100ft. Una mínima

inclinación de 20° a 30° es requerida por un ensamblaje, para que el ensamblaje se flexione en la dirección correcta.

- ◆ Bit 8" ½
- ◆ 8" ½ NB
- ◆ 1x HWDP(the gilligan)
- ◆ MWD
- ◆ NMDC
- ◆ etc.

Para alcanzar altas tasas de ganancia, el HWDP puede ser reemplazado por un alto grado de tuberías de perforación. Esto se utilizara como ultimo recurso.

- ◆ Bit 8" ½
- ◆ 8" ½ NB
- ◆ 1x HWDP
- ◆ MWD
- ◆ NMDC
- ◆ etc.

La sarta de perforación tipo Cracker esta compuesta por botellas de 4" ¾ DC, la tasa de ganancia alcanzada

será alta, desde 6° hasta 11° / 100'. El uso alto de peso sobre la broca, dará como resultado un comportamiento errático del acimut. Un peso sobre la broca normal es de 10 hasta 15 toneladas métricas.

- ◆ Bit
- ◆ 8" ½ NB
- ◆ XO
- ◆ 1x 4" ¾ DC
- ◆ XO
- ◆ MWD
- ◆ NMDC
- ◆ etc.

Para hacer más efectiva esta sarta de perforación (BHA), el nearbit será especialmente diseñado, el cuello de pesca (fishing neck) será reducido hasta 4¾" OD y las aletas deben ser relativamente cortas, el resultado es un magnifico "arranque" (kick). Para correr este tipo de ensamblaje normalmente se usara una reducción (generalmente 3 ½" I F x 4 ½ IF). Este cross over sub debe ser apretado con un torque mínimo de

9900 ft-lbs en la rosca 3 1/2 IF, a manera de que no exista la posibilidad de romperse.

### **Hueco de 12<sup>1</sup>/<sub>4</sub>"**

Un ensamblaje Gilligan se utilizara para ganar la inclinación en este tipo de hueco. Las tasas de ganancia variaran de 6° hasta 11° / 100ft. Actualmente se utiliza una botella de menor diámetro la cual es de 6" OD. La misma técnica es usada sobre el nearbit para incrementar la tasa de ganancia.

- ◆ Bit
- ◆ 12" ¼ NB
- ◆ 1 X 6" DC
- ◆ XO
- ◆ 8" MWD
- ◆ NMDC
- ◆ 12" ¼ Stabilizer
- ◆ 1 x DC
- ◆ 12" ¼ Stabilizer
- ◆ etc.

#### **2.4.3.4 Recomendaciones Para Sartas De Perforación Estabilizadas**

Nótese que en la sarta de perforación de 12 ¼” Cracker se utilizan dos estabilizadores localizados a 90ft y 120ft encima de la broca, los mismos no afectaran sobre la tasa de ganancia. Los dos estabilizadores en diámetro rimaran el pozo. Una buena practica es hacer más rígido el BHA en la parte más alta de la sarta de perforación. Esto permitirá el correr un ensamble más rígido a través de una curva de severidad de 10° , 12° / 100ft, sin necesidad de repasar hasta que se alcance la profundidad del primer estabilizador a 90ft de la broca. En formaciones duras y abrasivas estos pueden ser reemplazados por estabilizadores de rodillos de tres puntos cuyos cortadores deben ser insertos de carburo.

- ◆ Altos pesos sobre la broca, pueden resultar en un comportamiento errático del acimut, al disminuir el peso es posible minimizar el camino de la broca.
- ◆ La elección de la broca también es muy importante desde el punto de vista de cambios de acimut (izquierda o derecha).

- ◆ Es requerido un cuidadoso planeamiento con estos BHA's flexibles, el camino de la broca (con respecto al acimut) es desconocido cuando se usa este tipo de sartas en un área nueva.

#### **2.4.4 Sección Horizontal**

Los motores navegables son herramientas muy versátiles para la perforación en la sección horizontal. Objetivos muy delgados en reservorios heterogéneos (en función de control direccional), reservorios con múltiple TVD pueden ser perforados económicamente (y técnicamente) solo con el uso de motores navegables. Reservorios homogéneos y relativamente gruesos podrían ser perforados con motores navegables sin necesidad de deslizar, estos pueden ser reemplazados por BHA's rotatorios o por motores rectos estabilizados, existe también la posibilidad donde es imposible deslizar debido a la alta fricción. Esto puede ser el resultado de:

- Formaciones pegajosas(stickiness)
- Perfil de pozos tortuosos
- Baja lubricidad del lodo
- Sin lodo(perdida de circulación total)

#### 2.4.4.1 Motor Recto Estabilizado

Dependiendo de sus longitudes y rigidez uno o dos estabilizadores serán requeridos sobre el motor. Un estabilizador adicional debe ser añadido sobre el tope del motor para obtener un ensamblaje de mantenimiento de ángulo. Cambios sobre las medidas de los estabilizadores inducirán la tendencia requerida. Frecuentemente un estabilizador es insertado entre el motor y la broca, esto ayudara para que la reacción direccional se estabilice, para transmitir el peso a la broca, y la limpieza del hueco por esta acción de agitación.

El siguiente BHA basado en un turbodrill fue usado satisfactoriamente en el desarrollo de un campo entero:

- ◆ PDC Bit
- ◆ 8" ½ - 8 ½" Rocky Back
- ◆ Bearing section W/8" 7/16 STAB
- ◆ Motor section W/8 7/16" STAB- 8 ¼" STAB
- ◆ 7" MWD FLS
- ◆ 1X 6" ½ NMDC
- ◆ 3 X HWDP

- ◆ JAR
- ◆ 3 X HWDP
- ◆ DP'S
- ◆ 6 X HWDP
- ◆ JAR
- ◆ HWDP'S
- ◆ DP a superficie

Con esta configuración la sarta de perforación (BHA) tiene una pequeña tendencia a caer ( $0.06^\circ$  hasta  $0.10^\circ$  / 100ft).

#### **2.4.4.2 Sarta De Perforación Rígidas Estándares**

El diseño del BHA no es diferente a un ensamblaje de mantenimiento estándar, igual las medidas de los estabilizadores tendrán influencia para la tendencia requerida. Por instancia los siguientes BHA's fueron usados para perforar una sección horizontal, se cambiaron los estabilizadores de acuerdo a la necesidad.

- ◆ 8 ½" J55 Bit
- ◆ 8 ½" Nearbit

- ◆ Float sub
- ◆ SNMDC 11' X 6 ½"
- ◆ 8 3/8" Stabilizer
- ◆ 6" NMDC
- ◆ 8 ½" Stabilizer
- ◆ 6" NMDC
- ◆ 30 X "G" DP
- ◆ 1 X HWDP
- ◆ EQ JAR
- ◆ 20 X HWDP
- ◆ " G" DP to surface

El BHA tiene una tendencia neutral: 0° / 100'. Cuando una pequeña caída fue requerida, el nearbit 8 3/8" gastado fue utilizado. Mientras el primer estabilizador usado estaba en diámetro (8 1/2"). El BHA se comporto como se esperaba en algunos pozos direccionales al caer en 1° / 100ft. Los parámetros de perforación fueron mantenidos constantes a 15 tons métricas.

En formaciones duras y abrasivas el tiempo perdido por repasar hasta el fondo es el mayor problema. Después de una larga sección de rimado la broca y el

estabilizador podrían estar ya dañados inclusive antes de comenzar a perforar. Corriendo estabilizadores de rodillos como un nearbit se eliminara el problema. Es importante hacer notar fijarse en que el estabilizador de rodillos de tres puntos tiene menor superficie de contacto que un nearbit estándar y que se requerirá un BHA más flexible para mantener la inclinación.

El siguiente BHA fue utilizado con mucho éxito en los USA como un ensamble de mantenimiento de ángulo.

- ◆ 7 7/8" Bit
- ◆ Float sub
- ◆ 3 points roller reamer (estabilizador de rodillos de tres puntos)
- ◆ 6 1/4" NMDC
- ◆ Etc.

En un hueco de 8 1/2" el mismo BHA tendrá a tendencia a construir ya que los collares tienen mas espacio para flexionarse.

# **CAPITULO III**

## **DISEÑOS DE BHA DEL POZO AMO B-10**

### **3.1 Diseños De BHA' s Iniciales**

#### **3.1.1 Intervalo 128'- 5,950' MD (Hueco de 17 1/2", Casing de 13 3/8")**

En esta sección se perforara con una broca PDC RR-DS40HF de Hycalog que fue usada en el pozo Amo B-8, con la cual se perforara 1000'. A esta profundidad el pozo se desvía ligeramente al sur para evitar una colisión con el pozo Amo B-4. Sé continuara perforando verticalmente hasta el primer KOP a 3,842' de esta profundidad a la superficie del punto de casing se perforara con una nueva broca la MSDSSHc Smith para seguir perforando.

Se recomienda el siguiente “Ensamblaje Dirigible”:

- RR 17 ½” DS40HF PDC Bit
- BS
- 2(8”) NMDC
- 7(8”) DC
- XO
- 3 HWDP
- JAR
- 17 HWDP
- 5” DP

Nota:

1. De la superficie al punto más íntimo de interferencia con el pozo Amo B-4 a 1,851’ MD/TVD, tome surveys cada 90’ o cuando las condiciones lo dictasen para evitar cualquier colisión. En la sección vertical, mantenga la inclinación en menos de 1°.
2. Sé deberán tomar Surveys de MWD a lo largo de esta sección.
3. Debido a la configuración del pozo, es importante tratar de seguir como sea posible, el camino del pozo propuesto.

### 3.1.2 Intervalo 5,950' MD-8,994' MD (Hueco de 12 ¼")

Coger una broca PDC Geodiamond M-91SVX de 12 ¼" junto con un "Ensamblaje Dirigible" y perforar fuera el equipo del flotador, y 492 ft de la sección tangente al segundo KOP @ 6,442 ft. A esta profundidad del pozo se empieza a levantar el ángulo a 2.25°/100' y se continúa deslizando y rotando con este BHA hasta alcanzar una inclinación de 50° que corresponden a una profundidad estimada de 7,331'/6,905 MD/TVD.

Se recomienda el siguiente "Ensamblaje Dirigible":

- 12 ¼" PDC Bit
- 8" Hi-Torque Power Pack A-800 motor (Bent Housing: 1.5° w/12 1/8" sleeve)
- FS
- NMDC MWD Power Pulse M-10
- 2(8") Flex Monel DC
- 3(8") DC
- XO
- 2(5") HWDP
- JARS
- 15(5") HWDP
- 5" DP

La idea básica es perforar la primera sección tangente y tener la construcción del ángulo con la broca de PDC a una inclinación (50°) que las brocas triconicas pudieran continuar aumentando a la inclinación deseada; las cuales ayudarán a reducir el tiempo consumido en la perforación de la sección de construcción del ángulo, realizado en pozos anteriores.

Nota:

En modo de deslizamiento los ensamblajes descritos anteriormente, deben lograr 2 a 3 grados / 100 ft, permitiendo medio deslizar y medio rotar por cada parada para mantener los 2.5° / 100' requeridos. En modo de rotación los ensamblajes construirán 2 grados / 100 ft.

El mismo ensamblaje "dirigido" con una nueva broca triconica Smith 12 ¼" 10MFP se usará para deslizar a través de la formación Tena de 7,765' a 8,679' MD (inclinación de 50° a 75.40°). Continúe operaciones con una nueva broca triconica de 12 ¼" Smith 02MFP, perforando la parte más baja de la construcción de la sección de levantamiento hasta el punto de casing. En esta sección (279') los ensamblajes serán deslizados para aumentar la inclinación a 84.5°. la rata de levantamiento propuesta para la última parte del agujero intermedio es

2.88°/100'. El BHA, recomendado para perforar a través de las formaciones Tena y Napo es como sigue:

- 12 ¼" Tricone Bit
- 8" Hi-Torque Power Pak A-800 motor (Bent Housing: 1.5° w/12 1/8" sleeve)
- FS
- NMDC MWD Power Pulse M-10
- 2(8") Flex Monel DC
- 3(8") DC
- XO
- 2(5") HWDP
- JARS
- 15(5") HWDP
- 5" DP

### **3.1.3 Intervalo 8,994' MD – 10,014' MD (Hueco de 8 ½")**

Un BHA "Dirigido" se utilizará para perforar en la formación M-1.

El BHA recomendado es como sigue:

- 8 ½" Smith tricone, MF15DPMJ with 3 10/32 nd nozzles
- 6 ¾" A-675 Extended Power Pak motor with 8 3/8" sleeve and 1.15° bent housing setting
- FS

- 6 ¾" CDR
- 6 ¾" MWD Power Pulse
- 2(6 ¾") NMDC
- 88(5") DP
- 3(5") HWDP
- Jars
- 15(5") HWDP
- 5" DP to surface.

Con el bent housing seteado @ 1.15°, perforando el hueco en modo de deslizamiento, el tiempo se minimizará

Para la sección lateral de 1,020', la rata de construcción de 4.6°/100' se ha propuesto alcanzar los 90° de inclinación. Mientras sé esta construyendo el ángulo, el pozo se volteará a la izquierda hasta que alcance 146° de acimut que corresponde a una profundidad de 9,314' MD. De esta profundidad a TD continúe deslizando manteniendo la misma inclinación y acimut de 90° y 146° respectivamente.

### **3.2 Diseños De BHA's Ajustados**

#### **3.2.1 Intervalo 0'-128' (Hueco de 26", Conductor de 20")**

Este tramo se perforó verticalmente.

El ensamblaje de fondo de perforación (BHA) para este intervalo es el siguiente:

BIT 26"

BIT SUB

2DC 8"

XO

HWDP 5"

### **3.2.2 Intervalo 128'- 5894'MD / 5753' TVD (Hueco de 17 1/2", Casing de 13 3/8")**

El ensamblaje de fondo de perforación (BHA) para este intervalo es el siguiente:

✓ BIT 17 1/2" DS40HF PDC BIT

✓ MOTOR W/0,78° BH

✓ XO

✓ FLOAT SUB

✓ 17 1/2" STB

✓ POWER PULSE

✓ 2 MONEL

✓ 4DC 8"

✓ XO

✓ 21HWDP 5".

Con este ensamblaje se perforó desde 128' hasta 3997', luego se cambió al siguiente ensamblaje con un Bent Housing de 1,15° y dos moneles cortos, para mejorar la ganancia de ángulo, se subió el ángulo de 0° a 2°.

- ✓ BIT 17 1/2" MSDSSH
- ✓ MOTOR W/1,15° BH
- ✓ XO
- ✓ 2 SHORT MONEL
- ✓ FLOAT SUB
- ✓ 17 1/2" STB
- ✓ POWER PULSE
- ✓ 2 MONEL
- ✓ 4DC 8"
- ✓ XO
- ✓ 3HWDP 5"
- ✓ JAR
- ✓ 17 HWDP 5".

Con este ensamblaje se perforó desde 3997' hasta 5894' en este intervalo se subió el ángulo de 2° a 29,1°.

### **3.2.3 Intervalo 5894'MD/5753' TVD- 7654' TVD/8905' MD (Hueco de 12 1/4", Tubería de revestimiento 9 5/8")**

- ✓ BIT 12 1/4" PDC M91SVX
- ✓ MOTOR 8" W/1,15° BH
- ✓ FLOAT SUB 7 11/16"
- ✓ SHORT MONEL 7 5/8"
- ✓ STAB 11 3/4"
- ✓ POWER PULSE 8 1/4"
- ✓ 2 FLEX MONEL
- ✓ XO
- ✓ 27 DP 5"
- ✓ 24 HWDP 5'
- ✓ JAR 6 1/8"
- ✓ 11HWDP 5".

Con este ensamblaje se perforó desde 5894' hasta 6897' y se levantó el ángulo de 29,1° a 37,1°.

- ✓ BIT 12 1/4" 10MFP
- ✓ MOTOR 8" W/1,15° BH
- ✓ FLOAT SUB 7 11/16"
- ✓ POWER PULSE 8 1/4"
- ✓ 2 FLEX MONEL
- ✓ XO
- ✓ 60 DP 5"

- ✓ 24 HWDP 5'
- ✓ JAR 6 1/8"
- ✓ 11HWDP 5".

Con este ensamblaje se perforó desde 6897' hasta 7771' y se levantó el ángulo de 37,1° a 51,3°.

- ✓ BIT 12 1/4" PDC DS49HGST
- ✓ MOTOR 8" W/1,5° BH
- ✓ FLOAT SUB 7 11/16"
- ✓ POWER PULSE 8 1/4"
- ✓ 2 FLEX MONEL
- ✓ XO
- ✓ 60 DP 5"
- ✓ 24 HWDP 5'
- ✓ JAR 6 1/8"
- ✓ 11HWDP 5".

Con este ensamblaje se perforó desde 7771' hasta 7831' y se levantó el ángulo de 51,3° a 52,7°.

- ✓ BIT 12 1/4" MFDSSH
- ✓ MOTOR 8" W/1,5° BH
- ✓ FLOAT SUB 7 11/16"

- ✓ POWER PULSE 8 1/4"
- ✓ 2 FLEX MONEL
- ✓ XO
- ✓ 60 DP 5"
- ✓ 24 HWDP 5'
- ✓ JAR 6 1/8"
- ✓ 11HWDP 5".

Con este ensamblaje se perforó desde 7831' hasta 8215' y se levantó el ángulo de 52,7° a 63,3°.

- ✓ BIT 12 1/4" MFDSSH
- ✓ MOTOR 8" W/1,5° BH
- ✓ FLOAT V ALVE
- ✓ POWER PULSE 8 1/4"
- ✓ 2 FLEX MONEL
- ✓ XO
- ✓ 60 DP 5"
- ✓ 24 HWDP 5'
- ✓ JAR 6 1/8"
- ✓ 11HWDP 5".

Con este ensamblaje se perforó desde 8215' hasta 8637 ' y se levantó el ángulo de 63,3° a 73,2°.

- ✓ BIT 12 1/4" 10MFP
- ✓ MOTOR 8" W/1,5° BH
- ✓ FLOAT VALVE
- ✓ POWER PULSE 8 1/4"
- ✓ 2 FLEX MONEL
- ✓ XO
- ✓ 60 DP 5"
- ✓ 24 HWDP 5'
- ✓ JAR 6 1/8"
- ✓ 11HWDP 5".

Con este ensamblaje se perforó desde 8215' hasta 8905 ' y se levantó el ángulo de 73,2° a 80,3°.

**3.2.4 Intervalo 7654' TVD /8905' MD-7675' TVD /10014' MD (Hueco de 8 1/2", Liner 7", colgador a 7700' TVD /8728' MD).**

- ✓ BIT 8 1/2" MF1 50DPD
- ✓ MOTOR 6 3/4" CON BH 1.5°
- ✓ FLOAT SUB 6 1/2"
- ✓ CDR 7"
- ✓ POWER PULSE 6 7/8"
- ✓ 2 MONEL 6 3/4"
- ✓ 93 DP 5"

- ✓ JAR 6 1/8"
- ✓ 11 HW DP 5".

Con este ensamblaje se perforó desde 8905' MD hasta 8947 ' y se levantó el ángulo de 80,3° a 84,1°. Se tuvo que sacar este ensamblaje por baja rata de perforación, puesto que con esta broca se perforó cemento y equipo de flotación.

- ✓ BIT 8 1/2" MF1 50DPD
- ✓ MOTOR 6 3/4" CON BH 1.5°
- ✓ FLOAT SUB 6 1/2"
- ✓ CDR 7"
- ✓ POWER PULSE 6 7/8"
- ✓ 2 MONEL 6 3/4"
- ✓ 93 DP 5"
- ✓ JAR 6 1/8"
- ✓ 11 HW DP 5".

Con este ensamblaje se perforó desde 8947' MD hasta 9521 ' y se levantó el ángulo de 84,1° a 88,6°.

- ✓ BIT 8 1/2" MF1 50DPD
- ✓ MOTOR 6 3/4" CON BH 1.5°
- ✓ FLOAT SUB 6 1/2"

- ✓ CDR 7"
- ✓ POWER PULSE 6 7/8"
- ✓ 2 MONEL 6 3/4"
- ✓ 93 DP 5"
- ✓ JAR 6 1/8"
- ✓ 11 HW DP 5".

Con este ensamblaje se perforó desde 9521' MD hasta 10000' (TD) y se levantó el ángulo de 88,6° a 91,3°.

# CAPITULO IV

## RESULTADOS OBTENIDOS Y SU EVALUACION

### 4.1 Resumen del Pozo Horizontal AMO B-10 (H M-1)

El pozo Amo B-10 fue el quinto pozo horizontal perforado por YPF Ecuador Inc. En la Cuenca del Oriente ecuatoriano (el tercero en el campo de Amo). Hasta el presente, este a sido el pozo horizontal perforado en el Campo Amo B más exitoso en cuanto a control geológico y la producción estimada esperada.

El pozo se comenzó a perforar el 14 de febrero de 1998 y alcanzó una profundidad total de 10,000 pies (7666.5' TVD) en 37 días. El costo final por la fase de perforación fue de **\$2,363,447**.

El pozo esta localizado en la parte del sur-este del anticlinal de Amo sur. El tope de la formación Napo se detectó a 8,692 pies MD (-6,828.5'), 6 pies más alto que lo pronosticado. El tope del reservorio

(Napo / "M-1"; Unidad "C") se detecto a 8,904 pies (-6,872'), 3.5 pies más alto que lo pronosticado. El punto de navegación más bajo se alcanzó a 9,508 pies (-6896') 87.5°; 54 pies sobre el campo OWC (-6950').

El zapato del casing de 9 5/8" que corresponde al punto de aterrizaje del pozo, fue de 8,905 pies (-6872'), con un ángulo de 82.1° al tope de "M-1", unidad "C". Desde este punto se perforo un total de 1,100 pies de sección horizontal (99% de arena neta) se perforo en un hueco de 8 1/2".

Herramientas LWD (CDR/GR) se usaron para la correlación estratigrafica y evaluación de la formación. La a arenisca es elemento a tosco formó grano, y se interpreta para ser una serie de cauces apilados fluviales. La calidad del depósito es buena a excelente (porosidad 20.3%).

Una prueba de Bomba Jet fue realizada, y el índice de productividad inicial se estimó en 18.68 BFPD/psi (5,279 BFPD). Con la instalación de un sistema bomba triple electrosubmersible (nueva tecnología) se estima un volumen de la producción de 30,000 BFPD con 4% de corte de agua.

#### **4.1.1 Intervalo 0'-128' (Hueco de 26", Conductor de 20")**

Este tramo se perforó en forma vertical utilizando una broca tricónica de diente largo sin BHA direccional.

#### **4.1.2 Intervalo 128'- 5894' MD / 5753' TVD (Hueco de 17 1/2", Casing de 13 3/8")**

Para la perforación de este intervalo se usó dos ensamblajes direccionales, el primero con motor y un Bent Housing de 0,78° y MWD, más dos moneles largos para evitar las interferencias magnéticas en el MWD. El procedimiento para calibrar el Bent Housing es el siguiente: En primer lugar se hace coincidir la marca de 0,78° en el BentHousing del motor con el MWD con una marca, luego se mide la diferencia de ángulo que existe, se anota este valor para ingresar en la computadora.

Con este ensamblaje se perforó verticalmente con rotaria hasta 800' para realizar el levantamiento de ángulo hasta 2,8° para evitar la colisión con el pozo Amo B-4, que se acercaba al Amo B-10 a +/-1800', posteriormente se regresó a la vertical hasta 3840' en donde se realizó el KOP.

Para corregir los levantamientos de ángulo y la dirección (acimut), se realizaron surveys (mediciones), con el siguiente procedimiento:

Se deja de perforar, se sube la sarta dos o tres pies, se apagan las bombas por 15 segundos con lo cual se apaga el MWD, se prenden las bombas y el MWD y se realiza la medición en el MWD, la misma que es enviada y registrada en la computadora de Anadrill y reportada en el monitor.

#### **4.1.3 Intervalo 5894' MD / 5753' TVD - 8905' MD / 7652' MD (Hueco de 12 1/4", Liner de 9 5/8")**

Para continuar con la perforación direccional del siguiente intervalo se utilizó un BHA consistente en broca 12 1/4" con motor, bent housing, MWD, moneles, estabilizadores y martillo con la finalidad de ir construyendo la curva rotando y deslizando hasta llegar a la profundidad total.

En este intervalo se perforo desde 5894' hasta 8905', y se levantó el ángulo desde 29,1° hasta 82,1°

#### **4.1.4 Intervalo 7652 TVD/8905' MD-7666' TVD/10000' MD (Hueco de 8 1/2" Liner 7", colgador a 8300' TVD/8728' MD)**

Para continuar con la perforación horizontal del siguiente intervalo se utilizo un BHA consistente en broca de 8 1/2" con motor, bent housing, MWD, CDR, moneles, estabilizadores y martillo con la finalidad de ir construyendo la curva rotando y deslizando hasta llegar al siguiente punto de casing.

En este intervalo se perforo desde 8905' hasta 10.000' (Profundidad Total) y se levanto el ángulo desde 84,5° hasta 91,3°.

## **4.2 Registros Eléctricos.**

### **4.2.1 GR-MWD**

El registro de rayos gamma (GR) se bajó con la herramienta MWD y se activó a partir de 7900' MD hasta 8863'MD, mientras se perforaba el hueco de 12 1/4".

El GR de la herramienta MWD se registró en tiempo real mientras se perforaba. Esta característica, junto con las muestras de ripios recolectadas por los geólogos, nos permitieron determinar los diferentes topes Formacionales que a continuación se describen:

**Tabla 4.1 Topes Formacionales**

	<b>Formación Tena</b>	<b>Arenisca Basal Tena</b>	<b>Formación Napo, “M-1”, Unidad “A”</b>
<b>TOPE (pies) Prof. medida</b>	No medido	8620	8692
<b>TOPE (pies) Prof. vertical</b>	No medido	7589,5	7608,5
<b>TOPE (pies) Prof. vertical (NM)</b>	No medido	-6809,5	-6828,5
<b>BASE (pies) Prof. medida</b>		8692	No medido
<b>BASE (pies) Prof. vertical</b>		7608,5	No medido
<b>BASE (pies) Prof. vertical (NM)</b>		-6828,5	No medido

#### 4.2.2 CDR-GR

Luego de poner la tubería de revestimiento de 9 5/8” a 8900’ MD, con el ensamblaje para perforar el hueco de 8 ½”, se bajo la herramienta CDR (Compensated Dual Resistivity) que registra las curvas de GR y de resistividad media PSR (Phase Shift Resistivity) y profunda ATR (Attenuation Deep Resistivity) (equivalentes a las curvas ILM y ILD del registro de inducción corrido con cable eléctrico).

A partir de 8900’ MD se obtuvo en tiempo real durante la perforación GR, PSR y ATR. Paralelamente la herramienta

grababa la información en el fondo, para ser recuperada después de sacar la herramienta.

El registro en tiempo real nos permitió, junto con las muestras de ripios recolectadas por los geólogos, determinar el siguiente tope:

**Tabla 4.2 Topes de la formación Napo**

	<b>Formación Napo, "M-1", Unidad "C"</b>
<b>TOPE (pies) Prof. Medida</b>	8904
<b>TOPE (pies) Prof. vertical</b>	7652
<b>TOPE (pies) Prof. vertical(NM)</b>	-6872
<b>BASE (pies) Prof. medida</b>	No medido
<b>BASE (pies) Prof. vertical</b>	No medido
<b>BASE (pies) Prof. vertical(NM)</b>	No medido

Además, permitió durante la perforación de la parte horizontal del pozo controlar la navegación, manteniéndonos dentro de la arena "M-1" "C", la cual en este caso tuvo excelentes propiedades petrofísicas desde el punto de vista de ripios, GR y resistividad.

Se utilizó el programa de evaluación petrofísica PETCOM, el mismo que permitió transformar los registros de profundidad medida (MD) a profundidad vertical verdadera (TVD) y a profundidad vertical verdadera a nivel del mar (SSTVD), esto permitió correlacionar los registros del pozo Amo-B-10 con los registros de los pozos vecinos Amo-B-5, Amo- B-1 y Amo-2. Este programa también permitió graficar la trayectoria proyectada, que ayuda a la navegación y a la vez la trayectoria real a medida que se va perforando el pozo.

# CAPITULO V

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 5.1 Conclusiones

- Las perforaciones horizontales han demostrado ser efectivas en el aumento de las tasas de producción.
- La integración de un equipo multidisciplinario, incluyendo a las empresas de servicios, constituyen factor importante en la aplicación y ejecución de esta tecnología.
- La perforación del pozo Amo B-10 fue un éxito puesto que fue perforado de acuerdo con lo planificado y dentro de los costos presupuestados. La sección Horizontal navegó 1100 pies dentro de la Arenisca "M-1 C" de la formación Napo, dentro de la cual se colocó un liner ranurado el mismo que presenta un área en la boca del pozo abierta al flujo de aproximadamente 19,885 pulg<sup>2</sup> que

corresponden a 138.1 pies<sup>2</sup>, lo que redundará en beneficio del índice de productividad que de acuerdo a las pruebas de producción está entre 16 y 19 BPPD/lppc, lo que le da a este pozo una gran capacidad de producción.

- En las pruebas de producción con bomba jet el pozo produjo en doce horas un promedio de 5175 BPPD con una presión de fondo estática a la altura de la bomba de 2424 lppc y una presión de fondo fluente promedio de 2220 lppc, con una caída de presión de 233 lppc que nos da un IP de 19 BPPD/lppc. Este pozo tiene una mayor capacidad de producción dependiendo del tipo de bomba a utilizarse en el levantamiento artificial.
- Mientras más flexible sea el DC inferior, mayor será el rango B'UP alcanzable
- Un BHA rígido que mantiene la inclinación con un estabilizador fuera de calibre ubicado sobre el SDC comenzará a bajar la inclinación si dicho estabilizador es de calibre completo.
- Para un BHA normalmente tres estabilizadores son suficientes. Para BHA tipo péndulo dos es suficiente.
- El PD debe estar en el piso del taladro cuando se este lavando/trabajando el BHA rotatorio a través de la sección punto de

inicio en formaciones suaves, para evitar que el pozo se desvíe (side track)

- Un BHA que trabaja perfectamente en un área puede actuar muy diferentemente en otra. Experiencia local es esencial en afinar los BHA
- Decidir cuando sacar para cambiar un BHA es una de las principales responsabilidades del PD. Idealmente, esto debiera coincidir con un viaje para cambiar la broca.
- En la sección tangencial del pozo el cambio del BHA puede simplemente ser el cambio de la camisa el estabilizador ubicado directamente sobre el Drill collar corto (SCD) . El truco es en cuanto debe el PD cambiar el calibre. A veces el cambio de calibre en 1/16" puede conducir a un cambio significativo en el comportamiento del BHA.
- Altos r.p.m. hacen más rígido el BHA - ayuda a frenar desvíos debidos a tendencias de la formación.
- Es usualmente más fácil construir la inclinación con bajos r.p.m. Sin embargo, el PD pueda querer usar r.p.m. altos durante la fase B'UP(para control direccional). El Peso sobre la broca es el mayor parámetro de perforación que influye en el rango B'UP.

- Rimar es efectivo para controlar el rango B'UP en formaciones suaves. Se hace menos efectivo para formaciones más duras. Aun así hasta en formaciones duras, rimar antes de cada conexión ayuda a mantener bajo el arrastre del hueco.

## **5.2 Recomendaciones**

- ❖ Para la perforación de pozos horizontales se recomienda contratar un equipo de perforación con última tecnología, que este en óptimas condiciones de funcionamiento y que cuente con la capacidad suficiente para garantizar el éxito de las operaciones.
- ❖ El equipo de perforación debe tener "Top Drive", el mismo que garantiza en cualquier momento crítico de la perforación, la posibilidad de poder rimar 90 pies arriba, así como también 90 pies abajo, es decir cuando la herramienta tienda a pegarse, salir rotando, circulando y tensionando sin permitir que se produzca un stock pipe, lo que no se puede realizar con los equipos convencionales con kelly.
- ❖ Otra ventaja de utilizar un equipo de perforación con Top Drive es que cada conexión es de tres tubos(un stand), lo que nos permite reducir tiempos de conexiones, de viajes, de perforación y resultando al final económicamente más rentable.

- ❖ Para elevar la inclinación siempre use un estabilizador NB de calibre completo
- ❖ Tomar registros frecuentemente (en cada tubo con MWD) durante la fase B'UP (en todos los pozos) y fases de caída ("pozos tipo "S") con objeto de reaccionar rápidamente a inesperadas tendencias.
- ❖ Un BHA tipo JT es un BHA B'UP. No jeteo demasiado. Observe el peso disponible sobre la broca para jeteo.
- ❖ Para bajar la inclinación use ya sea un NB de calibre desgastado (BHA de semi caída para rangos bajos) o ningún NB (BHA tipo péndulo, para rangos rápidos de caída).
- ❖ En un pozo tipo S trate de comenzar tempranamente la caída utilizando un BHA de semi-caída. Cambie a un BHA tipo péndulo a los 15 grados de inclinación.
- ❖ Trate de no elevar la inclinación hacia el objetivo- es mejor bajar lentamente hacia el mismo.
- ❖ Use un mínimo de DC si es posible. Utilice tubería HW para la disponibilidad de peso remanente.

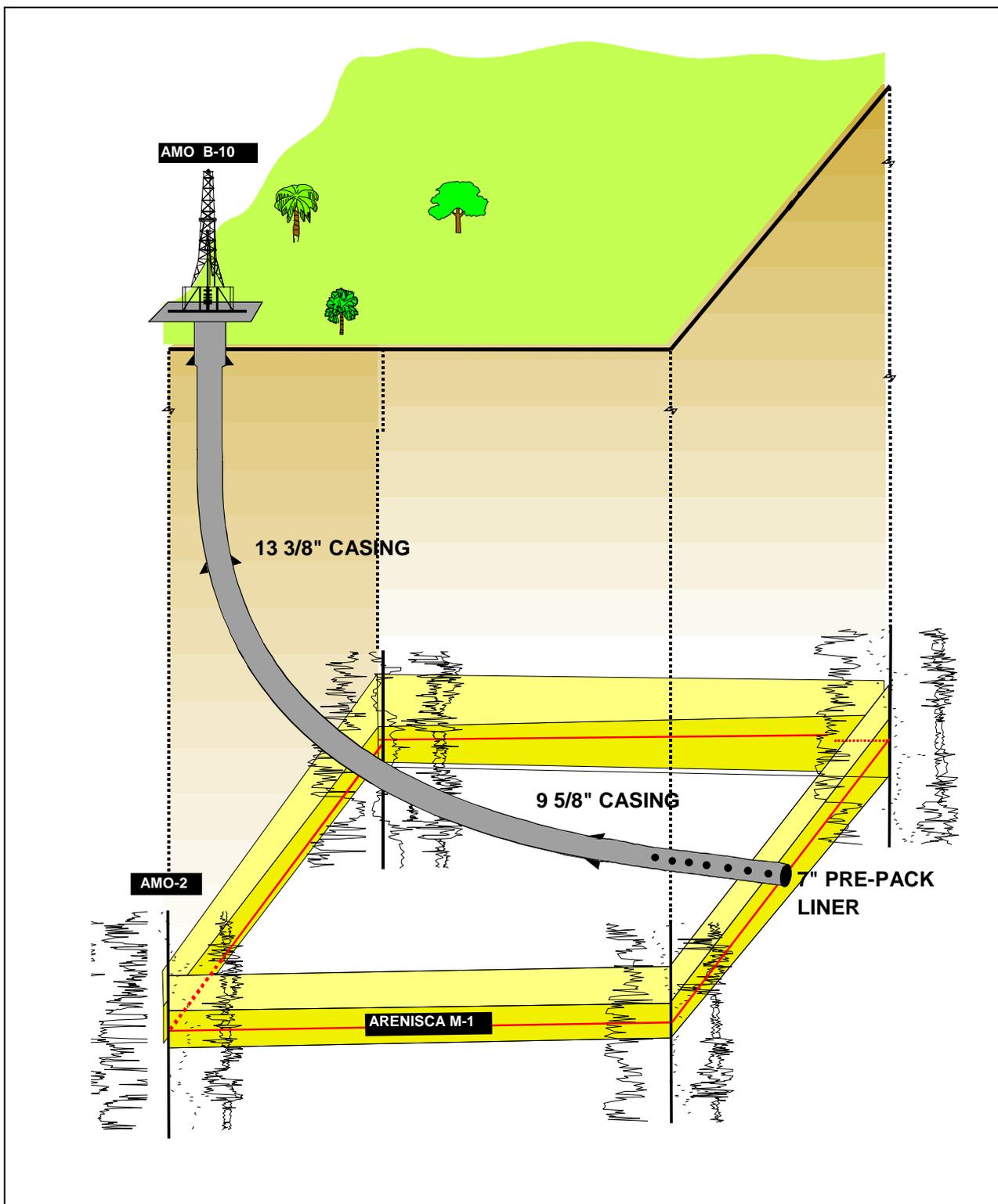
- ❖ En formaciones abrasivas y/o duras, cuidadosamente, calibre los estabilizadores cuando se saque la herramienta. Reemplace estabilizadores como sea requerido. Chequee la broca. Si la broca esta gastada va a ser necesario rimar. No permita que el perforador “estrangule la broca” en formaciones duras.
- ❖ Chequee todo el equipo direccional antes y después del trabajo es una buena practica calibrar todas las herramientas direccionales y dejar una lista en el taladro para los perforadores. Observe roscas y espejos dañados.
- ❖ En áreas en que pueda haber pegamiento diferencial minimice el tiempo de registro. Si utiliza registros tipo “single-shot “, recíproque la tubería. Deje la tubería parada solamente por un mínimo requerido.
- ❖ Para ayudar inicialmente un desvío hacia la derecha, es aconsejable usar alto peso sobre la broca y bajas r.p.m.
- ❖ En formaciones suaves puede que sea necesario reducir el rango de flujo de lodo para obtener suficiente peso sobre la broca y reducir el lavado del hueco. Tenga cuidado. Lave cada tubo / parada a un rango de flujo normal antes de hacer la conexión.

# **ANEXOS**



### POZO HORIZONTAL AMO B-10 ESQUEMA DE TRAYECTORIA 3D

FIGURA A2



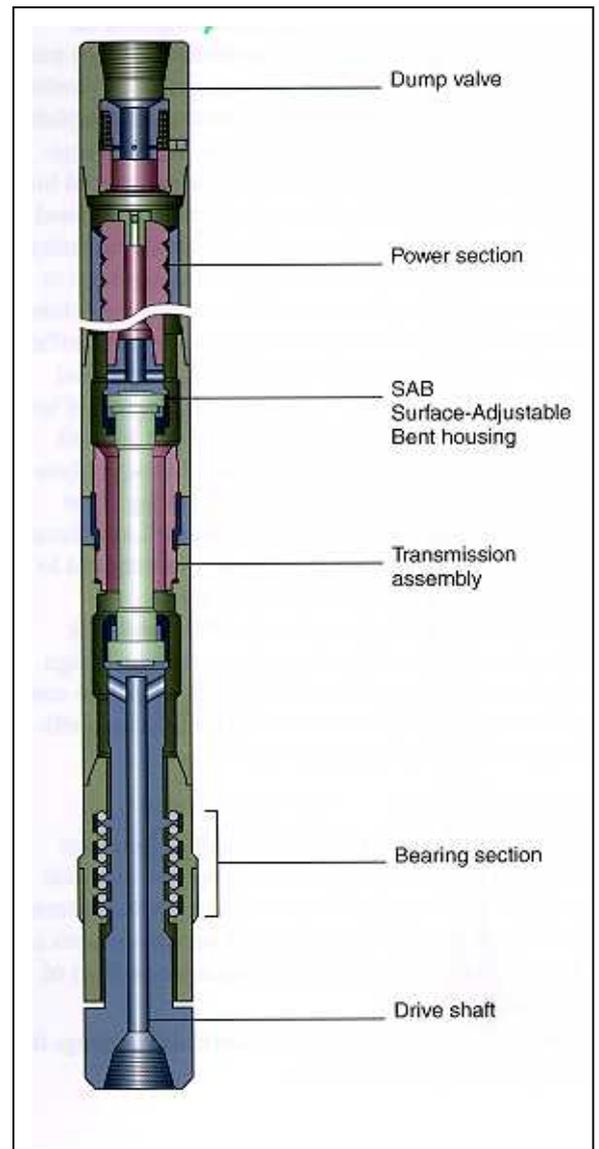
ENSAMBLAJE DEL MOTOR POWER PAK

FIGURA A3  
MOTOR



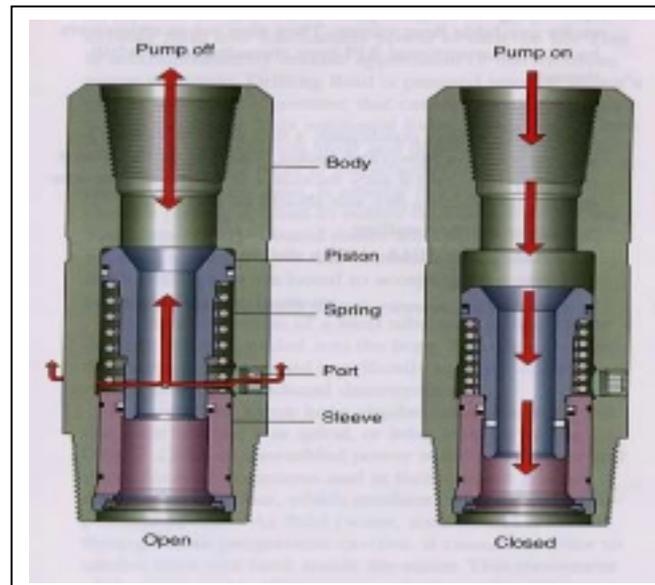
CORTE TRANSVERSAL DE

FIGURA A4



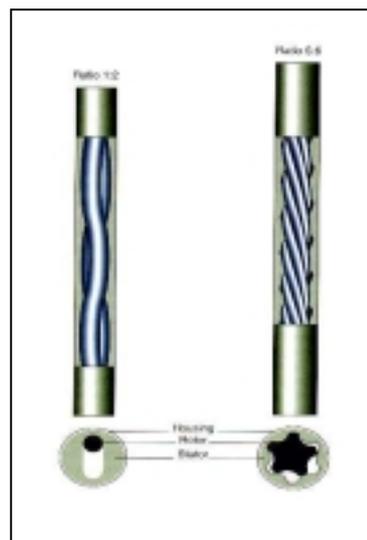
## ENSAMBLAJE DE DUMP VALVE DE POWERPAK

FIGURA A5



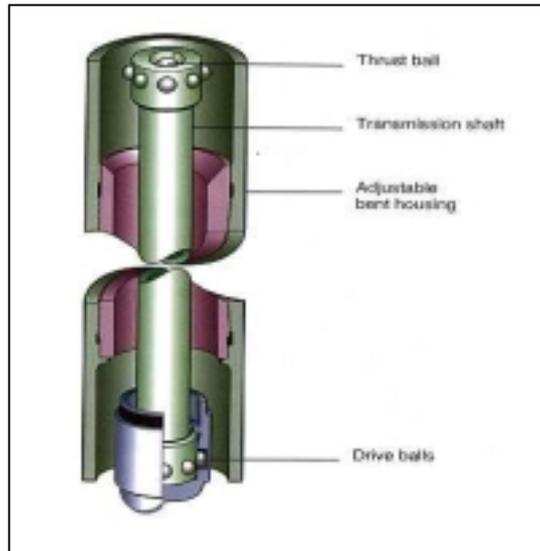
## ENSAMBLAJE DE LA SECCIÓN DE PODER DEL MOTOR POWERPAK

FIGURA A6



ENSAMBLAJE LA TRANSMISION DEL MOTOR POWERPAK

FIGURA A7

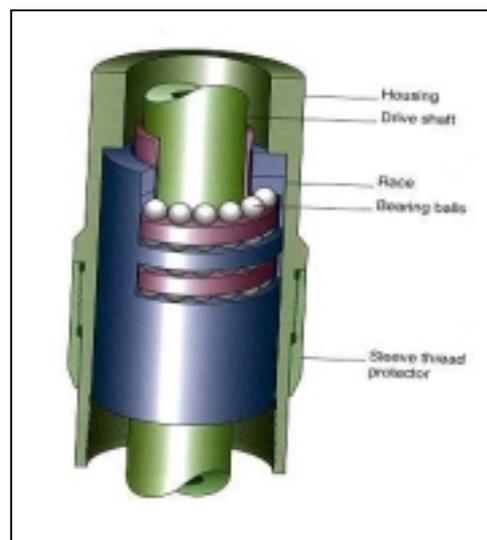


ENSAMBLAJES DEL SAB Y BEARING DEL POWERPAK

FIGURA A8

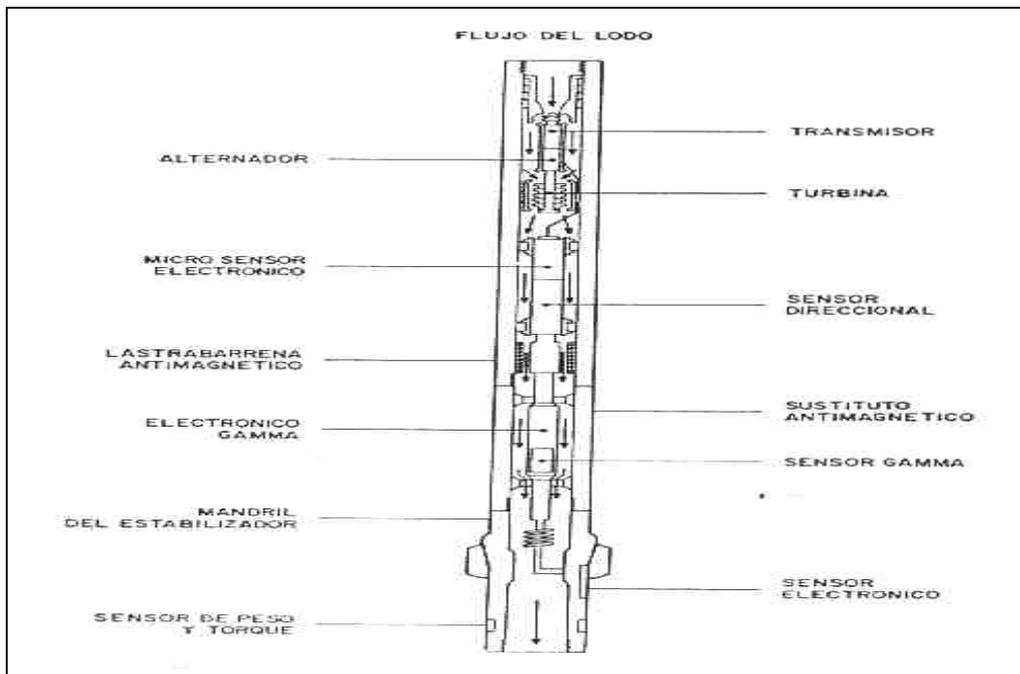


FIGURA A9



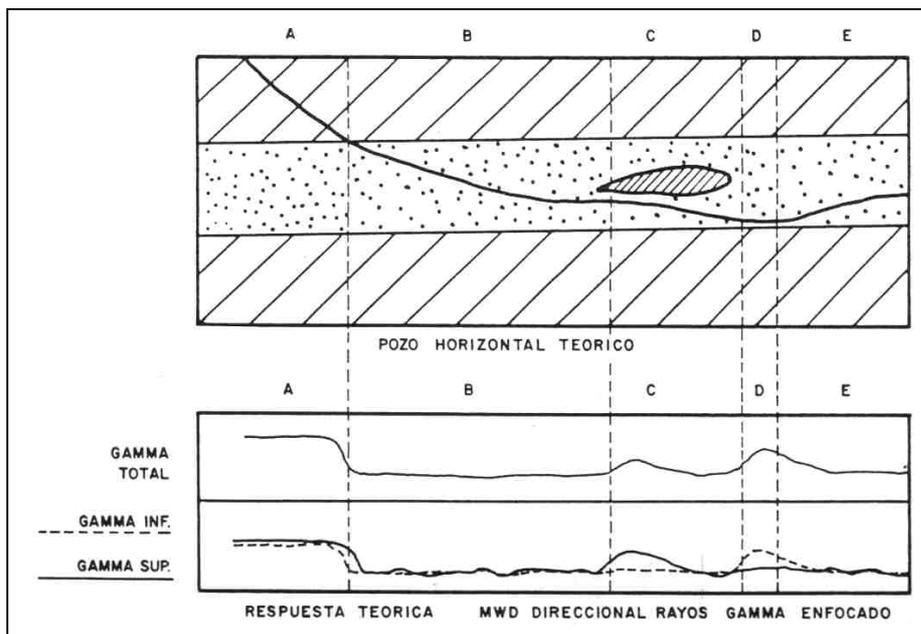
CORTE TRANSVERSAL DE LA HERRAMIENTA LWD

FIGURA A10



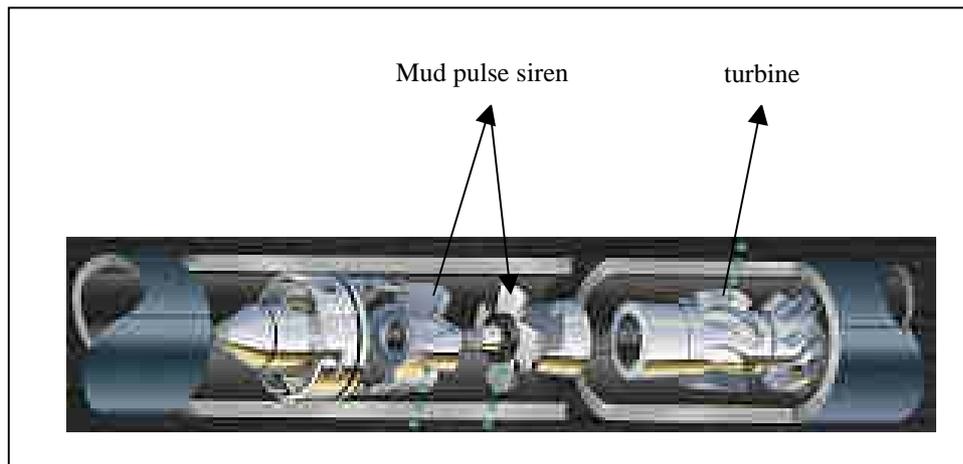
REGISTRO RAYO GAMMA ENFOCADO

FIGURA A11



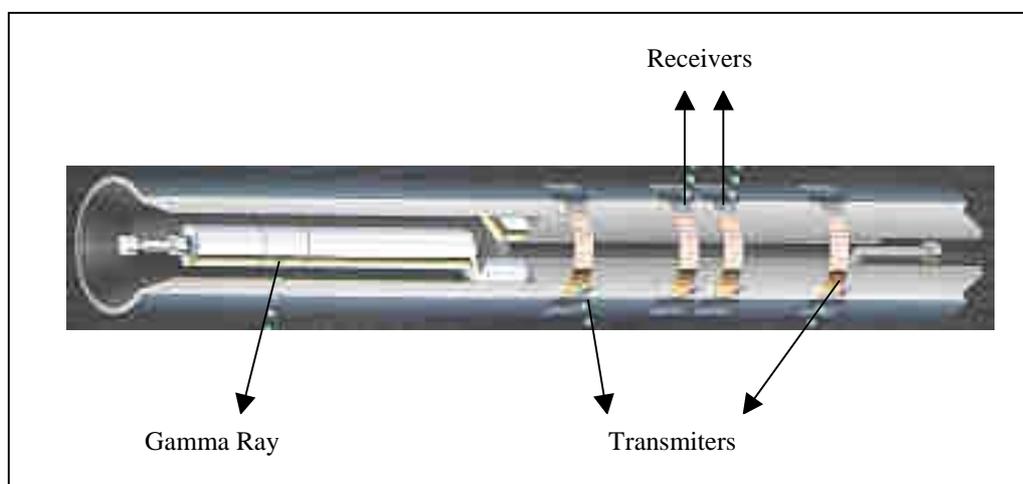
HERRAMIENTA POWERPULSE MWD

FIGURA A12



HERRAMIENTA CDR

FIGURA A13



## **ANEXO B**

### **B.1. HERRAMIENTAS DE PERFORACIÓN**

#### **1. DRILL COLLAR (BOTELLAS)**

Los Drill Collars son tubulares pesados de acero rígido. Estos son usados en el final de un BHA para proveer peso sobre la broca y rigidez sobre la sarta de perforación. Existen dos tipos de Drill Collar, los lisos y espirales. En Perforación Direccional se utiliza los Drill Collars tipo espiral son preferidos porque las ranuras espirales reducen el área de contacto a la pared en un 40%. El cambio de pegamiento diferencial es reducido grandemente, los Drill Collars en forma espiral normalmente tienen un buen deslizamiento, alivio de esfuerzos entre los bordes de la caja y el pin, y son usados de acuerdo al criterio de la operadora.

#### **1.1. SHORT DRILL COLLAR (BOTELLAS CORTAS)**

A menudo son llamados pony collar, este es simplemente la versión mas corta de un Drill Collar. Estos Short Drill Collar pueden ser manufacturados de acero especial y pueden ser cortados en 2 o más Short Drill Collar los mismos que pueden ser aplicados para armarse en BHA sus longitudes varían de 5',

10' y 15' son normalmente proveídas por Compañías de Perforación Direccional.

### **1.2. NON-MAGNETIC DRILL COLLAR (BOTELLAS ANTIMAGNETICAS)**

Los Non Magnetic Drill Collar son usados no en forma espiral sino lisa, son manufacturados en alta calidad resistentes a la corrosión de autentico hierro forjado conocido como monel, para aislar a la herramienta de control y registro contenida en su interior (MWD o Steering Tool) de las interferencias magnéticas causadas por el acero de la tubería de perforación que está más arriba.

La tecnología asociada con los levantamientos magnéticos muestra que el número de botellas antimagnéticas requeridos aumenta a medida que se incrementan el ángulo del pozo y la latitud del mismo. La norma es utilizar tres botellas antimagnéticas de treinta pies cada una.

### **1.3. SHORT NON-MAGNETIC DRILL COLLAR (BOTELLAS CORTAS NO MAGNETICAS)**

Es una versión corta de Non Magnetic Drill Collar. Estos comúnmente son hechos de un Non Magnetic Drill largo. Los Non Magnetic Drill Collar pueden ser usados entre el motor de

lodo y el collar del MWD para contrarrestar las interferencias magnéticas de la parte inferior. Es también usado como herramientas de giro en el BHA particularmente donde el calibre del agujero es inclinado y la dirección dada alcanza, altas interferencias magnéticas finalmente el BHA para pozos horizontales a menudo usa un Short Non Magnetic Drill Collar.

## **2. FLOAT SUB (INTERCAMBIADOR DE DIAMETRO DE ROSCA)**

Este es un intercambiador de diámetro de rosca de una caja y pin y actúa como una válvula flotadora, a menudo se corre sobre el motor, en un BHA convencional la válvula flotadora es insertada sobre el porta broca (bit sub) (en el caso de un BHA pendular) o es usado cerca de los estabilizadores y la broca. Los diseños de estas válvulas flotadoras son muy variables, algunos pueden no usar válvulas flotadoras por problemas de kick-control (punto de desviación) en Perforación Direccional se deberá chequear la regulación que tenga el equipo de perforación. Esta válvula es proveída por Compañías de Perforación Direccional.

## **3. BIT SUB (PORTA BROCA)**

Esta es una herramienta caja por caja es directamente corrido sobre la broca y cuando no se puede utilizar esta cerca del estabilizador (es

una válvula flotadora) existe de variedades, diámetro de acuerdo al tipo de broca y normalmente son proveídos por la contratista de perforación.

#### **4. JUNK SUB (CANASTA DE DESPEDIOS)**

Es fabricado con un acero sólido especial con cuello vacío en la parte de abajo formando una especie de canasta al final de la herramienta. Este junk sub es corrido directamente sobre la broca, el cual recoge las piezas que pueden circular en el lodo y que no son demasiado pesadas como para sacarlas del pozo con circulación.

#### **5. EXTENCION SUB (EXTENCION DE CANASTA)**

Este es una extensión corta de canasta normalmente consta de una caja y un pin.

#### **6. HEAVYWEIGHT DRILL PIPE (TUBERIA DE PERFORACION DE PARED GRUESA)**

Esta es una sarta de perforación de pesos intermedio con dimensión idéntica al Drill Pipe (Tubería de Perforación) el HeavyWeight tiene una pared central que nos ayuda a proteger la caja y el pin y darle flexibilidad a la sarta lo cual reduce, las ratas de usos en los diámetros externos de dichas tuberías. El OD de esta tubería es protegido en el centro para contrarrestar esfuerzos abrasivos.

El HeavyWeight Drill Pipe es menos rígido que el Drill Collar y tiene mucho menos área de contacto. Cambios de adelgazamiento diferencial son reducidos y los tres puntos de contacto con las paredes ayudan a una perforación direccional. Permite reducir el torque y obtener altos r.p.m. El HWDP puede ser corrido a través de ángulos en el agujero y cambia de dirección con menos conexión y problemas de fatiga, los diseños para utilizarlos en el BHA también nos permite minimizar el uso de DC en el BHA y uso de HW para variar el peso sobre la broca. Para un normal trabajo de un direccional 30 juntas de HWDP serán suficiente.

## **7. STABILIZER (ESTABILIZADORES)**

Son partes indispensables usadas en el BHA para rotación en una perforación direccional. Los estabilizadores tienen conexión caja y caja son colocados cerca de la broca.

Los estabilizadores que tienen conexión caja y pin son también usados como una válvula flotadora para control direccional en las paredes del agujero. Con varias posibilidades de tipo y flexibilidad al BHA.

Estos estabilizadores son usados para:

Control de desviación.

Reduce los riesgos de pega diferencial

Se puede rimar patas de perro y ojos de llave

### **7.1. WELDED-BLADE STABILIZER (ESTABILIZADORES CON ALETA SOLDADA)**

Las aletas soldadas en el cuerpo del estabilizador son procesos de alta calidad que encierran recalentamientos y pos calentamiento en todos sus componentes, la unidad de ensamblaje asegura la integridad del estabilizador totalmente y minimiza la posibilidad de que fallen las aletas o hojas. Las aletas pueden ser rectas, semi rectas, inclinadas o en forma espiral. Los estabilizadores de aletas soldadas no son recomendables para formaciones duras porque pueden sufrir daños y fracturas, pero pueden funcionar sin problemas en formaciones suaves proveyendo una máxima rata de flujo, y son relativamente baratas.

### **7.2. INTEGRAL-BLADE STABILIZER (ESTABILIZADORES CON ALETAS INTEGRALES)**

Los estabilizadores con aletas integrales son hechos de una sola pieza de material, son mas caros que los otros estabilizadores. Los bordes de estos estabilizadores pueden reducir el daño que puede ser causado por el contacto con áreas de la pared del pozo en formaciones suaves. Estos

pueden tener tres o cuatro aletas los estabilizadores normalmente son de insertos de carburo de tungsteno (superficie de contacto de las aletas) y son recomendadas para formaciones duras y abrasivas.

### **7.3. SLEEVE-TYPE STABILIZER (ESTABILIZADORES TIPO CAMISA)**

Existen dos tipos de diseño de este tipo de estabilizadores.

#### **♣ Estabilizador De Dos Piezas (Mandril Y Camisa)**

Las camisas son atornilladas con tuercas especiales fuera del mandril ajustadas (torque) a un valor recomendado, generalmente el torque de la camisa es bajo no hay presión de sello en la camisa es fácil el cambio de camisa en la plataforma de perforación y es muy usada hoy en día.

#### **♣ Estabilizadores Tres Piezas (Mandril, Camisa y Saver Sub)**

Esta camisa es atornillada en el primer mandril y ajustado con la mano. El saver sub es atornillado en el mandril de conexión y ajustada de acuerdo a los valores recomendados. En este caso hay presión sello de presión de lodo, poner el torque en esta pieza de conexión es de acuerdo al diámetro API de la conexión (ósea que hay que limpiar apropiadamente los hombros (espejos), hilos caja y pin) nuevamente use el correcto

torque y evitaremos problemas down hole wash outs (agujero en la tubería) lo que podría resultar en pérdida de tiempo, cambios de camisa, etc.

Por esta razón los estabilizadores tipo camisa no son más usables desde hace algunos años.

#### **7.4. CLAMP-ON STABILIZER (ESTABILIZADORES DE ABRAZADERAS)**

Varios diseños son conocidos como la fabricada por RED, Sarco-log, EMTEC. Estos estabilizadores dan mayor estabilidad en el diseño del BHA y pueden ser posesionados sobre NMDC, MWD, PDM, etc. El espacio requerido mantiene el control direccional del pozo.

Los estabilizadores con abrazaderas no magnéticas son variables y solicitados por algunos clientes pero algunos son aprensivos acerca de correr las abrazaderas porque dañan la posición del movimiento adentro (en la perforación). Algunos de ellos dificultan a la extracción de la sarta.

#### **7.5. ESTABILIZADORES DE NO ROTACION**

Este tipo de estabilizadores son usados sobre el tope de un estabilizador convencional en el BHA, son útiles para formaciones abrasivas, en la banda de caucho no gira cuando

esta perforando esto reduce el daño cuando estamos frente a las paredes del pozo y pueden soportar temperatura de 150° F.

#### **7.6. ESTABILIZADORES DE ALETA REEMPLAZABLE (RWP)**

Tienen 4 aletas de 90° son buenas para control de perforación direccional usados en formaciones abrasivas que pueden dar un excesivo torque.

#### **7.7. ESTABILIZADORES DE BAJO CALIBRE**

El estabilizador de bajo calibre es un estabilizador ajustable, tiene dos posiciones, abierta (en calibre), cerrada (en bajo calibre). La parte extendida en calibre recibe la mayor cantidad de peso sobre la broca entonces el candado de cierre se sujetara hidraulicamente para desactivar la bomba, deben sacar un poco antes de fondo. En este caso el seguro hidráulico del estabilizador se encontrara nuevamente en función de cierre cuando la rata de bombeo es normal.

#### **8. ROLLER REAMER (RIMADORES DE RODILLO)**

Son diseñados para mantener el calibre del agujero reduce el torque y estabilizan la sarta de perforación ellos pueden ser de tres puntos (tres rodillos) y de seis puntos (seis rodillos) ambos son colocados

cerca de la broca para proteger su diámetro ellos pueden ser usados particularmente en formaciones abrasivas.

Los rimadores de rodillo colocados cerca de la broca (Near Bit) ayudan a prolongar la vida útil de la misma y pueden ser colocado como un Near Bit estabilizado donde el torque de la rotaria es excesivo. Algunas veces más de uno son usados, en el BHA estos ayudan a rimar ojos de llave y patas de perro. Estos cortadores son variables y usados para formaciones suaves, medianamente suaves y formaciones duras. Los bloques de los cortadores y pines de los rodillos (rimadores de rodillos) pueden ser cambiados en el sitio de perforación.

## **9. UNDERREAMER (RIMADOR DE BAJO CALIBRE)**

Las aplicaciones de esta herramienta son para ensanchar puentes, ojos de llave, abrir huecos pilotos direccionales, nos sirven también para abrir agujeros cuando tenemos restricciones en un BOP, esta herramienta es abierta hidráulicamente. Estas herramientas mantendrán su posición abierta mientras la presión hidráulica es mantenida, cuando las bombas son cerradas los brazos regresan hacia el cuerpo del rimador de bajo calibre (under reamer). Varios tipos de cortadores son usados en las formaciones. Los brazos cortadores y los jets pueden ser cambiados en el sitio de perforación.

Es recomendado correr un (bull-nose) bajo el under reamer cuando sé esta abriendo un agujero piloto en una perforación direccional. Esto elimina la posibilidad de tener un accidental side track (salir de la vertical con nuevo agujero)

## **10. STRING REAMER (RIMADOR DE SARTA)**

Un rimador de sarta es diseñado para incrementar el diámetro de un ojo de llave a través de la cual atraviesa. El cuerpo de rimador de sarta es hecho de una longitud corta de HWDP las conexiones son normalmente hechas a las que se realizan en la tubería de perforación. Las aletas son soldadas en el cuerpo su parte facial es sumamente dura (carburo de tungsteno) las aletas pueden ser rectas u oblicuas. El OD de las aletas pueden ser variados pero no pueden ser más grandes que el OD de la broca usada. Es un diseño muy caro y es fabricado con piezas de acero y aplicando técnicas especiales para la formación de sección dura de la cara. Estos rimadores son normalmente corridos en la Tubería de Perforación en los progresos de la formación estos nos ayudan a rimar secciones irregulares y posibles ojos de llaves. Los rimadores de sarta con diámetros largos son diseñados para ser corridos sobre los DC ellos tienen las mismas conexiones que se realizan en los DC.

## **11. KEY-SEAT WIPER (LIMPIADORES DE OJOS DE LLAVE)**

En un pozo cuando se tiene ojos de llaves es un gran problema. Allí se encuentra el limpiador de ojos de llaves (key-seat wiper) que pueden ser corridos entre el tope del ultimo DC y base del primer HW, cuando se saca la tubería la parte dura de las aletas tendera a encajarse en el primer ojo de llave (hacia arriba) la sección de esta herramienta será de rimar este, automáticamente esta formación dejando libre el paso para los DC.

La herramienta puede ser de engranaje simple o doble, las aletas espirales tienen en su borde facial material duro (carburo de tungsteno) que provee la acción de cortar y tiene una buena resistencia al uso.

## **12. TURBINE (TURBINA)**

Esta herramienta utiliza mecanismo de fluido centrifugo este es totalmente diferente al motor de desplazamiento positivo, la energía es derivada de la velocidad o volumen directo del flujo de lodo, tiene en su interior un estator angular creando una fuerza de rotación expuesta en el ángulo del rotor cada combinación de estator a rotor es llamada una etapa, una turbina trabaja en diferentes etapas. Las

Turbinas a menudo llamadas (turbodrill) no son usadas muchos hoy en día.

### **13. BENT SUB (SUBSTITUTO DE INCLINACIÓN)**

Son normalmente fabricados con pin y caja, la conexión de un pin del bent sub puede ser compatible con la caja de un Motor de Desplazamiento positivo del mismo diámetro, el pin es fabricado con ejes axiales en el cuerpo de esta herramienta, este ángulo va inicialmente de 1° a 3° en incrementos de 1/2°, una línea o marca en el cuerpo del sub esta directamente alineado en el centro de la ranura del pin, es usado como un patrón de referencia para el posicionamiento de la cara de la herramienta (tool fase) el bent sub es usado directamente sobre el Motor de Desplazamiento positivo o turbina. Las fuerzas en la broca siguen un cierto arco de curvatura como en la perforación.

### **14. ORIENTING SUB (HERRAMIENTAS DE ORIENTACIÓN)**

Esta herramienta es comúnmente llamada UBHO (Universal bottom hole orientation). Esta tiene conexión de pin y caja son compatibles con bent sub y NMDC. Después de cada conexión inmediatamente deben ser torquados y alineados directamente sobre la línea patrón del bent sub, esta llave (marca) es el punto de carga para

correr una desviación. La Perforación Direccional y la posición del tool face en el disco de la inclinación, esta asegurado usando dos tornillos hexagonales de 3/8". Esta herramienta en la inclinación nos sirve para hacer correcciones en un kick off o side track.

#### **15. BENT ORIENTING SUB (BOS)**

Es una combinación de bent sub y UBHO. Las ranuras del pin son compatibles con un Motor de Desplazamiento positivo

#### **16. HOLE OPENER (ABRIDOR DE AGUJERO)**

Es usualmente diseñado con herramientas de diámetro fijo, estos abridores de agujeros son usados, en agujeros pilotos, son variados sus cortadores y usados en diferentes tipos de formaciones, los cortadores y los jets pueden ser cambiados en el sitio de perforación y son tremendamente recomendados para abrir agujeros pilotos en pozos direccionales.

#### **17. BULL NOSE**

Es usado como guía en un agujero abierto o under reamer particularmente en agujeros pilotos desviados. Esta herramienta guía, puede ser cóncava o sólida. Algunos de estos rimadores no tienen jet, los bull nose son corridos directamente bajo el under reamer en algunas ocasiones el fluido directamente asciende por

los jets y limpian los cortadores ayudando al under reamer que opere normalmente.

#### **18. SECTION MILL (SECCION DE MOLEDORES)**

Esta herramienta es usada para moler secciones de la tubería de revestimiento o casing, usualmente usadas para operaciones de side track Serco K-mill es el más comúnmente usado en Anadrill, la operación es similar a la de under reamer esto incluye a seis cortadores triangulares son vestidos con carburo de tungsteno tres de los brazos cortadores expandidos por la presión de la bomba es aplicada. Los tres primeros cortadores iniciaran el corte del csg una vez alcanzado su diámetro de corte automáticamente las otras tres aletas tomaran su diámetro de corte. Cuando todos los cortadores (seis) están sobre la superficie cortada del csg se procede a los procedimientos de moler.

#### **19. WHIP-STOCK (ABRIDOR DE VENTANAS)**

Se corre delante del Motor de Desplazamiento positivo como una herramienta de deflexión, esta herramienta puede ser corrida en agujero abierto o hueco revestido. Esta herramienta en agujero abierto es recuperable es usada principalmente en side track y en taladro pequeño. En hueco revestido es usado un side track dentro

de un csg es un orientador seguido de una deflexión ubicado en el flanco izquierdo, varios tipos son usados y completados en agujeros revestidos en operaciones de side tracks.

## **20. DRILLING JARS (MARTILLOS DE PERFORACIÓN)**

Estos son de dos diseños, para aplicar percusiones ascendentes y descendentes, los martillos de perforación son utilizados en agujeros desviados, en la sarta de tal manera que la sarta puede mediante un martillo ascendente o descendente liberada en caso de que se halle ajustada.

Los martillos pueden ser de diseño: mecánico, hidráulico o hidromecánico.

## **21. SHOCK ABSORBER (ABSORVEDOR O AMORTIGUADOR DE VIBRACIONES)**

Los absorvedores de vibraciones en perforación son diseñados para resolver problemas de vibración en la sarta al igual que reduce la vibración que se realizan en la broca. El amortiguador de vibraciones de Anadrill es llamado Shock Guarda este diseño principalmente incluyen resortes y tienen alta capacidad de carga, una baja rata de amortiguamiento de vibración en tensión y compresión.

## **22. REBEL TOOL**

Esta herramienta corrige el desplazamiento lateral de la broca en las paredes del agujero y puede tener una suave y baja tendencia al desplazamiento lateral de la broca o puede eliminarlos completamente. Las partes izquierda y derecha pueden ser cambiadas en el sitio de perforación, son utilizadas en formaciones medianas. Esta herramienta puede ser usada en inclinaciones sobre 12° y en huecos de 8 1/2" y 12 1/4". Un rebel tool de mano izquierda es exhibido en la figura. Con la llegada de motores navegables son a menudo poco usados hoy en día.

## **23. MOTORES DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO (PDM)**

El avance más importante para el control de la trayectoria de un pozo es el uso de motores de desplazamiento positivo con sustituto de inclinación (bent sub), bent housing, o estabilizadores excéntricos.

Los motores de desplazamiento positivo están disponibles en rangos que van desde 2 pulg. hasta mas de 9 pulg. en diámetro y tienen un rango de velocidad que va desde unos 100 r.p.m. hasta mas de 800 r.p.m.. La velocidad requerida para una operación común varia de 150 - 300 r.p.m..

El motor de desplazamiento positivo ha dado grandes usos en la perforación direccional o en agujeros de carácter vertical; así como también en operaciones de coronamientos (cores), rimados, moleduras y otras operaciones. La versatilidad de esta herramienta se ajusta en excelentes funcionamientos en operaciones de pozos verticales y direccionales, incrementando las ratas de penetración (ROP), reduce posibles daños al casing (vibración de broca) y esfuerzos de rotación.

El motor de desplazamiento positivo utilizado para perforar el Pozo Amo B-10 fue el motor PowerPack de Anadrill

### **23.1 Descripción Del motor Power Pak**

El motor PowerPack consta de los siguientes elementos:

#### **Sustituto De Tope (Top Sub)**

El top sub de un motor Power Pak puede ser un simple crossover sub, dump valve, float sub o flex sub.

El motor Power Pak antiguamente usaba una válvula de desvío como un top sub. Sin embargo, en algunos casos no es

necesario usar esta válvula de desvío. Se recomienda usar un crossover sub.

### **Intercambiador De Rosca (Crossover Sub)**

El crossover sub para un motor Power Pak es un simple sustituto que tiene como convención una caja y un pin. El pin se acopla al stator del Power Pak. Un crossover sub es usado como tope de la superficie del motor para algunas operaciones.

Una válvula de desvío, float sub o flex sub son utilizados cuando son necesarios

### **Válvula De Desvío O Descarga (Dump Valve)**

Una válvula de desvío es usualmente ubicada en la sección de poder. Los objetivos principales de esta válvula son permitir que el fluido de perforación llene la sarta cuando se viaje dentro del pozo y vaciar la sarta cuando se hala fuera de pozo, evitando así los “viajes mojados”. Posibilita por otra parte circular sin que el motor gire.

La válvula de desvío o de descarga opera hidráulicamente, abriendo cuando no hay presión de fluido en la sarta de perforación o cerrándose cuando la presión se acumula.

La válvula permanece abierta mientras la presión de flujo de perforación excede la rigidez del resorte de la válvula. La tasa de flujo requerida para cerrar la válvula esta bajo la mínima tasa de flujo de trabajo especificada para un motor en particular. La acción del fluido de perforación comprimiendo el resorte cierra los puertos al espacio anular, provocando que el fluido de perforación fluya a través de la sección de poder del motor

Cuando las ratas de circulación son bajas o cuando no hay circulación se procederá a realizar un desvío (by-pass) o cruce de fluidos para a travez de pistonéo a fin de obtener su circulación normal. (Fig. A5)

### **Float Sub**

Las float sub para los motores Power Pak comercialmente tienen incorporados válvulas flotadoras. Ellas también actúan como crossover entre el tipo convencional de hilos API y Anadrill.

### **Flex Sub**

Para condiciones severas de perforación, un flex sub puede ser corrido como el top sub de un motor PowerPack. El flex sub actúa como un crossover sub, y puede incluir una válvula flotadora. Las condiciones para que un flex sub deba ser usado son:

- Pérdida de velocidad frecuente del motor
- Oscilación del BHA para ayudarlo a deslizarse
- Rimado de regreso
- Alta severidad de dogleg (más de 12° por 100 ft)

### **Sección De Poder (Power Section)**

La sección de poder convierte la energía hidráulica del fluido de perforación en potencia mecánica (hp). La potencia mecánica de una sección de poder rotor / estator es el producto de torque alto de salida y velocidad de rotación lenta. El fluido de perforación es bombeado por el interior de la sección de poder a presión lo cual causa que el rotor, rote sin el stator, esta fuerza rotacional es transmitida a través de la transmisión el cual se alinea con el existente en la broca.

La sección de poder consiste de:

Un rotor de acero inoxidable, de forma sinusoidal (en forma de onda recurrente regular) y que corre dentro de la cavidad en espiral del motor

Un stator con una cavidad en espiral recubierta con goma moldeada (hule) y con una sección elíptica a través de toda su longitud.

El stator está cuidadosamente unido dentro de un componente tubular de acero que es parte integral del forro o camisa del motor, o a un tubo individual firmemente agarrado dentro de la camisa del motor. La forma multilobular está desviada helicoidalmente a lo largo de todo el estator. El número de lóbulos del stator varía entre 2 y 11 dependiendo del motor.

El rotor de acero inoxidable o cromado está producido con perfiles lobulares en forma de espiral similar al stator, pero con un diente menos. El rotor por esto puede ser emparejado e insertado dentro del stator. El rotor tiene una excentricidad específica.

El diseño lobular produce cuñas en forma de media luna que forzan al fluido de perforación hacia abajo a través del motor debido a la presión de la bomba. Cada cuña empuja al rotor de un lado al otro de la elipse en forma progresiva recurrente a

través de la longitud de la cavidad. Con objeto de que el rotor sinusoidal se mueva a través de la elipse y se adapte a la cavidad helicoidal (espiral) del stator, el rotor debe girar, dando como resultado una fuerza de rotación que hace que la broca gire.

Cuando la sección de poder es ensamblada el rotor y stator tienen sellos con puntos de contacto con determinado número de cavidades. El rotor tiene menos espirales que el stator. Como la fuerza del lodo a través de las cavidades hace que el rotor gire o de vuelta a la derecha. (Fig. A6)

### **Sección De Transmisión**

El ensamblaje de la transmisión o de conexión, transmite la velocidad rotacional y el torque producidos por la sección de poder hacia el eje de salida, convirtiendo el movimiento excéntrico en rotacional.

El conjunto de conexión posee una unión universal de tres lóbulos localizada en cada extremo. Las uniones universales están rodeadas por una manga de hule engrapada para asegurar una lubricación a presión. Cada junta universal es

empacada y sellada con grasa lo cual ayuda a prolongar su vida, con un adecuado mantenimiento.

La transmisión debe ser capaz de absorber el empuje hacia abajo (tracción) generado por la sección de poder y permitir al rotor permanecer en correcta relación axial con el estator. Adicionalmente, la transmisión debe eliminar el movimiento centrifugo del rotor y conducir solamente la velocidad rotacional concéntrica (fuerza centrípeta) hacia el eje de salida. (Fig. A7)

### **Sección De Cojinetes Y Eje De Encaje**

La sección de cojinetes transmite la perforación y poder de rotación sobre la broca de perforación. Esta sección consiste de un encaje soportado por los cojinetes radiales y axiales. Todos los componentes del motor de fondo son diseñados para proveer un máximo de eficiencia operacional tomando en consideración; pesos sobre la broca (WOB), propiedades del fluido de perforación, parámetros de perforación, cargas laterales, velocidades de rotación, caídas de presión a través de la broca. (Fig. A8)

El drive shaft del Power pak es manufacturado con acero de alta resistencia a esfuerzos; los cojinetes axiales consisten de

múltiples carreras de bolas lubricadas por el lodo que soporta el peso sobre la broca y cargas cuando sé esta perforando y empuje hidráulico hacia abajo cuando sé esta circulando en el fondo; los cojinetes ensamblados son de carburo de tungsteno que cumplen varios propósitos:

Contrarrestar fuerzas laterales en la broca cuando sé esta perforando.

Restringe el flujo de lodo a través de la sección de los cojinetes solamente en pequeños porcentajes el cual será usado solamente para lubricar los cojinetes (bolas).

Dependiendo de los requerimientos direcciones el cojinete housing (cara posterior) pueden ser reemplazados en el rig floor o piso de la torre o estabilizadores con aletas integrales.

### **Reducción O Unión Sustituta Para La Broca**

La caja para la broca es un conector roscado, el cual se acopla directamente sobre el eje de salida.

La caja para la broca y el eje de salida son las únicas partes externas rotatorias del motor.

Después de que se haya metido al hoyo la herramienta junto con una unión sustituta curva y se haya orientado, se pone a funcionar el motor con la circulación del fluido de perforación. Luego de probar el motor, la broca se coloca en el fondo. Como la herramienta es un motor de desplazamiento positivo, la torsión de perforación es proporcional a la pérdida de presión a través de la herramienta. La presión en la superficie aumentará a medida que se le aplica más peso sobre la broca. Un peso excesivo puede atascar el motor; por lo tanto, la perforación con el motor helicoidal es una cuestión de coordinar la presión disponible de la bomba con el peso sobre la broca. (Fig. A9)

## **B.2 HERRAMIENTAS DE REGISTROS GEOFISICOS**

La perforación de pozos horizontales o altamente inclinados, creó un problema no común en la toma de registros geofísicos; usualmente las herramientas de registros se corren con una línea de acero que desciende al pozo mediante el efecto de gravedad. Sin embargo, este procedimiento está restringido en pozos con inclinaciones mayores de  $65^{\circ}$ , en consecuencia, se han desarrollado otras técnicas para la toma de registros en pozos horizontales o altamente inclinados, tales como:

### **1. Disparos Simples**

La herramienta de disparo simple registra la inclinación, dirección y la cara de la herramienta sobre un papel sensibilizado o una película fotográfica. El uso principal de esta herramienta es monitorear el progreso de un pozo direccional o desviado y ayudar a orientar la cara de la herramienta para un cambio de trayectoria. El procedimiento usual es cargar la película dentro de la herramienta, activar el registrador de tiempo, ajustar la herramienta, y soltarla dentro de la tubería de perforación. Cuando el registrador de tiempo es activado, en superficie también es activado un cronometro, a menos que el mecanismo del registrador de tiempo sea usado. El cronometro de superficie indicara cuando el instrumento ha tomado la fotografía. La herramienta es entonces retirada con un cable provisto de un enchufe de pesca o con la tubería de perforación.

La corrida y la interpretación de datos de esta herramienta es simple. Dependiendo de la profundidad del pozo, el tiempo usado puede estar entre unos pocos minutos para profundidades superficiales y mucho más de una hora para pozos profundos. Además, si la inclinación se vuelve excesiva la herramienta puede ser bombeada hacia abajo. La temperatura del área también representa un problema cuando se está tomando este estudio, ya que, si la temperatura es muy alta, la película será completamente expuesta,

tornando la fotografía negra. Para solucionar este problema se podría usar una protección especial, retardando de esta manera el efecto de la temperatura sobre la película.

## **2. Giroscopio**

El instrumento Giroscopio mide la dirección como brújula sin usar las líneas magnéticas naturales de la tierra. Por lo tanto, puede registrar las direcciones dentro de la tubería de acero de perforación collares de perforación, tubería de revestimiento, o en hueco abierto.

También mide el ángulo de desviación con instrumentos de registro de desviación regular o modificado. Estos giroscopios tienen errores tales como giro desviación. Un giroscopio mejorado determina la dirección por la relación con la rotación de la tierra y la fuerza de gravedad. Estas operaciones son similares a los instrumentos anteriores, excepto que no requiere orientación. El uso común de esta herramienta es la orientación y estudios del pozo con hueco entubado. El giroscopio mantiene una base o fija una dirección de referencia. Durante movimientos subsecuentes esta medición relativa cambia de dirección. El giroscopio opera similarmente a los otros instrumentos de medida, la principal diferencia es que el método de medida cambia de desviación.

El eje del giroscopio esta orientado para fijar un punto de referencia fija en un método de operación. La herramienta es bajada dentro del hueco abierto o entubado o dentro de la sarta de perforación, con pausas para medidas periódicas usando un registrador de tiempo o el sensor de movimiento más común. Luego, la herramienta es sacada del pozo y sus medidas son leídas.

### **3. Herramienta MWD (Medición Mientras se Perfora)**

Con esta herramienta se obtiene información del yacimiento en el instante mismo en que se perfora el agujero. Existen básicamente dos clases de herramientas MWD, la que únicamente es direccional, con la cual se mide la inclinación, el acimut y la orientación de la cara de herramienta (broca), y otra que al adicionarle algunos sensores se convierte en herramienta registradora de formación (LWD).

El MWD es útil para la evaluación de las formaciones mientras se está perforando, en la cual se utiliza la tubería de perforación como elemento de desplazamiento, los datos son obtenidos a través del fluido de perforación y no por cable como en los registros convencionales. El sistema proporciona una medida exacta de los datos tomados mediante sensores, y se transmiten a la superficie a través del pulso de lodo al sistema de telemetría.

El MWD se emplea especialmente en la perforación de pozos horizontales para una eficiente orientación de los motores de fondo, las oportunas lecturas de condiciones críticas de formación tales como: sobrepresiones e información básica de parámetros del yacimiento que tradicionalmente habían sido obtenidos mediante registros con línea acero, necesarios para la toma de decisiones y mejor control del pozo.

La parte medular del sistema LWD es la unidad de pulsación (Fig. A10), el cual permite la transmisión de los datos del fondo del pozo mediante un código de secuencia de pulso en el lodo. Estos pulsos de presión negativos son generados por un activador, que abre y cierra una válvula para descargar una pequeña cantidad de fluido de perforación en el espacio anular, causando a la vez una caída de presión de 100 - 300 psi. La duración de la presión de pulso está relacionada con la calibración del cierre y apertura de la válvula, sobre todo en tiempos cortos para la obtención del código del sensor de datos.

La presión de pulso es detectada en la superficie mediante un transductor sensible a la presión colocado en la tubería de pie.

La señal en el transductor de superficie es retransmitida a una computadora, la cual automáticamente filtra las señales de pulso en

el lodo de ruidos extraños y decodifica los datos de la secuencia de pulsos de lodo. Las señales y datos compilados son graficados e impresos, además de que se almacenan en cintas magnéticas para corridas posteriores y futuros análisis.

Las herramientas de registros MWD combinan algún grado de capacidad de evaluación de formación con la herramienta orientadora. Los datos del registro de resistividad y rayos gama se obtienen en tiempo real que a través de ellos, se pueden evaluar la formación y el efecto direccional; así como hacer correcciones instantáneas a la trayectoria del pozo. El registro de resistividad ayuda a identificar los marcadores de formación y la presencia de hidrocarburos; así como alertar al personal encargado de tomar las lecturas de la presencia de presiones de poro anormales. En tanto que el de rayos gama, es un detector que indica cuando se penetra a la formación objetivo.

El tipo de arreglo en un LWD consta de Rayos Gama-Direccional y la combinación Resistividad-Rayos Gama-Direccional. Una sarta Rayos gama-Direccional, proporciona información necesaria para el cambio inmediato en la trayectoria del pozo. La sarta Resistividad-Gama-Direccional proporciona dos medidas de resistividad en conjunto con las mediciones de Rayos Gama y Dirección. Otras mediciones del

sistema LWD incluyen temperatura, calibre de agujero y presión diferencial dentro y fuera de los lastrabarrenas.

### **3.1. Sensores De Dirección.**

Miden inclinación, acimut y orientación de la cara de la herramienta; Estas mediciones son utilizadas para determinar o corregir la trayectoria del pozo.

### **3.2. Sensores De Rayos Gama.**

Existen dos ensambles, el convencional y el enfocado. El convencional mide la radiación gama total en cada punto del agujero y con los datos obtenidos se realizan correlaciones geológicas con formaciones de pozos vecinos. El ensamble enfocado además de medir la radiación gama, también registra la radiación gama que emana de la parte superior e inferior del agujero, los cuales son útiles para detectar los límites de cuerpos cercanos al pozo horizontal; en consecuencia permite controlar la perforación dentro del cuerpo objetivo (Fig. A11).

### **3.3. Sensores De Resistividad.**

Este arreglo proporciona dos medidas de resistividad, la resistividad a la conducción y la resistencia (dureza) de la

formación perforada. Estas lecturas son empleadas para determinar zonas geopresionadas.

### **3.4. Sensores De Temperatura.**

Dos sensores de temperatura son incluidos en el sistema MWD. Uno interno útil para corregir la temperatura direccional del pozo y, otro en el anular que sirve para corregir las lecturas de resistividad. Ambos sensores proporcionan información para la detección de gradientes geotérmicos y zonas de presión anormal.

### **3.5. Sensores De Presión.**

Los transductores sensibles de presión miden directamente la presión de fondo y son útiles para determinar la densidad equivalente de circulación, caídas de presión en la broca y presiones de surgencia y suaveo

Las herramientas MWD utilizadas para tomar registros en el pozo Amo B-10 fueron las siguientes:

## **4. La herramienta Telemetrica PowerPulse MWD**

Esta herramienta usa una onda de lodo continua, o tipo sirena, método telemetrico e incorpora diseños característicos y programas

que permiten que logre una aproximación de datos de transmisión en una proporción de 6 a 10 bits por segundo.

La calidad de la transmisión se refuerza por un incremento de la relación de los signos de ruido así él no compite con perforación de bombas, motores y otras fuentes de ruido en el taladro.

La herramienta PowerPulse es fuerte y confiable, es probada contra golpes o choques y calificó dos veces las especificaciones estándares de herramientas MWD. Las tablas electrónicas están montadas en un chasis duro bastante fuerte para resistir golpes y vibraciones extremas. Adicionalmente se aumenta la seguridad característica en la construcción de todos los componentes de la herramienta.

El mayor espacio libre entre las aletas de la turbina resiste el bloqueo y extiende la vida de las aletas y los continuos servicios hueco abajo a 500 horas. Estas mejoras contribuyen que el rango y tasas de flujo sean más altos.

Los pulsos de lodo sirena resisten el bloqueo de los escombros y la pérdida de material de circulación (LCM). No hay necesidad de colocar un tamiz sobre la herramienta de PowerPulse de hecho, la construcción de carburo de tungsteno también reduce la susceptibilidad a la corrosión.

Las Conexiones entre la herramienta PowerPulse y las uniones substitutas son interiores al drill collar y pueden hacerse sin procedimientos especiales en el rig floor.

La herramienta PowerPulse comunica la superficie con el fondo del pozo ahorrando así tiempo de taladro ya que elimina viajes. Por variaciones de flujo a través de las bombas de lodo, el ingeniero puede reprogramar la velocidad de transmisión de datos, frecuentemente grabar la memoria y armar tipos de datos. Cambiar los datos armados, él puede responder a cambios en la perforación o condiciones geológicas y seleccionar qué datos transmitir en tiempo real y qué guardar en memoria. Por cambios en la tasa de telemetría, él puede superar problemas asociados con ruido del taladro y lodos de base aceite y puede transmitir datos sobre registros de profundidades. (Fig. A12)

#### Beneficios de la herramienta PowerPulse

- ✓ La herramienta PowerPulse pone un nuevo estándar en la fiabilidad de transmisión.
- ✓ El indicador de mantenimiento y el diagnóstico interior minimizan los riesgos de fracasos del calibre del pozo diciéndole al ingeniero cuándo realizar mantenimiento rutinario.

- ✓ La herramienta es simple de operar bajo una gama amplia de tasas de flujo; no se requieren turbinas para ajustar el hueco.
- ✓ La herramienta puede operar en pérdidas de material de circulación (LCM) concentraciones que exceden 70 libras por barril sin requerir tamiz.
- ✓ La herramienta PowerPulse es diseñada a temperaturas arriba de 150°C; una especial opción es la de extender el rango a 175°C para una alta temperatura.
- ✓ Las tasas del sistema de transmisión de datos arriba de 10 bits por segundo proporciona una alta resolución de registros en tiempo real.
- ✓ La herramienta PowerPulse mide inclinación, acimut y cara de la herramienta para las aplicaciones de perforación direccional convencionales.
- ✓ Registros continuos mientras esta rodando ahorra tiempo y es ideal para aplicaciones de perforación topdrive.

- ✓ Las medidas de choque o golpe ayudan al perforador a seleccionar la mejor velocidad rotatoria para minimizar las vibraciones hueco abajo y subsecuentemente daños a los componentes de la tubería de perforación.

## **5. La herramienta CDR (Compensated Dual Resistivity)**

la herramienta CDR (Compensated Dual Resistivity) hace espectros de rayo gamma, profundidad compensada de calibre de pozo y medidas de resistividad poco profundas que permiten correlaciones precisas, definición de límites de las capas y detección de hidrocarburos en todos los tipos de fluidos de perforación. La herramienta CDR complementa la herramienta RAB para cubrir el rango de resistividad total con precisión.

Dos profundidades de investigación poco profundas de (20 a 45 pulgadas) y profundidades de (35 a 65 pulgadas) aseguran la detección de invasión de filtrado, indican la localización de zonas permeables y contactos de petróleo-agua, y permiten la determinación de la resistividad verdadera.

Las medidas mientras se perfora permiten una correlación precisa lateral y vertical y ayudan al perforador a seleccionar la tubería de revestimiento (casing) y puntos de extracción de núcleos, identifica

marcadores geológicos y la localización de puntos de inicio de pozos horizontales.

Una de las mayores ventajas de la herramienta CDR es la habilidad de medir la resistividad verdadera en estratos tan delgados como 6 pulgadas antes de que ocurra la invasión. Una vez que estos estratos se invaden profundamente, no hay ningún otro método fiable para obtener la resistividad verdadera. (Fig. A13)

# ANEXO C

## REGISTROS TOMADOS POR LA HERRAMIENTA MWD

### ANADRILL / SCHLUMBERGER

#### Reporte de Survey

#### Método de Curvatura Mínima

PROFUNDIDAD MEDIDA	INCLINACIÓN	DIRECCIÓN	PROFUNDIDAD VERTICAL	SECCIÓN VERTICAL	COORDENADAS RECTANGULARES		DLS Deg/100'
0	0	0	0	0	0	0	
247.90	.20	64.00	247.90	-.14	.19 N	.39 E	.08
373.00	.10	72.00	373.00	-.23	.32 N	.69 E	.08
465.30	0	0	465.30	-.24	.34 N	.77 E	.11
554.10	0	0	554.10	-.24	.34 N	.77 E	0
643.90	.10	50.70	643.90	-.28	.39 N	.83 E	.11
738.50	.10	101.70	738.50	-.30	.43 N	.97 E	.09
825.50	1.40	160.70	825.49	.77	.59 S	1.40 E	1.55
919.90	2.50	173.70	919.83	3.95	3.72 S	2.00 E	1.25
1015.40	2.70	170.60	1015.24	8.28	8.01 S	2.60 E	.26
1109.40	2.60	175.50	1109.13	12.63	12.32 S	3.13 E	.26
1203.80	1.60	177.10	1203.47	16.08	15.77 S	3.36 E	1.06
1296.70	1.20	168.40	1296.34	18.34	18.02 S	3.62 E	.49
1392.60	.30	199.40	1392.23	19.57	19.24 S	3.74 E	1.00
1487.20	.20	198.90	1486.83	19.93	19.63 S	3.61 E	.11
1581.90	.20	164.10	1581.53	20.25	19.95 S	3.60 E	.13
1675.90	.20	168.60	1675.53	20.57	20.27 S	3.68 E	.02
1770.30	.20	155.70	1769.93	20.89	20.58 S	3.78 E	.05
1865.00	.30	145.70	1864.63	21.27	20.93 S	3.98 E	.11
1959.70	.30	131.60	1959.33	21.68	21.30 S	4.31 E	.08
2053.50	.30	145.70	2053.13	22.09	21.67 S	4.63 E	.08
2148.40	.20	140.30	2148.03	22.45	22.00 S	4.88 E	.11
2243.60	.30	154.30	2243.23	22.83	22.35 S	5.09 E	.12
2334.90	.30	156.20	2334.52	23.28	22.79 S	5.29 E	.01
2430.40	.30	164.00	2430.02	23.77	23.26 S	5.46 E	.04
2525.30	.30	149.70	2524.92	24.25	23.71 S	5.66 E	.08
2619.20	.30	154.50	2618.82	24.71	24.14 S	5.89 E	.03
2713.10	.30	150.50	2712.72	25.17	24.58 S	6.11 E	.02
2807.40	.30	153.90	2807.02	25.63	25.02 S	6.34 E	.02
2899.00	.30	139.60	2898.62	26.06	25.42 S	6.60 E	.08
2996.80	.40	148.60	2996.41	26.59	25.90 S	6.95 E	.12
3091.80	.20	148.80	3091.41	27.04	26.33 S	7.21 E	.21
3185.20	.20	147.30	3184.81	27.34	26.60 S	7.38 E	0
3279.50	.20	119.20	3279.11	27.58	26.82 S	7.61 E	.10
3374.80	.30	114.60	3374.41	27.82	27.01 S	7.98 E	.11

YPF ECUADOR INC.  
 AMO B-10 , SLOT G  
 MWD SURVEYS

ANADRILL / SCHLUMBERGER

Reporte de Registros

Método de Curvatura Mínima

PROFUNDIDAD MEDIDA	INCLINACIÓN	DIRECCIÓN	PROFUNDIDAD VERTICAL	SECCIÓN VERTICAL	COORDENADAS RECTANGULARES		DLS Deg/100'
3469.10	.30	131.20	3468.71	28.13	27.27 S	8.39 E	.09
3563.60	.20	115.00	3563.21	28.41	27.50 S	8.73 E	.13
3652.70	.30	145.70	3652.31	28.70	27.76 S	9.00 E	.18
3753.00	.20	113.10	3752.61	29.02	28.05 S	9.31 E	.17
3847.50	.60	169.20	3847.11	29.60	28.60 S	9.55 E	.55
3941.90	2.00	183.20	3941.48	31.71	30.73 S	9.56 E	1.51
4033.70	4.40	182.30	4033.13	36.76	35.85 S	9.32 E	2.61
4129.40	7.20	177.60	4128.33	46.35	45.51 S	9.43 E	2.96
4225.60	9.50	173.50	4223.50	60.30	59.42 S	10.58 E	2.47
4318.60	10.20	178.00	4315.13	76.17	75.28 S	11.74 E	1.12
4417.40	11.30	177.40	4412.20	94.52	93.69 S	12.48 E	1.12
4512.30	12.80	176.20	4505.01	114.27	113.47 S	13.60 E	1.60
4606.40	15.00	175.80	4596.34	136.84	136.02 S	15.18 E	2.34
4701.00	17.00	176.90	4687.27	162.85	162.04 S	16.83 E	2.14
4795.50	18.40	177.70	4777.30	191.48	190.74 S	18.17 E	1.50
4890.00	20.70	177.80	4866.35	222.96	222.33 S	19.41 E	2.43
4984.70	22.80	177.80	4954.30	257.90	257.40 S	20.76 E	2.22
5079.40	24.80	178.90	5040.94	295.92	295.59 S	21.84 E	2.16
5169.60	27.30	179.10	5121.97	335.27	335.20 S	22.53 E	2.77
5263.80	29.70	179.10	5204.75	379.92	380.14 S	23.24 E	2.55
5358.50	30.20	180.40	5286.81	426.81	427.41 S	23.44 E	.86
5456.50	30.10	178.80	5371.55	475.65	476.63 S	23.78 E	.83
5550.80	29.60	179.00	5453.34	522.30	523.56 S	24.69 E	.54
5642.60	29.10	180.20	5533.35	566.95	568.55 S	25.00 E	.84
5738.10	29.30	179.60	5616.72	613.15	615.14 S	25.08 E	.37
5819.60	29.10	179.50	5687.86	652.61	654.90 S	25.40 E	.25
5979.60	28.60	180.60	5828.00	729.14	732.10 S	25.34 E	.46
6072.20	28.30	178.50	5909.42	772.91	776.20 S	25.68 E	1.13
6167.80	27.40	178.50	5993.95	817.33	820.85 S	26.85 E	.94
6263.10	27.90	178.40	6078.37	861.32	865.06 S	28.04 E	.53
6357.20	28.60	178.10	6161.26	905.63	909.58 S	29.41 E	.76
6452.10	30.10	177.10	6243.97	951.96	956.05 S	31.36 E	1.66
6549.70	32.20	176.90	6327.50	1002.29	1006.46 S	34.01 E	2.15
6640.90	33.80	176.40	6403.98	1051.83	1056.04 S	36.91 E	1.78
6735.20	35.80	176.70	6481.41	1105.51	1109.76 S	40.15 E	2.13

YPF ECUADOR INC.  
 AMO B-10 , SLOT G  
 MWD SURVEYS

ANADRILL / SCHLUMBERGER

Reporte de Survey

Método de Curvatura Mínima

PROFUNDIDAD MEDIDA	INCLINACIÓN	DIRECCIÓN	PROFUNDIDAD VERTICAL	SECCIÓN VERTICAL	COORDENADAS RECTANGULARES		DLS Deg/100'
6830.80	37.10	177.30	6558.31	1162.13	1166.48 S	43.12 E	1.41
6927.50	39.30	177.10	6634.30	1221.72	1226.21 S	46.04 E	2.28
6958.80	40.10	177.30	6658.38	1241.65	1246.17 S	47.02 E	2.59
6990.50	40.80	177.30	6682.50	1262.14	1266.72 S	47.99 E	2.21
7022.70	41.50	177.50	6706.75	1283.26	1287.89 S	48.95 E	2.21
7054.80	42.40	177.70	6730.62	1304.63	1309.32 S	49.84 E	2.83
7086.10	43.30	177.70	6753.57	1325.83	1330.59 S	50.70 E	2.87
7117.80	44.20	177.70	6776.47	1347.66	1352.50 S	51.58 E	2.84
7146.60	45.00	177.80	6796.97	1367.79	1372.70 S	52.37 E	2.79
7180.60	45.60	177.60	6820.89	1391.86	1396.85 S	53.34 E	1.81
7212.70	45.70	177.50	6843.33	1414.73	1419.78 S	54.32 E	.38
7244.40	46.30	177.50	6865.35	1437.44	1442.56 S	55.32 E	1.89
7275.30	47.10	177.40	6886.54	1459.85	1465.03 S	56.32 E	2.60
7307.20	47.90	177.70	6908.09	1483.28	1488.53 S	57.32 E	2.60
7338.90	48.30	177.70	6929.26	1506.77	1512.10 S	58.27 E	1.26
7370.00	49.00	177.70	6949.81	1530.02	1535.43 S	59.21 E	2.25
7402.00	49.70	177.70	6970.65	1554.20	1559.69 S	60.18 E	2.19
7433.60	50.30	177.90	6990.96	1578.30	1583.88 S	61.11 E	1.96
7465.20	50.90	178.00	7011.02	1602.61	1608.28 S	61.98 E	1.91
7496.60	51.10	177.90	7030.78	1626.90	1632.67 S	62.86 E	.68
7527.50	50.90	177.80	7050.23	1650.81	1656.66 S	63.76 E	.69
7558.80	50.60	177.60	7070.03	1674.95	1680.88 S	64.73 E	1.08
7591.30	51.30	177.30	7090.50	1700.10	1706.10 S	65.85 E	2.27
7622.10	51.50	177.40	7109.72	1724.08	1730.14 S	66.97 E	.70
7653.70	51.50	177.40	7129.39	1748.72	1754.85 S	68.09 E	0
7685.40	51.50	177.30	7149.13	1773.44	1779.63 S	69.24 E	.25
7716.80	51.30	177.10	7168.72	1797.90	1804.14 S	70.44 E	.81
7747.90	51.30	177.30	7188.16	1822.09	1828.38 S	71.62 E	.50
7780.20	51.70	177.20	7208.27	1847.28	1853.63 S	72.83 E	1.26
7811.40	52.70	177.50	7227.39	1871.84	1878.26 S	73.97 E	3.29
7842.20	54.00	178.00	7245.77	1896.45	1902.95 S	74.94 E	4.42
7873.70	54.30	177.90	7264.22	1921.87	1928.46 S	75.86 E	.99
7906.00	54.80	177.90	7282.96	1948.06	1954.76 S	76.82 E	1.55
7936.70	55.70	178.00	7300.46	1973.17	1979.97 S	77.72 E	2.94
7967.70	56.50	178.00	7317.75	1998.78	2005.68 S	78.62 E	2.58

**YPF ECUADOR INC.  
AMO B-10 , SLOT G  
MWD SURVEYS**

**ANADRILL / SCHLUMBERGER**

**Reporte de Survey**

**Método de Curvatura Mínima**

<b>PROFUNDIDAD MEDIDA</b>	<b>INCLINACIÓN</b>	<b>DIRECCIÓN</b>	<b>PROFUNDIDAD VERTICAL</b>	<b>SECCIÓN VERTICAL</b>	<b>COORDENADAS RECTANGULARES</b>		<b>DLS Deg/100'</b>
8000.00	56.80	177.90	7335.50	2025.64	2032.65 S	79.59 E	.96
8031.20	57.60	178.10	7352.40	2051.75	2058.86 S	80.50 E	2.62
8063.00	58.90	177.90	7369.14	2078.66	2085.88 S	81.44 E	4.12
8095.00	60.10	177.90	7385.38	2106.11	2113.43 S	82.45 E	3.75
8125.00	60.80	178.00	7400.17	2132.09	2139.51 S	83.39 E	2.35
8156.40	61.80	178.20	7415.25	2159.50	2167.04 S	84.30 E	3.23
8187.90	62.60	178.30	7429.94	2187.23	2194.89 S	85.15 E	2.55
8219.90	63.30	178.20	7444.50	2215.58	2223.38 S	86.02 E	2.20
8251.00	64.40	177.90	7458.20	2243.37	2251.28 S	86.97 E	3.64
8281.50	65.10	178.00	7471.21	2270.83	2278.85 S	87.96 E	2.31
8313.40	65.80	178.10	7484.47	2299.71	2307.84 S	88.95 E	2.21
8346.00	66.80	178.00	7497.57	2329.42	2337.68 S	89.96 E	3.08
8376.80	67.50	177.80	7509.53	2357.68	2366.04 S	91.00 E	2.35
8408.50	68.50	177.90	7521.40	2386.94	2395.41 S	92.10 E	3.17
8440.60	69.30	178.00	7532.96	2416.75	2425.34 S	93.18 E	2.51
8471.30	70.20	178.00	7543.59	2445.42	2454.12 S	94.18 E	2.93
8502.10	71.00	178.10	7553.82	2474.34	2483.16 S	95.17 E	2.61
8534.70	71.60	178.20	7564.27	2505.07	2514.02 S	96.17 E	1.86
8566.40	72.40	178.20	7574.06	2535.06	2544.16 S	97.11 E	2.52
8597.50	73.20	178.50	7583.26	2564.62	2573.85 S	97.97 E	2.73
8629.50	74.00	178.30	7592.29	2595.15	2604.54 S	98.83 E	2.57
8660.40	75.00	178.20	7600.55	2624.78	2634.30 S	99.74 E	3.25
8691.50	75.90	178.10	7608.37	2654.74	2664.39 S	10.71 E	2.91
8723.40	76.30	178.10	7616.03	2685.55	2695.33 S	101.73 E	1.25
8754.60	76.70	178.10	7623.31	2715.75	2725.66 S	102.74 E	1.28
8786.00	77.40	178.30	7630.35	2746.20	2756.24 S	103.70 E	2.31
8818.20	77.90	178.50	7637.24	2777.49	2787.68 S	104.58 E	1.67
8862.10	80.30	178.50	7645.54	2820.35	2830.77 S	105.71 E	5.47
8881.80	81.20	178.50	7648.70	2839.69	2850.21 S	106.22 E	4.57
8904.90	82.10	178.50	7652.06	2862.42	2873.06 S	106.81 E	3.90
8941.10	84.10	177.40	7656.41	2898.19	2908.97 S	108.10 E	6.29
8972.90	84.40	176.90	7659.59	2929.73	2940.57 S	109.67 E	1.83
9003.50	85.70	176.80	7662.23	2960.13	2971.01 S	111.35 E	4.26
9036.00	86.40	176.40	7664.47	2992.47	3003.38 S	113.27 E	2.48
9068.10	86.20	174.80	7666.54	3024.45	3035.31 S	115.73 E	5.01

**YPF ECUADOR INC.  
AMO B-10 , SLOT G  
MWD SURVEYS**

**ANADRILL / SCHLUMBERGER**

**Reporte de Survey**

**Método de Curvatura Mínima**

<b>PROFUNDIDAD MEDIDA</b>	<b>INCLINACIÓN</b>	<b>DIRECCIÓN</b>	<b>PROFUNDIDAD VERTICAL</b>	<b>SECCIÓN VERTICAL</b>	<b>COORDENADAS RECTANGULARES</b>		<b>DLS Deg/100'</b>
9098.70	86.30	174.50	7668.54	3054.96	3065.72 S	118.58 E	1.03
9130.00	86.60	174.40	7670.48	3086.19	3096.81 S	121.60 E	1.01
9161.70	89.10	173.90	7671.67	3117.85	3128.32 S	124.83 E	8.04
9193.70	89.90	172.90	7671.95	3149.84	3160.10 S	128.50 E	4.00
9224.90	89.30	171.00	7672.17	3181.04	3191.00 S	132.87 E	6.38
9255.70	89.10	170.20	7672.60	3211.82	3221.38 S	137.90 E	2.68
9286.90	89.20	169.80	7673.06	3242.99	3252.10 S	143.32 E	1.32
9318.80	89.50	169.50	7673.42	3274.84	3283.48 S	149.05 E	1.33
9350.50	90.20	169.30	7673.51	3306.50	3314.64 S	154.88 E	2.30
9382.00	91.00	169.30	7673.18	3337.95	3345.59 S	160.73 E	2.54
9413.60	90.40	168.40	7672.79	3369.48	3376.59 S	166.84 E	3.42
9446.40	88.60	167.40	7673.08	3402.17	3408.66 S	173.72 E	6.28
9476.30	87.50	167.10	7674.09	3431.93	3437.80 S	180.31 E	3.81
9508.00	88.10	166.90	7675.31	3463.46	3468.67 S	187.44 E	1.99
9539.50	90.30	166.30	7675.75	3494.79	3499.30 S	194.74 E	7.24
9570.60	91.00	165.80	7675.40	3525.69	3529.49 S	202.23 E	2.77
9603.40	91.10	165.90	7674.79	3558.26	3561.29 S	210.25 E	.43
9634.10	91.20	165.90	7674.18	3588.75	3591.05 S	217.73 E	.33
9665.80	91.30	165.90	7673.49	3620.23	3621.79 S	225.45 E	.31
9696.70	91.10	165.70	7672.84	3650.92	3651.74 S	233.03 E	.91
9728.10	91.00	165.80	7672.26	3682.09	3682.17 S	240.75 E	.45
9759.20	91.10	165.70	7671.70	3712.97	3712.31 S	248.41 E	.45
9789.20	91.10	165.60	7671.12	3742.75	3741.37 S	255.84 E	.33
9820.10	91.10	165.70	7670.53	3773.42	3771.30 S	263.50 E	.32
9851.70	91.20	165.70	7669.89	3804.80	3801.91 S	271.30 E	.32
9884.60	91.30	165.70	7669.17	3837.46	3833.78 S	279.43 E	.30
9916.70	91.40	165.70	7668.42	3869.32	3864.88 S	287.35 E	.31
9935.30	91.30	165.40	7667.98	3887.78	3882.89 S	291.99 E	1.70

LA SIGUIENTE ES UNA PROYECCION

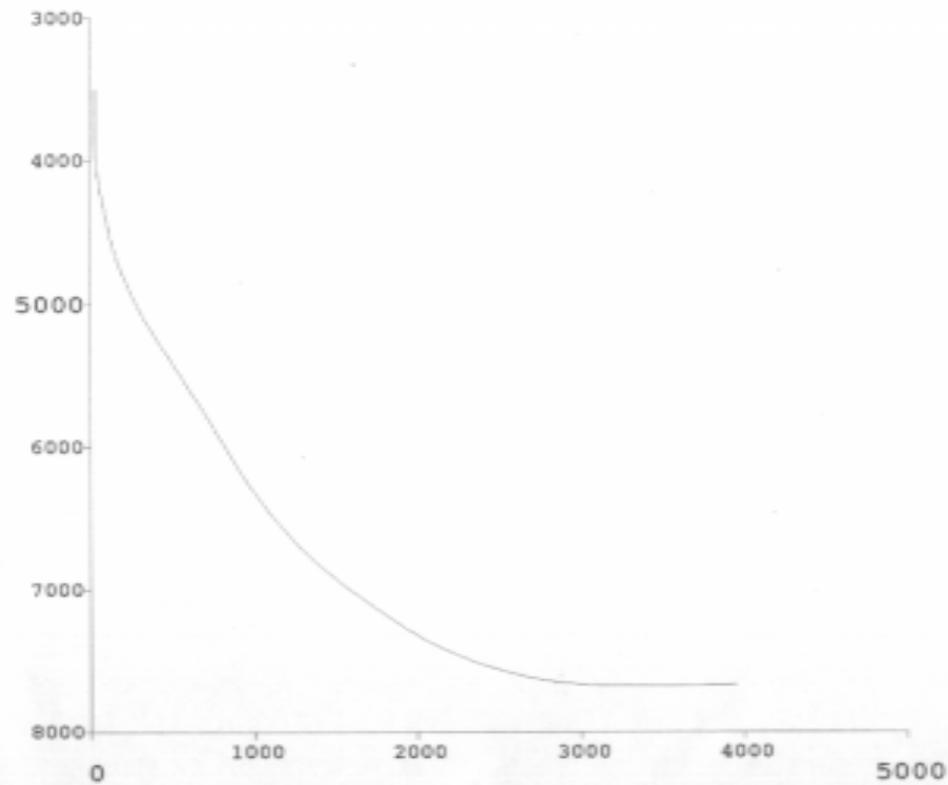
10000.00	91.30	165.40	7666.51	3951.97	3945.48 S	308.30 E	0
----------	-------	--------	---------	---------	-----------	----------	---

Localizacion final : 3957.5 pies a 175.53 grados  
Plan de la sección vertical : 172.50 grados

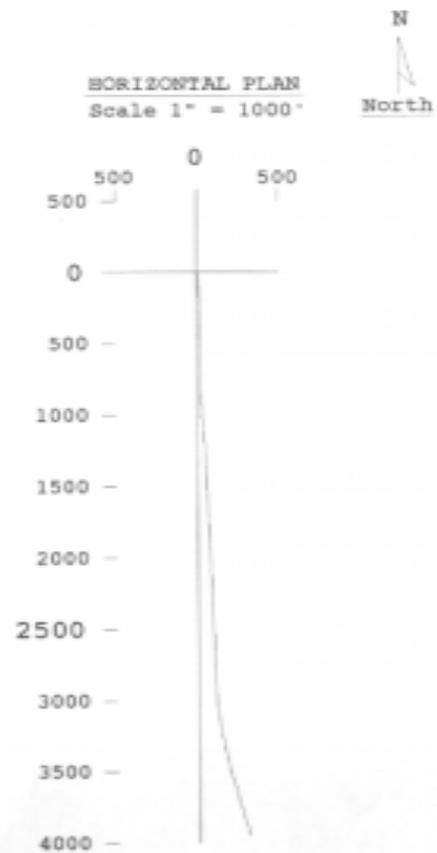
PLANE OF PROPOSAL  
172.5°

YPF ECUADOR INC.  
AMO B-10 , SLOT G  
MWD SURVEYS

VERTICAL SECTION  
Scale 1" = 1000'



HORIZONTAL PLAN  
Scale 1" = 1000'



N  
North

# BIBLIOGRAFÍA

## a) Libro

1. Neal J. Adams, Penn Well Books ( Tulsa, 1985)
2. Eastman Christensen, Directional Drilling (Houston, 1990)

## b) Manual

3. Anadrill Schulumberger, Horizontal Drilling Training Manual  
(Diciembre 1991)
4. Mike Smith, Directional Drilling Training Manual (Diciembre 1996)
5. Anadrill, PowerPack Steerable Motor Handbook (Sugar Land, Texas 1997)
6. Anadrill, Integrated Drilling Evaluation and Logging  
(Sugar Land, Texas 1995)

## NOTA:

El Capítulo dos fue tomado casi en su totalidad de la sección diez del “ Directional Drilling Training Manual” y de la sección siete del “Horizontal Drilling Training Manual”, ya que muchos de los conceptos en ellos vertidos no se los podía obviar por ser de vital importancia en la comprensión del tema de este capítulo.